Université du Québec Institut National de la Recherche Scientifique Énergie, Matériaux et Télécommunications

## Analyse de performance des algorithmes de contrôle du G2V/V2G des véhicules électriques dans les réseaux électriques intelligents

Par

Intissar Harrabi

Mémoire présenté pour l'obtention du grade

Maître ès sciences (M.Sc.) en télécommunications

Jury d'évaluation

Directeur de recherche

Examinateur interne

Examinateur externe

Prof. Martin Maier, INRS-ÉMT

Prof. Jean-Charles Grégoire, INRS-ÉMT

Prof. Brigitte Jaumard, Concordia University

© Droits réservés de Intissar Harrabi, 2014



## Remerciements

Je tiens à exprimer tout d'abord mes remerciements et ma gratitude à mon encadrant, le Professeur Martin Maier, pour ses encouragements et ses remarques pertinentes ainsi que pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il m'a consacrée tout au long de ce maîtrise. J'ai largement profité de sa pédagogie, méthodologie et de ses conseils constructifs pour l'élaboration de ce mémoire.

J'exprime aussi mes sincères reconnaissances à tous mes collègues du laboratoire «Optical Zeitgeist Laboratory» de l'Institut National de la Recherche Scientifique qui ont collaboré d'une façon ou d'une autre à la réalisation de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également au NSERC pour leur soutien financier mis en oeuvre par le Professeur Martin Maier et à tous les enseignants tout au long de mon parcours académique.

Enfin, mes vifs remerciements se tournent vers ma famille qui m'a toujours soutenue et encouragée durant toute de ma vie.

## Resumé

Les réseaux d'accès à large bande FiWi (*fiber-wireless*) peuvent être déployés non seulement dans le secteur des télécommunications, mais aussi dans d'autres secteurs économiques pertinents, y compris l'énergie et le transport. Dans ce cadre, le concept du réseau électrique intelligent (*Smart Grid*) vise à intégrer ces trois différents secteurs : les communications, l'énergie et les transports. En effet, les centres de distribution d'électricité sont devenus capables d'améliorer l'efficacité du réseau électrique en se servant des technologies d'accès à large bande. Dans ce contexte, l'une des préoccupations majeures est l'intégration des véhicules électriques (*plug-in electric vehicles* (PEVs)) et des sources d'énergie renouvelables (*renewable energy sources* (RESs)) au sein des réseaux électriques intelligents. Le déploiement des PEVs joue un rôle important dans la transformation des systèmes électrique actuels vers un nouveau système à faibles émissions de carbone. Grâce à cette mobilité électrique (*E-Mobility*), le système de transport devient plus économique en termes d'énergie que lorsqu'on utilise les moteurs à combustion interne. En outre, les PEVs assurent même un transport à zéro émission de carbone lorsqu'ils se rechargent à partir des RESs.

Les réseaux de communications deviennent une nécessité pour l'intégration des PEVs dans le réseau électrique intelligent afin de garantir l'échange bidirectionnel de l'information entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité. Cependant, il y a encore un débat vis à vis des stratégies de coordination et de contrôle des algorithmes de recharge/décharge des PEVs qui combinent simultanément le *Grid-To-Vehicle* (G2V), le *Vehicle-To-Grid* (V2G), et les RESs. Ce mémoire propose une méthodologie décentralisée qui contrôle l'ordonnancement de la recharge (G2V)/décharge (V2G) des PEVs dans les réseaux électriques intelligents. À cette fin, nous avons combiné un système de distribution d'énergie et une infrastructure de communication du réseau électrique intelligent qui permettent l'échange en temps réel d'informations entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité pour réussir la coordination des algorithmes du G2V/V2G. Nous implémentons différents scénarios du G2V/V2G dans une approche multidisciplinaire basée sur la co-simulation et les analyses des performances de notre système en termes de puissance et de communication, à travers une infrastructure de communications FiWi du réseau électrique intelligent. Ces différentes stratégies sont décrites ainsi qu'une comparaison entre les performances d'algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour des systèmes de distribution électrique centralisés et décentralisés est établie. Cette étude examine plusieurs métriques de performance, tels que la demande de puissance du système et les pertes totales en puissance, et du point de vue communication, le *throughput* et le délai de transmission.

Les résultats obtenus montrent que l'adoption de l'algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé est considérée plus efficace et donne des performances de puissance et de communication supérieures à celles réalisées avec l'algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé. En effet, l'adoption de ce dernier algorithme est capable d'optimiser le profil de recharge des PEVs au prix d'une connaissance globale des paramètres de tous les PEVs connectés. Nous prouvons également que l'intégration des panneaux solaires photovoltaïques pour recharger localement les PEVs joue un rôle majeur dans la réduction des effets de l'énorme charge qu'ajoutent les PEVs au réseau électrique, ce qui permet de minimiser le pic de la demande d'énergie et d'équilibrer la charge totale du système.

## Abstract

Emerging high capacity fiber-wireless (FiWi) broadband access networks may not only be deployed in the telecommunications sector, but also in other relevant economic sectors, including energy and transport. As a matter of fact, emerging Smart Grid concept aims at integrating these three different sectors : communications, energy, and transportation. Relying on advanced communications and broadband access technologies, power utilities are moving towards grid modernization to optimize energy utilization. One of the main concerns is the integration of plug-in electric vehicles (PEVs) and renewable energy sources (RESs) within Smart Grids. The deployment of PEVs plays a key role in the transformation of the today's energy systems towards an emerging low-carbon society. With an electricity-based mobility model, the transportation system becomes more energy efficient compared to internal combustion engines. PEVs even enable zero carbon transport when coupled with RESs.

The need for communication networks becomes a necessity in supporting a two-way flow of information for PEV integration in the Smart Grid. However, there is still much debate on how PEV charging should be coordinated in Smart Grids by combining vehicle-to-grid (V2G), grid-tovehicle (G2V), and RESs as well as real-time exchange of information between PEVs and utilities. This thesis proposes a decentralized methodology for the planning and scheduling of the charging (G2V)/discharging (V2G) activities of PEVs within the Smart Grids framework. Toward this end, we combined a power distribution system with a Smart Grid communications infrastructure in order to enable real-time exchange of information between PEVs and utilities for the coordination of charging algorithms, which allow PEVs to intelligently consume or send back stored power to the grid (V2G capability). We implement different scenarios of coordinated PEV charging algorithms in a multidisciplinary approach by means of analysis and powerful co-simulation of both power and communication perspectives, over a converged broadband FiWi Smart Grid communications infrastructure. The different types of PEV charging strategies are described, as well as a detailed comparison between the performance of centralized and decentralized PEV charging algorithms is provided. This study examines several performance metrics, such as system power demand and total power losses, and from the communication perspective, the required channel bandwidth and delay.

The obtained results suggest that the adoption of coordinated decentralized PEV charging algorithm is proved to be more effective and shows superior communication and power performance than that realized with the centralized scheme. In fact, the adoption of a centralized charging algorithm is able to optimize the PEV charging profile based on global knowledge about all connected PEVs. Further, we prove that the integration of photovoltaic solar panels to locally charge PEVs throughout the Smart Grid plays a major role in limiting the impact of PEV charging on the utility grid, thereby minimizing peak energy demand and achieving load balancing.

## Keywords

Centralized charging algorithm, Decentralized charging algorithm, FiWi Smart Grid communications infrastructure, Grid-to-vehicle, Plug-in electric vehicles, Renewable energy sources, Vehicleto-grid.

# Table des matières

1	Intr	Introduction		
	1.1	Contexte et objectifs	16	
	1.2	Contributions et méthodologie	18	
	1.3	Structure du mémoire	20	
<b>2</b>	Les	réseaux électriques intelligents : Smart Grids	<b>22</b>	
	2.1	Introduction	22	
	2.2	Caractéristiques et évolution du réseau électrique intelligent	23	
		2.2.1 Caractéristiques du réseau électrique intelligent	23	
		2.2.2 Évolution du réseau électrique intelligent	24	
	2.3	Les Nanogrids	26	
		2.3.1 Concept du Nanogrid	26	
		2.3.2 Avantages et défis des <i>Nanogrids</i>	28	
	2.4	Infrastructure de communication du réseau électrique intelligent	29	
	2.5	Conclusion	32	
3	Laı	La mobilité électrique : E-Mobility		
	3.1	Introduction	33	
	3.2	Les véhicules électriques : Plug-in Electric Vehicles (PEVs)	34	

		3.2.1	Concept du V2G $\ldots$	34
		3.2.2	Les développements récents dans l'E-mobility	35
	3.3	Coord	ination des mécanismes du G2V/V2G	37
		3.3.1	Algorithmes de contrôle du $G2V/V2G$ pour un système de distribution élec-	
			trique centralisé	38
		3.3.2	Algorithmes de contrôle du $G2V/V2G$ pour un système de distribution élec-	
			trique décentralisé	40
	3.4	Concl	usion	43
4	Mo	délisat	ion du réseau électrique et de l'infrastructure de communications du	l
	rése	eau éle	ctrique intelligent	44
	4.1	Introd	uction	44
	4.2	Modél	isation du réseau de distribution d'électricité	44
	4.3	Modél	isation de l'infrastructure de communications du réseau électrique intelligent .	46
	4.4	Descri	ption de la co-simulation	48
		4.4.1	Paramètres et modèles utilisés	50
		4.4.2	Les données statistiques liées aux PEVs	51
	4.5	Concl	usion	54
5	Ord	lonnan	cement décentralisé en temps réel du G2V/V2G en $Nanogrids$	55
	5.1	Introd	uction	55
	5.2	Algori	thme de contrôle du $G2V/V2G$ en temps réel pour un système de distribution	
		électri	que décentralisé	56
		5.2.1	Description de l'algorithme	56
		5.2.2	Problème d'optimisation : formulation	56
		5.2.3	L'algorithme RT-DVG (Real-Time Decentralized Vehicle-to-Grid) :	59

	5.3	Résultats de la co-simulation	61				
		5.3.1 Performance en termes de puissance	62				
		5.3.2 Performance en termes de communication	64				
	5.4	Conclusion	66				
6	Coordination du G2V/V2G à domicile et au travail avec l'intégration des pan-						
	nea	ux solaires photovoltaïques	67				
	6.1	Introduction	67				
	6.2	Description du système	68				
	6.3	Résultats de la co-simulation	72				
		6.3.1 Performance en termes de puissance	72				
		6.3.2 Performance en termes de communications	76				
	6.4	Conclusion	79				
7	Cor	nclusion et perspectives futures	81				
	7.1	Conclusion	81				
	7.2	Perspectives futures	83				
8	Puł	olications	95				
	8.1	Article accepté dans la conférence IEEE Power & Energy Society General Meeting,					
		National Harbor, MD, USA, Jul. 2014	95				
	8.2	Article accepté dans la conférence IEEE Electrical Power and Energy Conference					
		(EPEC), Halifax, NS, Canada, Aug. 2013	101				
	8.3	Article accepté dans la conférence IEEE Electrical Power and Energy Conference					
		<i>(EPEC)</i> , Halifax, NS, Canada, Aug. 2013	108				

# Table des figures

2.1	Évolution du réseau électrique intelligent	24
2.2	Investissements dans le réseau électrique intelligent.	25
2.3	Schéma conceptuel d'un Nanogrid	26
2.4	Modèle du <i>Nanogrid.</i>	27
3.1	Approche centralisée du G2V (recharge)/V2G (décharge) des PEVs	39
3.2	Approche décentralisée du G2V (recharge)/V2G (décharge) des PEVs. $\ldots$ .	41
4.1	Réseau de distribution d'électricité utilisé.	45
4.2	L'infrastructure de communications Fiber-Wireless (FiWi)	47
4.3	Le profil de la demande en puissance du réseau résidentiel	50
4.4	Distributions extraites de NHTS 2001 : (a) la distance quotidienne parcourue, (b)	
	l'heure d'arrivée à domicile, et (c) le temps de départ des PEV	52
5.1	Diagramme de l'algorithme proposé RT-DVG	60
5.2	«Single-line diagram» du réseau de distribution d'énergie.	61
5.3	Résultats de l'algorithme RT-DVG et le scénario de la recharge aléatoire (Random	
	Charging) avec des différents niveaux de pénétration (PLs) des PEVs en termes de :	
	(a) la demande d'énergie du système, (b) les déviations de tension, (c) les pertes	
	totales en puissance	63

5.4	Throughput mesuré entre les PEVs et le contrôleur du Nanogrid	64
5.5	Délai de transmission mesuré entre les PEVs et le DMS	65
6.1	Performance en termes de puissance du RT-DVG, RT-DVG/W, et RT-DVG/PV	74
6.2	Performance en termes de puissance du : (a) RT-DVG/W et IntVGR/W, (b) RT-	
	DVG/PV et IntVGR/PV.	76
6.3	Throughput et délai de transmission mesurés entre les PEVs et le DMS du RT-DVG	
	et RT-DVG/PV.	77

# Liste des tableaux

2.1	Les technologies de la communication M2M	31
4.1	Paramètres du PEV	54
5.1	Définition des signaux consultatifs.	57
6.1	Les trois scénarios proposés	68
6.2	Résultats de la co-simulation de notre système pour des PLs de 40% et 60%	75
6.3	Throughput et délai du RT-DVG, RT-DVG/W, RT-DVG/PV, et IntVGR/PV pour	
	des PLs de $40\%$ et $80\%$	78

# Nomenclature

AMI	Advanced Metering Infrastructure	
AMR	Automated Meter Reading	
BS	Base Station	
DC	Direct Current	
DER	Distributed Energy Resource	
DMS	Distribution Management System	
E-Mobility	Electric-Mobility	
EMS	Energy Management System	
EPON	Ethernet Passive Optical Network	
FiWi	Fiber Wireless	
G2V	Grid-To-Vehicle	
РНР	Hypertext Preprocessor	
M2M	Machine-To-Machine	
MAP	Mesh Access Point	
MP	Mesh Point	
MPP	Mesh Portal Point	

$\mathbf{PL}$	Penetration level
PEV	Plug-in Electric Vehicle
HTTP	Protocole de Transfert Hypertexte
OLT	Optical Line Terminal
ONU	Optical Network Unit
RES	Renewable Energy Source
SOC	State Of Charge
SS	Subscriber Station
V2G	Vehicle-To-Grid

## Chapitre 1

## Introduction

## 1.1 Contexte et objectifs

La transition vers l'électrification des transports est devenue de plus en plus une réalité incontournable grâce à ses nombreux avantages destinés aux consommateurs et aux services publics. Les avantages les plus répandus sont la réduction systématique de la dépendance à l'importation de pétrole et la baisse significative des émissions de gaz à effet de serre. Plusieurs gouvernements ont lancé des programmes d'incitation financière pour encourager l'achat de véhicules électriques (*Plug-in Electric Vehicles* (PEVs)).

L'électrification des transports semble très prometteuse. Cependant, cette transition va évidemment être confronteé à de nombreux obstacles à la fois sociaux et commerciaux. La solution pour gérer la demande d'énergie ajoutée au système électrique, suite à l'intégration des PEVs, est liée à l'évolution des réseaux électriques intelligents (*Smart Grids*) et à la conception des techniques de contrôle de recharge et décharge des PEVs. En d'autres termes, les PEVs peuvent être rechargés et déchargés suivant une stratégie de coordination intelligente pour atténuer l'effet négatif du déploiement futur d'un grand nombre de ces véhicules. Pour réaliser un modèle électrique intelligent, le réseau électrique intelligent doit être associé avec les technologies de l'information en utilisant une infrastructure de communication intelligente. Dans ce cadre, la référence *IEEE P2030*, récemment publiée, vise à standardiser le futur réseau électrique intelligent et souligne l'importance de l'étude de ses applications, y compris les systèmes électriques, les technologies de l'information et l'infrastructure de communication du réseau électrique intelligent. En se basant sur les techniques avancées et les technologies d'accès à large bande, les centres de distribution d'électricité sont devenus capables de moderniser le réseau électrique pour optimiser l'utilisation de l'énergie. L'une des principales préoccupations est l'intégration des PEVs et des sources d'énergie renouvelables (*Renewable Energy Sources* (RESs)) au sein du réseau électrique intelligent.

Bien que les réseaux de communication deviennent une nécessité pour l'intégration des PEVs dans le réseau électrique intelligent afin de garantir l'échange bidirectionnel de l'information entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité, il y a encore un débat vis-à-vis des stratégies de coordination et de contrôle des algorithmes de recharge/décharge des PEVs qui combinent simultanément le *Grid-To-Vehicle* (G2V), le *Vehicule-To-Grid* (V2G), et les RESs.

Dans ce cadre, ce mémoire étudie et compare les différentes stratégies centralisées et décentralisées pour contrôler et coordonner la recharge (G2V) et la décharge (V2G) des PEVs en utilisant une infrastructure de communication du réseau électrique intelligent. Une étude multidisciplinaire sur l'implémentation des algorithmes proposés est établie à l'aide d'une infrastructure de communication basée sur les technologies optiques et sans-fil, en mettant l'accent sur l'interopérabilité des systèmes électriques.

