

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

**INTÉGRATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU EN  
CONDITIONS HIVERNALES**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ  
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA  
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE**

**PAR  
NKEYI BOMPAKA**

**AVRIL 2020**

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

**Direction de recherche :**

LOÏC BOULON

---

Prénom et nom

directeur de recherche

**Jury d'évaluation**

AHMED CHÉRITI

ÉVALUATEUR

---

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

YVES DUBÉ

ÉVALUATEUR

---

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

---

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

## Résumé

Le véhicule électrique se connecte au réseau électrique d'un bâtiment pour recharger sa batterie donc pour stocker de l'énergie. En hiver, suite au chauffage électrique, la demande au niveau du bâtiment atteint des niveaux très élevés [1]. Les producteurs d'énergie imposent aux consommateurs une certaine limite de puissance pour mieux contrôler leurs approvisionnements. Le dépassement de la puissance entraîne souvent des pénalités financières importantes [2]. Pour les éviter, des programmes de gestion de la demande ont été mis en place par la société Hydro-Québec (HQ) [3].

D'autre part, pour mieux gérer la pointe de consommation, les véhicules électriques branchés au réseau électrique du bâtiment pourraient réinjecter une partie de leurs énergies pour baisser la puissance active et se recharger en période creuse.

Plusieurs travaux sur cette alternative ont été déjà entrepris [4] et dans ce projet de recherche, nous visons à intégrer la thématique du smart-grid (vehicule to home ou vehicule to building) dans laquelle un échange d'énergies est fait entre un bâtiment et des véhicules électriques pour pallier la pointe de consommation électrique et recharger les véhicules.

Mots-clés : V2G, Véhicule électrique, Gestion de la demande de puissance, Puissance souscrite, Énergie, Batterie, Lithium-ion.

## Remerciements

J'aimerais tout d'abord remercier mon Directeur de recherche, le Professeur Loïc Boulon pour son encadrement, ses conseils, son expérience et surtout pour sa patience.

J'aimerais aussi remercier le Professeur Mamadou Lamine Doumbia et le Professeur Adam Skorek pour leurs soutiens moraux qu'ils m'ont apportés tout au long de mes études.

Je remercie également ma famille (Jennifer Pott, Gregory Bompaka et Zachary Bompaka) pour leur patience, leurs encouragements et surtout pour leur soutien qui m'ont permis de garder le moral face à ce travail intellectuel de longue haleine.

Mes remerciements vont aussi à mes parents, le Professeur émérite Célestin Bompaka Nkeyi Makanyi et ma tendre mère, Marie-Jeanne Midua Izala.

Un grand merci également au service de l'équipement de l'UQTR et en particulier à monsieur Marc Charpentier pour leurs assistances dans l'extraction des données de consommation et d'appels de puissance de l'université.

Finalement, je remercie mes collègues de maîtrise et de doctorat, Fabrice Pamen et Paul Makanga Koumba pour leur soutien et pour les multiples échanges qui furent essentiels à l'avancement de ce travail.

# Table des matières

Résumé.....	iii
Remerciements.....	iv
Table des matières.....	v
Liste des tableaux.....	x
Liste des figures.....	xii
Liste des symboles.....	xvi
Liste des abréviations.....	xvii
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Structure du mémoire.....	6
1.2 Problématique.....	7
1.3 Objectifs.....	9
1.4 Méthodologie.....	9
Chapitre 2 - État de l'art.....	11
2.1 Les réseaux intelligents ou Smart Grid.....	11
2.2 V2G... ..	14
<b>2.2.1</b> Description du V2G.....	15

2.2.2	Types de V2G .....	17
2.2.3	Impacts des véhicules électriques sur le réseau électrique .....	19
2.2.4	Méthode de contrôle dans le V2G .....	19
2.2.5	Algorithme d'optimisation dans le V2G.....	20
2.2.6	Améliorations du réseau électrique avec le V2G.....	21
2.3	Véhicules électriques disponibles au Québec en 2018.....	21
2.3.1	Les véhicules entièrement électriques (VEÉ).....	22
2.3.2	Les véhicules hybrides rechargeables (VHR).....	23
2.4	Statistique de l'électromobilité au Québec.....	28
2.5	Les batteries de véhicules électriques.....	30
2.5.1	Les batteries .....	31
2.5.2	Les batteries au lithium-ion .....	32
2.5.3	Comparaison des batteries .....	34
2.6	La recharge des véhicules électriques .....	38
2.7	Conclusion.....	39
Chapitre 3 - Problématique de la pointe de consommation électrique .....		40
3.1	Pointe de consommation électrique.....	40
3.2	Le réseau électrique d'Hydro-Québec.....	42
3.3	Pointe de consommation dans le réseau d'Hydro-Québec .....	43

<b>3.3.1</b>	Chauffe-eau à trois éléments dans les logements. ....	45
<b>3.3.2</b>	Système de chauffage biénergie.....	46
<b>3.3.3</b>	Programme « Gestion de la demande de puissance » .....	47
3.4	Consommation électrique au niveau de l’UQTR .....	49
<b>3.4.1</b>	Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR) .....	49
<b>3.4.2</b>	Observation des appels de puissance 2014-2015.....	49
3.5	Conclusion.....	50
Chapitre 4 - Modélisation et optimisation du système V2G .....		51
4.1	Modèle du système.....	51
<b>4.1.1</b>	Modèle de facturation .....	51
<b>4.1.2</b>	Exemple de la facture au 1 <sup>er</sup> février 2015 .....	53
<b>4.1.3</b>	Données utilisées .....	56
<b>4.1.4</b>	Véhicules considérés.....	57
4.2	Modèle d’optimisation.....	58
4.3	Paramétrage du modèle .....	63
4.4	Simulateur.....	66
<b>4.4.1</b>	Mode « Stupid ».....	69
<b>4.4.2</b>	Mode « Smart ».....	71
<b>4.4.3</b>	Mode « V2B ».....	73



<b>4.4.4</b> Mode « V2B avec optimisation » .....	74
4.5 Conclusion .....	76
Chapitre 5 - Résultats expérimentaux .....	77
5.1 Optimisation avec priorité sur la recharge de VE .....	80
<b>5.1.1</b> Décembre 2014 .....	80
<b>5.1.2</b> Janvier 2015 .....	86
<b>5.1.3</b> Février 2015 .....	92
<b>5.1.4</b> Mars 2015 .....	98
5.2 Optimisation avec priorité sur la réduction de la pointe journalière .....	104
<b>5.2.1</b> Décembre 2014 .....	104
<b>5.2.2</b> Janvier 2015 .....	106
<b>5.2.3</b> Février 2015 .....	108
<b>5.2.4</b> Mars 2015 .....	110
5.3 Conclusion .....	113
Chapitre 6 - Conclusion .....	114
6.1 Sommaire .....	114
<b>6.1.1</b> Rappel du modèle utilisé .....	114
<b>6.1.2</b> Rappel de la problématique .....	115
<b>6.1.3</b> Rappel des résultats .....	116

6.2 Contributions .....	119
6.3 Travaux futurs .....	120
Bibliographie.....	122
Annexe A – V2G.....	128
A.1 Types de V2G .....	128
A.2 Impacts des véhicules électriques sur le réseau électrique .....	129
A.3 Méthode de contrôle dans le V2G .....	134
A.4 Algorithme d’optimisation dans le V2G.....	135
A.5 Améliorations du réseau électrique avec le V2G.....	139
Annexe B – Véhicules électriques .....	142
B.1 Véhicules entièrement électriques (VEÉ) .....	142
B.2 Véhicules hybrides rechargeables (VHR).....	147
Annexe C – La recharge des véhicules électriques .....	155
C.1 Types de recharge .....	155
C.2 Prises mobiles et socles de recharge .....	156
C.3 Bornes de recharge pour les véhicules électriques.....	160
C.4 Réseau de Recharge public .....	162
Annexe D – Appels de puissance de l’UQTR.....	165

## Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Données d'exploitations du secteur Électricité [6] .....	4
Tableau 2-1 : Récapitulatif des VEÉ.....	23
Tableau 2-2 : Récapitulatif des VHR.....	27
Tableau 2-3 : Répartition des véhicules enregistrés selon les modèles [41].....	30
Tableau 2-4 : Spécifications par la composition chimique des batteries [45].....	36
Tableau 3-1 : Données d'exploitation, 2013-2017 [49].....	44
Tableau 4-1 : Informations générales de l'appareil de mesurage .....	54
Tableau 4-2 : Puissances extraites, début février 2015-UQTR.....	56
Tableau 4-3 : Paramètres de véhicules pour la simulation [41].....	57
Tableau 4-4 : Paramètres de simulation.....	64
Tableau 4-5 : Différents coûts.....	65
Tableau 5-1 : Résultats prime de puissance, 04 décembre 2014.....	82
Tableau 5-2 : Résultats consommation, 04 décembre 2014.....	82
Tableau 5-3 : Résultats prime de puissance, 29 janvier 2015 .....	88
Tableau 5-4 : Résultats consommation, 29 janvier 2015 .....	88
Tableau 5-5 : Résultats prime de puissance, 23 février 2015 .....	94
Tableau 5-6 : Résultats consommation, 23 février 2015.....	94
Tableau 5-7 : Résultats prime de puissance, 23 mars 2015 .....	100
Tableau 5-8 : Résultats consommation, 23 mars 2015 .....	100
Tableau 5-9 : Résultats prime de puissance, 100 Bolt .....	105
Tableau 5-10 : Réduction consommation, 100 Bolt.....	105

Tableau 5-11 : Résultats prime de puissance, 300 Leaf.....	107
Tableau 5-12 : Réduction consommation, 300 Leaf.....	107
Tableau 5-13 : Résultats prime de puissance, 400 Model S .....	109
Tableau 5-14 : Réduction consommation, 400 Model S.....	109
Tableau 5-15 : Résultats prime de puissance, 400 Bolt.....	111
Tableau 5-16 : Réduction consommation, 400 Bolt.....	111

## Liste des figures

Figure 1-1 : Éclairage des rues, 30 septembre 1889 [5].....	1
Figure 1-2 : Centrale de Rapide-2 [5]. ....	2
Figure 2-1 : Intégration avancée des technologies de l’information et de la communication dans le SG [8] .....	12
Figure 2-2 : Architecture d’un réseau intelligent [10] .....	13
Figure 2-3 : Exemple d’une structure V2G [16] .....	16
Figure 2-4 : Différentes options du V2G [22].....	18
Figure 2-5 : Architecture du véhicule 100 % électrique rechargeable [38].....	22
Figure 2-6 : Architecture 1 du véhicule hybride rechargeable [38].....	24
Figure 2-7 : Architecture 2 du véhicule hybride rechargeable [38].....	24
Figure 2-8 : Configuration série [40]. ....	25
Figure 2-9 : Configuration parallèle [40]. ....	26
Figure 2-10 : Configuration série-parallèle [40]. ....	26
Figure 2-11 : Évolution annuelle des véhicules électriques au Québec [41] .....	28
Figure 2-12 : Proportions des VEÉ vs VHR au Québec en 2017 [41].....	28
Figure 2-13 : Répartition des véhicules enregistrés selon la ville [41] .....	29
Figure 2-14 : Véhicules électriques les plus populaires et parts de marché [41] .....	29
Figure 2-15 : Batterie au lithium-ion [42].....	31
Figure 2-16 : Composition d’une batterie [44] .....	32
Figure 2-17 : Pack batterie d’une Chevrolet Bolt [44].....	33
Figure 2-18 : Comparaison des batteries en fonction de la densité gravimétrique et volumétrique [45]. ....	34

Figure 2-19 : Comparaison des batteries en fonction de la densité énergétique et volumétrique [45].	35
Figure 2-20 : Évolution des coûts des bancs de batteries [47].	37
Figure 2-21 : Évolution des coûts dans le monde des bancs de batteries [48].	38
Figure 3-1 : Données d'exploitation, 2013-2017 [49].	40
Figure 3-2 : Grands équipements et centrales des réseaux autonomes [3]	42
Figure 3-3 : Bilan en Puissance -Période de 2018-2026 (MW)	45
Figure 3-4 : Chauffe-eau à trois éléments à G. et appels de puissance à D.[52].	46
Figure 3-5 : Système avec contrôle 3-Flex pour biénergie [54].	47
Figure 3-6 : Résultats projet pilote Édifice à bureaux [56].	48
Figure 3-7 : Appels de puissance UQTR-Janvier 2015.	50
Figure 4-1 : Consommation réelle de l'UQTR, janvier 2015	53
Figure 4-2 : Flot d'exécution d'une simulation journalière [4].	67
Figure 4-3 : Organigramme de la structure du programme de simulation	69
Figure 4-4 : Appel de puissance du bâtiment, 4 décembre 2014.	70
Figure 4-5 : Appel de puissance avec 100 Leaf, mode Stupid.	70
Figure 4-6 : État de charge de 100 Leaf, mode Stupid	71
Figure 4-7 : Appels de puissance avec 100 Leaf, mode Smart	72
Figure 4-8 : État de charge de 100 Leaf à l'arrivée, mode Smart	72
Figure 4-9 : État de charge de 100 Leaf au départ, mode Smart.	73
Figure 4-10 : Appels de puissance avec 100 Leaf, 04 décembre 2014, mode V2B.	74
Figure 4-11 : État de charge de 100 Leaf arrivée-départ, mode V2B	74
Figure 4-12 : Appels de puissance avec 100 Bolt, mode V2B avec optimisation	75
Figure 4-13 : État de charge de 100 Bolt arrivée-départ, mode V2B	76
Figure 5-1 : Appels de puissance, 04 décembre 2014.	80

Figure 5-2 : Mode « Stupid » 100 Bolt, 04 décembre 2014.....	83
Figure 5-3 : Optimisation 100 Bolt, 04 décembre 2014.....	83
Figure 5-4 : Heure d'arrivée, 100 Bolt,04 décembre 2014 .....	84
Figure 5-5 : Histogramme d'arrivée, 100 VE Bolt .....	84
Figure 5-6 : Heure de départ, 100 Bolt, 04 décembre 2014.....	85
Figure 5-7 : États de charge, 100 Bolt, arrivée-départ. ....	85
Figure 5-8 : Appels de puissance, 29 janvier 2015 .....	86
Figure 5-9 : Mode « Stupid » 100 Model S, 29 janvier 2015 .....	89
Figure 5-10 : Optimisation 100 Model S, 29 janvier 2015 .....	89
Figure 5-11 : Heure d'arrivée, 100 Model S, 29 janvier 2015 .....	90
Figure 5-12 : Histogramme d'arrivée, 100 VE Model S.....	90
Figure 5-13 : Heure de départ, 100 Model S, 29 janvier 2015 .....	91
Figure 5-14 : États de charge, 100 Model S, arrivée-départ. ....	91
Figure 5-15 : Appels de puissance, 23 février 2015.....	92
Figure 5-16 : Mode « Stupid » 200 Model S, 23 février 2015.....	95
Figure 5-17 : Optimisation 200 Model S, 23 février 2015.....	95
Figure 5-18 : Heure d'arrivée, 200 Model S, 23 février 2015 .....	96
Figure 5-19 : Histogramme d'arrivée, 200 VE Model S.....	96
Figure 5-20 : Heure de départ, 200 Model S, 23 février 2015 .....	97
Figure 5-21 : États de charge, 200 Model S, arrivée-départ. ....	97
Figure 5-22 : Appels de puissance, 23 mars 2015 .....	98
Figure 5-23 : Mode « Stupid » 200 Volt, 23 mars 2015 .....	101
Figure 5-24 : Optimisation 200 Volt, 23 mars 2015 .....	101
Figure 5-25 : Heure d'arrivée, 200 Volt, 23 mars 2015.....	102
Figure 5-26 : Histogramme d'arrivée, 200 VE Volt .....	102

Figure 5-27 : Heure de départ, 200 Volt, 23 mars 2015 .....	103
Figure 5-28 : États de charge, 200 Volt, arrivée-départ.....	103
Figure 5-29 : Réduction du pic de puissance, 04 décembre 2014.....	105
Figure 5-30 : États de charge, 100 Bolt, arrivée-départ.....	106
Figure 5-31 : Réduction du pic de puissance, 29 janvier 2015 .....	107
Figure 5-32 : États de charge, 300 Leaf, arrivée-départ.....	108
Figure 5-33 : Réduction du pic de puissance, 23 février 2015.....	109
Figure 5-34 : États de charge, 400 Model S, arrivée-départ .....	110
Figure 5-35 : Réduction du pic de puissance, 23 mars 2015 .....	111
Figure 5-36 : États de charge, 400 Bolt, arrivée-départ .....	112
Figure 6-1 : Appels de puissance de l'UQTR – Février 2015 .....	115
Figure 6-2 : Mode « Stupid » 300 Model S, 04 décembre 2014.....	116
Figure 6-3 : Mode « V2B avec optimisation » 300 Model S, 04 décembre 2014 .....	117
Figure 6-4 : États de charge, 300 Model S, arrivée-départ .....	117
Figure 6-5 : Réduction du pic de puissance .....	118
Figure 6-6 : États de charge, 300 Model S, arrivée-départ .....	118



## Liste des symboles

°C	Degré Celsius
GWh	Gigawatt-heure
km	Kilomètre
kVAR	Kilovoltampère réactif
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
MW	Mégawatt
Wh/kg	Watt-heure par Kilogramme
\$	Dollar

## Liste des abréviations

AVÉQ	Association des véhicules électriques du Québec
GES	Gaz à effet de serre
HQ	Hydro-Québec
Li-ion	Lithium-ion
Li-po	Lithium-ion polymère
MCMB	Meso Carbon Micro Bead
SAAQ	Société d'assurance automobile du Québec
SG	Smart Grid
SOC	State of charge
TPS	Taxe sur les produits et services
TVQ	Taxe de vente du Québec
UQTR	Université du Québec à Trois-Rivières
V2B	Vehicle-to-building
V2G	Vehicle-to-grid
V2H	Vehicle-to-home
V2V	Vehicle-to-vehicle

VE	Véhicule électrique
VEÉ	Véhicules entièrement électriques
VHR	Véhicules hybrides

## Chapitre 1 - Introduction

Vers la fin du 18<sup>e</sup> siècle, l'éclairage électrique de rue fait son apparition au Québec et les premières centrales hydroélectriques permettent de répondre à cette demande d'énergie. Par la suite, dans les années 1920, on assiste à la construction de plusieurs centrales hydroélectriques qui viennent combler graduellement les besoins en énergie de plusieurs secteurs, entre autres, les industries papetières et minières qui étaient en pleine expansion [5].



Figure 1-1 : Éclairage des rues, 30 septembre 1889 [5].

Ensuite, c'est en 1944 que la société Hydro-Québec (HQ) a été créée suite aux abus des entreprises d'électricité privées (tarifs élevés, service de piètre qualité, profits exorbitants, refus de desservir adéquatement les milieux ruraux, arrogance face aux tentatives du

gouvernement pour régler le commerce de l'électricité). Celle-ci, à son tour, a poursuivi avec l'amélioration du réseau électrique en construisant d'autres centrales hydroélectriques pour répondre à la forte demande générée par la prospérité de l'après-guerre [5].

Vers les années 1960, HQ a poursuivi avec l'augmentation de sa production par des achats gré à gré, de distributeurs privés d'électricité et par la construction de plusieurs centrales hydroélectriques. La demande d'électricité devenait très importante et augmentait au rythme de 7 % par année. De ce fait, la société d'État était obligée de doubler sa capacité de production toutes les décennies. Parmi les réalisations importantes, trois grandes centrales ont été construites : celle de Manic-Outardes, sur la Côte-Nord, celle de Hamilton Falls (rebaptisées Churchill Falls) au Labrador et le complexe La Grande, à la Baie-James.

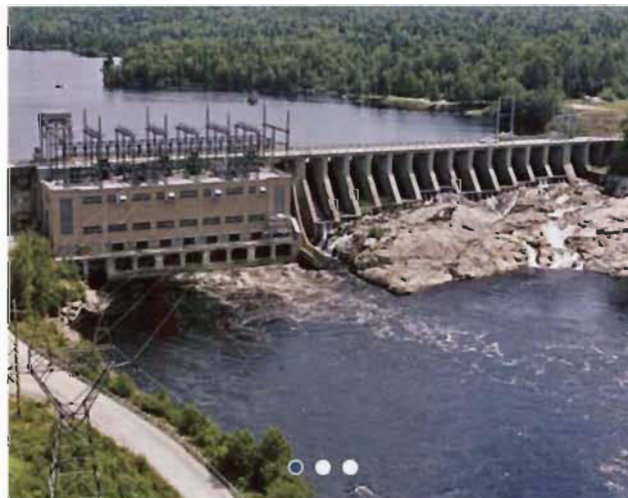


Figure 1-2 : Centrale de Rapide-2 [5].

Bien que la demande d'électricité ait connu un ralentissement dans les années 1980 à la suite du second choc pétrolier en 1979, de la saturation de certains marchés de l'électricité et de la récession économique, HQ s'était engagée néanmoins dans la promotion de

l'économie d'énergie afin de se rapprocher de sa clientèle. Puis, dans les années 1990, une croissance de la demande avait été à nouveau observée. Il y avait eu la réalisation de la phase 2 du complexe la Grande et l'aménagement de la centrale de la Sainte-Marguerite-3. HQ avait mis aussi en avant la promotion de l'efficacité énergétique [5].

Étant donné que la demande n'avait cessé d'augmenter, en 2001, Hydro-Québec Distribution qui a pour mission d'approvisionner en électricité les marchés québécois, avait eu le mandat de procéder à des appels d'offres pour conclure des contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs d'électricité voisins pour pallier la demande excédentaire.

Avec cet historique, nous avons constaté que la demande d'énergie a été croissante depuis la création des centrales hydroélectriques. D'ailleurs au Québec, en hiver, l'utilisation du chauffage électrique par la majorité de la population occasionne une forte demande d'énergie qui dépasse même la capacité de production du réseau électrique d'Hydro-Québec. On observe des pointes les matins entre 6 h et 9 h et les fins d'après-midi entre 16 et 20 h. Les rapports annuels antérieurs d'HQ sur les données d'exploitations du secteur Électricité comme nous le montre le Tableau 1-1, nous confirment que les besoins de puissance à la pointe sont toujours supérieurs à la puissance installée [6].

Tableau 1-1 : Données d'exploitations du secteur Électricité [6]

En milliers de kilowatts	2000	1999	1998	1997	1996
<b>PUISSANCE INSTALLÉE</b>					
Centrales hydroélectriques	29246	29235	29203	29203	29220
Centrales thermiques	2266	2270	2269	2194	2193
Puissance installée totale	31512	31505	31472	31397	31413
<b>BESOINS DE PUISSANCE À LA POINTE</b>	<b>33767</b>	<b>35577</b>	<b>35275</b>	<b>32305</b>	<b>34642</b>
En milliers de kilowattheures					
<b>BESOINS GLOBAUX</b>	<b>197861</b>	<b>187999</b>	<b>176236</b>	<b>182263</b>	<b>182679</b>

Actuellement, selon le rapport de développement durable 2017 d'HQ, une hausse des besoins énergétiques est prévue à l'horizon 2026 [3]. La demande d'électricité devrait continuellement augmenter, les besoins de puissance à la pointe devraient atteindre 39 931 MW à l'hiver 2025-2026, en hausse de 2 220 MW (0,6 % en moyenne par année), comparativement à l'hiver 2015-2016. Selon HQ, cette croissance provient essentiellement des secteurs résidentiel, agricole, commercial et institutionnel.

Dans ce rapport, HQ vise à réduire ou à déplacer la consommation d'électricité en période de pointe pour gérer la demande en puissance. Pour la clientèle résidentielle, la société d'État a mis en place des programmes qui ciblent l'électricité interruptible, les chauffe-eau à trois éléments et les systèmes biénergie. De plus, pour la clientèle d'affaires, HQ a mis en place

un nouveau programme - « Gestion de la demande de puissance » - qui vise à réduire la puissance sollicitée par les bâtiments en périodes de pointe [3].

Notre travail s'intéresse à la gestion de la demande de puissance dans un milieu institutionnel. Bien qu'il existe plusieurs moyens pour limiter les appels de puissance (préchauffer les édifices et utiliser l'inertie du bâtiment ; arrêter la ventilation, le chauffage et les systèmes auxiliaires aux heures de pointe ; éteindre ou moduler l'éclairage, démarrer le groupe électrogène, utiliser une chaudière à combustion et modifier les horaires de production dans le cas du milieu industriel), nos recherches exploitent un nouveau concept du réseau intelligent, « V2G », qui utilise l'énergie stockée dans les batteries de véhicules électriques (VE) pour réduire les appels de puissance du bâtiment à la puissance souscrite ou en deçà de celle-ci.

L'usage des VE au Québec ne cesse d'augmenter et surtout que le gouvernement du Québec avec son nouveau plan d'action en électrification des transports [7], incite les citoyens et les entreprises à privilégier l'utilisation des VE pour leurs déplacements. Ce plan permet aussi d'intensifier la recherche et le développement ainsi que l'innovation dans les petites ou moyennes entreprises.

Dans cette section, nous allons fixer le cadre général du projet. Nous présenterons la problématique, les solutions et les hypothèses sur lesquelles le travail s'appuie. Elle est importante, car elle nous permettra d'avoir des bases solides et clairement définies pour l'ensemble du mémoire. Avant tout, il convient de présenter le déroulement de ce travail et ses différents chapitres.



## 1.1 Structure du mémoire

Tel que vu dans le premier chapitre, nous avons introduit notre sujet en faisant tout d'abord l'historique de la problématique de la demande d'énergie au Québec puisque nous voulons proposer et apporter des solutions en travaillant avec le concept V2G.

Dans le deuxième chapitre, l'état de l'art, nous commencerons par présenter de manière sommaire le Smart Grid ensuite nous aborderons en détail le V2G et nous ferons une mise à jour sur les technologies et les VES qui sont disponibles au Québec en 2018. Les différents types de VES seront présentés à travers des exemples de modèles. Nous allons aussi fournir leurs caractéristiques comme l'énergie au niveau de la batterie, la puissance du chargeur embarqué, le temps de charge, etc. Ensuite, nous allons montrer les statistiques de l'électromobilité au Québec qui nous vient de l'Association des Véhicules Électriques du Québec (AVÉQ). Ces statistiques sont les enregistrements de VE au Québec qui proviennent de la base de données de la société d'assurance automobile du Québec (SAAQ). De plus, nous ferons un aperçu sur les types de batteries que l'on retrouve dans les VES et les différentes méthodes de recharges. Finalement pour clore ce chapitre, nous présenterons le système V2G.

Le troisième chapitre exposera la problématique de la pointe de consommation de manière générale. Ensuite, nous expliquerons la pointe d'énergie au niveau du fournisseur d'électricité HQ et au niveau des consommateurs (les clients). Comme exemple, nous parlerons de la pointe de puissance au niveau de l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR) qui est un client d'affaires auprès d'Hydro-Québec.

Dans le quatrième chapitre, nous allons présenter les différents paramètres du système que nous allons utiliser pour la simulation des échanges d'énergie entre le réseau électrique de

l'UQTR et les VES. Nous allons décrire les caractéristiques nominales du branchement électrique de l'UQTR et préciser le type de facturation. Ensuite, nous allons interpréter le modèle de facturation qui est utilisé par l'université. Bien que nous ayons répertorié plusieurs véhicules électriques, nous avons retenu quelques modèles que nous allons présenter et donné leurs paramètres respectifs.

Par la suite, le modèle d'optimisation mathématique va être présenté ainsi que son ajustement en fonction des données du bâtiment de l'UQTR et des VES. Enfin, nous allons présenter le logiciel Python qui a été mis sur pied dans le travail en [4] pour la simulation des échanges bidirectionnels.

Dans le cinquième chapitre, nous allons présenter les résultats des simulations et leurs interprétations.

Finalement, une conclusion suivra par une revue de l'ensemble du travail et des recommandations pertinentes pour des études à venir.

## **1.2 Problématique**

Il est préférable de spécifier les bases sur lesquelles les travaux seront fondés, les objectifs à atteindre et la méthodologie suggérée pour y parvenir. Pour commencer, il convient de poser valablement la problématique attaquée par ce travail.

En ce moment de lutte contre les changements climatiques, les industriels en concert avec les gouvernements travaillent pour une transition plus sobre en carbone. Dans le cas de l'industrie automobile, les constructeurs ont développé plusieurs modèles de VE qui font déjà leurs preuves.

Au Québec, le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020 dévoilé par le gouvernement a entre autres comme objectif d'inciter la population à se procurer et à augmenter le nombre de VES dans le parc automobile du Québec afin de contrecarrer l'utilisation des véhicules utilisant les carburants fossiles. Cette nouvelle perspective ajoutera un lot considérable des VES mais, à son tour, nécessitera une puissance additionnelle auprès du réseau électrique d'HQ pour répondre au besoin de la recharge des batteries. Néanmoins, ces véhicules, qui se retrouveront dans le stationnement des institutions universitaires pendant de longues périodes, représenteront une réserve d'énergie importante car, en hiver, cette énergie stockée pourrait être utilisée pour réduire les pointes de puissances au niveau du bâtiment universitaire. C'est-à-dire permettre à l'UQTR de ne pas dépasser sa puissance souscrite à certains moments de la journée. Cette gestion de la demande par le maintien à la puissance souscrite ou en deçà de celle-ci à grande échelle ou de manière généralisée se répercutera sur le réseau du fournisseur d'électricité qui verra aussi à son tour sa pointe de puissance diminuer en périodes critiques. Cela aura aussi comme avantage de réduire ou de ne pas s'engager à de nouveaux achats d'énergies chez les producteurs voisins.

Cependant dès que les événements de grande demande seront passés ou lors des périodes creuses, c'est-à-dire que les appels de puissance au niveau de l'UQTR seront en dessous de la puissance souscrite, les batteries de VE pourront être rechargées. En effet, il convient de garantir un certain de niveau de charge aux propriétaires de véhicules à la fin de leur journée de travail. Ce principe est le Vehicle-to-Grid (V2G) qui intègre les VES à l'installation électrique du bâtiment non seulement pour la recharge des batteries, mais aussi pour aider l'université à maintenir ses appels de puissance à la puissance souscrite ou en deçà.

Bref, en connaissant la puissance souscrite, les appels de puissances du bâtiment au pas du temps et le nombre de VES connectés à l'installation électrique du bâtiment, l'évaluation de la gestion de puissance est possible, mais dans certaines limites. Néanmoins, l'utilisation d'un outil informatique permettant d'intégrer tous ces paramètres et qui appliquerait une méthode mathématique efficace doit être envisagée afin d'évaluer les échanges bidirectionnels entre un client institutionnel comme l'UQTR et les VES. La production d'une facture doit être aussi effectuée pour déterminer la viabilité du système V2G.

### **1.3 Objectifs**

Dans ce mémoire, le premier objectif est de mettre en œuvre un simulateur [4] en associant les données des appels de puissance de l'UQTR et les paramètres actualisés de VE. La méthode d'optimisation permettra de prendre des décisions pour la recharge des VES qui seront connectés au réseau électrique de l'université. La simulation devra tenir compte du modèle de facturation d'HQ pour un client grande puissance (l'université). Le simulateur devra utiliser les caractéristiques techniques de VE couramment utilisées au Québec en 2019. De ce fait, le deuxième objectif est de démontrer avec les factures produites par le simulateur que le concept V2G peut générer des réductions de coût pour l'université et pour les propriétaires de véhicules électriques.

### **1.4 Méthodologie**

Pour commencer, il s'agira d'extraire les données d'appels de puissance de l'université afin de pouvoir les exploiter par la suite au sein d'un simulateur [4]. Ensuite, nous intégrerons au simulateur des données à jour afin de représenter l'environnement énergétique de l'université : appels de puissance et méthode de tarification d'Hydro-Québec (l'année

2014/2015 est retenue). Nous fixerons la puissance souscrite correspondante à l'UQTR et intégrerons tous ses appels de puissances mensuelles au pas de 15 minutes. Toujours dans le simulateur, nous intégrerons les données de véhicules électriques qui sont disponibles au Québec et qui reflètent la réalité. Nous fixerons le nombre de bornes de recharges, le type et le nombre de véhicules à utiliser. Enfin, nous ajusterons la taxe sur les produits et services (TPS) et la taxe de vente du Québec (TVQ) en vigueur en 2014. Ainsi, nous posséderons tout un jeu de paramètres qu'il sera possible de faire évoluer en fonction des scénarios que l'on souhaitera tester.

Ensuite, nous procéderons aux simulations proprement dites. Elles se feront sur base de quatre modes : le premier est le mode « Stupid », c'est la simulation qui charge automatiquement les VES dès qu'ils sont branchés au réseau électrique du bâtiment sans tenir compte de ses appels de puissances. Le second est le mode « smart », c'est la simulation qui charge les VES branchés au réseau électrique du bâtiment en tenant compte de ses appels de puissances. Il recharge les batteries tout en évitant de dépasser l'appel de puissance maximal du bâtiment. Le troisième est le mode « V2B », c'est la simulation qui agit comme le « smart » et décharge aussi les batteries de VE pour pallier l'accroissement des appels de puissance du bâtiment. Le quatrième mode est le mode « V2B avec optimisation » qui agit comme le mode « V2B » et optimise aussi les échanges d'énergies lorsqu'il réduit les appels de puissance du bâtiment et quand il recharge les VES.

## Chapitre 2 - État de l'art

Ce chapitre présente en premier lieu une description sommaire du réseau intelligent communément appelé en anglais « Smart Grid ». En deuxième lieu, il aborde de manière plus spécifique le concept V2G. Une revue de la littérature est présentée avec une synthèse des travaux publiés. En troisième lieu, ce travail présente les VES qui sont disponibles au Québec ainsi que leurs caractéristiques. Il est important de connaître la capacité énergétique de chaque véhicule pour évaluer la possibilité d'un échange bidirectionnel avec le réseau électrique du bâtiment. Nous allons présenter les statistiques sur l'électromobilité pour connaître réellement les types de véhicules qui circulent sur les routes du Québec. Les types de batteries qui sont présentes dans les véhicules seront abordés avec les différents modes de recharge.

### 2.1 Les réseaux intelligents ou Smart Grid

Le réseau intelligent « Smart Grid » (SG) est vu comme un moyen novateur qui permet aux fournisseurs d'électricité de changer leurs habitudes de production et de distribution et d'inciter les clients à mieux consommer l'énergie. Le SG est un réseau électrique qui relie comme d'habitude les fournisseurs et les consommateurs d'énergie et améliore l'interconnexion en garantissant une fourniture d'électricité efficace, sûre et durable sur le plan économique. Dans le SG, l'utilisation des technologies de l'information et de la communication, comme le montre la Figure 2-1, est de plus en plus accentuée afin que la

demande et l'offre de l'électricité soient gérées de manière à répondre aux différents objectifs de société.

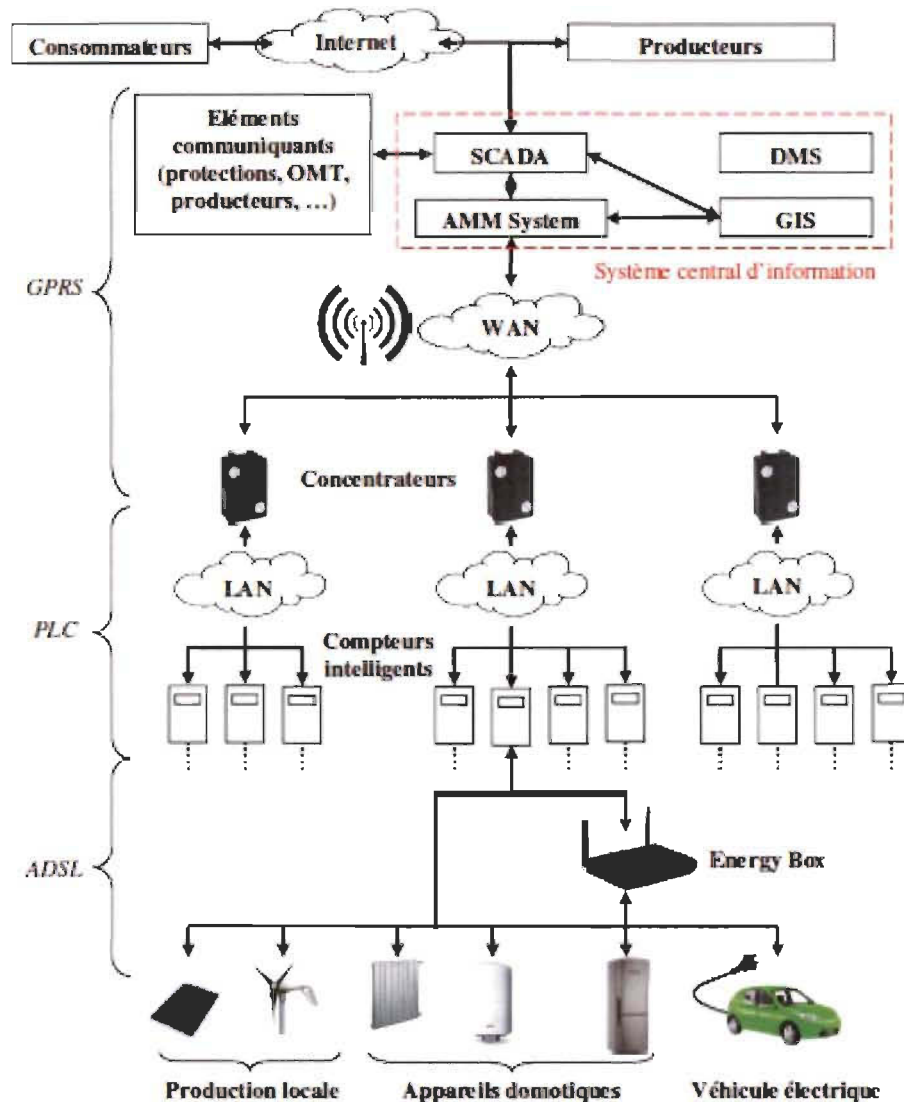


Figure 2-1 : Intégration avancée des technologies de l'information et de la communication dans le SG [8]

Le SG est vu comme une composante essentielle de l'introduction massive des énergies renouvelables et intègre non seulement les innovations technologiques, mais également des ajustements sociaux, comportementaux, institutionnels et politiques. Il est un élément clé de

la transition énergétique durable qui vise à atténuer le changement climatique, à renforcer la sécurité énergétique et à empêcher la montée des prix incontrôlés de l'électricité [9].

Une autre particularité que l'on observe dans SG comme le montre la Figure 2-2 ci-dessous et que l'énergie n'est plus transmise de manière unidirectionnelle (c'est-à-dire des centres de productions vers les consommateurs), mais plus tôt de manière bidirectionnelle. Les clients peuvent aussi injecter leurs énergies produites dans le réseau électrique. C'est le cas des installations photovoltaïques, des éoliennes, des énergies hydrauliques, des centrales thermiques, des véhicules électriques, etc.[10].

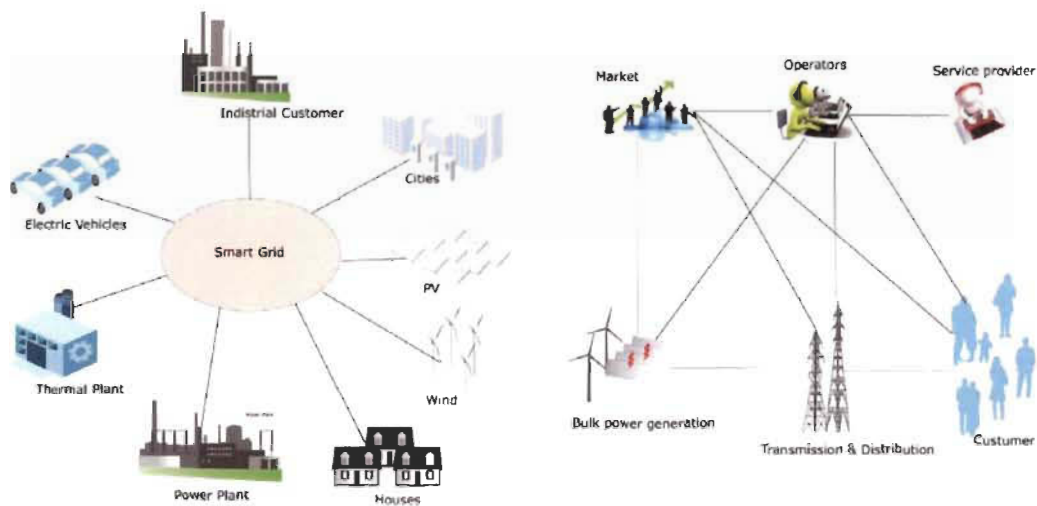


Figure 2-2 : Architecture d'un réseau intelligent [10]

Ainsi, nous comprenons maintenant que dans le SG, plusieurs sources décentralisées peuvent être présentes et être intégrées dans le réseau électrique y compris les véhicules électriques. Il offre la possibilité aux producteurs d'électricité d'ajuster ou d'influencer la consommation des clients en fonction de la puissance locale produite par les sources décentralisées ou en fonction du prix de la puissance ou de l'énergie. En ayant les données de consommation en temps réel, les fournisseurs d'électricité peuvent moduler la charge et lisser la



consommation afin de l'adapter à la production intermittente des sources décentralisées renouvelables ou à la puissance totale installée [11].

Parmi les acteurs qui participent dans le SG, nous avons cité entre autres, les VES qui retiennent notre attention dans le présent travail. En effet, comme nous l'avons dit dans la problématique, au Québec, la population devrait se procurer d'avantage des VES grâce aux incitatifs du gouvernement. Cette nouvelle perspective ajoutera un lot considérable de VES qui, à son tour, nécessitera une puissance additionnelle auprès du réseau électrique d'HQ pour répondre au besoin de la recharge des batteries. Néanmoins, ces véhicules qui se retrouveront dans le stationnement des bâtiments ou des immeubles pendant de longues périodes représenteront une réserve d'énergie importante. Les producteurs d'électricité pourront utiliser cette puissance additionnelle pour réduire les pics de puissances sur le réseau. La recharge des batteries pourrait être décalée ou programmée pendant les périodes creuses ou lors des périodes de forte production des sources décentralisées [11]. Ce concept est appelé « véhicule au réseau », ou communément en Anglais : Vehicle to Grid (V2G) qui fait l'objet de notre travail.

## **2.2 V2G**

Le SG permet d'augmenter l'efficacité et la rentabilité du réseau électrique en intégrant aussi les VES. La raison primordiale de la coexistence des VES avec le réseau électrique est la recharge des batteries. Ainsi, la venue des VES a permis de développer la technologie des chargeurs pour connecter les VES au réseau. Au début, les recherches se limitaient au flux unidirectionnel allant du réseau électrique vers les véhicules afin de permettre la recharge. Ensuite, les recherches se sont focalisées sur les chargeurs bidirectionnels afin que les VES puissent offrir à leur tour des services au réseau électrique auxquels ils sont connectés [12]

[13]. La problématique que l'on observe aussi avec le réseau électrique du Québec est qu'en période hivernale, la demande est supérieure à la capacité de production. Ainsi, pour pallier cela, HQ utilise des centrales thermiques et se procure de l'énergie additionnelle chez les réseaux électriques voisins. Pourtant les VES qui sont dans les stationnements et dont le nombre ne cesse d'augmenter représentent une réserve importante d'énergie. C'est ainsi que les recherches du SG incitent les propriétaires des réseaux électriques à profiter de cette interconnexion pour utiliser l'énergie stockée dans les batteries des VES [14]. Bien que la recharge des batteries puisse absorber l'énergie au sein du réseau, mais elles sont une réserve qui pourrait servir à réduire l'accroissement de puissance pendant la période hivernale ou de lisser les appels de puissance. D'ailleurs, les recherches actuelles se développent autour du flux bidirectionnel dans le SG, tout en ayant comme principe que les VES se rechargent pendant les périodes creuses et le réseau électrique décharge les batteries de VE pour réduire sa puissance pendant les heures de pointe. Aussi, il est indispensable de contrôler et de coordonner la charge et la décharge des VES, car une charge non contrôlée en période de pointe augmentera drastiquement la demande au niveau du distributeur d'électricité. Cette étude qui gère des échanges entre les VE d'un nombre bien déterminé ou à grande échelle et le réseau électrique et vice versa, en temps réel tout en contrôlant la charge et la décharge s'appelle véhicule au réseau.

