

Conception d'un agrégateur pour la gestion de recharge
bidirectionnelle de véhicules électriques au Québec

par

Camille-Laurie NORMANDEAU

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M. Sc. A.

MONTREAL, LE 6 OCTOBRE 2023

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

©Tous droits réservés, Camille-Laurie Normandeau, 2023

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Kamal Al-Haddad, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Jean-François Boland, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Handy Fortin-Blanchette, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Jean-Nicolas Paquin, examinateur externe
OPAL-RT TECHNOLOGIES Inc.

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 21 SEPTEMBRE 2023

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma reconnaissance la plus profonde envers le prof. Kamal Al-Haddad, directeur de recherche de ce projet, pour m’être soutenue tout au long de mon parcours à la maîtrise. Prof. Al-Haddad m’a toujours encouragé à me surpasser dans l’atteinte de mes résultats de recherche ayant mené à la rédaction et publication de deux articles de conférences. Je tiens également à offrir mes sincères remerciements à M. Jean-Nicolas Paquin d’OPAL-RT TECHNOLOGIES Inc. d’avoir participé à la réalisation de ce projet à titre de mentor. Ses conseils avisés, sa perspective de l’industrie et son expertise en modélisation des réseaux électriques conventionnels et intelligents ont été plus que pertinents dans l’atteinte des objectifs de ce projet de recherche.

Conception d'un agrégateur pour la gestion de la recharge bidirectionnelle de véhicules électriques au Québec

Camille-Laurie NORMANDEAU

RÉSUMÉ

Selon l'Association des Véhicules Électriques du Québec en 2022, plus de 160 000 véhicules électriques circulent sur les routes du Québec et il est attendu que ce nombre soit multiplié par dix d'ici 2030. Pour la prise en charge de ce nouveau besoin en énergie, il ne suffit pas de produire plus d'électricité, car encore faut-il être bien outillé pour la gérer une fois produite. Cet enjeu constitue le fondement de ce projet de recherche sur la gestion bidirectionnelle équitable d'énergie à l'aide d'un agrégateur pour plusieurs véhicules branchés à la fois. L'agrégateur gère les échanges d'énergie avec les véhicules afin de fournir de l'électricité au réseau de distribution ou de se recharger entre eux. Pour cela, il évalue les besoins en énergie des véhicules, la pointe de charge du réseau et la température. Puis, il détermine par un réseau de neurones artificiel la quantité de puissance utilisée pour recharger les véhicules ou soutirée des véhicules pour alimenter le réseau. Enfin, il la répartit à travers les véhicules de manière équitable, c'est-à-dire que les véhicules moins chargés sont priorisés pendant les recharges. Inversement, lorsqu'il est commandé aux véhicules de fournir de l'énergie au réseau, l'agrégateur priorisera la décharge des batteries pleines tout en respectant une limite qui protégera les batteries contre une dégradation accélérée. Les résultats illustrent que l'agrégateur favorise les recharges et les décharges équitables tout en respectant les préférences des propriétaires. Il limite également le chargement des véhicules lors des périodes de grands froids et lors des périodes de pointes où la consommation du réseau est particulièrement élevée.

Mots-clés : Agrégateur pour véhicules électriques, technologie V2X, gestion d'énergie, intelligence artificielle, réseau intelligent, énergies renouvelables

Design of an aggregator for the management of bidirectional charging of electric vehicles in Quebec

Camille-Laurie NORMANDEAU

ABSTRACT

In 2022, the Association des véhicules électriques du Québec stated that more than 160,000 electric vehicles are present on our roads, this number is expected to increase tenfold by 2030. Producing more electricity is not enough to support this new energy need, being well equipped is a necessity in order to manage this electricity once produced. This challenge is the cornerstone of this research project on bidirectional energy distribution using an aggregator for several connected vehicles at a time. Said aggregator manages energy exchanges among vehicles to supply power to the distribution network or to charge other vehicles. The aggregator assesses the vehicle's energy needs, grid consumption, peak loads and temperature. Then, it determines how much power is needed to charge or draw from vehicles to supply the grid using artificial neural networks. Finally, this controlled power is distributed among all vehicles in an equitable manner, i.e. vehicles with the lowest charge level are prioritized. Conversely, when the aggregator establishes that the available vehicles must supply the network with power, it will draw from fully charged vehicles first, while respecting a discharge limit that protects the batteries from accelerated degradation. Results show that the aggregator promotes equitable charging and discharging while respecting owners preferences. It also limits vehicle recharging during cold periods and peak hours when grid consumption is particularly high.

Keywords : Electric Vehicle Aggregator, V2X Technology, Energy Management, Artificial Intelligence

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	1
1.1 Le VÉ au Québec	1
1.2 Les caractéristiques des véhicules hybrides et électriques	3
1.2.1 Types de batterie.....	3
1.2.2 Énergie disponible à la batterie	3
1.2.3 Tension de la batterie.....	4
1.2.4 Puissance du chargeur	4
1.3 Les bornes de recharges	5
1.3.1 Bornes à recharge lente (niveau 1)	6
1.3.2 Bornes à recharge rapide (niveau 2).....	6
1.3.3 Bornes à recharge ultrarapide	7
1.4 La technologie V2X.....	8
1.4.1 La technologie V1G	9
1.4.2 La technologie V2H/B.....	9
1.4.3 La technologie V2V	10
1.4.4 La technologie V2G	11
1.5 Algorithmes de commandes.....	13
1.5.1 Algorithmes de commandes de convertisseur	13
1.5.2 Algorithmes et intelligences artificielles de planification d'énergie à la station de recharge	14
1.5.3 Algorithmes de répartition de puissance aux VÉs.....	17
1.6 Bilan de chapitre	20
CHAPITRE 2 CONCEPTION DE L'AGRÉGATEUR.....	21
2.1 Objectif de la recherche	21
2.2 Structure de l'agrégateur.....	22
2.3 Communication avec l'opérateur de réseau.....	22
2.4 Interactions avec la station V2X.....	23
2.5 Fonctions de l'agrégateur.....	24
2.5.1 Système de gestion d'énergie EMS	24
2.5.2 Traducteur.....	24
2.5.3 Répartiteur de puissance.....	25
2.6 Bilan de chapitre	25
CHAPITRE 3 GESTION ET PLANIFICATION DE L'UTILISATION D'ÉNERGIE À LA STATION V2X	27
3.1 Paramètres de l'EMS	28
3.1.1 Mois de l'année	28
3.1.2 Consommation du réseau selon la température	30

3.1.3	Consommation du réseau les heures de pointe.....	32
3.1.4	Consommation et puissance des VÉs.....	33
3.2	Options d'opération de l'EMS en fonction des paramètres.....	35
3.2.1	Opération de l'EMS durant la période estivale.....	36
3.2.2	Opération de l'EMS pour des températures froides – recharges seulement.....	36
3.2.3	Opération de l'EMS pendant la période hivernale – décharge seulement.....	38
3.3	Entraînement des RNA de l'EMS.....	38
3.4	Principes théoriques des RNA.....	40
3.4.1	Description de l'algorithme Levenberg-Marquardt pour le RNA.....	40
3.4.2	Méthode de descente de gradient.....	41
3.4.3	Méthode de Gauss-Newton.....	41
3.4.4	Algorithme de Levenberg-Marquardt.....	43
3.5	Implémentation et vérification de la performance des RNA.....	43
3.5.1	RNA 1: Période estivale.....	43
3.5.2	RNA 2 : Période hivernale – recharges seulement.....	46
3.5.3	RNA 3 : Période hivernale – décharges seulement.....	48
3.6	Bilan de chapitre.....	51
CHAPITRE 4 RÉPARTITION DE LA PUISSANCE AUX VÉS.....		53
4.1	Structure du répartiteur de puissance.....	55
4.1.1	Évaluation de l'énergie manquante et disponible de chaque VÉ.....	56
4.1.2	Sélection des modes de charge.....	57
4.1.3	Unité de répartition.....	58
4.1.3.1	Recharge en mode V1G.....	58
4.1.3.2	Opération en mode V2V.....	59
4.1.3.3	Alimentation du réseau (mode V2G).....	59
4.1.4	Bilan de puissance et d'énergie.....	60
4.2	Algorithme de contrôle.....	60
4.3	Calcul du SoC.....	63
4.4	Scénarios de tests.....	63
4.4.1	Scénario 1: Chargement et déchargement à puissance maximale.....	64
4.4.2	Scénario 2: Chargement et déchargement à 75 % de la puissance maximale.....	64
4.4.3	Scénario 3: Chargement et déchargement de type V2V et V2G combiné.....	65
4.5	Implémentation et vérification de la performance du répartiteur de puissance.....	67
4.5.1	Résultats du scénario 1.....	68
4.5.2	Résultats du scénario 2.....	70
4.5.3	Résultats du scénario 3.....	74
4.6	Bilan de chapitre.....	81

CHAPITRE 5	AGRÉGATEUR COMPLET	83
5.1	Conception du traducteur.....	84
5.1.1	Conversion de la commande de l'EMS	84
5.1.2	Algorithme du traducteur	85
5.2	Mise en commun des composants de l'agrégateur	86
5.3	Scénarios de test.....	87
5.3.1	Validation du fonctionnement de l'EMS.....	89
5.3.2	Validation du fonctionnement du traducteur.....	89
5.3.3	Validation du fonctionnement de l'agrégateur complet	90
5.4	Résultats.....	90
5.4.1	Fonctionnement de l'EMS.....	90
5.4.2	Fonctionnement du traducteur.....	94
5.4.3	Fonctionnement de l'agrégateur complet	97
5.5	Bilan de chapitre	102
CONCLUSION.....		103
RECOMMANDATIONS		105
ANNEXE I	TABLEAU DES CARACTÉRISTIQUES DES VÉS LES PLUS POPULAIRES AU QUÉBEC	109
ANNEXE II	ALGORITHMES DE GÉNÉRATION DE LA COMMANDE DE L'EMS – PÉRIODE ESTIVALE	111
ANNEXE III	ALGORITHMES DE GÉNÉRATION DE LA COMMANDE DE L'EMS – PÉRIODE HIVERNALE	113
ANNEXE IV	PREMIÈRE PUBLICATION.....	117
ANNEXE V	SECONDE PUBLICATION	123
BIBLIOGRAPHIE.....		129

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1	Caractéristiques des bornes de recharge	6
Tableau 2.1	Paramètres des VÉs communiqués à l'agrégateur.....	23
Tableau 3.1	Données statistiques de la demande énergétique en 2019 au Québec	30
Tableau 3.2	Fréquence de demande énergétique élevée selon la température en 2019.....	32
Tableau 3.3	Entrées et sortie du RNA	39
Tableau 3.4	Nombre de données pour l'entraînement de chaque EMS	39
Tableau 3.5	Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA #1	44
Tableau 3.6	Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA #2	46
Tableau 3.7	Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA du EMS #2.....	49
Tableau 4.1	Caractéristiques des VÉs pour les scénarios 1 et 2.....	64
Tableau 4.2	Caractéristiques initiales des VÉs pour le scénario 3	66
Tableau 5.1	Symboles de l'algorithme du traducteur.....	85
Tableau 5.2	Caractéristiques des VÉs pour les scénarios de test.....	88
Tableau 5.3	Scénarios de tests de l'agrégateur complet.....	97

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Nombre de nouveaux véhicules sur les routes québécoises annuellement selon l'AVEQ et la SAAQ en date du 30 septembre 2022.....	2
Figure 1.2	Caractéristique de la puissance de recharge selon le niveau de charge de la batterie de plusieurs véhicules.....	5
Figure 1.3	La technologie V2X,.....	8
Figure 1.4	Intégration de panneaux solaires à un modèle V2H	10
Figure 1.5	La technologie V2G.....	11
Figure 1.6	Sommaire des techniques en intelligence artificielle.....	15
Figure 2.1	Schéma de l'agrégateur	22
Figure 3.1	Schéma de l'EMS – Gestionnaire d'énergie	27
Figure 3.2	Températures horaires enregistrées à Montréal en 2019	29
Figure 3.3	Distribution de la consommation d'électricité en 2019 au Québec.....	29
Figure 3.4	Consommation d'électricité en fonction de la température au Québec en 2019.....	31
Figure 3.5	Demande typique d'énergie l'hiver et l'été au Québec en 2019.....	33
Figure 3.6	Puissance délivrée aux VÉs en station en 2019.....	34
Figure 3.7	Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #1	44
Figure 3.8	Histogramme des erreurs du RNA #1	45
Figure 3.9	Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #2	47
Figure 3.10	Histogramme des erreurs du RNA #2.....	48
Figure 3.11	Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #3	50

XVIII

Figure 3.12	Histogramme des erreurs du RNA #3	51
Figure 4.1	Schéma de l'agrégateur – Répartiteur de puissance	54
Figure 4.2	Structure du répartiteur	55
Figure 4.3	Algorithme de contrôle de l'unité de répartition	62
Figure 4.4	Commandes reçues au répartiteur pour le scénario 3	66
Figure 4.5	Mesures de la puissance et du SoC à chaque VÉ– Scénario 1.....	68
Figure 4.6	Mesures de la puissance et du SoC aux VÉs – Scénario 2	71
Figure 4.7	Puissance délivrée par VÉ et SoC - Scénario 3	77
Figure 4.8	Mesures des puissances et SoC - Scénario 3	78
Figure 5.1	Structure de l'agrégateur – Traducteur.....	83
Figure 5.2	Algorithme du traducteur.....	85
Figure 5.3	Sortie de l'EMS pour différentes périodes de l'année entre 4 h et 6 h	91
Figure 5.4	Sortie de l'EMS pour différentes périodes de l'année entre 6 h et 8 h	93
Figure 5.5	Sortie du traducteur en période estivale chaude selon la commande de l'EMS et paramètres du répartiteur de puissance.....	95
Figure 5.6	Sortie du traducteur en période estivale froide selon la commande de l'EMS et les paramètres du répartiteur de puissance.....	95
Figure 5.7	Sortie du traducteur en période hivernale chaude selon la commande de l'EMS et les paramètres du répartiteur de puissance.....	96
Figure 5.8	Sortie du traducteur en période hivernale froide selon la commande de l'EMS et paramètres du répartiteur de puissance	96
Figure 5.9	Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VÉs selon la consommation d'énergie durant la période estivale	98
Figure 5.10	Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VÉs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale chaude	98

Figure 5.11	Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VÉs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale froide hors des heures de pointe.....	100
Figure 5.12	Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VÉs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale froide durant les heures de pointe	100

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AVEQ	Association des Véhicules Électriques du Québec
BD	Nombre de batteries disponibles à la décharge
BNC	Nombre de batteries non chargées
BP	Nombre de batteries prioritaires
BRCC	Borne ultrarapide à courant continu
CA	Courant alternatif
CC	Courant continu
CMEQ	Corporation des maîtres électriciens du Québec
CNTA	Centre National du Transport Avancé
EMS	Système de gestion d'énergie (<i>Energy Management System</i>)
GRÉPCI	Groupe de recherche en électronique de puissance et commande industrielle
IREQ	Institut de recherche en électricité du Québec
Li-ion	Lithium-ion
Li-Po	Lithium-polymère
LM	Levenberg-Marquardt
LSTM	Long short-term memory
MELCCFP	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les Changements Climatiques de la Faune et des Parcs
MSE	Erreur des moindres carrés (Mean square error)
MTQ	Ministère du Transport du Québec
$P_{\text{refdécharge}}$	Puissance de référence en décharges de VÉs commandée par le traducteur
$P_{\text{refrecharge}}$	Puissance de référence en recharges de VÉs commandée par le traducteur

$P_{station}$	Puissance de référence à la station V2X convertie par le traducteur
$P_{refstation}$	Puissance de référence à la station V2X commandée par l'EMS
PUC5	<i>packed u-cell</i> à 5 niveaux
RBQ	Régie du bâtiment du Québec
RED	Ressource énergétique distribuée
RNA	Réseau de neurones artificiel
SAAQ	Société de l'assurance automobile du Québec
SoC	Niveau de charge (State of Charge)
V1G	Système unidirectionnel de chargement (Grid-to-Vehicle)
V2B/H	Système connecté – Véhicule vers bâtiment (Vehicle-to-building/home)
V2G	Système connecté – Véhicule vers réseau de distribution (Vehicle-to-grid)
V2V	Système connecté – Véhicule vers véhicule (Vehicle-to-vehicle)
V2X	Système connecté – Véhicule à autre (Vehicle-to-other)
VÉ	Véhicule électrique

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

μ	Coefficient de combinaison
A	Ampère
CEN	Rang centile ou percentile
h	Heure
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
min	Minute
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
V	Volt
Vac	Volt (Courant alternative)
Vcc	Volt (Courant continu)
W	Watt
w	Poids d'un neuronne
Wh	Wattheure
α	Constante d'apprentissage

INTRODUCTION

Le secteur du transport cause à lui seul une part significative des émissions de gaz à effet de serre contribuant aux répercussions dévastatrices des changements climatiques. Au Québec, cette part représente plus de 43% (gouvernement du Québec, 2023). D'ailleurs, le ministère de l'Environnement, de la Lutte Contre les changements climatiques de la Faune et des Parcs (MELCCFP) encourage la population à privilégier les déplacements en transport actif ou par véhicule zéro émission à travers son plan directeur de la transition énergétique du Québec de 2023 portant notamment sur l'innovation technologique et l'électrification des transports (gouvernement du Québec, 2022).

Pour y arriver, il est ainsi sous-entendu que le nombre de véhicules électriques (VÉs), qu'ils soient hybrides ou zéro émission, devra augmenter pour remplacer la flotte actuelle de véhicules sur les routes (voitures, camions ou autobus). L'objectif du gouvernement du Québec en la matière est que l'entièreté des voitures neuves vendues sur le territoire soit électrique d'ici 2035 (Tremblay-Cloutier, 2022).

Contrairement à leur homologue à combustion, ces véhicules devront utiliser l'énergie du réseau de distribution pour se recharger. Un enjeu qui en découle est que la recharge des VÉs est énergivore et tout particulièrement pour les recharges rapides. Ainsi, pour subvenir à ce besoin grandissant d'énergie, sans surcharger le réseau de distribution en période de pointe, des solutions technologiques doivent être conçues, développées et mises sur le marché au cours des prochaines années. Elles incluent, entre autres, d'augmenter la production d'électricité sur le réseau de transport et de distribution, de produire des VÉs ayant une plus grande efficacité énergétique et de gérer efficacement l'énergie du réseau de manière à limiter l'ampleur des pointes de charge. Pour cette dernière, il n'est pas réaliste que tous les propriétaires des VÉs soient en mesure de se coordonner facilement sans outils technologiques pour planifier la recharge de leurs batteries. Également, dans un contexte de développement de bornes à recharge bidirectionnelle, les propriétaires ne sont pas outillés pour déterminer à quel moment ni en quelle quantité l'énergie de ces batteries ne devrait être délivrée de leur véhicule.

Dans ce mémoire, la recherche porte ainsi sur la conception d'un agrégateur pour bornes de recharge de VÉs. À cet égard, l'agrégateur est un intermédiaire qui contrôle les échanges d'énergie entre plusieurs bornes et le réseau de distribution. Il agit comme gestionnaire d'énergie bidirectionnelle et répartiteur de puissance au sein du parc de bornes de recharge. La recharge bidirectionnelle implique que les chargeurs dans les VÉs et les bornes sont non seulement capables de recevoir de la puissance pour recharger les batteries, mais aussi de la retourner vers le réseau ou un autre VÉ si besoin. Cette technologie sophistiquée de recharge bidirectionnelle est aussi connue sous le terme anglais *Vehicle-to-X* (V2X).

Le présent projet a été réalisé au sein du groupe de recherche en électronique de puissance et commande industrielle (GRÉPCI) en collaboration avec OPAL-RT TECHNOLOGIES, une entreprise spécialisée dans la manufacture de simulateurs pour la simulation en temps réel pour des fins de conception, de validation et d'ingénierie de divers systèmes électriques, mécaniques et autres.

La présentation du projet se décline dans cet ouvrage à travers cinq chapitres. On y retrouve également en annexes les publications réalisées dans le cadre de cette recherche. Le chapitre 1 présente la revue de littérature de la recharge bidirectionnelle des VÉs. Le chapitre 2 est consacré à la conception de l'agrégateur chargé d'évaluer les conditions du réseau et de la station de recharge, de commander la quantité d'énergie qui sera échangée entre ces composants et de répartir la puissance entre les véhicules de la station de recharge. Les chapitres 3 et 4 décrivent respectivement la programmation des fonctions de gestion d'énergie et de répartition de la puissance entre les véhicules. Le chapitre 5 porte sur la mise en commun de ces deux fonctionnalités développées pour l'agrégateur. Finalement, la conclusion synthétise les avancées de recherche faites dans ce projet et propose des recommandations pour de futurs développements technologiques.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

L'objectif de cette présente analyse de la littérature est de s'imprégner des difficultés, enjeux, normes, bonnes pratiques et technologies entourant l'optimisation de la gestion d'énergie et de puissance d'une flotte de VÉs pour une station de recharge ultra rapide multivéhicules connectée au réseau de distribution.

Pour ce faire, il est présenté aux cinq sections suivantes :

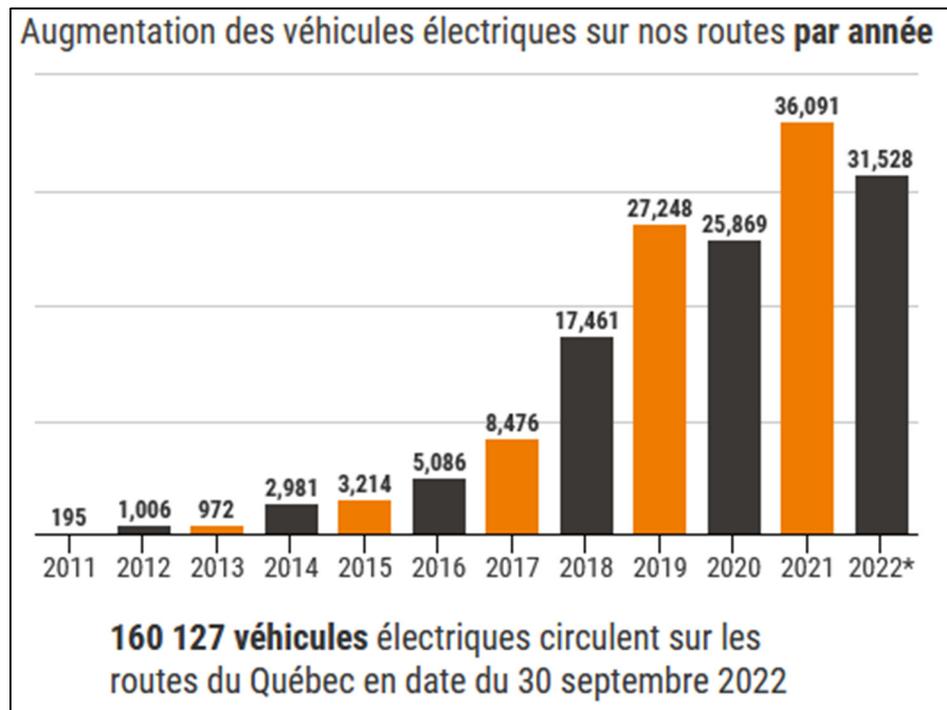
- Un survol de l'évolution du parc automobile électrique et hybride au Québec;
- Les caractéristiques des véhicules hybrides et entièrement électriques;
- Les types de bornes de recharge et leurs utilités pour des applications de recharge bidirectionnelles;
- Le concept de recharge intelligente incluant la technologie V2X et enfin;
- Les différents algorithmes de contrôle utilisés actuellement selon le type de recharge et d'installation électrique.