L'objectif principal de ce mémoire est de proposer des algorithmes de contrôle pour réduire l'effet négatif de la charge ajoutée au système électrique suite à l'intégration des PEVs. Ce mémoire met en évidence la complexité des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé en proposant des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé et en comparant leur performance en termes de puissance et de communication. Nous allons développer des scénarios du G2V/V2G non seulement à domicile mais aussi aux stations de recharge pendant les heures de travail afin de maximiser l'utilisation locale de l'énergie solaire qui représente une énergie verte et à faible coût. Nous allons implémenter nos algorithmes en utilisant une infrastructure (bidirectionnelle) de communication du réseau électrique intelligent pour assurer l'échange des données et la communication entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité. Nous allons combiner cette infrastructure avec un système électrique pour réaliser la co-simulation des algorithmes et analyser finalement les résultats obtenus selon plusieurs critères. Une étude comparative entre ces algorithmes est présentée en évaluant différentes métriques.

## 1.2 Contributions et méthodologie

Ce mémoire propose une analyse détaillée des algorithmes du G2V/V2G. Ces algorithmes sont comparés afin d'évaluer leur performance en termes de puissance et de communication (*throughput* et délai de transmission). Les contributions de ce mémoire sont les suivantes :

- Le contrôle des Nanogrids et l'exploitation du potentiel de la mobilité électrique nous a permis de proposer un algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé dans la structure du Smart Nanogrid. Cet algorithme, qui est distribué localement au niveau de chaque PEV, est basé sur des signaux consultatifs envoyés par le contrôleur du Nanogrid pour résoudre le problème d'optimisation.
- Nous avons amélioré ce dernier algorithme en développant un scénario qui rend le G2V/V2G possible non seulement à domicile mais aussi au travail, en passant du cadre du Nanogrid au réseau électrique intelligent. Cette approche renforce l'utilisation de l'énergie solaire produite localement par des panneaux photovoltaïques installés dans les stations de recharge pendant les heures du travail.

- En utilisant les résultats de la co-simulation, une étude comparative est réalisée entre un algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé de référence (développé récemment par notre équipe de recherche) et notre algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé. L'objectif de cette étude est d'évaluer l'adoption de l'une de ces différentes stratégies (centralisée/décentralisée) en se basant sur la performance du système du point de vue puissance et communication (demande d'énergie du système, pertes totales en puissance, *throughput* et délai de transmission).

#### Méthodologie

Dans notre travail, nous allons utiliser le «*IEEE 13-node distribution feeder*» comme modèle de distribution d'électricité en plus d'une infrastructure de communication basée sur les technologies optiques et sans-fil. Nous avons adopté les caractéristiques du modèle commercial de PEV «*Nissan Leaf*»<sup>1</sup>. Pour les profils de recharge, nous avons utilisé la base de données de transport «RELOAD»<sup>2</sup> pour illustrer le comportement stochastique des conducteurs des PEVs.

La méthodologie de ce mémoire consiste tout d'abord à formuler mathématiquement les fonctions objectives et les différentes contraintes considérées dans l'algorithme proposé. L'organigramme décrivant les étapes d'exécution de l'algorithme est également fourni. Les co-simulations des algorithmes sont réalisées dans notre laboratoire «*Optical Zeitgeist Laboratory*». L'implémentation est effectuée en utilisant les logiciels OMNET++ et OpenDSS qui permettent la combinaison entre l'infrastructure de communications et le système électrique pour assurer l'échange de l'information entre les PEVs et le centre de distribution d'électricité.

Plusieurs études de cas sont réalisées dans ce mémoire : (i) Le G2V/V2G des PEVs à domicile,
(ii) le G2V/V2G à domicile et aux stations de recharge pendant les heures de travail en demandant de l'énergie du réseau de distribution, et (iii) le V2G/V2G à domicile en utilisant l'énergie du réseau,

<sup>1.</sup> Le manuel de LEAF est disponible sur http://www.nissanusa.com/leaf-electric-car.

<sup>2.</sup> La base de données RELOAD est disponible sur http://www.onlocationinc.com/LoadShapesReload2001.pdf.

et au travail en utilisant l'énergie produite par des panneaux solaires photovoltaïques installés dans les stations de recharge. Les résultats de la co-simulation sont utilisés pour effectuer une étude comparative qui examine la performance de chaque algorithme en évaluant les principaux facteurs tels que les pertes totales en puissance, le *throughput* et le délai de transmission.

## 1.3 Structure du mémoire

Nous avons structuré ce mémoire comme suit :

- Le chapitre 2 introduit le concept et l'évolution du réseau électrique intelligent. Nous décrivons également les avantages et les défis des *Nanogrids* vu que nous allons réaliser une étude de cas dans ce cadre. Nous définissons ensuite l'infrastructure de communications du réseau électrique intelligent utilisée dans notre travail pour assurer l'échange des paquets entre les PEVs et le DMS (*Distribution Management System*).
- Le chapitre 3 porte sur la mobilité électrique (*Electric-mobility* ou E-mobility). Nous définissons tout d'abord les PEVs ainsi que les notions G2V et V2G. La nécessité de l'adoption des algorithmes de contrôle du G2V/V2G est mise en évidence en indiquant leur importance dans l'équilibrage de la charge du système de distribution d'électricité. Ce chapitre décrit également la différence entre les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé et décentralisé.
- Le chapitre 4 présente les hypothèses, paramètres, et modèles utilisés dans l'implémentation et la co-simulation des algorithmes. Nous décrivons la modélisation du réseau de distribution d'électricité ainsi que la modélisation de l'infrastructure de communication du réseau électrique intelligent. La combinaison de ces modèles et la communication entre eux permettent de réaliser la coordination et le contrôle des algorithmes du G2V/V2G.
- Le chapitre 5 s'intéresse à l'ordonnancement décentralisé en temps réel du G2V/V2G dans les Nanogrids. Nous allons d'abord définir notre algorithme de contrôle du G2V/V2G en

temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé en formulant le problème d'optimisation correspondant. Ensuite, les résultats de la co-simulation sont discutés pour évaluer la performance de cet algorithme.

- Le chapitre 6 présente une amélioration de l'algorithme proposé dans le chapitre précédent. C'est une solution décentralisée en temps réel pour la coordination du G2V/V2G, dans le cadre des réseaux électriques intelligents, non seulement à domicile mais aussi au travail avec l'intégration des panneaux solaires photovoltaïques pour recharger localement les PEVs. Nous évaluons trois scénarios proposés et nous comparons finalement nos résultats par rapport aux résultats d'un algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé utilisé comme référence.
- Le chapitre 7 conclut ce mémoire en résumant les travaux effectués et les résultats obtenus.
   Nous identifions également d'éventuelles perspectives dans le futur.

## Chapitre 2

# Les réseaux électriques intelligents : Smart Grids

## 2.1 Introduction

L'électrification a été considérée comme la «plus grande réalisation de l'ingénierie du 20<sup>e</sup> siècle» par le «*National Academy of Engineering*» et a été décrite comme le «bourreau de travail» du monde moderne en étant une priorité plus importante que d'autres innovations telles que l'automobile, l'avion, l'internet, etc [1]. L'infrastructure électrique (production, transmission, et distribution) est essentielle pour la qualité de vie, la stabilité sociale, et la croissance économique [2]. En outre, la complexité des réseaux électriques, la demande croissante d'énergie, et l'exigence d'une grande fiabilité, de la sécurité et de l'efficacité continuent de mettre en évidence la nécessité d'un saut qualitatif dans l'exploitation des technologies de l'information et de la communication [3,4]. Ce saut vers un réseau plus «intelligent» est défini par le «réseau électrique intelligent» [5–8]. Le réseau électrique intelligent n'est pas un concept simple, mais plutôt une combinaison de technologies et de méthodes visant à moderniser le réseau existant afin d'améliorer la flexibilité, la disponibilité, et l'efficacité énergétique. Tous ces objectifs sont importants pour de nombreuses applications. Cependant, dans certains cas, ces objectifs pourraient être contradictoires, notamment parce que l'amélioration de la disponibilité peut conduire à une augmentation des coûts. Ainsi, il est pertinent de discuter la manière d'intégrer les technologies des réseaux électriques intelligents afin de produire un système qui est à la fois bénéfique aux consommateurs et aux centres de distribution d'électricité [9].

# 2.2 Caractéristiques et évolution du réseau électrique intelligent

Le réseau électrique intelligent est encore un concept en cours d'évolution. Bien qu'il existe différentes définitions de ce concept, il y a un consensus général sur la liste de ses caractéristiques.

#### 2.2.1 Caractéristiques du réseau électrique intelligent

Le réseau électrique intelligent utilise non seulement les produits et les services innovants mais aussi le contrôle intelligent, la communication et les technologies d'auto-réparation afin de :

- faciliter la connexion et le fonctionnement des technologies et des générateurs de toutes tailles [10].
- permettre aux consommateurs de jouer un rôle dans l'optimisation du fonctionnement du système [10].
- accommoder la production intermittente et les options de stockage [11].
- intégrer les véhicules électriques dans le réseau de distribution d'électricité [12].
- fournir une qualité de puissance pour les besoins d'une économie numérique [10].
- anticiper et réagir d'une manière d'auto-réparation [13, 14].
- fournir de l'information et un grand choix de services aux consommateurs [15].
- offrir des niveaux accrus de fiabilité et de sécurité pour le système électrique [16].



Figure 2.1 - Évolution du réseau électrique intelligent.

#### 222 Évolution du réseau électrique intelligent

L'augmentation rapide du coût des combustibles fossiles et la dem ande croissante de l'électricité ont accéléré la nécessité de moderniser le réseau de distribution par l'introduction des technologies qui peuvent présenter des solutions assurant la gestion de la dem ande d'énergie et la protection des revenus. Comme le montre la figure 2.1 [17], l'aspect mesurage («Metering») du système de distribution a été le centre d'intérêt de la plupart des investissements récents dans l'infrastructure. Les projets antérieurs dans ce secteur ont connu l'introduction des «Automated Meter Reading (AMR) system s» dans le réseau de distribution. L'AMR permet aux centres de distribution d'électricité de lire les relevés de consommation, les alarmes, et les statuts de ses clients. Comme le montre la figure 2.2 [17], bien que la technologie AMR s'est avérée attirante au début, les centres de distribution d'électricité ont pris conscience que cette technologie ne résout pas leur problème majeur lié à la gestion de la dem ande [18–20]. Avec son système de communication à sens unique, la capacité



Figure 2.2 - Investissem ents dans le réseau électrique intelligent.

du AMR est réservée uniquement à la lecture des données à partir du compteur [21], ce qui ne permet pas aux centres de distribution d'électricité de prendre des mesures correctives en fonction de l'information reçue de ce compteur. En d'autres termes, les systèmes AMR empêchent le passage au réseau électrique intelligent où le contrôle om niprésent à tous les niveaux est un principe de base. D onc, au lieu d'investir dans les systèmes AMR, les centres de distribution d'électricité à travers le monde se sont dirigés vers «Advanced Metering Infrastructure» (AMI) [22–27]. L'AMI fournit non seulement un système de communication bidirectionnel au compteur, mais aussi la possibilité de modifier les paramètres du niveau de service du client. Grâce à l'AMI, les centres de distribution d'électricité peuvent non seulement atteindre leurs objectifs de base dans la gestion de la demande d'énergie et la protection des revenus, mais ils peuvent aussi obtenir des informations instantanées sur la demande de l'énergie individuelle [28].



Figure 2.3 - Schém a conceptuel d'un Nanogrid.

#### 2.3 Les Nanogrids

#### 2.3.1 Concept du Nanogrid

C on m e la dem ande d'énergie croît partout dans le monde, le paradigm e de la centralisation de la production d'électricité est confronté à des défis croissants pour maintenir l'e cacité du réseau. D e nouvelles charges telles que l'électrification des transports vont accélérer cette croissance et accroître la pression sur le réseau centralisé. Par conséquent, le changem ent du paradigm e vers la décentralisation est à la fois nécessaire et désirable. Au lieu de gérer l'ensem ble du réseau d'une manière centralisé, de nouvelles entités (Nanogrids) sont a joutées sans modifier le réseau de distribution d'électricité existant.

Com me le montre la figure 2.3, un Nanogrid com prend des charges contrôlables, au moins une connexion vers l'extérieur et du stockage facultatif [29]. Toutes les connexions électriques entre les di érents éléments du Nanogrid sont associées avec des connexions de com munication. Par définition, les ressources telles que les générateurs et les ressources énergétiques distribuées (Distributed Energy Resources DERs) [30,31] ne font pas partie du Nanogrid, mais elles sont reliées entre elles



FIGURE 2.4 – Modèle du Nanogrid.

à travers le contrôleur du Nanogrid.

Pour mieux comprendre le concept du *Nanogrid*, une analogie appropriée peut être établie entre les *Nanogrids* et le paradigme de l'Internet, où le *Microgrid* peut être considéré comme le réseau de base et les *Nanogrids* sont des réseaux locaux qui fournissent des connexions pour l'ensemble du système [32]. Par exemple, le *Nanogrid* peut être un bâtiment ou un ensemble des bâtiments. L'objectif principal derrière le développement du *Nanogrid* est la gestion de l'énergie ou encore la réduction de la consommation d'électricité.

Un Nanogrid peut couvrir une zone géographique bien définie. Notre étude porte sur des zones résidentielles où quelques maisons peuvent posséder chacune un PEV ou plus. Comme illustré dans la figure 2.4, chaque Nanogrid a un contrôleur qui réagit en tant que décideur et unité d'acquisition de données. Le contrôleur du Nanogrid peut même décider la quantité d'énergie à utiliser pour chaque intervalle de temps pendant la journée [33]. Pour estimer la quantité d'énergie nécessaire

pour la journée suivante, le contrôleur rassemble la demande d'énergie agrégée du *Nanogrid* à partir des données de la journée précédente. Cette quantité d'énergie devrait accommoder toutes les transactions de la prochaine journée dans le *Nanogrid*, y compris l'énergie nécessaire pour recharger les PEVs.

#### 2.3.2 Avantages et défis des Nanogrids

L'originalité du concept du *Nanogrid* se présente essentiellement dans la gestion de l'énergie par le contrôle localisé et distribué. Les *Nanogrids* sont également caractérisés par :

- Évolutivité rapide : Les Nanogrids sont par définition des entités simples qui ne comprennent pas les sources d'énergie et qui traitent strictement la distribution de l'énergie.
- Problèmes d'optimisation simplifiés : Contrairement aux Microgrids, les Nanogrids ne comportent pas des problèmes d'optimisation complexes, car ils cherchent à assurer la fiabilité du réseau en occupant une petite coverture. Cette réduction de la complexité facilite la gestion et l'implémentation des Nanogrids par rapport aux Microgrids.
- Flexibilité hiérarchique : Les Nanogrids peuvent être agrégés directement aux Macrogrids ou à d'autres Microgrids à travers des passerelles, augmentant ainsi l'utilité du Microgrid et soutenant sa croissance.
- Soutien des DERs : D'un point de vue technique, les Nanogrids permettent l'utilisation des DERs sans conversion de la puissance, évitant ainsi les pertes de conversion du système d'environ 10% [32].

La réalisation des *Nanogrids* fait face à de nombreux défis liés à l'électronique, la communication, l'optimisation et le contrôle. Parmi les défis du *Nanogrid*, on trouve l'interruption du courant dans les systèmes DC (courant continu) avec une tension élevée. C'est un problème très grave qui doit être traité lors de l'examen des *Nanogrids* DC [34]. Un autre problème des *Nanogrids* est la coordination et le contrôle des systèmes distribués et des systèmes centralisés, en d'autres termes la façon de coordonner le système dans son ensemble tout en contrôlant la charge finale. Un autre problème est l'optimisation des paramètres de chaque partie du réseau. Ce dernier défi est lié à l'implémentation d'une solution de communication efficace et à faible coût qui permet l'optimisation de l'énergie du système. La principale caractéristique soulignée dans ce mémoire est le contrôle distribué des charges contrôlables du *Nanogrid*, en particulier les PEVs.

Le chapitre 4 traite la dualité des PEVs dans le cadre du *Nanogrid* : d'une part, le V2G a besoin de volumes de charge importants pour réaliser un support substantiel au réseau et d'autre part, la structure du *Nanogrid* fournit une agrégation des demandes d'énergie au niveau de son contrôleur. Cette dualité permet aux consommateurs de prendre leurs décisions d'utilisation de l'énergie, en particulier l'utilisation de l'énergie liée à la recharge des PEVs. Par suite, l'intégration des PEVs peut être facilitée si une nouvelle entité, le *Nanogrid*, est définie. Plus explicitement, de nouvelles frontières seront tracées avec un contrôle local et distribué ce qui facilite la gestion future des PEVs. Toutefois, pour y parvenir, une infrastructure de communications du réseau électrique intelligent devient une condition essentielle pour relier les différents *Nanogrids* entre eux et à leurs agrégateurs.