### **2.2.1** *Description du V2G*

Un système V2G est composé d'un ou plusieurs véhicules connectés au réseau électrique d'un bâtiment ou d'une infrastructure d'un producteur d'énergie par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs agrégateurs comme nous le montre la Figure 2-3 ici-bas.

L'agrégateur est un facteur important dans la réalisation de V2G, il est une nouvelle entité sur le marché de l'énergie. L'agrégateur sert d'intermédiaire entre les services publics et les véhicules électriques dont les tâches sont liées au contrôle et à la gestion du programme de décharge et charge des VES ainsi qu'à la responsabilité de la coordination de la participation des VES au marché électrique dans un réseau de distribution d'énergie électrique. La recherche de systèmes de facturation rentables dans une zone donnée devrait également être l'un des principaux rôles des agrégateurs, car le V2G est logique dans les scénarios agrégés, c'est-à-dire qu'une grande flotte de véhicules électriques est intégrée au réseau du système électrique pour un stockage supplémentaire de l'énergie [15].

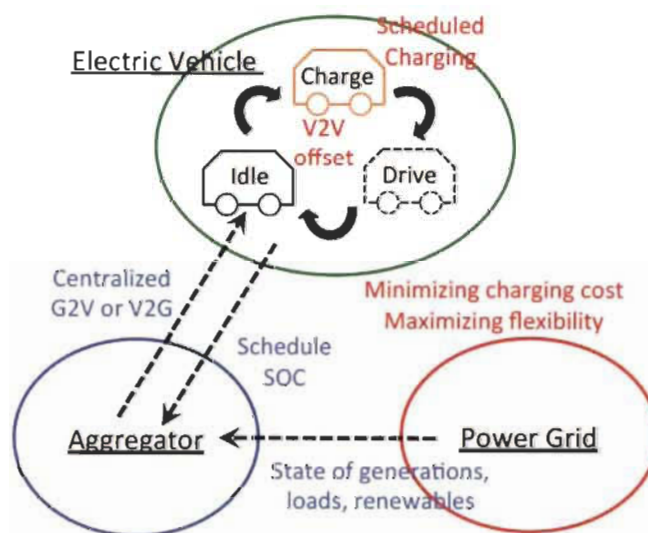


Figure 2-3 : Exemple d'une structure V2G [16]

### 2.2.2 Types de V2G

Actuellement, Le V2G se développe à plusieurs niveaux comme nous le montre la Figure 2-4, c'est-à-dire qu'on peut l'appliquer au niveau du domicile en parlant du véhicule à domicile (V2H) [17]. Il est aussi utilisé entre deux ou plusieurs véhicules. On parle de véhicule à véhicule (V2V) dont le principe repose sur le transfert de puissance. Un véhicule peut transférer une partie de sa puissance vers l'autre véhicule [18] ou les véhicules peuvent se connecter ensemble et alimenter un onduleur [19]. Le principe du V2G s'applique également au niveau du bâtiment sous l'appellation de véhicule au bâtiment (V2B) [20].

V2G est aussi utilisé pour signifier l'interaction d'un nombre important des VES avec le réseau du distributeur. En effet, il s'agit des échanges bidirectionnels à grande échelle [21].

Les explications sur les différents types de V2G ont été mises à l'annexe A.

Toutes ces applications utilisent l'énergie des batteries des VES électriques pour réduire la consommation. Aujourd'hui, la technologie permet une interaction dans les deux sens lorsqu'un VE est branché au réseau électrique. En effet un bâtiment dont les véhicules sont branchés sur son réseau électrique peut se servir de l'énergie de VE pour réduire ses appels de puissance.

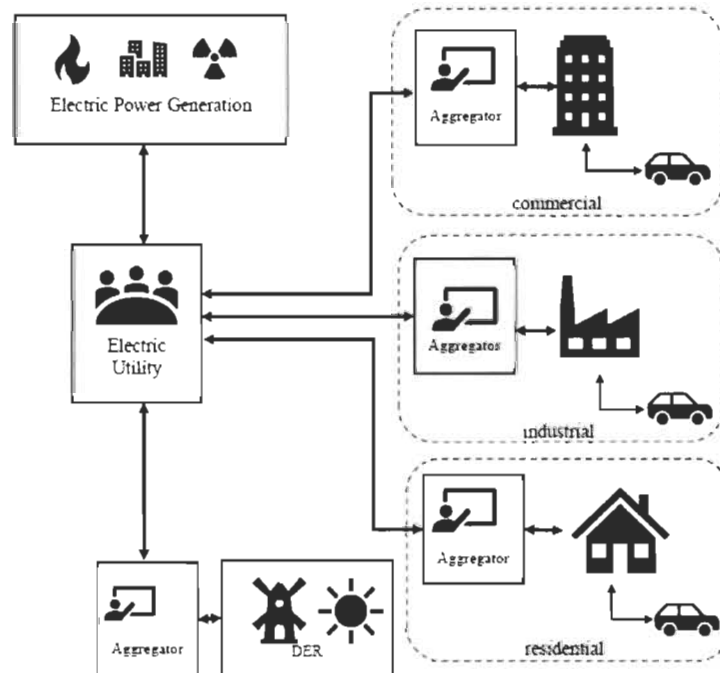


Figure 2-4 : Différentes options du V2G [22]

Bien que les échanges bidirectionnels d'énergies apportent des avantages dans le V2G, il y a des précautions à prendre pour profiter pleinement de cette nouvelle technologie.

Les VES qui se connectent au réseau constituent une charge supplémentaire en plus de la consommation au niveau du réseau.

Cela étant, la recharge des batteries de VE doit adopter une stratégie qui n'augmente pas la consommation et les appels de puissance aux heures de pointe. Elle peut être répartie pendant le temps de stationnement ou se faire aux heures creuses afin que le système V2G écrête les pointes ou les diminue pendant la période de grande consommation. En utilisant une planification pour la recharge des VES, on peut parler de « charge ordonnée » ou de « charge contrôlée » [14].

Avant de parler, de la méthode contrôle dans le V2G, nous allons d'abord expliquer les différents impacts que peuvent causer les VES au réseau électrique du fournisseur.

### *2.2.3 Impacts des véhicules électriques sur le réseau électrique*

Bien que les VES comportent plusieurs avantages, des inquiétudes ont été exprimées concernant la fiabilité du réseau électrique en raison de l'utilisation croissante des VES à l'avenir. L'intégration d'un grand parc de VE dans le réseau de distribution entraîne des conséquences potentiellement négatives. Ces impacts doivent être pris en compte dans la conception et l'application du système V2G. Les impacts concernant le réseau électrique dus au grand nombre de véhicules électriques dans le réseau de distribution incluent le profil de charge [23] [24], les composants du système [25] [26], le déséquilibre de phase et le profil de tension [25] [27] [28], les harmoniques [23] [29] [30] [31] et la stabilité du réseau du système électrique [25] [30] [31] [32].

L'explication de différents impacts sur le réseau de producteur d'électricité dû à l'accroissement des VES a été mise à l'annexe A.

### *2.2.4 Méthode de contrôle dans le V2G*

Deux méthodes de contrôle ressortent dans la plupart des recherches dans le domaine du V2G. La première est la méthode « centralisée contrôlée » dans laquelle la stratégie est supervisée par un contrôleur unique. Par exemple, l'énergie commune des VES disponible dans une région est programmée puis contrôlée pour répondre à la demande des réseaux électriques et à l'inverse, elle est utilisée pour recharger les VES. Il existe des stratégies de gestion appliquées par les fournisseurs d'électricité qui utilisent l'agrégateur dans cette méthode pour obtenir l'écrêtage des pics de puissance et la recharge pendant les périodes

creuses. Tandis que la seconde est la méthode « contrôle distribué » qui n'a pas de contrôleur central ou d'agrégateur qui gèrent la charge et la décharge des VES. Les propriétaires de VE établissent leur propre profil de charge en fonction de leurs besoins. Ces deux méthodes ont des avantages et des inconvénients [14].

Cependant, dans notre travail, nous cherchons à évaluer le potentiel du V2G et ainsi, la méthode employée est le contrôle centralisé de la charge où l'ensemble de paramètres est connu. Nous fixons un nombre bien précis de véhicules qui participent aux échanges d'énergies. Elle permet une planification de la charge optimale contrairement au contrôle de charge décentralisé, dans lequel seule une partie des informations de VE est disponible, ce qui rend la planification de charge sous-optimale [33].

#### *2.2.5 Algorithme d'optimisation dans le V2G*

Après que la méthode de contrôle ait été choisie, l'étape suivante consiste à planifier la recharge des VES qui sont branchés au réseau électrique et à prévoir aussi la décharge des batteries des VES pour pallier l'accroissement de puissance. Pour bien organiser cela, les ingénieurs électriques utilisent des algorithmes d'optimisation mathématiques qui aident à la prise de décision pour choisir le moment favorable à la recharge des batteries du VE afin d'éviter l'augmentation de la consommation au niveau du bâtiment. Cette programmation mathématique permettra aussi d'utiliser l'énergie des batteries quand le bâtiment sera en période de pointe. La cohabitation de deux systèmes (le bâtiment et les VES) en choisissant une technique d'optimisation appropriée peut amener certains avantages. La réduction des appels de puissance au niveau du bâtiment qui se traduira par une baisse de la facturation et une offre de recharge quasiment gratuite pour les propriétaires des VES. Cette solution gagnant-gagnant peut être intégrée dans la fonction objective de la méthode mathématique

d'optimisation [33] [20]. À l'annexe A, nous présentons, les travaux de recherche réalisés sur les différentes techniques d'optimisation.

### **2.2.6 Améliorations du réseau électrique avec le V2G**

Après la mise en place du système V2G avec une méthode de contrôle et une technique d'optimisation, les VES peuvent fournir aussi certains services au profit du fournisseur d'électricité ou au réseau électrique du bâtiment auquel ils sont raccordés. Ils peuvent constituer une réserve tournante qui sera l'énergie supplémentaire disponible pour augmenter la capacité des unités de production d'énergie [13]. Les VES pourront aussi réduire la charge de pointe du réseau électrique et niveler la courbe de charge [34]. De plus, ils pourront participer à maintenir un niveau de tension acceptable pour la fiabilité du réseau électrique [35]. D'ailleurs les chargeurs de VE peuvent être utilisés comme filtres actifs pour filtrer les harmoniques générés par les chargeurs de VE et autres charges non linéaires connectées au réseau électrique [36]. Le Système V2G peut résoudre le problème de l'intermittence des sources d'énergies renouvelables en utilisant les VES pour stocker l'énergie en cas de production excédentaire [37].

## **2.3 Véhicules électriques disponibles au Québec en 2018**

De plus en plus des VES prennent leurs places chez les concessionnaires automobiles du Québec. Nous allons décrire les technologies et donner des exemples de véhicules qui sont présentement sur le marché. Nous regroupons les VES en deux catégories. La première catégorie comprend les véhicules entièrement électriques (VEÉ) et la seconde comprend les véhicules hybrides rechargeables (VHR).



### 2.3.1 Les véhicules entièrement électriques (VEÉ)

Ces véhicules sont les plus simples en matière d'architecture, car ils ne sont constitués que d'une batterie, d'un contrôleur et d'un moteur électrique. La recharge de la batterie est effectuée au moyen d'un chargeur qui est connecté à une source d'énergie telle que le réseau électrique. Ces véhicules n'ont aucune émission locale de gaz à effet de serre (GES). Un exemple de ce type de véhicule est représenté ici-bas à la Figure 2-5.

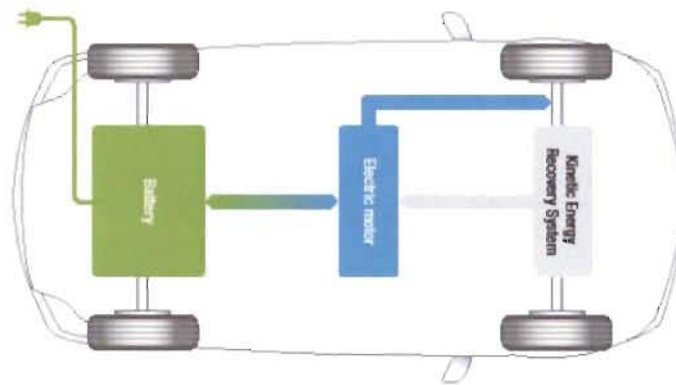


Figure 2-5 : Architecture du véhicule 100 % électrique rechargeable [38].

Les modèles actuels utilisant la technologie présentée à la Figure 2-5 sont présentés avec leurs différents paramètres à l'annexe B. Le Tableau 2-1 ici-bas récapitule ces véhicules.

Tableau 2-1 : Récapitulatif des VEÉ

Fabricant	Modèles	Batterie (kWh)	Fabricant	Modèles	Batterie (kWh)
BMW	i3	33	Tesla	Model S 75D	75
BMWs	i3	33	Tesla	ModelS 100D	100
Chevrolet	Bolt EV	60	Tesla	ModelS P100D	100
Ford	Focus Électrique	33.5	Tesla	Model X 75D	75
Hyundai	Ioniq électrique	28	Tesla	ModelX 100D	100
Kia	Soul EV	30	Tesla	Model X 75D	100
smart	fortwo electric	17.6			
smart	cabrio electric	17.6			
Volkswagen	e-Golf	35.8			
Nissan	Leaf	40			
Tesla	Modèle-3 de base	60			
Tesla	Modèle-3 Rayon étendu	75			

### 2.3.2 Les véhicules hybrides rechargeables (VHR)

Le véhicule hybride rechargeable est muni d'un moteur à combustion interne, d'un moteur électrique et d'une batterie comme nous les montrent la Figure 2-6 et la Figure 2-7. Ils se distinguent des autres véhicules par leur capacité à employer plusieurs sources pour la propulsion. Dans les situations où la vitesse est basse, les véhicules hybrides peuvent utiliser rien que l'énergie des batteries et le moteur électrique. Un principe important utilisé par le véhicule hybride est le freinage par récupération. Cette technique utilise le moteur/générateur pour aider à ralentir le véhicule et ensuite récupérer une partie de l'énergie cinétique qui serait transformée en chaleur par les freins. Cette énergie qui est transformée en électricité recharge à nouveau les batteries [39]. Une sélection ou une combinaison du

moteur thermique et du moteur électrique est faite de manière transparente pour offrir des performances et une efficacité optimale.

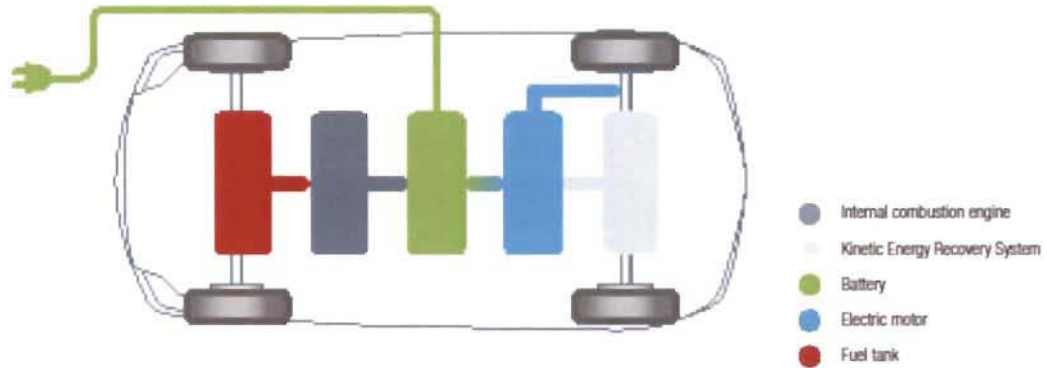


Figure 2-6 : Architecture 1 du véhicule hybride rechargeable [38].

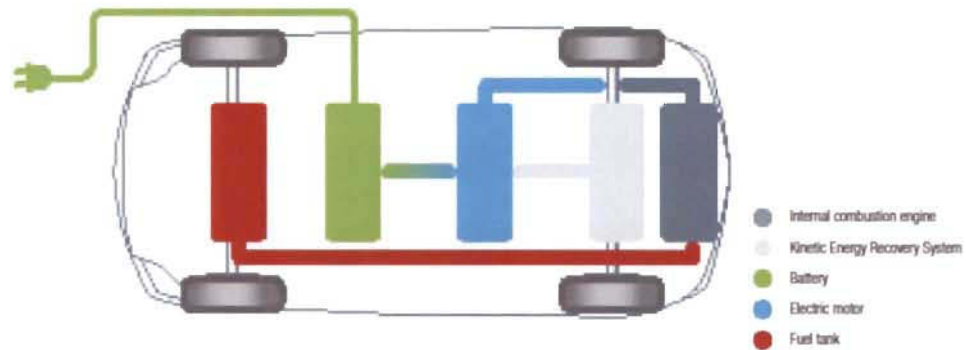


Figure 2-7 : Architecture 2 du véhicule hybride rechargeable [38].

Dans les véhicules hybrides, il y a trois configurations pour l'utilisation du moteur à combustion interne et le moteur électrique. Il s'agit de : la configuration série, parallèle et série-parallèle.

Dans la configuration série, telle qu'on le montre dans la Figure 2-8, le moteur électrique assure la propulsion du véhicule; il est le seul à avoir un lien mécanique avec les roues motrices. Il reçoit son énergie des batteries ou d'un générateur entraîné par un moteur à

combustion interne. Le véhicule électrique qui utilise cette configuration fonctionne tout d'abord avec la batterie qui au préalable a été rechargée au départ par le réseau électrique externe. Dès que la batterie s'épuise, le petit moteur à essence démarre et entraîne la génératrice, qui à son tour, recharge la batterie et alimente le moteur électrique pour assurer l'autonomie supplémentaire.

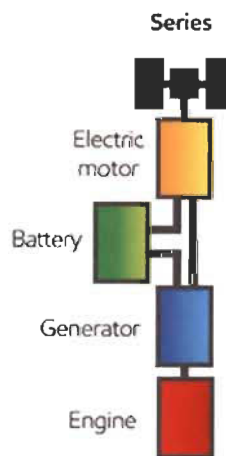


Figure 2-8 : Configuration série [40].

Dans la configuration parallèle, le moteur électrique et le moteur à combustion interne fonctionnent ensemble pour la propulsion du véhicule. C'est la configuration la plus courante, telle qu'on le montre dans la Figure 2-9. La puissance aux roues du véhicule est fournie séparément ou simultanément par les moteurs. Initialement, la batterie est rechargée par le réseau électrique externe qui ensuite alimente le moteur électrique lorsqu'il fonctionne.

À l'inverse, lors des freinages ou des décélérations, le moteur électrique se comporte comme une génératrice et recharge la batterie.

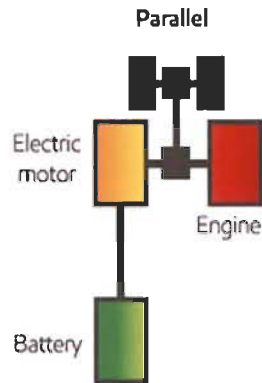


Figure 2-9 : Configuration parallèle [40].

Dans la configuration série-parallèle, telle qu'on le montre dans la Figure 2-10, le moteur électrique ou le moteur à combustion interne peuvent assurer la propulsion du véhicule de manière indépendante. La particularité dans cette configuration est qu'il est possible de revenir avec la configuration série du fait que la génératrice a été placée entre le moteur à combustion interne et la batterie. Le moteur à combustion interne via la génératrice peut recharger la batterie et en même temps que le moteur électrique assure la propulsion du véhicule.

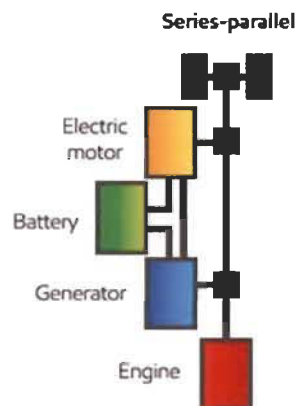


Figure 2-10 : Configuration série-parallèle [40].

Les modèles actuels utilisant la technologie présentée à la Figure 2-6 et à la Figure 2-7 sont présentés avec leurs différents paramètres à l'annexe B.

Le Tableau 2-2 ici-bas récapitule ces véhicules.

Tableau 2-2 : Récapitulatif des VHR

Fabricant	Modèles	Batterie (kWh)	Fabricant	Modèles	Batterie (kWh)
BMW	i3	33	Kia	Optima Hybride EX	9.8
BMW	i3s	33	Kia	Niro HEV	1.6
Chevrolet	Bolt EV	60	Lexus	ES 300h	1.3
BMW	i8	7,1	Lexus	NX 300h	1.3
BMW	530e	9,2	Lexus	RX 450h	
BMW	X5 40e	9,2	Lexus	LS 500h	
Cadillac	CT6 Plug-In	18,4	Mercedes-Benz	GLC 350e 4MATIC SUV	8.8
Ford	Fusion S et SE	1,4	Lexus	ES 300h	1.3
Ford	Fusion SE Energi	7.2	Lexus	NX 300h	1.3
Honda	Clarity PHEV 2018	17	MINI Cooper	S E Countryman	7.6
Hyundai	Ioniq Hybride	1.6	Porsche	Panamera Turbo S E-Hybrid	14
Hyundai	Ioniq Hybride rechargeable	8.9	Toyota	Prius c de base	1.3
Hyundai	Sonata hybride	1.6	Toyota	Prius Technologie	0.7
Hyundai	Sonata hybride rechargeable	9.8	Toyota	Prius Prime	8.8
Chrysler	Chrysler Pacifica Touting plus Hybride	16	Toyota	Camry Hybride LE	1
Karma	Revero 2018	21,4	Toyota	Camry Hybride SE	1.6
Kia	Optima Hybride LX-EX	1.8	Toyota	RAV4 Hybride	1.6

## 2.4 Statistique de l'électromobilité au Québec

Dans cette section, nous allons présenter les données statistiques de l'électromobilité au Québec de l'AVÉQ. Ces statistiques sont les enregistrements de VE qui proviennent de la base de données de la SAAQ en date du 30 juin 2018.

Pendant cette période, la SAAQ a enregistré 30213 VES, comme nous le montre la Figure 2-11.

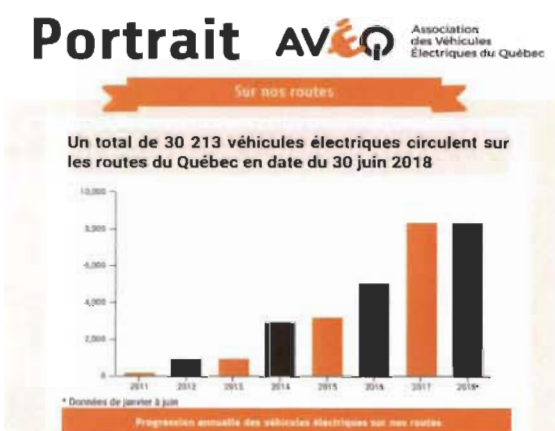


Figure 2-11 : Évolution annuelle des véhicules électriques au Québec [41]

Le Québec compte plusieurs modèles dont la proportion est de 45 % pour les véhicules entièrement électriques et 55% pour les véhicules hybrides, tel que présenté à la Figure 2-12.

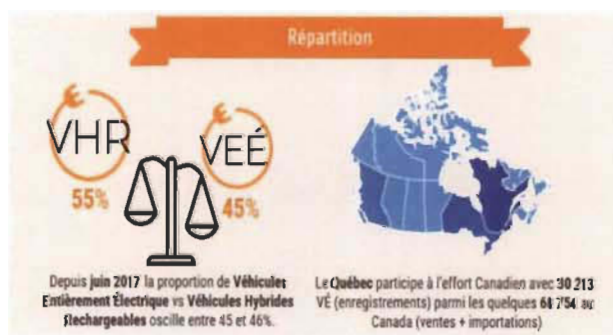


Figure 2-12 : Proportions des VEÉ vs VHR au Québec en 2017 [41]

La plus grande partie des véhicules électriques se retrouve dans la région de Montréal, comme on peut l'observer à la Figure 2-13, qui également présente la répartition dans les autres villes au Québec.

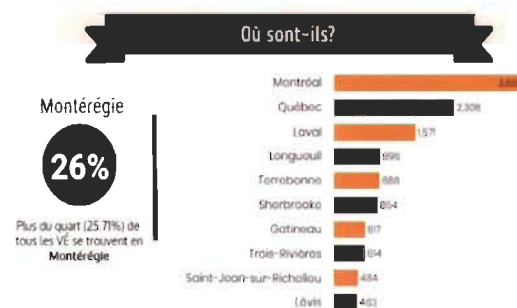


Figure 2-13 : Répartition des véhicules enregistrés selon la ville [41]

Au Québec, comme nous le montrent la Figure 2-14 et le Tableau 2-3, les véhicules les plus populaires sont la Chevrolet Volt qui représente 31,6 % ensuite, il y a la Nissan Leaf qui représente 15,7 % et la Chevrolet Bolt qui représente 6,1 % de l'ensemble des véhicules électriques enregistrés à la SAAQ.



Figure 2-14 : Véhicules électriques les plus populaires et parts de marché [41]



Tableau 2-3 : Répartition des véhicules enregistrés selon les modèles [41]

Rang	Modèle	#véhicules enregistrés	% de la flotte
1	Chevrolet Volt	9537	31,6
2	Nissan LEAF	4740	15,7
3	Chevrolet Bolt EV	1858	6,1
4	Toyota Prius Prime / plug-in	1726	5,7
5	Tesla Model S	1709	5,6
6	Kia Soul EV	1149	3,8
7	Ford C-Max Energi	1125	3,7
8	Mitsubishi Outlander PHEV	1111	3,7
9	Ford Fusion Energi	802	2,7
10	Volkswagen e-Golf	581	1,9
11	Tesla Model X	556	1,8
12	Ford Focus EV	538	1,8
13	Hyundai IONIQ Électrique	517	1,7
14	Smart for Two ED	516	1,7
15	Mitsubishi i-Miev	442	1,5
	Autres	3306	10,9
	Total	30213	100

## 2.5 Les batteries de véhicules électriques

L'autonomie du VE est fortement liée à la capacité ou au type de batterie utilisé. Le stockage de l'énergie en un temps record pour assurer une autonomie assez grande est toujours un défi, car la densité énergétique de la batterie est toujours inférieure à celle des produits pétroliers. Dans les véhicules que nous avons répertoriés, la plupart des batteries sont au lithium.

### 2.5.1 Les batteries



Figure 2-15 : Batterie au lithium-ion [42].

La batterie est un assemblage d'accumulateurs qui est le stockage d'énergie électrique le plus connu. Chaque accumulateur, qu'on appelle aussi cellule, forme les éléments de la batterie. Selon la configuration (série, parallèle ou mixte), les cellules sont reliées entre elles pour atteindre la tension et l'énergie nécessaire. Les batteries se rechargent par une source interne du véhicule ou par une source extérieure qui est souvent le réseau électrique [43].

Plusieurs éléments constituent une batterie, entre autres, l'électrolyte et les électrodes, tel qu'illustré à la Figure 2-16. Les électrodes (la cathode et l'anode) dans une cellule sont plongées dans un électrolyte liquide, en gel, ou solide. Ces électrodes réagissent pour créer un courant électrique et le transport de l'électricité par conduction ionique à l'intérieur de la batterie est assuré par l'électrolyte.

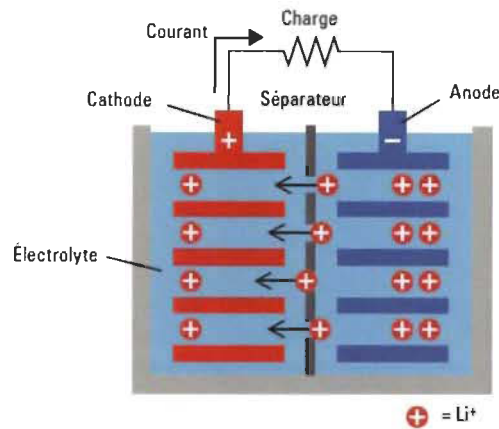


Figure 2-16 : Composition d'une batterie [44]

Les critères importants pour sélectionner une batterie sont : la densité énergétique exprimée en Wh/kg, le nombre de cycles (charge-décharge), le temps de charge en heure et la température de fonctionnement en °C. La densité d'énergie est la capacité de stocker une forte énergie par unité de volume/masse. De manière générale, pour une capacité énergétique identique, une batterie est beaucoup plus lourde qu'un réservoir de carburant. La capacité de stockage énergétique embarquée est limitée et restreint l'autonomie du véhicule.

Aussi, un facteur qui est pris en compte dans le choix de la batterie est les effets néfastes que peuvent avoir les éléments qui constituent la batterie. On parle des éléments tératogènes ou cancérigènes. D'une part, pour cette raison, l'orientation actuelle préconise l'utilisation du lithium pour l'assemblage des batteries de véhicules électriques.

### 2.5.2 Les batteries au lithium-ion

Une batterie au lithium-ion (Li-ion) est un accumulateur électrochimique dont la réaction est fondée sur l'élément lithium. En ce jour, elle est couramment utilisée dans les VES, tel qu'on le montre dans la Figure 2-17. C'est l'accumulateur qui donne la plus forte énergie

spécifique (énergie/masse) et la plus grande densité d'énergie (énergie/volume). Il fonctionne sur le principe de l'échange réversible de l'ion lithium entre une électrode positive, le plus souvent un oxyde de métal de transition lithié (dioxyde de cobalt ou manganèse) et une électrode négative en graphite (Sphère MCMB). La tension nominale d'un élément Li-ion est de 3,6 V ou 3,7 V. La densité énergétique des accumulateurs Lithium-ion peut atteindre un niveau de 200 Wh/kg. La plage de fonctionnement idéale d'exploitation des batteries au lithium-ion est de -20 à 65 °C. L'inconvénient avec ces batteries est en terme sécuritaire lorsque la recharge est défectueuse. Une surchauffe accrue peut être observée voire même le risque d'explosion.



Figure 2-17 : Pack batterie d'une Chevrolet Bolt [44].

Quelques VES utilisent des batteries au lithium-ion polymère (Li-po). Nous avons constaté que les constructeurs coréens emploient ces types de batteries pour les marques Kia et Hyundai. Les batteries (Li-po) ont fait leur apparition vers les années 1995, l'électrolyte est un polymère gélifié qui permet d'obtenir des éléments très fins et plats pouvant prendre différentes formes.

### 2.5.3 Comparaison des batteries

Dans les différents VE que nous avons listés au chapitre 2, nous ne retrouvons que trois types de batteries (la batterie au lithium-ion, au lithium-ion polymère et au nickel métal hybride). Il existe d'autres types de batteries comme la batterie au Plomb, au Nickel Cadmium, au Nickel Zinc, au Chlorure de sodium, au Lithium Phosphate, au Lithium polymère, au Lithium Métal polymère et au Lithium air. Certains sont délaissés à la suite des effets néfastes sur l'humain que peuvent avoir les éléments qui constituent la batterie. On parle des éléments tératogènes ou cancérigènes. Pour cette raison, l'orientation actuelle préconise l'utilisation du lithium pour l'assemblage des batteries de VE et d'autres sont encore en développement.

Le rapport entre l'énergie spécifique et la densité d'énergie de différentes batteries est représenté sur la Figure 2-18. Nous constatons que les batteries au lithium sont les plus performantes puisqu'elles offrent la quantité d'énergie la plus élevée en fonction du poids.

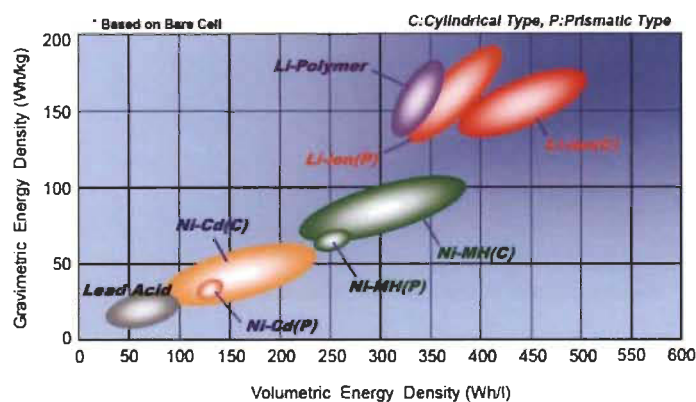


Figure 2-18 : Comparaison des batteries en fonction de la densité gravimétrique et volumétrique [45].

La comparaison des batteries, telles que nous les montre la Figure 2-19, place en première position les batteries Li-ion du fait que leurs tailles sont plus petites et les cellules sont plus légères en fonction de la densité d'énergie volumétrique et densité d'énergie spécifique.

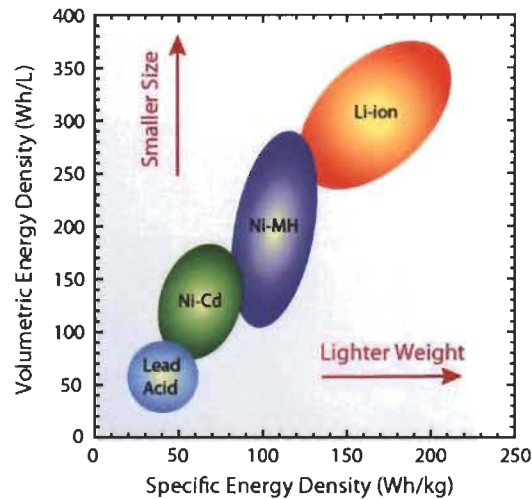


Figure 2-19 : Comparaison des batteries en fonction de la densité énergétique et volumétrique [45].

Quant aux spécifications élargies, ici-bas, le Tableau 2-4 nous montre que les batteries au lithium sont très performantes. La densité énergétique et le nombre de cycles (charge-décharge) sont très élevés par rapport aux autres batteries. Aussi, ces batteries ont une toxicité basse. Pour terminer, la batterie Lithium-Phosphate se démarque par rapport aux autres, car la cathode utilisée est le phosphate qui est un matériau moins coûteux par rapport au cobalt. Elle est non toxique et ne relâche pas d'oxygène, ce qui la rend plus sûre [46].

Tableau 2-4 : Spécifications par la composition chimique des batteries [45].

Specifications	Lead Acid	NiCd	NiMH	Li-ion		
				Cobalt	Manganese	Phosphate
Specific Energy Density (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	150-190	100-135	90-120
Internal Resistance (mΩ)	<100 12V pack	100-200 6V pack	200-300 6V pack	150-300 7,2	25-75 per cell	25-50 per cell
Life Cycle (80% discharge)	200-300	1000	300-500	500-1000	500-1000	1000-2000
Fast-Charge Time	8-16h	1h Typical	2-4h	2-4h	1h or less	1h or less
Overcharge Tolerance	High	Moderate	Low	Low: Cannot tolerate trickle charge		
Self-Discharge/Month (room temp)	5%	20%	30%	<10%		
Cell Voltage (nominal)	2V	1,2V	1,2V	3,6V	3,6V	3,3V
Charge cutoff Voltage (V/cell)	2,40 Float 2,25	Full charge detection By voltage signature		4,20		3,60
Discharge Cutoff Voltage (V/cell, 1C)	1,75	1,00		2,50-3,00		2,80
Peak Load Current Best Result	5C 0,2C	20C 1C	5C 0,5C	>3C <1C	>30C <10C	>30C <10C
Charge Temperature	-20 to 50 °C -4 to 122 °F	0 to 45 °C 32 to 113 °F		0 to 45 °C 32 to 113 °F		
Discharge Temperature	-20 to 50 °C -4 to 122 °F	-20 to 65 °C -4 to 149 °F		-20 to 60 °C -4 to 140 °F		
Maintenance Requirement	3-6 Months (topping charge)	30-60 days (discharge)	60-90 days (discharge)	Not required		
Safety Requirements	Thermally stable	Thermally stable, fuse protection common		Protection circuit mandatory		
In Use Since	Late 1800s	1950	1990	1991	1996	1999
Toxicity	Very High	Very High	Low	Low		

Selon « Union of Concerned Scientists », le prix des batteries au lithium a fortement baissé au fur et à mesure que la demande augmentait et que les procédés de fabrication utilisaient des méthodes plus rentables. En 2010, tel que nous le montre la Figure 2-20, le prix de batteries des premiers VE était à 1000 dollars par kWh. Aujourd'hui, le bloc batterie de la Tesla model 3 coûte 190 USD par kWh et celui de la Chevrolet Bolt 2017 coûte environ 205 USD par kWh. Cela représente une baisse de plus de 70 % du prix par kWh en 6 ans. On prévoit que les VES coûteront le même prix ou un prix inférieur à celui d'un véhicule à essence lorsque le prix de batteries tombera et se situeront entre 125 et 159 USD par kWh. Les analystes prévoient que la parité pourra intervenir en 2020, tandis que et que d'autres études prévoient la chute du prix d'une batterie au lithium-ion à 73 USD par kWh d'ici 2030 [47].

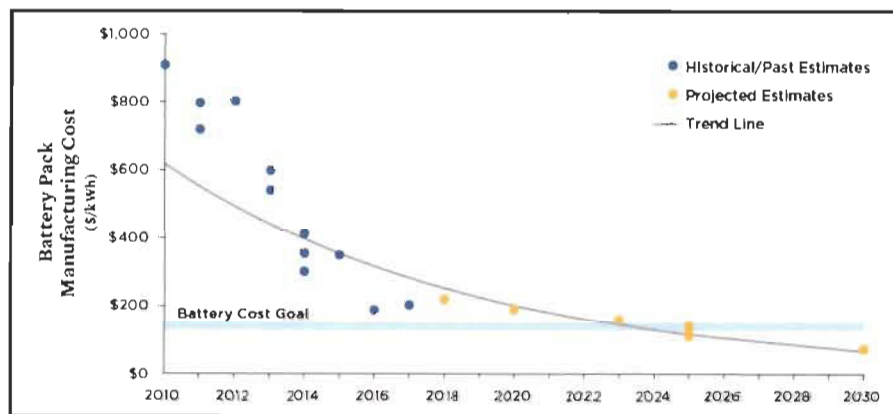


Figure 2-20 : Évolution des coûts des bancs de batteries [47]

D'après « Statista », les coûts des batteries Li-ion devraient chuter à 231 dollars par kWh d'ici 2018. La Figure 2-21 montre les coûts des batteries lithium-ion dans le monde entier entre 2010 et 2016, avec des prévisions pour 2017 et 2018 [48].



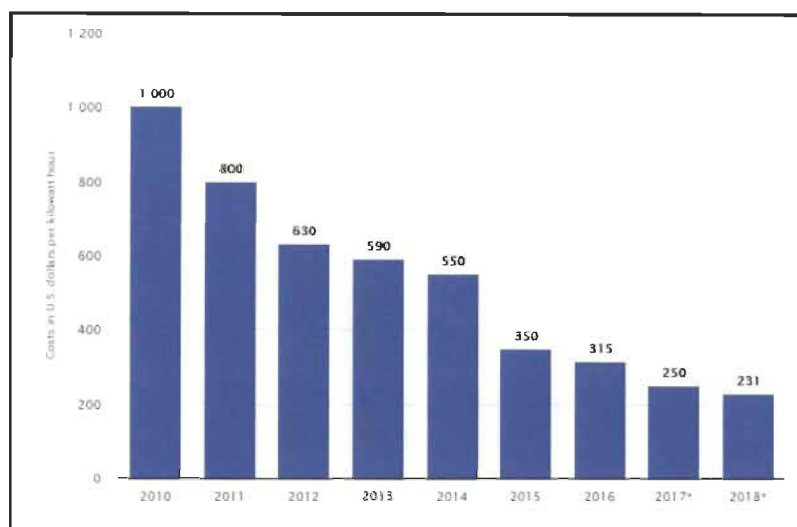


Figure 2-21 : Évolution des coûts dans le monde des bancs de batteries [48].

## 2.6 La recharge des véhicules électriques

Quel que soit le type de la batterie, l'inconvénient commun que l'on décèle dans les VES est la recharge des accumulateurs. L'impact sur l'autonomie est moindre avec les véhicules hybrides tandis que dans les véhicules entièrement électriques, une planification de recharge doit être bien suivie pour assurer l'autonomie du déplacement.

Le temps de charge est aussi un facteur important puisque lors d'un déplacement de plusieurs centaines de kilomètres, la batterie du véhicule entièrement électrique devra être rechargée en un temps record pour permettre la poursuite du trajet.

À l'annexe C, nous avons décrit les types de recharge, les types de prise mobile, les bornes de recharges qui sont disponibles sur le marché québécois et en Amérique du Nord ainsi que quelques réseaux de recharge publics pour les VES.

## 2.7 Conclusion

Ceci conclut l'état de l'art dans lequel nous avons défini le réseau intelligent « Smart Grid » dont l'une de particularité est d'intégrer les VES au réseau électrique afin d'échanger l'énergie. Cet échange bidirectionnel expliqué sous le concept de « V2G » a été décrit et une revue complète a été présentée à ce sujet. De même que pour les VES, une présentation et une revue technique des véhicules disponibles au Québec en 2018 ont été faites ainsi pour leurs batteries et leurs systèmes de recharge.

# Chapitre 3 - Problématique de la pointe de consommation électrique

## 3.1 Pointe de consommation électrique

Une pointe de consommation électrique est observée sur le réseau électrique à un moment bien précis (heure, jour, mois, etc.). C'est la consommation la plus élevée que l'on peut observer et quantifier au niveau du producteur d'énergie [1]. Pour la période hivernale 2017-2018, tel que nous le montre la Figure 3-1, le réseau d'HQ avait observé une pointe de 38204 MW, le 28 décembre 2017 à 17 h 00' [49].

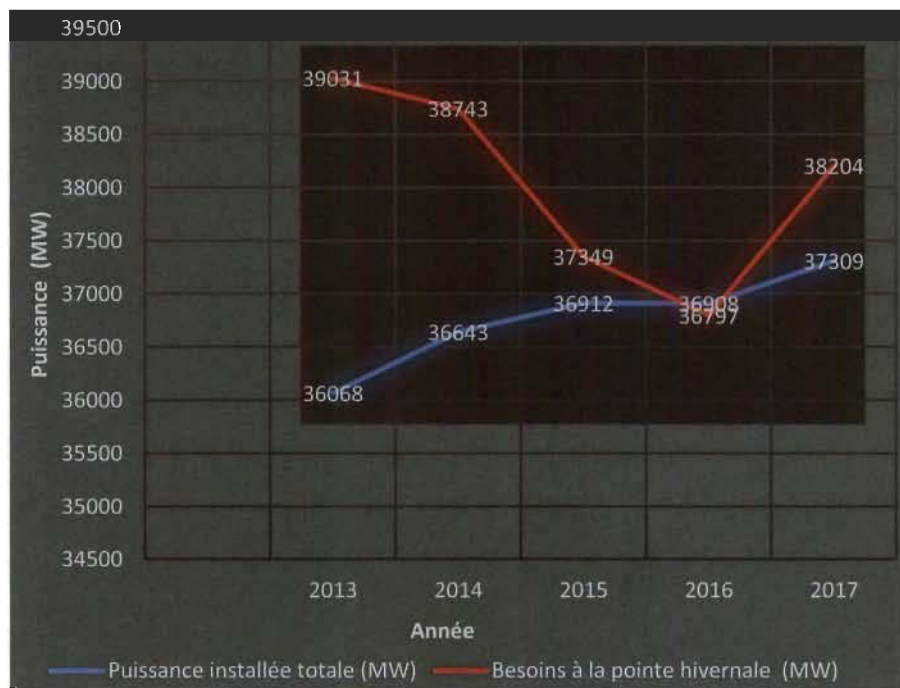


Figure 3-1 : Données d'exploitation, 2013-2017 [49].

Une pointe est aussi mesurée à petite échelle chez les consommateurs. On retrouve également différents types de pointes de consommation dans un réseau électrique. Il y a la pointe journalière que l'on observe à une heure bien précise, on parle aussi de la pointe saisonnière qui se distingue par une forte demande d'énergie et qui s'étend sur plusieurs mois. Finalement, il y a la pointe extrêmement critique qui est l'association des deux précédentes pointes et se caractérise par une demande qui nécessite au réseau électrique de production des performances accrues pour pallier à la situation [50].