1.1 Le VÉ au Québec

Selon un rapport publié par l'Association des Véhicules Électriques du Québec (AVEQ), on enregistre 10 127 VÉs parmi les quelques 369 000 à travers le Canada en date du 30 septembre 2022, ce qui représente une part de 43% pour le Québec (Morissette, St-Laurent, & Rioux, 2022). Dans ce même rapport, on décrit la croissance du nombre de VÉs additionnels chaque année sur les routes. La Figure 1.1 illustre la hausse annuelle du nombre de VÉs incluant les véhicules hybrides et zéro émission de tous types au Québec. Ces données indiquent que cette augmentation au cours de la dernière décennie ne cesse d'accroître. Cela pourrait être dû à de nombreux facteurs :

- La hausse du prix de l'essence;
- L'augmentation de la variété de VÉs disponibles chez les constructeurs automobiles;

- L'innovation technologique liée aux batteries plus efficaces et offrant une capacité suffisamment grande pour parcourir de plus longues distances et finalement;
- L'enjeu non négligeable de l'augmentation de la conscientisation du public face à l'empreinte écologique de leurs véhicules;



* À considérer que les données en 2022 sont de janvier à septembre.

Figure 1.1 Nombre de nouveaux véhicules sur les routes québécoises annuellement selon l'AVEQ et la SAAQ en date du 30 septembre 2022
Tirée de Morissette et al (2022)

Également, l'avènement de la nouvelle loi attendue pour 2035 obligeant les concessionnaires automobiles à ne plus vendre de véhicules neufs à combustion forcera vraisemblablement la continuité de cette croissance de VÉs au Québec. D'ailleurs, la cible du nombre de VÉs à atteindre d'ici 2030 établie par le MELCCFP dans le plan directeur de la transition énergétique est de 1,6 million (gouvernement du Québec, 2022).

1.2 Les caractéristiques des véhicules hybrides et électriques

La popularité grandissante des véhicules hybrides et électriques auprès des consommateurs se reflète aussi chez les manufacturiers qui fabriquent de nouveaux modèles chaque année. Bien entendu, chaque véhicule ne dispose pas nécessairement des mêmes spécifications techniques. Celles-ci incluent, entre autres, l'autonomie du véhicule à pleine charge, le type de batterie, la capacité de la batterie, la vitesse de chargement et déchargement, la tension minimale et maximale du chargeur, le courant maximal du chargeur, etc. Le Tableau A-I-1 situé en ANNEXE I présente quelques-unes de ces caractéristiques pour les 20 modèles de voitures électriques et hybrides les plus populaires au Québec en 2022 selon l'AVEQ (Morissette et al., 2022).

1.2.1 Types de batterie

Dans la présente étude, le modèle de batterie choisi pour être modélisé est uniforme à tous les véhicules pour des fins de simplification et est basé sur les caractéristiques moyennes des VÉs populaires au Québec. Le type de batterie est celui au lithium-ion (Li-ion) en raison de sa popularité auprès des manufacturiers de VÉs. Selon (US Department of Energy - Energy, s.d.), les batteries au lithium-ions sont reconnues pour leur efficacité énergétique, leur bon ratio de poids par rapport à leur puissance, leur capacité à opérer à de hautes températures et leurs faibles pertes. Toutefois, il aurait aussi été possible de considérer les batteries à lithium polymère (Li-Po) utilisées par Hyundai et Kia qui sont plus résistantes aux surcharges et qui sont minces et légères ("What's the Best Battery?," 2017).

1.2.2 Énergie disponible à la batterie

Selon les données de (Antoine Joubert, 2018, 2019, 2020, 2021; Chevrolet; Ford; Morissette et al., 2022), l'énergie d'une batterie standard est de 11,1 kWh pour un véhicule hybride et de 54,9 kWh pour un véhicule entièrement électrique. Cela équivaut respectivement à une autonomie d'environ 50 km et de 350 km. Toutefois, il est à considérer que la température et

les habitudes d'utilisation du véhicule par les propriétaires peuvent réduire significativement la capacité de la batterie. À titre d'exemple, pendant la période des vacances de fin d'année, les propriétaires de VÉs ont tendance à utiliser beaucoup plus leur véhicule pour de longs trajets et les températures extérieures peuvent être froides. En conséquence, l'autonomie de leur batterie peut chuter fortement, parfois jusqu'à 50 % de leur capacité nominale ("Conduire un véhicule électrique l'hiver," 2023).

1.2.3 Tension de la batterie

Actuellement, la majorité des modèles de VÉs possède une batterie ayant une tension nominale de 400 V à courant continu. Selon (Hydro-Québec, Centre National du Transport Avancé (CNTA), Régie du bâtiment du Québec (RBQ), le ministère du Transport du Québec (MTQ), & la Corporation des maîtres électriciens du Québec (CMEQ), 2015), la tension peut s'abaisser à un niveau aussi bas que 200 V pour un véhicule déchargé. Présentement, seuls les modèles Hyundai Ioniq 5, Kia EV6, Porsche Taycan utilisent des batteries atteignant 800 V de tension nominale, ce qui leur permet de doubler la puissance de recharge (Lara, 2021).

1.2.4 Puissance du chargeur

Selon la Figure 1.2 de (Markus Hackmann & Gehring, 2020), la Porsche Taycan accepte une puissance de recharge plus élevée que les autres véhicules présentés, tel qu'illustré par la courbe jaune foncé .

Pour tous les véhicules, l'intervalle de la courbe caractéristique inférieur à 20 % et celui supérieur à 80 % sont non linéaires et diffèrent grandement d'un modèle à l'autre. Il est donc plus difficile de prédire les puissances acceptées par les chargeurs des VÉs pour les périodes où le véhicule se situe à ces niveaux de charge. À l'inverse, pour la tranche 20 % - 80 % de charge, la demande en puissance varie relativement de manière linéaire. Dans ce projet, la puissance des chargeurs est considérée constante, peu importe le niveau de charge, « State of Charge » (SoC en anglais), des batteries.

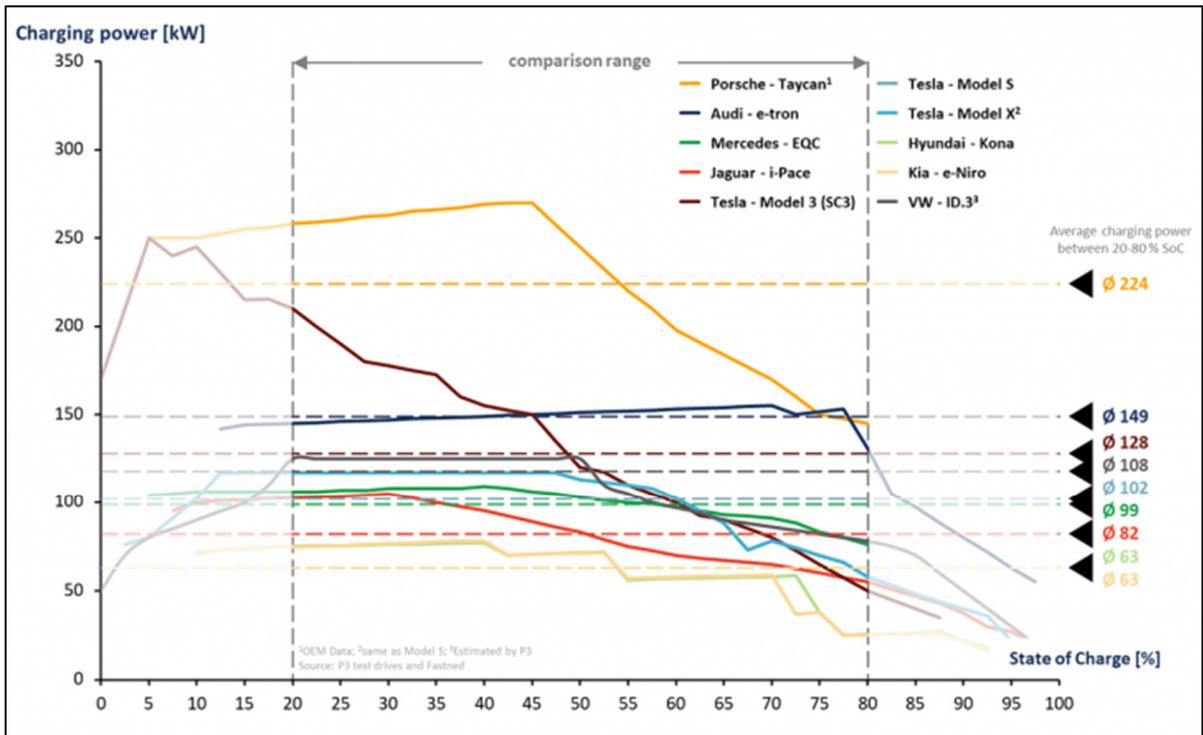


Figure 1.2 Caractéristique de la puissance de recharge selon le niveau de charge de la batterie de plusieurs véhicules
Tirée de Hackmann & Gehring (2022)

1.3 Les bornes de recharge

Plusieurs types de bornes existent pour recharger les véhicules entièrement électriques et hybrides rechargeables. Afin de répondre à la demande en énergie causée par l'augmentation des VÉs sur les routes, le gouvernement provincial a investi dans plusieurs technologies telles que l'application *Circuit électrique* et les bornes de recharge. Ces bornes peuvent être lentes (niveau 1), rapides (niveau 2) ou ultrarapides. Le tableau 1 de la norme J1772 par SAE compare les caractéristiques électriques de ces trois méthodes de charges en Amérique du Nord (SAE, 2010).

Tableau 1.1 Caractéristiques des bornes de recharge
Tirées de (SAE, 2010) et (Hydro-Québec et al., 2015)

	Courant alternatif (CA) niveau 1	Courant alternatif (CA) niveau 2	Courant continu (CC) Recharge ultra rapide
Tension nominale	120 V _{ca}	208 V _{ca} 240 V _{ca}	200 V _{cc} à 450 V _{cc}
Courant maximal	12 A ou 16 A	80 A	80 A (niveau 1) 200 A (niveau 2)
Puissance	1,4 kW (pour 12 A) 1,9 kW (pour 16 A)	7,2 kW à 19,2 kW	50 kW à 150 kW
Durée de recharge	12 h*	3 h*	20 min**
Connecteur	J1772	J1772	J1772 Combo , CHAdeMo et Supercharger

* Temps de recharge d'une batterie de 16 kWh complètement déchargée, à la puissance de charge utile.

** Temps de recharge à 80 % de la pleine charge, soit 12 kWh. La recharge rapide ne peut être soutenue jusqu'à la pleine charge.

1.3.1 Bornes à recharge lente (niveau 1)

Les bornes de niveau 1 en courant alternatif correspondent à une prise de courant conventionnelle en Amérique du Nord de 120 V. Elles sont moins coûteuses par rapport aux autres types de bornes de recharge. Leur principal inconvénient est leur temps de chargement très élevé, au-delà de douze heures pour une batterie typique de véhicules entièrement électriques. La puissance associée à ces bornes est de 1,4 kW pour une prise de 12 A et de 1,9 kW pour une prise de 16 A.

1.3.2 Bornes à recharge rapide (niveau 2)

Les bornes les plus populaires sur le marché tant pour le secteur industriel que commercial sont celles de niveau 2 en courant alternatif (AVEQ, 2022). Celles-ci offrent un temps de recharge considérablement réduit, soit entre six et huit heures pour un véhicule 100 % électrique pour une recharge complète. Leur prise de 240 V rend leur acquisition au secteur résidentiel possible. La puissance délivrée par ces bornes est de 19,2 kW pour 80 A (Hydro-Québec et al., 2015).

1.3.3 Bornes à recharge ultrarapide

Le dernier type de stations de recharge est celui des bornes ultrarapides à courant continu (BRCC). Celles-ci peuvent recharger une batterie de 20 % à 80 % en moins de 30 minutes (Hydro-Québec et al., 2015). Elles sont uniquement disponibles pour des usages publics. Au Québec, ces bornes publiques sont majoritairement de 50 kW ou de 100 kW.

Actuellement, deux normes régissent les bonnes pratiques de la conception, de l'installation et de la mise en fonction des BRCC : la norme J1772 Combo par SAE et la norme CHAdeMO 3.0. La plus récente norme CHAdeMO inclut le design et le protocole de communication pour alimenter les véhicules lourds (camions et autobus) rapidement. Aussi, elle inclut les méthodes de connexions bidirectionnelles V2X pour lier les véhicules en chargement vers le réseau de distribution (CHAdeMO, 2020).

À l'heure actuelle, plusieurs contraintes empêchent leur installation outre leur coût très élevé. D'abord, un défi de taille qu'apportent ces bornes est l'approvisionnement instantané et imprévisible en puissance pour la recharge de véhicules. En soi, il est possible, voire fréquent, d'alimenter avec une puissance élevée un site de manière constante ou cyclique. Toutefois, dans le cas où on s'intéresse à recharger une ou plusieurs batteries à la fois, la quantité d'énergie demandée est imprédictible et sporadique. Par exemple, pour une station-service de rechargement pour dix voitures, il est difficile de prédire les moments et le nombre de véhicules à la fois présents. Aussi, dépendamment du type de véhicule (moto, voiture, camion, autobus, etc.) et de son SoC initial, la quantité d'énergie requise, et par conséquent, le temps de recharge varie nécessairement. Cela entraîne un déséquilibre majeur sur le réseau de distribution qui ne peut être permis. Les bornes de recharge ultra rapides sont donc polluantes du point de vue de la qualité de l'énergie, complexes à concevoir et coûteuses.

Néanmoins, il existe sur le marché de tels types de bornes. Entre autres, l'entreprise Tesla a déployé en 2012 son tout premier modèle de station de recharge ultra rapide nommé Tesla Superchargeur très rapide pour ses automobiles seulement. On retrouve également au Québec 162 BRCC de 480 V (Morissette et al., 2022). Aussi, trois bancs d'essai de recharge de plus

de 100 kW sont présentement installés à l'aire de service de la Porte-du-Nord (autoroute 15 entre Saint-Jérôme et Saint-Sauveur), Magog et Laval. Leur objectif est de tester les nouvelles technologies de recharge très puissantes allant jusqu'à 350 kW et de tester le partage de puissance entre deux bornes selon la puissance acceptée par les batteries. Comme les bornes limitent l'intensité du courant dirigé vers la batterie, c'est la tension acceptée par le VÉ qui détermine la quantité maximale de puissance délivrée aux batteries telle qu'abordée à la section 1.2.3 (Circuit électrique, 2021).

1.4 La technologie V2X

La vision de véhicules électriques comme élément de partage d'énergie sur un réseau intelligent (« *Smart grid* ») se décline en plusieurs catégories selon (Paulraj, 2019):

- 1- Système unidirectionnel de chargement (Grid-to-Vehicle – V1G);
- 2- Système connecté – Véhicule vers bâtiment (Vehicle-to-building/home, V2B/H);
- 3- Système connecté – Véhicule vers véhicule (Vehicle-to-vehicle – V2V);
- 4- Système connecté – Véhicule vers réseau de distribution (Vehicle-to-grid – V2G).

La Figure 1.3 illustre les possibilités de partage d'énergie dans la technologie V2X.

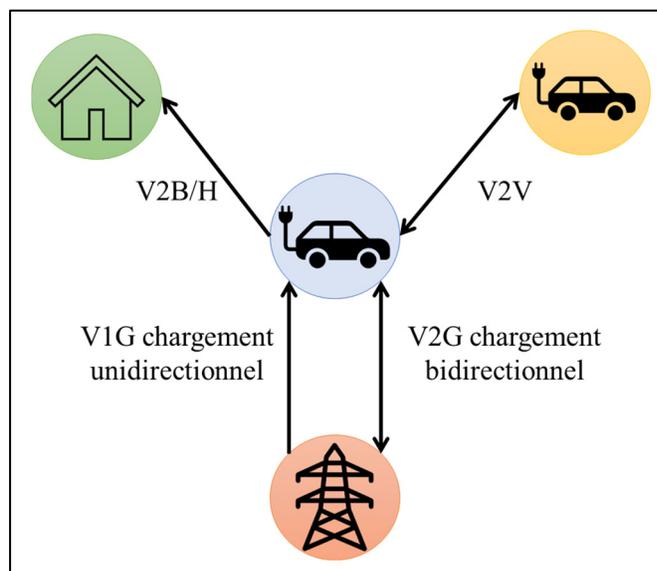


Figure 1.3 La technologie V2X
Adaptée de Paulraj (2019)

1.4.1 La technologie V1G

Le concept de V1G se décrit par la gestion intelligente du chargement de VÉs de manière unidirectionnelle. Cette technologie a pour avantage d'être moins coûteuse que ses homologues, car elle nécessite que des convertisseurs unidirectionnels qui sont moins chers et moins complexes. Les algorithmes de contrôle sont également plus simples à implémenter. Il serait toutefois possible d'établir un protocole de communication bidirectionnel permettant de contrôler en temps réel le chargement du véhicule selon la demande du réseau électrique. De cette façon il serait également possible de planifier la recharge en fonction de paramètres externes liés à la nature des véhicules. Par exemple, pour une flotte d'autobus, la consommation du véhicule par trajet est prévisible et peut être prise en compte pour planifier les périodes de chargement. En contrepartie, les possibilités d'amélioration de la qualité d'énergie et de réduction de la pointe de charge sont limitées, puisque les véhicules ne peuvent pas retourner d'énergie au réseau.

1.4.2 La technologie V2H/B

La technologie V2B/H s'apparente à la technologie V2G présentée à la section suivante. Elle se décrit par la gestion intelligente du chargement du VÉ et de son déchargement vers une maison ou un bâtiment. Contrairement à la technologie précédente, les convertisseurs utilisés sont bidirectionnels.

Dans le cas d'une maison, l'utilisation de l'énergie peut aider à réduire la facture d'électricité, car l'énergie du véhicule contribue à réguler la tension aux charges dans la maison. Elle peut également servir en cas de panne d'électricité comme source d'alimentation de secours. Aussi, il est possible de combiner cette technologie à d'autres sources d'énergies renouvelables comme les panneaux solaires domestiques tel qu'illustré à la Figure 1.4 tirée de (Nichicon, 2018). En 2012, l'institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) a d'ailleurs réalisé un projet expérimental sur les possibilités d'implémenter les systèmes V2H et V2G au Québec (Rouy, 2012).

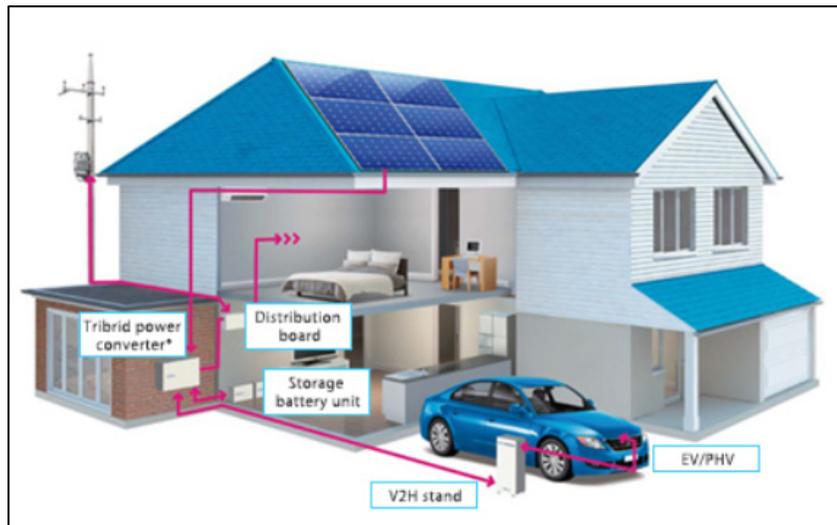


Figure 1.4 Intégration de panneaux solaires à un modèle V2H
Tirée de Nichicon (2018)

Dans le cas d'un bâtiment, le stockage d'énergie qu'apportent les véhicules peut être très avantageux, surtout si la flotte de véhicules est grande. Cette réserve d'énergie permet au bâtiment d'aller puiser dans l'énergie du réseau aux moments opportuns et réduisant du même coup de manière significative la facture d'électricité. Cette façon de gérer l'énergie est aussi connu sous le nom « peak shaving » qui signifie de réduire la consommation lors de pointes.

1.4.3 La technologie V2V

Pour ce type de chargement, l'énergie accumulée des batteries est partagée entre plusieurs VÉs (Mahure, Keshri, Abhyankar, & Buja, 2020). Certains véhicules sont donc priorisés pour être chargés par rapport à d'autres. Comme la quantité totale d'énergie est fixe, ce mode de chargement ne permet pas de recharger tous les véhicules à pleine capacité. Pour cela, il est nécessaire d'utiliser une source d'énergie externe aux véhicules pour les recharges. En revanche, sous ce mode de fonctionnement, le chargement des véhicules est fait sans augmenter la demande d'électricité au réseau. Cette technologie requiert un agrégateur qui reçoit les caractéristiques de chaque VÉ, puis commande aux véhicules de fournir ou de recevoir une quantité d'énergie précise.

1.4.4 La technologie V2G

La technologie de gestion d'énergie V2G utilise les batteries des VÉs comme source additionnelle au réseau de distribution. La Figure 1.5 tirée de (Adnan Khan et al., 2019) illustre l'interconnexion de plusieurs véhicules avec le réseau de distribution en utilisant un agrégateur lorsque plusieurs VÉs sont impliqués.