# 2.4 Infrastructure de communication du réseau électrique intelligent

La transition vers les réseaux électriques intelligents ne demande pas des modifications majeures dans les systèmes électriques, puisque la majorité des éléments du réseau électrique (production, distribution, ou transmission) est pré-existante. Par conséquent, le progrès du réseau électrique intelligent est lié aux technologies de l'information et de la communication. Cependant, le défi majeur réside dans l'adoption d'une infrastructure de communication fiable, robuste, et à faible coût qui aide à optimiser l'utilisation de l'énergie.

Dans cette section, nous présentons les différentes technologies de la communication «Machine-

to- Machine (M2M)», dont l'application la plus prometteuse est le réseau électrique intelligent. La communication M2M définit l'ensemble des périphériques connectés à l'Internet qui utilisent une variété de réseaux filaires et sans fil pour communiquer entre eux et au reste du monde. Dans ce cadre, nous étudions les avantages et les limites des différentes technologies de la communication M2M, comme indiqué dans le tableau 2.1. Ces technologies peuvent être classées selon deux critères : la mobilité et la dispersion [35].

Technologie M2M	Avantages	Limitations	Classification
Wireless Personal Area Networks (WPAN)	<ul> <li>Communique une grande variété de périphériques en utilisant des câbles et en offrant une certaine mobilité.</li> <li>Utilise une faible puissance en absence de fils.</li> <li>Autorise l'interaction directe entre les périphériques et l'extension de la couverture (peut varier entre 1 et 100 mètres) en utilisant le réseau en configuration maillée.</li> </ul>	<ul> <li>Il n'y a pas encore une solution uniforme à cause de :</li> <li>La myriade des standards possibles.</li> <li>La possibilité pour chaque technologie d'être elle même une solution.</li> </ul>	Fixe et concentré
Indoor electrical wiring	<ul> <li>Permet la communication non seulement entre les ma- chines connectées à un réseau électrique, mais aussi entre les prises et les fiches.</li> <li>Assure une grande variété de signaux.</li> <li>Fournit une bande passante allant jusqu'à 600 Mbit/s.</li> <li>Autorise l'interaction entre les appareils de la maison connectés au même réseau par les standards existants comme Ethernet.</li> </ul>	- La communication aux ré- seaux et aux périphériques dans d'autres maisons, ou dans un autre réseau plus large, n'est pas possible à tra- vers le réseau électrique.	Fixe et concentré

	WiFi	<ul> <li>Connecte les périphériques avec des vitesses de 1 Mbit/s à 600 Mbit/s sur des distances allant jusqu'à 250 mètres.</li> <li>Incorporé dans les télé- phones intelligents, les ordina- teurs portables, et les équipe- ments ayant plus de périphé- riques.</li> </ul>	<ul> <li>Il exige trop d'énergie, ce qui implique le besoin d'une source permanente d'électri- cité ou d'une batterie qui se recharge périodiquement.</li> <li>La connexion des périphé- riques M2M n'est pas simple et les utilisateurs ont tou- jours besoin de configurer la connexion à Internet.</li> </ul>	Mobile/fixe et concentré
	Broadband	<ul> <li>Transporte les bits à partir d'un WIFI, Electrical Wiring Network, ou WPAN à Inter- net.</li> <li>Permet à la communication M2M de tenir ses promesses.</li> </ul>	La disponibilité de la connexion qui permet aux clients de se connecter au réseau est limitée.	Fixe et dispersé
	Power line communica- tion	<ul> <li>Connecte un grand nombre d'entreprises et de maisons pour la lecture des compteurs à distance.</li> <li>Est nécessaire pour les nœuds intermédiaires qui ont besoin de retransmettre le si- gnal plusieurs fois avant d'at- teindre tous les noeuds.</li> </ul>	<ul> <li>La messagerie en temps réel n'est pas activée.</li> <li>Il peut passer plus qu'un jour avant que tous les nœuds se- ront interrogés dans la dispo- sition de plusieurs nœuds.</li> <li>Tous les réseaux doivent être déployés à la fois.</li> </ul>	Fixe et dispersé
	Wired networks	<ul> <li>Supporte de 10 Mbit à 100 Gbit sur les réseaux à base de cuivre torsadé et fibre.</li> <li>Fournit beaucoup moins de sensibilité aux interférences de l'extérieur que les réseaux sans fil qui garantissent mieux la vitesse du réseau.</li> </ul>	- La connexion d'un câble au périphérique nécessite du travail et des coûts limitant l'intervalle d'emplacements et la facilité d'ajouter des nou- veaux capteurs.	Fixe et concentré

TABLE 2.1 – Les technologies de la communication M2M

Grâce à l'utilisation de la communication M2M dans de nombreux secteurs tels que le transport, la santé et l'énergie, une grande quantité d'informations peut être transmise. Récemment, les PEVs sont devenus l'objet de diverses initiatives de la technologie M2M afin d'améliorer son utilité pour les conducteurs des PEVs. L'introduction des PEVs exige également que le réseau devienne «intelligent» pour qu'il soit capable de gérer l'énorme charge ajoutée aux réseaux électriques et d'équiper les espaces de stationnement avec une station de recharge.

Dans notre travail, une infrastructure de communications bidirectionnelle est nécessaire pour relier les différentes entités du réseau électrique intelligent et assurer l'échange des signaux de contrôle entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité. Récemment dans [36], les auteurs ont suggéré une infrastructure de communications optique et sans-fil du réseau électrique intelligent (FiWi) basée sur l'intégration de *«Ethernet Passive Optical Network»* (EPON) et de WiMAX. La solution FiWi proposée présente une infrastructure de communications du réseau électrique intelligent très prometteuse étant donné que la fibre optique est caractérisée par une faible latence et une haute capacité et qu'elle est insensible aux interférences électromagnétiques. Cette infrastructure permet l'échange des signaux de contrôle entre le PEV et le centre de distribution d'électricité. Dans notre travail, nous avons utilisé la solution FiWi comme une infrastructure de communication du réseau électrique intelligent. Les détails de la réalisation de cette infrastructure sont décrits dans le chapitre 4.

### 2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par présenter une vision globale du réseau électrique intelligent. Nous avons décrit son concept, ses caractéristiques, ainsi que son évolution. Nous avons également introduit le concept des *Nanogrids* en mettant l'accent sur ses avantages et ses défis. Enfin, nous avons brièvement présenté l'infrastructure de communication du réseau électrique intelligent (FiWi) utilisée pour assurer l'échange des signaux de contrôle entre les PEVs et les centres de distribution d'électricité.

## Chapitre 3

## La mobilité électrique : E-Mobility

## 3.1 Introduction

E-Mobility (*Electric-Mobility*) est un concept qui transforme le système électrique et qui contribue énormément à la stabilité du réseau en améliorant l'efficacité énergétique et la durabilité des systèmes de transport. La mobilité devient plus économique en se servant de l'électricité plutôt qu'en utilisant les moteurs à combustion interne pour recharger les véhicules. Par conséquent, l'introduction des PEVs va jouer un rôle très intéressant dans la mobilité moderne. Actuellement, E-Mobility est de plus en plus discutée dans le monde entier tel qu'en Amérique du Nord, en Europe et en Chine, qui sont en train d'élaborer des stratégies et des projets pour le développement de l'E-Mobility. Les gouvernements sont donc motivés pour remplacer les véhicules traditionnels par les PEVs qui contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre [37, 38].

# 3.2 Les véhicules électriques : *Plug-in Electric Vehicles* (PEVs)

Les PEVs sont des véhicules qui fonctionnent entièrement grâce à une transmission électrique et à une batterie lorsqu'ils sont branchés sur le réseau électrique. Ils représentent des machines mobiles qui utilisent ou fournissent de l'énergie à différents moments et emplacements [39]. Comme les PEVs consomment de l'électricité au lieu des combustibles fossiles, ils peuvent être une arme à double tranchant, car ils peuvent apporter des opportunités économiques et environnementales tout en ouvrant de nouveaux défis pour le système d'alimentation électrique suite à l'augmentation importante de la demande d'énergie.

#### 3.2.1 Concept du V2G

Un PEV peut être représenté comme étant une charge ou une source d'énergie distribuée. Avec sa connexion bidirectionnelle au réseau, chaque PEV peut être en mode de recharge (G2V) ou décharge (V2G) [40–43]. Le stockage de l'énergie dans les batteries des PEVs est préférable lorsque le prix et la demande d'électricité sont faibles ou quand il existe un excès d'électricité provenant des RESs. Lorsque le prix et la demande d'électricité deviennent élevés ou lorsqu'il n'y a pas assez de production d'énergie renouvelable, l'électricité sera récupérée à partir des batteries pour être consommée ou renvoyée au réseau. Par conséquent, l'avantage des PEVs consiste à fournir de l'énergie au réseau quand ils sont stationnés ; un concept appelé V2G [44]. La concrétisation du concept V2G exige une connexion au réseau pour assurer une communication bidirectionnelle avec les opérateurs du réseau, le flux d'énergie, le contrôle et le mesurage précis et intelligents [45]. Le stockage de l'énergie dans la batterie du PEV présente plusieurs avantages tels que l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables (énergie verte) et l'amélioration de la fiabilité du système électrique [46,47]. La technologie V2G décrit donc un système dans lequel les PEVs inactifs peuvent fournir de l'énergie au réseau électrique.

La majorité de la littérature traite le V2G comme un concept important dans la réduction du pic de la demande d'énergie. Dans [48], les auteurs procèdent à une étude technique et économique pour évaluer la solvabilité du V2G. Ils concluent que, malgré les économies réalisées par les conducteurs des PEVs en s'engageant dans le service V2G, les centres de distribution d'électricité doivent payer des incitations supplémentaires à ces conducteurs basées sur le coût de la batterie, les cycles du système de stockage, et l'efficacité du véhicule. Dans [49], les auteurs analysent l'utilisation du V2G pour la stabilisation du profil de l'énergie éolienne. Les résultats des simulations montrent que le V2G est capable de réduire le pic de la courbe de production d'énergie et que l'augmentation du stockage de la batterie peut aussi réduire l'excès de la production de l'énergie éolienne. Dans [42], les auteurs étudient également l'utilisation du V2G pour minimiser les fluctuations de l'énergie éolienne et maintenir une fréquence nominale constante sur un «*islanded Danish distribution system*». En effectuant plusieurs études pour tester l'efficacité des batteries de PEVs dans la stabilisation du système, il s'est avéré que le système intégrant l'adoption des PEVs semble plus stable avec une réponse mieux atténuée et plus rapide que le système sans intégration des PEVs. De plus, ils ont trouvé que, grâce au V2G, moins d'équilibrage de puissance est nécessaire pour les générateurs.

Le concept V2G est encore au stade de la R&D et toutes les implémentations actuelles sont principalement étudiées dans la recherche. Le principal inconvénient dans la littérature qui empêche le développement du V2G est la dégradation de la batterie. Ainsi, il y a encore beaucoup de travail technique à faire dans le domaine des technologies de batterie pour rendre le concept du V2G applicable dans le monde réel.

#### 3.2.2 Les développements récents dans l'E-mobility

#### 1) États-Unis

Le plan du gouvernement des États-Unis vise à mettre en route un million de PEVs et de points

de recharge d'ici 2015. D'après le marché des véhicules électriques, le département de l'énergie des États-Unis vient de prêter 8,5\$ milliards aux entreprises automobiles pour encourager la fabrication de PEVs plus efficaces. Le programme «*ChargePoint America*» [50] vise à fournir des infrastructures de recharge des véhicules électriques à 9 régions métropolitaines aux États-Unis. Ce programme fournit aux conducteurs des PEVs un logiciel avancé permettant de localiser la plus proche station de recharge et de détecter sa disponibilité à partir de n'importe quel téléphone intelligent ou de *Google Maps.* Ce logiciel indique également la carte du chemin du PEV ainsi que la facturation que doit payer le conducteur.

#### 2) Canada

Le Canada encourage le développement de l'énergie verte en Amérique du Nord par le déploiement des PEVs comme une alternative aux véhicules à essence. Selon le ministère des Transports de l'Ontario, à compter du Juillet 2010, les conducteurs des PEVs en Ontario sont admissibles à une incitation de 5000\$ à 8500\$ pour la location ou l'achat d'un nouveau PEV. Au Québec, une aide financière de 675 000\$ a été accordée à la société «*Autobus Lion inc.*» pour un projet de développement d'un bus écolier entièrement électrique. L'objectif est de rendre le Québec un leader mondial dans l'électrification des transports selon le premier ministre du Québec, qui a annoncé que l'E-Mobility va faire croître l'économie en utilisant moins de pétrole et plus d'énergie propre, renouvelable et relativement à faible coût [51].

#### 3) Allemagne

Le gouvernement fédéral allemand a uni ses forces avec l'industrie pour développer la mobilité électrique et faire de l'Allemagne un marché et un fournisseur principal de l'E-Mobility. L'objectif est d'atteindre un million de PEVs se déplaçant sur les routes allemandes dans le cadre de son «National Electromobility Development Plan» ainsi que la réduction de 34 millions de tonnes des
émissions de  $CO_2$  d'ici 2020 [52]. Ce plan national donne plus de 500 millions d'euros comme incitations pour le développement des PEVs et des infrastructures de stockage d'énergie. Selon le ministère fédéral des Transports, de Construction et du Développement Urbain, il est prévu que la plupart des PEVs sur les routes urbaines vont être rechargés à partir des RESs d'ici 2050, ce qui permettra de réduire les gaz à effet de serre de 80%.

#### 4) Chine

Les leaders chinois ont également adopté un plan pour devenir parmi les plus grands producteurs des PEVs pendant trois années. La conscience au développement de l'E-Mobility est significativement élevée à 68% selon le récent rapport de Nielsen. En Chine, le ministère de l'Industrie et de la Technologie de l'Information a préparé le plan pour l'émergence de l'industrie de la mobilité électrique jusqu' à 2020. L'objectif est toujours d'être le principal marché de l'E-Mobility au monde. La recherche dans l'industrie des PEVs est supportée au niveau de 15 milliards US-Dollar [53].

#### 3.3 Coordination des mécanismes du G2V/V2G

La non-coordination de la recharge des PEVs pourrait causer des problèmes graves au réseau tels que les fluctuations de tension, les surcharges, et l'augmentation de la probabilité des pannes au niveau de la batterie [54], d'où la nécessité des mécanismes de coordination et de contrôle du G2V/V2G. Cependant, ces mécanismes ne sont pas simples et doivent respecter de nombreuses contraintes en termes de puissance et de communication.

Les PEVs auront un impact énorme sur les systèmes électriques car ils représentent un facteur important de la croissance de la demande d'énergie et ils créent une nouvelle charge ajoutée au système. Néanmoins, ils vont jouer un rôle intéressant pour les systèmes de distribution d'électricité comme étant des fournisseurs d'énergie (V2G) ce qui peut améliorer les revenus des conducteurs des PEVs et le fonctionnement du système. Avec l'augmentation du nombre des PEVs dans le futur proche, la charge ajoutée par les PEVs va sérieusement affecter la charge globale du réseau électrique. Ainsi, la seule solution pour résoudre ce problème est la réduction du pic de la demande d'énergie par l'adoption des algorithmes de coordination du G2V/V2G en utilisant l'énergie stockée dans les batteries ou celle provenant du réseau de distribution d'électricité [55]. La coordination du G2V (recharge)/V2G (décharge) des PEVs contribue à diminuer les risques d'exploitation et améliorer la performance des systèmes électriques [56,57]. Ces algorithmes peuvent être classés en deux groupes : les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé [58–62] et décentralisé [63–68].

### 3.3.1 Algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé

Dans les stratégies de G2V/V2G centralisées, il existe un opérateur central qui décide l'ordonnancement de la recharge/décharge de tous les PEVs. Les décisions sont fondées sur l'atténuation des pertes totales en puissance et de la congestion d'alimentation en tenant compte des préférences des conducteurs des PEVs comme : le *State Of Charge* (SOC) final, l'intervalle de la recharge admissible, et le coût de la recharge [69]. En effet, les PEVs peuvent communiquer avec l'opérateur central en temps réel et peuvent être rechargés à différents taux de recharge. L'opérateur central reçoit les informations auprès des PEVs connectés en examinant la disponibilité des énergies renouvelables ou de la source d'énergie supplémentaire pour recharger chaque PEV [70]. Ainsi, l'opérateur central détermine les modèles de recharge optimaux des PEVs en utilisant les études de flux de puissance [71].

Comme le montre la figure 3.1, l'opérateur central est celui qui décide l'ordonnancement du G2V/V2G: Quand un PEV est connecté, il envoie un message de requête G2V/V2G à l'opérateur central, contenant son ID du nœud, SOC de la batterie, et la date limite quand il doit quitter la maison ou la station de recharge. Après la réception de ce message, l'opérateur central exécute



FIGURE 3.1 – Approche centralisée du G2V (recharge)/V2G (décharge) des PEVs.

l'algorithme de coordination pour planifier à la fois les intervalles de temps du G2V (la recharge) et du V2G (la décharge). Ensuite, l'opérateur central renvoie les informations contenant les heures du G2V/V2G définies pour chaque PEV. Selon l'information reçue, chaque PEV suit le régime de la recharge/décharge défini par l'opérateur central en fonction de ses besoins, la variabilité de la demande d'énergie, et la production d'électricité.