Cette demande en puissance excédentaire influe énormément sur le prix de l'électricité. Les achats d'électricité en période hivernale pour pallier la demande coûtent très cher et se répercutent atomiquement sur la facture du fait que la puissance y est prise en compte.

### 3.2 Le réseau électrique d'Hydro-Québec

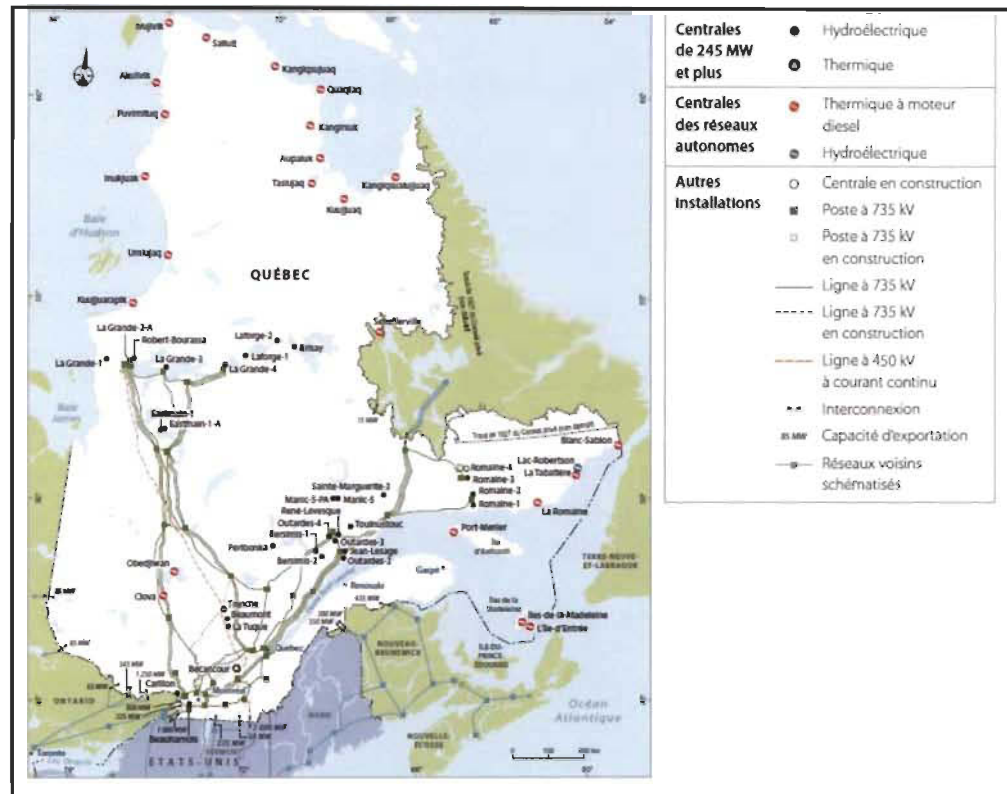


Figure 3-2 : Grands équipements et centrales des réseaux autonomes [3]

Fondée en 1944, Hydro-Québec est une société d'État québécoise qui a pour mission, la production, le transport et la distribution de l'électricité au Québec.

En 2017, le parc de production d'HQ avait une puissance installée de 37 309 MW, elle comportait 63 centrales hydroélectriques et 24 centrales thermiques. Son réseau de transport avait une longueur de 34 479 km et 533 postes électriques. Son réseau de distribution avait une longueur de 117 747 km [3]. Le nombre d'abonnements s'élevait à 4 279 496, répartis en 5 catégories suivant la tarification et l'utilisation.

La première catégorie est le tarif domestique D qui s'applique à l'abonnement pour usage domestique. Ensuite, il y a le tarif G qui s'applique à l'abonnement de petite puissance dont

la puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW. Puis le tarif M qui s'applique à l'abonnement de moyenne puissance dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kW. La quatrième catégorie est le tarif L ou LG qui s'applique à compter du début de la période de consommation au cours de laquelle la puissance à facturer minimale atteint 5 000 kilowatts ou plus. Finalement, la cinquième catégorie est le tarif G-9 qui s'applique à l'abonnement qui se caractérise par une faible utilisation de la puissance à facturer et dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 65 kW [2].

### **3.3 Pointe de consommation dans le réseau d'Hydro-Québec**

Le réseau électrique d'HQ connaît des pointes quotidiennes et annuelles. Les pointes quotidiennes, pendant la semaine, sont observées le matin entre 6h et 9h du matin et en fin de journée entre 16 h et 20 h. En hiver, avec les températures très basses persistantes, accompagnées des vents violents, ces facteurs font que le réseau électrique d'HQ connaisse des pointes annuelles du fait que le réseau est très sollicité pendant plusieurs jours. La demande accrue est attribuée à l'utilisation du chauffage électrique en grande partie par la population [1].

Selon le rapport annuel 2017 d'HQ et en analysant le Tableau 3-1 ici -bas, nous interprétons qu'en 2013, le réseau d'HQ était à son maximum de puissance disponible qui était de 36 068 MW pour un besoin de puissance à la pointe de 39 031 MW. En 2014, le maximum de puissance était de 36 643 MW pour un besoin de puissance à la pointe de 38734 MW et cela s'était répété jusqu'en 2017 avec une puissance disponible de 37 309 MW pour un besoin de puissance à la pointe de 38 204 MW.

Tableau 3-1 : Données d'exploitation, 2013-2017 [49]

	2017	2016	2015	2014	2013
MW					
Puissance installée					
Centrales hydroélectriques	36767	36366	36370	36100	35364
Centrales thermiques	542	542	542	543	704
Puissance installée totale	37309	36908	36912	36643	36068
Gwh					
Besoins globaux d'énergie	226824	223143	222172	222045	226576
MW					
Besoins québécois de puissance à la pointe	38204	36797	37349	38743	39031
km					
Lignes aériennes et souterraines					
Transport	34479	34292	34272	34187	33885
Distribution	224033	221843	220920	219793	218486
Total-Lignes aériennes et souterraines	258512	256135	255192	253980	252371

Étant conscient que le besoin d'énergie et de puissance ne feront qu'augmenter, un plan d'approvisionnement 2017-2026 [51] a été déposé au niveau de la Régie de l'énergie qui est l'organe gouvernemental qui a pour mission : « Assurer la conciliation entre intérêt public, protection des consommateurs et traitement équitable du Distributeur et du Transporteur et favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité sur le plan individuel comme sur le plan collectif » [3]. La Figure 3-3, ici-bas, nous résume le bilan en puissance pour les années à venir.

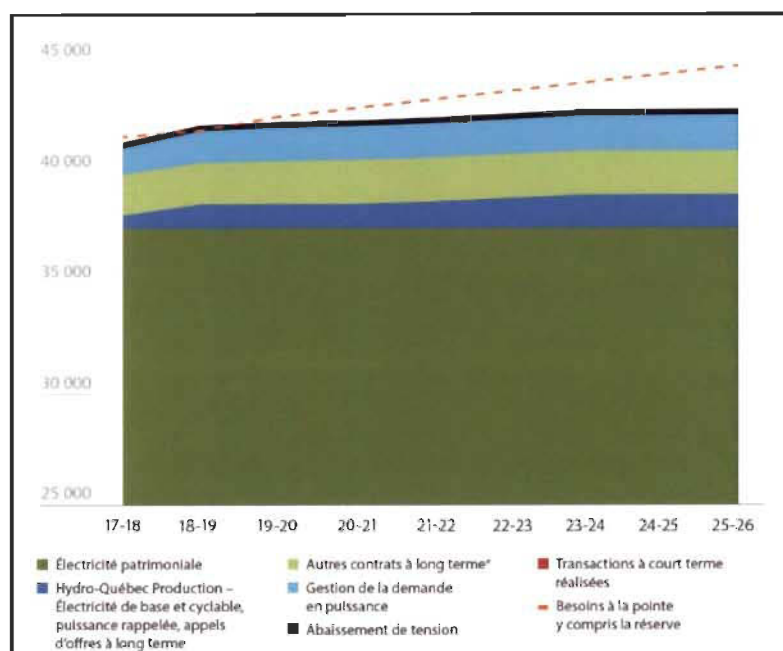


Figure 3-3 : Bilan en Puissance -Période de 2018-2026 (MW)

La demande d'énergie et de puissance ne cesse d'augmenter au fil des années et pour pallier à cette situation, HQ a mis en place des programmes au sein de sa clientèle pour baisser la consommation en période de pointe. Il s'agit de 3 programmes qui sont : la recommandation d'utiliser le chauffe-eau à trois-éléments, l'utilisation d'un système de chauffage biénergie pour la clientèle résidentielle et le programme « Gestion de la demande de puissance ».

### 3.3.1 Chauffe-eau à trois éléments dans les logements.

Pour la clientèle résidentielle, l'utilisation des chauffe-eau à trois éléments chauffants est maintenant recommandée à la place de celui à deux éléments de grande puissance. Car dans le nouveau chauffe-eau, le troisième élément de faible puissance qui est situé en bas de la citerne a pour rôle de maintenir l'eau à une certaine température en tout temps, l'élément du milieu travaille sur une courte période pour compléter le chauffage de l'eau avec celui du bas. Le troisième élément opère aussi au besoin et en alternance avec les deux autres du bas pour chauffer l'eau de la partie supérieure du réservoir. Cette nouvelle technologie



« ECOPEAK » réduit la pointe de puissance au niveau de la maison telle que nous le montrons les courbes de puissance dans la Figure 3-4 à droite, ici-bas.

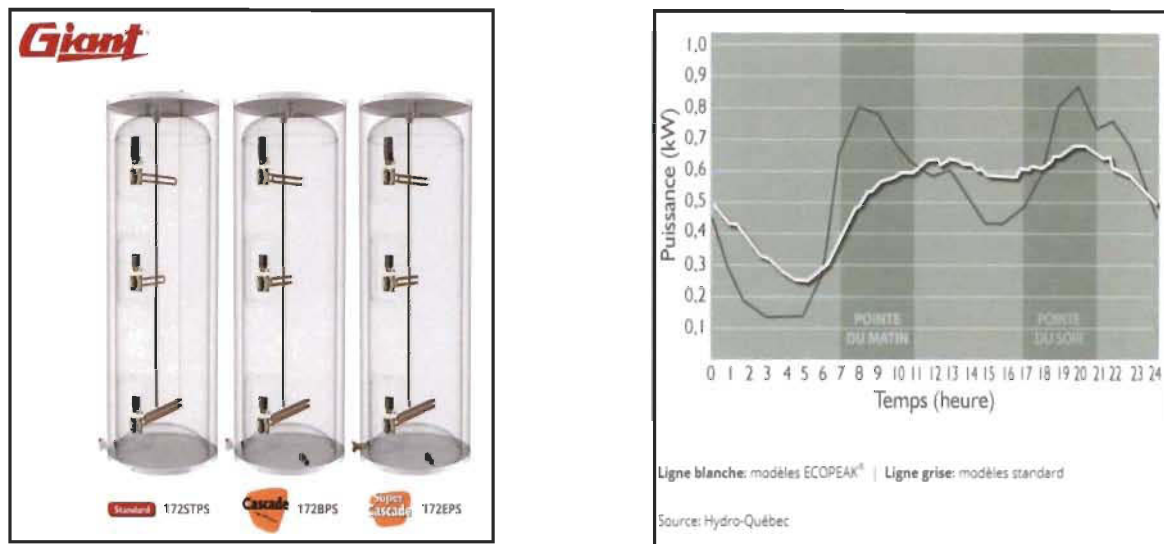


Figure 3-4 : Chauffe-eau à trois éléments à G. et appels de puissance à D.[52].

### 3.3.2 Système de chauffage biénergie

À part, la nouvelle technologie des chauffe-eau à trois éléments, HQ a mis aussi en place pour la clientèle résidentielle, le programme biénergie. Il permet au client d'avoir la facturation DT lorsqu'il utilise un système de chauffage biénergie tel que nous le montre ici-bas la Figure 3-5. Ce système fonctionne avec deux sources d'énergie : l'électricité avec le gaz ou l'électricité avec le mazout. Le système biénergie est alimenté avec l'électricité qui est la source principale et utilise aussi un combustible comme source d'appoint. En produisant de la chaleur avec le combustible, le système doit aussi être capable de combler le besoin en chaleur de la maison et les sources ne doivent pas fonctionner en même temps. Le système de chauffage comporte une sonde de température extérieure qui est reliée à l'interrupteur automatique afin qu'il puisse sélectionner la source de chauffage appropriée.

Le combustible est utilisé par le système de chauffage uniquement lorsque la température extérieure est très basse ( $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$  ou  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  selon le lieu d'habitation) pour chauffer la maison. Le tarif DT est réglementé avec deux prix. Le premier prix est utilisé lorsque la température extérieure est supérieure à  $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$  ou  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  et il est très avantageux, car il ne coûte pas cher tandis que le second prix est élevé, du fait qu'il est fixé en fonction de la température qui est en dessous de celle utilisée pour la première facturation. C'est lors de ces périodes que le réseau d'HQ est très sollicité et que la demande est très élevée [53]. Comme l'électricité est délaissée, la pointe au niveau de la maison diminue et cela se répercute sur le réseau électrique du fournisseur.

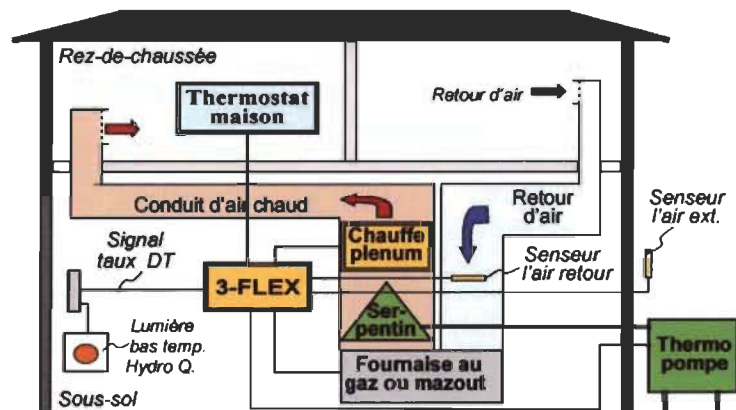


Figure 3-5 : Système avec contrôle 3-Flex pour biénergie [54].

### 3.3.3 Programme « Gestion de la demande de puissance »

Un troisième programme « Gestion de la demande de puissance » a été mis en place pour la clientèle d'affaires par HQ. Il a comme objectif d'inciter les clients commerciaux, ceux des bâtiments institutionnels et les petites et moyennes entreprises industrielles à baisser la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes critiques de l'hiver [55]. Un

montant d'argent proportionnel à la réduction de puissance est rétribué au client par HQ pour avoir participé au programme.

Les clients qui ont l'abonnement au tarif DP, DM, G, G-9, M ou LG et qui ont un compteur communicant sont admissibles au programme et doivent être en mesure de réduire la puissance de 200 kW, tel qu'on le montre dans la Figure 3-6. Les clients industriels (Tarif L), les clients qui bénéficient de l'option d'électricité interruptible et les clients des réseaux autonomes ne sont pas admissibles à ce programme.



Figure 3-6 : Résultats projet pilote Édifice à bureaux [56]

Pour les détails du programme, le guide du participant « Hiver 2018-2019 » peut être consulté sur le site internet d'HQ [55]. Les clients admissibles qui utiliseront le programme « Gestion de la demande de puissance » et qui réussiront à baisser leurs pointes de puissance pendant les périodes critiques permettront à HQ de minimiser l'achat à grand prix de l'électricité chez d'autres fournisseurs. Ce gain de puissance permettra à HQ de répondre aux besoins de puissance (kW) de la clientèle à meilleurs coûts [56].

### **3.4 Consommation électrique au niveau de l'UQTR**

#### **3.4.1 Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR)**

L'UQTR est un client d'affaires d'Hydro-Québec du secteur institutionnel qui a souscrit pour une structure tarifaire « Grande puissance » service LG pour alimenter ses quinze bâtiments à Trois-Rivières. Deux lignes à moyenne tension de 25 kV alimentent le branchement principal qui à son tour alimente le reste des pavillons. Le tarif LG s'applique à un contrat annuel dont la puissance à facturer minimale (seuil minimal de puissance dont le client doit assumer le coût) est de 5000 kW ou plus. La facture pour la période visée comprend un montant pour l'énergie en kilowattheures (kWh) consommée et un montant pour la puissance en kilowatts (kW) mesurée. Le tarif LG est un tarif mensuel, c'est-à-dire que le montant facturé pour la puissance est établi en fonction d'une période de 30 jours. Certains éléments peuvent réduire le montant facturé comme le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension, le rajustement pour pertes de transformation et la prime pour facteur de puissance insuffisant.

#### **3.4.2 Observation des appels de puissance 2014-2015**

Nous avons prélevé les données de consommation avec l'aide du service de l'équipement de l'UQTR. Cela nous a permis de tracer les graphiques d'appels de puissance pour la période hivernale (décembre 2014 à mars 2015). En observant ces graphiques et en particulier celui de la Figure 3-7 ici-bas, nous avons constaté que, pour les mois de décembre 2014 à mars 2015, qu'il y a plusieurs dépassements par rapport à la puissance souscrite qui est fixée à 5000 kW.

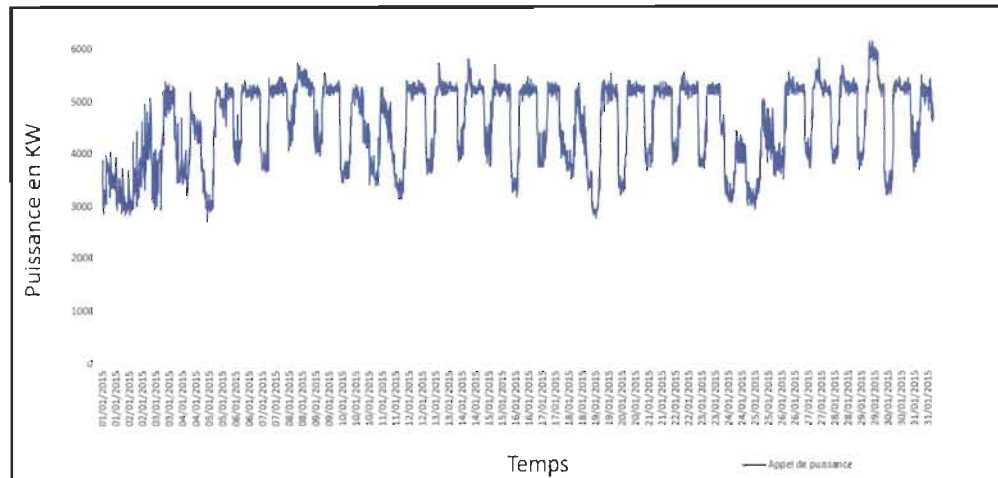


Figure 3-7 : Appels de puissance UQTR-Janvier 2015.

Pour les autres mois de la période hivernale, les figures des appels de puissance sont à l'annexe A. Selon la tarification d'électricité d'Hydro-Québec, il est à noter que si au cours de la période hivernale la puissance maximale appelée dépasse les 110 % de la puissance souscrite, l'excédent est assujéti à une prime de dépassement quotidienne de 7,68 \$ le kilowatt. Une des solutions proposées par HQ est de faire la demande d'augmentation de la puissance souscrite. Pour une date et à une heure quelconque d'une période de consommation, le client doit acheminer sa demande à Hydro-Québec durant cette période ou dans les 20 jours suivants [2]. L'UQTR utilise assez souvent cette procédure pour éviter les pénalités causées par le dépassement de la puissance souscrite.

### 3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, la pointe de consommation électrique du fournisseur d'électricité et celle du consommateur ont été expliquées. Ensuite, des programmes d'efficacités énergétiques qui permettent au consommateur de baisser la demande en puissance ont été abordés. Puis pour la période hivernale 2014-2015, nous avons expliqué en détail les appels de puissance qui ont été prélevés au niveau de l'UQTR.

## **Chapitre 4 - Modélisation et optimisation du système V2G**

En connaissant l'ensemble des bâtiments et du réseau électrique de l'UQTR y compris les données de consommation mensuelle ainsi que le nombre exact de places de stationnement sur le campus, nous allons valoriser les avantages de l'échange bidirectionnel en nous basons sur ce modèle réel. Nous travaillerons avec la programmation linéaire comme méthode d'optimisation et présenterons le simulateur que nous avons utilisé [4].

### **4.1 Modèle du système**

L'UQTR est un client d'affaires qui a souscrit à la tarification LG d'Hydro-Québec et qui est alimenté à partir de deux lignes de 25 kV en redondance. Selon le rapport d'activités 2016-2017, le campus de Trois-Rivières compte 1700 employés et 14033 étudiants sont sur le campus de Trois-Rivières. L'université possède 16 stationnements qui donnent lieu à 2802 places pour les véhicules.

#### **4.1.1 *Modèle de facturation***

Le tarif LG s'applique à un contrat annuel dont la puissance à facturer minimale (Seuil minimal de puissance dont le client doit assumer le coût) est de 5000 kW ou plus.

Ce tarif comporte les éléments de facturation suivants :

- Un montant pour l'énergie en kilowattheures (kWh) consommée pendant la période visée.

- Un montant pour la puissance en kilowatts (kW) mesurée pendant la période visée.

Le tarif LG est un tarif mensuel, c'est-à-dire que le montant facturé pour la puissance est établi en fonction d'une période de 30 jours. Certains éléments peuvent réduire le montant facturé, s'ils sont applicables: le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension, le rajustement pour pertes de transformation et la prime pour facteur de puissance insuffisant.

- Le prix de la puissance est appliqué à la puissance à facturer qui correspond à la plus élevée des deux valeurs suivantes :
- La puissance maximale appelée, qui correspond à la plus élevée des deux valeurs suivantes :
  - La puissance réelle, composante de la puissance apparente qui assure le bon fonctionnement des équipements produisant de la chaleur (appareils d'éclairages, radiateurs, etc.) et est exprimée en kilowatts (kW).
  - 95 % de la puissance apparente, qui est celle fournie par Hydro-Québec. Pendant l'utilisation, elle se décompose en puissance réelle (kW) et en puissance réactive (kVAR) suite à la création de champs magnétiques.
- La puissance à facturer minimale.

Les données d'appels de puissances que nous avons prélevées avec l'aide du service d'équipement de l'université couvrent la saison de consommation 2014-2015. Pour cela, nous utiliserons les données de la tarification d'Hydro-Québec qui étaient en vigueur le 1er avril 2014 [57].

Le Tarif d'électricité pour un client LG en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2014 était le suivant :

- Puissance à facturer : 12,78 \$/kW
- Prix de l'énergie:3,24 ¢/kWh
- Prime de dépassement quotidienne:7,47\$
- Prime de dépassement mensuelle: 22,41\$
- Crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension : 0,96 \$
- Rajustement pour pertes de transformation : 0,1722 \$

#### 4.1.2 Exemple de la facture au 1<sup>er</sup> février 2015

Cette facture couvre la période du 1er janvier 2015 au 1er février 2015. C'est-à-dire 31 jours qui équivalent à 744 heures. La Figure 4-1 illustre les appels de puissance journaliers et le Tableau 4-1 montre la puissance maximale à facturer et la consommation mensuelle.

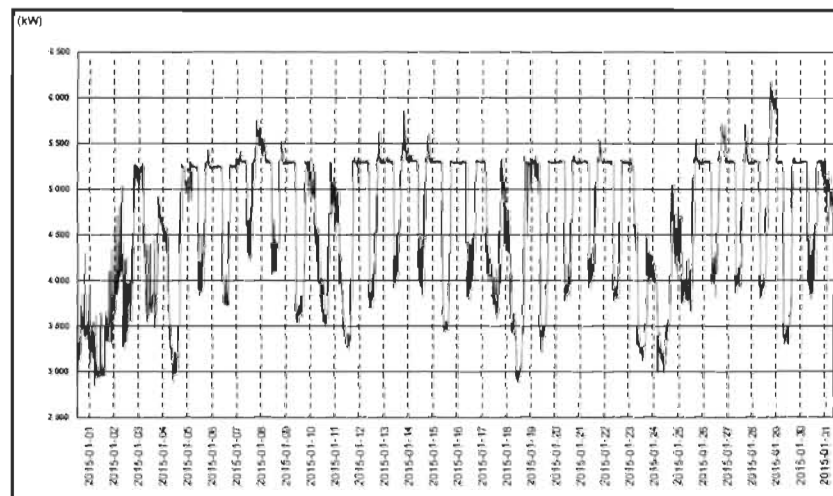


Figure 4-1 : Consommation réelle de l'UQTR, janvier 2015



Tableau 4-1 : Informations générales de l'appareil de mesurage

Informations générales							
Numéro d'appareil de mesurage : P38E 0000280							
Partie	Du	Au	Nombre d'heures	Puissance à facturer	Facteur de puissance	Consommation	Facteur d'utilisation
I	2015-01-01 00h00	2015-02-01 00h00	744,00 h	5769,6 kW	96,6%	3 434 248,8 kWh	80,0 %

L'énergie en kilowattheures (kWh) consommée pendant la période visée a été prélevée sur l'appareil de mesurage. Le coût de cette consommation (CCons) est la consommation (Cons) multipliée par le prix de l'énergie (PE), donné par l'expression ci-dessous :

$$Ccons = Cons * PE \quad (4-1)$$

$$Ccons = 3434248,8 \text{ kWh} * 0.03240 \frac{\$}{\text{kWh}} = 111\,269,66 \$$$

Pour la période visée, nous calculons la puissance à facturer (Paf) en prenant la valeur la plus élevée entre la puissance maximale appelée (Pma) et la puissance souscrite (Ps).

La puissance maximale appelée (Pma) est la valeur la plus élevée entre la puissance réelle (Pr) et 95 % de la puissance apparente (Pa). Pr = 5769,6 kW et 95% de Pa = 5972,7 kVA \* 0.95 = 5674,1 kW, d'où Pma = 5769,6 kW.

Maintenant, nous pouvons calculer Paf avec Ps= 5000 kW, nous prenons Paf=Pma car Pma est supérieure à Ps. Donc la puissance à facturer Paf= 5769,6 kW.

En connaissant cette puissance, la prime de puissance est égale à la puissance à facturer (Paf) multipliée par le coût de la puissance (CoutP) et par le rapport entre le nombre d'heures du mois sur le nombre d'heures de 30 jours, ce qui est donné par l'expression suivante :

$$\text{Prime de puissance} = Paf * CoutP * \frac{744 h}{722 h} \quad (4-2)$$

$$\text{Prime de puissance} = 5769,6 kW * 12,78 \frac{\$}{kW} * \frac{744 h}{722 h} = 76193,34 \$$$

L'UQTR convertit la moyenne tension en basse tension dans son bâtiment avec ses propres transformateurs. À la suite de cela, un crédit d'alimentation est alloué par Hydro-Québec et ce montant est soustrait de la facture. Le crédit d'alimentation est égal à la puissance à facturer (Paf) multipliée par le coût du crédit d'alimentation (Ccal) et par le rapport entre le nombre d'heures du mois sur le nombre d'heures de 30 jours qui se calcule comme suit :

$$\text{Crédit d'alimentation} = Paf * Ccal * \frac{744 h}{722 h} \quad (4-3)$$

$$\text{Crédit d'alimentation} = 5769, kW * 0,96 \frac{\$}{kW} * \frac{744 h}{722 h} = 5723,44 \$$$

Comme, l'appareillage de mesure de Hydro Québec est placé en amont des transformateurs abaisseurs de l'UQTR, un crédit de rajustement pour pertes de transformation est accordé aussi. On multiplie la puissance à facturer (Paf) par le coût de rajustements pour pertes de transformation (Crpt) et par le rapport entre le nombre d'heures du mois sur le nombre d'heures de 30 jours. Il se calcule comme suit :

$$\text{Rajustement pour pertes de transformation} = Paf * Crpt * \frac{744 h}{722 h} \quad (4-4)$$

*Rajustement pour pertes de transformation*

$$= 5769,6 kW * 0,1722 \frac{\$}{kW} * \frac{744 h}{722 h} = 1026,44 \$$$

Avec ces 4 paramètres, la facture mensuelle (FactMens) se calcule comme suit :

FactMens = Ccons + Prime de puissance – Crédit d'alimentation – Rajustement pour pertes de transformation

$$\begin{aligned} \text{FactMens} &= 111\,269,66 \$ + 76\,193,34 \$ - 5723,44 \$ - 1026,64 \$ \\ &= 180\,712,92 \$ \end{aligned}$$

Il est à noter qu'une prime de dépassement pouvait être appliquée à la facture, mais l'université utilise toujours la procédure d'augmentation de la puissance souscrite pour éviter la pénalité de dépassement.

#### 4.1.3 Données utilisées

Dans notre travail, nous utilisons les données réelles d'appels de puissance de l'UQTR que nous avons extraites avec l'aide du service de l'équipement. Les mois qui composent la période hivernale sont : décembre 2014, janvier 2015, février 2015 et mars 2015. Les appels de puissances ont été prélevés au pas de 15 minutes et la période commence toujours à 00 h 00' comme nous le montre l'extrait du Tableau 4-2 ici-bas.

Tableau 4-2 : Puissances extraites, début février 2015-UQTR.

Date	Time	kW
2015-02-01	00:00:00	
2015-02-01	00:15:00	4342.559570
2015-02-01	00:30:00	4292.440430
2015-02-01	00:45:00	4356.683594
2015-02-01	01:00:00	3925.207031
2015-02-01	01:15:00	3639.985840
2015-02-01	01:30:00	3860.508301
2015-02-01	01:45:00	3873.721680
2015-02-01	02:00:00	3750.247559
2015-02-01	02:15:00	4009.953613

Ces données de la période hivernale ont été aussi intégrées dans le simulateur que nous allons décrire dans les sections qui suivent.

#### 4.1.4 Véhicules considérés

Pour refléter la réalité, notre choix des véhicules s'est basé sur les données statistiques de l'AVÉQ telles que présentées au chapitre 2. Ce choix intègre aussi les véhicules les plus populaires au Québec en 2018. De plus, la capacité des batteries a été un facteur important pour raffiner la sélection de VES pour les simulations. Tel qu'on le montre dans le Tableau 4-3 ici-bas, les VES possèdent des batteries avec des capacités intéressantes pour les échanges d'énergies avec l'installation électrique de l'université.

Nous commencerons nos simulations avec les véhicules les plus populaires au Québec : la Chevrolet Volt, la Nissan Leaf, la E-Golf et la Chevrolet Bolt. Et nous avons retenu en dernier, la Tesla Model S qui a la batterie avec l'énergie la plus élevée. Les spécifications de ces VES sont données dans le Tableau 4-3 ici-bas.

Tableau 4-3 : Paramètres de véhicules pour la simulation [41].

Modèles	Batterie (kWh)	Puissance Chargeur (kW)	Tension du chargeur (V)	Temps de Charge (h)
Model S 100D	100	22	120/240	/12
Bolt EV	60	7,2	120/240	60/9
Leaf	40	6,6	120/240	35/7
E-Golf	35.8	7,2	120/240	26/5
Volt	18.4	3,6	120/240	13/4

Quant aux hypothèses sur la charge et la décharge des véhicules, nous maintenons la pensée du mémoire [4]. Les chargeurs pourront transférer vers le réseau électrique du bâtiment la

même énergie qu'ils prélèvent des batteries des véhicules, mais nous éviterons les plages de 0% à 20 % et de 80% à 100%, car la dégradation des batteries y est plus rapide.

## 4.2 Modèle d'optimisation

Le simulateur utilise une méthode d'optimisation qui permet de prendre des décisions pour la recharge des véhicules électriques et pour contrer l'accroissement des appels de puissances [4]. Il tient compte du modèle de facturation d'Hydro-Québec pour un client grande puissance et pour un client résidentiel.

Nous allons expliquer toutes les expressions mathématiques qui ont permis de décrire le système « V2G ». L'approche est la modélisation mathématique dans laquelle on définit les variables de décision, la fonction objective, les contraintes du problème et les paramètres du modèle. Les variables de décision désignent l'ensemble des variables qui régissent la situation à modéliser (variables réelles, entières et binaires). Ensuite la fonction objective, elle est une fonction linéaire mathématique composée des variables de décision qui représente les échanges bidirectionnels. Puis les contraintes qui sont des équations composées des variables de décision et qui sont l'ensemble des paramètres qui limitent le modèle réalisable. Enfin les constantes associées aux contraintes et à la fonction objective sont précisées dans les paramètres du modèle.

Ce programme linéaire s'exécute avec la méthode algorithmique du simplex révisé et la méthode des points intérieurs primal-dual pour obtenir une solution réalisable, une zone de solution et une solution optimale. Dans la solution réalisable, toutes les contraintes du modèle sont satisfaites. L'ensemble de toutes les solutions réalisables est la zone de solution. La solution optimale, c'est la solution réalisable dont la fonction objective atteint la meilleure

valeur, le maximum. Nous interprétons ce maximum comme le gain réalisé par les intervenants suite aux échanges bidirectionnels.

Les variables décisionnelles du modèle sont :

- $\alpha_i^t$  : Pourcentage de la puissance du chargeur alloué à la charge du véhicule  $i$  au pas de temps  $t$ ;
- $\beta_i^t$  : Pourcentage de la puissance du chargeur alloué à la décharge du véhicule  $i$  au pas de temps  $t$ ;
- $\gamma^d$  : Appel de puissance maximal excédant la puissance souscrite en tenant compte de l'activité V2B;
- $\gamma^w$  : Appel de puissance maximal excédant 110% de la puissance souscrite en hiver. Coût de la charge par kilowattheures ( $\frac{\$}{kWh}$ );

Les paramètres que nous attribuons au modèle sont :

- $K_{chg}$  : Coût de la charge par kilowattheures ( $\frac{\$}{kWh}$ );
- $K_{wear}$  : Coût de la dégradation des batteries induite par la décharge ( $\frac{\$}{kWh}$ );
- $K_{peak}$  : Coût de l'appel de puissance en excédant la puissance souscrite ( $\frac{\$}{kW}$ );
- $K_{penalty}$  : Coût de de l'appel de puissance, en hiver, en excédant 110 % de la puissance souscrite ( $\frac{\$}{kW}$ );
- $z_i^t$  : Booléen indiquant si le véhicule  $i$  est branché (1) ou débranché (0) au pas de temps  $t$  ;
- $e_i$  : Efficacité du chargeur du véhicule  $i$  lors de la charge ( $0 \leq e_i \leq 1$ );
- $\frac{1}{e_i}$  : Efficacité du chargeur du véhicule  $i$  lors de décharge ( $\geq 1$ );

- $w_i$  : Flux d'énergie théorique maximal depuis ou vers le véhicule  $i$  en kWh  

$$\left(\frac{15*U_i*I_i}{60}\right)$$
- $E_i$  : Capacité minimum requise de la batterie du véhicule  $i$  lorsque celui-ci est débranché pour repartir;
- $C_i^0$  : Capacité initiale de la batterie du véhicule  $i$  lorsque celui-ci est branché;
- $C_i^{max}$  : Capacité maximale de la batterie du véhicule  $i$ .

Le modèle conçu vise à charger autant que possible les VES, c'est-à-dire à maximiser l'énergie qui va être transférée aux VES qui se connectent au bâtiment. Et en même temps, il maintient les appels de puissance de l'université en dessous ou au niveau de la puissance souscrite et prend en compte la dégradation des batteries causée par l'activité d'échange bidirectionnel.

Ainsi pour tenir compte de toutes ces préoccupations, la fonction objective à maximiser et exprimée par l'équation (4-5) et se compose de quatre parties dont :

- Le Coeff<sub>1</sub> multiplié par  $\alpha_i^t$ , exprime le coût de l'énergie lorsque les batteries sont chargées;
- Le Coeff<sub>2</sub> ajouté au Coeff<sub>3</sub> le tout multiplié par  $\beta_i^t$  expriment le coût des énergies qui comprend le coût de la décharge des batteries et le coût de la dégradation des batteries;
- Le Coeff<sub>4</sub> multiplié par  $\gamma^d$  exprime le coût du dépassement de la puissance souscrite;
- Coeff<sub>5</sub> multiplié par  $\gamma^w$  exprime le coût du dépassement à 110% de la puissance souscrite.

La fonction objective est :

$$J = \text{Max} \sum_t \sum_i [\text{Coeff}_1 \alpha_i^t - (\text{Coeff}_2 \beta_i^t) - (\text{Coeff}_3 \beta_i^t)] - \text{Coeff}_4 \gamma^d - \text{Coeff}_5 \gamma^w \quad (4-5)$$

Avec :

- $\text{Coeff}_1 = K_{chg} z_i^t e_i w_i$
- $\text{Coeff}_2 = K_{chg} z_i^t \frac{1}{e_i} w_i$
- $\text{Coeff}_3 = K_{wear} z_i^t \frac{1}{e_i} w_i$
- $\text{Coeff}_4 = K_{peak}$
- $\text{Coeff}_5 = K_{penalty}$

À chaque pas du temps  $t$ , on soustrait du coût de la charge de la somme de tous les VES connectés, les trois autres coûts qui sont le coût de la décharge des batteries et le coût de la dégradation des batteries, le coût du dépassement de la puissance souscrite et le coût du dépassement à 110% de la puissance souscrite afin de trouver le maximum de la fonction objective en tenant compte des contraintes.

Les contraintes qui limitent le modèle réalisable sont données par plusieurs équations.

Pour que les chargeurs des véhicules fonctionnent entre 0 et 100 % de leurs puissances nominales maximales pendant la charge et la décharge, les contraintes (4-6) et (4-7) imposent cette marge de manœuvre.

$$0 \leq \alpha_i^t \leq 1, \forall_i, \forall_t, \quad (4-6)$$



$$0 \leq \beta_i^t \leq 1, \forall_i, \forall_t, \quad (4-7)$$

$C_i^0$  est le niveau initial de charge du véhicule  $i$  en kWh et  $C_i^{max}$  est l'énergie maximale des batteries du véhicule  $i$  en kWh. La contrainte (4-8) limite l'utilisation des bornes énergétiques des batteries et utilise l'expression des échanges énergétiques pour le véhicule  $i$  au pas de temps  $t$ .

$$0.2 C_i^{max} \leq C_i^0 + \sum_{j=1}^T C_i^j \leq 0.8 C_i^{max}, \forall_i, \forall_t, \quad (4-8)$$

En utilisant l'échange bidirectionnel sur le campus pour limiter les appels de puissance pendant la période hivernale et pour éviter aussi les pénalités du fournisseur,  $\gamma^d$  doit être positif ou nul comme la contrainte (4-9) le définit et le calcul exact de sa valeur est assuré par la contrainte (4-10). Comme une pénalité additionnelle est prévue lorsqu'on dépasse 110 % de la puissance souscrite,  $\gamma^w$  doit être aussi positif ou nul tel que la contrainte (4-11) le définit et sa valeur est calculée en fonction de (4-12).

$$\gamma^d \geq 0, \quad (4-9)$$

$$R - P^t + \gamma^d \geq 0, \forall_t, \quad (4-10)$$

$$\gamma^w \geq 0, \quad (4-11)$$

$$R^w - P^t + \gamma^w \geq 0, \forall_t, \quad (4-12)$$

Après les échanges d'énergies entre le bâtiment et les véhicules, il est important et tout à fait logique que les véhicules repartent avec leurs capacités minimalement égales à celles qu'ils

avaient en arrivant. La contrainte (4-13) qui utilise aussi l'expression des échanges énergétiques pour le véhicule  $i$  au pas de temps  $t$  s'assure que cela soit respecté.

$$C_i^0 + \sum_{j=1}^T C_i^j \geq E_i, \forall i. \quad (4-13)$$

Nous pouvons connaître l'énergie résultante lors des échanges bidirectionnels en dérivant la fonction objective. Le résultat est le suivant :

$$C_i^t = z_i^t e_i w_i \alpha_i^t - z_i^t \frac{1}{e_i} w_i \beta_i^t \quad (4-14)$$

Les variables utilisées pour modéliser la puissance consommée sont :

- $R$  : initialement la puissance souscrite;
- $R^w$  : initialement 110% de la puissance souscrite;
- $A^t$  : Appel de puissance instantanée au pas de temps  $t$  sans tenir compte du V2B;
- $P^t = \sum_i (z_i^t U_i I_i \alpha_i^t - z_i^t U_i I_i \beta_i^t) + A^t$  : Appel de puissance instantanée au pas de temps  $t$  en tenant compte du V2B;
- $U_i$  : Tension maximum du chargeur du véhicule  $i$ ;
- $I_i$  : Intensité maximum du chargeur du véhicule  $i$ ;

### 4.3 Paramétrage du modèle

Parmi les différents résultats que nous aurons après les simulations journalières, une facture mensuelle devra être produite et qui serait semblable à celle d'Hydro-Québec. Plusieurs paramètres pré-assignés sont utilisés pour les simulations que nous allons répéter.

On parle de différentes tailles de flottes de véhicules (100, 200, 300 et 400 véhicules), de différents types de véhicules : Bolt, Leaf, volt, et Model S 100D comme illustrés dans le Tableau 4-3 : La puissance souscrite utilisée est de 5000 kW.

À Trois-Rivières, l'UQTR possède 16 stationnements qui donnent lieu à 2802 places pour les véhicules. Les flottes de véhicules que nous considérons dans les simulations représentent donc de 3,5 % à 14,3 % du nombre total de véhicules pouvant être stationnés sur le campus.

Pour représenter les habitudes des employés afin d'avoir des mouvements moins prévisibles et réguliers, le temps d'arrivée et de départ est choisi dans la gamme des heures qui se trouve dans le Tableau 4-4 ici-bas.

Tableau 4-4 : Paramètres de simulation.

Paramètre	Minimum	Maximum
Temps d'arrivée	7 :30	9 :30
Temps de départ	15 :30	17 :30
État de charge initial (%)	20	80

La sélection des heures d'arrivée et de départ est déterminée en recourant à des nombres aléatoires uniformément distribués, tandis que l'état de charge initial est déterminé en utilisant une distribution triangulaire centrée sur 50%. Alors que la capacité minimum requise pour la batterie lorsque le véhicule est débranché,  $E_i$  est calculée suivant l'équation ici-bas.

$$E_i = \max (C_i^0, \min (0.8 \times C_i^{max}, 1,1 \times C_i^{max} - C_i^0 )) \quad (4-15)$$

Les données de capacité des blocs batteries sont générées entre 30% et 80% de l'état de charge pour chaque véhicule du fait que les véhicules doivent nécessairement repartir avec certaines quantités d'énergie acceptable et s'ils sont déchargés, ils doivent au moins repartir avec leurs états de charge initial.

Certains paramètres, attribués aux modèles que nous avons listés plus haut dans le modèle d'optimisation ont des valeurs fixes et ont été mis à jour, comme nous le montre le Tableau 4-5.

Tableau 4-5 : Différents coûts

Paramètre	Été 2014	Hiver 2014
$K_{peak}$	11,647 \$/kW	11,647 \$/kW
$K_{penalty}$	-	7,38 \$ / kW
$K_{chg}$	0,0233 \$/kW	0,0233 \$/kW
$K_{wear}$	0,2\$ /kW	0,2\$ /kW

Le premier paramètre, c'est  $K_{peak}$  qui est le prix de la prime de puissance moins le crédit d'alimentation et le coût de rajustements pour pertes de transformation.

$$K_{peak} = \text{Prime de puissance} - (\text{crédits d'alimentation} + \text{coût de rajustements}) \quad (4-16)$$

$$K_{peak} = 12,78 \text{ $/kW} - 0,960 \text{ $} - 0,1722 \text{ $} = 11,647 \text{ $}$$

Le second, c'est  $K_{penalty}$  qui est le coût de l'appel de puissance, en hiver, en excédant 110 % de la puissance souscrite, il est égal à 7,38 \$ / kW. Ensuite, le troisième paramètre, c'est  $K_{chg}$  qui est le bénéfice que fait le propriétaire du véhicule lorsqu'il recharge sa batterie à l'université. En effet, c'est le coût de l'énergie de 1 kWh au tarif résidentiel moins le coût de l'énergie de 1 kWh au tarif d'un client grande puissance.

$$K_{chg} = \text{coût de l'énergie au tarif D} - \text{coût de l'énergie au tarif LG} \quad (4-17)$$

$$K_{chg} = 0,0557 \text{ \$/kWh} - 0,0324 \text{ \$/kWh} = 0,0233 \text{ \$}$$

Enfin, le quatrième paramètre, c'est  $K_{wear}$  qui est le coût de la dégradation des batteries induite par la décharge que nous estimons à 200 \$ / kWh pour des batteries Li-ion standards et une durée de vie espérée de 1500 cycles pour des cycles de 100 % à 20 % d'état de charge.