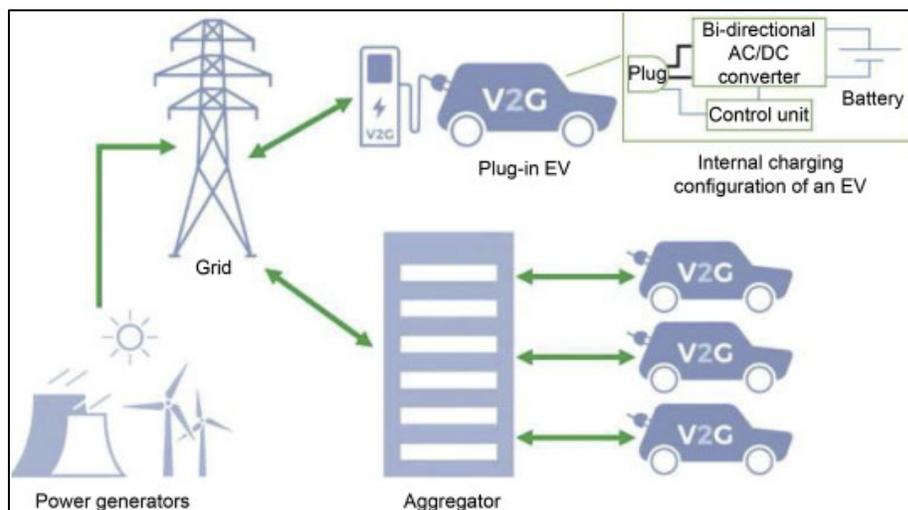


Figure 1.5 La technologie V2G
Tirée de Khan et al (2019)

Le VÉ est ainsi perçu comme un élément clé dans l'amélioration de la qualité d'énergie du réseau et la limitation de la demande d'énergie pendant les périodes de pointe par sa bidirectionnalité. En effet, en tant que réserve d'énergie, le VÉ a la capacité de fournir rapidement de l'énergie additionnelle durant les heures où la consommation d'énergie est la plus élevée. Ainsi, le propriétaire du véhicule achète son énergie du réseau de distribution à une période où la consommation et le prix d'achat sont plus faibles, puis partage cette énergie au réseau pendant les périodes de trafic.

Le contrôle du chargement et du déchargement des batteries branchées fait par l'agrégateur sur les bornes peut être réalisé en fonction de plusieurs critères :

- Réduire la consommation du réseau en période de pointe;

- Réduire les coûts liés à l'achat d'électricité;
- Favoriser une recharge juste qui alimente en priorité les véhicules moins chargés;
- Assurer un niveau de charge minimal à la déconnexion du véhicule;
- Réduire la durée de branchement des VÉs à leur borne;
- Réduire les risques de dégradation accélérée des batteries;
- Synchroniser la recharge des VÉs avec la production d'énergie renouvelable intermittente;
- Etc.

Selon (Misra, Panigrahi, & Ghosh, 2020), un bon contrôle avec un modèle V2G a les avantages suivants sur la batterie du véhicule :

- Il peut augmenter la durée de vie de la batterie en régissant la procédure de charge de la batterie et peut minimiser les conditions de surcharge;
- Il permet le contrôle de l'état de charge de la batterie par rapport à sa profondeur de décharge afin de garantir qu'elle ne sera pas surchargée;
- Il suit le SoC de la batterie du VÉ, gère de manière contrôlée son chargement et son déchargement et transfère les caractéristiques de la batterie par un protocole de communication.

Selon (Khasa, Ravi, & Jain, 2016), pour permettre un écoulement de puissance optimal dans un modèle V2G acceptant plusieurs VÉs, il est nécessaire de tenir compte des éléments suivants :

- L'emplacement du site de recharge qui déterminera le nombre de véhicules attendus;
- L'évaluation de la demande de puissance attendue;
- La tension nominale et le niveau de puissance disponible à la station au point commun de couplage et;
- Le taux de chargement maximal par véhicule;

Bien que le concept de V2G soit relativement nouveau, il a été implanté comme projet pilote et connaît déjà du succès. Une première application est pour une flotte d'autobus scolaire dans l'état de New York (Lewis, 2020). Différentes applications mobiles sont également développées pour rendre la technologie V2G plus accessible aux utilisateurs (V2G-SIM; Virta, 2019).

1.5 Algorithmes de commandes

Les algorithmes permettant la gestion de l'écoulement d'énergie et de puissance sont nombreux et diversifiés pour des applications de recharge de VÉs. En effet, les contraintes pour une gestion saine d'un parc de recharge varient entre autres, selon le type de charge (puissance nominale des bornes), la taille du parc, la clientèle visée (usage privé ou public), l'emplacement géographique des bornes, le type de source qui l'alimente (réseau de distribution, énergie renouvelable, etc.) et plus encore. Son optimisation peut être orientée selon plusieurs critères de performance spécifiques, comme mentionné précédemment à la section 1.4.4.

1.5.1 Algorithmes de commandes de convertisseur

Les algorithmes spécialisés en commandes de convertisseur visent l'amélioration du rendement et de la qualité d'énergie des chargeurs. Le choix d'algorithmes dépend principalement du choix de convertisseurs utilisés. Le *packed u-cell* à 5 niveaux (PUC5) est, entre autres, un convertisseur étudié et utilisé en industrie pour des applications de chargeurs de batterie (Vahedi, Sharifzadeh, & Al-Haddad, 2017).

Au Québec en particulier, des études émergent portant sur l'utilisation de l'intelligence artificielle comme solution de contrôle pour les convertisseurs multiniveaux compacts connectés au réseau. Ces études mettent en évidence la possibilité d'utiliser un contrôle intelligent pour des convertisseurs utilisés, entre autres, pour les chargeurs de VÉs (Babaie & Al-Haddad, 2021; Babaie, Mehrasa, Sharifzadeh, & Al-Haddad, 2022).

1.5.2 Algorithmes et intelligences artificielles de planification d'énergie à la station de recharge

Les algorithmes et intelligences artificielles de planification ont pour objectif de produire un horaire de recharge, ou de décharge pour les VÉs. Ils peuvent se baser sur des critères répondant à des besoins particuliers comme la durée de trajets d'un véhicule avant une prochaine recharge ou un horaire d'utilisation du véhicule. Il peut aussi se baser sur l'évolution des coûts de production d'électricité sur une période donnée et sur la consommation du réseau. Le temps de planification peut être journalier, hebdomadaire, annuel ou autre selon les besoins d'application.

Au cours de la dernière décennie, plusieurs algorithmes ont été développés pour gérer l'énergie d'une station de recharge, tels que :

- Optimal distributed consensus par (Liu, Crisostomi, Gu, & Shorten, 2014);
Cet algorithme vise la gestion d'énergie d'un stationnement d'aéroport avec 50 VÉs. Ces véhicules sont utilisés comme stockage temporaire volontaire pour des sources d'énergies renouvelables à proximité alimentant le réseau durant les périodes de pointe.
- Real-time smart charging par (Ma & Mohammed, 2014);
Cet algorithme se base sur une analyse financière de la consommation et production d'énergie en temps réel pour une flotte de 50'000 VÉs optimisant la recharge par des sources d'énergie renouvelable.
- Mixed integer linear programming par (Yusuf & Ula, 2020).
Cet algorithme aussi utilisé par (Í et al., 2019) à la section 1.5.3 est adapté pour une application de V2B d'un immeuble existant. Le système comprend des panneaux solaires, des batteries comme stockage supplémentaire et cinq bornes de recharge. L'optimisation est faite pour réduire les coûts d'électricité du bâtiment et gérer l'énergie à travers les charges incluant l'éclairage et la climatisation en rapport avec le rechargement et déchargement des VÉs.

Récemment, l'optimisation complexe impliquant de nombreuses variables pour prédire quelle quantité d'énergie doit être fournie ou retenue aux VÉs implique de plus en plus de techniques d'intelligence artificielle. Un sommaire de différentes techniques existantes et types d'intelligence artificielle auxquelles elles appartiennent est présenté à la Figure 1.6.

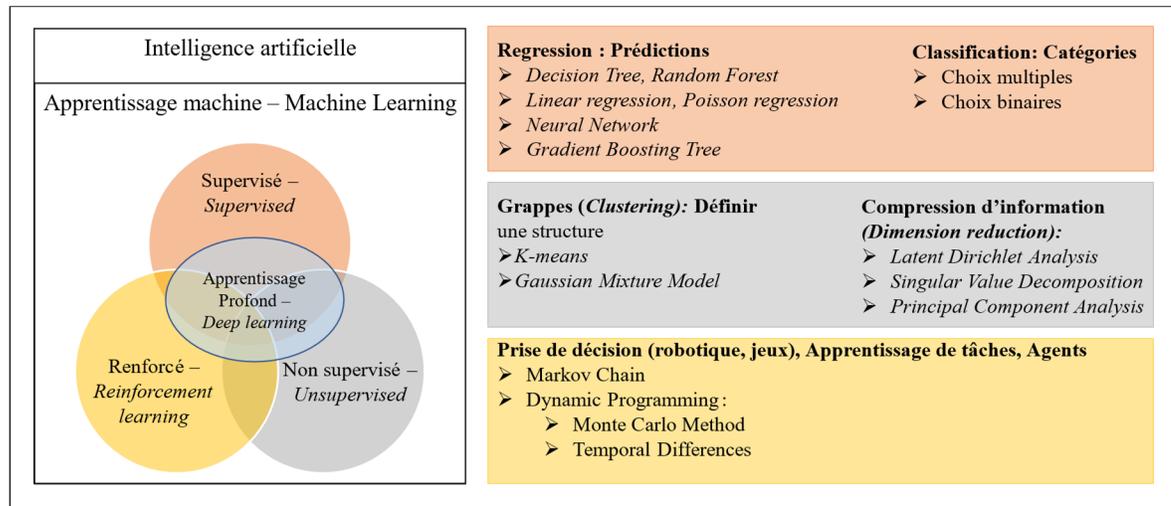


Figure 1.6 Sommaire des techniques en intelligence artificielle

Plusieurs chercheurs utilisent les techniques de régression (apprentissage machine supervisée profond ou non) pour des applications de gestion d'énergie à la station de recharge telles que:

- New prediction-decision framework and deep long short-term memory (LSTM) par (S. Li, Gu, Li, Wang, & Yang, 2020);

Cette technique utilise de l'intelligence artificielle par l'apprentissage profond et l'algorithme LSTM pour prédire l'ensemble des capacités de charge des VÉs par rapport au réseau de distribution. À l'aide de ces résultats, les auteurs bâtissent un algorithme de décision quant à la gestion d'énergie.

- Model predictive control par (Eseye, Knueven, Vaidhynathan, & King, 2022; Gong, Guo, Sun, & Deng, 2022; Saner, Trivedi, & Srinivasan, 2022);

Ce modèle de contrôle prédictif se concentre sur la réduction du coût total d'achat d'énergie pour recharger les véhicules électriques. Il est également utilisé pour le contrôle à grande échelle des ressources énergétiques distribuées

(RED) où l'accent est mis sur l'équilibre de la puissance dans le réseau de distribution. Pour cette deuxième application d'étude, les VÉs ne sont pas utilisés.

- Réseau de neurones artificiel (RNA ou ANN, pour *Artificial Neural Network*) par (Dang, Wu, & Boulet, 2020);

Les chercheurs explorent la gestion de la recharge des VÉs à l'aide du RNA pour planifier leur recharge et leur décharge selon la prévision journalière des prix sur le marché de l'électricité. Cette étude considère les fluctuations normales du marché de l'électricité dues à l'impact des températures froides en hiver, mais ne se concentre pas sur les longues périodes de froid.

- Logique floue (*Fuzzy logic* en anglais) et RNA combinés par (Sah, Kumar, & Bose, 2021).

Certaines études combinent le RNA avec d'autres types d'intelligence artificielle, comme celle de la logique floue, dans les systèmes V2G pour gérer le transfert de charge aux heures de pointe. Les chercheurs y proposent un contrôleur hybride qui prend en compte le réseau de distribution et leur communication complète avec l'agrégateur. Bien que le système développé soit exhaustif, il ne tient pas compte des impacts des températures froides sur la prise de décision pour commander la quantité d'énergie que les VÉs doivent utiliser pour la recharge ou la quantité d'énergie qu'ils doivent décharger pour diminuer la demande totale du réseau.

Ainsi, la première fonctionnalité de l'agrégateur, expliquée en détail au CHAPITRE 3, est de concevoir un système de gestion d'énergie, « *Energy Management System* » (EMS) qui gère, grâce à l'intelligence artificielle, la demande totale d'énergie de plusieurs bornes de recharge à la fois. Tout cela se fait afin de réduire la consommation totale pour le réseau tout au long de l'année dans un pays avec des saisons froides. Par rapport aux approches précédentes, l'EMS considère la possibilité d'avoir de longs épisodes de froid en évitant de décharger les VÉs sur de trop longues périodes de temps lors d'épisodes de grands froids.

1.5.3 Algorithmes de répartition de puissance aux VÉs

Les algorithmes de répartition de la puissance ont pour but de contrôler la puissance entrante ou sortante des chargeurs de chaque VÉ présent en station. Ils sont sujets à être optimisés en temps réel selon les variations de la demande énergétique et de l'énergie disponible aux batteries. La répartition de puissance distribuée à chaque VÉ peut prendre la forme de points ou de courbe de référence (ex. : fréquence/puissance, tension/puissance active, tension/puissance réactive, etc.). Pour y arriver, l'algorithme se base entre autres sur le niveau de charge des batteries, la vitesse de chargement, le coût de l'électricité, la demande totale en énergie au stationnement de recharge, les préférences de recharge du propriétaire du VÉ, etc. La gestion de la puissance bidirectionnelle des batteries connectées sur les bornes pose ainsi des défis complexes. Plusieurs études ont été faites par le passé pour résoudre ce problème.

Dans (Liu et al., 2014), l'accent est mis sur l'équilibre entre la commodité économique de l'utilisation des énergies renouvelables et les inconvénients causés au client en raison de l'énergie résiduelle restant dans le VÉ. Ils abordent également le concept d'équité, car tous les véhicules électriques qui participent au programme doivent être utilisés de manière égale pour le programme.

Les auteurs de (Aziz, Oda, Mitani, Watanabe, & Kashiwagi, 2015) développent une stratégie pour programmer la recharge et la décharge des VÉs qui s'aligne sur les besoins du réseau de distribution qui gère les énergies renouvelables.

Dans (Ahmad & Sivasubramani, 2016; Hui, Chao, Xiangping, Xiu, & Jianing, 2020), l'algorithme génétique est étudié. Le premier système proposé utilise le V2G et des éléments de stockage d'urgence pour charger et décharger les VÉs. L'application est pour un seul VÉ à la fois. Les performances visées sont la réduction des coûts et des émissions de gaz à effet de serre. Pour le deuxième système proposé, il est adapté à une application de V2B en considérant des contraintes des utilisateurs et du bâtiment. Le paramètre optimisé est le coût d'opération.

La contrôle multiniveau est exploré par (Y. Li & Han, 2017). Il centralise le contrôle des recharges pour une flotte de VÉs large. Puis, il analyse la demande énergétique en temps réel du réseau et le contrôle utilisateur pour définir la priorité de chargement. Il gère ensuite le partage de puissance sur une période de 24 heures.

L'ouvrage (OCIA, 2017) porte sur une étude exhaustive réalisée pour évaluer les effets de la technologie V2X sur la dégradation des batteries et les solutions possibles pour prévenir l'accélération de leur vieillissement. Cependant, ils ne concentrent pas leur étude sur la qualité du service offert au client.

L'algorithme *Multi level online V2G* par (Chen, Leung, Lam, & Hill, 2019) propose une approche de contrôle décentralisé de type « parent-enfants » permettant de mieux gérer l'écoulement de puissance pour améliorer la régulation en fréquence et le temps de réponse des unités de contrôles de chaque station de recharges comportant plusieurs VÉs. Les performances sont évaluées en fonction de la variance de puissance totale, le temps de calcul pour former la planification de recharge et le confort utilisateur, c'est-à-dire l'assurance de charger les batteries à un SoC suffisant pour le propriétaire à la déconnexion du véhicule.

La méthode *mixed integer linear programming* par (İ et al., 2019), aussi utilisé par (Yusuf & Ula, 2020) à la section 1.5.2, a pour principal objectif d'améliorer la disponibilité du véhicule à l'utilisateur et de réduire les coûts d'utilisation selon un programme dit d'« enchères ». Cet algorithme optimise la réduction de la dégradation des batteries.

Une autre technique d'optimisation de répartition de puissance est celle de multi-agents adaptatifs. Cette méthode développée dans (Blanc-Rouchossé, Blavette, Ahmed, Camilleri, & Gleizes, 2019) optimise le temps de recharge de chaque VÉ selon la durée de branchement désirée et le SoC. Quatre types d'agents sont présentés : agent de ligne pour éviter la congestion, agent du bus pour assurer la communication entre agents, agent responsable de la balance de puissance et agent du VÉ qui assure le chargement et le déchargement. Cette

méthode utilise uniquement le réseau de distribution comme source d'énergie et néglige l'aspect financier du chargement de VÉ dans un contexte de V2G.

Dans (Clairand, Rodríguez-García, & Álvarez-Bel, 2020; Huang et al., 2019; Vardanyan, Banis, Pourmousavi, & Madsen, 2018), les chercheurs se concentrent sur l'aspect économique de l'agrégation pour applications V2X afin d'améliorer la qualité de service au client. Les solutions proposées ne priorisent pas nécessairement les besoins fluctuants du réseau.

Le *model predictive control*, utilisé précédemment comme technique d'optimisation pour le EMS à la section 1.5.2 est également utilisé par (Mroczek & Kołodyńska, 2020), mais appliqué pour la recharge d'un seul VÉ. Ce modèle utilise l'apprentissage machine pour évaluer la consommation d'énergie du véhicule et son besoin de chargement. Avec ces données, l'algorithme proposé est en mesure de prédire la puissance pouvant être délivrée par le véhicule pour une station de recharge de type V2G.

Dans l'algorithme *Devised online scheduling* par (S. Zhang & Leung, 2020), on sépare le contrôle d'un microréseau au contrôle du rechargement des VÉs. Il s'agit d'une approche décentralisée sophistiquée qui permet un contrôle plus en profondeur du rechargement des batteries. Cet algorithme vise à améliorer le facteur de puissance lors du transfert d'énergie entre les véhicules. Deux aspects sont négligés : la disponibilité du véhicule au propriétaire et le coût d'opération.

Les auteurs de (Gu & Liu, 2021) se concentrent sur le concept d'équité et de confidentialité dans les applications V2X. Dans cette étude, l'équité fait référence à la distribution de l'énergie effectuée de manière que les propriétaires de VÉ et le réseau de distribution bénéficient économiquement du programme V2G. La confidentialité fait référence au fait qu'aucune information critique sur les VÉs ne doit être échangée avec l'agrégateur.

Dans cet ordre d'idées, une deuxième fonctionnalité de l'agrégateur, détaillée au CHAPITRE 4, est de répartir équitablement entre tous les VÉs la puissance de recharge et de décharge. Par rapport aux approches réalisées par d'autres chercheurs, cette fonctionnalité de l'agrégateur

considère la capacité et le SoC de la batterie sans accélérer sa dégradation et fournit davantage de flexibilité au client en ne demandant pas la durée de branchement du véhicule à la borne.

1.6 Bilan de chapitre

Ce chapitre a mis en lumière la problématique de l'augmentation du besoin d'énergie pour la recharge des VÉs au Québec. Pour l'adresser, cette revue de littérature présente les caractéristiques des VÉs et des bornes de recharge. Par la suite, la technologie V2X est amenée comme solution face à la gestion d'énergie pour un parc de VÉs. Puis, les stratégies et méthodes de gestion d'énergie et de puissance utilisées par d'autres chercheurs sont analysées. Dans ce projet de recherche, la gestion d'énergie de la station de recharge V2X utilise l'intelligence artificielle (voir le CHAPITRE 3), tandis que la répartition de puissance entre les VÉs utilise des algorithmes (voir le CHAPITRE 4 et le CHAPITRE 5).

CHAPITRE 2

CONCEPTION DE L'AGRÉGATEUR

Ce présent chapitre aborde l'objectif de la recherche et la stratégie de conception de l'agrégateur incluant les éléments suivants : la structure de l'agrégateur, les échanges d'informations avec le réseau et les bornes de recharges et les fonctionnalités de l'agrégateur.

2.1 Objectif de la recherche

L'objectif de ce projet de recherche est de concevoir un agrégateur sous logiciel de simulation qui permet de gérer la recharge et les décharges de VÉs dotés de chargeurs bidirectionnels. Cet agrégateur aurait pour avantage de synchroniser les échanges de puissances de recharge ou de décharge avec la consommation variable du réseau. Ainsi, l'agrégateur éviterait d'intensifier les pointes de charge existantes ou d'en créer de nouvelles. Ces échanges sont exécutés de manière à éviter que les batteries atteignent des profondeurs de décharge trop élevées. Également, l'agrégateur n'impose pas au propriétaire de divulguer la durée de branchement de son véhicule à la borne.

Les performances et résultats de l'agrégateur sont étudiés en régime permanent. Les effets transitoires de la tension et du courant sur la qualité de l'énergie au branchement et au débranchement des VÉs sont assumés idéaux. Les tensions et courants triphasés sont assumés équilibrés. Le modèle de batterie utilisé accepte une puissance constante, peu importe le SoC de la batterie. Or, un chargeur réel va limiter la puissance entrante à la batterie à mesure que son SoC augmente. Cette simplification du modèle de chargeur est acceptable, car la logique de l'agrégateur pour gérer l'énergie et les puissances de la station V2X est indépendante à la consommation du réseau et à la gestion de répartition de puissance entre les VÉs. Également, l'aspect financier lié à la gestion de l'énergie et de puissance pour des recharges et des décharges de VÉs en station n'est pas à l'étude. L'accent de cette recherche est mis sur la gestion de puissance active et d'énergie.

2.2 Structure de l'agrégateur

L'agrégateur interagit avec deux entités : l'opérateur de réseau et les bornes de recharge en station V2X. Il se sert aussi de mesures de températures à la station V2X et de données temporelles, c.-à-d. le mois et l'heure. Il comprend trois sous-systèmes : le système de gestion de l'énergie (EMS), le traducteur et le répartiteur de puissance. La Figure 2.1 illustre un schéma montrant l'échange de commandes et d'informations entre ces entités et sous-systèmes.

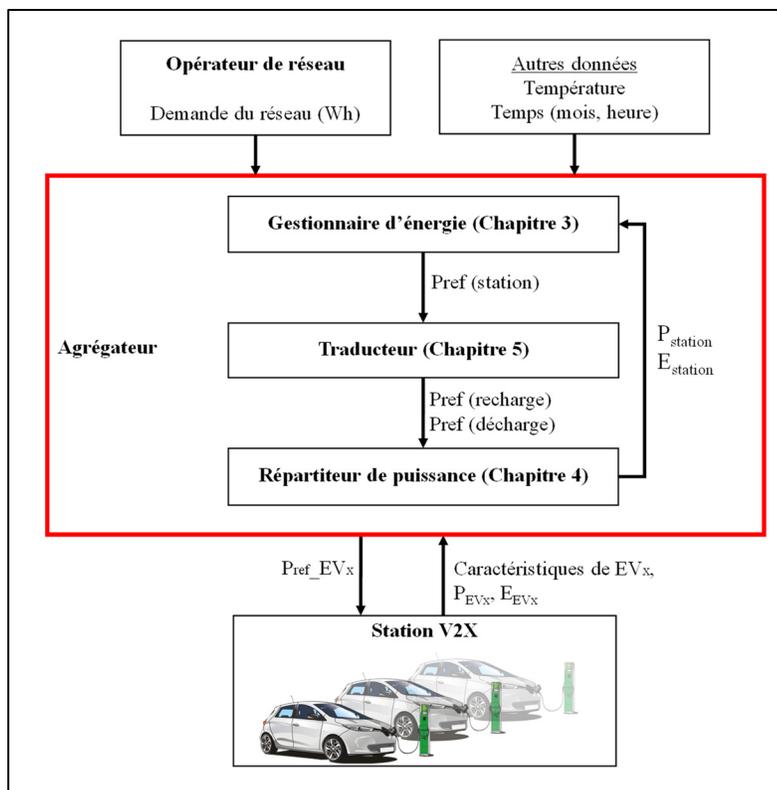


Figure 2.1 Schéma de l'agrégateur

2.3 Communication avec l'opérateur de réseau

L'opérateur de réseau gère la répartition de l'énergie du réseau de distribution et garantit la qualité de l'énergie. Il représente un niveau de contrôle supérieur à l'agrégateur. Il interagit avec les REDs, les charges, les installations de stockage et autres. Plus précisément dans le cas de l'agrégateur de VÉs, l'opérateur de réseau informe l'agrégateur à intervalles réguliers de la

demande d'énergie sur le réseau. Elle sera ensuite utilisée pour évaluer si les véhicules doivent se recharger ou non et à quel rythme.