De nombreux travaux ont montré que la stratégie du G2V/V2G centralisée est en mesure d'atténuer efficacement les effets destructeurs des PEVs. Dans [72] et [73], les stratégies de contrôle centralisées ont été utilisées pour minimiser la perte de puissance et la variance de recharge ainsi que maximiser le facteur de recharge et le niveau de pénétration possible des PEVs. En effet, l'infrastructure centralisée est nécessaire pour rassembler les informations de tous les PEVs connectés et optimiser leur profil de recharge. Toutefois, l'obtention de résultats optimaux en utilisant un algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé avec des scénarios intégrant un grand nombre de PEVs peut être impossible. Plus précisément, d'une part l'optimisation centralisée augmente en taille avec le nombre de PEVs connectés au réseau. D'autre part, la connaissance de tous ces véhicules est nécessaire pour obtenir des résultats optimaux. La limite de l'approche centralisée est donc son infaisabilité avec une pénétration élevée des PEVs. En outre, son implémentation est coûteuse et parfois même intraitable car elle nécessite une large bande passante (*throughput*) et une communication bidirectionnelle extensive. À cet égard, il est intéressant d'adopter une stratégie du G2V/V2G décentralisée pour améliorer les performances des scénarios à pénétration élevée des PEVs.

### 3.3.2 Algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé

Dans les stratégies du G2V/V2G décentralisées, les décisions sont basées sur les préférences des conducteurs des PEVs et le prix de l'électricité. Les PEVs sont en mesure de déterminer directement leurs propres ordonnancements du G2V/V2G et sont autorisés à choisir individuellement leur profil de recharge. Comme le montre la figure 3.2, avec l'approche décentralisée, chaque PEV envoie un message de requête pour demander de l'information sur la demande d'énergie du système. Selon l'information reçue, chaque PEV définit son propre ordonnancement du G2V/V2G, en utilisant un algorithme de recharge/décharge intelligent implémenté au niveau du PEV en fonction de ses besoins, du prix de l'électricité, et de la demande d'énergie. Ainsi, les systèmes décentralisés peuvent être implementés au niveau du véhicule sans la nécessité d'un opérateur central au niveau du réseau comme le cas des approches centralisées. Un autre avantage est que les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé sont évolutifs et possèdent un faible degré de complexité et de faibles exigences en communication. Cependant, l'optimalité des résultats des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique



FIGURE 3.2 – Approche décentralisée du G2V (recharge)/V2G (décharge) des PEVs.

décentralisé est difficile à réaliser à cause de nombreux défis des méthodes de contrôle du G2V/V2G. Donc, l'approche décentralisée reste toujours une tâche difficile. Parmi les rares études portant sur ce type d'algorithme, nous listons les suivantes :

Dans [74], un algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé a été proposé pour résoudre le problème du flux de puissance qui optimise le fonctionnement du réseau électrique et la méthode de recharge des PEVs. Chaque PEV détermine son propre taux de recharge suite à la réception de l'information de la part du centre de distribution d'électricité. Les auteurs ont prouvé que l'algorithme proposé est optimal en minimisant la perte de puissance même lorsque la pénétration des PEVs augmente. Toutefois, cet article a considéré un système de tarification d'énergie invariant dans le temps tout au long de la période d'ordonnancement de la recharge des PEVs. Ce qui n'est pas réaliste vu que les prix de l'électricité varient pendant la journée en fonction de la demande d'énergie et de la disponibilité de l'électricité. Dans [75], un algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé a été proposé afin de déterminer un ordonnancement de recharge optimal des PEVs. Suivant un signal de contrôle envoyé par le centre de distribution d'électricité, chaque PEV met à jour son profil de recharge et le renvoie au centre de distribution d'électricité. Cet algorithme décentralisé résout de manière itérative le problème de contrôle optimal même avec une estimation asynchrone. Cependant, ce document n'a pas jugé les PEVs comme étant une ressource de stockage distribuée. Ainsi, le concept V2G qui permet d'intégrer les sources d'énergie fluctuantes dans le système électrique n'a pas été étudié. Nous notons que le V2G est capable d'augmenter l'utilisation des RESs, ce qui augmente la flexibilité du réseau d'alimentation électrique. Dans [63], les auteurs ont proposé un concept de sélection de la recharge des PEVs qui maximise les niveaux de convenance des conducteurs en sélectionnant un sous-ensemble spécifique des PEVs connectés. La stratégie de sélection est basée sur l'ensemble des PEVs qui ont le plus court temps restant pour terminer la recharge et un SOC initial inférieure, ce qui donne à ces PEVs une priorité de recharge supérieure. Pour résoudre ce problème de sélection d'une manière décentralisée, les auteurs ont proposé un problème d'optimisation distribué où les décisions de recharge sont déterminées localement par chaque PEV. Cependant, ce document n'a envisagé ni le concept du V2G ni les incertitudes des RESs. En effet, l'intégration appropriée de ces énergies renouvelables peut jouer un rôle majeur dans la réduction du pic de la demande d'énergie, l'économie des coûts de l'électricité, et la réduction des émissions. L'intégration distribuée des énergies renouvelables et le déploiement de la prochaine génération des PEVs avec le concept du V2G sont les solutions les plus importantes pour faire face à l'augmentation des émissions et à la déplétion des réserves d'énergie.

#### 3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'E-Mobility en introduisant ses plus importantes caractéristiques. Dans ce cadre, nous avons défini les véhicules électriques «PEVs» ainsi que le concept du V2G qui est l'objectif principal et prometteur de l'application des PEVs dans le futur. Nous avons également souligné les développements récents de l'E-mobility dans certains pays pour mettre en évidence cette nouvelle industrie qui est encouragée par tous les gouvernements grâce à ses plusieurs avantages sociaux, économiques, et environnementaux. Nous avons décrit par suite les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé et décentralisé qui sont nécessaires pour avoir un ordonnancement optimal de la recharge/décharge des PEVs afin de réduire le pic de la demande d'énergie du réseau d'alimentation électrique.

## Chapitre 4

## Modélisation du réseau électrique et de l'infrastructure de communications du réseau électrique intelligent

#### 4.1 Introduction

Ce chapitre décrit les étapes et les modèles utilisés pour réaliser l'implémentation des algorithmes du G2V/V2G proposés dans les chapitres 5 et 6. Nous présentons les hypothèses adoptées, le modèle du PEV commercial considéré, et le comportement stochastique des conducteurs des PEVs. Ce chapitre décrit notamment la modélisation du réseau de distribution d'électricité ainsi que la modélisation de l'infrastructure de communication du réseau électrique intelligent adoptées.

#### 4.2 Modélisation du réseau de distribution d'électricité

Le réseau de distribution d'électricité considéré dans ce mémoire correspond à une zone de 342 maisons, où nous avons accordé des PEVs à la majorité des maisons. Nous avons utilisé un «*IEEE* 



FIGURE 4.1 – Réseau de distribution d'électricité utilisé.

13-node radial test feeder» comme réseau de distribution d'électricité. Le système de distribution a un total de 18 réseaux résidentiels à basse tension, chacun avec 19 maisons. Comme le montre la figure 4.1, chacune des 18 nœuds 'LV' utilise un transformateur de distribution monophasé de 100 KVA pour alimenter le standard 120 VAC pour les utilisateurs finaux (résidentiels). Plus de détails sur le fonctionnement de ce système de distribution d'électricité sont décrits dans [76].

Nous avons ajouté deux stations de recharge dans le réseau, au niveau des noeuds 632 et 684 dans la figure 4.1, qui servent pour le scénario de la recharge des PEVs au travail. Nous supposons que ces stations sont situées dans une région métropolitaine près des lieux du travail et elles sont équipées par des panneaux solaires photovoltaïques. Les conducteurs peuvent recharger leurs PEVs dans ces stations directement à partir du réseau électrique ou en utilisant l'énergie solaire produite localement par les panneaux solaires photovoltaïques, si disponible. Nous avons considéré que les panneaux solaires photovoltaïques installés dans les stations de recharge ont une surface de 500  $m^2$ , une efficacité de conversion de 12%, et une efficacité d'inverseur de 95% [77]. Nous avons utilisé le niveau d'irradiance solaire à Montréal pour simuler la distribution de la production solaire.

# 4.3 Modélisation de l'infrastructure de communications du réseau électrique intelligent

Dans notre travail, nous avons utilisé l'infrastructure de communication «*Fiber wireless*» (FiWi) qui est basée sur les technologies IEEE 802.16 WiMAX et IEEE 802.3ah EPON (figure 4.2). EPON est la principale solution considérée pour les zones urbaines fortement peuplées, tandis que le WiMAX est la solution complémentaire déployée dans les zones rurales. Les terminaux de ligne optique (*Optical Line Terminals* (OLTs)) de l'EPON et les stations de base (*base stations* (BSs)) de WiMAX sont interconnectés avec le DMS. Comme le montre la figure 4.2 :

- Chaque PEV se connecte à l'EMS (*Energy Management System*) à travers IEEE 802.15.4
   Zigbee qui est un standard économique qui consomme moins d'énergie.
- L'EMS se connecte à l'OLT de l'EPON via les unités du réseau optique (Optical Network units (ONUs)) et au BS de WiMAX via les stations d'abonnés (Subscriber Stations (SSs)).
- L'EMS et l'ONU communiquent via le Wireless Mesh Network par : le Mesh Portal Point (MPP) colocalisé à l'ONU pour agréger les données des capteurs, les Mesh Access Points (MAPs), et les mesh Points (MPs) qui délivrent les paquets entre les MPPs et les MAPs.

Quand un PEV a besoin de communiquer avec le DMS, il envoie un paquet passant de l'ONU à l'OLT qui, à son tour, transmet finalement le paquet au DMS. Plus de détails sur la réalisation de l'infrastructure de communications (FiWi), proposée par notre groupe de recherche, sont décrits



FIGURE 4.2 – L'infrastructure de communications Fiber-Wireless (FiWi).

dans [36]. Dans ce mémoire, cette solution est adoptée et modifiée pour répondre aux exigences de notre système, comme le montre la figure 4.2. L'objectif principal de la conception est de relier les différentes entités du réseau électrique intelligent à partir du DMS jusqu'aux PEVs. L'algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé de référence (IntVGR) [78] est implémenté au niveau du DMS, tandis que l'implémentation des algorithmes que nous proposons dans les chapitres 5 et 6 est au niveau du PEV. Chaque PEV reçoit le signal de contrôle nécessaire de la part du DMS en utilisant le réseau EPON ou WiMAX afin d'exécuter l'algorithme de coordination du G2V/V2G. La différence entre l'implémentation de l'architecture du réseau centralisé et décentralisé est mieux soulignée dans la description du co-simulateur présentée dans la section suivante.

#### 4.4 Description de la co-simulation

Les deux sections précédentes décrivent le réseau de distribution de l'électricité et le réseau de communication utilisés. En effet, il existe de nombreux outils de simulation qui peuvent être utilisés pour étudier les systèmes d'électricité et de communications à partir de IEEE P2030, indépendamment les uns des autres. Cependant, notre travail exige un environnement de co-simulation pour étudier les deux perspectives (puissance et communication) simultanément. Les co-simulations sont basées sur le co-simulateur récemment développé dans notre groupe de recherche [79]. La figure 4.2 représente le réseau de distribution d'électricité implémenté dans le co-simulateur en utilisant OM-NET++ et OpenDSS. OMNET++ [80] est un simulateur d'évènement (*open source*) basé sur le langage C+ + pour simuler les protocoles réseau et les systèmes distribués. OpenDSS [81] est un simulateur du système de distribution de puissance électrique qui supporte l'intégration des ressources distribuées et effectue une analyse des flux d'énergie.

Le simulateur d'événements OMNET++ s'exécute sur une machine Linux, alors que l'OpenDSSs'exécute sur une deuxième machine Windows. Les appels à distance entre les deux machines sont réalisés en utilisant les requêtes HTTP (*Protocole de Transfert Hypertexte*). Quand une analyse du flux d'énergie est demandée par le co-simulateur, une requête HTTP est envoyée à OpenDSSenfermant les paramètres du système électrique. EasyPHP [82] est installé dans la machine Windows pour utiliser des scripts PHP(*Hypertext Preprocessor*) et écrire le fichier de configuration de l'OpenDSS nécessaire pour l'exécution de l'analyse des flux d'énergie. Après la réalisation de cette analyse, les résultats sont compressés et renvoyés au co-simulateur sur la machine Linux.

A l'intérieur du co-simulateur, chaque noeud de puissance du réseau électrique correspond à un

noeud équivalent du réseau de communications FiWi. La correspondance est réalisée par la création d'une classe «PowerSysNode» dans OMNET++ dont toutes les instances correspondent à chaque noeud du réseau de puissance sur OpenDSS. En d'autres termes, chaque nœud avec un PEV est représenté deux fois, une fois dans OMNET++ et une fois dans OpenDSS, et les scripts C ++ permettent l'échange de l'information entre ces deux plateformes. Les messages échangés entre les PEVs et leurs agrégateurs sont écrits au format XML pour assurer la compatibilité avec le standard ZigBee Smart Energy.

Il faut noter que, dans notre conception du co-simulateur, l'agrégateurpeut être soit le contrôleur du *Nanogrid* lorsqu'on travaille avec les *Nanogrids* (chapitre 5) soit le DMS lorsqu'on travaille avec les réseaux électriques intelligents (chapitre 6). La co-simulation dans [79] a été développée pour l'architecture du réseau centralisé. Nous avons effectué plusieurs modifications dans OMNET++pour rendre ce co-simulateur applicable à un réseau décentralisé :

- Le noeud de communication représentant chaque PEV est redéfini pour exécuter l'algorithme d'ordonnancement en réponse à son *self-scheduled event*.
- Les paquets échangés entre l'agrégateur et les PEVs sont modifiés en taille, en contenu et en nombre. 7 types de paquets ont été utilisés dans le co-simulateur centralisé, alors que dans notre travail seulement 4 types de paquets ont été définis, avec un taux d'échange inférieur. Plus précisément, au cours de chaque cycle de simulation, les paquets suivants sont échangés :
  - 1. Begin-Request packet : A l'initialisation, chaque PEV crée un self-scheduled event au moment de son arrivée pour lancer le processus d'ordonnancement du G2V/V2G.
  - Charging Request packet : Lorsque le temps de simulation atteint le moment d'arrivée, le PEV correspondant envoie un paquet contenant l'ID (l'identifiant) du nœud, l'ID du véhicule, et le délai d'ordonnancement à l'agrégateur (le contrôleur du Nanogrid ou le DMS).
  - 3. Charging Response packet : l'agrégateur reçoit la demande d'énergie et renvoie un autre



Figure 4.3 - Le profil de la dem ande en puissance du réseau résidentiel.

paquet contenant les informations nécessaires à l'exécution de l'algorithme (les signaux consultatifs, les prévisions de la charge du système, et la demande d'énergie du PEV).

4. PEV Control m essage packet : l'agrégateur envoie des m essages de contrôle aux PEVs en cas de variations de tension.

#### 4.4.1 Param ètres et modèles utilisés

- Profil de la dem ande d'énergie de base (base bad) du systèm e (sans considération de la dem ande des PEVs) : La base de données RELOAD [83] fournit les profils de la dem ande d'énergie des secteurs résidentiels, com m erciaux et industriels pour chaque heure sur une période de tem ps spécifique. Dans ce m ém oire, nous avons considéré le profil résidentiel du m ois d'août, tracé dans la figure 4.3, pour représenter la dem ande d'énergie de base de notre réseau de distribution. Nous avons supposé que la puissance m axim ale consom m ée par chaque m aison, chaque jour est de 2 kW avec un facteur de puissance de 0,95 [65].
- Modèle du PEV : le PEV représente une véritable charge électrique brsqu'il est connecté

au réseau. Nous avons utilisé dans notre travail le modèle commercial du PEV «*Nissan Leaf* 2012» avec une capacité de batterie de 24 kWh ce qui permet à conduire une distance de 100 miles. La «*Society of Automotive Engineers*» (SAE) [84] prévoit trois niveaux de recharge AC pour les véhicules électriques. Les niveaux de recharge les plus fréquents dans la littérature sont le niveau 1 et le niveau 2. Le niveau 1 de recharge est équivalent à un branchement du PEV dans une prise murale standard. Il ne nécessite pas l'amélioration de l'infrastructure actuelle du service électrique dans les foyers résidentiels ou la station de recharge publique. Ce niveau de recharge est idéal pour les conducteurs des PEVs parcourant de faibles distances de déplacement. Le niveau 2 de recharge est capable de recharger le PEV au moins 4 fois plus rapidement que le niveau 1, mais il nécessite l'installation d'équipements de recharge additionnels. Le niveau 2 de recharge est approprié pour les conducteurs des PEVs qui ont besoin d'un taux de recharge plus rapide. Dans ce mémoire, nous avons considéré le niveau 1 de recharge (120 V) pour des raisons économiques vu que le coût de recharge des PEVs est l'un des principaux facteurs limitant le développement des véhicules électriques.