Dès que les simulations journalières pour un ensemble de paramètres sont achevées, une facture mensuelle qui comprend le nouvel appel de puissance maximum (kW) et la consommation d'énergie révisée (kWh) du campus est générée. La nouvelle facture est alors comparée avec l'originale.

#### 4.4 Simulateur

Nous avons intégré les données d'appels de puissance de l'UQTR, les propriétés des véhicules ainsi que tous les autres paramètres dans le simulateur qui a été programmé en langage Python [4]. Dans ce programme, la modélisation et l'optimisation sont exécutées selon nos objectifs.

Le flot d'exécution d'une simulation journalière est présenté sur la Figure 4-2 ici-bas.

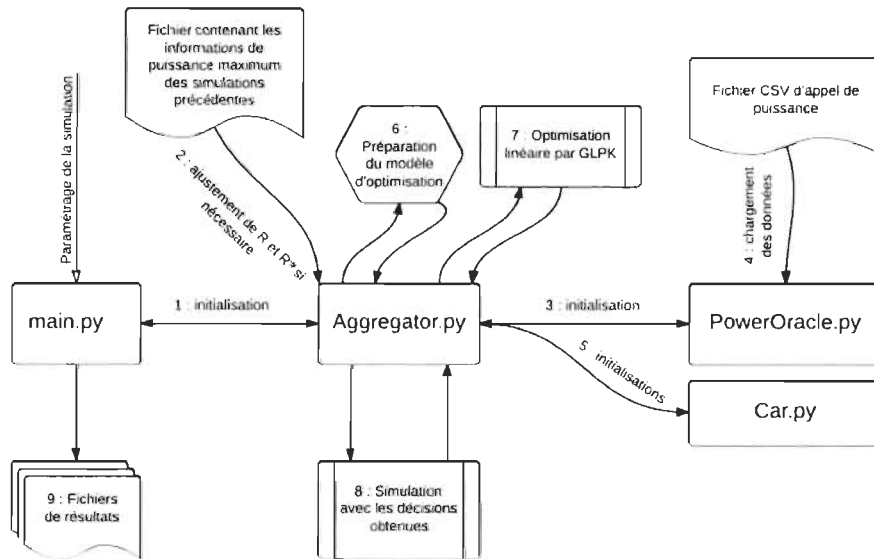


Figure 4-2 : Flot d'exécution d'une simulation journalière [4].

La structure de la séquence d'une simulation est illustrée par l'organigramme dans la Figure 4-3 ici-bas et les étapes sont les suivantes :

- Tout d'abord, l'utilisateur entre les paramètres de simulation (nombres de chargeurs, nombres de véhicules, date de la simulation, type du véhicule, etc.);
- Et le programme principale (main.py) reçoit ces paramètres de la simulation et les approuve;
- Ensuite, il instancie l'agrégateur en lui communiquant les paramètres reçus;
- Puis l'agrégateur s'initialise : s'il y a des simulations antérieures, il vérifie si la puissance souscrite a été dépassée et ajuste au besoin  $R$  et  $R^w$  en conformité avec le modèle d'optimisation. Et l'agrégateur instancie l'oracle de puissance qui est responsable de transmettre, pour tout pas de temps, la puissance appelée par l'université;

- Ensuite, l'oracle de puissance charge les appels de puissance pertinentes à la simulation depuis le fichier CSV correspondant à la journée du mois qui sont précisés dans les paramètres de simulation;
- Puis, l'agrégateur instancie autant de véhicules que paramétré, ces véhicules s'initialisent selon la paramétrisation du modèle;
- Et une préparation préliminaire du modèle d'optimisation est faite par la transmission de données de consommation électrique en fonction des véhicules. Lors de cette étape, la simulation n'a pas commencé, il s'agit tout simplement de spécifier les paramètres acheminés au modèle (véhicule branché ou nom, capacité des batteries, puissance appelée...);
- Finalement le modèle est transmis à GLPK qui est une étape supplémentaire et unique dans laquelle l'optimisation linéaire est amorcée;
- Après la réalisation de l'optimisation et que les décisions de recharge de véhicules sont acquises, la simulation proprement dite a lieu et une deuxième passe sur les données de consommation électrique est effectuée. De ce fait, les véhicules subissent les décisions optimales prédéterminées par l'optimisation linéaire à chaque pas de temps;
- Finalement, une fois la simulation achevée pour la journée, les résultats sont enregistrés dans différents fichiers. Le fichier dans lequel les puissances maximales appelées sont enregistrés sera utilisé par les prochaines simulations. Les autres fichiers seront rassemblés et utilisés pour produire les résultats finaux lorsque toutes les simulations pour le mois avec une paramétrisation seront terminés.

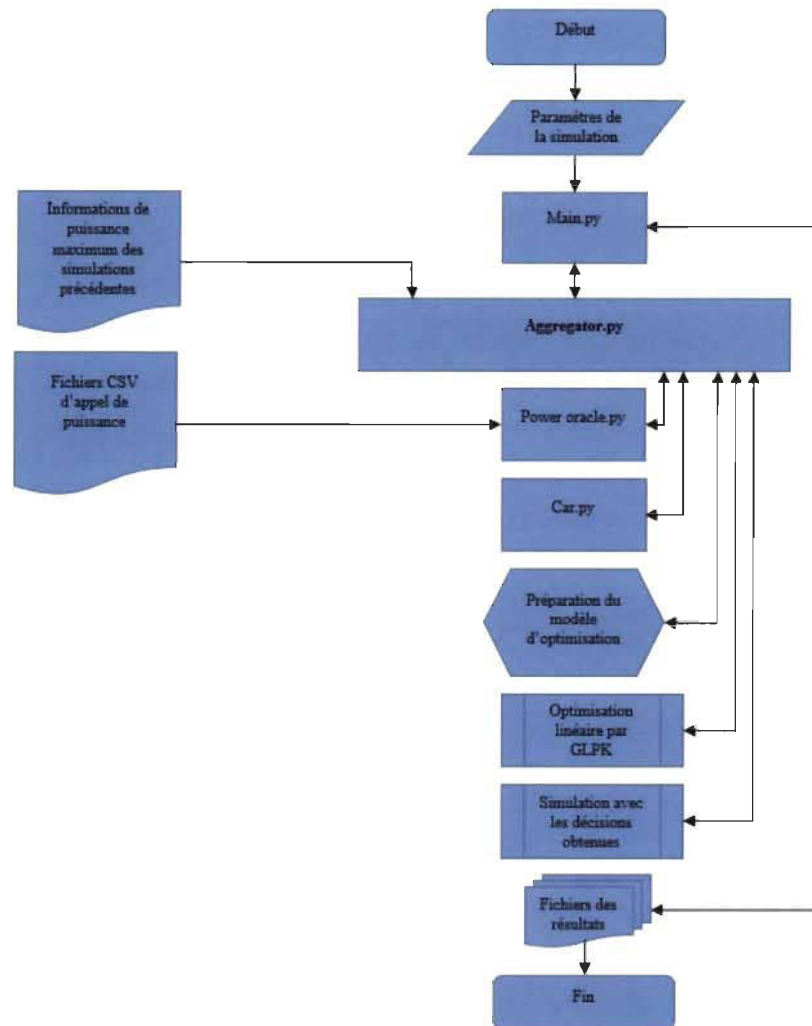


Figure 4-3 : Organigramme de la structure du programme de simulation

Nous avons quatre modes pour les simulations : le mode « Stupid », « Smart », « V2B » et le « V2B » avec optimisation. Nous les expliquons comme suit :

#### 4.4.1 Mode « Stupid »

Le mode « Stupid » du simulateur permet de recharger les véhicules électriques qui sont connectés au bâtiment sans tenir compte de la puissance souscrite. Nous présentons en premier dans la Figure 4-4 ici-bas, les appels de puissance du bâtiment pour la journée du 4 décembre 2014 avec une puissance maximale de 5 676,62 kW.



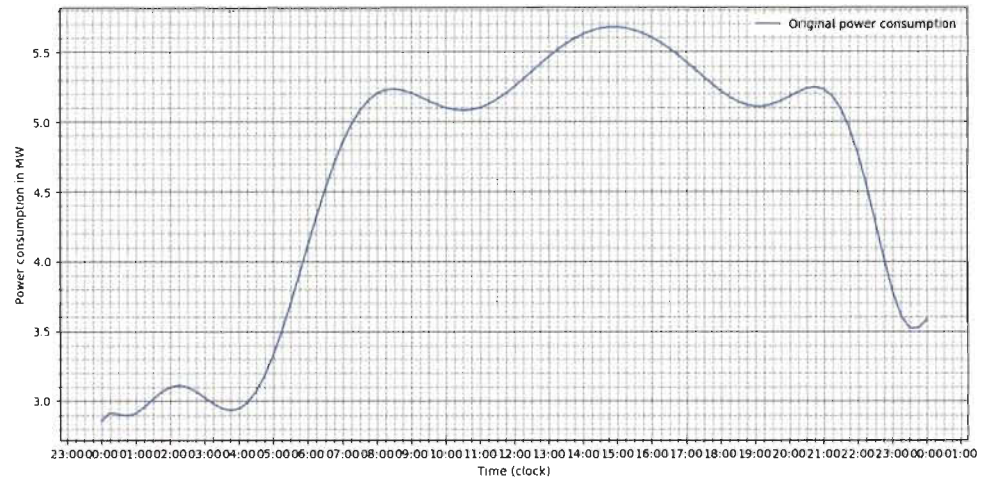


Figure 4-4 : Appel de puissance du bâtiment, 4 décembre 2014.

Lorsque nous activons ce mode en connectant 100 véhicules, nous constatons que les véhicules sont automatiquement chargés et que les puissances maximales en fonctions des véhicules connectés augmentent considérablement comme nous le montre la Figure 4-5.

La puissance maximale avec les 100 véhicules rechargés est de 5893,05 kW, cela dépasse largement le pic de puissance d'origine.

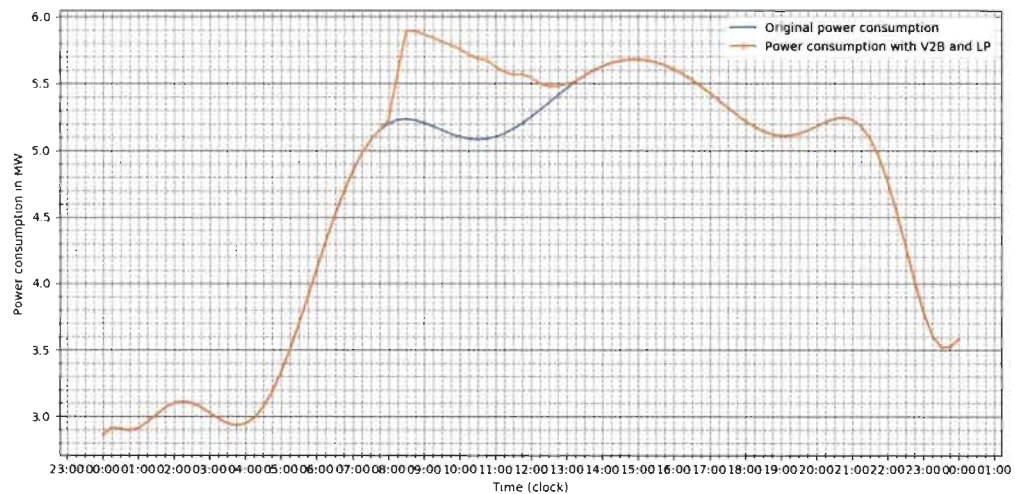


Figure 4-5 : Appel de puissance avec 100 Leaf, mode Stupid.

Ce mode représente la consommation sans gestion particulière. Les VES sont rechargés dès qu'ils sont branchés. La Figure 4-6 ici-bas illustre les états de charge à l'arrivée comme au départ des VES.

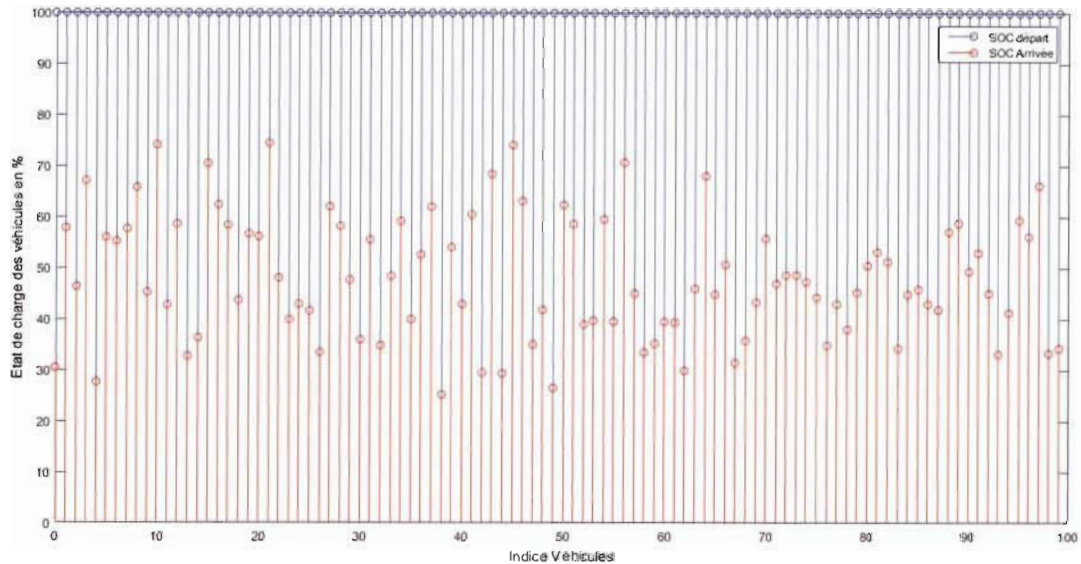


Figure 4-6 : État de charge de 100 Leaf, mode Stupid

#### 4.4.2 Mode « Smart »

Ensuite, nous avons le mode « Smart » qui tient compte de la puissance souscrite et de l'appel maximal de puissance au niveau du bâtiment. Il recharge les véhicules électriques lorsque les appels de puissance sont en dessous de l'appel maximal au niveau du bâtiment tout en tenant compte de la puissance souscrite.

Lorsque nous activons ce mode et en connectant 100 véhicules, nous constatons que la puissance maximale reste bloquée à 5 676,62 kW qui est l'appel de puissance maximale du bâtiment tel qu'illustré à la Figure 4-7. La puissance souscrite de 5000 kW étant dépassée, les véhicules ne peuvent être chargés, d'où la charge des batteries reste la même lorsque les véhicules se déconnectent comme nous le montre la Figure 4-9 ici-bas.

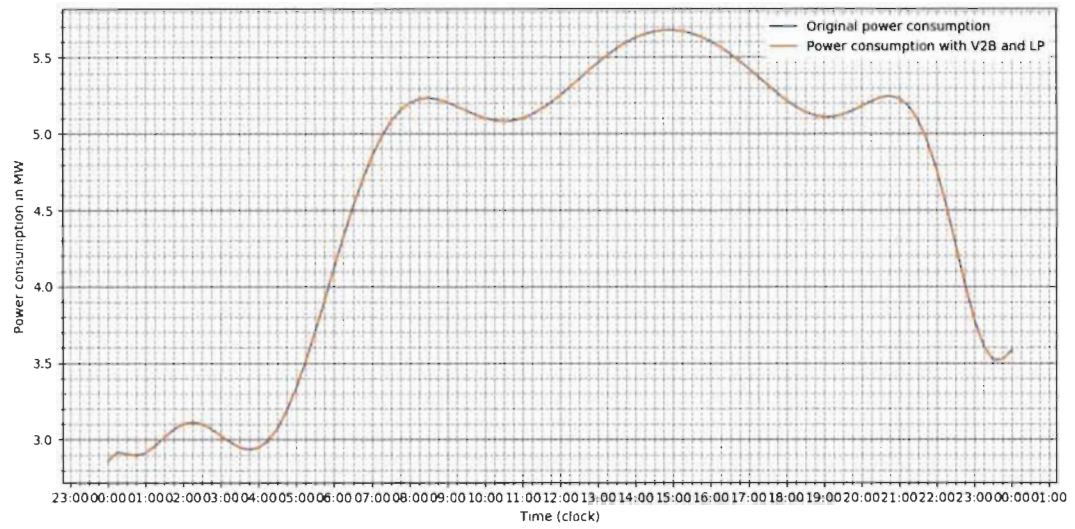


Figure 4-7 : Appels de puissance avec 100 Leaf, mode Smart

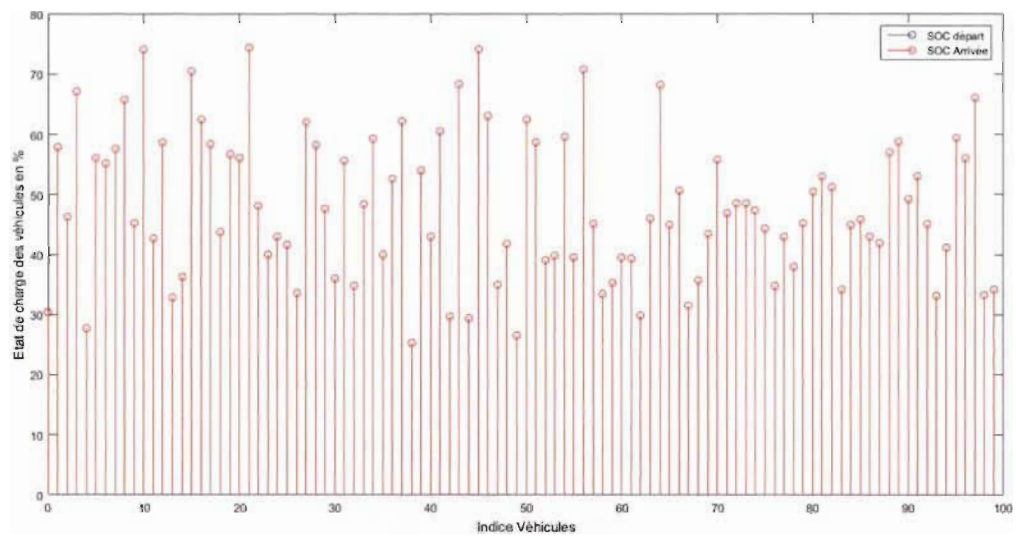


Figure 4-8 : État de charge de 100 Leaf à l'arrivée, mode Smart

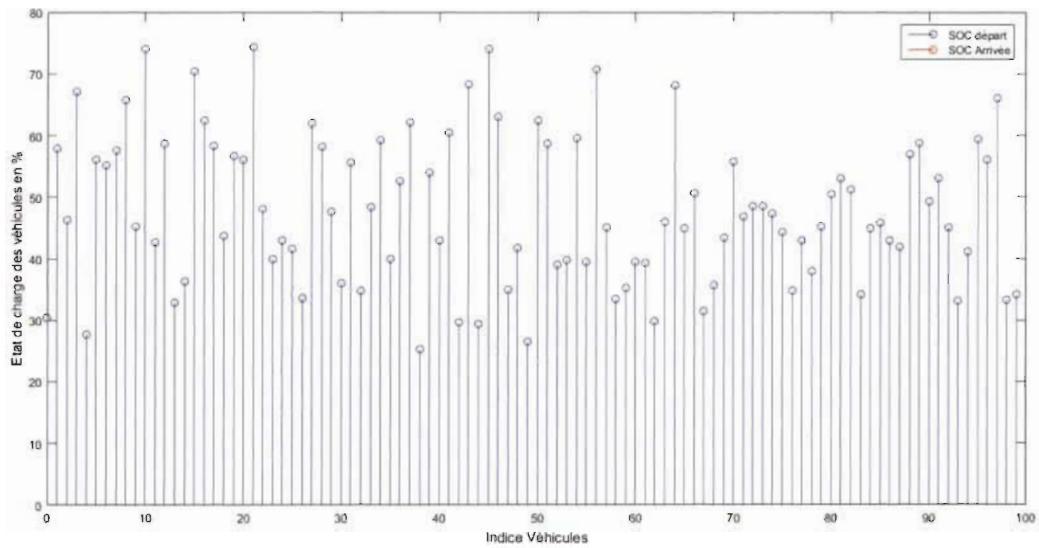


Figure 4-9 : État de charge de 100 Leaf au départ, mode Smart

#### 4.4.3 Mode « V2B »

Le mode « V2B » décharge les batteries de véhicules pour diminuer les appels de puissance du bâtiment, voire même jusqu'à à la puissance souscrite. Il recharge les véhicules lorsque les appels de puissance sont en dessous de la puissance souscrite. Dans la Figure 4-10, les appels de puissance du bâtiment sont ramenés à la puissance souscrite pendant une longue période, de 8 h 15' à 15 h 00' en se servant de l'énergie des batteries de VE. Par contre en comparant les énergies de VE à l'arrivée et au départ, la Figure 4-11 nous montre que les batteries sont sérieusement affectées et que les capacités sont très basses au départ.

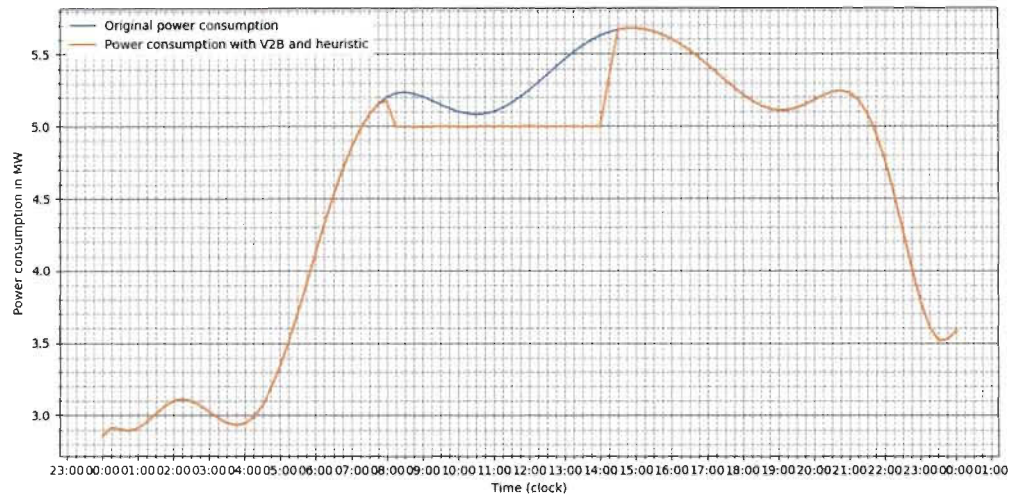


Figure 4-10 : Appels de puissance avec 100 Leaf, 04 décembre 2014, mode V2B

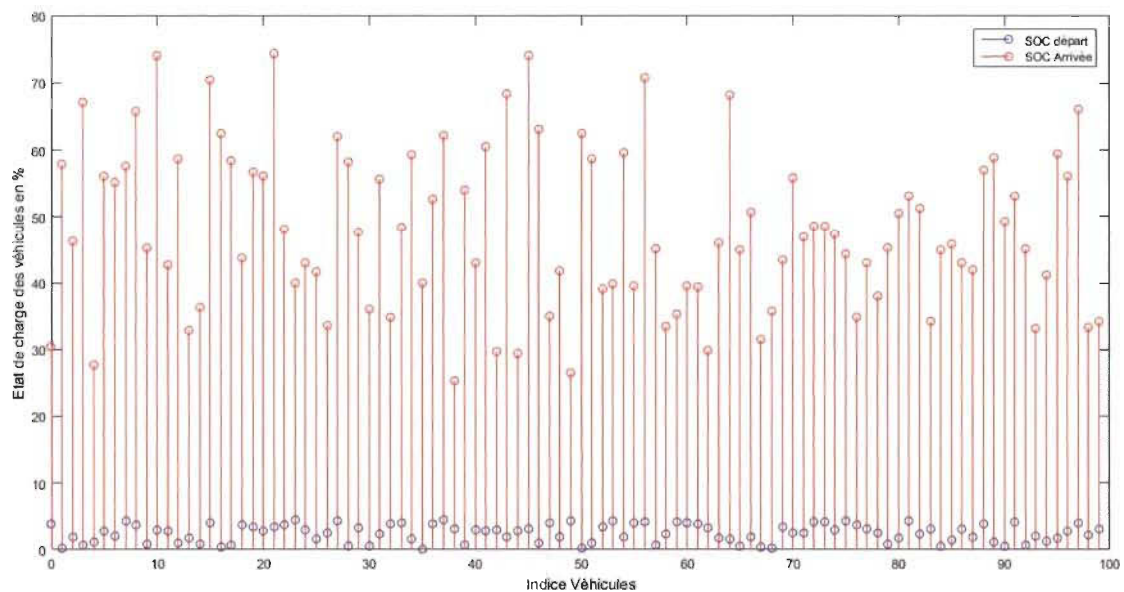


Figure 4-11 : État de charge de 100 Leaf arrivée-départ, mode V2B

#### 4.4.4 Mode « V2B avec optimisation »

Le dernier, c'est le « V2B » avec optimisation qui est le compromis de tous les modes et tient compte de notre objectif. Ce mode intègre une gestion pour limiter l'accroissement désordonné des appels de puissance au niveau du bâtiment et s'assure que tous les véhicules repartent avec un minimum d'énergie acceptable. Il maintient le pic de puissance et recharge

les batteries de VE ou utilise l'énergie des batteries pour baisser l'appel de puissance maximal du bâtiment et si possible à la puissance souscrite. L'optimisation est élément clé, car il permet selon la situation des appels de puissance du bâtiment d'obtenir la meilleure solution pour le bâtiment ainsi que pour les VES. Lorsque nous choisissons ce mode avec 100 véhicules Bolt connectés et en fixant la capacité des batteries pour le départ à un minimum de 49 %, il y a une très légère augmentation de la puissance maximale tel qu'illustré à la Figure 4-12, mais par contre tous les VES repartent avec un gain d'énergie comme ne le voyons sur la Figure 4-13.

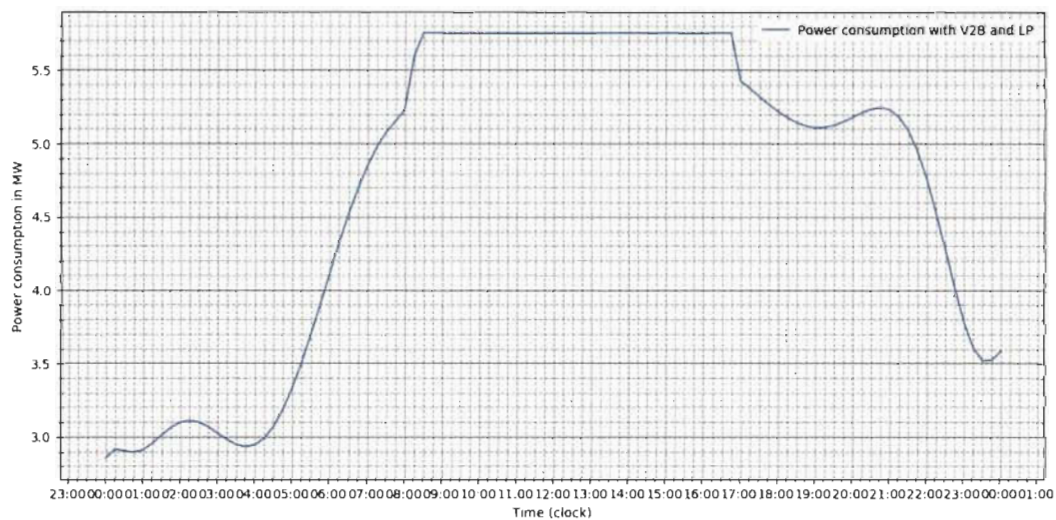


Figure 4-12 : Appels de puissance avec 100 Bolt, mode V2B avec optimisation

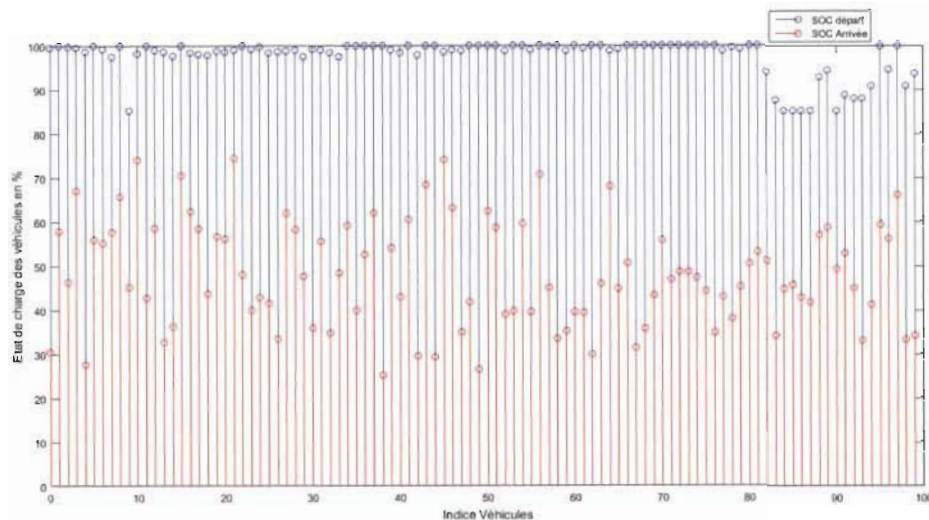


Figure 4-13 : État de charge de 100 Bolt arrivée-départ, mode V2B

#### 4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle mathématique qui décrit le système « V2G » a été présenté. Il intègre le modèle de facturation de l'UQTR et ses données d'appels de puissance, les habitudes des employés pour l'arrivée et le départ, le nombre de places de stationnement ainsi que les paramètres de VES retenus pour les simulations. De plus, un modèle d'optimisation avec des équations détaillées a été présenté aussi. Il permet de prendre des décisions pour la recharge de VES et contrer l'accroissement des appels de puissance au niveau du bâtiment. Enfin, nous avons présenté le simulateur qui exécute la modélisation et l'optimisation des échanges bidirectionnels selon nos objectifs.

## Chapitre 5 - Résultats expérimentaux

Dans les résultats, nous allons présenter douze paramètres importants afin d'analyser les avantages de l'échange bidirectionnel pour le mois de décembre 2014, janvier 2015, février 2015 et mars 2015. En premier lieu, nous avons le plus grand pic de puissance au niveau du bâtiment, la prime correspondante et la consommation (PB, PrimeB et énergie B). En second lieu, nous utilisons le mode « Stupid » et présentons le plus grand pic de puissance, la prime et la consommation (PS, PrimeS et énergie S). Et finalement, nous prenons le mode « V2B avec optimisation » qui nous permet d'obtenir le plus grand pic de puissance, la prime et la consommation (POPT, PrimeOPT et énergie OPT).

Nous tenons à rappeler que la prime de puissance du mois pour la période hivernale 2014-2015 en étant client LG d'HQ se calcule comme suit :

- Pour le mois de décembre et janvier

$$\text{Prime de puissance} = \text{Puissance active max} \times 12,78 \times \frac{744 \text{ h}}{722 \text{ h}} \quad (5-1)$$

- Pour le mois de février

$$\text{Prime de puissance} = \text{Puissance active max} \times 12,78 \times \frac{672 \text{ h}}{720 \text{ h}} \quad (5-2)$$



- Pour le mois de mars

$$\text{Prime de puissance} = \text{Puissance active max} \times 12,78 \times \frac{743 \text{ h}}{720 \text{ h}} \quad (5-3)$$

Nous définissons ces paramètres comme suit :

- PB : La puissance active la plus élevée dans le mois au niveau de l'université;
- PS : La puissance active la plus élevée dans le mois en mode « stupid », elle tient compte de l'appel de puissance au niveau de l'université avec les véhicules connectés sans une planification de recharge;
- POPT : La puissance active la plus élevée dans le mois en mode « V2B avec optimisation », elle tient compte de l'appel de puissance au niveau de l'université avec les véhicules connectés tout en utilisant une planification de recharge.
- PrimeB : La prime de puissance mensuelle calculée en fonction de PB
- PrimeS : La prime de puissance mensuelle calculée en fonction de PS
- PrimeOPT : La prime de puissance mensuelle calculée en fonction de POPT
- Gain prime : La différence entre PrimeS et PrimeOPT. C'est le gain à redistribuer entre les propriétaires des VE participant aux échanges bidirectionnels (augmenté si positif et réduit si négatif).
- énergie B : La consommation journalière en kWh de l'université;
- énergie S : La consommation journalière en kWh avec le mode « stupid ». Elle comprend la consommation de l'université avec les véhicules connectés sans une planification de recharge;

- énergie OPT : La consommation en kWh avec le mode « V2B avec optimisation ». Elle comprend la consommation de l'université avec les véhicules connectés en utilisant une planification de recharge;
- $\Delta S$  énergie : L'accroissement de la consommation journalière de l'université à la suite de la recharge non planifiée des VE
- $\Delta$  OPT énergie : L'accroissement de la consommation journalière avec les véhicules connectés en utilisant l'optimisation lors des échanges bidirectionnels;
- $\Delta$  énergie : La différence entre énergie OPT et énergie S.

## 5.1 Optimisation avec priorité sur la recharge de VE

Dans cette section, nous allons présenter les résultats issus des simulations qui optimisent l'échange bidirectionnel tout en donnant priorité sur la recharge maximale des batteries de VE.

### 5.1.1 Décembre 2014

Pour le mois de décembre 2014 qui compte 744 heures, la facture émise par Hydro-Québec pour l'UQTR en date du 1er janvier 2015 était de 163 865,58 \$. Les composantes majeures de cette facture sont la prime de puissance qui représente 45,5% et équivaut à 74 672,01 \$ puis la consommation qui représente 58,4 % et équivaut à 95 808,87 \$. L'appel de puissance le plus élevé avait atteint 5769,6 kW et avait été observé le 04 décembre 2014 à 13 h 30. La puissance à facturer était de 5654,4 kW et la consommation lue par le compteur avait été évaluée à 2957 064 kWh avec un facteur d'utilisation de 70,3%. Dans les simulations, la valeur de la puissance réelle la plus élevée était de 5677,34 kW comme nous le montre la Figure 5-1.

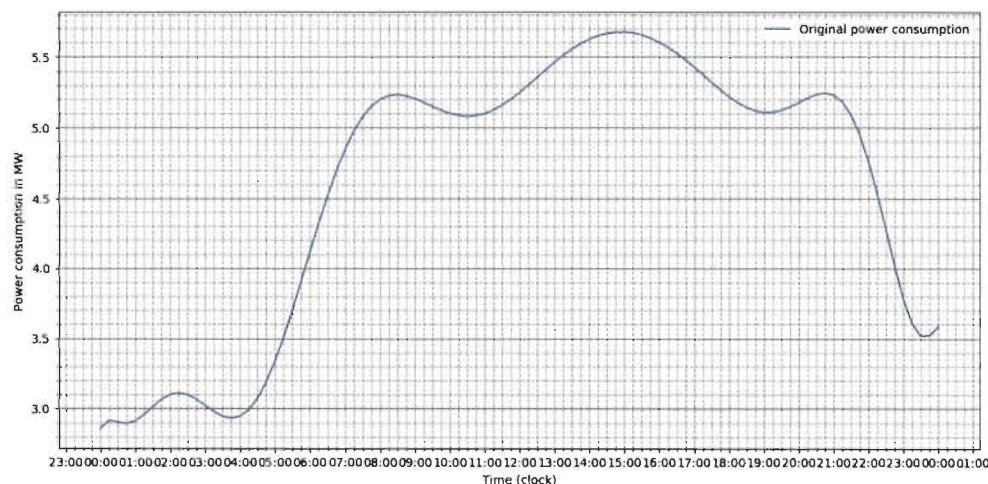


Figure 5-1 : Appels de puissance, 04 décembre 2014

Les simulations des échanges bidirectionnels pour la journée du 04 décembre 2014 nous ont produit des résultats intéressants, tel que présenté dans le Tableau 5-1 et dans le Tableau 5-2. Tout d'abord, pour toutes les simulations, nous avons exécuté le mode « stupid » qui représente l'absence de gestion au niveau de la recharge des VES. Ce mode produit un pic de puissance qui est toujours supérieur à la puissance maximale du bâtiment et à celui du mode « V2B avec optimisation ». Ensuite, nous avons travaillé avec le mode « V2B avec optimisation » et nous avons constaté que le plus grand pic de puissance est toujours inférieur à celui du mode « stupid ». Ce pic est légèrement supérieur à celui du bâtiment avec une légère augmentation de la consommation, mais tous les VES, au départ, sont chargés à 100 % de leurs capacités.

En termes de bénéfice, nous constatons que le mode « V2B avec optimisation » permet d'avoir un gain sur la prime de puissance à comparer avec le mode « stupid ». Ce gain augmente considérablement lorsque le nombre de véhicules augmente et aussi quand le type de VE ayant une plus grande capacité de batterie change.

Tableau 5-1 : Résultats prime de puissance, 04 décembre 2014

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Volt-18,4	100	5677,35	5677,35	5531,02	74767,39689	74767,39689	72840,31591	1927,080977
	200	5677,35	5953,05	5688,57	74767,39689	78398,20551	74915,24731	3482,958195
	300	5677,35	6313,05	5762,85	74767,39689	83139,19609	75893,38215	7245,813939
	400	5677,35	6673,05	5947,95	74767,39689	87880,18667	78331,04147	9549,145197
Leaf-40	100	5677,35	5893,05	5629,87	74767,39689	77608,04041	74142,11291	3465,927504
	200	5677,35	6553,05	5991,51	74767,39689	86299,85648	78904,70133	7395,155142
	300	5677,35	7213,05	6255,58	74767,39689	94991,67254	82382,34962	12609,32292
	400	5677,35	7873,05	6399,47	74767,39689	103683,4886	84277,29722	19406,19139
Bolt-60	100	5677,35	5953,05	5750,6	74767,39689	78398,20551	75732,05678	2666,148731
	200	5677,35	6673,05	6162,95	74767,39689	87880,18667	81162,4664	6717,720266
	300	5677,35	7393,05	6450,17	74767,39689	97362,16783	84944,98672	12417,18111
	400	5677,35	8113,05	6866,12	74767,39689	106844,149	90422,80626	16421,34274
Model S-100	100	5677,35	7441,05	5861,61	74767,39689	97994,29991	77193,9939	20800,30601
	200	5677,35	9649,05	5731	74767,39689	127072,3755	75473,93618	51598,4393
	300	5677,35	11857,05	7454,54	74767,39689	156150,451	98171,95536	57978,49568
	400	5677,35	14065,05	7901,87	74767,39689	185228,5266	104063,0312	81165,49537

Tableau 5-2 : Résultats consommation, 04 décembre 2014

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta S$ énergie (kWh)	$\Delta OPT$ énergie (kWh)	$\Delta$ énergie (kWh)
Volt-18,4	100	110483,6	111514,64	112035,13	1031,04	1551,53	520,49
	200	110483,6	112575,98	114234,43	2092,38	3750,83	1658,45
	300	110483,6	113600,3	115165,82	3116,7	4682,22	1565,52
	400	110483,6	114585,81	116689,41	4102,21	6205,81	2103,6
Leaf-40	100	110483,6	112724,41	113446,56	2240,81	2962,96	722,15
	200	110483,6	115030,12	116052,83	4546,52	5569,23	1022,71
	300	110483,6	117255,86	118838,7	6772,26	8355,1	1582,84
	400	110483,6	119397,56	119397,56	8913,96	8913,96	0
Bolt-60	100	110483,6	113842,53	114480,99	3358,93	3997,39	638,46
	200	110483,6	117298,88	118324,58	6815,28	7840,98	1025,7
	300	110483,6	120634,88	121186,35	10151,28	10702,75	551,47
	400	110483,6	123844,88	125496,71	13361,28	15013,11	1651,83
Model S-100	100	110483,6	116089,72	115506,52	5606,12	5022,92	-583,2
	200	110483,6	121862,53	114235,73	11378,93	3752,13	-7626,8
	300	110483,6	127431,84	129069,04	16948,24	18585,44	1637,2
	400	110483,6	132788,82	134582,37	22305,22	24098,77	1793,55

À titre d'exemple, avec 100 VES de modèle Bolt, en mode « stupid », le plus grand pic de puissance est évalué à 5953,05 kW comme le montre la Figure 5-2. Ensuite, le mode « V2B avec optimisation » réduit ce pic à 5750,60 kW tel qu'on le montre dans la Figure 5-3. Cela a permis de gagner 202,45 kW et d'obtenir un gain mensuel sur la prime de puissance évalué à 2666, 1448 \$.

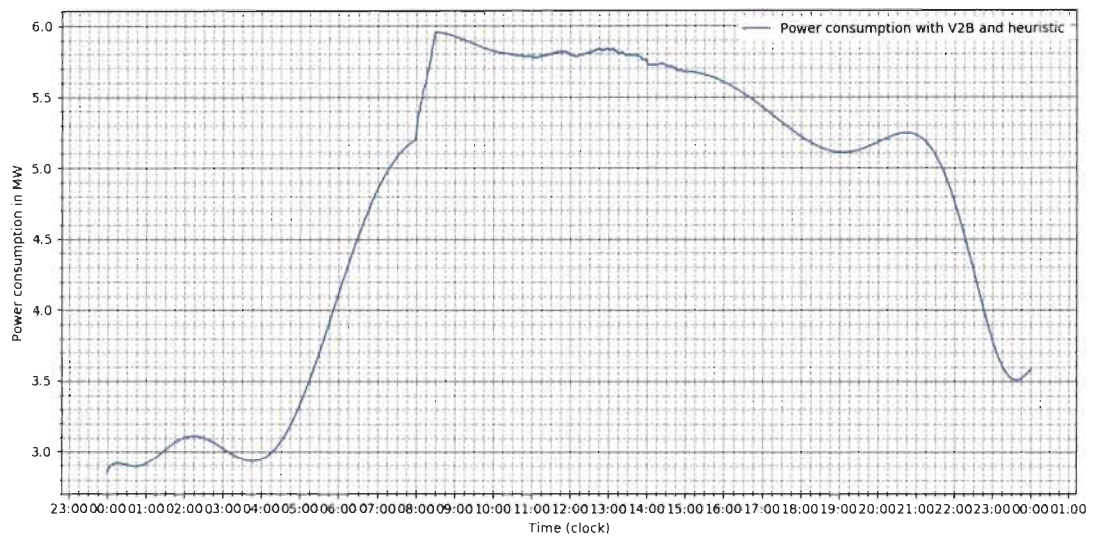


Figure 5-2 : Mode « Stupid » 100 Bolt, 04 décembre 2014

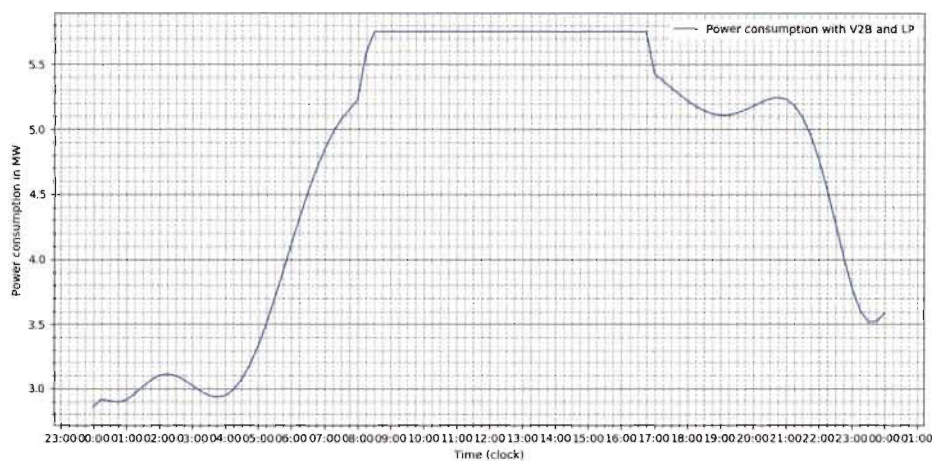


Figure 5-3 : Optimisation 100 Bolt, 04 décembre 2014

En plus, selon l'arrivée des véhicules électriques entre 8 h 00' et 8 h 30' comme nous le montre la Figure 5-4 et la Figure 5-5 et pour les départs qui se situent entre 16 h 30' et 17 h 00' comme illustré à la Figure 5-6, nous rechargeons la totalité des VES, tel qu'on le montre dans la Figure 5-7.