2.4 Interactions avec la station V2X

Contrairement à l'opérateur de réseau, la station V2X a un échange bidirectionnel d'informations avec l'agrégateur. En effet, les caractéristiques de chaque VÉ nécessaires pour planifier les recharges et les décharges sont transmises au répartiteur de puissance dans l'agrégateur. Celles-ci incluent les caractéristiques de la borne de recharge, les caractéristiques du véhicule et les préférences des propriétaires pour tous les VÉs présents. Les paramètres d'un VÉ sont décrites dans le Tableau 2.1.

Tableau 2.1 Paramètres des VÉs communiqués à l'agrégateur

Paramètre	Description
État de branchement	Indicateur binaire si le VÉ est branché
SoC initial	SoC initial lorsque le VÉ est branché en pourcentage
Capacité d'énergie	Capacité énergétique de la batterie en wattheures
Efficacité à la décharge	Rapport de la capacité de décharge d'une batterie à sa capacité de charge sur un cycle par unité, assumé constant
V2X activé	Indicateur binaire si le client accepte de prêter l'énergie de son VÉ au réseau ou à d'autres VÉs
SoC désiré	SoC minimum demandé par le client en pourcentage ; c'est aussi la limite à ne pas dépasser lors d'une décharge
Puissance nominale	Puissance maximale pouvant délivrer ou recevoir le VÉ en watt
SoC	Valeur présente du SoC en pourcentage (valeur dynamique)

Les paramètres « V2X activé » et « SoC désiré » sont des valeurs que le propriétaire définit au moment du branchement de son VÉ à la borne de recharge V2X. Si un client décide de refuser que son véhicule soit déchargé, alors l'agrégateur n'a que la possibilité de recharger sa batterie ou de retarder sa recharge. Le SoC désiré définit le niveau de charge auquel le véhicule doit

être chargé, c'est-à-dire que l'agrégateur doit prioriser la recharge des batteries dont le SoC est inférieur à ce niveau minimum même si le réseau demande aux véhicules de se décharger. Cela empêchera l'agrégateur de décharger les batteries au-delà de leur SoC désiré, ce qui éviterait vraisemblablement de contribuer à l'accélérer la dégradation des batteries, comme mentionné dans (OCIA, 2017).

2.5 Fonctions de l'agrégateur

Dans cette section, chaque sous-système de l'agrégateur est expliqué en détail.

2.5.1 Système de gestion d'énergie EMS

L'EMS considère tous les véhicules comme une seule charge ou une seule source. Il a pour objectif de décider quelle puissance doit être envoyée ou reçue aux VÉs via un algorithme ou une intelligence artificielle. Cela peut être évalué après avoir mesuré la demande du réseau, la température, la demande totale d'énergie et de puissance de tous les VÉs de la station V2X, la période de l'année (mois) et l'heure de la journée (heure). La description complète de l'EMS développé dans cette recherche de même que les impacts de la température sur les fluctuations horaires et saisonnières de demandes énergétiques et les décisions de l'EMS sont présentés en détail au CHAPITRE 3.

2.5.2 Traducteur

Le traducteur convertit le bilan de puissance de l'EMS exprimé par unité de la puissance maximale de la station V2X en puissance réelle dédiée à la recharge et à la décharge. Ces consignes en puissance sont envoyées puis distribuées au répartiteur de puissance selon l'état d'opération de chaque borne. Il gère notamment la quantité de puissance à échanger entre les VÉs pour le mode V2V. Cette fonctionnalité est développée au CHAPITRE 5 qui aborde la mise en commun des fonctionnalités de l'agrégateur.

2.5.3 Répartiteur de puissance

L'objectif du répartiteur de puissance est de distribuer les puissances de référence commandées du traducteur à tous les VÉs individuellement en fonction des préférences des propriétaires et des caractéristiques de leur véhicule. Cette fonction de l'agrégateur évalue quel VÉ est capable de fournir de la puissance et quelle quantité d'énergie est disponible pour se décharger en mode V2V ou V2G. Également, elle évalue le besoin d'énergie pour charger les batteries. Le répartiteur informe l'EMS des conditions réelles de fonctionnement des bornes de recharge V2X. Celles-ci incluent le bilan de puissance et la quantité d'énergie consommée par tous les VÉs en station. Cette fonctionnalité de l'agrégateur est expliquée en détail au CHAPITRE 4.

2.6 Bilan de chapitre

Ce chapitre établit précisément l'objectif de recherche du projet qui est de concevoir un agrégateur composé de trois fonctionnalités principales développées respectivement aux chapitres 3 à 5. Celles-ci déterminent selon les conditions du réseau et de la station de recharge V2X combien d'énergie devrait être consommée ou fournie au réseau en assurant une répartition équitable de la puissance entre les VÉs en recharge et en décharge. Le chapitre 5 comprend également la mise en commun des fonctionnalités pour former un agrégateur complet.

CHAPITRE 3

GESTION ET PLANIFICATION DE L'UTILISATION D'ÉNERGIE À LA STATION V2X

Tout d'abord, l'ensemble de ce chapitre est basé sur un article de conférence IEEE présenté en juillet 2023 dans le cadre d'EUROCON 2023 intitulé ANN Based Energy Management System for V2X - EV aggregator in cold climate application (Normandeau, Khenar, Paquin, & Al-Haddad, 2023). Cet article est présent à l'ANNEXE V.

Dans cette étude, l'EMS représenté à la Figure 3.1 utilise comme entrées la demande d'énergie du réseau, la température, le mois de l'année, l'heure et la demande d'énergie des VÉs. L'EMS génère une sortie à envoyer au traducteur : le bilan de puissance de la station V2X.

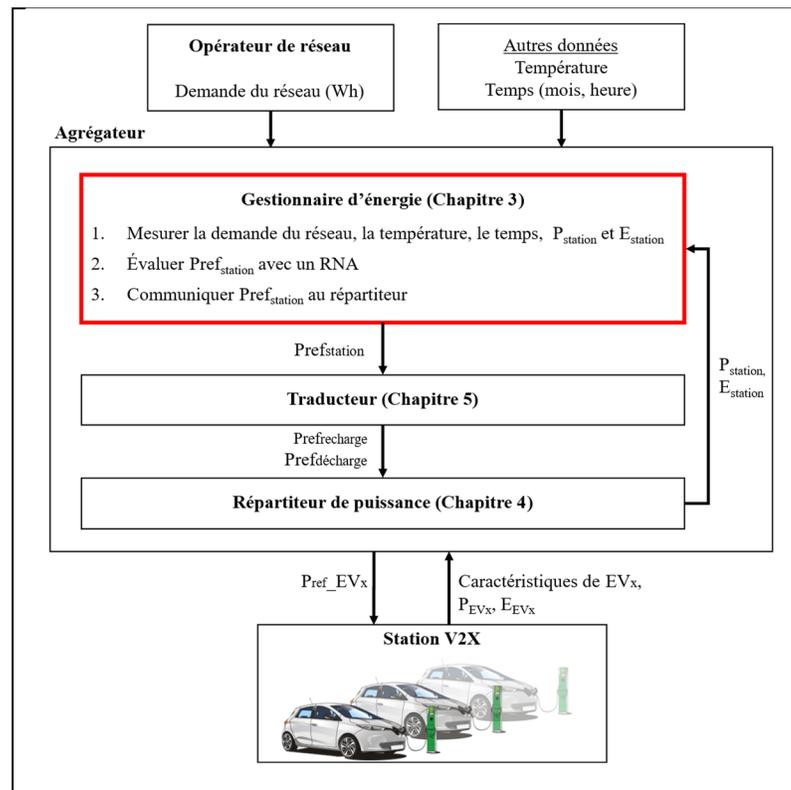


Figure 3.1 Schéma de l'EMS – Gestionnaire d'énergie

Dans ce chapitre, les objectifs à atteindre pour l'EMS sont les suivants :

- Commander un bilan de puissance à la station V2X ($P_{\text{Prefstation}}$);
- Privilégier le besoin en énergie du réseau au lieu de la recharge rapide des VÉs;
- Faire un compromis d'énergie lors de longues périodes de grands froids en permettant aux VÉs de se recharger même si la consommation du réseau peut être élevée.

Ce troisième chapitre effectue d'abord une analyse des paramètres envoyés à l'EMS. Puis, elle permet de définir trois cas de figure possibles d'opération dans l'EMS. La formation des bases de données utilisées est détaillée à la section suivante. Chacun de ces cas est traité à l'aide d'un RNA distinct entraîné selon la méthode de Levenberg-Marquardt (LM). Finalement, les performances de chaque RNA sont discutées à la fin de ce chapitre.

3.1 Paramètres de l'EMS

L'EMS optimise la puissance de référence envoyée au traducteur, nommée « $P_{\text{Prefstation}}$ » de la Figure 3.1, pour réduire la demande du réseau. Les sous-sections suivantes décrivent les impacts des différents paramètres de l'EMS pour déterminer la commande $P_{\text{Prefstation}}$.

3.1.1 Mois de l'année

La demande du réseau varie entre autres selon les saisons. En hiver, particulièrement dans les pays avec un climat froid, la consommation peut augmenter significativement par rapport à l'été en raison des besoins de chauffage. La Figure 3.2 illustre la température horaire en 2019 à Montréal. Les données ont été recueillies à partir de ("Données historiques - Conditions météorologiques et climatiques passées," 2023).

Ces données permettent d'identifier précisément janvier, février, mars, novembre et décembre comme les mois les plus froids et donc comme les mois les plus à risque de voir la demande du réseau augmenter, et ce pendant de longues périodes. De plus, il s'agit des mois où la capacité des batteries diminue le plus, comme mentionné à la section 1.2.2. Ces mois seront référés comme étant la période hivernale pour la suite de ce document.

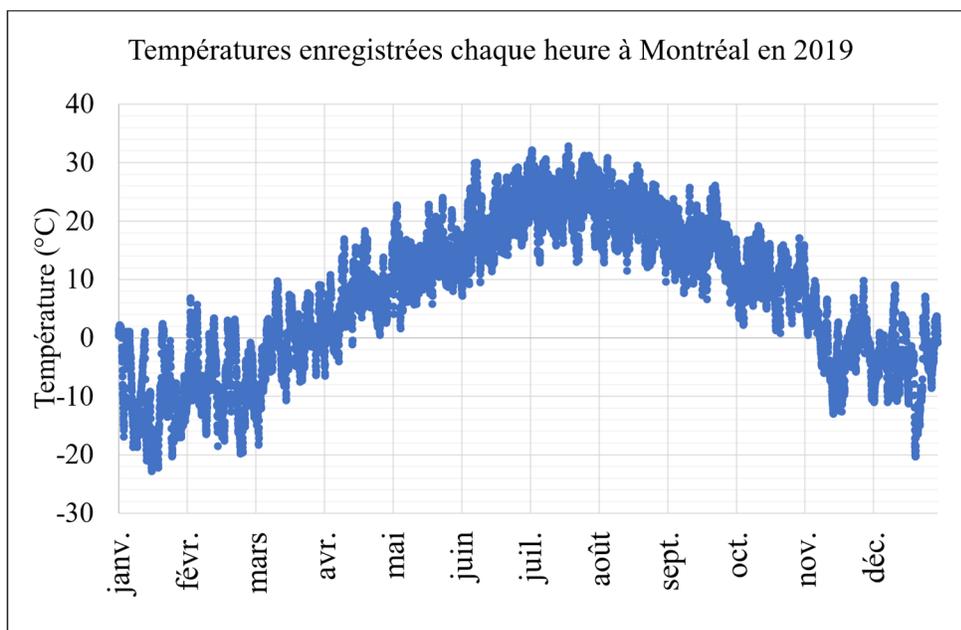


Figure 3.2 Températures horaires enregistrées à Montréal en 2019

La Figure 3.3 illustre la fréquence de chaque tranche de consommation en 2019 et identifie les 50^e, 75^e et 90^e centiles (CEN) de consommation annuellement et pour la période hivernale.

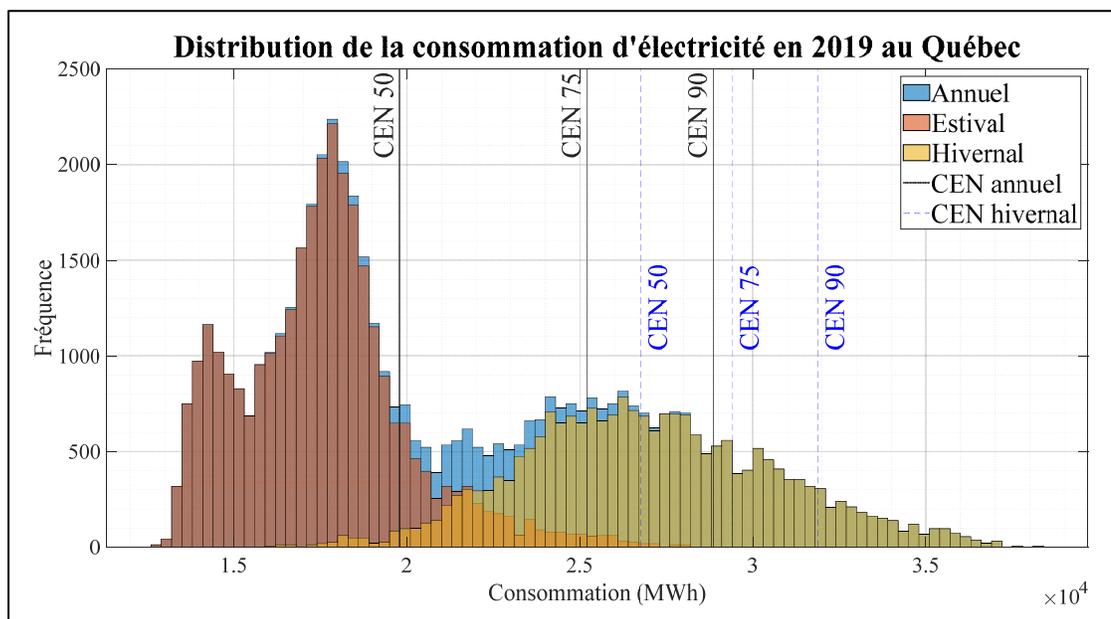


Figure 3.3 Distribution de la consommation d'électricité en 2019 au Québec

Les bandes de données rouges sont les consommations d'avril à d'octobre. Ces mois correspondent dans cette recherche à la période estivale. Les bandes jaunes représentent la consommation de la période hivernale. Les bandes bleues représentent la consommation totale pour toute l'année. La consommation durant la période estivale est globalement moins élevée et plus concentrée autour de sa médiane que celle de la période hivernale. Cela explique l'utilité d'entraîner un RNA spécifiquement pour la période estivale.

Le Tableau 3.1 présente les valeurs numériques des données statistiques de la demande énergétique, illustrée à la Figure 3.3.

Tableau 3.1 Données statistiques de la demande énergétique en 2019 au Québec

Demande énergétique (MWh)	Minimale	Moyenne	Centile (CEN)			Maximale
			50 ^e	75 ^e	90 ^e	
Annuelle	12 792	21 308	19 781	25 201	28 862	38 160
Période hivernale seulement	16 013	27 001	26 759	29 410	31 876	38 160

Le décalage positif entre les centiles annuels et hivernaux et les valeurs moyennes pourrait être dû à l'excédent de la demande de systèmes de chauffage.

3.1.2 Consommation du réseau selon la température

Pour observer autrement ce phénomène de consommation durant la période hivernale, la Figure 3.4 présente la consommation d'électricité en fonction de la température. Celle-ci qui permet d'identifier précisément à quelles températures la consommation d'énergie risque d'être élevée, c'est-à-dire qui dépasse les 50^e, 75^e et 90^e centiles hivernaux.

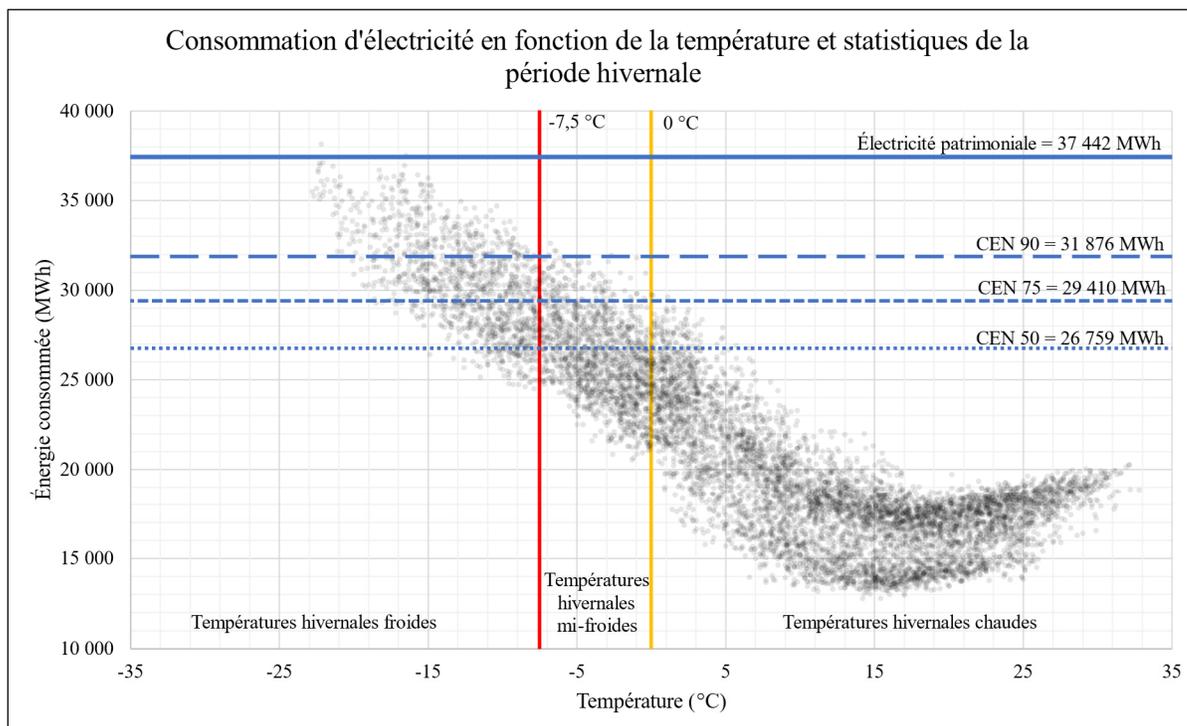


Figure 3.4 Consommation d'électricité en fonction de la température au Québec en 2019

Les délimitations représentées par les lignes horizontales bleues correspondent aux centiles de consommations hivernales et à la capacité de production maximale d'énergie par Hydro-Québec, nommée électricité patrimoniale (Hydro-Québec, 2022). La ligne de séparation à 0°C en jaune délimite approximativement les consommations inférieures au 50^e centile. Cette température est donc considérée comme la limite inférieure des températures chaudes durant la période hivernale. La seconde ligne de séparation à -7,5 °C en rouge se situe approximativement au centre des échantillons de consommation atteignant le 75^e centile. Ainsi, il est fréquent que la consommation soit fortement élevée lors d'épisodes de température inférieure à -7,5 °C. Cette température est donc considérée comme la limite supérieure des températures froides. Les températures supérieures à 0 °C inférieures à -7,5 °C sont considérées mi-froides.

Le Tableau 3.2 compare les proportions de consommation qui sont au-dessus des 75^e et 90^e centiles annuels et hivernaux aux intervalles de températures présentés.

Tableau 3.2 Fréquence de demande énergétique élevée selon la température en 2019

Températures (°C)		Au-delà du 75 ^e centile		Au-delà du 90 ^e centile	
		<i>Annuel</i>	<i>Hivernal</i>	<i>Annuel</i>	<i>Hivernal</i>
Chaudes	[0, + ∞[18 %	1 %	0 %	0 %
Mi-froides	[-7.5, 0]	74 %	23 %	22 %	5 %
Froides] -∞, -7.5]	99 %	67 %	66 %	35 %

Pour des températures chaudes supérieures à 0 °C, le RNA pourrait être moins permissif pour recharger des véhicules. En effet, seulement 18 % du temps où la consommation est supérieure à 0 °C, la consommation est supérieure au 75^e centile annuel et elle n'atteint jamais le 90^e centile annuel. Cela permettrait à l'opérateur de réseau de disposer de plus d'énergie de la part des véhicules durant la période estivale.

Pour des températures mi-froides inférieures à 0 °C et supérieures à -7,5 °C, la consommation du réseau atteint beaucoup plus souvent les 75^e et 90^e centiles annuels. Si le RNA ne s'adapte pas, les propriétaires de VÉs risquent de ne pas pouvoir recharger leur véhicule pendant plusieurs heures, voire plusieurs jours. La prise de décision du bilan de puissance que le RNA doit commander devrait donc se baser sur les centiles hivernaux à ces températures.

Pour des températures froides de -7.5 °C et moins, une consommation élevée au-delà du 75^e centile et 90^e centile selon les centiles annuels et hivernaux est fréquent. C'est pourquoi le RNA doit tenir compte de l'influence des heures de pointe sur la demande du réseau pour permettre aux VÉs de se recharger. Le RNA doit commander de recharger les VÉs en dehors des périodes de pointes malgré la possibilité que la demande énergétique du réseau soit élevée.

3.1.3 Consommation du réseau les heures de pointe

La contribution maximale en puissance électrique à la pointe d'Hydro-Québec, nommée électricité patrimoniale, atteint 37 442 MW (Hydro-Québec, 2022). Au-delà de cette puissance, le réseau doit importer de l'électricité d'un autre fournisseur privé ou procéder à un délestage.

Selon (Hydro-Québec, 2019), la demande moyenne d'énergie est plus élevée lors d'une journée froide typique avec deux périodes de pointe pendant la journée comme le montre la Figure 3.5.

La première pointe se produit entre 6 h et 9 h et le second de 16 h à 20 h, ce qui coïncide avec le niveau d'activité le plus élevé d'un ménage. Pendant la période hivernale, en particulier pendant les températures froides sous $-7.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, le RNA devrait alors éviter de charger les batteries EV à ces heures critiques.