#### 4.4.2 Les données statistiques liées aux PEVs

Quand on aborde la coordination des algorithmes du G2V/V2G, de nombreux facteurs peuvent entrer en jeu avec les modes de recharge des PEVs. Parmi ces facteurs, on peut citer la distance parcourue, le comportement stochastique des conducteurs, les conditions de conduite, les fluctuations de la vitesse associées aux conditions de la route (la construction), et le niveau de congestion de la circulation. Ces facteurs jouent un rôle important dans la consommation d'énergie de chacune des PEVs. Évidemment, on ne peut pas tenir compte de tous ces facteurs dans cette étude. Mais en utilisant les données de transport du monde réel, on peut construire un cas proche de la réalité. Par conséquent, le NHTS (*National Household Travel Survey*) en 2001 [85] est utilisé comme référence pour produire des profils de recharge réalistes des PEVs. Les données de NHTS sont basées



FIGURE 4.4 – Distributions extraites de NHTS 2001 : (a) la distance quotidienne parcourue, (b) l'heure d'arrivée à domicile, et (c) le temps de départ des PEV.

sur les données de transport aux États-Unis. La figure 4.4 montre les répartitions de la distance quotidienne parcourue, l'heure d'arrivée à domicile, et le temps de départ des PEVs pendant toute la journée.

La distance quotidienne parcourue par les PEVs est une variable qui dépend des conducteurs. Elle varie en fonction de l'âge du conducteur et sa situation (travailleur ou non-travailleur). Cette distance varie également en fonction de la destination qui dépend de la nature du travail ou de l'activité du conducteur du PEV. Selon la figure 4.4 (a), la distance quotidienne parcourue par les PEVs est similaire à une distribution normale (ou Gaussienne). Ainsi, la fonction de densité de probabilité peut être modélisée comme une distribution normale avec zéro probabilité d'occurrence des distances négatives et une queue s'étendant à l'infini pour des distances plus longues, qui peut être exprimée comme suit [68] :

$$g(d,\mu,\sigma) = \frac{1}{d\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{\frac{-[Ln(d)-\mu]^2}{2\sigma^2}}, \quad d > 0,$$
(4.1)

où  $\mu$  est la moyenne de la fonction de densité de probabilité,  $\sigma$  est l'écart-type, et d présente la distance quotidienne parcourue par un PEV en *miles*. Selon les données extraites de [86], le kilométrage moyen quotidien pour les véhicules privés est de 22,3 *miles* et l'écart-type est de 12,2 *miles*.

En outre, le SOC de la batterie du PEV est une autre variable aléatoire qui dépend de la distance quotidienne parcourue par le véhicule d et peut être exprimée comme suit :

$$SOC_i = \left(1 - \frac{\alpha \cdot d}{d_R}\right) 100\%,$$
(4.2)

où  $\alpha$  est le nombre de jours calculés depuis la dernière recharge du PEV et  $d_R$  est la distance parcourue maximale. Afin d'obtenir la fonction de densité de probabilité du SOC initial, nous utilisons les équations (4.1) et (4.2). A partir de (4.2), on obtient :

$$d = \frac{d_R}{\alpha} \left(1 - SOC_i\right). \tag{4.3}$$

En insérant (4.3) dans (4.1), nous obtenons la fonction de densité de probabilité du SOC initial comme suit :

$$h(E_{i},\mu,\sigma) = \frac{1}{\frac{d_{R}}{\alpha}(1 - SOC_{i})\sqrt{2\pi\sigma^{2}}}e^{\frac{-[Ln(1 - SOC_{i}) - (\mu - Ln(\frac{d_{R}}{\alpha}))]^{2}}{2\sigma^{2}}}, \ 0 < SOC_{i} < 1$$
(4.4)

Il est clair que le SOC est une variable aléatoire qui dépend de la distance quotidienne parcourue par le véhicule qui est, à son tour, une variable aléatoire. Le tableau 4.1 résume les paramètres du PEV que nous avons utilisés :

Variable	Valeur
Load Profile	RELOAD Database
PEV	Nissan Leaf 2012.
Battery Full Capacity	24 kWh (100 miles)
Battery used Capacity	18 kWh (70 miles)
Driving efficiency	0.26kWh/mile
Charging Level	Level 1 of $1.44 \text{kW}(120 \text{V}/12 \text{A})$
$P_{avg,onpeak}$	0.4 (pu)
$P_{avg,offpeak}$	0.7 (pu)
$D^t_{max,g}/D^t_{max,y}/D^t_{max,r}$	160/40/30 (PEVs charging)

TABLE 4.1 – Paramètres du PEV.

#### 4.5 Conclusion

Ce chapitre décrit le réseau de distribution d'électricité adopté qui est un «*IEEE 13 node radial feeder with 18 LV nodes*» modifié. Nous avons décrit également l'infrastructure de communication (FiWi) du réseau électrique intelligent utilisée tout au long de ce mémoire. Nous avons discuté l'environnement de la co-simulation qui va nous permettre d'analyser notre système à la fois en termes de puissance et de communication. Enfin, nous avons présenté les données utilisées pour modéliser le profil de la demande d'énergie et les paramètres du PEV.

## Chapitre 5

## Ordonnancement décentralisé en temps réel du G2V/V2G en *Nanogrids*

#### 5.1 Introduction

Dans le chapitre 2, nous avons discuté les avantages et les défis des Nanogrids dans le contrôle de la consommation d'énergie. Dans ce chapitre, nous allons combiner les éléments des Nanogrids et le contrôle distribué de la recharge des PEVs en proposant un algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé dans le cadre des Smart Nanogrids. Nous présentons également les résultats obtenus de la co-simulation de cet algorithme.

## 5.2 Algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé

#### 5.2.1 Description de l'algorithme

L'algorithme proposé, *Real-Time Decentralized Vehicle/Grid* (RT-DVG), est basé sur des signaux consultatifs envoyés par le contrôleur du *Nanogrid*. Ce dernier produit des signaux consultatifs qui prédisent l'état de la demande d'énergie totale du réseau (*on-peak*, *mid-peak*, ou *off-peak*) en se basant sur la demande des jours précédents. Cette séquence des signaux, qui est toujours mise à jour en temps réel, présente l'état du réseau durant l'intervalle de temps qui commence de l'heure d'arrivée du PEV jusqu'à l'heure de départ du PEV.

Chaque signal consultatif est défini en utilisant des valeurs inférieures ou supérieures à une valeur moyenne de référence ( $P_{avg,onpeak}$  ou  $P_{avg,offpeak}$ ) calculée à partir des données des derniers jours. Nous proposons trois types de signaux consultatifs : rouge, jaune et vert (Tableau 5.1). Le signal rouge indique que la demande d'énergie du système est élevée (*on-peak*) et que le V2G est nécessaire. Le signal jaune indique que la demande du système est moyenne (*mid-peak*) et qu'il est préférable de recharger le PEV ultérieurement s'il y a lieu. Le signal vert s'affiche lorsque la demande du système n'est pas élevée (*off-peak*). Dans ce cas, il est encouragé de reporter la recharge du PEV et stocker l'énergie supplémentaire pour l'utiliser lorsque le signal devient rouge.

#### 5.2.2 Problème d'optimisation : formulation

Notre fonction objective de l'ordonnancement du G2V/V2G vise à réduire le pic de la demande d'énergie et à atténuer la variation de la courbe de puissance pendant 24 heures en utilisant les signaux consultatifs envoyés à l'EMS. Avec le signal jaune (*mid-peak*), la réduction du pic se fait en reportant la recharge des PEVs. Toutefois, avec le signal rouge (*on-peak*), tous les PEVs du *Nanogrid* 

Signal	Limite	Action requise
Vert	Demande $\leq P_{avg,offpeak}$	Le système est <i>off-peak</i> . Le G2V (recharge des PEVs) est encouragé.
Jaune	Demande > $P_{avg,offpeak}$ et Demande $\leq P_{avg,onpeak}$	Le système est <i>mid-peak</i> . La demande d'éner- gie n'est pas élevée mais le report de la re- charge des PEVs (si possible) est préféré.
Rouge	Demande > $P_{avg,onpeak}$	Le système est <i>on-peak</i> . Le report de la re- charge peut aider à stabiliser le système, tout en respectant l'heure de départ et le SOC du PEV. Le V2G est nécessaire.

TABLE 5.1 – Définition des signaux consultatifs.

essayent de minimiser la différence entre la demande moyenne d'énergie par heure dans le Nanogrid et la demande moyenne de référence  $P_{avg,on-peak}$  (définie dans le tableau 5.1). La demande moyenne d'énergie par heure dans le Nanogrid  $D_{avg}^{h}$  est calculée en additionnant la demande d'énergie de base (base load)  $D_{base}^{h}$  et la demande d'énergie des PEVs pour chaque nœud  $D_{PEV}^{h}$ , puis en moyennant par rapport au nombre total des nœuds dans le réseau :

$$D_{avg}^{h} = \frac{\sum_{k=1}^{M} D_{k}^{h}}{M}, \quad for \ h = 1..24,$$
 (5.1)

$$D_{avg}^{h} = \frac{\sum_{k=1}^{M} D_{base,k}^{h} + D_{PEV,k}^{h}}{M}, \quad for \ h = 1..24,$$
(5.2)

La fonction objectif de l'ordonnancement du G2V/V2G de tous les PEVs du *Nanogrid* est donnée par :

$$Schedule = \min_{D_{PEV}} (D^h_{avg} - P_{avg,onpeak})^2, \quad for \ h = 1..24,$$
(5.3)

$$Schedule = \min_{D_{PEV}} \left(\frac{\sum_{k=1}^{M} D_{base,k}^{h} + D_{PEV,k}^{h}}{M} - P_{avg,onpeak}\right)^{2}, \quad for \ h = 1..24, \tag{5.4}$$

$$s.t. \begin{cases} 20\% < SOC_k < 100\%, \forall k \in \mathcal{M} \\ -R_{max} \leqslant D^h_{PEV,k} \leqslant R_{max} \\ \sum_{k=1}^{\mathcal{M}} D^h_k \ \triangle t \ \varphi_k = C_{battery} \\ \varphi_k \in \{0,1\}, \end{cases}$$
(5.5)

où  $\mathcal{M}$  représente l'ensemble de noeuds possédant des PEVs dans le réseau de distribution,  $C_{battery}$  est la capacité maximale de la batterie, et  $\Delta t$  est l'incrément de temps sachant que l'unité de temps dans notre travail est l'heure. Les contraintes considérées sont données dans l'Eq (5.5). Le but de la contrainte de SOC est d'optimiser la durée de vie de la batterie.  $R_{max}$  est le taux maximal de recharge de la batterie (1.44 kW). La troisième contrainte est ajoutée pour indiquer que la batterie doit être entièrement chargée avant la date limite. La variable booléenne  $\varphi_k$  indique si le PEV est connecté ou non.

#### Contraintes imposées par le contrôleur du Nanogrid :

Au niveau du contrôleur, la déviation de tension  $V_k$  à chaque noeud ne doit pas dépasser 5% de la tension nominale, sinon le nœud sera désactivé.

$$V_{k,h+1} - V_{k,h} \leqslant 5\%, \ \forall h, \ \forall k \in \mathcal{M}$$

$$(5.6)$$

Pour éviter les cas de surcharge dus à l'arrivée de nombreux PEVs en même temps, le contrôleur définit une contrainte (5.7) sur la demande maximale d'énergie pour limiter la consommation de l'électricité à chaque intervalle de temps (1 heure) :

$$\sum_{k=1}^{\mathcal{M}} P_{k,h} \leqslant \begin{cases} D_{max,g}^{h} & \forall \text{ période de temps avec signal vert} \\ D_{max,y}^{h} & \forall \text{ période de temps avec signal jaune} \\ D_{max,r}^{h} & \forall \text{ période de temps avec signal rouge} \end{cases} \forall h \tag{5.7}$$

où 
$$D_{max,g}^h > D_{max,y}^h > D_{max,r}^h$$
 (5.8)

 $D_{max,g}^{h}, D_{max,y}^{h}$ , et  $D_{max,r}^{h}$  sont toutes des variables de référence qui contrôlent le profil de la demande d'énergie et peuvent être configurées de la part de l'opérateur pour répondre à ses besoins spécifiques.

#### 5.2.3 L'algorithme RT-DVG (Real-Time Decentralized Vehicle-to-Grid):

Les étapes de notre algorithme proposé RT-DVG sont illustrées dans la figure 5.1. Chaque PEV arrive à  $t_{arrival}$  et envoie une requête contenant son identifiant au contrôleur du Nanogrid pour demander le déclenchement du G2V/V2G. Le contrôleur vérifie au niveau de tous les nœuds s'il y a une violation de tension et désactive le nœud qui ne respecte pas les contraintes. S'il n'y a pas de violation, il renvoie un paquet de réponse S qui présente la répartition des signaux consultatifs sur l'intervalle du temps entre l'heure d'arrivée et l'heure de départ du PEV. Le PEV reçoit ce paquet et exécute par suite l'algorithme RT-DVG pour décider l'action optimale à prendre : G2V (si signal vert), V2G (si signal rouge), ou repos (si signal jaune).

La recharge du PEV n'est reportée que lorsque le nombre des signaux verts dans S est plus grand que les heures de recharge nécessaires X (figure 5.1). Pour la décharge (V2G) du PEV, le nombre de signaux verts et jaunes doit être égal à la somme de X et le nombre des heures nécessaires pour récupérer les heures du V2G. En exécutant le RT-DVG, chaque PEV établit son ordonnancement en temps réel du G2V/V2G. Par suite, le SOC est mis à jour et l'*OpenDSS* est appelé à effectuer les analyses de flux de puissance du système. Ce processus se répète à chaque fois au début de l'intervalle de temps suivant (heure suivante) jusqu'à atteindre le temps de départ du PEV. Ainsi, le PEV devient déconnecté.



FIGURE 5.1 – Diagramme de l'algorithme proposé RT-DVG.



FIGURE 5.2 - «Single-line diagram» du réseau de distribution d'énergie.

#### 5.3 Résultats de la co-simulation

La figure 5.2 représente le réseau de distribution d'électricité considéré. En effet, nous avons modifié le modèle du réseau de distribution d'électricité décrit dans le chapitre 4 (figure 4.1) en ajoutant des noeuds représentant les contrôleurs des *Nanogrids*. Ce réseau se compose de 9 *Nanogrids*, d'où 9 noeuds vont jouer le rôle de 9 contrôleurs de ces *Nanogrids*. Une fois que le PEV initialise l'action du G2V/V2G durant la simulation, OMNET++ envoie une requête pour demander l'énergie de la part de l'*OpenDSS*. Nous avons également utilisé l'infrastructure de communication de la figure 4.2 du chapitre 4. Un EPON de 9 noeuds (un ONU par *Nanogrid*) est réparti uniformément sur l'ensemble du réseau de 9 *Nanogrids*. Nous avons utilisé un MPP par *Nanogrid* pour connecter chaque contrôleur à son groupe des PEVs.