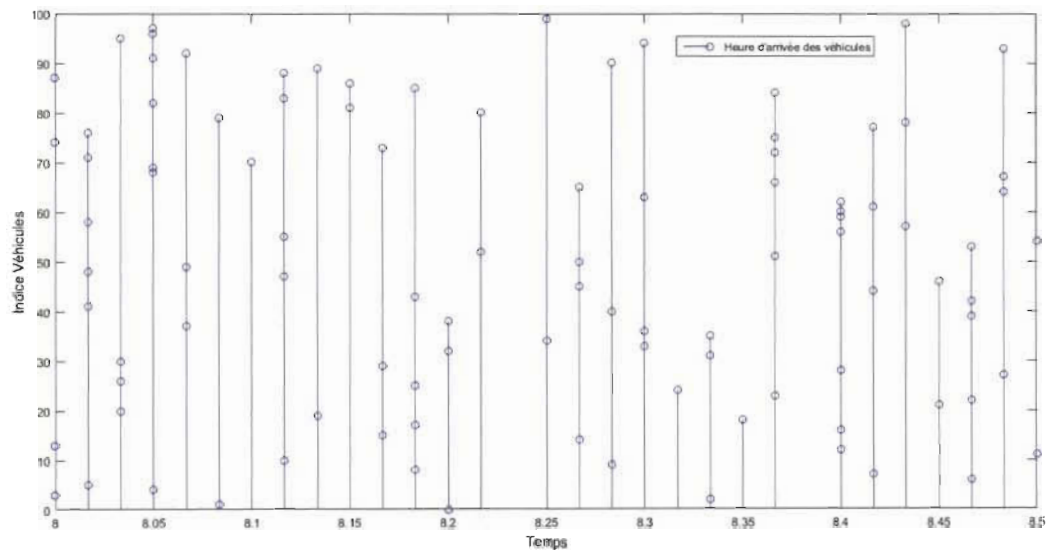


Figure 5-4 : Heure d'arrivée, 100 Bolt, 04 décembre 2014

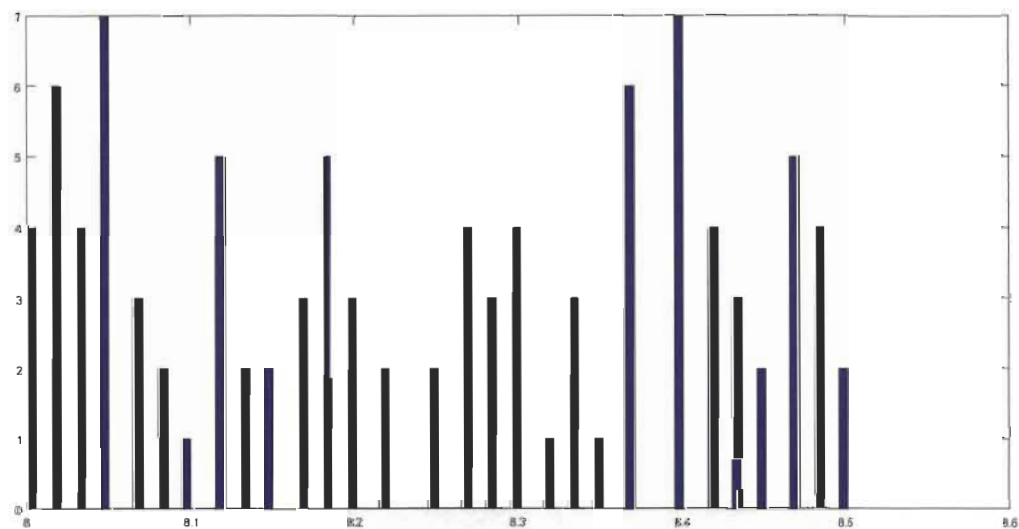


Figure 5-5 : Histogramme d'arrivée, 100 VE Bolt

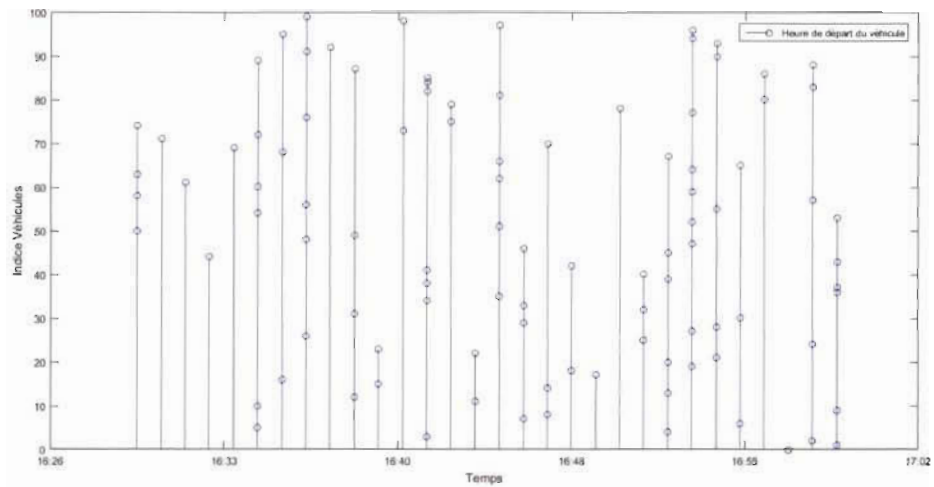


Figure 5-6 : Heure de départ, 100 Bolt, 04 décembre 2014

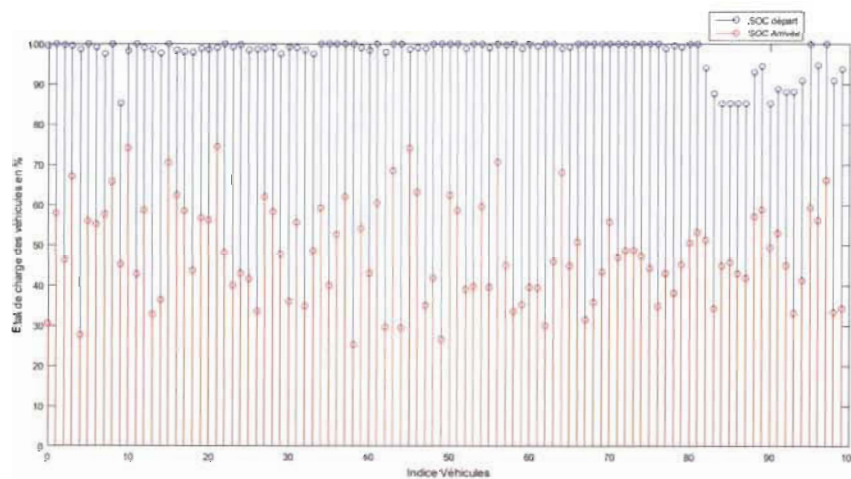


Figure 5-7 : États de charge, 100 Bolt, arrivée-départ.

Bref, nous retenons à travers les simulations pour ce mois de décembre que les VES qui sont connectées au réseau électrique de l'UQTR peuvent repartir avec des batteries rechargées au maximum. En général, nous avons un gain sur la prime de puissance et une réduction du pic de puissance. Cependant, étant toujours en dépassement de la puissance souscrite, une demande d'augmentation de la puissance souscrite doit être faite auprès du fournisseur d'électricité pour éviter la pénalité de dépassement.



Dans les simulations avec l'optimisation, nous décelons comme avantages, la réduction du pic de puissance tout en étant fixe et maintenue sur une très longue période. Nous constatons aussi que les batteries de VE sont rechargées au maximum.

### 5.1.2 Janvier 2015

Pour le mois de janvier 2015 qui compte 744 heures, la facture émise par Hydro-Québec pour l'UQTR en date du 1er février 2015 était de 180 712,92 \$. Les composantes majeures de cette facture sont la prime de puissance qui représente 42,1% et équivaut à 76 193,34 \$ puis la consommation qui représente 61,5 % et équivaut à 111269,66 \$.

L'appel de puissance le plus élevé avait atteint 6192 kW et avait été observé le 29 janvier 2015 à 09 h 15. La puissance à facturer était de 5769,6 kW et la consommation lue par le compteur avait été évaluée à 3434 248,8 kWh avec un facteur d'utilisation de 80 %. Dans les simulations, la valeur de la puissance réelle la plus élevée était de 5992,61 kW comme nous le montre la Figure 5-8.

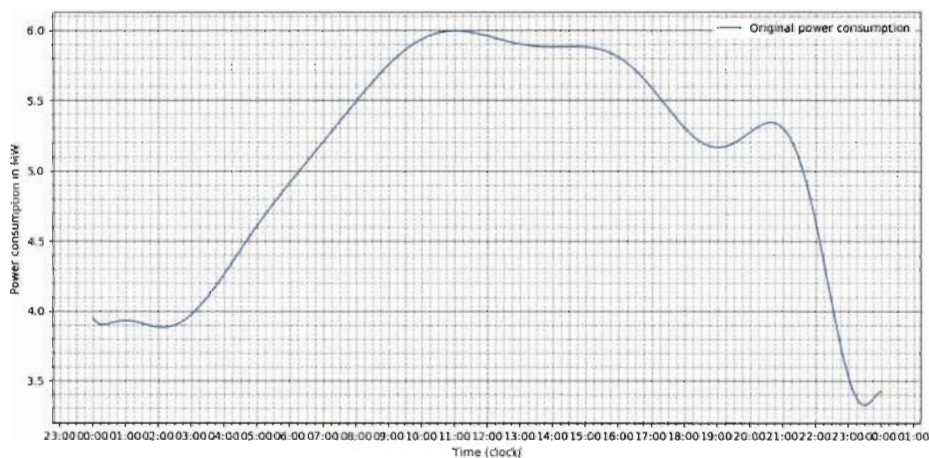


Figure 5-8 : Appels de puissance, 29 janvier 2015

Les simulations des échanges bidirectionnels pour la journée du 29 janvier 2015 nous ont produit des résultats intéressants, tel que présenté dans le Tableau 5-3 et dans le Tableau 5-4. Nous avons exécuté le mode « stupid » ainsi que le mode « V2B avec optimisation ».

Tous les VES, au départ, sont chargés à 100 % de leurs capacités et nous constatons que le mode « V2B avec optimisation » permet d'avoir un gain sur la prime de puissance à comparer avec le mode « stupid ». Ce gain augmente considérablement lorsque le nombre de véhicules augmente et aussi quand le type de VE ayant une plus grande capacité de batterie change.

Tableau 5-3 : Résultats prime de puissance, 29 janvier 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Volt-18,4	100	5992,61	6279,99	5966,34	78919,18769	82703,81512	78573,22708	4130,588044
	200	5992,61	6614,22	6090,61	78919,18769	87105,42979	80209,79069	6895,639107
	300	5992,61	6958,24	6254,16	78919,18769	91635,97307	82363,64905	9272,324024
	400	5992,61	7294,04	6337,62	78919,18769	96058,26373	83462,7687	12595,49503
Leaf-40	100	5992,61	6589,63	6124,68	78919,18769	86781,5938	80658,47277	6123,12103
	200	5992,61	7230,72	6343,46	78919,18769	95224,37616	83539,6781	11684,69807
	300	5992,61	7882,6	6649,91	78919,18769	103809,2566	87575,44633	16233,81022
	400	5992,61	8524,41	6950,96	78919,18769	112261,5209	91540,09971	20721,4212
Bolt-60	100	5992,61	6695,29	6264,5	78919,18769	88173,07453	82499,82083	5673,253702
	200	5992,61	7406,68	6514,9	78919,18769	97541,667	85797,44317	11744,22384
	300	5992,61	8126,68	7106,41	78919,18769	107023,6482	93587,28578	13436,36239
	400	5992,61	8835,28	7458,83	78919,18769	116355,498	98228,45217	18127,0458
Model S-100	100	5992,61	8045,81	6464,62	78919,18769	105958,6373	85135,28482	20823,35249
	200	5992,61	10237,61	7258,41	78919,18769	134823,3683	95589,03736	39234,33095
	300	5992,61	12445,6	7848,87	78919,18769	163901,3122	103365,0521	60536,2601
	400	5992,61	14624,73	8918,5	78919,18769	192599,1866	117451,457	75147,72969

Tableau 5-4 : Résultats consommation, 29 janvier 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta S$ énergie (kWh)	$\Delta OPT$ énergie (kWh)	$\Delta$ énergie (kWh)
Volt-18,4	100	121865,71	122896,75	123537,23	1031,04	1671,52	640,48
	200	121865,71	123958,09	125001,28	2092,38	3135,57	1043,19
	300	121865,71	124982,41	126786,24	3116,7	4920,53	1803,83
	400	121865,71	125967,91	128387,61	4102,2	6521,9	2419,7
Leaf-40	100	121865,71	124106,52	124943,07	2240,81	3077,36	836,55
	200	121865,71	126412,23	127198,7	4546,52	5332,99	786,47
	300	121865,71	128637,97	130309,09	6772,26	8443,38	1671,12
	400	121865,71	130779,67	133237,06	8913,96	11371,35	2457,39
Bolt-60	100	121865,71	125224,63	126092,8	3358,92	4227,09	868,17
	200	121865,71	128680,99	128685,7	6815,28	6819,99	4,71
	300	121865,71	132016,99	133849,42	10151,28	11983,71	1832,43
	400	121865,71	135226,99	137704,99	13361,28	15839,28	2478
Model S-100	100	121865,71	127471,83	128023,39	5606,12	6157,68	551,56
	200	121865,71	133244,64	134428,6	11378,93	12562,89	1183,96
	300	121865,71	138813,95	140562,19	16948,24	18696,48	1748,24
	400	121865,71	144170,93	146687,39	22305,22	24821,68	2516,46

À titre d'exemple, avec 100 VES de modèle « Model S », en mode « stupid », le plus grand pic de puissance est évalué à 8045,81 kW comme le montre la Figure 5-9. Ensuite, le mode « V2B avec optimisation » réduit ce pic à 6464,62 kW tel que nous le montre la Figure 5-10. Cela a permis de gagner 1581,19 kW et d'obtenir un gain mensuel sur la prime de puissance évalué à 20823,35249 \$.

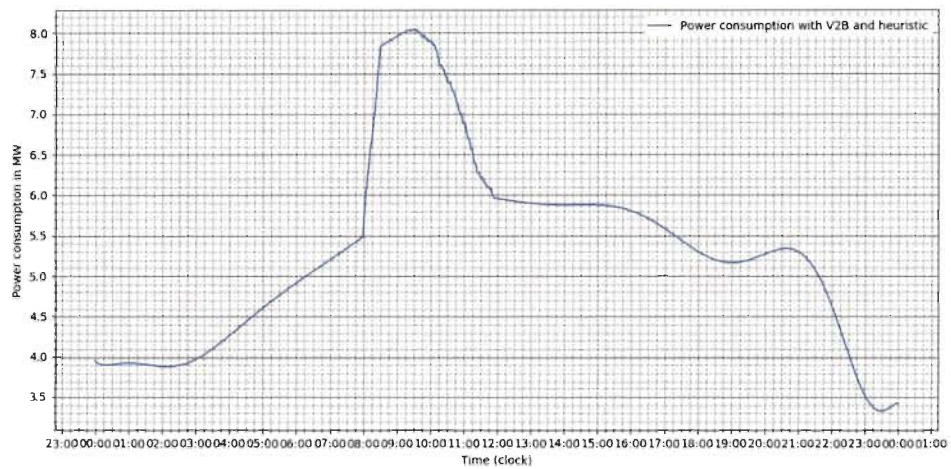


Figure 5-9 : Mode « Stupid » 100 Model S, 29 janvier 2015

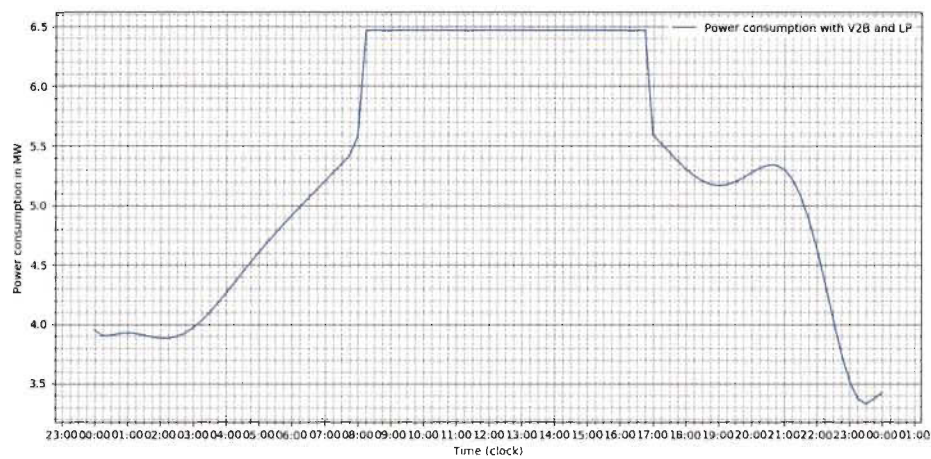


Figure 5-10 : Optimisation 100 Model S, 29 janvier 2015

En plus, selon l'arrivée des véhicules électriques entre 8 h 00' et 8 h 30' comme nous le montre la Figure 5-11 et la Figure 5-12 et pour les départs qui se situe entre 16 h 30' et 17 h 00 comme illustré à la Figure 5-13, nous rechargeons la totalité des VES comme illustrée à la Figure 5-14.

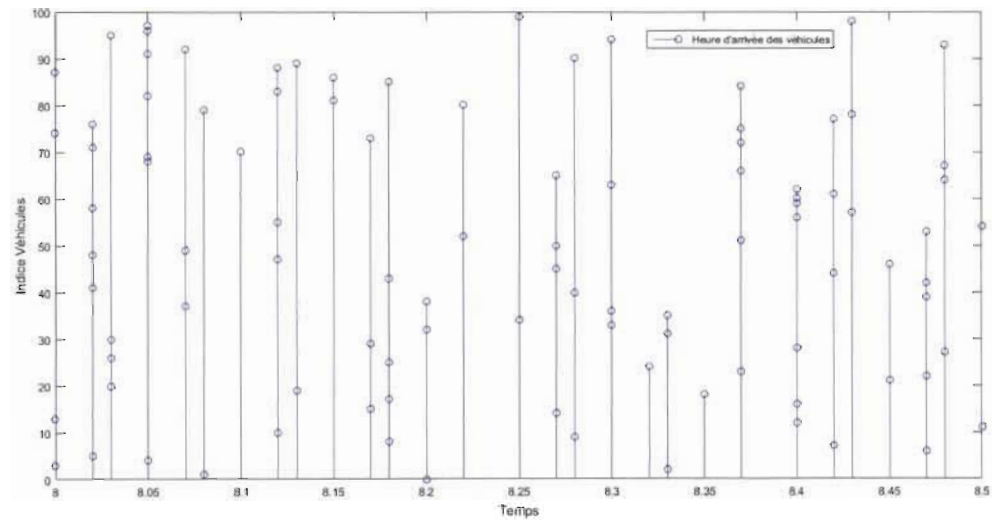


Figure 5-11 : Heure d'arrivée, 100 Model S, 29 janvier 2015

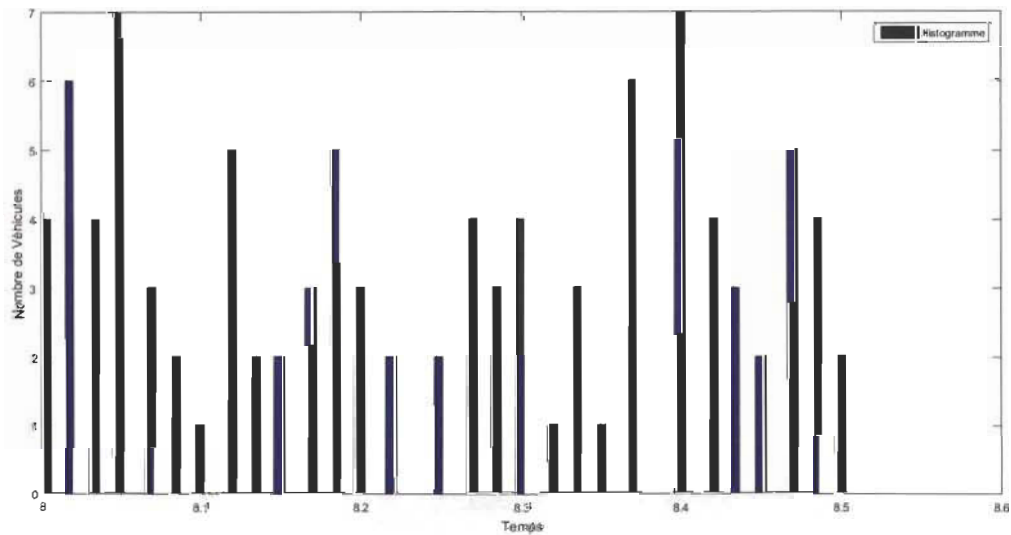


Figure 5-12 : Histogramme d'arrivée, 100 VE Model S

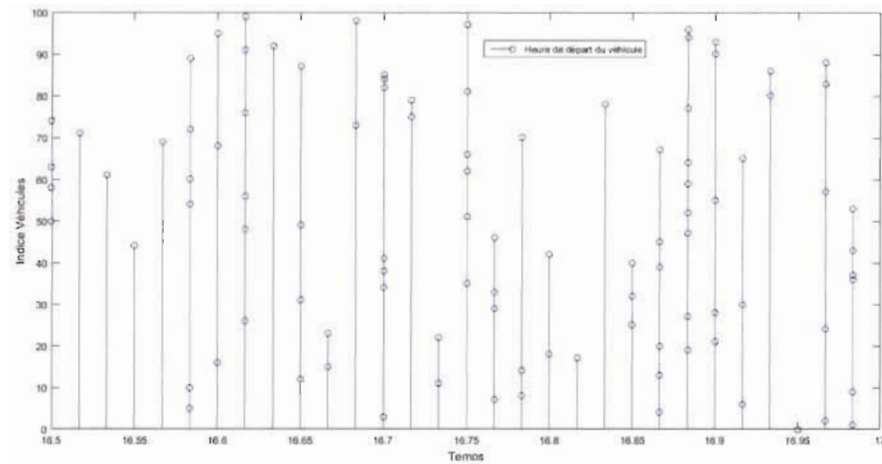


Figure 5-13 : Heure de départ, 100 Model S, 29 janvier 2015

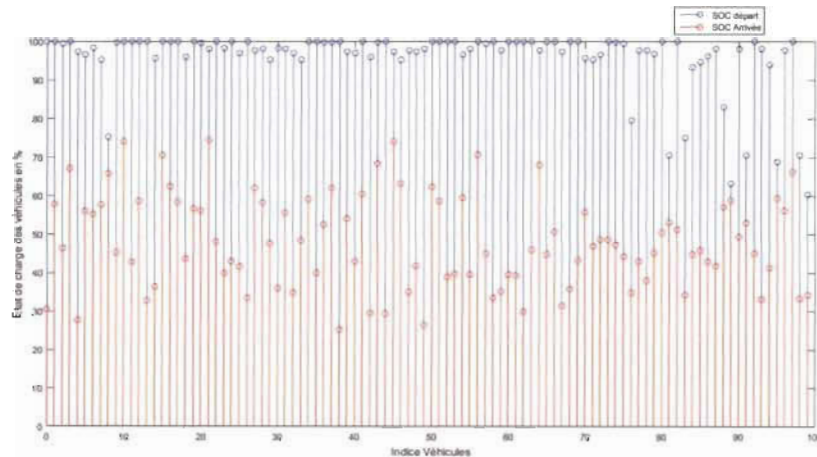


Figure 5-14 : États de charge, 100 Model S, arrivée-départ.

Bref, nous retenons à travers les simulations pour ce mois de janvier que la totalité des VES qui sont connectées au réseau électrique de l'UQTR peut repartir avec des batteries rechargées au maximum. En général, nous avons un gain sur la prime de puissance et une réduction du pic de puissance. Cependant, en étant toujours en dépassement de la puissance souscrite, une demande d'augmentation de la puissance souscrite doit être faite auprès du fournisseur d'électricité pour éviter la pénalité de dépassement. Dans les simulations avec l'optimisation, nous décelons comme avantages, la réduction du pic de puissance tout en

étant fixe et maintenue sur une très longue période. Nous constatons aussi que les batteries de VE sont rechargées au maximum.

### 5.1.3 Février 2015

Pour le mois de février 2014 qui compte 672 heures, la facture émise par Hydro-Québec pour l'UQTR en date du 1er mars 2015 était de 174 506,83 \$. Les composantes majeures de cette facture sont la prime de puissance qui représente 42,4% et équivaut à 74 087,19 \$ puis la consommation qui représente 61,3 % et équivaut à 106 983,14 \$.

L'appel de puissance le plus élevé avait atteint 6211,2 kW et avait été observé le 23 février à 06 h 30. La puissance à facturer était de 6211,2 kW et la consommation lue par le compteur avait été évaluée à 3 301 948, 8 kWh avec un facteur d'utilisation de 79,1%

Dans les simulations, la valeur de la puissance réelle la plus élevée était de 5952,96 kW comme nous le montre la Figure 5-15.

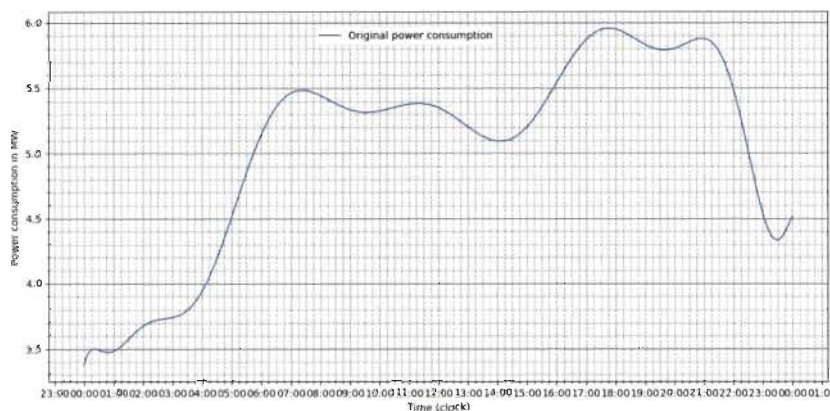


Figure 5-15 : Appels de puissance, 23 février 2015

Les simulations des échanges bidirectionnels pour la journée du 23 février 2015 nous ont produit des résultats intéressants, tel que présenté dans le Tableau 5-5 et dans le Tableau 5-6.

Nous avons exécuté le mode « stupid » ainsi que le mode « V2B avec optimisation ».

Tous les VES, au départ, sont chargés à 100 % de leurs capacités et nous constatons que le mode « V2B avec optimisation » permet d'avoir un gain sur la prime de puissance à comparer avec le mode « stupid ». Ce gain augmente considérablement lorsque le nombre de véhicules augmente et aussi quand le type de VE ayant une plus grande capacité de batterie change.



Tableau 5-5 : Résultats prime de puissance, 23 février 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Volt-18,4	100	5952,96	5952,96	5952,96	71006,90688	71006,90688	71006,90688	0
	200	5952,96	6041,98	5952,8	71006,90688	72068,73744	71004,9984	1063,73904
	300	5952,96	6461,98	5946,92	71006,90688	77078,49744	70934,86176	6143,63568
	400	5952,96	6821,98	5946,91	71006,90688	81372,57744	70934,74248	10437,83496
Leaf-40	100	5952,96	6041,98	5952,8	71006,90688	72068,73744	71004,9984	1063,73904
	200	5952,96	6701,98	5951,05	71006,90688	79941,21744	70984,1244	8957,09304
	300	5952,96	7361,98	5946,92	71006,90688	87813,69744	70934,86176	16878,83568
	400	5952,96	8021,98	6306,54	71006,90688	95686,17744	75224,40912	20461,76832
Bolt-60	100	5952,96	6101,98	5952,8	71006,90688	72784,41744	71004,9984	1779,41904
	200	5952,96	6821,98	5951,05	71006,90688	81372,57744	70984,1244	10388,45304
	300	5952,96	7541,98	7141,39	71006,90688	89960,73744	85182,49992	4778,23752
	400	5952,96	8261,98	6992,11	71006,90688	98548,89744	83401,88808	15147,00936
Model S-100	100	5952,96	7589,98	5952,8	71006,90688	90533,28144	71004,9984	19528,28304
	200	5952,96	9797,98	6748,9	71006,90688	116870,3054	80500,8792	36369,42624
	300	5952,96	12005,98	7601,53	71006,90688	143207,3294	90671,04984	52536,2796
	400	5952,96	14213,98	7980,13	71006,90688	169544,3534	95186,99064	74357,3628

Tableau 5-6 : Résultats consommation, 23 février 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta S$ énergie (kWh)	$\Delta OPT$ énergie (kWh)	$\Delta$ énergie (kWh)
Volt-18,4	100	121150,68	122181,72	123095,65	1031,04	1944,97	913,93
	200	121150,68	123243,06	124480,17	2092,38	3329,49	1237,11
	300	121150,68	124267,38	127099,45	3116,7	5948,77	2832,07
	400	121150,68	125252,88	127789,66	4102,2	6638,98	2536,78
Leaf-40	100	121150,68	123391,49	124302,66	2240,81	3151,98	911,17
	200	121150,68	125697,2	126929,3	4546,52	5778,62	1232,1
	300	121150,68	127922,94	128417,32	6772,26	7266,64	494,38
	400	121150,68	130064,64	132205,45	8913,96	11054,77	2140,81
Bolt-60	100	121150,68	124509,6	125420,26	3358,92	4269,58	910,66
	200	121150,68	127965,96	127838,62	6815,28	6687,94	-127,34
	300	121150,68	131301,96	133235,34	10151,28	12084,66	1933,38
	400	121150,68	134511,96	137128,88	13361,28	15978,2	2616,92
Model S-100	100	121150,68	126756,79	127550,44	5606,11	6399,76	793,65
	200	121150,68	132529,61	133792,55	11378,93	12641,87	1262,94
	300	121150,68	138098,92	140081,43	16948,24	18930,75	1982,51
	400	121150,68	143455,9	146128,99	22305,22	24978,31	2673,09

À titre d'exemple avec 200 VES de modèle « Model S », en mode « stupid », le plus grand pic de puissance est évalué à 9797,98 kW comme le montre la Figure 5-16. Ensuite, le mode « V2B avec optimisation » réduit ce pic à 6748,90 kW tel que nous le montre la Figure 5-17.

Cela a permis de gagner 3048,38 kW et d'obtenir un gain mensuel sur la prime de puissance évalué à 36369,42624 \$.

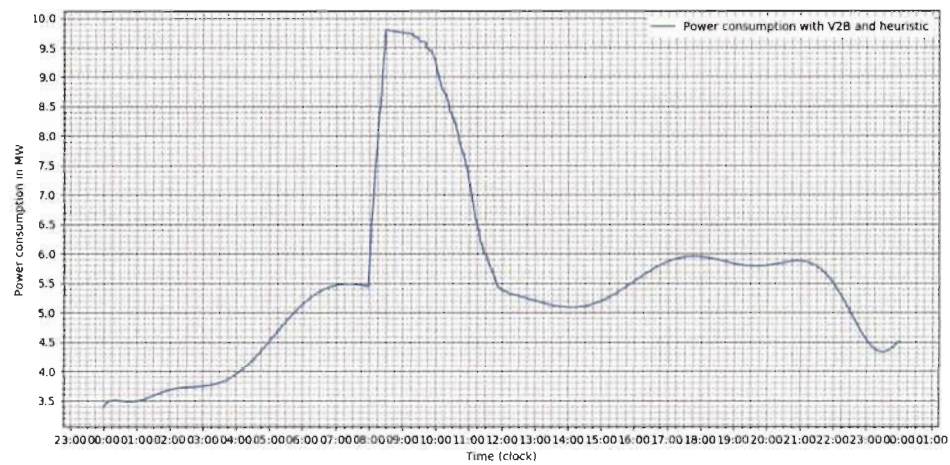


Figure 5-16 : Mode « Stupid » 200 Model S, 23 février 2015

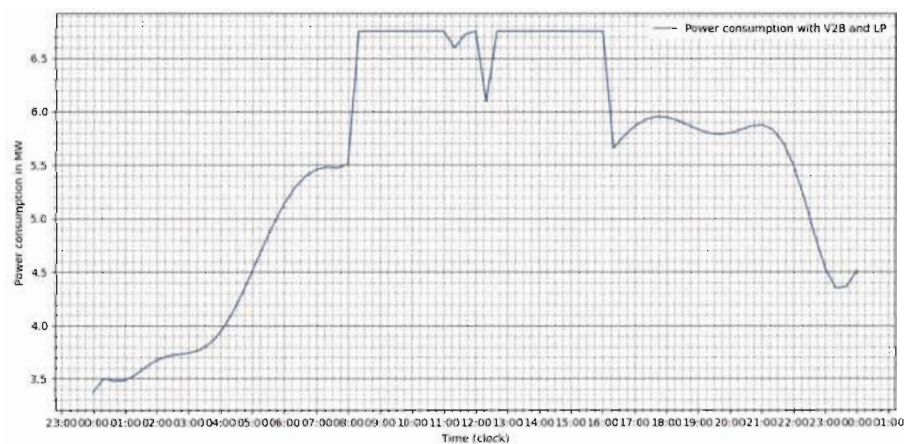


Figure 5-17 : Optimisation 200 Model S, 23 février 2015

En plus, selon l'arrivée des véhicules électriques entre 8 h 00' et 8 h 30' comme nous le montre la Figure 5-18 et la Figure 5-19 et pour les départs qui se situent entre 16 h 30' et 17 h 00', comme illustré à la Figure 5-20, nous rechargeons la totalité des VES, comme illustré à la Figure 5-21.

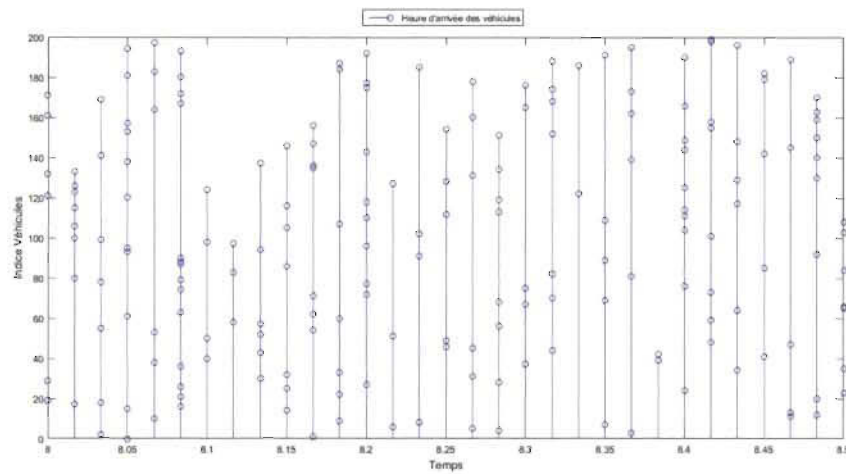


Figure 5-18 : Heure d'arrivée, 200 Model S, 23 février 2015

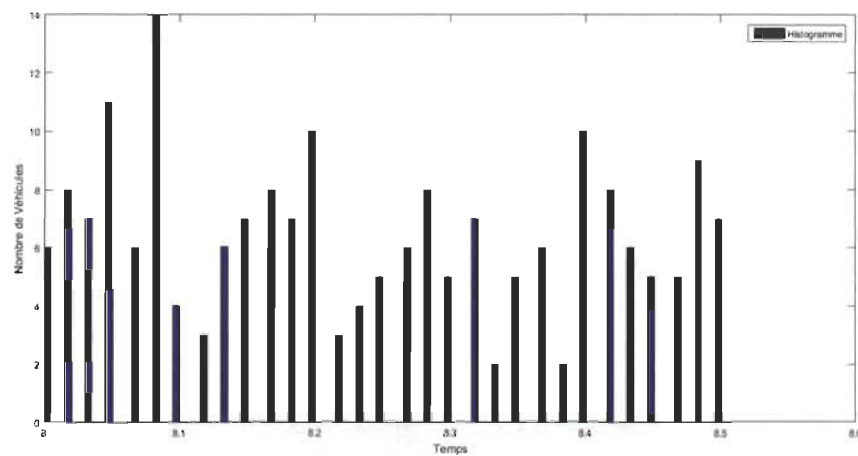


Figure 5-19 : Histogramme d'arrivée, 200 VE Model S

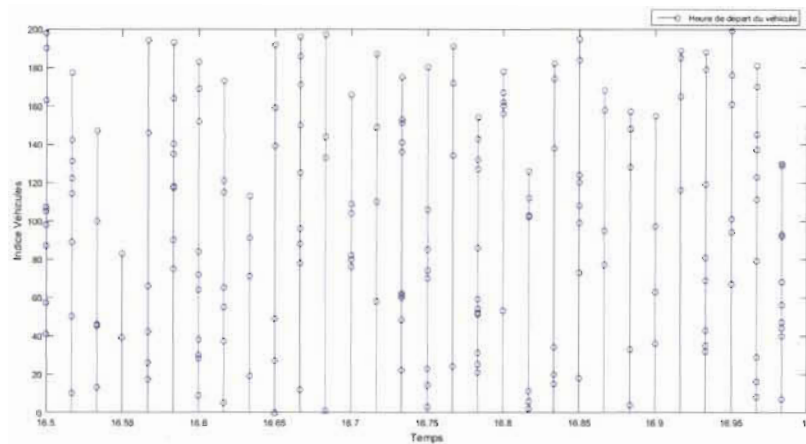


Figure 5-20 : Heure de départ, 200 Model S, 23 février 2015

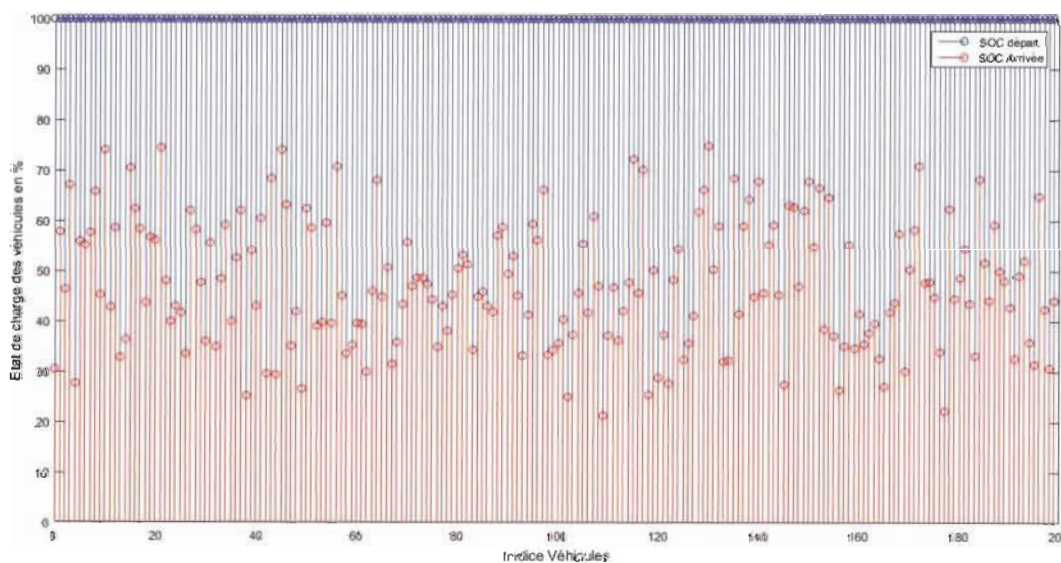


Figure 5-21 : États de charge, 200 Model S, arrivée-départ.

Bref, nous retenons à travers les simulations pour ce mois de février que les VES qui sont connectées au réseau électrique de l'UQTR peuvent repartir avec des batteries rechargées au maximum. En général, nous avons un gain sur la prime de puissance et une réduction du pic de puissance. Cependant, en étant toujours en dépassement de la puissance souscrite, une demande d'augmentation de la puissance souscrite doit être faite auprès du fournisseur d'électricité pour éviter la pénalité de dépassement. Dans les simulations avec

l'optimisation, nous décelons comme avantages, la réduction du pic de puissance tout en étant fixe et maintenue sur une très longue période. Nous constatons aussi que les batteries de VE sont rechargées au maximum.

#### 5.1.4 Mars 2015

Pour le mois de mars 2015 qui compte 744 heures, la facture émise par Hydro-Québec pour l'UQTR en date du 1er avril 2015 était de 166 779,62 \$. Les composantes majeures de cette facture sont la prime de puissance qui représente 41,9% et équivaut à 70 013,78 \$ puis la consommation qui représente 61,7 et équivaut à 102 968, 47 \$. L'appel de puissance le plus élevé avait atteint 5308, 8 kW et avait été observé le 23 mars 2015 à 08 h 15. La puissance à facturer était de 5308, 8 kW et la consommation lue par le compteur avait été évaluée à 3178039,2 kWh avec un facteur d'utilisation de 80,6 %. Dans les simulations, la valeur de la puissance réelle la plus élevée était de 5224,06 kW comme nous le montre la Figure 5-22.

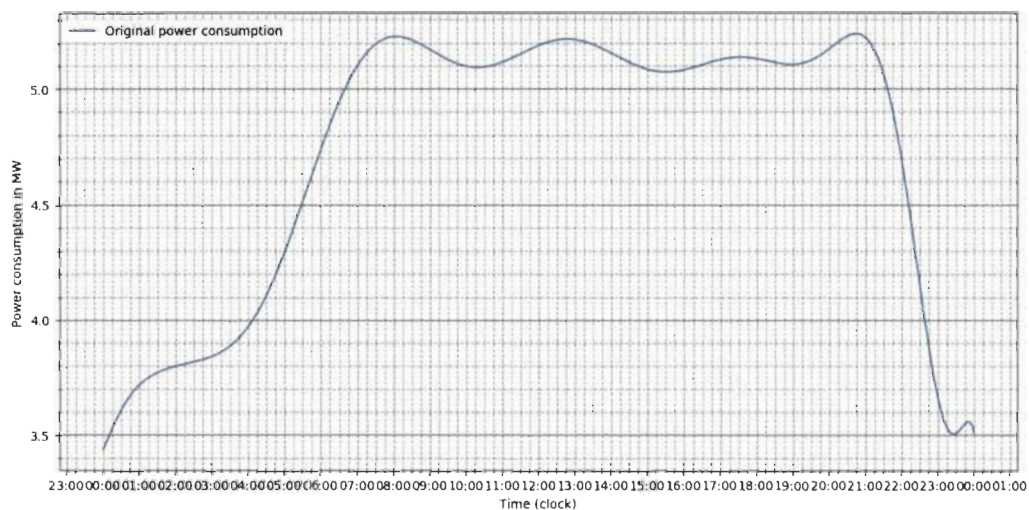


Figure 5-22 : Appels de puissance, 23 mars 2015

Les simulations des échanges bidirectionnels pour la journée du 23 mars 2015 nous ont produit des résultats intéressants, tel que présenté dans le Tableau 5-7 et dans le Tableau 5-8. Nous avons exécuté le mode « stupid » ainsi que le mode « V2B avec optimisation ».

Tous les VES, au départ, sont chargés à 100 % de leurs capacités et nous constatons que le mode « V2B avec optimisation » permet d'avoir un gain sur la prime de puissance à comparer avec le mode « stupid ». Ce gain augmente considérablement lorsque le nombre de véhicules augmente et aussi quand le type de VE ayant une plus grande capacité de batterie change.