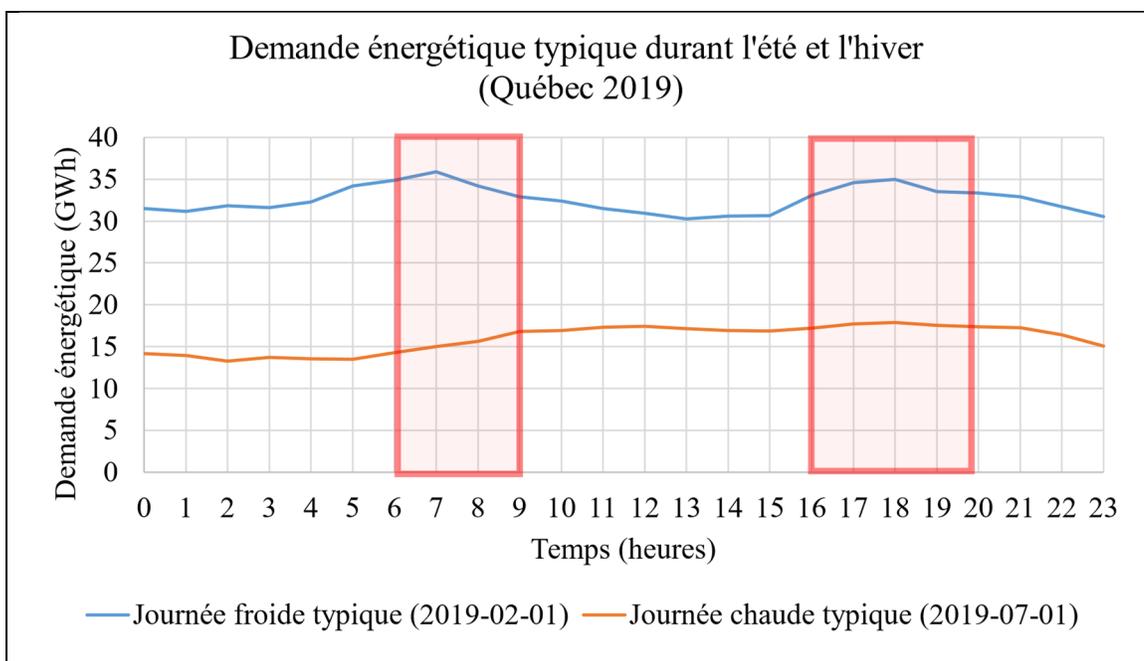


Figure 3.5 Demande typique d'énergie l'hiver et l'été au Québec en 2019

Pendant une journée chaude typique, la demande moyenne est plus faible et la courbe aux heures de pointe est aplatie. Pendant la période estivale, le moment de la journée (en heures) ne devrait pas affecter le RNA.

3.1.4 Consommation et puissance des VÉs

Pour cette étude, l'ensemble de données liées à la recharge des VÉs a été tiré de IEEE DataPort (Obusevs, Domenico, & Korba, 2021). Leurs mesures enregistrées toutes les dix minutes

comprennent, entre autres, la puissance active totale et la consommation d'énergie de la station comprenant 30 bornes de recharge. La station de recharge est située en Californie et les VÉs y peuvent uniquement se recharger. Comme peu de modèles de VÉs acceptent la recharge bidirectionnelle, peu d'enregistrements de recharges et décharges existent actuellement, notamment aucun au Québec. Ces données servent donc à caractériser le comportement humain vis-à-vis les habitudes de recharge d'un VÉ. Les puissances absorbées par les VÉs illustrant les habitudes de consommation quotidiennes des propriétaires en été et en hiver sont présentées à la Figure 3.6.

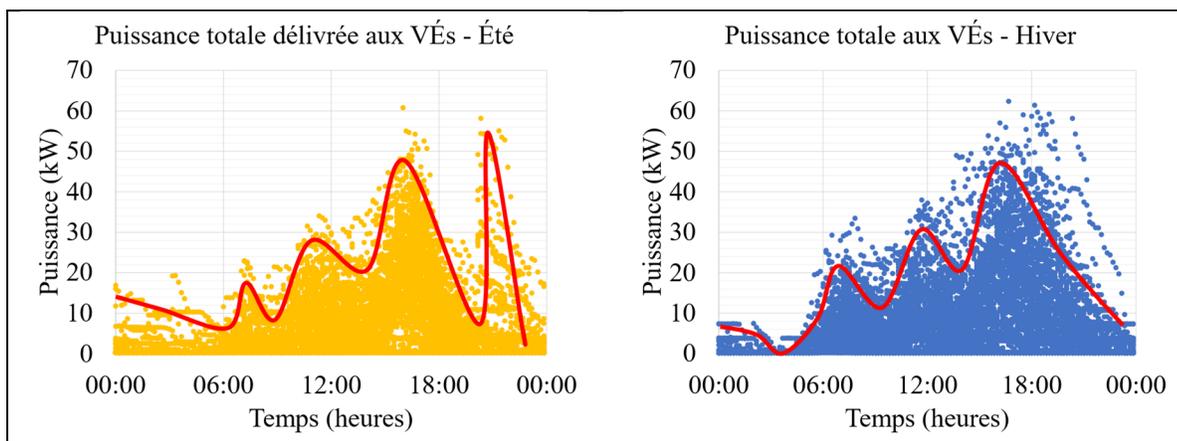


Figure 3.6 Puissance délivrée aux VÉs en station en 2019

Au cours de ces deux périodes distinctes de l'année, la consommation en puissance atteint au moins trois pics :

- Un petit le matin qui correspond au premier pic de demande sur le réseau de 6 h à 9 h;
- Un deuxième plus élevé vers midi où les propriétaires peuvent recharger leur VÉ au travail et;
- Un troisième encore plus élevé pendant la deuxième pointe de demande sur le réseau de 16 h à 20 h.

Il est possible, surtout durant la période estivale, d'atteindre un quatrième pic au milieu de la nuit où les propriétaires de VÉs retardent la recharge de leur véhicule.

3.2 Options d'opération de l'EMS en fonction des paramètres

Comme observé précédemment, le niveau global de consommation du réseau varie significativement entre la période estivale et hivernale. De plus, durant la période hivernale, l'EMS doit adapter sa stratégie de chargement et de déchargement des VÉs selon la température, les périodes de pointes et les habitudes de recharge des VÉs. Afin d'aplanir le plus possible la consommation du réseau, il est judicieux d'entraîner plusieurs intelligences artificielles (RNA, dans le cas présent) afin de faciliter l'adaptation de l'EMS aux différentes conditions de consommation du réseau.

Pour calculer correctement $P_{ref\ station}$, l'EMS dispose ainsi de trois options d'opérations possibles :

1. Opération durant la période estivale;
2. Opération durant la période hivernale où les VÉs se rechargent ($P_{ref\ station} \geq 0$);
3. Opération durant la période hivernale où les VÉs se déchargent ($P_{ref\ station} < 0$);

La valeur numérique de $P_{ref\ station}$ correspond à la puissance par unité de la puissance maximale de la station V2X, située entre -1 et 1. Une valeur négative signifie que les VÉs se déchargent, tandis qu'une valeur positive signifie que les VÉs se rechargent.

La puissance de charge et de décharge est à modèle constant imposé à 0,15 pour toutes valeur inférieure en absolu à 0,15. Il représente une puissance pour une recharge de niveau 2, soit 7 kW pour une borne de recharge de 50 kW. Une commande égale à zéro signifie que le réseau ne reçoit pas et ne fournit pas d'énergie aux VÉs. Toutefois, il est possible que les véhicules se rechargent entre eux en mode V2V.

Les algorithmes écrits en langage Visual Basic Application ayant permis de générer la commande de puissance de l'EMS se retrouvent en ANNEXE II et en ANNEXE III pour les scénarios en périodes estivale et hivernale respectivement.

3.2.1 Opération de l'EMS durant la période estivale

Durant la période estivale (tous les mois d'avril à octobre), l'EMS commande $P_{\text{Prefstation}}$ basé sur des centiles annuels de consommation du réseau. Ces niveaux d'énergie plus faibles que ceux de la période hivernale indiquent que l'EMS est moins permissif pour recharger les VÉs lors de périodes où la consommation du réseau est plus élevée. Les conditions déterminant la commande $P_{\text{Prefstation}}$ se décrivent comme suit :

- Pour $E_{\text{réseau}} < 19\,781$ MWh (CEN50 annuel) :
Tous les VÉs peuvent se recharger à pleine puissance, car la consommation du réseau est faible. $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égal à 1.
- Pour $E_{\text{réseau}}$ située entre 19 871 (CEN50 annuel) et 25 201 MWh (CEN75 annuel) :
La consommation du réseau est moyennement élevée. Tous les VÉs peuvent continuer de se recharger, mais de manière limitée et inversement proportionnelle à la demande du réseau. $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égale à une valeur située entre 0,15 et 1.
- Pour $E_{\text{réseau}}$ situé entre 25 201 (CEN75 annuel) et 28 862 MWh (CEN90 annuel) :
La consommation du réseau est élevée. Aucune énergie ne devrait être consommée par la station sous cette condition. Ainsi, $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égal à 0.
- Pour $E_{\text{réseau}} > 28\,862$ MWh (CEN90 annuel) :
La consommation du réseau est exceptionnellement très élevée. Sous cette condition, les VÉs devraient décharger leur batterie pour alimenter le réseau. Ainsi, $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égal à une valeur entre -0,15 et -1.

3.2.2 Opération de l'EMS pour des températures froides – recharge seulement

En période hivernale, la consommation du réseau tend à augmenter significativement par rapport à la période estivale. De même, durant les journées particulièrement froides, la consommation du réseau suit une tendance avec deux pointes de consommation distinctes qui doit être prise en considération pour recharger stratégiquement les VÉs. Cette deuxième option d'opération de l'EMS se focalise uniquement les conditions de température et de demande du réseau permettant la recharge VÉs. Les centiles de consommation du réseau utilisés dans cette

option sont les centiles hivernaux. Les conditions déterminant $P_{\text{Prefstation}}$ se décrivent comme suit :

Pour des températures mi-froides et chaudes ($T > -7,5 \text{ }^\circ\text{C}$) :

- Pour $E_{\text{réseau}} < 26\,759 \text{ MWh}$ (CEN50 hivernal) :
À cette période de l'année, la consommation du réseau est faible. En conséquence, les VÉs devraient se recharger sans limites. $P_{\text{Prefstation}}$ devrait donc être égale à 1.
- Pour $E_{\text{réseau}}$ situé entre 26 759 (CEN50 hivernal) et 29 410 MWh (CEN75 hivernal) :
Comme durant la saison estivale, la consommation du réseau est moyennement élevée en période hivernale. Tous les VÉs peuvent ainsi continuer de se recharger, mais de façon inversement proportionnelle à la consommation du réseau. $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égale à une valeur située entre 0,15 et 1.
- Pour $E_{\text{réseau}}$ situé entre 29 410 (CEN75) et 31 876 MWh (CEN90) :
Entre le 75^e et le 90^e centile de consommation, que ce soit pour la période hivernale ou estivale, la consommation du réseau est si élevée qu'il est préférable qu'aucune énergie ne devrait être consommée par la station. Donc, $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égal à 0.

Pour des températures froides ($T < -7,5 \text{ }^\circ\text{C}$) :

- Si en dehors des heures de pointe :
La consommation du réseau est généralement très élevée. En effet, si l'EMS suivait la même logique que pour les conditions précédentes, il serait possible que l'EMS détermine à tort de décharger ou d'arrêter la recharge des VÉs pour de longues périodes de plusieurs heures à plusieurs jours. Cela étant inacceptable pour un propriétaire de VÉ, il est nécessaire de charger les véhicules malgré la forte consommation du réseau. Toutefois, pour limiter les pointes de charge, les recharges sont autorisées de manière limitée et inversement proportionnelle à la demande du réseau uniquement en dehors des heures de pointe. La valeur de $P_{\text{Prefstation}}$ devrait être égale à une valeur située entre 0,15 et 1. Comme les batteries ne peuvent que se recharger de manière limitée à ces températures, l'EMS ne commande pas un bilan de puissance nulle ($P_{\text{Prefstation}} = 0$) à ces températures.

3.2.3 Opération de l'EMS pendant la période hivernale – décharge seulement

Cette troisième option d'opération de l'EMS détermine aussi $P_{ref_station}$ en se basant sur les centiles hivernaux de consommation du réseau. Toutefois, elle se concentre sur les conditions menant à la décharge des VÉs en station. Ces conditions déterminant la commande $P_{ref_station}$ se détaillent comme suit :

Pour des températures mi-froides et chaudes ($T > -7,5$ °C) :

- Pour $E_{réseau} > 31\,876$ MWh (CEN90 hivernal) :
La consommation du réseau est très élevée, même selon les centiles hivernaux. Sous cette condition, les VÉs devraient décharger leur batterie proportionnellement à la demande du réseau pour l'alimenter. Ainsi, $P_{ref_station}$ devrait être égale à une valeur située entre -0,15 et -1.

Pour des températures froides ($T < -7,5$ °C) :

- Si durant les heures de pointe :
Pendant les heures de pointe à des températures froides, l'EMS soulage le réseau en ordonnant aux VÉs de se décharger proportionnellement à la demande. Ainsi, $P_{ref_station}$ devrait aussi avoir une valeur située entre -0,15 et -1.

3.3 Entraînement des RNA de l'EMS

Dans cette étude, les trois options d'opération de l'EMS sont prises en charge par des RNA utilisant l'algorithme LM entraînés pour calculer de manière adéquate $P_{ref_station}$ en utilisant les six entrées et la sortie présentées dans la section 3.1. Chaque RNA est entraîné avec l'outil de simulation nftool de Matlab. Ses entrées et sa sortie sont présentées au Tableau 3.3.

Tableau 3.3 Entrées et sortie du RNA

Entrée/Sortie	Valeur numérique	Source
Mois	Entre 1 et 12	Non applicable
Heure	Entre 0,0000 et 23,8333	Non applicable
Consommation du réseau (Wh)	-	Hydro-Québec
Température (°C)	-	Environnement Canada
Énergie consommée des VÉs (Wh)	-	Institute of Energy Systems and Fluid Engineering, Zurich
Puissance livrée aux VÉs (W)	-	Idem
Pref _{station}	Entre -1,000 et 1,000	Selon la section 3.2, l'ANNEXE II et l'ANNEXE III.

La base de données comporte une instance pour chaque tranche de 10 minutes au cours de l'année 2019. Les mesures de températures, d'énergie consommée et de puissance délivrée aux VÉs comportent des sauts au cours du mois de janvier (50 minutes non enregistrées), avril (trois jours, deux heures et 40 minutes non enregistrés) et novembre (12 heures non enregistrées) totalisant 452 mesures non enregistrées sur 52 560. Ces sauts représentent moins de 1% de l'intégralité des mesures et ne sont donc pas critiques pour l'entraînement des RNA. Cette base de données est subdivisée en trois pour l'entraînement de chaque RNA. Le nombre de données par option est précisé dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 Nombre de données pour l'entraînement de chaque EMS

<i>Option d'opération de l'EMS</i>	<i>Nombre de données</i>
Période estivale – Recharge et décharge	30 368
Période hivernale – Recharge et V2V seulement	19 087
Période hivernale – Décharge seulement (V2G)	2 653
Total	52 108

Chaque option est entraînée avec un RNA de dix couches. La proportion des données servant à l'entraînement est de 70 %, celles pour la validation et pour les tests sont de 15 % chacune.

3.4 Principes théoriques des RNA

Les RNA sont constitués de nœuds connectés appelés neurones artificiels. Les nœuds se transmettent des signaux l'un à l'autre à travers des canaux d'information afin d'imiter le comportement des synapses pour connecter les neurones dans un cerveau biologique. Les signaux à l'entrée des nœuds sont des nombres réels utilisés pour calculer la ou les sorties à travers une fonction non linéaire. Les neurones et les canaux ont des poids qui doivent être ajustés, ce qui forme le processus d'apprentissage du RNA. L'ensemble des neurones est généralement agrégé dans une ou plusieurs couches cachées pour y effectuer différentes associations pondérées en fonction des probabilités d'occurrence des entrées et des sorties. Le traitement d'autoapprentissage du RNA est décrit par l'équation (3.1):

$$y = f(\text{net}_j) = f\left(\sum_{i=0}^p w_{ji} x_i\right) \quad (3.1)$$

où la fonction d'activation qui détermine la sortie y est caractérisée par la fonction f utilisant x_i comme la $i^{\text{ème}}$ entrée entre p entrées différentes et $w_{j,i}$ comme poids spécifique à l'entrée i pour un nœud j particulier. Dans ce projet de recherche, tous les poids des neurones et des canaux sont estimés par optimisation de l'algorithme LM afin de minimiser l'erreur de sortie, ou plus précisément, l'erreur quadratique moyenne, « *mean square error* » (MSE), de sortie. L'équation (3.2) définit la MSE.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_i^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (3.2)$$

où y_i est la sortie de réseau neuronal souhaitée, \hat{y}_i est la sortie réelle du réseau neuronal et n est le nombre de sorties.

3.4.1 Description de l'algorithme Levenberg-Marquardt pour le RNA

L'algorithme LM, également connue sous le nom de méthode des moindres carrés amortis (DLS en anglais) fournit une solution numérique au problème de la minimisation d'une fonction non linéaire pour des RNA. Il est utilisé pour résoudre des problèmes de moindres carrés non linéaires. Les problèmes des moindres carrés surviennent dans le contexte de

l'ajustement d'un modèle mathématique paramétré à un ensemble de points de données. Tout cela s'effectue en minimisant un objectif exprimé comme la somme des carrés des erreurs entre la fonction du modèle et un ensemble de points de données. Il est conçu à partir de la méthode de descente de gradient et de l'algorithme de Gauss-Newton. (Wilamowski & Irwin, 2011)

3.4.2 Méthode de descente de gradient

La méthode de descente de gradient est un algorithme du premier ordre, c'est-à-dire qui comporte une erreur linéaire où la fonction à optimiser n'utilise que la valeur actuelle et sa dérivée première. Cette méthode utilise le gradient g défini en (3.3) comme fonction d'erreur totale E dérivée pour trouver les minima dans l'espace d'erreur. L'actualisation du vecteur de poids suit l'équation (3.4) où α est la constante d'apprentissage.

$$g = \frac{\delta E(x, w)}{\delta w} = \left[\frac{\delta E}{\delta w_1} \quad \frac{\delta E}{\delta w_2} \quad \dots \quad \frac{\delta E}{\delta w_n} \right]^T \quad (3.3)$$

$$w_{i+1} = w_i - \alpha g_k \quad (3.4)$$

Le processus d'entraînement de cet algorithme se réalise par la convergence asymptotique. Cela signifie que tous les éléments du vecteur gradient g tendraient vers zéro et que les changements numériques de poids seraient petits.

3.4.3 Méthode de Gauss-Newton

La méthode de Gauss-Newton a pour fonction de minimiser la résultante quadratique. Cette méthode suppose que cette fonction est approximativement quadratique dans les paramètres proches de la solution optimale. Pour ce faire, elle doit calculer la matrice hessienne H en (3.5) qui définit les espaces de poids.

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\delta^2 E}{\delta w_1^2} & \frac{\delta^2 E}{\delta w_1 \delta w_2} & \cdots & \frac{\delta^2 E}{\delta w_1 \delta w_n} \\ \frac{\delta^2 E}{\delta w_2 \delta w_1} & \frac{\delta^2 E}{\delta w_2^2} & \cdots & \frac{\delta^2 E}{\delta w_2 \delta w_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\delta^2 E}{\delta w_n \delta w_1} & \frac{\delta^2 E}{\delta w_n \delta w_2} & \cdots & \frac{\delta^2 E}{\delta w_n^2} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Comme cette matrice est complexe à calculer, la méthode approxime H avec la matrice Jacobienne J de l'équation (3.7). Le vecteur d'erreur est défini par (3.6). Le vecteur gradient g est alors calculé en (3.8). À l'aide de la matrice Jacobienne J, la matrice hessienne H est approximée par l'équation (3.9). L'actualisation du vecteur poids w est défini en (3.10).

$$e = \begin{bmatrix} e_{1,1} \\ e_{1,2} \\ \cdots \\ e_{1,m} \\ \cdots \\ e_{p,1} \\ e_{p,2} \\ \cdots \\ e_{p,m} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\delta e_{1,1}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{1,1}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{1,1}}{\delta w_n} \\ \frac{\delta e_{1,2}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{1,2}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{1,2}}{\delta w_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\delta e_{1,m}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{1,m}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{1,m}}{\delta w_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\delta e_{p,1}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{p,1}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{p,1}}{\delta w_n} \\ \frac{\delta e_{p,2}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{p,2}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{p,2}}{\delta w_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\delta e_{p,m}}{\delta w_1} & \frac{\delta e_{p,m}}{\delta w_2} & \cdots & \frac{\delta e_{p,m}}{\delta w_n} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$g = Je \quad (3.8)$$

$$H \approx J^T J \quad (3.9)$$

$$w_{i+1} = w_i - H^{-1} J_i e_i \quad (3.10)$$

Un problème majeur avec la méthode de Gauss-Newton est que $J^T J$ qui approxime H peut ne pas être inversible.

3.4.4 Algorithme de Levenberg-Marquardt

Afin de s'assurer que la matrice hessienne H est inversible, l'algorithme LM l'approxime par l'équation (3.11), où μ est le coefficient de combinaison et I est la matrice identité. L'algorithme LM peut alors effectuer la mise à jour des poids définie par l'équation (3.10) de la méthode Gauss-Newton.

$$H \approx J^T J + \mu I \quad (3.11)$$

3.5 Implémentation et vérification de la performance des RNA

Les résultats et performances de chaque RNA formé pour les trois options d'opération de l'EMS tel que décrit à la section 3.3 sont détaillés dans les sections suivantes.

3.5.1 RNA 1: Période estivale

Les résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA avec les données de la période estivale visent à démontrer son habileté à calculer la valeur de $Pref_{station}$ selon les conditions établies à la section 3.2.1. Le nombre de données utilisées et les indicateurs de performance du RNA formé avec l'algorithme LM spécialisé sont présentés dans le Tableau 3.5. Les courbes de régression détaillant ses performances sont illustrées à la Figure 3.7.