#### 5.3.1 Performance en termes de puissance

La figure 5.3 montre les résultats de notre algorithme RT-DVG pour des différents niveaux de pénétration (penetration levels (PLs)) des PEVs. Pour un PL de 30%, la réduction maximale du pic de la demande d'énergie atteint 10%. Pour des PLs supérieurs, la réduction du pic de la demande d'énergie devient plus importante et augmente jusqu'à une valeur maximale de 16% (PL= 60%). D'après la figure 5.3 (a), on observe un comportement similaire de la demande d'énergie pour les PLs de 40% et 60% entre 11 PM et 2 AM. On peut conclure que pour des PLs qui dépassent 40%, certains PEVs n'ont pas reçu l'autorisation pour la recharge parce que la puissance maximale autorisée  $D_{max}$ est atteinte. Par conséquent, il est conseillé dans ce cas là pour ces PEVs de faire le V2G, si possible, et d'aider le réseau en lui renvoyant de l'énergie. Ceci permet aux PEVs de gagner au niveau du prix d'électricité vu que ce prix augmente lorsqu'il y a une demande d'énergie élevée (les périodes on-peak). On constate aussi que la demande d'énergie pendant la période entre 6 AM et 11 AM (mid-peak) est maintenue inchangée pour tous les PLs. Les scénarios de la recharge aléatoire et non-contrôlée (Random Charging) indiqués sur la figure 5.3 présentent deux défis. Premièrement, des pics importants apparaissent sur la courbe de la demande en puissance. Deuxièmement, ils indiquent des déviations de tension et des pertes en puissance remarquables qui augmentent avec le PL. La figure 5.3 (a) montre que, pour un PL de 60%, la diminution maximale du pic de la demande pour le RT-DVG dépasse celle du Random Charging d'un pourcentage de 20%. En outre, notre RT- DVG montre moins de déviations de tension que le Random Charging pour des différentes PLs, comme le montre la figure 5.3 (b). Les résultats de RT- DVG représentés dans la figure 5.3 (c) indiquent une amélioration significative dans la réduction des pertes en puissance durant les périodes on-peak. Pour un PL de 60%, les pertes totales en puissance vers 6 PM sont réduites de 33 kW à 20 kW avec RT- DVG, ce qui est équivalent à une réduction de 40%. En comparant



FIGURE 5.3 – Résultats de l'algorithme RT-DVG et le scénario de la recharge aléatoire (*Random Charging*) avec des différents niveaux de pénétration (PLs) des PEVs en termes de : (a) la demande d'énergie du système, (b) les déviations de tension, (c) les pertes totales en puissance

entre le RT- DVG et l'algorithme centralisé IntVGR [78] (figure 5.3 (a)), nous observons que les pics de la demande d'énergie durant toute la journée diminuent en utilisant ces deux algorithmes,



FIGURE 5.4 - Throughput mesuré entre les PEVs et le contrôleur du Nanogrid.

mais la courbe de la demande d'énergie du RT-DVG est plus atténuée que celle du IntVGR. Il faut noter aussi que dans le cas des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé, le DMS nécessite une connaissance globale de tous les paramètres des PEV pour résoudre la fonction d'optimisation en respectant les besoins de chaque PEV. Alors que l'algorithme décentralisé RT-DVG est implémenté localement dans chaque PEV et tient compte uniquement des signaux consultatifs indiquant l'état du système en termes de demande d'énergie.

#### 5.3.2 Performance en termes de communication

Pour examiner la performance de l'infrastructure de communication de la figure 4.2 du chapitre 4, nous avons examiné le *throughput* et le délai de transmission entre les PEVs et le DMS pour les valeurs de PLs suivants : 42% et 84%. Une comparaison est étudiée entre l'algorithme centralisé IntVGR et notre algorithme décentralisé RT- DVG pour quantifier l'amélioration de la performance en termes de communication. Comme le montre la figure 5.4 (a), le *throughput* mesuré entre les PEVs et le contrôleur du *Nanogrid* commence à augmenter à l'heure d'arrivée prévue des PEVs (5



FIGURE 5.5 – Délai de transmission mesuré entre les PEVs et le DMS.

PM - 6 PM) et atteint sa valeur maximale autour de 8 PM. Ensuite, il reste presque constant jusqu'à l'heure du départ des PEV (6 AM - 7 AM). Cette observation est cohérente avec le fait que les PEVs arrivent l'après-midi et commencent à échanger les requêtes de demande d'énergie avec le contrôleur du *Nanogrid* chaque heure pour planifier leurs ordonnancements du G2V/V2G. D'après la figure 5.4 (a), en utilisant l'algorithme RT DVG, le *throughput* atteint une valeur maximale de 0,65 Mbps, alors qu'en utilisant l'algorithme centralisé IntVGR, le *throughput* atteint une valeur maximale de 2,1 Mbps (figure 5.4 (b)). Cette augmentation de *throughput* avec l'algorithme centralisé est due à l'échange excessif des paquets de notification (chaque seconde). Alors qu'avec l'algorithme décentralisé, les informations échangées entre le contrôleur du *Nanogrid* et les PEVs sont limitées aux messages de contrôle (chaque heure). La figure 5.5 illustre les variations du délai des paquets transmis entre le contrôleur du *Nanogrid* et les PEVs. Le délai de transmission avec le RT- DVG varie entre 0,35 ms et 0,8 ms, alors que l'IntVGR mesure un délai presque égale à 1 ms (figure 5.5 (b)). Cette réduction du délai avec l'algorithme RT-DVG est expliquée par le fait que cet algorithme utilise moins de types des paquets entre les PEVs et le contrôleur du *Nanogrid*.

#### 5.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé un algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé dans les *Nanogrids* où chaque PEV définit son propre ordonnancement du G2V/V2G en se basant sur des signaux consultatifs envoyés par le contrôleur du *Nanogrid*. Les résultats de la simulation montrent une amélioration significative de la performance en termes de communication de l'algorithme décentralisé RT-DVG par rapport à l'algorithme centralisé IntVGR. En effet, le RT-DVG exige moins de bande passante et moins de délai (*throughput* de 0,65 Mbps et délai de moins de 0,8 ms) que l'IntVGR (*throughput* de 2,1 Mbps et délai de 1,074 ms). D'autre part, les résultats de la simulation en termes de puissance ont prouvé l'efficacité de notre algorithme proposé RT-DVG dans la réduction du pic de la demande d'énergie tout en minimisant les pertes en puissance. On peut conclure finalement que le RT-DVG peut être considéré efficace et répond aux exigences des conducteurs des PEVs.

## Chapitre 6

## Coordination du G2V/V2G à domicile et au travail avec l'intégration des panneaux solaires photovoltaïques

#### 6.1 Introduction

Bien que notre algorithme RT-DVG de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé, proposé dans le chapitre précédent dans le cadre des *Nanogrids*, représente une amélioration significative par rapport à l'algorithme centralisé IntVGR de point de vue puissance et communication, il peut être amélioré encore une fois en termes de réduction du pic de la demande d'énergie et minimisation des pertes en puissance. Nous proposons donc une solution décentralisée en temps réel du G2V/V2G, dans le cadre des réseaux électriques intelligents, non seulement à domicile mais aussi au travail avec l'intégration des panneaux solaires photovoltaïques pour recharger localement les PEVs.

#### 6.2 Description du système

Comme décrit dans le chapitre précèdent, notre algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé est implémenté au niveau du PEV et basé sur les signaux consultatifs envoyés aux PEVs. Trois types de signaux consultatifs sont utilisés :

- Signal vert : le système est off-peak, le G2V (recharge des PEVs) est encouragé.
- Signal jaune : le système est *mid-peak*, la demande d'énergie n'est pas élevée mais le report de la recharge des PEVs (si possible) est préféré.
- Signal rouge : le système est on-peak. Le report de la recharge peut aider à stabiliser le système, tout en respectant l'heure de départ et le SOC du PEV. Le V2G est nécessaire.

Malgré l'efficacité de notre algorithme RT-DVG du point de vue performance en termes de communication (*throughput* et délai), il montre certaines limites en termes du pic de la demande d'énergie et des pertes en puissance. Par conséquent, nous avons amélioré cet algorithme dans le cadre des réseaux électriques intelligents en développant le RT-DVG avec les trois scénarios figurant dans le tableau suivant.

	Scénario
RT-DVG	la coordination du G2V/V2G à domicile en utilisant l'énergie du réseau
RT-DVG/W	la coordination du G2V/V2G à domicile et au travail en utilisant l'énergie du réseau
RT-DVG/PV	la coordination du G2V/V2G à domicile en utilisant l'énergie du réseau et au travail en utilisant l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques

#### TABLE 6.1 – Les trois scénarios proposés

L'intégration des RESs dans la recharge des PEVs joue un rôle majeur dans la réduction du pic de la demande d'énergie, l'équilibrage de la charge du système, et la diminution du coût de la consommation d'énergie. Ainsi, l'objectif de notre algorithme est de minimiser le pic de la demande d'énergie et de maximiser la recharge des PEVs pendant les heures off-peak, ce qui permet de répondre à la demande énergétique des PEVs avec des prix d'électricité moins chers. De plus, notre troisième scénario RT-DVG/PV (défini dans le tableau 6.1) optimise l'utilisation de l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques installés aux milieux de travail et limite l'impact de la recharge des PEVs sur le réseau électrique.

On définit la demande d'énergie totale D(t) à chaque heure comme suit :

$$D(t) = D_{baseload}(t) + D_{PEV}(t), \quad t = 1..24,$$
 (6.1)

$$D_{baseload}(t) = \sum_{i=1}^{\mathcal{M}} D_{base,i}(t)$$
(6.2)

$$D_{PEV}(t) = \sum_{i=1}^{\mathcal{M}} D_{PEV,i}(t) R_i(t).$$
(6.3)

 $D_{baseload}(t)$  désigne la demande d'énergie totale (sans considération de la demande d'énergie des PEVs) et  $D_{PEV}(t)$  représente la demande d'énergie totale des PEVs à l'heure t.  $\mathcal{M}$  représente l'ensemble des noeuds dans le réseau de distribution d'électricité.  $R_i(t)$  désigne l'état du PEV i:

$$R_{i}(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le PEV } i \text{ fait la recharge à l'heure t,} \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases}$$
(6.4)

Ainsi, on obtient la moyenne de la demande d'énergie totale à chaque heure  $D_{Avg}(t)$  comme suit :

$$D_{avg}(t) = \frac{D(t)}{\mathcal{M}} = \frac{\sum_{i=1}^{\mathcal{M}} D_{base,i}(t) + \sum_{i=1}^{\mathcal{M}} D_{PEV,i}(t) R_i(t)}{\mathcal{M}}.$$
(6.5)

La réduction du pic de la demande d'énergie et l'utilisation d'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques au travail sont maximisées par la fonction objectif suivante :

$$opt = \begin{cases} \min_{D_{PEV,i}(t)} (D_{avg}(t) - P_{avg,onpeak})^2 & \text{à la maison,} \\\\ \min(\sum_{t \in \mathcal{T}} (D_{PEV}(t) - D_{PV}(t))^2) & \text{au travail,} \end{cases}$$
(6.6)

où  $D_{PV}(t)$  désigne l'énergie produite localement par les panneaux solaires photovoltaïques au travail à l'instant t.

Nous avons pris en compte les contraintes suivantes :

$$C_{max,i} = \sum_{t} D_{PEV,i}(t) \triangle t, \quad t = 1..24$$
(6.7)

$$P_{lim,i}(t) = D_{PEV,i}(t)\eta_i, \tag{6.8}$$

avec

$$\eta_i = \begin{cases} 1 & \text{si le PEV } i \text{ est connecté,} \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases}$$
(6.9)

$$0 \leqslant D_{PEV,i}(t) \leqslant P_{lim,i}(t) \tag{6.10}$$

$$20\% < SOC_k < 100\%, \quad \forall k \in \mathcal{M}$$

$$(6.11)$$

$$h_{total} = h_{charging} + h_{discharging} + h_{idle} + h_{make-up}$$

$$(6.12)$$

$$V_{k,t+1} - V_{k,t} \leqslant 5\%, \ \forall t, \ \forall k \in \mathcal{M}$$

$$(6.13)$$

$$\sum_{k=1}^{\mathcal{M}} P_{k,t} \leqslant \begin{cases} D_{max,g}^{t} & \forall \text{ période de temps avec signal vert} \\ D_{max,y}^{t} & \forall \text{ période de temps avec signal jaune} \\ D_{max,r}^{t} & \forall \text{ période de temps avec signal rouge} \end{cases} \forall t, \qquad (6.14)$$

où  $C_{max,i}$  définit l'énergie nécessaire pour recharger complètement la batterie du PEV et  $P_{lim,i}$  est la puissance minimale de recharge de la batterie du PEV.  $\Delta t$  est l'incrément de temps qui a pour unité l'heure.  $h_{total}$  désigne le nombre total d'heures disponibles entre l'heure d'arrivée et l'heure de départ du PEV. La déviation de tension  $V_k$  à chaque noeud ne doit pas dépasser 5% de la tension nominale, sinon le nœud sera désactivé.  $P_{avg,onpeak}$ ,  $P_{avg,offpeak}$ ,  $D_{max,g}^t$ ,  $D_{max,y}^t$ , et  $D_{max,r}^t$ sont toutes des variables de référence qui contrôlent le profil de la demande d'énergie et peuvent être configurées de la part de l'opérateur pour répondre à ses besoins spécifiques.

Lorsque le PEV arrive à l'heure d'arrivée  $t_{arrival}$  et devient connecté soit à la maison soit au travail, il envoie une requête au DMS contenant son ID de nœud, le SOC de la batterie, et l'heure de départ ( $t_{deadline}$ ), pour demander de l'énergie. Après la réception des signaux consultatifs de la période de temps entre l'heure d'arrivée et l'heure de départ envoyés du DMS, le PEV décide son ordonnancement du G2V/V2G tout en maximisant l'utilisation de l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques, si disponible. Le pseudo-code suivant illustre la démarche de notre algorithme amélioré à l'aide des paramètres suivants :

- $-\epsilon$ : Efficacité de conduite.
- -L: Niveau de recharge.
- -TD: Distance de voyage quotidienne.
- -X: Heures nécessaires pour recharger le PEV :

$$X = \frac{\epsilon \times TD}{L} \tag{6.15}$$

- -S: Horaire prévisionnel généré avec les signaux consultatifs.
- $-K_{Green}$ : Nombre des périodes de temps avec des signaux verts dans l'intervalle [ $t_{arrival}$ ,

 $t_{deadline}$ ].

- $-K_{Yellow}$ : Nombre des périodes de temps avec des signaux jaunes dans l'intervalle [ $t_{arrival}$ ,  $t_{deadline}$ ].
- $D_{max,g}^{t_{arrival}}, D_{max,y}^{t_{arrival}}, D_{max,r}^{t_{arrival}}$ : Demande de puissance maximale durant les périodes de temps avec des signaux verts, jaunes et rouges.
- $-P_k^{t_{arrival}}$ : Demande instantanée à l'heure de l'arrivée.

#### 6.3 Résultats de la co-simulation

Nous avons utilisé le même réseau de distribution d'électricité et la même infrastructure de communication décrits dans le chapitre précédent, sauf que dans ce chapitre nous avons travaillé dans le cadre du réseau électrique intelligent. Nous avons donc établi la communication directement entre les PEVs et le DMS sans l'intervention des contrôleurs comme le cas du *Nanogrid*. De plus, nous avons ajouté de nouveaux noeuds comme stations de recharge puisque nous allons considérer un scénario du G2V/V2G au travail en utilisant l'énergie des panneaux solaires photovoltaïques.

#### 6.3.1 Performance en termes de puissance

La figure 6.1 montre les résultats de notre algorithme proposé avec les trois scénarios (RT-DVG, RT-DVG/W, et RT-DVG/PV) mentionnés dans le tableau 6.1 en considérant un PL de 40%. Nous observons qu'avec le RT-DVG/W, la réduction du pic de la demande en puissance est plus importante qu'avec le RT-DVG. De plus, cette réduction devient plus efficace avec le RT-DVG/PV. En effet, le pic de la demande en puissance  $D_{peak}$  atteint 580.82 kW avec le RT-DVG, 562.68 kW avec le RT-DVG/W, et 540.16 kW avec le RT-DVG/PV pour un PL de 40% (voir aussi le tableau 6.2 qui illustre les résultats de ces trois scénarios pour des PLs de 40% et 60%). Par conséquence, nous pouvons conclure que le RT-DVG est capable de diminuer les deux pics de la demande d'énergie
Algorithm : three scenarios

If  $S(t_{arrival}) = Green \& P_k^{t_{arrival}} \le D_{max,g}^{t_{arrival}}$  $PEV\_Status \rightarrow charging, X=X-1$ end if If  $S(t_{arrival}) =$ Yellow &  $P_k^{t_{arrival}} \leq D_{max,y}^{t_{arrival}}$ if  $(K_{Green} \ge \mathbf{X})$ PEV\_Status→idle else PEV\_Status $\rightarrow$ charging, X= X-1 end if end if If  $S(t_{arrival}) = \text{Red} \& P_k^{t_{arrival}} \le D_{max,r}^{t_{arrival}}$ if  $((K_{Green} + K_{Yellow}) \ge X+1)$ PEV\_Status $\rightarrow$ discharging, X= X+1 else if  $((K_{Green} + K_{Yellow}) \ge X)$ PEV\_Status→idle else PEV\_Status→charging end if end if end if If (! charging station node)  $alg \rightarrow charging$  from the grid at home else If (available solar energy)  $alg \rightarrow charging from PV solar panels at work$ else  $alg \rightarrow charging from the grid at work$ end if end if

de base (*base load*). Quant au scénario RT-DVG/W, il est plus performant en terme de réduction des pics que le RT-DVG et diminue donc la charge sur la demande du réseau pendant toute la journée. La performance est encore améliorée en considérant le troisième scénario RT-DVG/PV. Par exemple, l'énergie solaire générée l'après-midi peut satisfaire la demande en puissance des PEVs. En effet d'après la figure 6.1, de 8 AM à 3 PM, on observe un écart de la demande en puissance



FIGURE 6.1 – Performance en termes de puissance du RT-DVG, RT-DVG/W, et RT-DVG/PV.