Tableau 5-7 : Résultats prime de puissance, 23 mars 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Volt-18,4	100	5238,66	5572,01	5238,64	69088,75775	73485,0609	69088,494	4396,5669
	200	5238,66	5932,01	5387,27	69088,75775	78232,8309	71048,6636	7184,16731
	300	5238,66	6292,01	5647,48	69088,75775	82980,6009	74480,3781	8500,22277
	400	5238,66	6652,01	5702,03	69088,75775	87728,3709	75199,7971	12528,5737
Leaf-40	100	5238,66	5872,01	5238,64	69088,75775	77441,5359	69088,494	8353,0419
	200	5238,66	6532,01	5646,98	69088,75775	86145,7809	74473,784	11671,9969
	300	5238,66	7192,01	5863,67	69088,75775	94850,0259	77331,5459	17518,48
	400	5238,66	7852,01	6357,04	69088,75775	103554,271	83838,2328	19716,0381
Bolt-60	100	5238,66	5932,01	5575,37	69088,75775	78232,8309	73529,3734	4703,45748
	200	5238,66	6652,01	6009,79	69088,75775	87728,3709	79258,613	8469,75792
	300	5238,66	7372,01	6436,75	69088,75775	97223,9109	84889,4682	12334,4427
	400	5238,66	8092,01	6536,07	69088,75775	106719,451	86199,3252	20520,1257
Model S-100	100	5238,66	7420,01	5731,65	69088,75775	97856,9469	75590,4331	22266,5138
	200	5238,66	9628,01	6568	69088,75775	126976,603	86620,426	40356,1769
	300	5238,66	11836,01	7431,56	69088,75775	156096,259	98009,2712	58086,9877
	400	5238,66	14044,01	7816,92	69088,75775	185215,915	103091,495	82124,4197

Tableau 5-8 : Résultats consommation, 23 mars 2015

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta S$ énergie (kWh)	$\Delta OPT$ énergie (kWh)	$\Delta$ énergie (kWh)
Volt-18,4	100	113499,29	114530,33	115156,46	1031,04	1657,17	626,13
	200	113499,29	115591,67	116686,71	2092,38	3187,42	1095,04
	300	113499,29	116615,98	118290,02	3116,69	4790,73	1674,04
	400	113499,29	117601,48	119848,81	4102,19	6349,52	2247,33
Leaf-40	100	113499,29	115740,09	115156,46	2240,8	1657,17	-583,63
	200	113499,29	118045,81	118986,84	4546,52	5487,55	941,03
	300	113499,29	120271,55	121334,73	6772,26	7835,44	1063,18
	400	113499,29	122413,25	124684,95	8913,96	11185,66	2271,7
Bolt-60	100	113499,29	116858,21	117665,02	3358,92	4165,73	806,81
	200	113499,29	120314,57	121416,15	6815,28	7916,86	1101,58
	300	113499,29	123650,57	125352,83	10151,28	11853,54	1702,26
	400	113499,29	126860,57	127898,71	13361,28	14399,42	1038,14
Model S-100	100	113499,29	119105,4	119479,48	5606,11	5980,19	374,08
	200	113499,29	124878,22	125988,04	11378,93	12488,75	1109,82
	300	113499,29	130447,53	132192,79	16948,24	18693,5	1745,26
	400	113499,29	135804,5	138153,16	22305,21	24653,87	2348,66

À titre d'exemple, avec 200 VES de modèle « Volt » en mode « stupid », le plus grand pic de puissance est évalué à 5932,01 kW comme le montre la Figure 5-23. Ensuite, le mode « V2B avec optimisation » réduit ce pic à 5387,27 kW tel que nous le montre la Figure 5-24.

Cela a permis de gagner 544,83 kW et d'obtenir un gain mensuel sur la prime de puissance évalué à 7184,16731 \$.

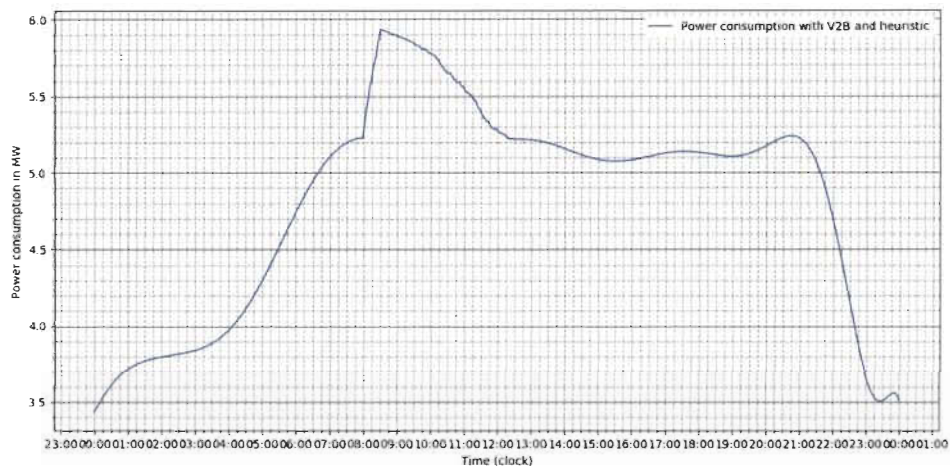


Figure 5-23 : Mode « Stupid » 200 Volt, 23 mars 2015

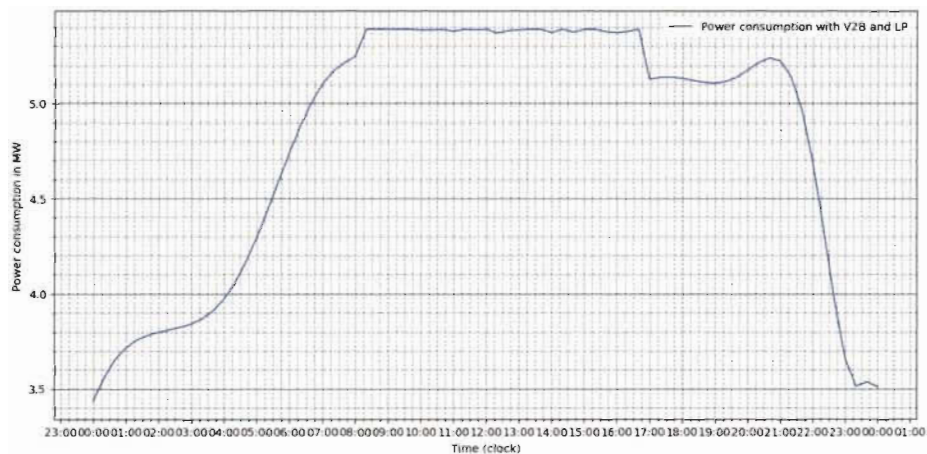


Figure 5-24 : Optimisation 200 Volt, 23 mars 2015



En plus, selon l'arrivée des véhicules électriques entre 8 h 00' et 8 h 30', comme nous le montre la Figure 5-25 et la Figure 5-26, et pour les départs qui se situent entre 16 h 30' et 17 h 00' comme illustré à la Figure 5-27, nous rechargeons la totalité des VES, comme la Figure 5-28 nous le montre.

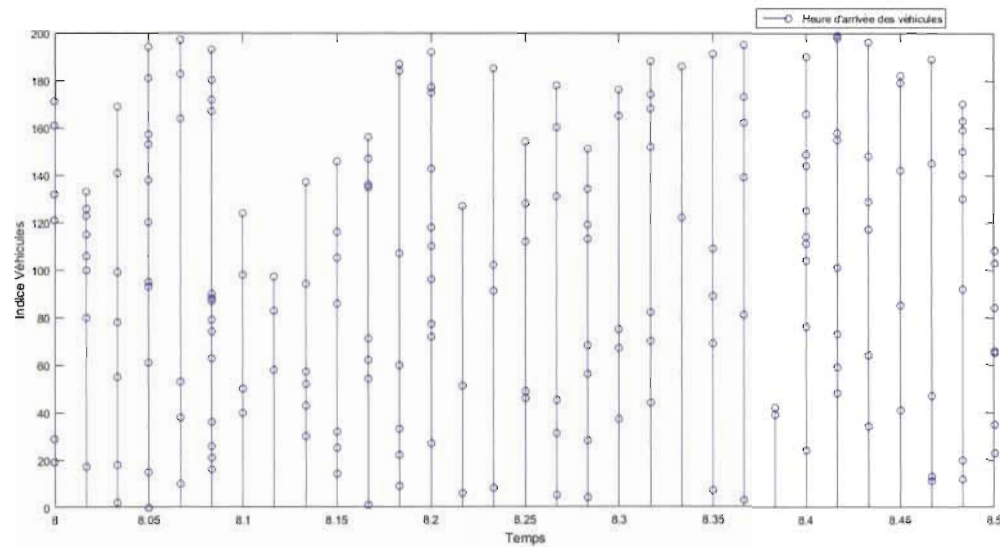


Figure 5-25 : Heure d'arrivée, 200 Volt, 23 mars 2015

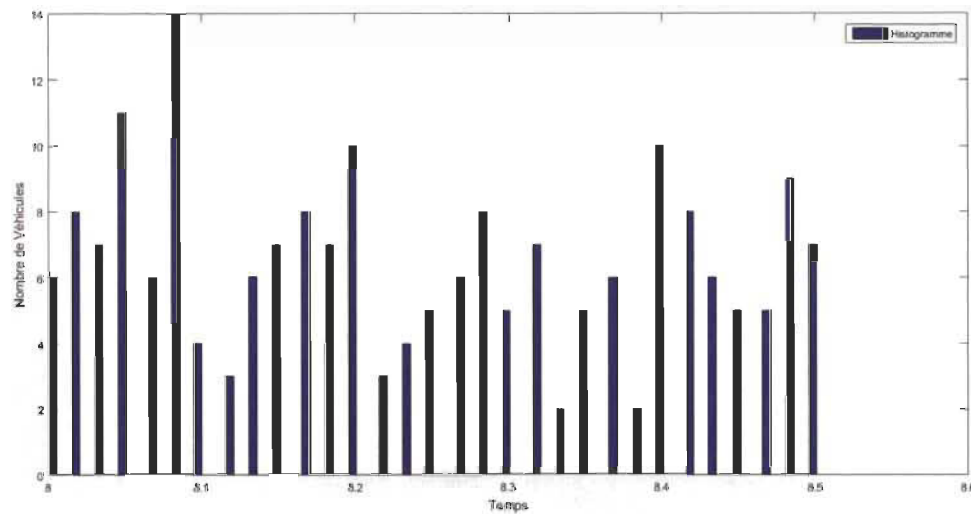


Figure 5-26 : Histogramme d'arrivée, 200 VE Volt

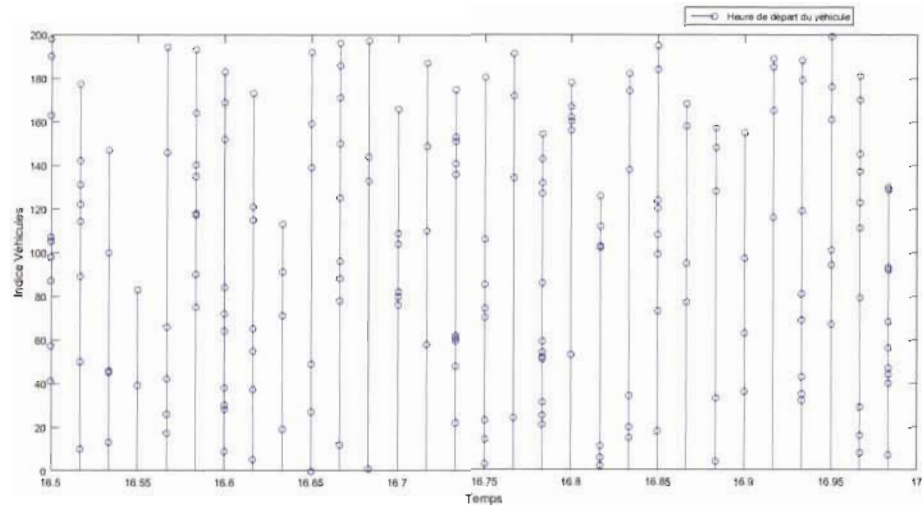


Figure 5-27 : Heure de départ, 200 Volt, 23 mars 2015

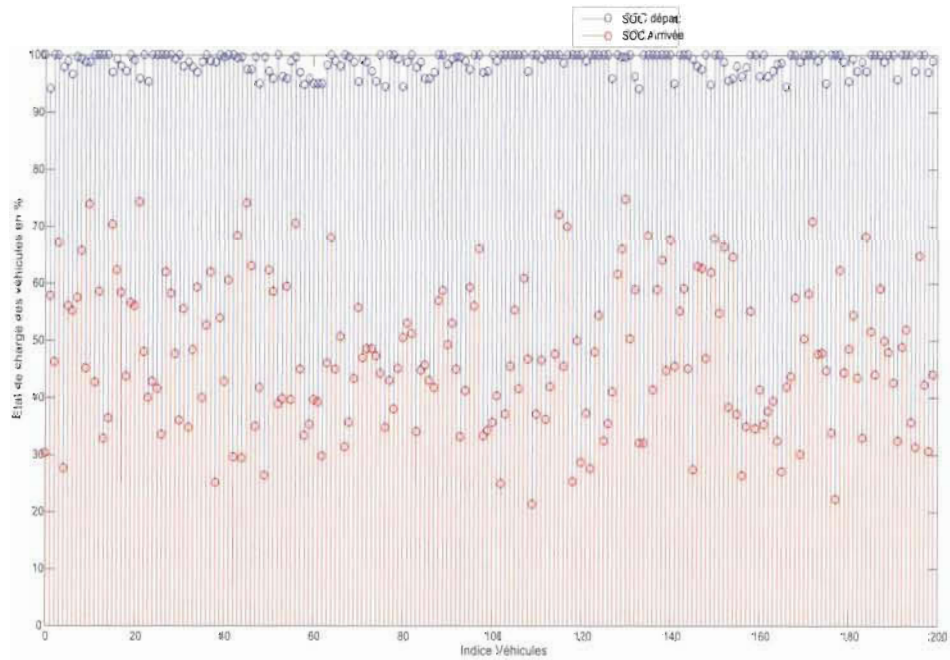


Figure 5-28 : États de charge, 200 Volt, arrivée-départ

Bref, nous retenons à travers les simulations pour ce mois de mars que les VES qui sont connectées au réseau électrique de l'UQTR peuvent repartir avec des batteries rechargées au maximum. En général, nous avons un gain sur la prime de puissance et une réduction du pic de puissance. Cependant, en étant toujours en dépassement de la puissance souscrite, une

demande d'augmentation de la puissance souscrite doit être faite auprès du fournisseur d'électricité pour éviter la pénalité de dépassement.

Dans les simulations avec l'optimisation, nous décelons comme avantages, la réduction du pic de puissance tout en étant fixe et maintenue sur une très longue période. Nous constatons aussi que les batteries de VE sont rechargées au maximum.

En résumé, les simulations avec la priorité sur la recharge des véhicules pour les différents mois ont permis de faire des gains sur la prime de puissance. Les avantages que nous avons eus sont le maintien du pic de puissance maximale sur une très longue période et la recharge en totalité des batteries de VE à leurs capacités maximales.

## **5.2 Optimisation avec priorité sur la réduction de la pointe journalière**

Dans cette section, nous allons présenter les résultats issus des simulations qui optimisent l'échange bidirectionnel tout en donnant priorité à la réduction du pic de puissance avec un minimum acceptable pour la capacité des batteries de VE.

### **5.2.1 Décembre 2014**

Pour la journée du 04 décembre 2014, nous avons choisi à titre d'exemple, 100 VE de modèle Bolt pour la simulation. La capacité minimum pour la charge des batteries a été fixée à 40 % pour permettre au système de réduire le plus possible le pic de puissance. Le Tableau 5-9 et la Figure 5-29 nous montrent que le plus grand pic de puissance en mode « stupid » est de 5953,05 kW et en mode « V2B avec optimisation », cette puissance optimisée est réduite à 5426,91 kW qui est même inférieur au plus grand pic de puissance du bâtiment (5677,35 kW). Cela a permis de gagner 526,14 kW et d'augmenter le gain mensuel sur la prime de puissance à 6928,95 \$.

Tableau 5-9 : Résultats prime de puissance, 100 Bolt

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Bolt - 60	100	5677,35	5953,05	5426,91	74767,39689	78398,20551	71469,24777	6928,957735

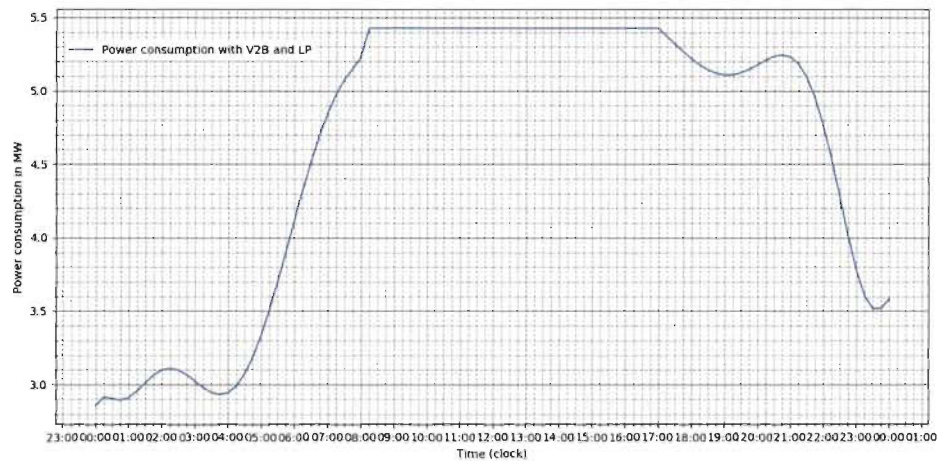


Figure 5-29 : Réduction du pic de puissance, 04 décembre 2014

Évidemment nous constatons aussi que la consommation a baissé lorsque nous comparons l'accroissement de l'énergie optimisée ( $\Delta$ OPT énergie) dans le Tableau 5-10 ici-bas avec celui du Tableau 5-2.

Tableau 5-10 : Réduction consommation, 100 Bolt

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	$\Delta$ S énergie (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta$ OPT énergie (kWh)
Bolt - 60	100	110483,6	113842,53	3358,93	111688,02	1204,42

Ainsi, la Figure 5-30 nous résume l'état de charge de différents VES à l'arrivée et au départ. En premier lieu, nous constatons que les VES qui arrivent avec un état de charge inférieur à 40 % sont rechargés au minimum à 40 %. En second lieu, ceux dont la charge est

de 40 % et plus sont maintenus à 40 % ou sont chargés au-delà de cette valeur. En troisième lieu, pour les VES qui sont chargés à plus de 40 %, certains sont déchargés jusqu'à 40 % de la charge pour réduire le pic de puissance et d'autres sont chargés au-delà de leurs valeurs initiales.

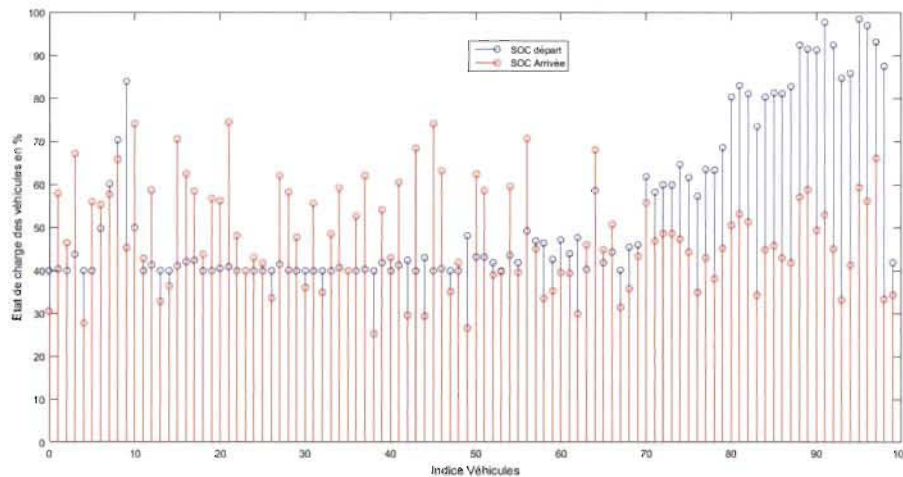


Figure 5-30 : États de charge, 100 Bolt, arrivée-départ

### 5.2.2 Janvier 2015

Pour la journée du 29 janvier 2015, nous avons choisi à titre d'exemple, 300 VE de modèle Leaf pour la simulation. La capacité minimum pour la charge des batteries a été fixée à 45 % pour permettre au système de réduire le plus possible le pic de puissance. Le Tableau 5-11 et la Figure 5-31 nous montrent que le plus grand pic de puissance en mode « stupid » est de 7882,6 kW et, en mode « V2B avec optimisation », cette puissance optimisée est réduite à 5852,32 kW qui est même inférieure au plus grand pic de puissance du bâtiment (5992,61 kW). Cela a permis de gagner 2030,28 kW et d'augmenter le gain mensuel sur la prime de puissance à 26737,60 \$.

Tableau 5-11 : Résultats prime de puissance, 300 Leaf

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Leaf - 40	300	5992,61	7882,6	5852,32	78919,188	103809,26	77071,65	26737,60655

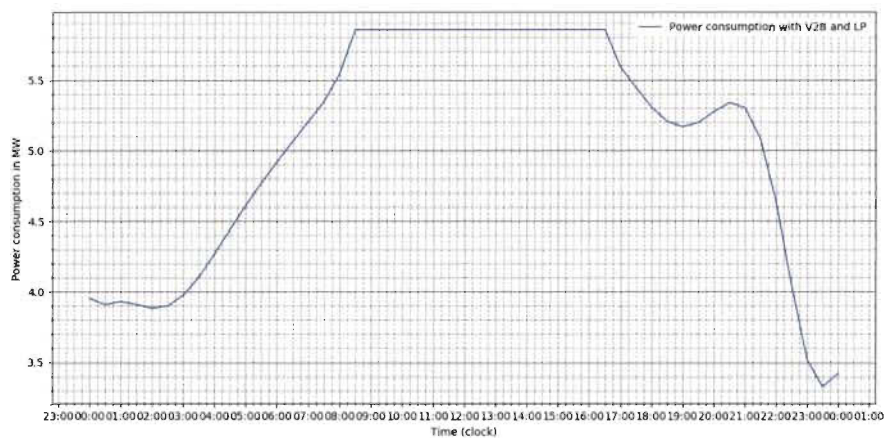


Figure 5-31 : Réduction du pic de puissance, 29 janvier 2015

Évidemment nous constatons aussi que la consommation a baissé lorsque nous comparons l'accroissement de l'énergie optimisé ( $\Delta$ OPT énergie) dans le Tableau 5-12 ici-bas avec celui du Tableau 5-4.

Tableau 5-12 : Réduction consommation, 300 Leaf

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	$\Delta$ S énergie (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta$ OPT énergie (kWh)
Leaf - 40	300	121865,71	128637,97	6772,26	123529,54	1663,83

Ainsi, la Figure 5-32 nous résume l'état de charge de différents VES à l'arrivée et au départ. En premier lieu, nous constatons que les VE qui arrivent avec un état de charge

inférieur à 45 % sont rechargés au minimum à 45 %. En second lieu, ceux dont la charge est de 45 % et plus sont maintenus à 45 % ou sont chargés au-delà de cette valeur. En troisième lieu, pour les VES qui sont chargés à plus de 45 %, certains sont déchargés jusqu'à 45 % de la charge pour réduire le pic de puissance et d'autres sont chargés au-delà de leurs valeurs initiales.

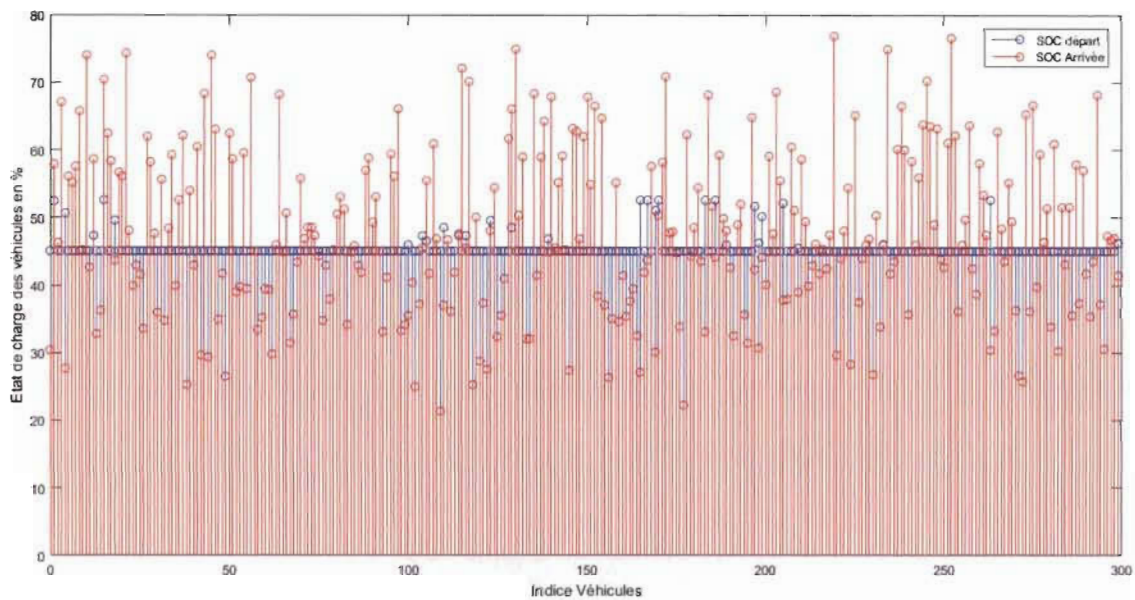


Figure 5-32 : États de charge, 300 Leaf, arrivée-départ

### 5.2.3 Février 2015

Pour la journée du 23 février 2015, nous avons choisi à titre d'exemple, 400 VE de modèle ModelS pour la simulation. La capacité minimum pour la charge des batteries a été fixée à 45 % pour permettre au système de réduire le pic de puissance. Le Tableau 5-13 et la Figure 5-33 nous montrent que le plus grand pic de puissance en mode « stupid » est de 14213,98 kW et en mode « V2B avec optimisation », cette puissance optimisée est réduite à 5946,92 kW qui est même inférieure au plus grand pic de puissance du bâtiment (5952,96

kW). Cela a permis de gagner 8267,06 kW et d'augmenter le gain mensuel sur la prime de puissance à 98609,492 \$.

Tableau 5-13 : Résultats prime de puissance, 400 Model S

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Model S - 100	400	5952,96	14213,98	5946,92	71006,907	169544,35	70934,862	98609,492

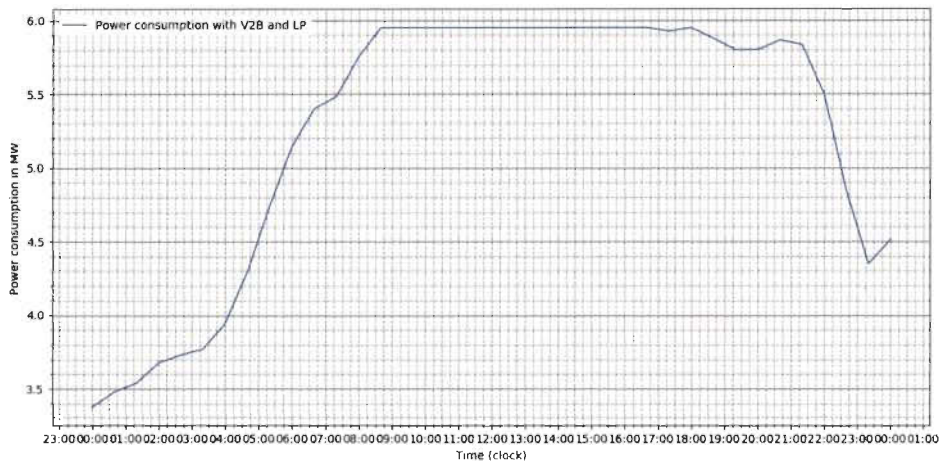


Figure 5-33 : Réduction du pic de puissance, 23 février 2015

Évidemment nous constatons aussi que la consommation a baissé lorsque nous comparons l'accroissement de l'énergie optimisée ( $\Delta$ OPT énergie) dans le Tableau 5-14 ici-bas avec celui du Tableau 5-6.

Tableau 5-14 : Réduction consommation, 400 Model S

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	$\Delta$ S énergie (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta$ OPT énergie (kWh)
Model S - 100	400	121150,68	143455,9	22305,22	129233,22	8082,54



Ainsi, la Figure 5-34 nous résume l'état de charge de différents VES à l'arrivée et au départ. En premier lieu, nous constatons que les VES qui arrivent avec un état de charge inférieur à 45 % sont rechargés au minimum à 45 %. En second lieu, ceux dont la charge est de 45 % et plus sont maintenus à 45 % ou sont chargés au-delà de cette valeur. En troisième lieu, pour les VES qui sont chargés à plus de 45 %, certains sont déchargés jusqu'à 45 % de la charge pour réduire le pic de puissance et d'autres sont chargés au-delà de leurs valeurs initiales.

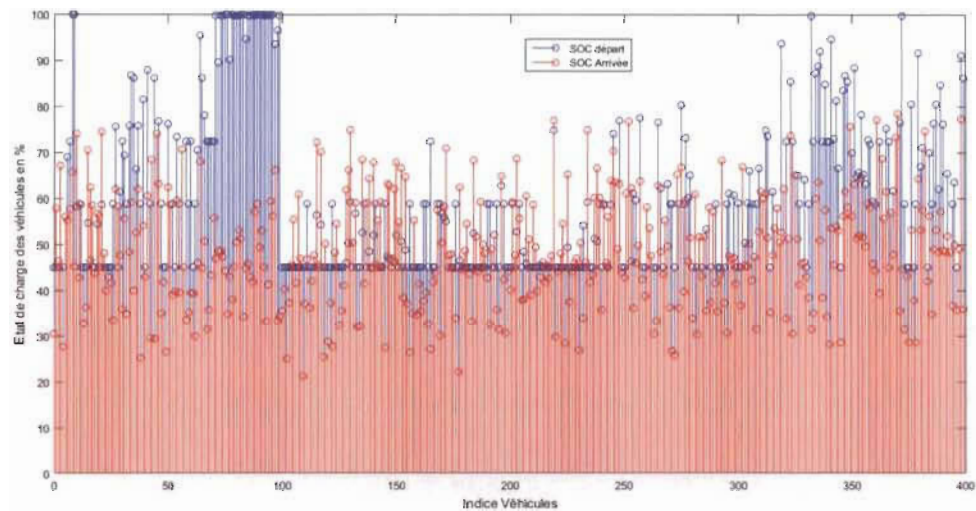


Figure 5-34 : États de charge, 400 Model S, arrivée-départ

#### 5.2.4 Mars 2015

Pour la journée du 23 mars 2015, nous avons choisi à titre d'exemple, 400 VE de modèle Bolt pour la simulation. La capacité minimum pour la charge des batteries a été fixée à 40 % pour permettre au système de réduire le pic de puissance. Le Tableau 5-15 et la Figure 5-35 nous montrent que le plus grand pic de puissance en mode « stupid » est de 8092,01 kW et en mode « V2B avec optimisation », cette puissance optimisée est réduite à 5237,66 kW qui est même inférieur au plus grand pic de puissance du bâtiment (5238,66 kW). Cela

a permis de gagner 2854,35 kW et d'augmenter le gain mensuel sur la prime de puissance à 37643,88139 \$.

Tableau 5-15 : Résultats prime de puissance, 400 Bolt

Type - Capacité (kWh)	Nombre	PB (kW)	PS (kW)	POPT (kW)	PrimeB (\$)	PrimeS (\$)	PrimeOPT (\$)	Gain Prime (\$)
Bolt - 60	400	5238,66	8092,01	5237,66	69088,75775	106719,4509	69075,5695	37643,88139

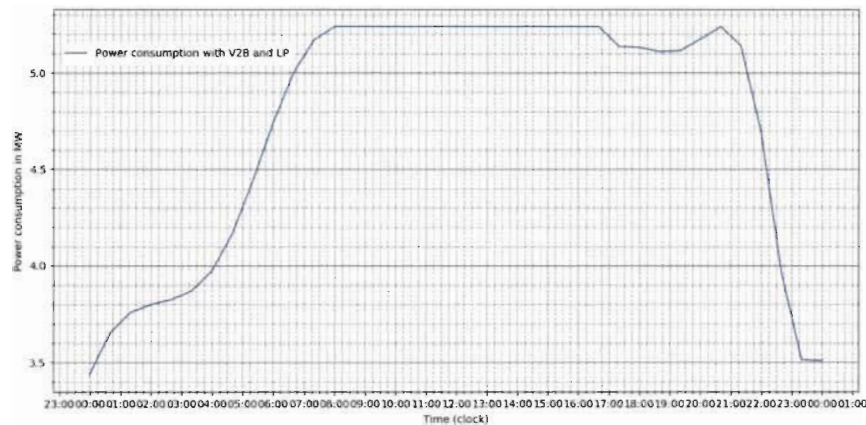


Figure 5-35 : Réduction du pic de puissance, 23 mars 2015

Évidemment nous constatons aussi que la consommation a baissé lorsque nous comparons l'accroissement de l'énergie optimisée ( $\Delta$ OPT énergie) dans le Tableau 5-16 ici-bas avec celui du Tableau 5-8.

Tableau 5-16 : Réduction consommation, 400 Bolt

Type - Capacité (kWh)	Nombre	énergie B (kWh)	énergie S (kWh)	$\Delta$ S énergie (kWh)	énergie OPT (kWh)	$\Delta$ OPT énergie (kWh)
Bolt - 60	400	113499,29	126860,57	13361,28	116585,69	3086,4

Ainsi, la Figure 5-34 nous résume l'état de charge de différents VES à l'arrivée et au départ. En premier lieu, nous constatons que les VES qui arrivent avec un état de charge

inférieur à 40 % sont rechargés au minimum à 40 %. En second lieu, ceux dont la charge est de 40 % et plus sont maintenus à 40 % ou sont chargés au-delà de cette valeur. En troisième lieu, pour les VES qui sont chargés à plus de 40 %, certains sont déchargés jusqu'à 40 % de la charge pour réduire le pic de puissance et d'autres sont chargés au-delà de leurs valeurs initiales.

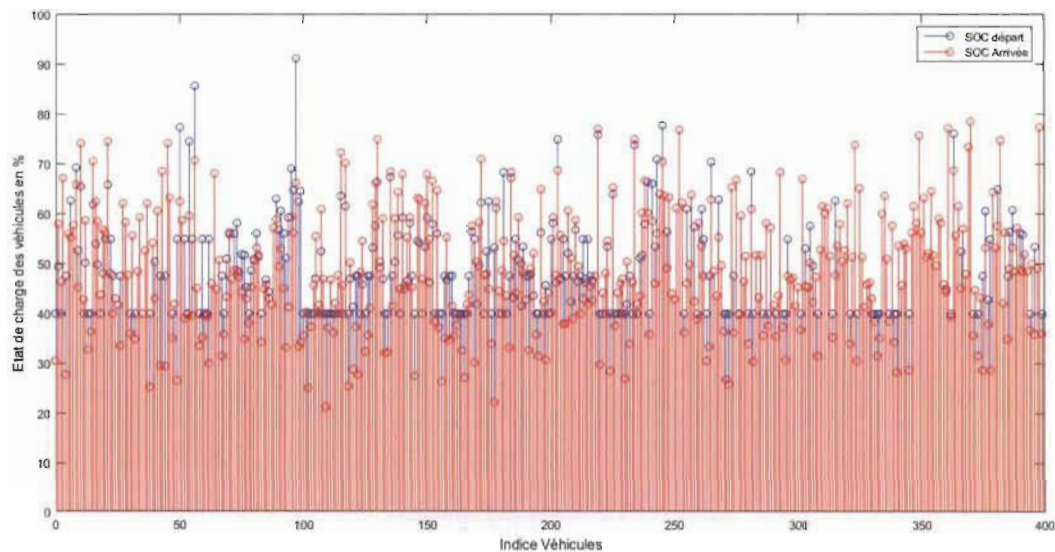


Figure 5-36 : États de charge, 400 Bolt, arrivée-départ

En résumé, les simulations avec la priorité sur la réduction de la pointe de puissance journalière pour les différents mois ont permis de faire des gains supplémentaires sur la prime de puissance mensuelle. Les avantages que nous décelons sont la réduction et le maintien du pic de puissance maximale à un niveau inférieur du pic de puissance du bâtiment et sur une très longue période. Nous constatons aussi que des gains supplémentaires sont réalisés à la suite de la réduction du pic de puissance. Certains véhicules repartent avec un minimum d'énergie et d'autres avec la totalité.

### 5.3 Conclusion

Dans l'ensemble, pour les échanges bidirectionnels entre le bâtiment et les VES avec la priorité sur la recharge maximale des batteries, nous observons une réduction de la puissance maximale en utilisant le mode « V2B avec optimisation ». Les batteries de VE sont chargées au maximum et un gain sur la prime de puissance est réalisé aussi. Ensuite, lorsqu'on donne la priorité à la réduction du pic de puissance du bâtiment, on constate une réduction supplémentaire de la prime de puissance tout en faisant un compromis sur le minimum raisonnable de la capacité des batteries. Cependant, il faut nécessairement ajuster la puissance souscrite à la hausse du fait que la recharge occasionne une puissance supplémentaire et cela permettra d'éviter les pénalités du fournisseur.

# Chapitre 6 - Conclusion

## 6.1 Sommaire

Ce travail porte sur les échanges bidirectionnels en période hivernale entre un bâtiment institutionnel et des véhicules électriques en se basant sur le principe « Vehicle to grid » (V2G). Actuellement, le « smart grid » permet d'augmenter l'efficacité et la rentabilité du réseau électrique en intégrant aussi les VES. Alors, notre système V2G est composé d'un ou de plusieurs véhicules électriques qui sont présents au Québec en 2018 et qui sont connectés au réseau électrique de l'Université du Québec à Trois-Rivières par l'intermédiaire d'un agrégateur. Cette interconnexion permet, d'une part, d'utiliser les énergies de batteries de VE pour réduire le pic de puissance et, d'autre part, de recharger les batteries tout en proposant une solution gagnant-gagnant.

### 6.1.1 Rappel du modèle utilisé

Les données de consommation mensuelle et d'appels de puissance au pas de quinze minutes des mois de décembre 2014, janvier 2015, février 2015 et mars 2015 de l'UQTR, la tarification d'un client LG d'Hydro-Québec et la capacité de batteries de véhicules (la Chevrolet Volt, la Nissan Leaf, la E-Golf, la Chevrolet Bolt et la Tesla Model S) ont été intégrés dans le simulateur [4]. Le nombre de places de stationnement et les habitudes des employés pour le temps d'arrivée et de départ ont été ajoutés aussi. Ce simulateur utilise la méthode algorithmique du simplex révisé et la méthode des points intérieurs primal-dual qui

permettent de prendre des décisions pour la recharge des véhicules électriques et pour contrer l'accroissement des appels de puissances.

### 6.1.2 Rappel de la problématique

En hiver, avec l'utilisation du chauffage électrique, la demande au niveau de l'UQTR atteint des niveaux très élevés en termes de puissance, tel qu'illustré à la Figure 6-1 ici-bas. Hydro-Québec impose une certaine limite de puissance (5000 kW) pour mieux contrôler ses approvisionnements. Le dépassement de cette puissance souscrite entraîne souvent des pénalités financières importantes. Pour les éviter, des programmes de gestion de la demande ont été mis en place par la société HQ. D'autre part, pour mieux gérer la pointe de consommation, les véhicules électriques branchés au réseau électrique du bâtiment pourraient réinjecter une partie de leurs énergies pour baisser la puissance active et se recharger en période creuse.

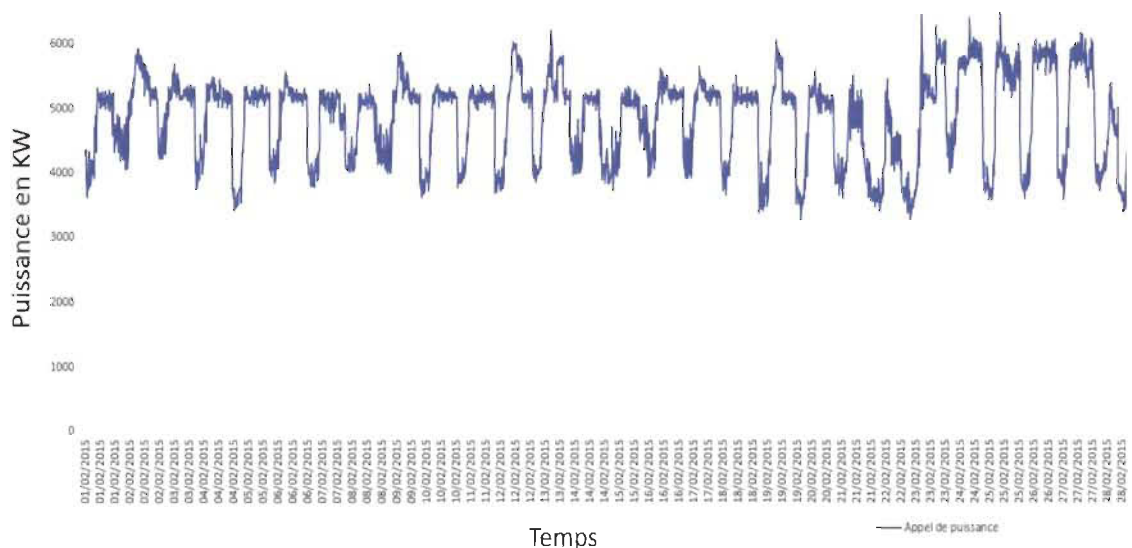


Figure 6-1 : Appels de puissance de l'UQTR – Février 2015

### 6.1.3 Rappel des résultats

En prenant un exemple pratique et réel, c'est-à-dire l'utilisation des données d'appels de puissance journaliers et de consommation de la période hivernale de l'Université du Québec à Trois-Rivières tout en considérant aussi les énergies de batteries de VE disponible au Québec en 2018, notre travail démontre la possibilité d'échanges bidirectionnels entre un bâtiment et des VES pour réduire la pointe de puissance du bâtiment en période hivernale et pour recharger aussi les batteries de VE.

Premièrement, la Figure 6-2 nous illustre les appels de puissance due à la consommation du bâtiment et à la recharge des VES connectés en mode « Stupid », c'est l'option sans une planification de recharge.

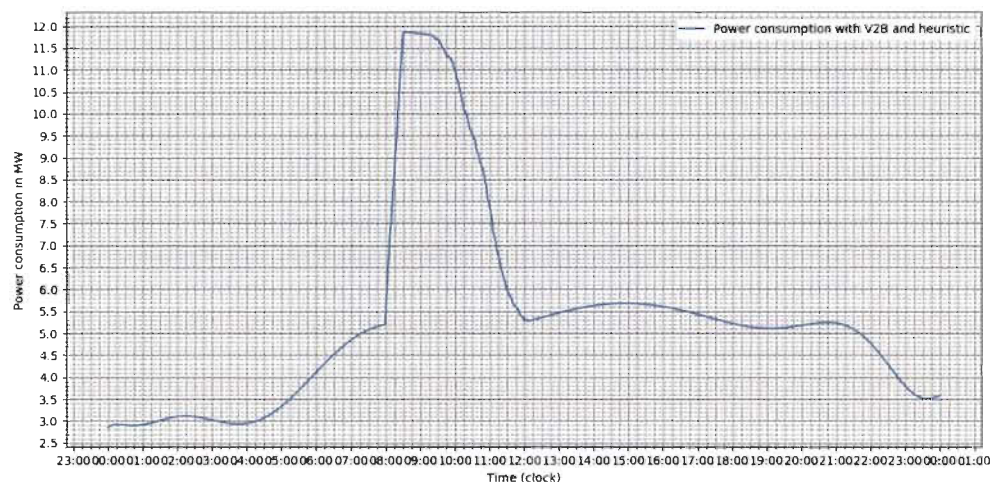


Figure 6-2 : Mode « Stupid » 300 Model S, 04 décembre 2014

Deuxièmement, la Figure 6-3 nous montre la simulation en mode « V2B avec optimisation » qui permet de recharger les batteries des VE à leurs pleines capacités tout en optimisant les appels de puissance. Nous constatons que le pic de puissance est réduit et nous affirmons qu'il est possible de donner une priorité à la recharge des VE, comme nous le montre la Figure 6-4.