Tableau 3.5 Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA #1

	<i>Nombre de données</i>	<i>MSE</i>	<i>R²</i>
Entraînement	21 258	4,41e-7	1,0000
Validation	4 555	8,84e-7	1,0000
Test	4 555	5,32e-7	1,0000
Total	30 368	4,61e-7	1,0000

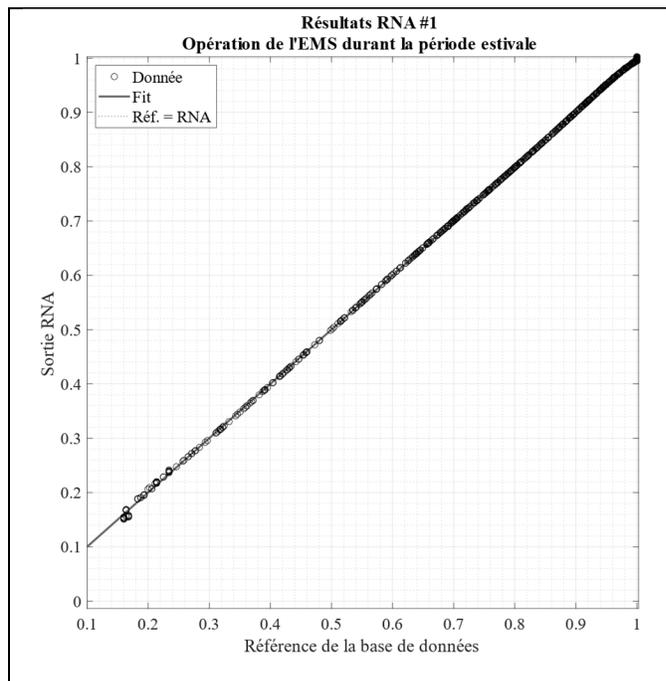


Figure 3.7 Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #1

Pour ce premier RNA, les MSE sont petits et les coefficients de détermination R^2 sont égaux à 1, signifiant une très forte corrélation entre la valeur de $Pref_{station}$ produite par le RNA et sa référence de la base de données. Les indicateurs de performances sont similaires tant pour l'entraînement, les tests et la validation du RNA.

Pour les données de la Figure 3.7 supérieures à 0,20 et inférieures à 1,00 de l'axe des abscisses, les résultats du RNA pour le calcul de $Pref_{station}$ suivent la référence de la base de données. Pour les données égales à 1,00 de l'axe des abscisses, le RNA produit en sortie des valeurs de

$Pref_{station}$ entre 0,994 et 1,002. Toute valeur de sortie d'un RNA supérieur à 1 est filtrée, car l'EMS ne peut pas commander une valeur de $Pref_{station}$ supérieur à 1 ou inférieur à -1. L'erreur absolue de $Pref_{station}$ est inférieure à 1% , ce qui est non significatif et indique que la convergence du RNA lorsque $Pref_{station}$ est élevée, voire maximale, est atteinte. Pour les données inférieures à 0,20 de l'axe des abscisses, le RNA peut produire des valeurs pour $Pref_{station}$ qui divergent légèrement de la solution de référence. L'histogramme des erreurs observées pour le premier RNA est présenté à la Figure 3.8.

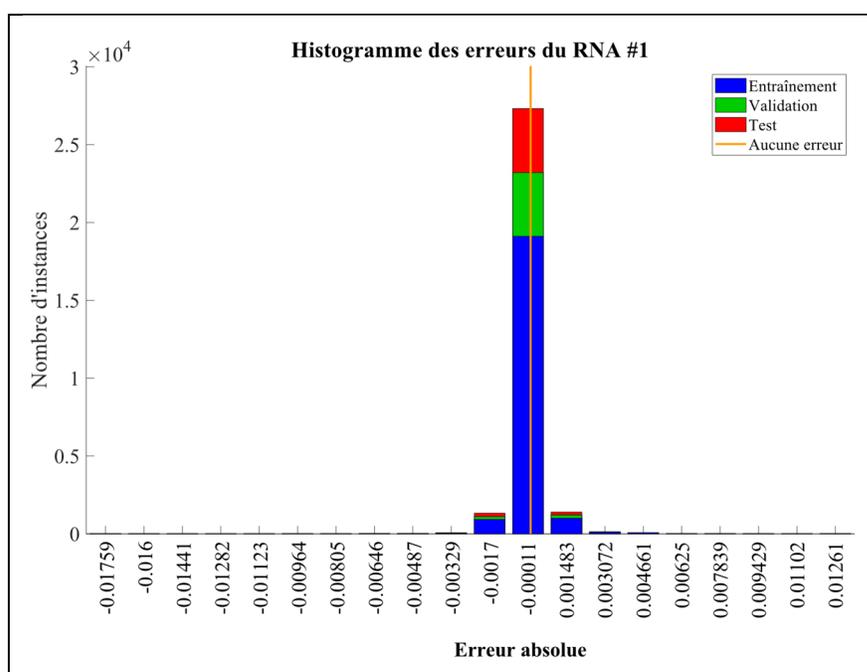


Figure 3.8 Histogramme des erreurs du RNA #1

Ces erreurs démontrent la convergence du RNA vers la référence de la base de données. En effet, l'erreur absolue pour chaque donnée mesurée est inférieure à 0,01, ce qui est non significatif.

De manière générale, ce premier RNA produit des valeurs de $Pref_{station}$ qui respectent les conditions d'opération spécifiées à la section 3.2.1 en période estivale.

3.5.2 RNA 2 : Période hivernale – recharge seulement

Les résultats obtenus à la suite de l'entraînement du deuxième RNA avec les données de la période hivernale lorsque les VÉs doivent se recharger illustrent ses capacités à calculer $P_{ref\,station}$ telle que décrite à la section 3.2.2. La quantité de données utilisées et les indicateurs de performance pour l'entraînement, la validation et les tests du RNA formé également avec l'algorithme LM sont présentés dans le Tableau 3.6. Les courbes de régression sont illustrées à la Figure 3.9.

Tableau 3.6 Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA #2

	<i>Nombre de données</i>	<i>MSE</i>	<i>R²</i>
Entraînement	13 361	1,0e-3	0,9928
Validation	2 863	1,0e-3	0,9928
Test	2 863	1,0e-3	0,9920
Total	19 087	1,0e-3	0,9927

Pour ce deuxième EMS, les erreurs quadratiques moyennes sont beaucoup plus élevées que le précédent EMS, mais restent inférieures à 1 %. Les indicateurs de performances sont également similaires pour l'entraînement, les tests et la validation de ce deuxième RNA.

Les résultats de la Figure 3.9 présentent la courbe de régression des 19 087 données encerclant la courbe Réf = RNA pointillée. La dispersion des résultats obtenus par rapport à cette diagonale de référence s'explique par l'augmentation de la complexité décisionnelle pour le calcul de $P_{ref\,station}$ durant la période hivernale. En effet, désormais le calcul de $P_{ref\,station}$ selon la consommation du réseau change entre si la température est froide ou non. D'autant plus, l'enregistrement de puissances et d'énergie consommée des VÉs ayant servi à l'entraînement du RNA a été faite dans un climat plus chaud (Californie), plutôt que dans un climat froid. Cela fait en sorte que parfois, le RNA calcule des valeurs de $P_{ref\,station}$ qui diverge parfois de la référence provenant de la base de données.

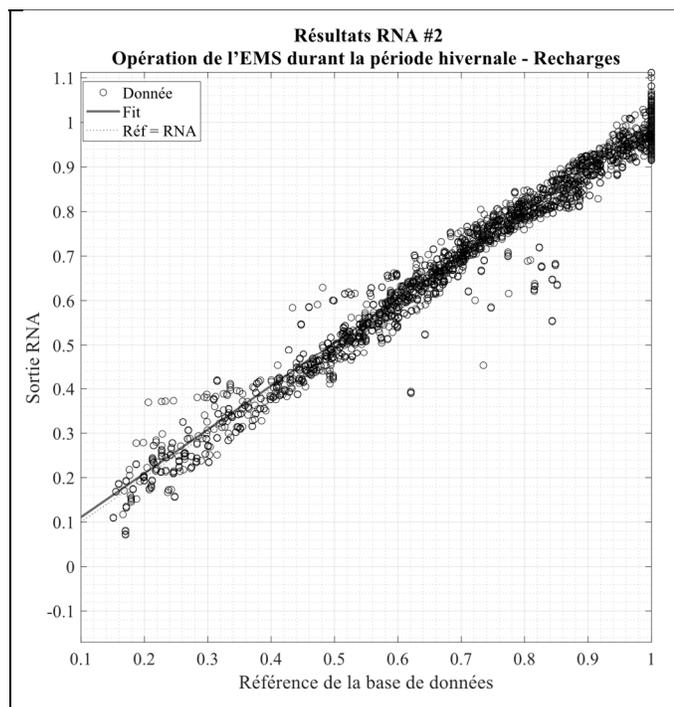


Figure 3.9 Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #2

Pour les données plus divergentes entre 0,6 et 0,85 de l'axe des abscisses, le RNA produit des valeurs pour $P_{ref\ station}$ qui sont inférieures de la solution de référence. Toutefois, la solution du RNA n'est pas pour autant invalide ou illogique. Durant la période hivernale particulièrement, la consommation du réseau peut être très élevée, ce qui expliquerait la décision de l'EMS à diminuer davantage la puissance absorbée par les VÉs. Ainsi, en diminuant $P_{ref\ station}$, l'EMS privilégie la diminution de consommation des VÉs pour le réseau plutôt que leurs recharges.

Pour les données égales à 1,00 de l'axe des abscisses, le RNA produit en sortie des valeurs de $P_{ref\ station}$ allant jusqu'à 1,11. Toutes les valeurs de sortie d'un RNA supérieures à 1 sont filtrées, comme avec le RNA #1. De plus, toute valeur située entre -0,15 et 0,15 est filtrée à 0 pour le traducteur. L'histogramme des erreurs pour le premier RNA se retrouve à la Figure 3.10.

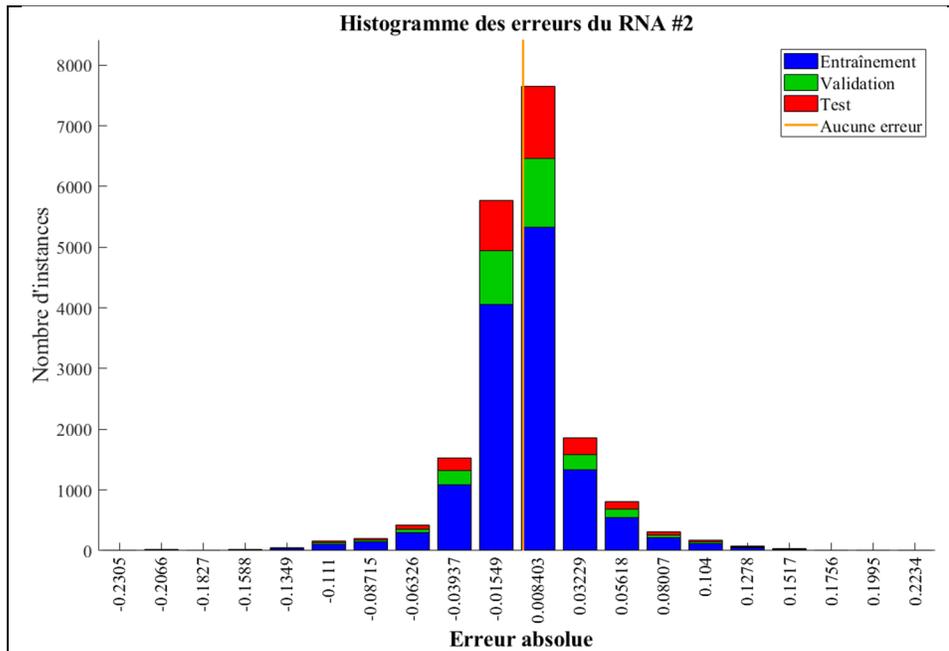


Figure 3.10 Histogramme des erreurs du RNA #2

Malgré la dispersion des données observées à la Figure 3.9, l’histogramme des erreurs du deuxième RNA de la Figure 3.10 démontre que 88 % des données de $Pref_{station}$ ont une erreur inférieure à 0,05 par rapport à la référence et 97 % des erreurs sont inférieures à 0,1. Pour améliorer les résultats, il serait préférable d’utiliser des puissances et énergies enregistrées dans un climat froid de VÉS acceptant la recharge bidirectionnelle étant donné la complexité des décisions à prendre de l’EMS, spécifiées à la section 3.2.2, pour cette période hivernale avec les recharges.

3.5.3 RNA 3 : Période hivernale – décharges seulement

Les derniers résultats obtenus à la suite de l’entraînement de ce troisième RNA démontrent sa capacité à calculer $Pref_{station}$ selon sa description à la section 3.2.3. Ce dernier RNA se concentre uniquement sur la décharge des VÉS au cours de la période hivernale. Il s’agit des mesures où les véhicules se déchargent pendant les heures de pointe (températures froides) ou lorsque la demande du réseau est trop élevée (températures mi-froides). Les résultats indiquant

les performances du dernier RNA formé avec LM sont présentés dans le Tableau 3.7. Les courbes de régression détaillant les performances du RNA sont présentées à la Figure 3.11.

Tableau 3.7 Erreurs quadratiques moyennes et coefficient de détermination pour le RNA du EMS #2

	<i>Nombre de données</i>	<i>MSE</i>	<i>R²</i>
Entraînement	1 857	1,50e-3	0,9998
Validation	398	1,88e-3	0,9998
Test	398	2,04e-3	0,9998
Total	2 653	1,64e-3	0,9998

L'erreur quadratique moyenne MSE du RNA formé est faible et le coefficient de détermination R^2 indique que la corrélation entre la sortie produite par le RNA se rapproche de la référence de la base de données. Cela signifie que le RNA s'entraîne de manière à converger vers une solution avec seulement 2 653 données.

Les résultats des régressions présentés à la Figure 3.11 démontrent que les 2 653 données suivent de près la courbe diagonale de référence pointillée Réf = RNA. Contrairement au RNA précédent, la complexité des décisions est moins grande étant donné qu'il n'y a que deux possibilités pour calculer la valeur appropriée de $P_{ref\,station}$ au lieu de quatre. Le fait que les résultats convergent malgré l'utilisation d'enregistrement de puissances et d'énergie des VÉs dans un climat plus chaud démontrent que le RNA a pu s'adapter et être en mesure de produire une valeur pour $P_{ref\,station}$ qui se fie possiblement davantage aux paramètres de températures et de consommation du réseau sans pour autant que les données des VÉs soient inutiles. En effet, les expériences de simulations ont été réalisées également en retirant les données des VÉs de la base de données. Cela a mené à une solution qui convergeait moins que celle présentée à la Figure 3.11.

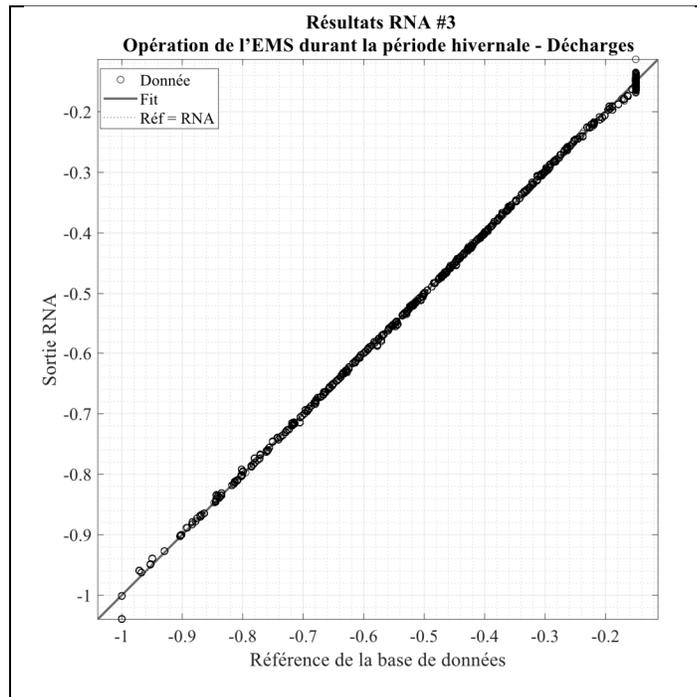


Figure 3.11 Régression des résultats obtenus à la suite de l'entraînement du RNA #3

De plus, toutes les valeurs égales ou supérieures à -0,15 sont filtrées à 0 pour le traducteur comme pour les deux RNA précédents. L'histogramme des erreurs pour le dernier RNA se retrouve à la Figure 3.12.

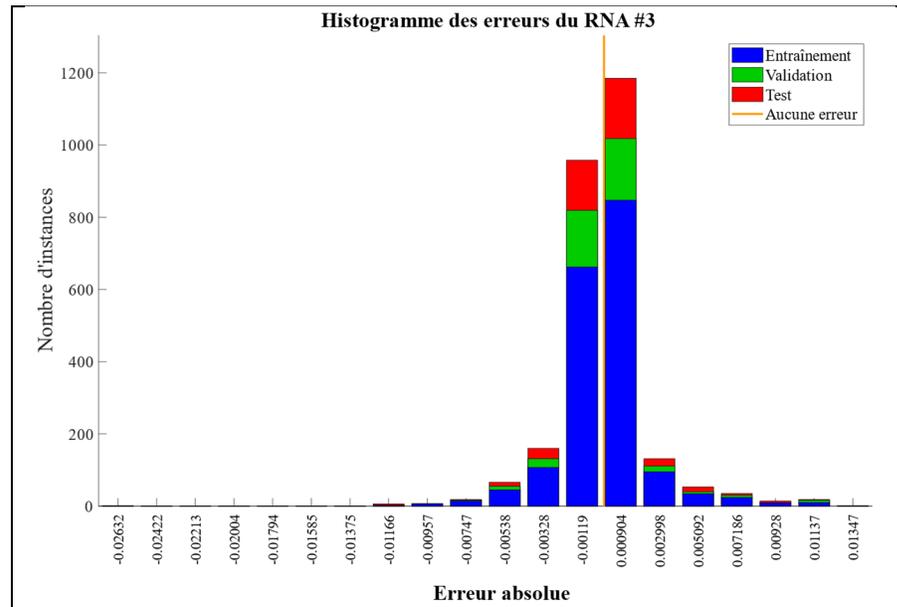


Figure 3.12 Histogramme des erreurs du RNA #3

Comme pour le premier RNA, les erreurs observées dans l'histogramme démontrent la convergence de ce troisième RNA vers la référence de la base de données. En effet, l'erreur absolue pour chaque donnée mesurée est inférieure à 0,015, ce qui est non significatif.

De manière générale, ce dernier RNA produit des valeurs de $Pref_{station}$ qui respectent les conditions d'opération spécifiées à la section 3.2.3 en période hivernale pour les décharges seulement.

3.6 Bilan de chapitre

En conclusion de chapitre, l'analyse des paramètres de l'EMS a permis d'identifier ses trois possibilités d'opération à l'aide d'un RNA entraîné avec la méthode de LM. Les résultats ont démontré que les solutions de chaque RNA permettaient de répondre adéquatement aux conditions spécifiques d'opérations de l'EMS en période estivale et hivernale, tant pour les recharges que les décharges.

CHAPITRE 4

RÉPARTITION DE LA PUISSANCE AUX VÉS

Pour ce quatrième chapitre, le contenu est inspiré d'un second article de conférence IEEE présenté en novembre 2022 dans le cadre de la première édition de la conférence annuelle en ligne de l'IEEE Industrial Electronics Society (ONCON) 2022 intitulé An Aggregator for Energy Dispatch among Plug-in Electric Vehicles for V2X Application (Normandeau et al., 2023; Normandeau, Patarroyo-Montenegro, Kkeili, Paquin, & Al-Haddad, 2022). Cet article se retrouve en ANNEXE IV.

Le répartiteur de puissance illustré à la Figure 4.1 interagit avec l'EMS (présenté au CHAPITRE 3), le traducteur (présenté au CHAPITRE 5) et les bornes de recharge V2X. Avec les informations reçues du traducteur et des bornes, il évalue les quantités d'énergie disponible ou manquante de la batterie. Puis, il détermine le mode de charge et ensuite calcule quelle quantité de puissance doit être fournie ou reçue pour chaque VÉ individuellement. Finalement, il effectue le bilan d'énergie et de puissance de la station V2X pour l'EMS.

Dans cette recherche, les objectifs du répartiteur de puissance sont les suivantes :

- La répartition de puissance est faite de façon telle que la recharge et la décharge des VÉs en station V2X est équitable. Cela signifie qu'elle priorise la recharge des batteries dont le SoC est le plus éloigné du SoC désiré spécifié par le propriétaire et qu'elle priorise la décharge des VÉs disposant d'une grande quantité d'énergie disponible;
- Le répartiteur doit commander les recharges pour que le SoC des batteries atteigne leur niveau minimal sachant qu'un propriétaire peut débrancher son véhicule à tout moment;
- Lorsque les VÉs doivent se décharger (mode V2G ou V2V), le répartiteur ne doit pas dépasser le SoC désiré demandé par les propriétaires. Cela peut contribuer à protéger les batteries contre une dégradation accélérée.

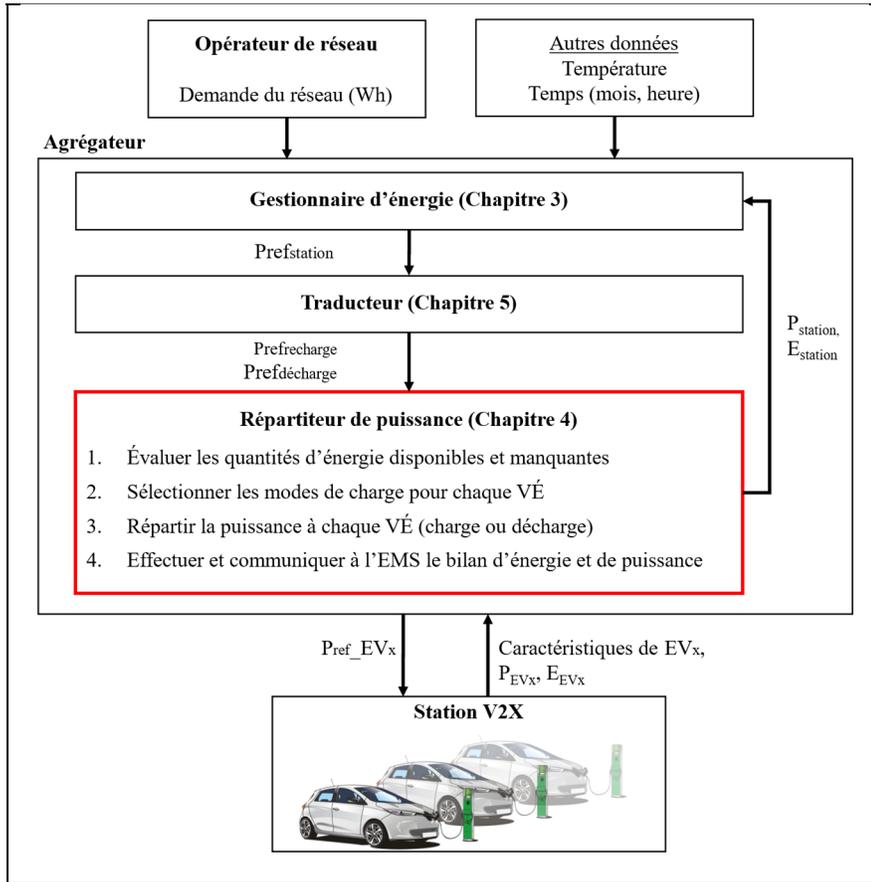


Figure 4.1 Schéma de l'agrégateur – Répartiteur de puissance

En effet, selon le rapport sur la démonstration et les tests de la technologie V2G par (Dan Markiewicz et al., 2018), les auteurs identifient l'âge de la batterie, le nombre de cycles de recharge, la quantité d'énergie transférée, la profondeur de décharge atteinte avant les recharges et la température comme les facteurs influant de la dégradation des batteries. En empêchant les batteries de se décharger à des profondeurs de décharge trop élevée, le répartiteur amoindrit les effets néfastes sur l'accélération du vieillissement des batteries durant les recharges de types V2V et V2G.