entre le RT- DVG/W et le RT-DVG/PV, où la demande de RT- DVG/W augmente par rapport au base load, alors que celle du RT-DVG/PV n'augmente pas grâce à l'intégration de l'énergie solaire. Ainsi, au cours de cette période, les PEVs stationnés se rechargent de l'énergie solaire stockée dans les batteries et non pas de l'énergie fournie par le réseau de distribution d'électricité. Nous pouvons donc conclure que, lors de son stationnement au travail, le PEV est capable de stocker l'énergie solaire dans sa batterie pour l'utiliser ou la remettre après au réseau (V2G), ce qui entraîne une réduction du pic plus élevée avec le RT-DVG/PV. En outre, le tableau 6.2 indique une amélioration significative dans la réduction des pertes totales en puissance  $L_{max}$  qui sont réduites de 24,07 kW avec le RT DVG jusqu'à 22,32 kW avec le RT- DVG/ W et jusqu'à 21,22 kW avec le RT-DVG/PV, pour un PL de 40%. De plus, le tableau 6.2 montre que les déviations de tension au niveau de tous les nœuds ne peuvent pas être inférieures à une limite acceptable (par exemple pour le RT-DVG/PV,  $V_{min}=0.951 pu$  pour un PL de 40% et  $V_{min}=0.952 pu$  pour un PL de 60%). Dans la figure 6.2 (a), nous avons tracé la demande de puissance du RT-DVG/W et IntVGR/W (algorithme centralisé du G2V/V2G soit à domicile soit aux stations de recharge au travail en demandant de l'énergie du réseau de distribution d'électricité). En comparant le RT- DVG/W et le IntVGR/W, nous observons que les courbes de demande de puissance des deux algorithmes présentent une allure

Algorithm	$\mathbf{PL}$	$\mathrm{D}_{\mathrm{peak}}[\mathrm{kW}]$	$\mathbf{V}_{\min}[\mathbf{pu}]$	$L_{\max}[kW]$	
RT-DVG	40%	580.82	0.953	24.07	
	60%	600.98	0.954	22.91	
BT-DVC/W	40%	562.68	0.952	22.32	
	60%	580.64	0.953	21.71	
RT-DVG/PV	40%	540.16	0.951	21.22	
	60%	560.18	0.952	20.58	

TABLE 6.2 – Résultats de la co-simulation de notre système pour des PLs de 40% et 60%.

plus stable que celle du *base load*. Cependant, le RT- DVG/W surpasse le IntVGR/W en termes de réduction du pic de la demande de puissance. En outre, avec l'intégration de l'énergie solaire, le IntVGR/PV (l'algorithme centralisé du G2V/V2G soit à domicile en demandant de l'énergie du réseau de distribution d'électricité soit aux stations de recharge au travail en demandant de l'énergie des panneaux solaires photovoltaïques) et le RT-DVG/PV se comportent d'une façon similaire au cours de la période de 6 AM à 2 PM, comme le montre la figure 6.2 (b). Par contre de 3 PM à 6 AM, le RT DVG/PV donne un pic de demande de puissance inférieur à celui obtenu avec le IntVGR/PV. Nous pouvons donc conclure que les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé peuvent être implementés localement au niveau du PEV et fournissent non seulement une bonne performance de puissance en termes de réduction du pic de la demande d'énergie mais aussi un faible degré de complexité, alors que les algorithmes centralisés nécessitent une connaissance globale de tous les composants du réseau de distribution pour obtenir des résultats optimaux et garantir un SOC final satisfaisant. Cependant, il faut noter



FIGURE 6.2 – Performance en termes de puissance du : (a) RT-DVG/W et IntVGR/W, (b) RT-DVG/PV et IntVGR/PV.

que les algorithmes centralisés s'avèrent plus efficace en termes de dégradation de la batterie du PEV.

#### 6.3.2 Performance en termes de communications

Pour examiner la performance de l'infrastructure de communication (FiWi) du réseau électrique intelligent utilisée, nous avons étudié le throughput et le délai mesurés entre le DMS et les PEVs pour un PL de 40%. Comme le montre la figure 6.3 (a), le throughput du RT-DVG atteint sa valeur maximale pendant les heures off-peak (de 9 PM à 6 AM) ce qui s'explique car les PEVs, à cette période, commencent à échanger les paquets avec le DMS. Ensuite de 7 AM à 7 PM, le throughput demeure constant vu que le RT-DVG ne considère le G2V/V2G qu'à domicile et les conducteurs des PEVs quittent leur maison à cette période pour aller au travail (suivant les statistiques de



FIGURE 6.3 – *Throughput* et délai de transmission mesurés entre les PEVs et le DMS du RT-DVG et RT-DVG/PV.

NHTS). Par conséquent, le throughput du RT-DVG/PV commence à augmenter durant la période de 7 AM à 3 PM quand les PEVs arrivent au travail et commencent à communiquer avec le DMS pour coordonner les heures du G2V et V2G en maximisant l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, dans la figure 6.3 (a), le RT-DVG montre un throughput maximal d'environ 0,3 Mbps contre 0,6 Mbps pour le RT DVG/PV à cause de l'échange excessif des paquets dès l'arrivée des PEVs au travail. La figure 6.3 (b) illustre le délai que subissent les paquets envoyés entre les PEVs et le DMS. Le RT-DVG/PV est plus performant que le RT-DVG en termes de réduction de délai. En effet, le RT-DVG réalise un délai maximal de 0,8 ms, alors que le RT-DVG/PV est capable de réduire le délai jusqu'à 0,49 ms qui est une diminution de presque 50%. Comme indiqué dans le tableau 6.3, les deux algorithmes RT-DVG/W et RT-DVG/PV surpassent le RT-DVG en termes de réduction de délai.

	RT-DVG		RT-DVG/W		RT-DVG/PV		IntVGR/PV	
	40%	80%	40%	80%	40%	80%	40%	80%
Maximum [ms]	0.781	0.898	0.515	0.519	0.493	0.520	1.058	1.074
Maximum throughput [Mbps]	0.303	0.853	0.610	0.922	0.632	0.974	1.723	2.185

TABLE 6.3 – Throughput et délai du RT-DVG, RT-DVG/W, RT-DVG/PV, et IntVGR/PV pour des PLs de 40% et 80%

IntVGR/PV et notre algorithme décentralisé RT-DVG/PV pour évaluer le gain de performance réalisable de point de vue communication. Le tableau 6.3 montre que le RT-DVG/PV nécessite un throughput maximal de 0,63 Mbps pour un PL de 40%, alors que le throughput maximal du IntVGR/PV est égale à 1,7 Mbps. Ce throughput élevé de l'algorithme centralisé IntVGR est du à l'échange des paquets de notification à chaque seconde. En revanche avec l'algorithme décentralisé RT-DVG/PV, l'information entre le DMS et les PEVs est échangée seulement à chaque heure. Le tableau 6.3 montre également que le délai maximal du RT-DVG/PV pour un PL de 80% est égale à 0,52 ms, alors que IntVGR/PV mesure un délai d'environ 1 ms. Cette diminution de délai est due à la réduction de fréquence d'échange et le nombre des types des paquets. En effet les paquets échangés entre le DMS et les PEVs pour les algorithmes décentralisés sont différents de ceux pour les algorithmes centralisé, 6 types de paquets sont utilisés, alors que dans le cas de l'algorithme décentralisé, nous avons utilisé seulement 3 types de paquets. Plus précisément, au cours de chaque cycle de simulation les paquets suivants sont échangés :

1) Algorithme IntVGR :

- Charging Request packet : chaque PEV connecté envoie une requête contenant son ID de

noeud, l'heure de départ, le SOC de la batterie, et la distance qu'il va parcourir.

- Charging Response packet : le DMS renvoie l'ordonnancement approprié du G2V/V2G pour chaque PEV suivant la stratégie de l'algorithme.
- SOC notification : chaque PEV envoie un paquet de notification indiquant son SOC après avoir effectué le G2V/V2G selon l'ordonnancement envoyé de la part du DMS.
- Node notification : un message qui contient la charge et la tension des noeuds de distribution est envoyé périodiquement au DMS.
- Substation notification : la sous-station doit envoyer son noeud, la demande de puissance totale, et les pertes totales de puissance au DMS.
- Control message : le DMS envoie aux PEVs des messages qui contrôlent le réseau de distribution.
- 2) Algorithme RT-DVG :
- Charging Request packet : quand le PEV connecté est prêt à commencer la recharge/décharge,
  il envoie une requête pour initialiser le processus d'ordonnancement du G2V/V2G.
- Charging Response packet : Le DMS reçoit la requête du G2V/V2G et répond avec un paquet contenant les signaux consultatifs de la période entre l'heure d'arrivée et l'heure de départ du PEV.
- *PEV control message packet :* Le DMS envoie des messages de contrôle aux PEVs dans le cas des déviations de tension.

#### 6.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé un algorithme de contrôle du G2V/V2G en temps réel pour un système de distribution électrique décentralisé considérant trois scénarios différents, où chaque PEV décide son propre ordonnancement en échangeant l'information avec le DMS. Notre algorithme a été développé non seulement pour le G2V/V2G à domicile (RT-DVG), mais aussi pour le G2V/V2G soit à domicile soit aux stations de recharge au travail en demandant l'énergie du réseau de distribution d'électricité (RT-DVG/W). De plus, nous avons étudié un troisième scénario (RT-DVG/PV) qui intègre l'utilisation de l'énergie des panneaux solaires photovoltaïques pour recharger localement les PEVs au travail. Ces trois cas ont été co-simulés dans deux perspectives : puissance et communication, à travers l'infrastructure de communications (FiWi). Les résultats indiquent une amélioration significative de throughput et de délai avec le RT-DVG/W et le RT-DVG/PV par rapport au RT-DVG. En outre, les résultats du système électrique d'alimentation ont prouvé l'efficacité du RT DVG/PV en termes de réduction du pic de la demande d'énergie tout en minimisant les pertes totales en puissance. Le RT-DVG/PV peut être donc considéré le plus efficace et capable de diminuer la charge sur le réseau. En outre, une comparaison entre l'algorithme centralisé IntVGR/PV utilisé comme référence et l'algorithme décentralisé RT-DVG/PV a été élaborée en termes de puissance et de communication. Du point de vue puissance, l'algorithme décentralisé atteint un pic de demande d'énergie inférieur à celui de l'algorithme centralisé. Du point de vue communication, l'algorithme décentralisé présente une meilleure performance que l'algorithme centralisé. Par conséquent, l'algorithme décentralisé est plus efficace que l'algorithme centralisé en termes de réduction de délai et des exigences en bande passante.

### Chapitre 7

### Conclusion et perspectives futures

#### 7.1 Conclusion

Ce mémoire commence par une vision globale des réseaux électriques intelligents. Ensuite, nous avons introduit les Nanogrids dans le cadre desquels nous avons développé notre premier algorithme de recharge/décharge (ou bien G2V/V2G) des PEVs nommé «Real-Time Decentralized Vehicle/Grid Algorithm» (RT-DVG). Puis, nous avons amélioré les performances du RT-DVG pour le cas des réseaux électriques intelligents. Nous avons également présenté le réseau de distribution d'électricité et l'infrastructure de communications du réseau électrique intelligent (FiWi) qui assurent l'échange de l'information entre les PEVs et le DMS. Afin d'analyser les performance du système en termes de puissance et en termes de communication, nous avons utilisé une co-simulation à l'aide des deux logiciels OMNET++ et OpenDSS après avoir défini les paramètres et les données utilisés pour modéliser le profil de la demande d'énergie du système, le modèle commercial du PEV, et le comportement stochastique des conducteurs des PEVs.

D'autre part, nous avons proposé plusieurs scénarios de coordination des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé qui sont nécessaires pour un ordonnancement optimale de la recharge/décharge des PEVs afin de réduire le pic de la demande d'énergie du réseau d'alimentation électrique. En effet, nous avons implémenté, à travers l'infrastructure de communication (FiWi), ces trois différents scénarios (où chaque PEV décide son propre ordonnancement en échangeant l'information avec le DMS) : (i) RT- DVG : G2V/V2G à domicile en demandant l'énergie du réseau de distribution d'électricité, (ii) RT-DVG/W : G2V/V2G à domicile et aux stations de recharge au travail en demandant l'énergie du réseau de distribution d'électricité, et (iii) RT-DVG/PV : G2V/V2G à domicile en utilisant de l'énergie du réseau et au travail en utilisant de l'énergie des panneaux solaires photovoltaïques installés dans les stations de recharge.

Nous avons montré que la réduction du pic de la demande d'énergie est plus efficace avec le RT-DVG/PV. Nos résultats donnent un pic de demande de puissance qui atteint 580.82 kW avec le RT-DVG, 562.68 kW avec le RT-DVG/W, et 540.16 kW avec le RT-DVG/PV pour une pénétration de 40% des PEVs. Nous avons également réussi à réaliser une amélioration significative dans la réduction des pertes totales en puissance qui sont réduites de 24,07 kW avec le RT DVG jusqu'à 22,32 kW avec le RT-DVG/W et jusqu'à 21,22 kW avec le RT-DVG/PV. Par conséquent, c'est le troisième scénario RT-DVG/PV qui montre toujours une performance supérieure par rapport aux autres scénarios. De plus, RT-DVG/PV présente une limite acceptable des déviations de tension au niveau de tous les nœuds pour une pénétration de 60% des PEVs. Ces résultats en termes de puissance prouvent que le RT-DVG/PV peut être considéré comme étant l'algorithme le plus performant et capable à limiter l'impact de la charge ajoutée au réseau (l'intégration des PEVs qui vont créer une nouvelle demande d'énergie dans le système électrique d'alimentation). Du point de vue performance de communication, nos résultats indiquent une amélioration significative de délai (moins de 0,5 ms) et de throughput (environ 0,63 Mbps) pour le RT-DVG/PV et le RT-DVG/W par rapport au RT-DVG

De plus, Nous avons établi une comparaison entre les algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique centralisé et décentralisé afin de souligner les avantages

de l'adoption de l'approche décentralisée grâce à sa meilleure performance par rapport à l'approche centralisée du G2V/V2G. Nous avons réussi à montrer via nos simulations l'amélioration des résultats obtenus en termes de puissance et communication pour l'algorithme de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé contre celui centralisé. Du point de vue puissance, l'algorithme décentralisé atteint un pic de demande d'énergie inférieur à celui de l'algorithme centralisé. Du point de vue communication, l'algorithme décentralisé présente une meilleure performance en termes de réduction de délai et des exigences en *throughput* que l'algorithme centralisé.

#### 7.2 Perspectives futures

Le travail de ce mémoire donne de nouvelles orientations pour des perspectives futures. Une prochaine étape intéressante peut être l'application des algorithmes de contrôle du G2V/V2G pour un système de distribution électrique décentralisé avec une intégration plus large des PEVs, par exemple une région métropolitaine avec des centaines des PEVs. Il est possible aussi de quantifier l'impact du déploiement d'un grand nombre des PEVs sur la performance de communication et de tester la validité de l'infrastructure de communications adoptée. D'autre côté, il est possible d'évaluer d'autres métriques (par exemple le coût) avec l'approche décentralisée pour souligner l'intérêt de l'adoption de ces algorithmes.

En outre, les fluctuations de la demande d'énergie (sans tenant compte de la demande d'énergie des PEVs) doivent être traitées pour réaliser des solutions décentralisées capables de faire face à l'incertitude de la variation de charge du système. Chacune des approches discutées : centralisée et décentralisée a ses avantages et ses inconvénients. L'adoption de l'une de ces deux approches dépend des ressources disponibles, des contraintes du réseau, et du niveau de pénétration des PEVs. Il est possible donc de trouver une solution intermédiaire qui développe une approche adaptative en combinant le mode centralisé et le mode décentralisé.

### Bibliographie

- [1] Greatest Engineering Achievements of the 20<sup>th</sup> Century, [Online available at : http://www.greatachievements.org/], dernier accès le 2 août 2014.
- M. G. Rosenfield, "The Smart Grid and Key Research Technical Challenges," in Proc., VLSI Technology (VLSIT), pp. 3-8, Honolulu, Jun. 2010.
- [3] V. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. Hancke, "A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements," *IEEE Trans. Industrial Informatics*, vol. 9, no. 1, pp. 28-42, Feb. 2013.
- [4] A. I. Sabbah, A. El-Mougy, and M. Ibnkahla, "A Survey of Networking Challenges and Routing Protocols in Smart Grids," *IEEE Trans. Industrial Informatics*, vol. 10, no. 1, pp. 210-221, Feb. 2014.
- [5] K. Moslehi and R. Kumar, "A Reliability Perspective of the Smart Grid," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 1, no. 1, pp. 57-64, Jun. 2010.
- [6] R. Hassan and G. Rahman, "Survey on Smart Grid," in Proc., IEEE SoutheastCon, pp. 210-213, Concord, NC, March 2010.
- [7] S. Rohjans, M. Uslar, R. Bleiker, J. González, M. Specht, T. Suding, and T. Weidelt, "Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations," in Proc., IEEE Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 583-58, Gaithersburg, MD, Oct. 2010.