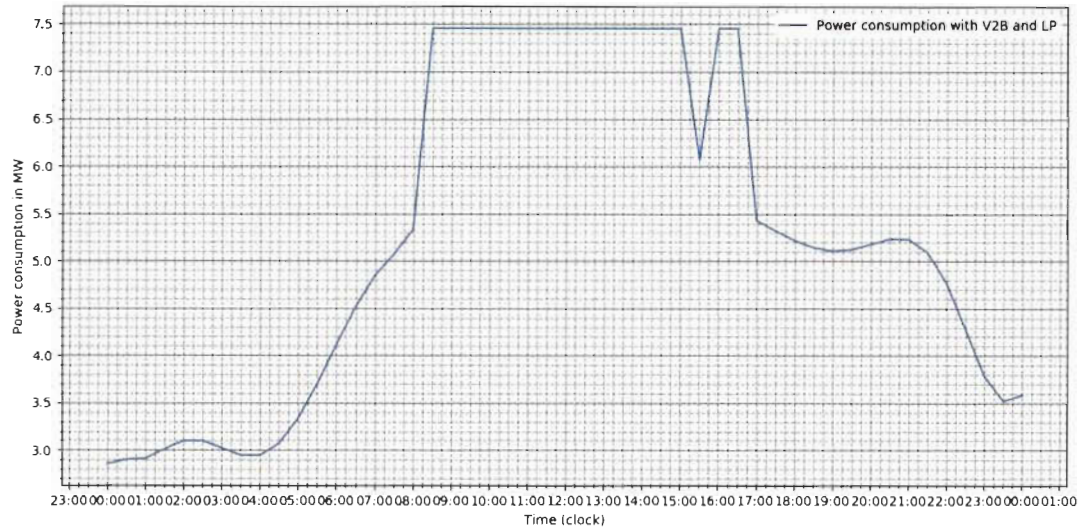


Figure 6-3 : Mode « V2B avec optimisation » 300 Model S, 04 décembre 2014

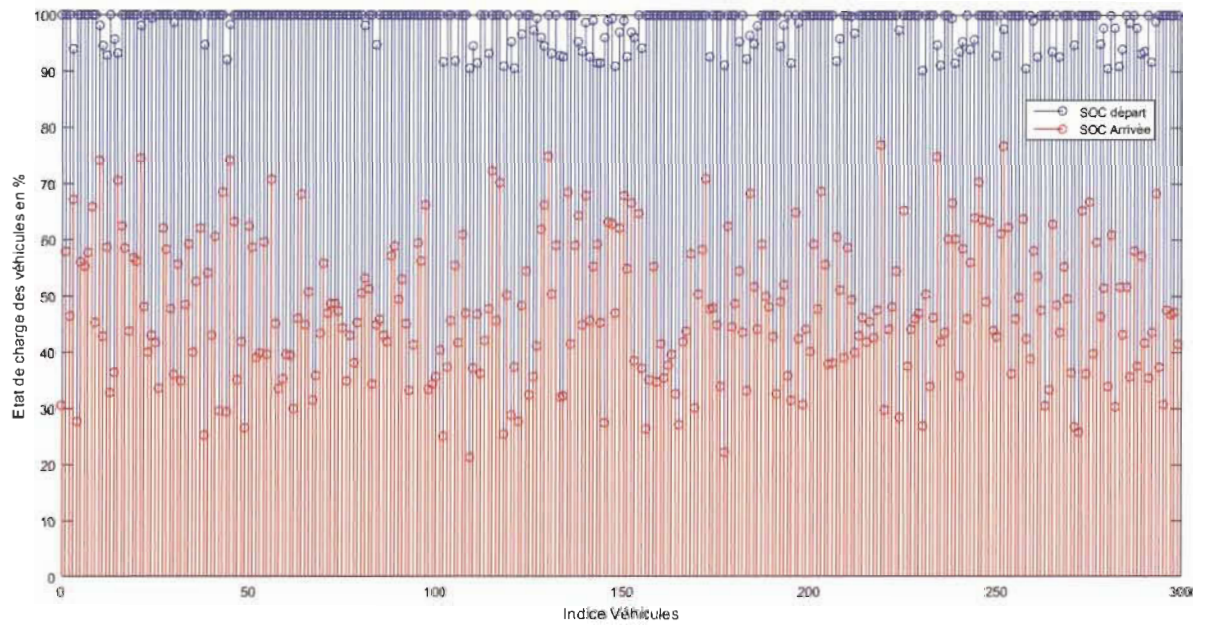


Figure 6-4 : États de charge, 300 Model S, arrivée-départ



Ensuite, les simulations ont démontré qu'il y a aussi la possibilité de donner la priorité à la réduction de la pointe de puissance, tel que nous illustre la Figure 6-5, tout en assurant un minimum au niveau de la recharge des VES, comme nous le montre la Figure 6-6.

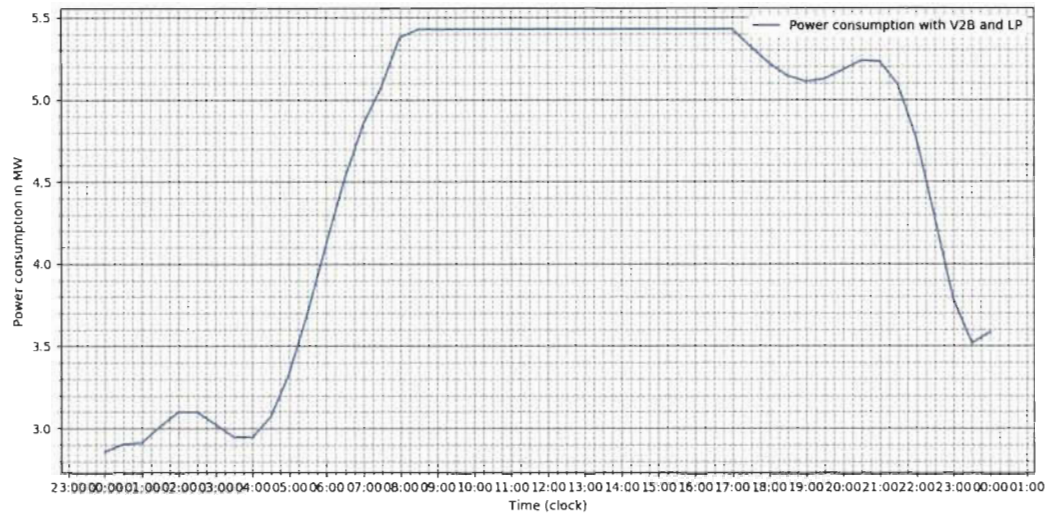


Figure 6-5 : Réduction du pic de puissance

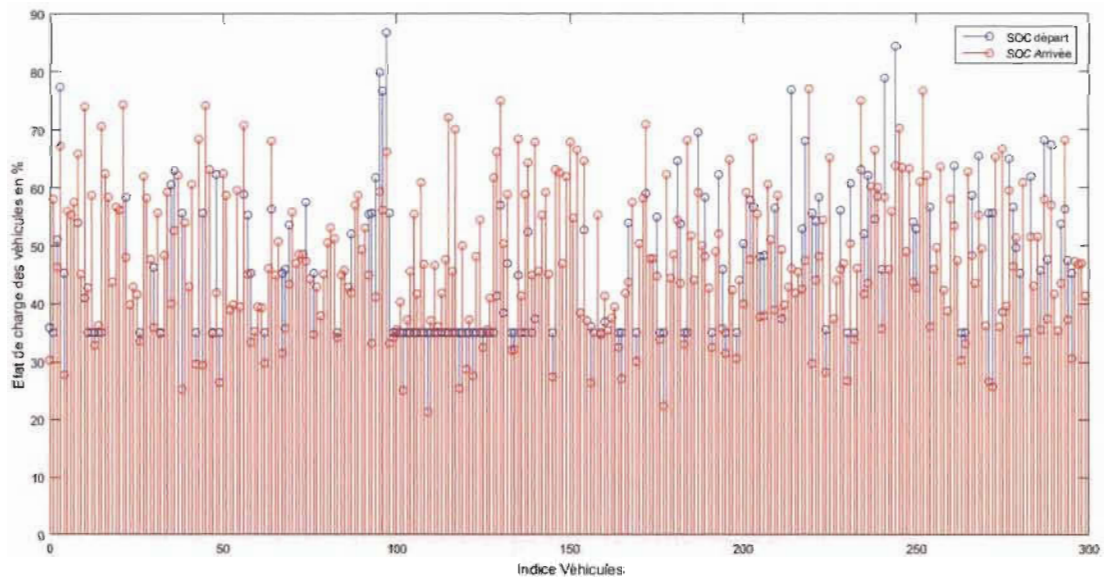


Figure 6-6 : États de charge, 300 Model S, arrivée-départ

## 6.2 Contributions

Les résultats qui découlent de ce projet de recherche ont permis d'actualiser et de fournir de nouvelles informations très intéressantes pour la continuité de la recherche sur le « V2G ».

Ce projet de recherche peut servir comme ressource pour le développement du concept V2G au sein de l'Université du Québec à Trois-Rivières puisque ce travail vise à intégrer ses données d'appel de puissance et de consommation, son système de tarification auprès d'Hydro-Québec et ses places de stationnement.

Le « V2G » réduit la pointe de puissance sur une longue période de la journée à la suite des échanges bidirectionnels entre les VES et le bâtiment institutionnel. Le gain en puissance lors de la réduction de la pointe de puissance est très important, soit de plus de 200 kW. D'où, la recherche a démontré que ce principe peut être ajouté au programme de la gestion de la demande de puissance d'Hydro-Québec puisqu'il répond à ses critères.

Les simulations ont illustré le nivellement et la réduction de la courbe de puissance sur une longue période. Ces facteurs sont importants, car cela permet le maintien et la durabilité des équipements du réseau électrique et évite la surcharge de l'installation électrique. Donc nos recherches ont permis de démontrer que le « V2G » peut contribuer à la stabilité du réseau électrique.

### 6.3 Travaux futurs

Le bon déroulement de ce mémoire nous a permis de cibler certaines recommandations pour la continuité de la recherche sur le « V2G » dans le futur.

Nous avons travaillé avec les données réelles de consommation et d'appels de puissance de l'UQTR. Il serait important d'avoir aussi une base de données pour représenter les habitudes des employés sur le temps d'arrivée et de départ ainsi que pour le comportement d'arrivée et de départ des étudiants. Cette base de données pourrait intégrer aussi les informations nécessaires du besoin en énergie du propriétaire du véhicule. Ou bien dans l'ensemble, nous suggérons un système qui devra générer l'ensemble de ces informations qui seraient transmises ensuite à l'algorithme d'optimisation.

Dans nos recherches, les simulations utilisaient un modèle de VE, l'un après l'autre; il serait souhaitable à l'avenir d'intégrer plusieurs marques et modèles de VE afin de refléter le plus possible la réalité.

L'algorithme d'optimisation, dans le simulateur qui gère la recharge des batteries des VE et la décharge de celles-ci pour contrer l'accroissement de la puissance, utilise la programmation linéaire. Ce modèle mathématique nous a permis d'obtenir de meilleurs résultats. Toutefois, pour les améliorer encore plus, il serait souhaitable de faire appel à d'autres techniques d'optimisation. Nous recommandons par exemple, un algorithme d'optimisation multi-objectif par la méthode des essaims particulaires et un algorithme décisionnel flou qui a été utilisé pour gérer un système qui intègre des éoliennes, des centrales thermiques avec des VES [58]. La technique d'optimisation encadre la charge et la décharge des VE et les coûts des utilisateurs de ces VES et tient compte aussi des coûts d'exploitation du réseau, de production de CO<sub>2</sub> ainsi que du fonctionnement discontinu des

éoliennes. Le modèle vise à maintenir dans une même proportion la demande et l'offre de la puissance active en fonction des conditions du réseau.

## Bibliographie

- [1] Hydro-Québec. (2018, 2018-10-21). *Consommation d'électricité par grand froid*. Available: <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/consommation-electrique-hiver.html>
- [2] Hydro-Québec. (2018, 2018-10-21). *Tarifs d'électricité en vigueur le 1er avril 2018*.
- [3] Hydro-Québec. (2017, 2018-10-21). *RAPPORT SUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE 2017*.
- [4] K. Tanguy, "Modélisation et optimisation de la recharge bidirectionnelle de véhicules électriques: application à la régulation électrique d'un complexe immobilier," 2013.
- [5] Hydro-Québec. (2018, 05-05-2015). *HISTOIRE DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC*. Available: <http://www.hydroquebec.com/histoire-electricite-au-quebec/chronologie/>
- [6] Hydro-Québec. (2000, 2018-11-03). *Rapport annuel 2000*. Available: <http://bibvir2.uqac.ca/archivage/030022405a2000.pdf>
- [7] M. d. T. d. Québec. (2015, 2018-11-03). *Plan d'action en électrification des transports 2015 >2020*. Available: [https://transportselectriques.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/CIAO-050-LG2-MTQ-Rapport2016FRv2.1\\_.pdf](https://transportselectriques.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/CIAO-050-LG2-MTQ-Rapport2016FRv2.1_.pdf)
- [8] V. Gouin, "Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles," 2015.
- [9] M. Jegen and X. D. Phillion, "Smart grid development in Quebec: A review and policy approach," (in English), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Review vol. 82, pp. 1922-1930, 2018.
- [10] M. Ourahou, W. Ayrir, B. El Hassouni, and A. Haddi, "Review on smart grid control and reliability in presence of renewable energies: Challenges and prospects," (in English), *Mathematics and Computers in Simulation*, Article in Press 2018.
- [11] A. Mercier, "Pilote de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel," 2015.
- [12] G. Wenzel, M. Negrete-Pincetic, D. E. Olivares, J. MacDonald, and D. S. Callaway, "Real-Time Charging Strategies for an Electric Vehicle Aggregator to Provide Ancillary Services," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5141-5151, 2018.
- [13] E. Sortomme and M. A. El-Sharkawi, "Optimal Combined Bidding of Vehicle-to-Grid Ancillary Services," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 70-79, 2012.
- [14] Y. Zhou and X. Li, "Vehicle to grid technology: A review," in *2015 34th Chinese Control Conference (CCC)*, 2015, pp. 9031-9036.

- [15] L. Liu and J. Zhang, "Definition and Framework Study for Aggregator of PEVs as Controllable Load in V2G Technology," in *2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, 2018, pp. 24-28.
- [16] Y. Ota, H. Taniguchi, H. Suzuki, J. Baba, and A. Yokoyama, "Aggregated storage strategy of electric vehicles combining scheduled charging and V2G," in *ISGT 2014*, 2014, pp. 1-5.
- [17] X. Guo, J. Li, and X. Wang, "Impact of grid and load disturbances on electric vehicle battery in G2V/V2G and V2H mode," in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015, pp. 5406-5410.
- [18] T. J. C. Sousa, V. Monteiro, J. C. A. Fernandes, C. Couto, A. A. N. Meléndez, and J. L. Afonso, "New Perspectives for Vehicle-to-Vehicle (V2V) Power Transfer," in *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2018, pp. 5183-5188.
- [19] M. A. Masrur *et al.*, "Military-Based Vehicle-to-Grid and Vehicle-to-Vehicle Microgrid—System Architecture and Implementation," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 4, no. 1, pp. 157-171, 2018.
- [20] K. Tanguy, M. R. Dubois, K. L. Lopez, and C. Gagné, "Optimization model and economic assessment of collaborative charging using Vehicle-to-Building," *Sustainable Cities and Society*, vol. 26, pp. 496-506, 2016/10/01/ 2016.
- [21] X. Chen, K. Leung, A. Y. S. Lam, and D. J. Hill, "Online Scheduling for Hierarchical Vehicle-to-Grid System: Design, Formulation, and Algorithm," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 2, pp. 1302-1317, 2019.
- [22] M. Tahir, "Electric vehicles and vehicle-to-grid technology. How utilities can play a role," UiT Norges arktiske universitet, 2017.
- [23] C. Weiller, "Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States," *Energy Policy*, vol. 39, no. 6, pp. 3766-3778, 2011/06/01/ 2011.
- [24] N. Hartmann and E. D. Özdemir, "Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2311-2318, 2011/02/15/ 2011.
- [25] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan, "A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Review vol. 49, pp. 365-385, 2015.
- [26] Q. Yan and M. Kezunovic, "Impact analysis of Electric Vehicle charging on distribution system," in *2012 North American Power Symposium (NAPS)*, 2012, pp. 1-6.
- [27] C. Farkas, G. Szücs, and L. Prikler, "Grid impacts of twin EV fast charging stations placed alongside a motorway," in *2013 4th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2013, pp. 1-6.
- [28] A. Rautiainen *et al.*, "Case studies on impacts of plug-in vehicle charging load on the planning of urban electricity distribution networks," in *2013 Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2013, pp. 1-7.

- [29] V. Nguyen, T. Tran-Quoc, and S. Bacha, "Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1-6.
- [30] O. C. Onar and A. Khaligh, "Grid interactions and stability analysis of distribution power network with high penetration of plug-in hybrid electric vehicles," in *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2010, pp. 1755-1762.
- [31] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulanathan, and T. K. Saha, "Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 241-249, 2014/05/01/ 2014.
- [32] D. Wu, K. T. Chau, C. Liu, S. Gao, and F. Li, "Transient Stability Analysis of SMES for Smart Grid With Vehicle-to-Grid Operation," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, no. 3, pp. 5701105-5701105, 2012.
- [33] J. C. Mukherjee and A. Gupta, "A Review of Charge Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grid," *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 4, pp. 1541-1553, 2015.
- [34] W. Diyun, K. T. Chau, and G. Shuang, "Multilayer framework for vehicle-to-grid operation," in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2010, pp. 1-6.
- [35] M. C. Kisacikoglu, B. Ozpineci, and L. M. Tolbert, "Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation," in *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2010, pp. 458-465.
- [36] L. Rauchfuß, J. Foulquier, and R. Werner, "Charging station as an active filter for harmonics compensation of smart grid," in *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014, pp. 181-184.
- [37] F. Marra *et al.*, "EV Charging Facilities and Their Application in LV Feeders With Photovoltaics," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1533-1540, 2013.
- [38] L. C. d. C. Bibendum. (2011, 2018-11-03). *Véhicules hybrides et électriques*. Available: <https://docplayer.fr/2031537-Les-cahiers-du-challenge-bibendum-roulons-electrique-vehicules-hybrides-et-electriques-paris.html>
- [39] CAA. (2018, 2018-11-28). *Technologies des véhicules hybrides et électriques*. Available: [http://caa.ca/docs/fr/CAA\\_Engine\\_Technology\\_eBook\\_fr.pdf](http://caa.ca/docs/fr/CAA_Engine_Technology_eBook_fr.pdf)
- [40] M. I. (2018, 2018-11-27). *Véhicules hybrides*. Available: <https://www.mobil1.fr/pourquoi-une-huile-synthetique/mobil-1-pour-les-moteurs-modernes/vehicules-hybrides.aspx>
- [41] A. d. V. É. d. Québec. (2018, 2018-10-05). *Statistique SAAQ-AVÉQ sur l'électromobilité au Québec*. Available: <http://www.aveq.ca/meacutedias.html>
- [42] [http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Accumulateur\\_lithium-ion&action=history](http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Accumulateur_lithium-ion&action=history). (2018, 2018-11-29). *Accumulateur lithium-ion*. Available: [http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Accumulateur\\_lithium-ion&oldid=154352495](http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Accumulateur_lithium-ion&oldid=154352495)

- [43] WIKIPEDIA. (2018, 2018-11-09). *Batterie d'accumulateurs*. Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Batterie\\_d%27accumulateurs#Notation\\_s%C3%A9rie\\_\(S\)\\_et\\_parall%C3%A8le\\_\(P\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Batterie_d%27accumulateurs#Notation_s%C3%A9rie_(S)_et_parall%C3%A8le_(P))
- [44] A. propre. (2018, 2018-11-29). *Les batteries des voitures électriques*. Available: <https://www.automobile-propre.com/dossiers/batteries-voitures-electriques/>
- [45] epec. (2018, 2018-12-01). *BATTERY CELL COMPARISON*. Available: <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html>
- [46] avem. (2018, 2018-12-01). *Les batteries pour véhicules électriques*. Available: <http://www.avem.fr/index.php?page=batterie&cat=technos>
- [47] U. o. C. Scientists. (2018, 2018-11-23). *Electric Vehicle Battery: Materials, Cost, Lifespan*. Available: <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/electric-cars-battery-life-materials-cost#bf-toc-4>
- [48] Statista. (2018, 2018-12-03). *Lithium-ion battery pack costs worldwide between 2010 and 2018 (in U.S. dollars per kilowatt hour)*. Available: <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>
- [49] Hydro-Québec. (2017, 2018-10-24). *Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec*. Available: <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf>
- [50] F. H. e. M. Sécher. (2018, 2018-10-24). *Définition de la pointe de consommation électrique*. Available: <http://hmf.enseiht.fr/travaux/bei/beiere/book/export/html/1574>
- [51] (2018-10-25). *Approvisionnements en électricité et émissions atmosphériques*. Available: <http://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/approvisionnements-energetiques-emissions-atmospheriques-2017.pdf>
- [52] Giant. (2018, 2018-10-26). *COMPARAISON DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DES CHAUFFE-EAU STANDARDS ET À TECHNOLOGIE ECOPEAK®*. Available: <https://giantinc.com/chauffe-eau/residentiel/electrique-ecopeak>
- [53] Hydro-Québec. (2018, 2018-10-26). *Tarif DT résidentiel*. Available: <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/compte-et-facture/comprendre-facture/tarifs-residentiels-electricite/tarif-dt.html>
- [54] (2015, 2018-10-27). *Biénergie et thermopompe: optimiser le tarif d'électricité réduit DT*. Available: <http://guideperrier.ca/biennergie-et-thermopompe/>
- [55] Hydro-Québec. (2018, 2018-10-26). *Gestion de la demande de puissance*. Available: <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html>
- [56] Hydro-Québec. (2016, 2018-10-28). *Gestion de la demande de puissance Hiver 2016-2017*. Available: [https://www.boma-quebec.org/boma/data/files/bibliotheque\\_virtuelle/gdp\\_presentation\\_boma\\_4\\_mai.pdf](https://www.boma-quebec.org/boma/data/files/bibliotheque_virtuelle/gdp_presentation_boma_4_mai.pdf)



- [57] R. D. L'ÉNERGIE. (2015, 2018-11-19). *Grille des tarifs d'électricité*. Available: [http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs\\_CondServices/HQD\\_GrilleTarifs2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HQD_GrilleTarifs2015.pdf)
- [58] P. M. Vasant, I. Rahman, B. S. M. Singh, and M. Abdullah-Al-Wadud, "Optimal power allocation scheme for plug-in hybrid electric vehicles using swarm intelligence techniques," *Cogent Engineering*, Article vol. 3, no. 1, 2016, Art. no. 1203083.
- [59] R. Bass, R. Harley, F. Lambert, V. Rajasekaran, and J. Pierce, "Residential harmonic loads and EV charging," in *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, 2001, vol. 2, pp. 803-808 vol.2.
- [60] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles, and W. Xu, "Method to Assess the Power-Quality Impact of Plug-in Electric Vehicles," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 958-965, 2014.
- [61] D. Liu, Y. Wang, and Y. Shen, "Electric vehicle charging and discharging coordination on distribution network using multi-objective particle swarm optimization and fuzzy decision making," *Energies*, Article vol. 9, no. 3, 2016, Art. no. 186.
- [62] Z. Ming, L. Supeng, and Y. Zhang, "Power charging and discharging scheduling for V2G networks in the smart grid," in *2013 IEEE International Conference on Communications Workshops (ICC)*, 2013, pp. 1052-1056.
- [63] A. Koufakis, E. S. Rigas, N. Bassiliades, and S. D. Ramchurn, "Towards an optimal EV charging scheduling scheme with V2G and V2V energy transfer," in *2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2016, pp. 302-307.
- [64] S. Yoon, P. Kanggu, and E. Hwang, "Connected electric vehicles for flexible vehicle-to-grid (V2G) services," in *2017 International Conference on Information Networking (ICOIN)*, 2017, pp. 411-413.
- [65] M. Alonso, H. Amaris, J. G. Germain, and J. M. Galan, "Optimal charging scheduling of electric vehicles in smart grids by heuristic algorithms," *Energies*, Article vol. 7, no. 4, pp. 2449-2475, 2014.
- [66] K. Mets, T. Verschueren, F. D. Turck, and C. Develder, "Exploiting V2G to optimize residential energy consumption with electrical vehicle (dis)charging," in *2011 IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*, 2011, pp. 7-12.
- [67] K. Mets, R. D. hulst, and C. Develder, "Comparison of intelligent charging algorithms for electric vehicles to reduce peak load and demand variability in a distribution grid," *Journal of Communications and Networks*, vol. 14, no. 6, pp. 672-681, 2012.
- [68] C. Silvestre, D. M. Sousa, and A. Roque, "Reactive power compensation using on board stored energy in Electric Vehicles," in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2012, pp. 5227-5232.
- [69] L. M. inc. (2018, 2018-11-05). *Le Guide de l'auto*. Available: <https://www.guideautoweb.com/>

[70] Hydro-Québec. (2015, 2018-11-14). *BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES*. Available: <http://www.hydroquebec.com/data/electrification-transport/pdf/guide-technique.pdf>

[71] A. inc. (2017, 2018-11-17). *Circuit électrique*.

Available: <https://lecircuitelectrique.com/>

[72] FLO. (2018, 2018-11-17). Available: <https://flo.ca/accueil>

[73] E. Inc. (2018, 2018-11-17). *Solutions de recharge EVduty*.

Available: <https://www.elmec.ca/evduty/>

## **Annexe A – V2G**

### **A.1 Types de V2G**

Actuellement, Le V2G se développe à plusieurs niveaux, c'est-à-dire qu'on peut l'appliquer au niveau du domicile en parlant du véhicule à domicile (V2H). Dans le V2H, l'énergie des batteries du VE est utilisée pour alimenter une partie de la charge de la maison pendant les heures de pointe. La batterie du véhicule peut aussi servir d'alimentation d'urgence au domicile [17].

Il est aussi utilisé entre deux ou plusieurs véhicules. On parle de véhicule à véhicule (V2V) dont le principe repose sur le transfert de puissance. Un véhicule peut transférer une partie de sa puissance vers l'autre véhicule [18]. Les véhicules connectés ensemble peuvent aussi transférer une partie de leurs puissances pour alimenter un microréseau éloigné. Le cas du déploiement de l'armée dans une zone qui est hors du réseau d'électricité. Les véhicules peuvent se connecter ensemble et alimenter un onduleur [19].

Le principe du V2G s'applique également au niveau du bâtiment sous l'appellation de véhicule au bâtiment (V2B). Les véhicules qui se connectent à un bâtiment peuvent réduire le pic de puissance aux heures de pointe et ensuite se recharger aux heures creuses ou selon une planification qui ne désavantage pas le bâtiment en termes de consommation [20].

V2G est aussi utilisé pour signifier l'interaction d'un nombre important des VES avec le réseau du distributeur. En effet, il s'agit des échanges bidirectionnels à grande échelle [21].

Toutes ces applications utilisent l'énergie des batteries des VES électriques pour réduire la consommation. Aujourd'hui, la technologie permet une interaction dans les deux sens

lorsqu'un VE est branché au réseau électrique. En effet un bâtiment dont les véhicules sont branchés sur son réseau électrique peut se servir de l'énergie des VE pour réduire ses appels de puissance.

Bien que les échanges bidirectionnels d'énergies apportent des avantages dans le V2G, il y a des précautions à prendre pour profiter pleinement de cette nouvelle technologie.

Les VES qui se connectent au réseau constituent une charge supplémentaire en plus de la consommation au niveau du réseau.

Cela étant, la recharge des batteries de VE doit adopter une stratégie qui n'augmente pas la consommation et les appels de puissance aux heures de pointe. Elle peut être répartie pendant le temps de stationnement ou se faire aux heures creuses afin que le système V2G écrête les pointes ou les diminue pendant la période de grande consommation. En utilisant une planification pour la recharge des VES, on peut parler de « charge ordonnée » ou de « charge contrôlée »[14].

## **A.2 Impacts des véhicules électriques sur le réseau électrique**

Bien que les VES comportent plusieurs avantages, des inquiétudes ont été exprimées concernant la fiabilité du réseau électrique en raison de l'utilisation croissante des VES à l'avenir. L'intégration d'un grand parc de VE dans le réseau de distribution entraîne des conséquences potentiellement négatives. Ces impacts doivent être pris en compte dans la conception et l'application du système V2G. Les impacts concernant le réseau électrique dus au grand nombre de véhicules électriques dans le réseau de distribution incluent la chute de tension, le déséquilibre de phase, la demande de puissance, les harmoniques, la surcharge et la stabilité du réseau électrique [25]. Les différents impacts sur le réseau de production d'électricité dû à l'accroissement des VES sont :

- **Profil de charge :** L'intégration des véhicules électriques dans le réseau électrique ajoute une charge supplémentaire pour les producteurs d'énergies.

L'offre d'électricité est un critère défini basé sur la demande. Lorsque les VES sont connectés au réseau pour charger des batteries, les fournisseurs d'électricité doivent répondre à la demande supplémentaire des consommateurs. Si la recharge de VE s'effectue sans aucune planification, c'est-à-dire une recharge incontrôlée où les propriétaires de véhicules électriques peuvent charger leurs batteries à tout moment de la journée et en fonction de leurs humeurs, cela risque d'augmenter drastiquement la charge pendant les heures de pointe. L'augmentation de la puissance de pointe nécessite plus de production pour satisfaire à la demande, ce qui peut poser un problème aux producteurs d'électricité.

[23] présente dans son article « Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States » une étude qui suggère et encourage l'utilisation de la recharge planifiée et surtout pendant les périodes creuses. De même que pour [24] dont l'article est intitulé « Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030 » conclue que la charge sera doublée si la recharge du véhicule électrique n'est pas contrôlée, car l'Allemagne dans un avenir proche est parmi les pays qui intensifient l'électrification des transports routiers.

Ces résultats montrent que, sans aucune gestion ni planification des calendriers de charge, une charge supplémentaire due à une grande flotte de véhicules électriques intégrée au réseau électrique compromettra la fiabilité du réseau.

- **Composants du système :** Les composants du système d'un réseau de distribution d'électricité sont conçus et mis en œuvre conformément à certains

critères. Ces critères sont déterminés en fonction de la demande et de l'offre d'énergie électrique. L'insertion d'un grand nombre de véhicules électriques dans le réseau de distribution génère une demande supplémentaire du côté des centres de productions. Cette demande supplémentaire va être fournie par les mêmes composants du système du réseau de distribution et peut les surcharger.

Dans l'article [25], des enquêtes ont été réalisées sur les incidences de la tarification des véhicules électriques sur la distribution. Aussi, l'article [26] présente les recherches sur les impacts de la charge des VE sur le réseau de distribution. Il conclut que la pénétration accrue des VES a une influence négative sur la durée de vie du transformateur.

Bref, sans planification adéquate du réseau et en l'absence de stratégies de gestion de la charge pour une plus grande pénétration des VES, la surcharge des composants dans le réseau de distribution est inévitable.

- **Déséquilibre de phase et profil de tension :** Plusieurs niveaux de puissance sont disponibles pour la recharge des batteries des VE. La recharge avec une configuration monophasée en courant alternatif provoque le déséquilibre d'une de phase dans le réseau électrique [25]. En plus du déséquilibre de phase, une intégration plus importante des VES dans le réseau électrique provoquerait une chute de tension et une déviation de la tension aux points du raccordement du chargeur de VE [25]. Par contre [27], soutient que l'intégration d'un nombre important des VES ne devrait pas affecter les limites acceptables de tensions du réseau électrique. De même, dans [28], l'étude soutient qu'une faible pénétration des VES ne devrait pas affecter les limites de tensions du réseau électrique

finlandais, puisque la conception du réseau permet de faire face à des charges supplémentaires. Pour une plus grande pénétration, cet article propose une planification de la recharge des batteries afin que les limites de tensions ne soient pas affectées[28].

Dépendamment des configurations de différents réseaux électriques, plusieurs études sur la chute et la déviation de tension due à l'intégration des VES sur le réseau ont été présentées. Certaines études prévoient des impacts significatifs, tandis que d'autres prédisent que ces impacts sont plutôt insignifiants.

- **Harmonique** : Le chargeur joue un rôle capital pour les VES. Ils sont composés de l'électronique de puissance et intègrent aussi les bornes de recharge des VES. Pendant le fonctionnement, la commutation des composants peut avoir des effets négatifs sur la qualité de l'énergie du réseau électrique en raison des harmoniques générées [25].

Richard Bass, Ronald Harley, Frank Lambert, Vinod Rajasekaran, Jason Pierce présentent dans leur article que la distorsion harmonique totale de la tension (THD) causée par le processus de charge des VE est inférieure à 1%, ce qui signifie que les harmoniques injectées n'affecteront pas la qualité de l'alimentation [59]. Aussi, [60] soutient également cette idée, en utilisant la méthode de simulation basée sur Montecarlo. Leurs recherches concluent que les impacts sur le réseau électrique dus aux harmoniques lors de la recharge de VE sont acceptables. Cependant, Van-Linh Nguyen, Tuan Tran-Quoc et Seddik Bacha démontrent dans leur travail que les harmoniques injectés dans le réseau

électrique sont significatifs si la recharge des batteries de VE en mode rapide est utilisée [29].

Pour conclure, les études diffèrent dans les résultats qui sont dus à plusieurs facteurs, mais il existe des solutions pour compenser les harmoniques injectées dans le réseau électrique. Par exemple, les dispositifs de filtrage.

- **Stabilité :** On définit la stabilité d'un réseau électrique comme étant la capacité à rétablir le fonctionnement en régime permanent après une perturbation [25]. Le réseau électrique est fiable lorsqu'il est aussi stable. Les VES représentent une charge relativement nouvelle pour les réseaux électriques et les chercheurs se sont questionnés sur la problématique de la stabilité due à cette nouvelle composante. Ils se sont intéressés à l'impact de la charge de véhicules électriques sur la stabilité du réseau électrique. [30] concluent dans leur article que la stabilité du réseau électrique de distribution avec une forte pénétration des VES hybrides rechargeables devient plus vulnérable aux perturbations et il faut plus de temps pour revenir à l'état stationnaire. Ceci est aussi corroboré par C.H.Dharmakeerthi, N.Mithulananthan et T.K.Saha, qui indiquent que les caractéristiques des systèmes de charge des véhicules électriques impliquent l'absorption de puissance réactive et l'injection d'harmoniques de courant [31].

Par contre [32], dans leur étude intitulée «Transient Stability Analysis of SMES for Smart Grid With Vehicle-to-Grid Operation » montrent que l'intégration des véhicules électriques peut plutôt accroître la stabilité du réseau électrique.

Ces recherches sur l'impact de la recharge des VES permettent de conclure que lorsque le réseau électrique alimente les chargeurs des batteries, cela peut



entraîner des problèmes majeurs au sein de l'infrastructure. Toutefois, si la recharge est bien organisée avec une bonne planification et surtout mise en œuvre, le système V2G peut atténuer les problèmes cités plus haut et améliorer la qualité de l'énergie du réseau électrique. Par conséquent, avec l'augmentation du marché des VES, la mise en œuvre de la technologie véhicule au réseau n'est pas simplement un avantage, mais plutôt une nécessité pour obtenir une distribution qui a un fonctionnement stable.

### **A.3 Méthode de contrôle dans le V2G**

Deux méthodes de contrôle ressortent dans la plupart des recherches dans le domaine du V2G. La première est la méthode « centralisée contrôlée » dans laquelle la stratégie est supervisée par un unique contrôleur. Par exemple, l'énergie commune des VES disponible dans une région est programmée puis contrôlée pour répondre à la demande des réseaux électriques et, à l'inverse, elle est utilisée pour recharger les VES. Il existe des stratégies de gestion appliquées par les fournisseurs d'électricité qui utilisent l'agrégateur dans cette méthode pour obtenir l'écrêtage des pics de puissance et la recharge pendant les périodes creuses. Tandis que la seconde est la méthode « contrôle distribué » qui n'a pas de contrôleur central ou d'agrégateur qui gèrent la charge et la décharge des VES. Les propriétaires de VE établissent leur propre profil de charge en fonction de leurs besoins. Ces deux méthodes ont des avantages et des inconvénients [14].

Cependant, dans notre travail, nous cherchons à évaluer le potentiel du V2G et ainsi, la méthode employée est le contrôle centralisé de la charge où l'ensemble des paramètres est connu. Nous fixons un nombre bien précis des véhicules qui participent aux échanges d'énergies. Elle permet une planification de la charge optimale contrairement au contrôle de

charge décentralisé, dans lequel seule une partie des informations des VES est disponible, ce qui rend la planification de charge sous-optimale [33].

#### **A.4 Algorithme d'optimisation dans le V2G**

Après que la méthode de contrôle ait été choisie, l'étape suivante consiste à planifier la recharge des VES qui sont branchés au réseau électrique et à prévoir aussi la décharge des batteries des VES pour pallier l'accroissement de puissance. Pour bien organiser cela, les ingénieurs électriques utilisent des algorithmes d'optimisation mathématiques qui aident à la prise de décision pour choisir le moment favorable à la recharge des batteries des VE afin d'éviter l'augmentation de la consommation au niveau du bâtiment. Cette programmation mathématique permettra aussi d'utiliser l'énergie des batteries quand le bâtiment sera en période de pointe. La cohabitation de deux systèmes (le bâtiment et les VES), en choisissant une technique d'optimisation appropriée, peut apporter certains avantages. La réduction des appels de puissance au niveau du bâtiment se traduira par une baisse de la facturation et une offre de recharge quasiment gratuite pour les propriétaires des VES. Cette solution gagnant-gagnant peut être intégrée dans la fonction objective de la méthode mathématique d'optimisation [33] [20]. Pour l'instant, voyons les travaux de recherche réalisés sur les différentes techniques d'optimisation.

Y.Ota, H.Taniguchi, H.Suzuki, J.Baba et A. Yokoyama proposent une stratégie qui tient compte de la demande de charge et de la gestion de la batterie de chaque véhicule électrique. Elle intègre aussi les sources d'énergies renouvelables avec le réseau électrique. La programmation tient compte des statistiques de conduite de chaque VE en utilisant les signaux de commande de l'agrégateur pour la gestion globale de l'énergie. L'étude vise à atténuer les effets négatifs sur le réseau électrique de la charge incontrôlée des VES [16].

[61] présente un algorithme d'optimisation multi-objectifs par la méthode des essais particuliers et un algorithme décisionnel flou pour gérer un système qui intègre des éoliennes, des centrales thermiques avec des VES. La technique d'optimisation encadre la charge et la décharge des VE et les coûts des utilisateurs de ces VES et tient compte aussi des coûts d'exploitation du réseau, de production de CO<sub>2</sub> ainsi que du fonctionnement discontinu des éoliennes. Le modèle vise à maintenir dans une même proportion la demande et l'offre de la puissance active en fonction des conditions du réseau.

Kevin Tanguy, Maxime R. Dubois, Karol Lina Lopez et Christian Gagné dans leur article utilisent un modèle de programmation linéaire pour la gestion de la demande électrique d'un campus universitaire dont plusieurs véhicules électriques sont dans son stationnement. Ils proposent le concept de taxation collaborative dans le concept V2B où les VES sont chargés gratuitement en échange de baisser la pointe de la consommation des bâtiments [20].

[62] étudient un schéma d'ordonnancement adaptable pour la charge et la décharge optimales des VES. Ils proposent la charge / décharge des VES en fonction du mode parking ou du mode mobile. Le mode mobile vise à minimiser les délais de la recharge des batteries tandis que le mode parking se concentre sur la réduction du rapport entre la puissance crête et celle de la moyenne du réseau. L'étude utilise le profil de charge électrique d'une ville en chine et se concentre aussi sur la demande des appareils électriques résidentiels et de l'offre. La programmation linéaire entière (ILP) est utilisée pour résoudre le problème de planification.

Alexandros-Michail Koufakis, Emmanouil S. Rigas et Nick Bassiliades proposent dans leurs recherches un schéma optimal de planification de la charge des VES avec l'option de transfert d'énergie véhicule à réseau (V2G) et véhicule à véhicule (V2V) pour satisfaire les

utilisateurs des VES et les fournisseurs d'énergie en ayant une option supplémentaire d'énergie. L'étude utilise la programmation mixte (MIP) en ayant trois alternatives pour le transfert d'énergie. V2G et V2V : sans énergie supplémentaire du réseau, avec de l'énergie supplémentaire du réseau et avec énergie du réseau et stockage de secours sur batterie. Cet algorithme est exécuté avec les données réelles de la production d'énergie de panneaux photovoltaïques qui proviennent de la Belgique [63].

En plus [64] présente des schémas de coordination de véhicule à réseau (V2G) flexible pour les édifices à bureaux équipés de bornes de recharge pour les VES. Elle intègre aussi la production photovoltaïque et le système de stockage d'énergie sur batterie. Pour s'ordonner ces systèmes ainsi que le nombre bien déterminé des VES, la technique d'optimisation utilisée est la programmation linéaire en nombre entier (ILP). Elle suppose une taxation à débit constant avec des horaires connus des VES qui sont dans le stationnement de l'immeuble. Dans cette étude, une enquête a été faite pour les bâtiments de services publics en considérant les supports flexibles qui se basent sur le modèle d'entrée et de sortie des VES des occupants des bureaux et révèle que le schéma de coordination proposé montre un gain potentiel de 14,3% de réduction des coûts énergétiques.

Monica Alonso, Hortensia Amaris, Jean Gardy Germain et Juan Manuel Galan dans leur étude intitulé « Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms » proposent un algorithme d'optimisation génétique pour coordonner la charge des VES. Ces recherches considèrent les limites thermiques de lignes de transmission, la charge au niveau des transformateurs, les limites de tension et les modèles de disponibilité des VE dans les stationnements. La méthode est appliquée à un système résidentiel basse tension existant et les résultats indiquent qu'un calendrier de charge

intelligent pour les VES permet de réduire le profil de charge, de diminuer la charge de pointe et de prévenir le vieillissement des éléments du réseau électrique [65].

Pour terminer, les articles [66] et [67] utilisent la programmation quadratique afin de parvenir à un rasage maximum et un nivellement de la charge. Dans le premier article, trois options sont utilisées avec la programmation quadratique (un scénario de statu quo et sans charge intelligente, une optimisation de charge locale intelligente sans V2G et une optimisation de charge avec V2G) pour 63 ménages qui sont raccordés au réseau de distribution. Une observation ramène à dire que la tarification optimisée non-V2G peut réduire la demande de pointe par rapport au statu quo de 64 %. Et dans le cas où V2G est utilisé avec la charge intelligente, l'étude démontre que la demande non V2G est réduite de 17%.

Dans le deuxième article, la programmation quadratique est aussi utilisée pour minimiser la charge de pointe excédentaire causée par la recharge des VES sur le réseau électrique. Toujours avec 63 ménages, les résultats de la recherche montrent que la charge contrôlée réduit la charge de pointe, la variabilité de la charge et les écarts par rapport à la tension nominale du réseau.

Bref, nous avons observé à travers tous ces articles que plusieurs techniques d'optimisation sont employées pour obtenir une méthode efficace et rentable de charge et de décharge des VES. Certaines études portent sur la perspective des utilisateurs, certaines privilégient le réseau électrique et d'autres recherchent une solution gagnant-gagnant pour les propriétaires des VÉS et les fournisseurs d'électricités. Nous constatons que l'approche la plus efficace est un modèle approprié et avantageux à la fois pour les propriétaires des réseaux électriques et les utilisateurs des VÉS.