Dans ce chapitre, la structure du répartiteur de puissance est présentée ainsi que ses différentes fonctionnalités. La section suivante présente l'algorithme de contrôle déterminant la répartition de puissance à chaque borne. La troisième section aborde le calcul du SoC. Puis, les scénarios

de tests sont expliqués à la quatrième section. Finalement, la discussion des résultats est effectuée en fin de chapitre.

4.1 Structure du répartiteur de puissance

Tout d'abord, le traducteur commande au répartiteur les quantités de puissance servant à recharger ou à décharger les VÉs. Parallèlement, le traducteur reçoit les paramètres des véhicules détaillés à la section 2.4. Avec ces paramètres, le répartiteur détermine la commande en puissance à chaque borne de manière à charger ou décharger les VÉs à leur SoC désiré pour une durée de branchement inconnue. En ne déchargeant pas au-delà du SoC désiré, le répartiteur protège les batteries contre une dégradation accélérée. Enfin, il effectue le bilan d'énergie et de puissance de l'ensemble des VÉs. La Figure 4.2 présente les sous-fonctionnalités du répartiteur.

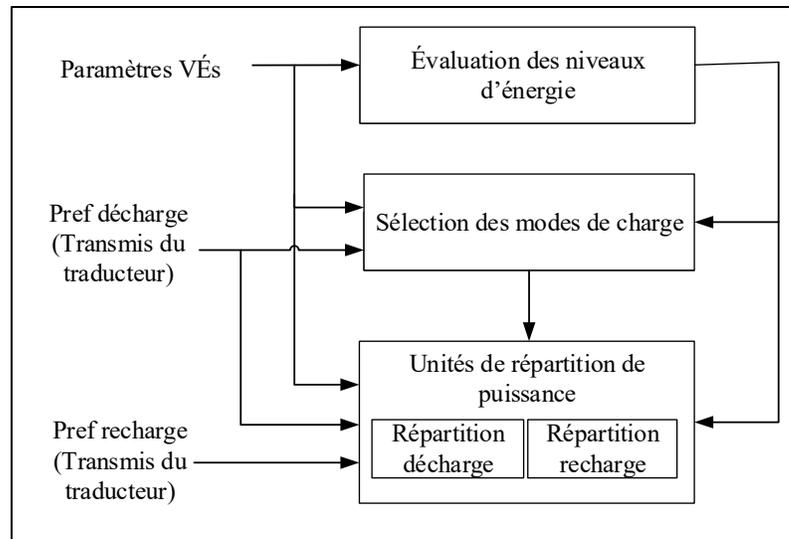


Figure 4.2 Structure du répartiteur

Les caractéristiques des VÉs, notamment leur SoC et leur capacité énergétique, permettent au répartiteur d'évaluer les quantités d'énergie disponibles ou manquantes pour toutes les batteries des VÉs. Cette sous-fonction est expliquée à la section 4.1.1. Ensuite, le répartiteur utilise ces mêmes caractéristiques, les niveaux d'énergies évalués et la commande de puissance de

décharge pour sélectionner le mode de charge de chaque VÉs. Cette sous-fonction est détaillée à la section 4.1.2. Tout cela en plus de la quantité de puissance en recharge est transmis aux unités de répartition qui commande la quantité de puissance individuelle pour les recharges et les décharges de chaque VÉ. Les unités de répartitions sont expliquées en détail à la section 4.1.3 et par l’algorithme de contrôle à la section 4.2. Le calcul permettant d’effectuer la mise à jour du SoC est présenté à la section 4.3. Enfin, le bilan d’énergie et de puissance de l’ensemble des VÉs en station V2X communiqué à l’EMS est présenté à la section 4.1.4.

4.1.1 Évaluation de l’énergie manquante et disponible de chaque VÉ

Il y a trois quantités d’énergie par VÉ qui servent à déterminer la priorité de chargement ou de déchargement dans l’unité de répartition. La première est la quantité d’énergie manquante pour que la batterie atteigne son SoC désiré spécifié par le propriétaire. L’équation (4.1) décrit cette quantité d’énergie. Le répartiteur doit privilégier la recharge des batteries ayant une énergie manquante non nulle afin de réduire les risques d’être débranchées avant d’avoir atteint le SoC désiré.

$$\text{énergie}_{\text{manquante}} = \min(0, \text{capacité} \times (\text{SoC}_{\text{min}} - \text{SoC})) \quad (4.1)$$

La deuxième, décrite par l’équation (4.2), est la quantité d’énergie manquante pour que la batterie devienne pleinement chargée. Il n’est pas critique qu’un VÉ soit débranché si son SoC se situe entre le SoC désiré et 100 %, car cela est acceptable pour les propriétaires.

$$\text{énergie}_{100\%} = \text{capacité} \times (100 - \text{SoC}) \quad (4.2)$$

La troisième est la quantité d’énergie disponible pour être déchargée. Afin d’éviter de décharger les batteries à des profondeurs de décharge trop élevées et de risquer un débranchement d’un véhicule avec un SoC sous le SoC désiré, le répartiteur évalue que le niveau d’énergie disponible est celui pouvant être déchargé sans dépasser le SoC désiré. Cette quantité d’énergie est décrite par l’équation (4.3).

$$\text{énergie}_{\text{disponible}} = \min(0, \text{capacité} \times (\text{SoC} - \text{SoC}_{\text{min}})) \quad (4.3)$$

4.1.2 Sélection des modes de charge

Cette étape du répartiteur détermine le mode de charge de chaque VÉ.

A. Mode « Recharge »

Un VÉ doit être en mode recharge s'il est prioritaire, c.-à-d. si le SoC de sa batterie est inférieur au SoC désiré moins 1 % demandé par le propriétaire. Par exemple, si le SoC désiré est de 80 %, le VÉ doit se recharger tant et aussi longtemps que le SoC de la batterie est inférieur à 79 %. Il peut se recharger au-delà de ce niveau pour atteindre un SoC de 100 % que si la commande de déchargement est nulle. Toutefois, cette condition peut être contournée si le propriétaire impose un seuil minimal de 100% pour le SoC désiré.

B. Mode « Décharge »

Un VÉ peut se décharger lorsque ces deux conditions sont remplies:

1. Si son SoC est au-dessus de son SoC désiré et;
2. Si la commande du répartiteur ordonne de décharger les VÉs.

C. Mode « Mise en attente »

Il existe trois scénarios possibles pour qu'un VÉ soit considéré en attente :

1. Lorsque la commande de décharger les VÉs disponibles est non nulle, un VÉ non disponible est mis en attente si cette condition est respectée : $\text{SoC} \leq \text{SoC}_{\text{désiré}} - 1$;
2. Lorsque la commande de décharger les VÉs disponibles est non nulle, un VÉ disponible est mis en attente si cette condition est respectée : $\text{SoC} \leq \text{SoC}_{\text{désiré}}$ et;
3. Si la batterie est pleinement chargée et qu'il n'est pas commandé de se décharger.

Cette marge de 1 % entre le seuil de recharge et le SoC désiré est une zone tampon qui a été déterminée arbitrairement. En effet, les VÉs ayant un SoC dans cette zone, ne peuvent ni se

recharger et ni se décharger. Également, cette marge de sécurité évite que le mode de charge des VÉs soit instable, c'est-à-dire qui commute rapidement entre le mode « Recharge » et le mode « Décharge ».

4.1.3 Unité de répartition

L'objectif principal de cette unité de répartition est de distribuer la puissance totale associée aux recharges et celle aux décharges entre les VÉs telles que commandées par le traducteur. Cette distribution est décrite pour les situations suivantes :

1. Lorsque tous les véhicules sont en recharge, mode V1G;
2. Lorsque les véhicules doivent échanger de l'énergie entre eux, mode V2V et;
3. Lorsque les véhicules doivent fournir de l'électricité au réseau en mode V2G.

4.1.3.1 Recharge en mode V1G

Dans cette situation, il n'est pas requis d'alimenter le réseau ni de recharger les VÉs entre eux. La puissance de décharge est donc nulle et les batteries peuvent être chargées complètement. Autrement dit, le répartiteur vise à réduire l'énergie manquante des VÉs le plus rapidement possible. Dès lors, deux possibilités se présentent : soit la recharge est illimitée, ou bien elle est limitée.

Dans le premier cas, la puissance de chaque véhicule égale la puissance maximale de la borne ou du chargeur. En principe, l'augmentation du SoC des batteries suit la durée de branchement des véhicules à leur borne et peut atteindre 100%. Comme mentionné au chapitre 2 à la section 2.1, la puissance acceptée par le chargeur demeure constante pour toutes valeurs de SoC de la batterie. Cette simplification du modèle de batterie n'affecte pas la logique de distribution de puissance qui est à l'étude dans ce présent chapitre.

Pour le second cas, la puissance totale à répartir est inférieure à la somme des puissances maximales des bornes disposant d'un véhicule. Conséquemment, la puissance est une

ressource limitée qui doit être distribuée équitablement entre les véhicules en fonction de leur SoC et de leur capacité d'énergie respective afin de charger pleinement leur batterie. Cela permet aux VÉs qui ont un plus faible SoC et/ou une plus grande capacité d'énergie d'utiliser proportionnellement plus de puissance que les autres VÉs, puisqu'ils en ont plus besoin.

Le but ultime de l'unité de répartition dans cette situation est d'augmenter le SoC de tous les VÉs présents à la station V2X le plus rapidement possible. Cela permet à un maximum de véhicules de dépasser leur SoC désiré et d'avoir le plus grand nombre de véhicules prêts à se décharger.

4.1.3.2 Opération en mode V2V

Dans cette deuxième situation, une partie ou la totalité de la puissance est échangée entre les VÉs. Pour ce faire, le répartiteur commande de charger les batteries prioritaires. Simultanément, il commande aussi de décharger celles dont le SoC est minimalement au-dessus du SoC désiré et dont le propriétaire accepte de participer au programme V2X (c.-à-d., V2X activé = 1).

La répartition de puissance servant aux recharges et aux décharges est basée sur le principe d'équité comme présenté à la section 4.1.3.1. Cela signifie que tous les VÉs disponibles se déchargent jusqu'à leur SoC désiré proportionnellement à leur énergie disponible, voir équation (4.3), jusqu'à concurrence de la puissance maximale de la borne. Parallèlement, la recharge des véhicules prioritaires est proportionnelle à leur énergie manquante, voir l'équation (4.1). De cette manière, tous les VÉs peuvent atteindre le mode de charge « mise en attente » en même temps.

4.1.3.3 Alimentation du réseau (mode V2G)

Contrairement aux deux situations précédentes, l'objectif principal dans ce cas de figure est d'utiliser une partie de l'énergie stockée dans les batteries disponibles pour alimenter le réseau

plutôt que de recharger les VÉs. Cela se produit lorsque le traducteur commande une puissance de décharge supérieure à la recharge. En effet, les VÉs prioritaires continuent de se recharger en mode V2V. Puis, la puissance excédentaire est transmise au réseau. Le seul cas où un VÉ n'atteindrait pas éventuellement son SoC désiré est si la puissance commandée du traducteur à la recharge est nulle.

4.1.4 Bilan de puissance et d'énergie

Le bilan de puissance est le calcul de la somme des puissances reçues ou délivrées des VÉs. Cette information est envoyée à l'EMS pour y effectuer la gestion d'énergie de la station V2X. Le bilan d'énergie est la somme des énergies consommées pour les recharges et des énergies distribuées au réseau de distribution. Il s'agit du deuxième paramètre que le répartiteur doit envoyer à l'EMS. Ces deux opérations s'effectuent périodiquement et en parallèle à l'évaluation des niveaux d'énergie des VÉs, de la sélection des modes de charge et du contrôle de l'unité de répartition.

4.2 Algorithme de contrôle

Étant donné que le principe d'équité pour la distribution de la puissance est le même pour les recharges et les décharges, un seul algorithme illustré à la Figure 4.3 est développé pour répartir les puissances du traducteur vers chaque VÉ.

La variable « x » est le nombre de bornes où un VÉ peut être branché. La variable « adjusted » est un vecteur de dimension « x » qui contient les quantités de puissance qui doivent être fournies ou absorbées pour chaque véhicule. Elle est initialisée aux valeurs « ideal », indépendamment de la puissance maximale de la borne. Ces valeurs sont les puissances nécessaires à tous les VÉs pour atteindre en même temps leur SoC désiré ou 100 % selon la situation pendant les recharges. Les équations (4.4) et (4.5) décrivent respectivement les puissances idéales pour recharger et décharger les VÉs de manière équitable.

$$P_{id\acute{e}ale\ recharge} = \frac{E_{manquante\ V\acute{E}}}{E_{manquante\ tot}} \times P_{ref\ recharge} \quad (4.4)$$

$$P_{id\acute{e}ale\ d\acute{e}charge} = \frac{E_{disponible\ V\acute{E}}}{E_{disponible\ tot}} \times P_{ref\ d\acute{e}charge} \quad (4.5)$$

Pour l'équation (4.4), la variable $E_{manquante\ V\acute{E}}$ réfère à l'énergie manquante d'un seul VÉ, tandis que la variable $E_{manquante\ tot}$ réfère à la somme des énergies manquantes de tous les VÉs dont le mode de charge est « Recharge ». Le même principe s'applique pour les variables $E_{disponible\ V\acute{E}}$ et $E_{disponible\ tot}$ des VÉs en mode « Décharge » de l'équation (4.7). Le SoC maximal peut être 100% ou égal au SoC désiré selon le contexte de recharge. Pendant les décharges, les valeurs « idéal » sont les puissances nécessaires pour atteindre le SoC limite des batteries.

Si une ou plusieurs de ces puissances idéales sont supérieures à la puissance maximale de la borne (variable « max »), l'excédent (variable « surplus ») est ajouté à la variable « sum » afin que la puissance maximale de chaque terme de la matrice « adjusted » soit égale ou inférieure à son homologue de la matrice « max ». La variable « idx » est une matrice qui indique quel VÉ doit être ajusté avec l'excédent généré. La variable « remove_idx » compte le nombre de ces VÉs à ajuster. L'algorithme distribue ensuite l'excédent proportionnellement aux puissances des VÉs appartenant à « idx » selon l'équation (4.6). Si remove_idx est égal à 1, la correction de la valeur adjusted(i) est telle que l'équation (4.7).

$$adjusted(i) = adjusted(i) + \frac{adjusted(i) \times surplus}{sum} \quad (4.6)$$

$$adjusted(i) = adjusted(i) + surplus \quad (4.7)$$

Ce cycle se répète tant et aussi longtemps qu'un excédent de puissance est généré. Cet algorithme de contrôle est testé par les scénarios de test 2 et 3 présentés aux sections 4.4.2 et 4.4.3 respectivement.

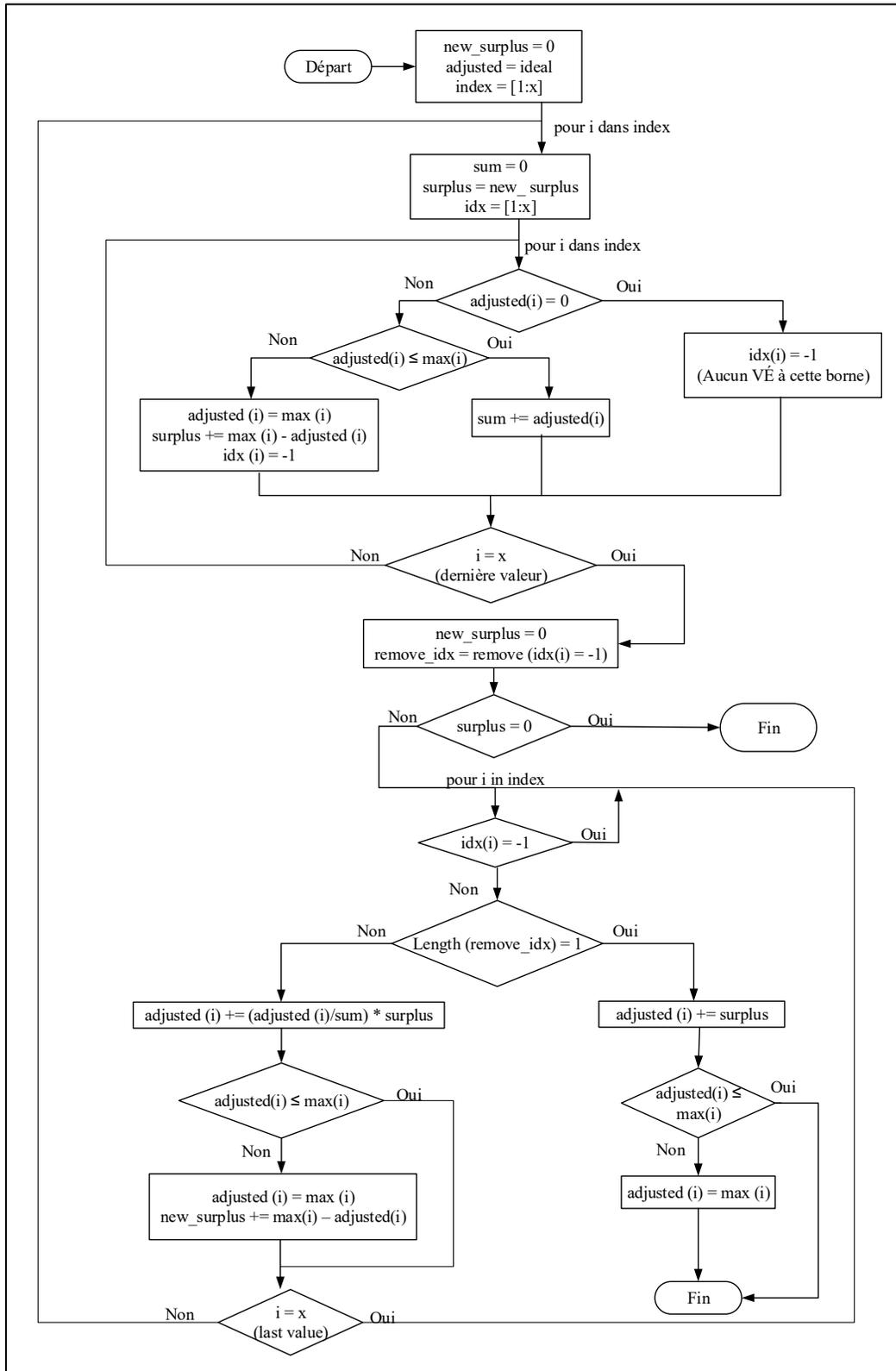


Figure 4.3 Algorithme de contrôle de l'unité de répartition

4.3 Calcul du SoC

Le rafraîchissement de la valeur du SoC pour tous les véhicules électriques est calculé périodiquement à toutes les 100 ms. L'équation (4.8), tirée de (B. Arabsalmanabadi, Javadi, & Al-Haddad, 2017; Bitar Arabsalmanabadi, Tashakor, Goetz, & Al-Haddad, 2020; M. Zhang & Fan, 2020) est utilisée pour calculer le SoC.

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \int_{t_0}^t \frac{\eta I}{C} d\tau \quad (4.8)$$

Dans cette équation, η fait référence à l'efficacité de décharge, également connue sous le nom d'efficacité coulombienne, I fait référence au courant absorbé (I positif) ou délivré (I négatif) associée à ce véhicule en ampères, et C est la capacité totale de la batterie en ampèreheures. Le SoC ne changera pas s'il a atteint 100% ou si le VÉ est en mode « attente ». Il ne diminuera jamais si le propriétaire refuse de participer au programme V2X défini par le paramètre V2X activé. Un SoC d'une valeur de -1 % indique au répartiteur que la borne est non connectée. Une fois qu'un VÉ se branche à la borne, le SoC est automatiquement initialisé. Ensuite, le SoC est mis à jour périodiquement selon la puissance fournie ou reçu à la batterie, et ce jusqu'à ce que le véhicule électrique soit débranché.

4.4 Scénarios de tests

Le fonctionnement du répartiteur est testé puis analysé selon trois scénarios différents. Pour les deux premiers scénarios, les recharges de tous les VÉs se font uniquement en mode V1G et les décharges en mode V2G. Il n'y a donc pas d'échange d'énergie entre les véhicules.

Pour ces deux premiers scénarios, leur durée est de 2 heures impliquant quatre VÉs branchés à des bornes de 50 kW. La commande du traducteur de recharge est appliquée à tous les véhicules présents durant la première heure. Durant la deuxième heure, le traducteur

commande de décharger tous les VÉs disponibles. Le Tableau 4.1 présente les caractéristiques des VÉs pour ces scénarios.

Tableau 4.1 Caractéristiques des VÉs pour les scénarios 1 et 2

VÉ	Arrivée	Départ	Capacité énergétique	SoC _{init}	SoC _{min}	Autorisation V2X	Puissance	η
1	00:00	01:30	80 kWh	70 %	80 %	0	50 kW	0.9
2	00:00	01:30	80 kWh	50 %	80 %	1		
3	00:30	02:00	90 kWh	45 %	90 %	1		
4	00:30	02:00	70 kWh	45 %	70 %	1		

η : efficacité de décharge

4.4.1 Scénario 1: Chargement et déchargement à puissance maximale

Durant le premier scénario, les puissances sont maximales et synchronisées pour tous les VÉs. Cette simulation vise à tester les fonctionnalités suivantes :

1. Gestion de l'arrivée d'un véhicule incluant l'initialisation du SoC et l'évaluation appropriée des niveaux d'énergie de la batterie selon son SoC et sa capacité énergétique;
2. Gestion des débranchements imprévus des VÉs;
3. Sélection du mode de charge selon le SoC désiré imposé par le propriétaire;
4. Mise à jour des niveaux d'énergie et du SoC;
5. Fonctionnement des recharges et des décharges en puissance maximale;
6. Autorisation au déchargement selon la participation ou non du VÉ au programme V2X et;
7. Identification des bornes non utilisées.

4.4.2 Scénario 2: Chargement et déchargement à 75 % de la puissance maximale

Le deuxième scénario vise à vérifier et valider le fonctionnement de l'unité de répartition par son algorithme de contrôle. En effet, la puissance commandée par le traducteur pendant les recharges et les décharges sera maintenue à 75% de la puissance maximale de la borne de sorte

que l'énergie disponible soit constamment limitée. Les fonctionnalités testées sont les suivantes :

1. Évaluation des commandes de puissances idéales pour des recharges et décharges équitables;
2. Répartition de la puissance aux véhicules selon leur puissance idéale associée lorsque possible;
3. Ajustement de la distribution de la puissance lorsque les puissances idéales ne peuvent pas être respectées, c.-à-d. lorsque la puissance idéale excède la puissance maximale de la borne.