- [8] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, "Smart Grid The New and Improved Power Grid : A Survey," *IEEE Trans. Communications Surveys & Tutorials*, vol. 14, no. 4, pp. 944-980, Fourth Quarter 2012.
- [9] A. Kwasinski, "Implication of Smart-Grids Development for Communication Systems in Normal Operation and During Disasters," in Proc., Telecommunications Energy Conference (IN-TELEC), pp. 1-8, Orlando, FL, USA, Jun. 2010.
- [10] A. Harris, "Smart Grid Thinking," Engineering & Technology, vol. 4, no. 9, pp. 46-49, May/Jun.
  2009.
- [11] T. S. Bi, S. M. Liu, Z. Y. Huang, and N. Hadjsaid, "The Implication and Implementation of Smart Grid in China," in Proc., IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 25-29, Minneapolis, MN, United States, Jul. 2010.
- [12] J. Wong, A. Vargas, K. Chadha, A. Devdas, L. Cheng, and J. Kuyee, "Integrated Design and Implementation of Toronto's Smart Distribution Grid," in Proc., IEEE Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 455-460, Gaithersburg, MD, Oct. 2010.
- [13] E. Boardman, "The Role of Integrated Distribution Management Systems In Smart Grid Implementations," in Proc., IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, Minneapolis, MN, Jul. 2010.
- [14] G. Reed, P. Philip, A. Barchowsky, C. Lippert, and A. Sparacino, "Sample Survey of Smart Grid Approaches and Technology Gap Analysis," in Proc., IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp. 1-10, Gothenburg, Oct. 2010.
- [15] J. Li, J. Y. Chung, J. Xiao, J. W. Hong, and R. Boutaba, "On the Design and Implementation of a Home Energy Management System," in Proc., Wireless and Pervasive Computing (ISWPC), pp.1-6, Hong Kong, Feb. 2011.

- [16] M. Hashmi, S. Hanninen, and K. Maki, "Survey of Smart Grid Concepts, Architectures, and Technological Demonstrations Worldwide," in Proc., IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), pp. 1-7, Medellin, Oct. 2011.
- [17] H. Farhangi, "The Path of the Smart Grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18-28, Jan./Feb. 2010.
- [18] A. Mohsenian-Rad, V. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia, "Autonomous Demand-Side Management based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 320-331, Dec. 2010.
- [19] N. Javaid, I. Khan, M. N. Ullah, A. Mahmood, and M. U. Farooq, "A Survey of Home Energy Management Systems in Future Smart Grid Communications," in Proc., Broadband and Wireless Computing, Communication and Applications (BWCCA), pp. 459-464, Compiegne, Oct. 2013.
- [20] A. Rahman, L. Xue, and K. Fanxin, "A Survey on Geographic Load Balancing Based Data Center Power Management in the Smart Grid Environment," *IEEE Communications Surveys* & *Tutorials*, vol. 16, no. 1, pp. 214-233, First Quarter 2014.
- [21] A. G. van Engelen and J. S. Collins, "Choices for Smart Grid Implementation," in Proc., Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), pp. 1-8, Honolulu, HI, Jan. 2010.
- [22] D. P. Varodayan and G. X. Gao, "Redundant Metering for Integrity with Information-Theoretic Confidentiality," in Proc., IEEE Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 345-349, Gaithersburg, MD, Oct. 2010.
- [23] A. Bartoli, J. Hernández-Serrano, M. Soriano, M. Dohler, A. Kountouris, and D. Barthel, "Secure Lossless Aggregation for Smart Gid M2M Networks," in Proc., IEEE Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 333-338, Gaithersburg, MD, Oct. 2010.

- [24] C. Bennett and S. B. Wicker, "Decreased Time Delay and Security Enhancement Recommendations for AMI Smart Meter Networks," in Proc., Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pp. 1-6, Gaithersburg, MD, Jan. 2010.
- [25] R. Berthier, W. H. Sanders, and H. Khurana, "Intrusion Detection for Advanced Metering Infrastructures : Requirements and Architectural Directions," in Proc., IEEE Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 350-355. Gaithersburg, MD, Oct. 2010.
- [26] Y. J. Kim, M. Thottan, V. Kolesnikov, and W. Lee, "A Secure Decentralized Data-Centric Information Infrastructure for Smart Grid," *IEEE Communications Magazine*, vol. 48, no. 11, pp. 58-65, Nov. 2010.
- [27] J. Wang and V. Leung, "A Survey of Technical Requirements and Consumer Application Standards for IP-based Smart Grid AMI Network," in Proc., International Conference on Information Networking (ICOIN), pp. 114-119, Barcelona, Jan. 2011.
- [28] M. R. Hossain, A. M. T. Oo, and A. B. M. S. Ali, "Evolution of Smart Grid and Some Pertinent Issues," in Proc., Universities Power Engineering Conference (AUPEC), pp. 1-6, Christchurch, Dec. 2010.
- [29] C. Marnay, B. Nordman, and J. Lai, "Future Roles of Milli-, Micro-, and Nano- Grids," in Proc., CIGRÉ International Symposium The electric power system of the future - Integrating supergrids and microgrids, Bologna, Italy, Sept. 2011.
- [30] P. Nyeng and J. Ostergaard, "Information and Communications Systems for Control-by-Price of Distributed Energy Resources and Flexible Demand," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 334-341, Jun. 2011.
- [31] Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, and D. Tipper, "A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures : Motivations, Requirements and Challenges", *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5-20, First Quarter 2013.

- [32] B. Nordman, K. Christensen, and A. Meier, "Think Globally, Distribute Power Locally : The Promise of Nanogrids," *IEEE Computer Society*, vol. 45, no. 9, pp. 89-91, Sept. 2012.
- [33] L. Jiang and S. Low, "Multi-period Optimal Energy Procurement and Demand Response in Smart Grid with Uncertain Supply," in Proc., Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC), pp. 4348-4353, Orlando, FL, Dec. 2011.
- [34] F. C. Lee, D. Boroyevich, P. Mattavelli, and K. Ngo, "Renewable Energy and Nanogrids (REN)," CPES Center for Power Electronics Systems, pp. 1-13, Blacksburg, VA, Aug. 2010.
- [35] OECD (2012), "Machine-to-Machine Communications : Connecting Billions of Devices," OECD Digital Economy Papers, No. 192, OECD Publishing [Online available at : http://dx.doi.org/10.1787/5k9gsh2gp043-en], dernier accès le 2 août 2014.
- [36] M. Maier, M. Lévesque, and L. Ivănescu, "NG-PONs 1&2 and Beyond : The Dawn of the Über-FiWi Network," *IEEE Network*, vol. 26, no. 2, pp.15-21, March/April 2012.
- [37] L. Zhu, F. Yu, B. Ning, and T. Tang, "Stochastic Charging Management for Plug-in Electric Vehicles in Smart Microgrids Fueled by Renewable Energy Sources," in Proc., IEEE Online Conf. Green Commun. (GreenCom), pp.7-12, New York, NY, Sept. 2011.
- [38] F. R. Pazheri, H. Khan, and I. Ahamed, "Smart Grid Implementation Across The Globe : A Survey," in Proc., IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India), pp. 1-5, Kollam, Kerala, Dec. 2011.
- [39] M. E. Khodayar, L. Wu, and M. Shahidehpour, "Hourly Coordination of Electric Vehicle Operation and Volatile Wind Power Generation in SCUC," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1271-1279, Sept. 2012.
- [40] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic, "BEVs/PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 473-482, March 2012.

- [41] M. C. Kisacikoglu, B. Ozpineci, and L. M. Tolbert, "Examination of a PHEV Bidirectional Charger System for V2G Reactive Power Compensation," in Proc., IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pp. 458-465, Palm Springs, CA, Feb. 2010.
- [42] J. R. Pillai and B. Bak-Jensen, "Vehicle-To-Grid Systems for Frequency Regulation in an Islanded Danish Distribution Network," in Proc., IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pp. 1-6. Lille, Sept. 2010.
- [43] C. D. White and K. M. Zhang, "Using Vehicle-To-Grid Technology for Frequency Regulation and Peak-Load Reduction," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 3972-3980, April 2011.
- [44] W. Su, H. R. Eichi, W. Zeng, and M. Y. Chow, "A Survey on the Electrification of Transportation in a Smart Grid Environment," *IEEE Trans. Industrial Informatics*, vol. 8, no. 1, pp.1-10, Feb. 2012.
- [45] D. Q. Oliveira, P. B. L. Neto, O. Saavedra, L. F. N. Delboni, and B. I. L. Lima, "The Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Renewable Power Penetration into Distribution Systems," in Proc., IEEE/PES Transmission and Distribution : Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), pp. 1-5, Montevideo, Sept. 2012.
- [46] B. R. Alamri and A. R. Alamri, "Technical Review of Energy Storage Technologies When Integrated With Intermittent Renewable Energy," in Proc., Sustainable Power Generation and Supply, pp. 1-5, Nanjing, April 2009.
- [47] A. Y. Saber and G. K. Venayagamoorthy, "Plug-in Vehicles and Renewable Energy Sources for Cost and Emission Reductions," *IEEE Trans. IIndustrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp.1229-1238, April 2011.
- [48] W. Kempton and S. E. Letendre, "Electric Vehicles as a New Power Source for Electric Utilities," Transportation Research Part D : Transport and Environment, vol. 2, no. 3, pp. 157–175, Sept. 1997.

- [49] H. Lund and W. Kempton, "Integration of Renewable Energy into the Transport and Electricity Sectors through V2G," *Energy policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sept. 2008.
- [50] L. L. Vardera and F. Stamford, "The Electric VehicleMarket in the USA," US EV Market-Finpro/Finnode 2010.
- [51] ELECTRIC MOBILITY CANADA (2014), [Online available at : http://emcmec.ca/eng/index.php], dernier accès le 2 août 2014.
- [52] National Electromobility Development Plan, 2020 Vision Germany : Lead Market for Electromobility, dernier accès le 2 août 2014.
- [53] China Car Times, "Blackout for E-Mobility in China : a status review," [Online available at : http ://www.chinacartimes.com/2012/10/blackout-emobility-china-status-review/], dernier accès le 2 août 2014.
- [54] A. S. Masoum, A. Abu-Siada, and S. Islam, "Impact of Uncoordinated and Coordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles on Substation Transformer in Smart Grid with Charging Stations," in Proc., IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia, pp. 1-7, Perth, WA, Nov. 2011.
- [55] I. Strnad, D. Skrlec, and T. Tomisa, "A Model for the Efficient Use of Electricity Produced From Renewable Energy Sources for Electric Vehicle Charging," in Proc., International Youth Conference on Energy (IYCE), pp. 1-8, Siófok, Hungary, Jun. 2013.
- [56] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, and A. Zidan, "Uncoordinated Charging Impacts of Electric Vehicles on Electric Distribution Grids : Normal and Fast Charging Comparison," in Proc., IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, San Diego, CA, Jul. 2012.
- [57] Z. Xu, Z. Hu, Y. Song, Z. Luo, K. Zhan, and J. Wu, "Coordinated Charging Strategy for PEVs Charging Stations," in Proc., IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, San Diego, CA, Jul. 2012.

- [58] X. Gong, T. Lin, and B. Su, "Survey on the Impact of Electric Vehicles on Power Distribution Grid," in Proc., IEEE Power Engineering and Automation Conference (PEAM), pp. 553-557, Wuhan, Sept. 2011.
- [59] J. Lopes, F. Soares, and P. Almeida, "Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp.168-183, Jan. 2011.
- [60] C. Ahn, C. T. Li, and H. Peng, "Decentralized Charging Algorithm for Electrified Vehicles Connected to Smart Grid," in Proc., American Control Conference (ACC), pp. 3924-3929, San Francisco, CA, Jun./Jul. 2011.
- [61] D. Callaway and I. Hiskens, "Achieving Controllability of Electric Loads," *Proc. of IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 184-199, Jan. 2011.
- [62] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-in Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371-380, Feb. 2010.
- [63] C. K. Wen, J. C. Chen, J. H. Teng, and P. Ting, "Decentralized Plug-in Electric Vehicle Charging Selection Algorithm in Power Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1779-1789, Dec. 2012.
- [64] S. Stüdli, E. Crisostomi, R. Middleton, and R. Shorten, "AIMD-like algorithms for charging electric and plug-in hybrid vehicles," in Proc., IEEE International Electric Vehicle, pp. 1-8, Greenville, SC, Mar. 2012.
- [65] S. Deilami, A. Masoum, P. Moses, and M. Masoum, "Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve voltage Profile," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456-467, Sept. 2011.
- [66] G. Lingwen, U. Topcu, and S. Low, "Optimal Decentralized Protocol for Electric Vehicle Charging," in Proc., IEEE Decision and Control and European Control Conference, pp. 5798-5804, Orlando, FL, USA, Dec. 2011.

- [67] M. Zhongjing, D. Callaway, and I. Hiskens, "Decentralized Charging Control for Large Populations of Plug-in Electric Vehicles : Application of the Nash Certainty Equivalence Principle," in Proc., IEEE Control Applications, pp. 191-195, Yokohama, Japan, Sept. 2010.
- [68] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan, "Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 802-810, May 2011.
- [69] Z. Ma, D. S. Callaway, and I. A. Hiskens, "Decentralized Charging Control of Large Populations of Plug-in Electric Vehicles," *IEEE Trans. Control Systems Technology*, vol. 21, no. 1, pp. 67-78, Jan. 2013.
- [70] J. Chenrui, S. Xiang, and P. Ghosh, "Energy efficient Algorithms for Electric Vehicle Charging with Intermittent Renewable Energy Sources," in Proc., IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), pp. 1-5, Vancouver, BC, Jul. 2013.
- [71] M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, and P. Dehghanian, "PHEVs Centralized/Decentralized Charging Control Mechanisms : Requirements and Impacts," in Proc., IEEE North American Power Symposium, pp. 1-6, Manhattan, KS, Sept. 2013.
- [72] K. Clement, E. Haesen, and J. Driesen, "Coordinated Charging of Multiple Plug-in hybrid Electric Vehicles in Residential Distribution Grids," in Proc. IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 1-7, Seattle, WA, Mar. 2009.
- [73] E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. J. MacPherson, and S. S. Venkata, "Coordinated Charging of Plug-in Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 198-205, Mar. 2011.
- [74] N. Chen, T. Q. S. Quek, and C. W. Tan, "Optimal Charging of Electric Vehicles in Smart Grid : Characterization and Valley-Filling Algorithms," in Proc., IEEE Smart Grid Communications, pp. 13-18, Tainan, Nov. 2012.

- [75] L. Gan, U. Topcu, and S. H. Low, "Optimal Decentralized Protocol for Electric Vehicle Charging," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 940-951, May 2013.
- [76] P. Tulpule, V. Marano, S. Yurkovich, and G. Rizzoni, "Energy Economic Analysis of PV Based Charging Station at Workplace Parking Garage," in Proc., IEEE Energy Tech, pp. 1-6, Cleveland, OH, May 2011.
- [77] Government of Canada (2012), "Climate", [Online available at : http ://climate.weatheroffice.gc.ca], dernier accès le 2 août 2014.
- [78] D. Q. Xu, M. Lévesque, M. Maier, and G. Joós, "Integrated V2G, G2V, and Renewable Energy Sources Coordination over a Converged Fiber-Wireless Broadband Access Network," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1381-1390, Sept. 2013.
- [79] M. Lévesque, D. Q. Xu, G. Joós, and M. Maier, "Communications and Power Distribution Network Co-Simulation for Multidisciplinary Smart Grid Experimentations," in Proc., SCS/ACM Spring Simulation Multiconference (SpringSim), Annual Simulation Symposium, pp. 1-7, Orlando, FL, USA, March 2012.
- [80] OMNetpp. (2012) OMNET++. [Online]. Available : http://www.omnetpp.org.
- [81] Sourceforge. (2012) OpenDSS. [Online]. Available : http ://sourceforge.net/projects/electricdss.
- [82] E. Website. (2012) EasyPHP. [Online]. Available : http://www.easyphp.org/.
- [83] S. Shao, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "Grid Integration of Electric Vehicles and Demand Response With Customer Choice," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 543-550, March 2012.
- [84] S. of Automotive Engineers (SAE) J1772, "SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler," SAE Recommended Practice, 2012.

- [85] U. S. department of Transportation. (2001) National Household Travel Survey, [Online available at : http://nhts.ornl.gov/], dernier accès le 2 août 2014.
- [86] "Transport statistics bulletin-national travel survey, section 3," pp. 17-27, April 2008.

### Chapitre 8

## Publications

## 8.1 Article accepté dans la conférence *IEEE Power & Energy* Society General Meeting, National Harbor, MD, USA, Jul. 2014

Cet article a dû être retiré de la version électronique en raison de restrictions liées au droit d'auteur.

# 8.2 Article accepté dans la conférence *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Halifax, NS, Canada, Aug. 2013

Cet article a dû être retiré de la version électronique en raison de restrictions liées au droit d'auteur.

# 8.3 Article accepté dans la conférence *IEEE Electrical Po*wer and Energy Conference (EPEC), Halifax, NS, Canada, Aug. 2013

Cet article a dû être retiré de la version électronique en raison de restrictions liées au droit d'auteur.