## A.5 Améliorations du réseau électrique avec le V2G

Après la mise en place du système V2G avec une méthode de contrôle et une technique d'optimisation, les VES peuvent fournir aussi certains services au profit du fournisseur d'électricité ou au réseau électrique du bâtiment auquel ils sont raccordés. Il s'agit de:

- **Réserve tournante:** la réserve tournante est l'énergie supplémentaire disponible pour augmenter la capacité des unités de production d'énergie. Cette énergie est fournie au réseau électrique en cas de besoin ou pour le maintien de l'équilibre production consommation. Le V2G peut servir de réserve en rotation dans ce scénario. L'énergie stockée dans les VES qui sont connectés au réseau fournit une capacité de production supplémentaire et peut compenser les pertes de production [13].

Les unités de production ont toujours une capacité de production de secours en cas de panne ou de perte. La technologie V2G peut potentiellement prendre en charge en cas de panne, minimiser la capacité de production de sauvegarde et réduire les coûts pour les fournisseurs d'électricités [13].

- **Réduire la charge de pointe du réseau électrique et niveler la courbe de charge:** très souvent, dans un réseau de distribution, les appels de puissance par les charges aux niveaux résidentiel, commercial et industriel peuvent être de courte durée. Lorsqu'ils sont répétitifs, ces appels peuvent affecter le réseau électrique ou accélérer le vieillissement des équipements de distribution. La réduction de la pointe en utilisant le V2G, c'est-à-dire utiliser l'énergie des batteries pour baisser la puissance de pointe permettra d'éviter les inconvénients que nous avons cités ci-haut. D'où, une efficacité énergétique associée à des

gains d'énergie pourra être observée tout en évitant la surcharge et le vieillissement prématuré du réseau électrique [34].

- **Maintien de la tension:** le maintien de la tension est un facteur essentiel pour le fonctionnement et la fiabilité du réseau électrique. Une des méthodes utilisées pour réguler la tension est l'utilisation d'un compensateur à induction et capacité [35]. Cependant, avec la technologie V2G, il est possible d'obtenir une régulation de la tension et une correction de la puissance à l'aide des chargeurs bidirectionnels des VE. Le condensateur de liaison CC du chargeur peut fournir une puissance réactive par une commande de commutation appropriée [68]. Ce phénomène peut permettre d'obtenir une assistance en puissance réactive pour le réseau électrique.
- **Harmoniques:** Plusieurs charges non linéaires sont connectées aux réseaux électriques modernes. Ces charges non linéaires injectent des harmoniques de courant dans le réseau électrique, compromettant ainsi la qualité de l'énergie. Aussi, les chargeurs des VE font également partie des charges non linéaires qui injectent des harmoniques dans le réseau électrique. Cependant, avec une commande appropriée des chargeurs des VE, ils peuvent être utilisés comme filtres actifs pour filtrer les harmoniques générés par les chargeurs des VE et autres charges non linéaires connectées au réseau électrique [36].
- **Soutien aux ressources en énergies renouvelables:** l'intégration des ressources en énergies renouvelables dans le réseau électrique est limitée par les systèmes de stockage d'énergie disponible. Cela provoque un problème d'intermittence dans les sources d'énergie renouvelables connectées au réseau électrique.

Lorsque la production d'énergie à partir des ressources renouvelables est supérieure aux besoins ou peut être stockée, une quantité supplémentaire d'énergie est perdue en raison d'une capacité limitée. Le Système V2G peut résoudre le problème de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables. Les VES peuvent être rechargés en cas de production excédentaire à partir de sources d'énergie renouvelable et déchargés lorsque les ressources en énergie renouvelable ne génèrent pas suffisamment d'énergie [37]. Étant donné que V2G peut résoudre le problème de stockage d'énergie, il est possible d'intégrer davantage de ressources en énergie renouvelable dans les réseaux électriques, réduisant ainsi les menaces pour l'environnement et assurant la durabilité du système électrique [25].



## **Annexe B – Véhicules électriques**

### **B.1 Véhicules entièrement électriques (VEÉ)**

Les véhicules entièrement électriques sont présentés ci-dessous avec leurs différents paramètres.

#### **BMW i3**

La BMW i3 est une sous-compacte qui vient aussi avec l'option entièrement électrique munie d'un moteur électrique de 170 hp (125 kW) et d'une batterie au lithium-ion (Li-ion) de 33 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 183 kilomètres. Elle possède un chargeur embarqué de 7,2 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures sous 240 V.

#### **BMW i3s**

La BMW i3s est aussi une sous compacte qui vient aussi avec l'option entièrement électrique munie d'un moteur électrique de 184 hp (135 kW) et d'une batterie au Li-ion de 33 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 183 kilomètres. Elle possède un chargeur embarqué de 7.2 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures sous 240 V.

#### **Chevrolet Bolt**

La Chevrolet Bolt EV est une petite familiale entièrement électrique qui est parmi les véhicules le plus populaires au Québec. Elle a un moteur électrique de 200 hp (150 kW) et une batterie au Li-ion de 60 kWh. Elle procure déjà une assez grande autonomie d'environ

383 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 7.2 kW avec un temps de recharge maximum de 9,5h sous 240 V.



Figure B-1 : Chevrolet Bolt EV [69].

### **Ford Focus**

La Ford Focus est une compacte entièrement électrique qui a un moteur électrique de 143 hp (107 kW) avec une batterie au Lion-ion de 35 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 185 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 6,6 kW avec un temps de recharge maximum de 5,5h sous 240 V.

### **Hyundai Ioniq**

La Hyundai Ioniq de catégorie intermédiaire est un véhicule qui vient aussi avec l'option entièrement électrique avec un moteur électrique de 118 hp (88 kW) et une batterie au lithium-ion polymère (Li-Po) de 28 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 200 kilomètres et son chargeur embarqué est de 7 kW avec un temps de recharge maximum de 4 h sous 240 V.

### **Kia Soul**

La Kia Soul est une petite familiale entièrement électrique qui a un moteur électrique de 109 hp (81 kW) avec une batterie au Li-Po de 30 kWh. Elle procure une autonomie d'environ

179 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 6,6 kW avec un temps de recharge maximum de 5 h sous 240 V.

### **Nissan Leaf**

La Nissan Leaf est un véhicule de catégorie intermédiaire avec un moteur électrique de 147 hp (110 kW) et une batterie au Li-ion de 40 kWh. Elle est parmi les véhicules les plus populaires au Québec et procure une autonomie d'environ 242 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 6,6 kW avec un temps de recharge maximum de 6 h sous 240 V.



Figure B-2 : Nissan Leaf [69].

### **Smart fortwo**

La Smart fortwo est un véhicule de deux places qui a un moteur électrique 80 hp (60 kW) avec une batterie au Li-ion de 17,6 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 160 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 7,2 kW avec un temps de recharge maximum de 8 h sous 240 V.

### **E-Golf**

La E-Golf de catégorie compacte est un véhicule entièrement électrique qui a un moteur électrique 134 hp (100 kW) avec une batterie au Li-ion de 35,8 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 201 kilomètres. Son chargeur embarqué est de 7,2 kW avec un temps de recharge maximum de 4,9 h sous 240 V ou 26 h sous 120 V.

## **Tesla Model 3**

### **Model 3 de base**

La Tesla Model 3 de base est une berline entièrement électrique qui a un moteur électrique 306 hp (228 kW) avec une batterie au Li-ion de 60 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 300 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

### **Model 3 étendue**

La Tesla Model 3 étendue est une berline entièrement électrique qui a un moteur électrique 306 hp (228 kW) avec une batterie au Li-ion de 75 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 500 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.



Figure B-3: Tesla Model S [69].

## **Tesla Model S**

### **Model S 75D**

La Tesla Model S 75D est une grande berline entièrement électrique qui a un moteur électrique 259 hp (193 kW) avec une batterie au Li-ion de 75 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 466 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

**Model S 100D**

La Tesla Model S 100 D est une grande berline entièrement électrique qui a un moteur électrique 259 hp (190 kW) avec une batterie au Li-ion de 100 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 594 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

**Model S P100D**

La Tesla Model S P100 D est une grande berline entièrement électrique qui a deux moteurs électriques dont l'un est 503 hp (375 kW) et l'autre est de 259 hp (190 kW) avec une batterie au Li-ion de 100 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 572 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

**Tesla Model X**

Le Model X est le véhicule utilitaire sport le plus sécuritaire, rapide et performant de l'histoire. Équipé de la traction intégrale et d'une batterie de 100 kWh permettant une autonomie de 475 km, le Model X offre l'espace qu'il faut pour transporter confortablement sept adultes et tout leur équipement. Le Model X, c'est le VUS sans compromis.

**Model X 75D**

La Tesla Model S 75D de catégorie VUS est entièrement électrique avec un moteur électrique de 259 hp (193 kW), une batterie au Li-ion de 75 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 381 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

**Model X 100D**

La Tesla Model S 100 D de catégorie VUS est entièrement électrique avec un moteur électrique de 259 hp (190 kW), une batterie au Li-ion de 100 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 475 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

### **Model X P100D**

La Tesla Model S 100 D de catégorie VUS est entièrement électrique avec un moteur électrique de 259 hp (190 kW), une batterie au Li-ion de 100 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 465 kilomètres pour une vitesse moyenne de 100 km/h.

### **B.2 Véhicules hybrides rechargeables (VHR)**

Les véhicules hybrides rechargeables sont présentés ci -dessous avec leurs spécifications.

#### **BMW i3**

La BMW i3 est une sous compacte qui vient aussi avec l'option autonomie prolongée. Elle est munie d'un moteur électrique de 170 hp (125 kW) et d'une batterie au Li-ion de 33 kWh. Elle procure une première autonomie d'environ 183 kilomètres et une autonomie supplémentaire de 129 km avec le petit moteur à essence de deux cylindres. Elle possède un chargeur embarqué de 7.2 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures.

#### **BMW i3s**

La BMW i3s est aussi une sous compacte qui vient aussi avec l'option entièrement électrique munie d'un moteur électrique de 184 hp (135 kW) et d'une batterie au Li-ion de 33 kWh. Elle procure une autonomie d'environ 183 kilomètres et une autonomie supplémentaire de 129 km avec le petit moteur à essence de deux cylindres. Elle possède un chargeur embarqué de 7.2 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures.

#### **Chevrolet Volt**

La Chevrolet Volt est une compacte avec un moteur électrique de 149 hp (111 kW) et munie d'une batterie au lithium-ion de 18,4 kWh. Elle procure une première autonomie d'environ 85 km et une autonomie supplémentaire de 591 km avec le moteur à essence de 1,5 litre qui

fonctionne en mode génératrice. Elle possède un chargeur embarqué de 3.6 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures sous 240 V.

### **Audi A3 Sportback e-tron**

La Audi A3 est une compacte avec un moteur à essence de 150 hp (112 kW), un moteur électrique de 102 hp (76 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 8,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 26 km ajoutés de 579 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3.3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,5 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **BMW 330e**

La BMW 330e est une compacte avec un moteur à essence ou diesel de 184 hp (137 kW), un moteur électrique de 87 hp (65 kW) et est munie d'une batterie au lithium-ion de 7,6 kWh. Elle procure une première autonomie de 23 km ajoutés de 557 km quand le moteur à essence ou au diesel prend le relais. Elle possède un chargeur embarqué de 3,7 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **BMW 530e xDrive**

La BMW 530e xDrive est une compacte avec un moteur à essence de 180 hp (134 kW), un moteur électrique de 111 hp (83 kW) et est munie d'une batterie au lithium-ion de 9,2 kWh. Elle procure une première autonomie de 24 km ajoutés de 554 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,7 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**BMW 740e xDrive**

La BMW 740e xDrive est une grande berline avec un moteur à essence de 255 hp (190 kW), un moteur électrique de 111 hp (83 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 9,2 kWh. Elle procure une première autonomie de 23 km ajoutés de 525 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,7 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**BMW i8**

La BMW i8 est une sous compacte avec un moteur à essence de 228 hp (170 kW), un moteur électrique de 129 hp (96 kW) et est munie d'une batterie Li-ion de 7,1 kWh. Elle procure une première autonomie de 24 km ajoutés de 509 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,7 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240V.

**BMW X5 xDrive40e**

La BMW X5 xDrive40e est un VUS avec un moteur à essence de 241 hp (180 kW), un moteur électrique de 111 hp (83 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 9,2 kWh. Elle procure une première autonomie de 23 km ajoutés de 863 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**CADILLAC CT6 Plug-In**

La CADILLAC CT6 Plug-In est un intermédiaire avec un moteur à essence de 265 hp (198 kW), un moteur électrique de 100 hp (75 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 18,4 kWh. Elle procure une première autonomie de 50 km ajoutés de 658 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,6 kW qui recharge la



batterie jusqu'à un maximum de 4,5 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **CHRYSLER Pacifica PHEV**

La CHRYSLER Pacifica PHEV est une fourgonnette avec un moteur à essence de 261 hp (195 kW), un moteur électrique de 114 hp (85 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 16,7 kWh. Elle procure une première autonomie de 53 km ajoutés de 858 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 6,6 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **FORD C-Max Energi**

La FORD C-Max Energi est un intermédiaire avec un moteur à essence de 141 hp (105 kW), un moteur électrique de 118 hp (88 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 7,6 kWh. Elle procure une première autonomie de 33 km ajoutés de 884 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,5 heures sous 204 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **FORD Fusion Energi**

La FORD Fusion Energi est un intermédiaire avec un moteur à essence de 141 hp (105 kW), un moteur électrique de 118 hp (88 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 9 kWh. Elle procure une première autonomie de 35 km ajoutés de 947 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240V. La configuration mécanique est parallèle.

**HONDA Clarity**

La HONDA Clarity est une intermédiaire avec un moteur à essence de 103 hp (77 kW), un moteur électrique de 181 hp (135 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 17 kWh. Elle procure une première autonomie de 77 km ajoutés de 475 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 6,6 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**HYUNDAI Ioniq**

La HYUNDAI Ioniq est une intermédiaire avec un moteur à essence de 104 hp (78 kW), un moteur électrique de 60 hp (45 kW) et est munie d'une batterie au lithium-ion polymère (Li-Po) de 8,9 kWh. Elle procure une première autonomie de 47 km ajoutés de 961 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**HYUNDAI Sonata PHEV**

La HYUNDAI Sonata PHEV est une intermédiaire avec un moteur à essence de 154 hp (115 kW), un moteur électrique de 51 hp (38 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 9,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 43 km ajoutés de 901 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,7 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

**KARMA Revero**

La KARMA Revero est une sous-compacte avec un moteur à essence de 235 hp (175 kW), un moteur électrique de 403 hp (301 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 21,4 kWh.

Elle procure une première autonomie de 51 km ajoutés de 303 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 6,6 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V. La configuration mécanique est sériee.

### **KIA Optima PHEV**

La KIA Optima PHEV est une intermédiaire avec un moteur à essence de 154 hp (115 kW), un moteur électrique de 50 hp (37 kW) et est munie d'une batterie au Li-Po de 9,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 47 km ajoutés de 935 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,7 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 204 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **MERCEDES-BENZ GLE 550e**

La MERCEDES-BENZ GLE 550e est un VUS avec un moteur à essence de 329 hp (245 kW), un moteur électrique de 114 hp (85 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 8,7 kWh. Elle procure une première autonomie de 19 km ajoutés de 719 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 1,9 heure sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **MERCEDES-BENZ S 560e**

La MERCEDES-BENZ S 560e est une grande Berline avec un moteur à essence de 362 hp (270 kW), un moteur électrique de 121 hp (90 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 13,5 kWh. Elle procure une première autonomie de 23 km ajoutés de 702 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,5 heures sous 240 V.

### **Mini Cooper S E Countryman ALL4**

La Mini Cooper S E Countryman ALL4 est un intermédiaire avec un moteur à essence de 134 hp (100 kW), un moteur électrique de 87 hp (65 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 7,6 kWh. Elle procure une première autonomie de 19 km ajoutés de 420 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **MITSUBUSHI Outlander PHEV**

La MITSUBUSHI Outlander PHEV est un VUS avec un moteur à essence de 117 hp (87 kW), un moteur électrique de 80 hp (60 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 12 kWh. Elle procure une première autonomie de 35 km ajoutés de 463 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V.

### **PORSCHE 918 Spyder**

La PORSCHE 918 Spyder est une sous compacte avec un moteur à essence de 608 hp (453 kW), un moteur électrique de 286 hp (213 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 6,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 19 km ajoutés de 661 km quand le moteur à essence prend la relève. La configuration mécanique est parallèle.

### **PORSCHE Cayenne S E-Hybrid**

La PORSCHE Cayenne S E-Hybrid est un VUS avec un moteur à essence de 333 hp (248 kW), un moteur électrique de 95 hp (71 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 10,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 23 km ajoutés de 768 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,6 kW ou en option de 7,2

kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,7 ou de 1,3 heure sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **PORSCHE Panamera S E-Hybrid**

La PORSCHE Panamera S E-Hybrid est une grande berline avec un moteur à essence de 550 hp (410 kW), un moteur électrique de 136 hp (101 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 14 kWh. Elle procure une première autonomie de 25 km ajoutés de 825 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,6 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 3 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

### **TOYOTA Prius Prime PHEV**

La Prius Prime est une intermédiaire avec un moteur à essence de 95 hp (71 kW), un moteur électrique de 71 hp (53 kW) et est munie d'une batterie au lithium-ion de 8,8 kWh. Elle procure une première autonomie de 40 km ajoutés de 995 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2 heures sous 240 V. La configuration mécanique est série-parallèle.

### **VOLVO XC90 T8 Twin Engine**

La VOLVO XC90 T8 est un VUS avec un moteur à essence de 313 hp (233 kW), un moteur électrique de 87 hp (65 kW) et est munie d'une batterie au Li-ion de 9,2 kWh. Elle procure une première autonomie de 21 km ajoutés de 529 km quand le moteur à essence prend la relève. Elle possède un chargeur embarqué de 3,3 kW qui recharge la batterie jusqu'à un maximum de 2,5 heures sous 240 V. La configuration mécanique est parallèle.

## **Annexe C – La recharge des véhicules électriques**

Quel que soit le type de la batterie, l'inconvénient commun que l'on décèle dans les VES est la recharge des accumulateurs. L'impact sur l'autonomie est moindre avec les véhicules hybrides tandis que dans les véhicules entièrement électriques, une planification de recharge doit être bien suivie pour assurer l'autonomie du déplacement.

Le temps de charge est aussi un facteur important puisque lors d'un déplacement de plusieurs centaines de kilomètres, la batterie du véhicule entièrement électrique devra être rechargée en un temps record pour permettre la poursuite du trajet.

Dans cette section, nous allons décrire les types de recharge, les types de prises mobiles et les bornes de recharge qui sont disponibles sur le marché québécois et en Amérique du Nord. Nous allons décrire aussi quelques réseaux de recharge publics pour les VES.

### **C.1 Types de recharge**

En se basant sur la puissance du chargeur du VE et sur l'énergie maximale de la batterie, la norme SAEJ1772 définit pour l'Amérique du Nord trois niveaux de recharge qui sont déterminés par le niveau de la tension électrique. Le niveau 1 utilise la tension de 120 V CA, le niveau 2 emploie une tension de 208 ou de 240 V CA, comme nous le montre le Tableau C-1 et le niveau 3 dispose d'une plage tension qui varie de 200 à 450 V CC. La recharge est considérée comme rapide lorsqu'elle utilise les paramètres du niveau 3. En ce moment, il n'y a que les normes CHAdeMO et SAEJ1772 « Combo » qui donnent des exigences sur la recharge rapide. Aussi, le fabricant Tesla emploie un système de recharge rapide en courant

continu qui est strictement réservé à ses voitures dont le chargeur est appelé « Supercharger ».

Tableau C-1 : Niveaux de charge en CA en Amérique du Nord [70].

Niveau	Tension nominale monophasée (VCA)	Courant maximal (A)	Protection (A)
1	120	12	15
1	120	16	20
2	208 ou 240	Jusqu'à 80	Jusqu'à 100

## C.2 Prises mobiles et socles de recharge

Avant d'aborder les différentes bornes électriques en fonction du niveau de recharge, nous allons répertorier les connecteurs (les prises mobiles et les socles de recharge) que l'on retrouve en Amérique du Nord. On retrouve 4 types de connecteurs selon le véhicule et le type de recharge voulus. Nous avons le connecteur J1772, le connecteur SAE Combo, le connecteur CHAdeMo et le connecteur Tesla.

La norme SAE J1772 de l'association mondiale SAE International qui a été adoptée par les constructeurs automobiles couvre les exigences de prises mobiles et de socles de recharges J1772 que l'on retrouve sur la plupart des véhicules électriques tel que montré sur la Figure C-1, excepté les Tesla. La norme se penche plus sur la recharge en AC en utilisant le chargeur intégré que sur la recharge en CC [70].



Figure C-1 : prise mobile J1772 à G. et socle de recharge J1772 à D. [70].

Le second connecteur est la prise mobile J1772 « Combo » qui est utilisée avec le socle de recharge J1772 « Combo » comme vu sur la Figure C-2 et la Figure C-3. La prise mobile J1772 « Combo » diffère de la première par l'ajout de deux broches supplémentaires qui permettent la recharge de grande puissance. Le socle de recharge « Combo » est aussi compatible avec la prise ordinaire J1772 comme nous le montre la Figure C-4 ici-bas.



Figure C-2 : Mobile J1772 « Combo » [70]



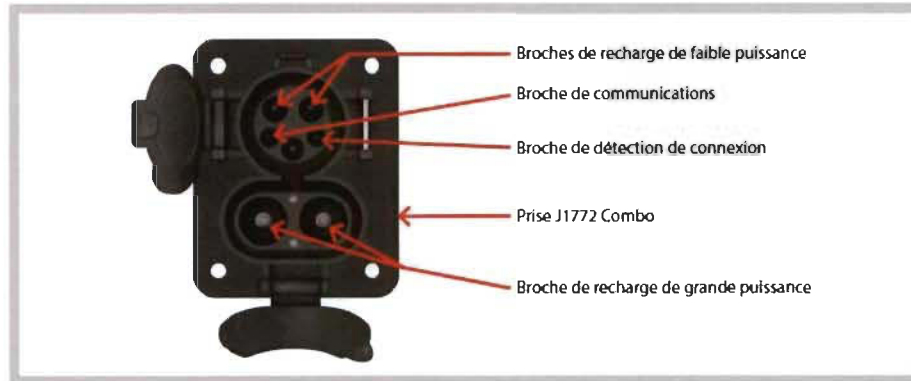


Figure C-3 : Socle de recharge J1772 « Combo » [70]



Figure C-4 : Compatibilité du socle de recharge

Le troisième connecteur composé de la prise et du socle, tel qu'on le montre dans la Figure C-5 et dans la Figure C-6 ici-bas qui est de fabrication japonaise ChadeMo est proposé au Canada en option sur les véhicules électriques Nissan Leaf, Mitsubishi i-MIEV et Kia Soul [70].

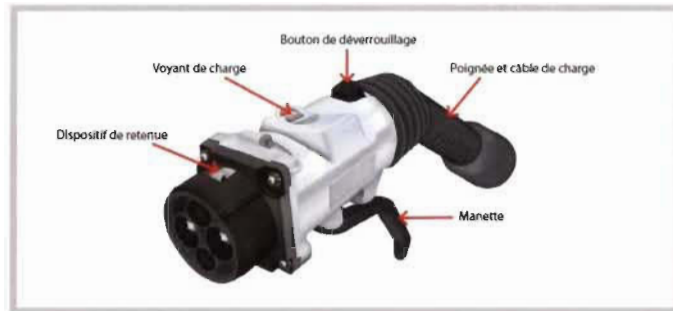


Figure C-5 : Prise mobile CHAdeMO

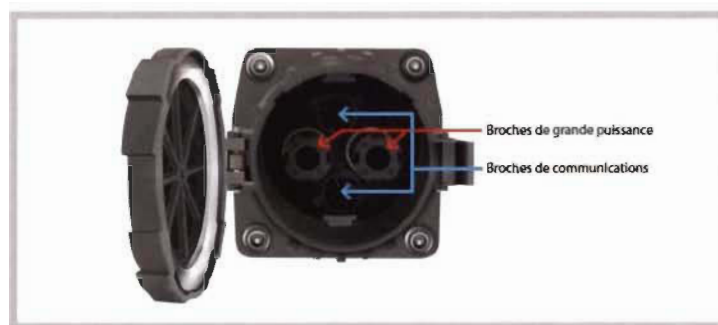


Figure C-6 : Socle de recharge CHAdeMO

Le quatrième connecteur est la prise mobile et le socle de recharge « Supercharger » de Tesla que nous montrent la Figure C-7 et la Figure C-8 ici-bas.

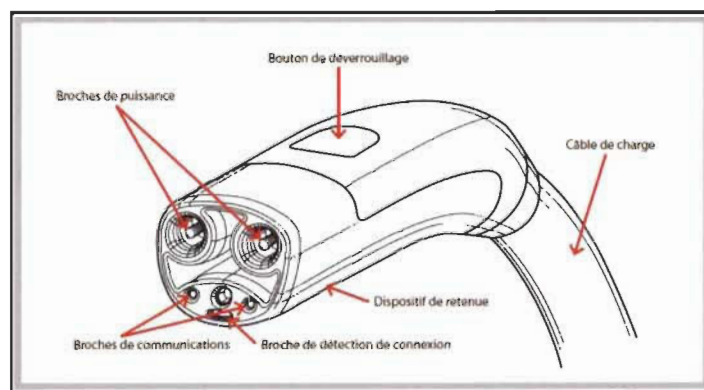


Figure C-7 : Prise mobile « Supercharger » de TESLA

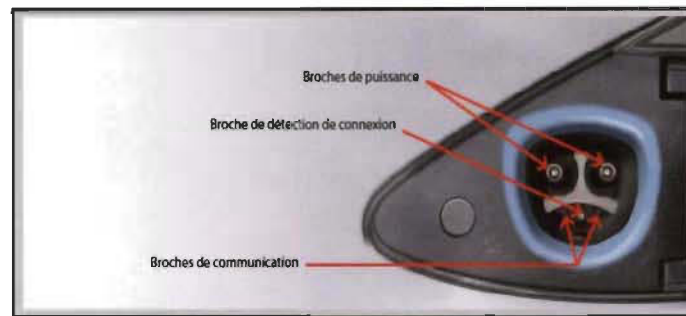


Figure C-8 : Socle de recharge « Supercharger » de TESLA

### C.3 Bornes de recharge pour les véhicules électriques

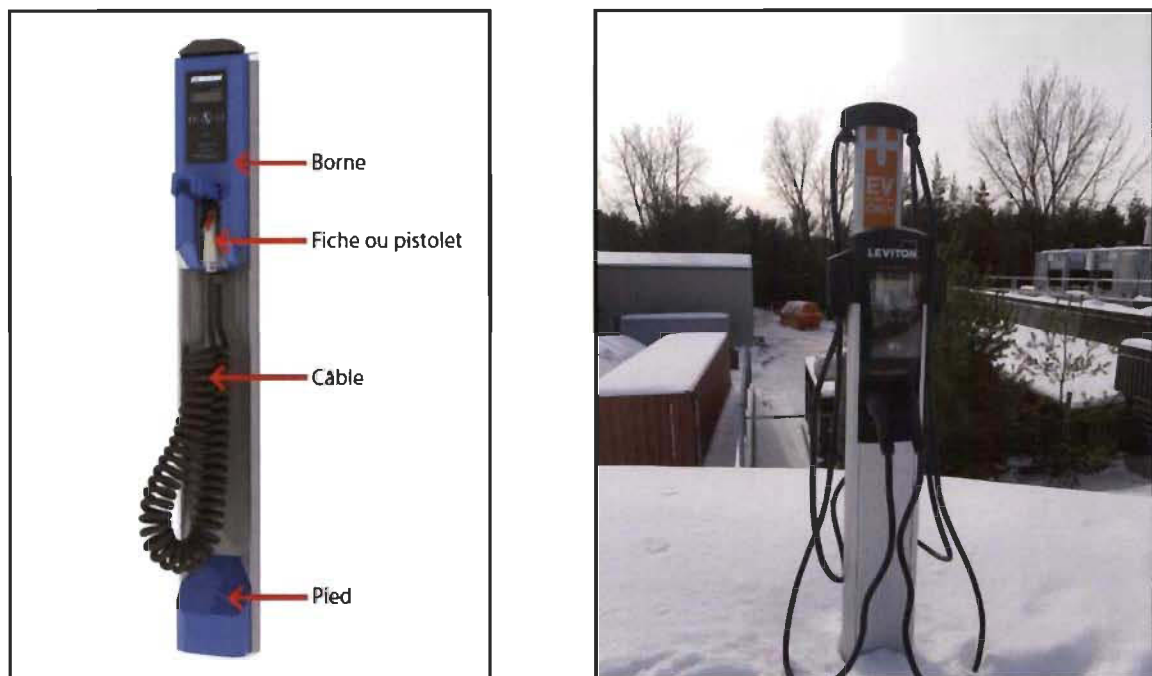


Figure C-9 : Borne de recharge fixe à G. et Borne de recharge fixe double à D.[70].

Tous les véhicules électriques sont munis d'un chargeur intégré qui est relié au socle de recharge J1772 et qui est alimenté par la prise mobile J1772. Cette prise mobile est alimentée à partir d'une prise simple de configuration CSA 5-15 R qui a une tension de 120V. C'est le niveau 1 de recharge en courant alternatif. Elle facilite la recharge en milieu résidentiel pendant la nuit ou au travail durant la journée. L'exemple du Tableau C-2 ici-bas montre

que le temps de recharge avec le niveau 1 équivaut à 12 heures pour une batterie de 16 kWh qui était complètement déchargé [70].

Tableau C-2 : Comparatif sommaire de différents types de recharge [70]

	Niveau 1	Niveau 2	Recharge rapide
Tension	120 V	208 ou 240 V	De 200 à 450 V
Type de courant	CA	CA	CC
Puissance utile	1,4 kW	7,2 kW	50 kW
Puissance maximale	1,9 kW	19,2 kW	150 kW
Temps de recharge	12 h	3 h	20 min
Connecteur	J1772	J1772	J1772 « Combo », CHAdeMO et « Supercharger »

Il y a aussi le niveau 1 et 2 en courant continu, tel qu'on le montre dans le Tableau C-3 ci-bas. Ils sont issus des exigences de la norme J1772 « Combo ». Le niveau 1 utilise la plage de tension de 208 V ou de 240 V pour un courant maximum de 80 A tandis que le niveau 2 utilise la plage de tension de 208 V ou de 240 V pour un courant maximum de 200 A

Tableau C-3 : Niveaux de charge en courant continu

Niveau	Tension (V)	Courant maximal (A)
1	De 200 à 450	80
2	De 200 à 450	200

Le niveau 2 en courant alternatif nécessite une borne de recharge fixe qui est alimentée par une dérivation de 208 V ou de 240 V. Celle-ci alimente la prise mobile et le socle de recharge J1772 pour recharger la batterie en un temps réduit. Le Tableau C-2 nous montre l'exemple de niveau 2 qui recharge la batterie de 16 kWh en 3 heures, à comparer avec le niveau 1 qui recharge en 12 heures.

Le niveau 3, appelé la recharge rapide qui se fait en courant continu, utilise une configuration de tension pouvant aller de 200 V à 450 V avec un courant maximum de 200A. Quant à la recharge, on emploie les connecteurs mixtes de J1772 « Combo » vus à la Figure C-2 et à la Figure C-3, qui intègrent deux broches de puissance supplémentaires et qui alimentent directement la batterie en courant continu. Il y a aussi les connecteurs CHAdeMo, que nous avons montrés à la Figure C-5 et à la Figure C-6, qui sont utilisés dans la recharge rapide. Le constructeur Tesla utilise son propre connecteur « Supercharger » pour la recharge rapide que nous avons aussi montré à la Figure C-7 et à la Figure C-8 [70].

#### **C.4 Réseau de Recharge public**

En Amérique du Nord et plus précisément au Québec, plusieurs réseaux publics de recharges pour véhicules électriques ont vu le jour. Premièrement, nous avons le réseau « circuit électrique » qui est le plus important réseau de recharge public pour VE au Québec et dans l'est de l'Ontario. Au 31 octobre 2018, le réseau comptait 1575 bornes dont 124 bornes rapides. Ces bornes sont situées dans les stationnements de ses partenaires privés et institutionnels et offrent la possibilité de recharge à 240 volts et à 400V. Nous retrouvons les bornes dans les stationnements des quincailleries RONA, dans les épiceries de Métro, dans les rôtisseries St-Hubert et dans les stationnements de l'agence Métropolitaine de Montréal.



Figure C- 5 : Borne rapide à 400 V

Le prix forfaitaire de recharge au Québec avec les bornes de 240 V est de 2,50 \$ ou de 1\$ de l'heure tandis qu'en Ontario, le prix forfaitaire est de 4\$ ou de 2 \$ de l'heure. Pour la borne rapide à 400v, le prix de la recharge est de 10 \$ de l'heure au Québec et 17 \$ de l'heure en Ontario [71].

Deuxièmement, nous avons le réseau « FLO » qui est aussi un vaste réseau de recharge de véhicules électriques au Canada. Il comble les besoins des conducteurs des VES à la maison, au travail et sur la route. Pour la maison, l'entreprise offre des services d'installations de recharge résidentielles avec des subventions gouvernementales pour les clients éligibles. Il offre et s'associe avec les employeurs pour des services de recharge dans les lieux de travail. Il opère plusieurs bornes de recharge qui, avec ses partenaires (villes, commerçant, employeurs et promoteurs immobiliers, etc. ), desservent les conducteurs des VES qui sont susceptibles d'en avoir besoin [72].

Les prix pour la recharge standard et rapide sont donnés dans le Tableau C-4 ici-bas.

Tableau C-4 : Tarifs pour la recharge [72].

Région	Recharge rapide	Recharge standard	
	Par heure	Par heure	Par session
Québec, Colombie-Britannique, Maritimes	15 \$	1,25 \$	2,50 \$
Ontario, Prairies, Territoires	20 \$	1,50 \$	4 \$

En dernier, nous avons l'entreprise ELMEC qui développe des bornes de recharge résidentielles, commerciales et industrielles. Il offre la borne EVduty de niveau 2 à 240 volts et d'une puissance de 7,2 kW. Pour le niveau 3, l'entreprise offre une borne EVduty-3 pour la recharge à courant continu ayant une puissance de 50 kW sous une tension continue de 400 V. Elles sont offertes aux privés ou aux publics par l'entremise de leur réseau [73].



Figure C- 6: Borne EVduty, niveau 2 à G. et Borne EVduty-3, niveau 3 à D.[73].

## Annexe D – Appels de puissance de l'UQTR

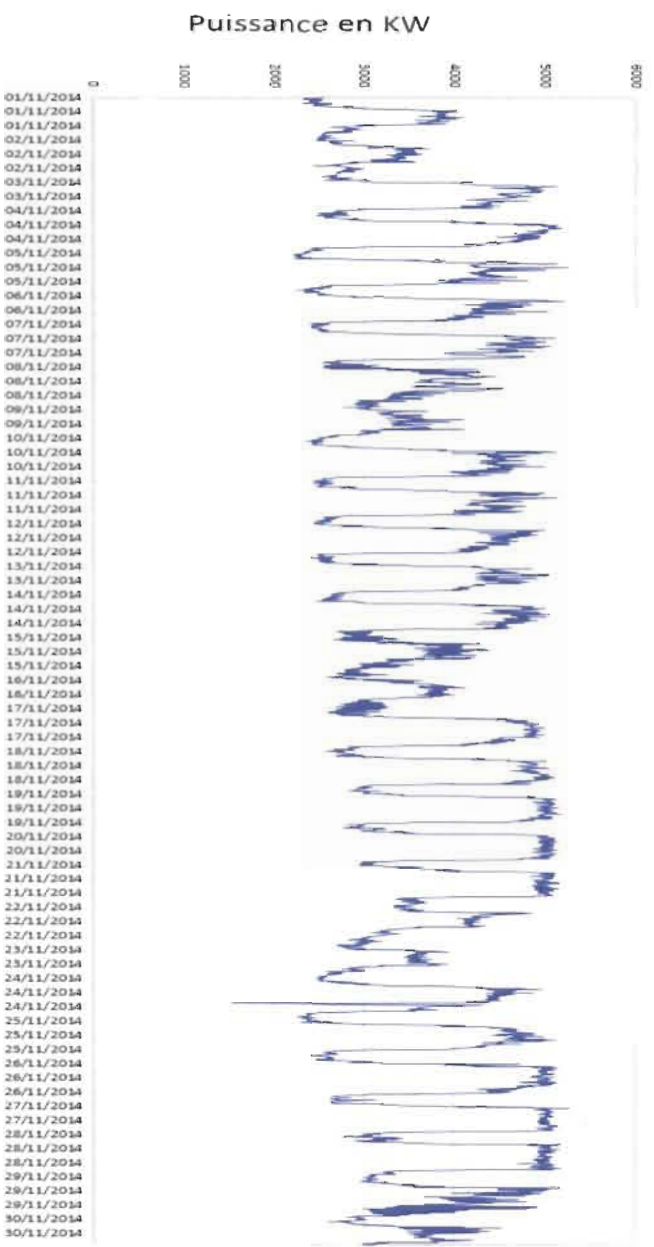


Figure D- 1 : Appels de puissance UQTR - Novembre 2014.



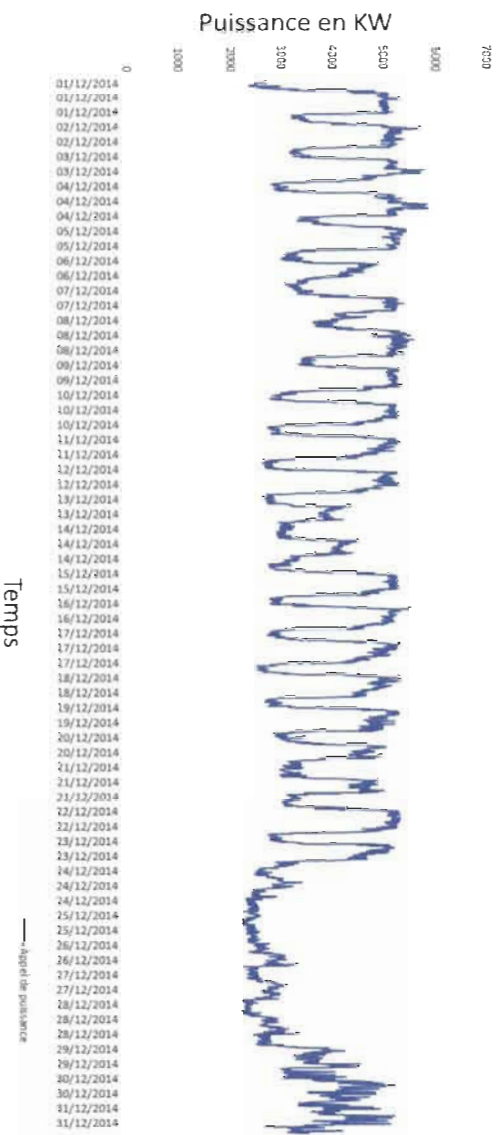


Figure D- 2: Appels de puissance UQTR - Décembre 2014.

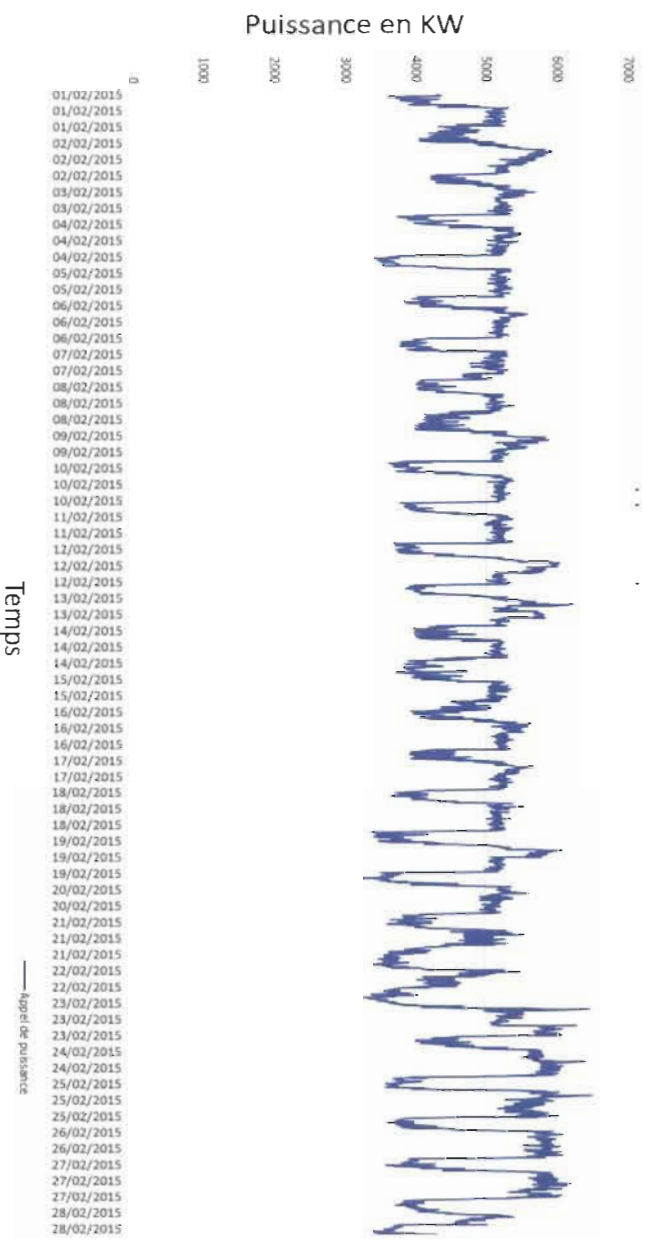


Figure D- 3: Appels de puissance UQTR - Février 2015.

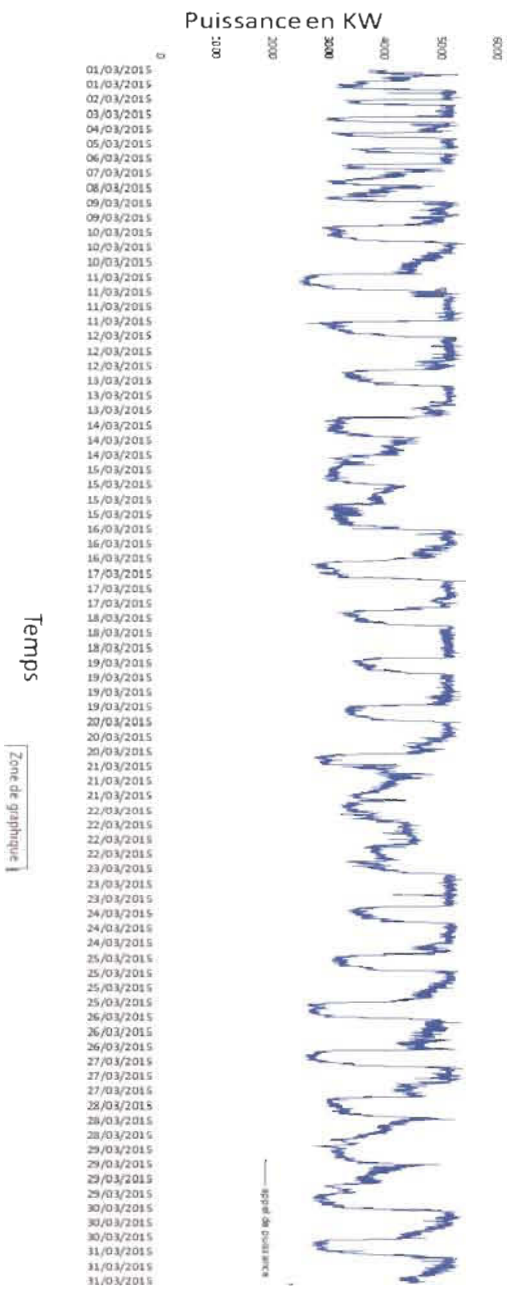


Figure D- 4: Appels de puissance UQTR - Mars 2015.