4.4.3 Scénario 3: Chargement et déchargement de type V2V et V2G combiné

Le dernier scénario vise à tester le fonctionnement du répartiteur lorsqu'il reçoit des commandes pour recharger et décharger les VÉs simultanément. Autrement dit, les bornes opèrent en mode V2V et V2G combiné. Plus précisément, les fonctionnalités suivantes sont testées en plus des fonctionnalités testées au scénario 2 :

1. Sélection appropriée des modes de charges : le répartiteur doit identifier les véhicules prioritaires à recharger et les véhicules disponibles pour se décharger;
2. Gestion de la distribution des puissances lorsque la puissance utilisée pour les recharges est inférieure ou égale à la commande du traducteur;
3. Gestion de la distribution des puissances lorsque la puissance utilisée pour les décharges est inférieure ou égale à la commande du traducteur.

Pour ce troisième scénario, cinq VÉs sont branchés à des bornes de 50 kW en parallèle pendant 2 heures. Leurs capacités énergétiques sont toutes de 80 kWh et leur efficacité de décharge de 0.9. Seul le premier VÉ n'accepte pas de décharger sa batterie comme pour les deux premiers scénarios de test. Le SoC initial, le SoC désiré des propriétaires et l'arrivée du véhicule sont définis pour tous les VÉs au Tableau 4.2. Il n'y a aucun départ de VÉ dans ce scénario de test.

Tableau 4.2 Caractéristiques initiales des VÉs pour le scénario 3

VÉ	1	2	3	4	5
SoC _{init} (%)	20	40	40	80	80
SoC _{min} (%)	100	90	80	80	70
Arrivée (heures)	0:00	0:00	0:00	0:15	0:15

Les commandes du traducteur envoyées au répartiteur sont décrites par le graphique de la Figure 4.4.

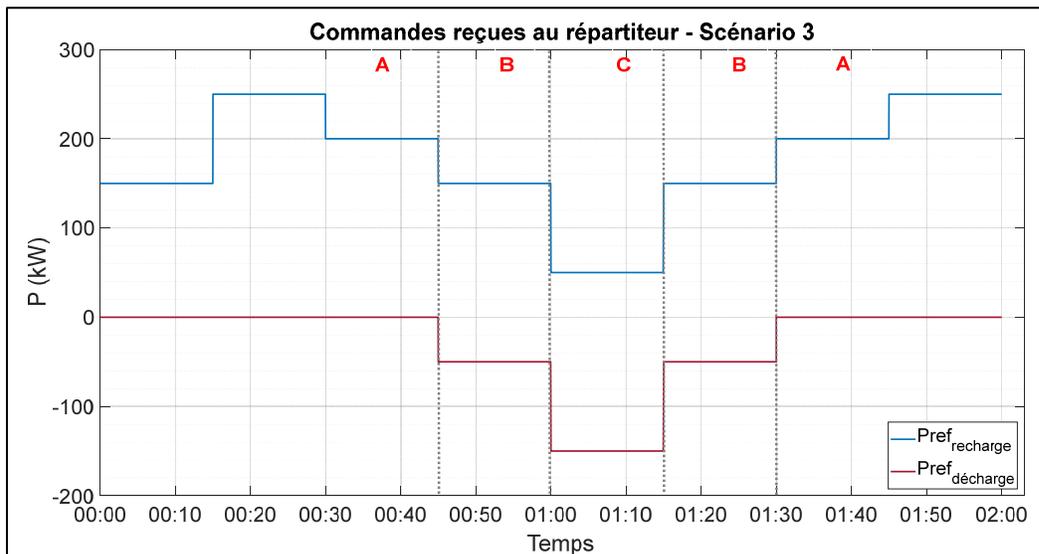


Figure 4.4 Commandes reçues au répartiteur pour le scénario 3

Durant les 45 premières minutes et les 30 dernières minutes (périodes A), la commande de décharge teintée en rouge est nulle. Cela signifie que les véhicules sont autorisés à charger pleinement leur batterie. La puissance en recharge teintée en bleu varie afin de simuler le comportement du répartiteur sous des conditions où cette puissance est parfois maximale aux bornes et parfois limitée.

Au cours des périodes [0:45, 1:00] et [1:15, 1:30] (périodes B), la commande de recharge et de décharge sont différentes de zéro. Il n'est désormais plus autorisé de charger pleinement les batteries, puisqu'il est commandé de décharger toutes les batteries disponibles. Pour ces

intervalles, la puissance associée aux recharges (150 kW) est supérieure à celle associée aux décharges (-50 kW). Cela signifie que les VÉs disponibles délivrent ensemble toute la puissance de décharge commandée aux autres VÉs en recharge. Les VÉs en recharges, eux, utilisent la puissance fournie des VÉs disponibles en mode V2V (50 kW ou moins) et la puissance du réseau. La puissance totale combinée en recharge peut atteindre au maximum 150 kW. Cette combinaison de source d'énergie permet de réduire la consommation de la station du point de vue du réseau.

Pour l'intervalle [1:00, 1:15] (période C), les commandes de puissance de recharge et de décharge sont inversées, c.-à-d. il est commandé de recharger à 50 kW les VÉs ayant un SoC sous leur seuil minimal et de décharger tous les VÉs disponibles à une puissance de 150 kW. Comme la commande en puissance pour décharger est supérieure à celle des recharges, les VÉs en recharge sont uniquement alimentés en mode V2V par les VÉs disponibles. L'excédent de puissance est retourné au réseau en mode V2G. Durant cet intervalle, il est possible que les VÉs en recharge n'atteignent pas leur seuil minimal de SoC si aucun autre VÉ n'est disponible à se décharger. Ceci est pour éviter le risque que davantage de VÉs soient débranchés alors que leur SoC désiré n'est pas atteint.

4.5 Implémentation et vérification de la performance du répartiteur de puissance

Cette section présente successivement les résultats obtenus à la suite de la modélisation du répartiteur sous logiciel de simulation Simulink de Matlab. La durée de simulation est paramétrée à 2 heures. La simulation est effectuée en mode phaseur, puisque les régimes transitoires ne sont pas à l'étude de cette recherche. Les chargeurs de VÉs sont modélisés par des sources de courant contrôlées. Le pas de calcul de la simulation est variable. Toutefois, le pas de calculs du répartiteur est de 100 ms.

4.5.1 Résultats du scénario 1

Dans ce scénario, le répartiteur reçoit la commande de recharger tous les VÉs présents durant la première heure à pleine puissance. Durant la deuxième heure, les véhicules disponibles sont commandés de se décharger aussi à pleine puissance. La Figure 4.5 présente les mesures de puissance et SoC pour tous les VÉs.

Dès l'arrivée d'un véhicule, il consomme 50 kW du réseau et son SoC est correctement initialisé au SoC initial spécifié par les caractéristiques des VÉs du Tableau 4.1. Cela se produit au temps $t = 0:00$ pour les VÉs 1 et 2 et au temps $t = 0:30$ pour les VÉs 3 et 4. D'ailleurs, la puissance de ces derniers au temps $t = 0:00$ est de 0 kW et leur SoC se mesure à -1 %, ce qui indique adéquatement qu'ils ne sont pas branchés à la borne.

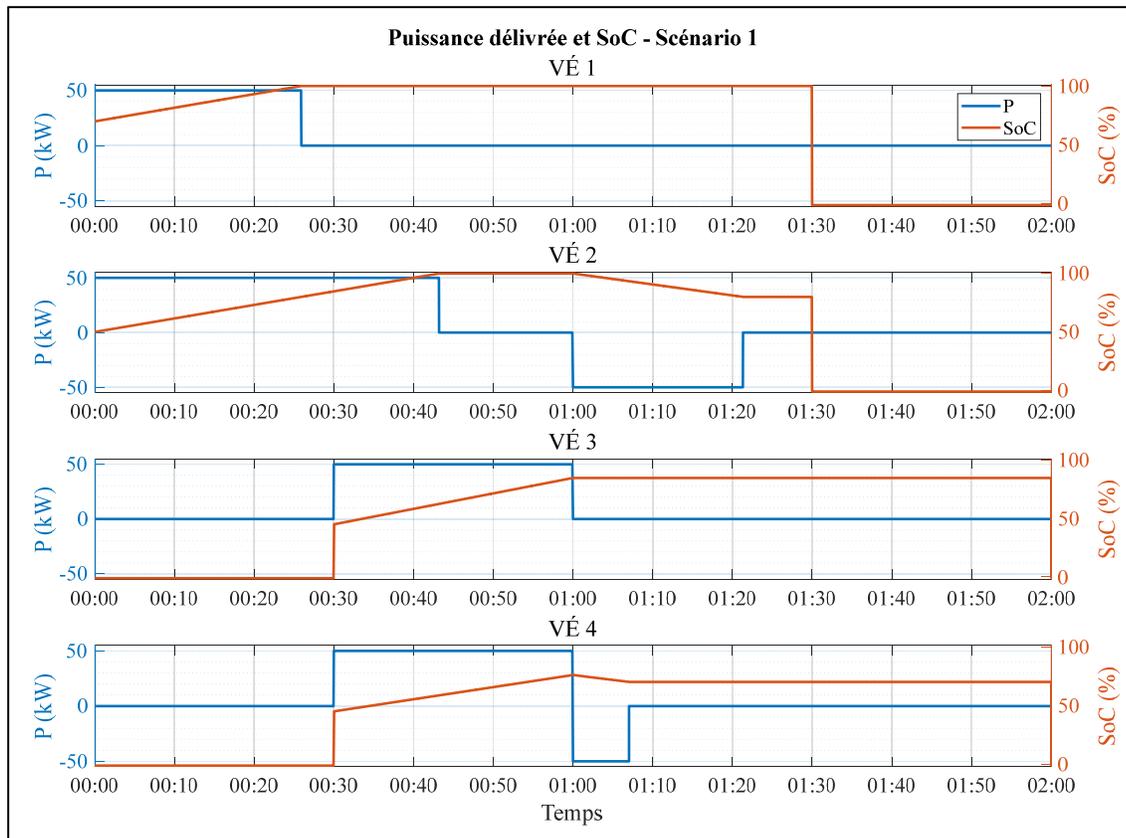


Figure 4.5 Mesures de la puissance et du SoC à chaque VÉ– Scénario 1

Dès le début du scénario, le VÉ 1 et le VÉ 2 se rechargent à pleine puissance. Leurs capacités de batterie sont identiques, mais leurs SoC initiaux sont différents, c.-à-d. que le SoC de VÉ 1 est plus élevé de 20 % à celui de VÉ 2. En effet, la batterie du VÉ 1 atteint sa pleine charge après 25 minutes, tandis que le SoC du VÉ 2 n'est que de 79,1 %. Cela est normal, puisque leurs puissances de recharge sont toutes deux constantes à 50 kW. Le SoC du VÉ 2 atteint 100 % après 43 minutes.

A contrario, le VÉ 3 et le VÉ 4 se branchent à leur borne avec un SoC identique de 45.0 %, mais la capacité d'énergie de leur batterie est différente : 70 kWh pour le VÉ 3 et 90 kWh pour le VÉ 4. Pendant toute la durée de leur chargement jusqu'à $t = 1:00$, ces deux véhicules se recharge à pleine puissance. Leur SoC différent de 84,6 % pour VÉ 3 et de 75,9% est proportionnel à leur capacité de batterie différente. Ainsi, l'évaluation appropriée des niveaux d'énergie dans les batteries et le calcul du SoC de chaque VÉ sont cohérents.

Après une heure, la commande envoyée au répartiteur est de décharger tous les VÉs présents disponibles à la puissance maximale. Pour le VÉ 1, le répartiteur ne commande aucune décharge, puisque le propriétaire n'a pas autorisé la participation de son véhicule au programme V2X, tel que spécifié au Tableau 4.1. Le VÉ 2 se décharge jusqu'à sa limite de 80 %. À la suite de quoi, le statut de chargement reste en attente. Le VÉ 3 reste ne reçoit ni ne fournit aucune puissance, car le SoC de sa batterie à 84,7 % est sous le seul minimal de 90 % imposé par le propriétaire. Pour le dernier VÉ de ce scénario, celui-ci se décharge, car son SoC est supérieur à son seuil minimal, le rendant ainsi disponible. Ainsi, la sélection des modes de charges s'effectue en respect avec les spécifications des propriétaires. De plus, le répartiteur maintient le niveau de puissance maximal constant pour l'entièreté du scénario. Enfin, après 1 h 30 d'écoulé, les VÉs 1 et 2 se déconnectent de leur borne. Leur puissance passe à 0 kW et le répartiteur assigne une valeur de -1 % au SoC de ces bornes.

Les résultats de ce premier scénario prouvent donc que le répartiteur gère adéquatement l'arrivée et les départs des véhicules en station V2X. Il évalue correctement les niveaux d'énergie dans les batteries et sélectionne toujours le bon mode de charge en fonction des

caractéristiques des VÉs, ce qui conduit à un calcul précis du SoC. De surcroît, le répartiteur n'autorise pas de véhicules à décharger leur batterie au-delà de leur seuil minimal. Cela protège ainsi davantage la batterie contre une dégradation accélérée et permet d'assurer la satisfaction du propriétaire face au SoC de son VÉ au débranchement.

4.5.2 Résultats du scénario 2

Dans ce scénario, le répartiteur reçoit la commande de recharger les véhicules à 75 % de la puissance maximale disponible à chaque borne de la station durant la première heure et de les décharger également à 75 % de cette puissance maximale pendant la deuxième heure. Comme la puissance disponible aux VÉs est désormais limitée, cela active la répartition équitable de la puissance selon le SoC et la capacité des VÉs. La Figure 4.6 présente les résultats obtenus à la suite de la simulation du scénario 2.

Contrairement au scénario précédent, la puissance répartie grâce aux unités de répartition suit la priorité de chargement de chaque véhicule. Au cours des 30 premières minutes, la puissance totale permise de 75 kW (soit 75 % de deux bornes de 50 kW) n'est pas répartie également entre bornes 1 et 2 occupées. En effet, les batteries des VÉs 1 et 2 sont chargées suivant leur besoin énergétique respectif. Comme ces deux véhicules sont de même capacité énergétique, c'est leur SoC différent qui influence la répartition de puissance équitable. Au temps $t = 0:00$, les énergies manquantes de ces VÉs selon leurs caractéristiques au Tableau 4.1 sont les suivantes :

- VÉ 1 : 24 kWh, c.-à-d. 30 % de 80 kWh
- VÉ 2 : 40 kWh c.-à-d. 50 % de 80 kWh

Ainsi, ces véhicules devraient être alimentés idéalement comme suit suivant l'équation (4.4) :

- $P_{\text{idéaleVÉ1}} = 28,1 \text{ kW}$
- $P_{\text{idéaleVÉ2}} = 46,9 \text{ kW}$

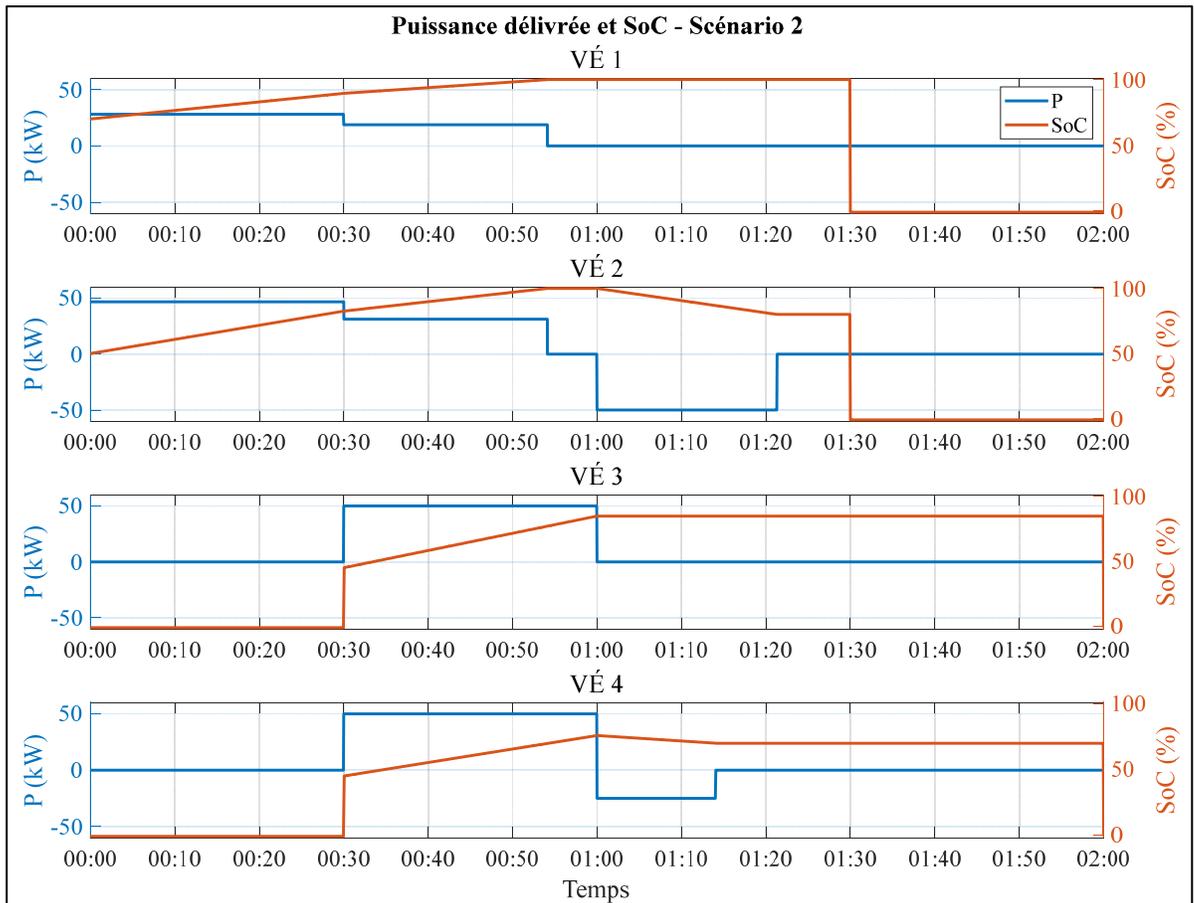


Figure 4.6 Mesures de la puissance et du SoC aux VÉs – Scénario 2

Étant donné que la puissance idéale la plus élevée ne dépasse pas la puissance maximale de la borne, ces puissances sont directement transmises aux VÉs sans ajustement supplémentaires. Les résultats de la Figure 4.6 concordent en ce sens, ce qui signifie que la répartition est parfaitement équitable dans cette situation.

Après 30 minutes écoulées, les deux autres VÉs se branchent à leur borne. Cela oblige le répartiteur à ajuster ses commandes en tenant compte des SoC et des capacités différentes d'un VÉ à l'autre. L'énergie manquante de chaque véhicule selon leurs caractéristiques au Tableau 4.1 est :

- VÉ 1 : 8,4 kWh, c.-à-d. 13,1 % de 80 kWh
- VÉ 2 : 13,9 kWh, c.-à-d 17,4 % de 80 kWh

- VÉ 3 : 49,5 kWh, c.-à-d 61,1 % de 90 kWh
- VÉ 4 : 38,5 kWh, c.-à-d 78,6 % de 70 kWh
- Tous les VÉs : 110,3 kWh manquants

En appliquant le principe d'équité suivant l'équation (4.4), les puissances idéales seraient les suivantes :

- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ1}}} = 11,4 \text{ kW}$
- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ2}}} = 18,9 \text{ kW}$
- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ3}}} = 67,3 \text{ kW}$
- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ4}}} = 52,6 \text{ kW}$

Toutefois, les puissances idéales pour le VÉ 3 et le VÉ 4 dépassent la puissance maximale de leur borne 50 kW. La commande en puissance pour ces deux véhicules est donc ajustée à 50 kW. L'excédent de puissance (19,9 kW) est donc réparti équitablement entre les VÉs 1 et 2. Pour ce faire, l'énergie totale manquante de VÉ1 et VÉ 2 est désormais de 22,3 kWh. De sorte que les commandes en puissance transmises aux VÉs suivant l'équation (4.4) sont les suivantes :

- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ1}}} = (11,4 + 7,5) \text{ kW} = 18,8 \text{ kW}$
- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ2}}} = (18,9 + 12,4) \text{ kW} = 31,3 \text{ kW}$
- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ3}}} = 50,0 \text{ kW}$
- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ4}}} = 50,0 \text{ kW}$

De cette façon, le SoC des batteries du VÉ 1 et du VÉ 2 atteint simultanément 100 % après 54 minutes, alors que les deux autres VÉs continuent de se recharger à leur puissance maximale.

Au temps $t = 1:00$, la commande du traducteur est de décharger tous les VÉs présents disponibles à 75 % de leur puissance maximale. Comme dans le scénario 1, le VÉ 1 ne se décharge pas, car son propriétaire ne participe pas au programme V2X. Aucune énergie n'est disponible pour ce véhicule, il garde son statut « en attente ». Le troisième véhicule n'a

également aucune énergie de disponible puisque son SoC de 84,7 % est inférieur à son seuil minimal de 90 % imposé par son propriétaire. Son statut reste donc en mode « recharge ». Les VÉs 2 et 4 sont disponibles pour se décharger. La puissance maximale permise pour la décharge est de 75 kW (75 % de deux bornes disponibles de 50 kW). L'énergie disponible des véhicules selon leurs caractéristiques au Tableau 4.1 est :

- VÉ 2 : 16 kWh, c.-à-d. 20 % de 80 kWh
- VÉ 4 : 4,1 kWh, c.-à-d 5,9 % de 70 kWh
- Tous les VÉs: 20,1 kWh disponibles

Pour une décharge équitable suivant le principe d'équité suivant l'équation (4.7), les puissances de décharge idéales sont les suivantes :

- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ}2}} = 59,7 \text{ kW}$
- $P_{\text{idéale}_{\text{VÉ}4}} = 15,3 \text{ kW}$

Une fois de plus, la puissance maximale est dépassée par le VÉ 2. L'excédent de 9,7 kW est donc distribué aux autres véhicules disponibles, c.-à-d. le VÉ 4 uniquement. Les commandes en puissance sont ainsi ajustées aux valeurs suivantes pour être transmises aux VÉs :

- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ}2}} = 50,0 \text{ kW}$
- $P_{\text{ajustée}_{\text{VÉ}4}} = 25,0 \text{ kW}$

Les résultats de puissances mesurées au temps $t = 1:00$ de la Figure 4.6 valident le bon fonctionnement de la répartition équitable de la puissance en station durant les décharges.

Après 1 h 14 d'écoulée, le VÉ 4 atteint son seuil minimal de SoC, laissant ainsi le VÉ 2 se décharger à pleine capacité pendant 7 minutes jusqu'à ce que son SoC désiré soit aussi atteint. Les batteries sont ainsi davantage protégées contre une dégradation accélérée, car elles n'atteignent pas des profondeurs de décharge élevées et les propriétaires des VÉs sont assurés d'avoir accès à un véhicule suffisamment rechargé s'ils quittent la station V2X. Après 1 h 30

d'écoulé, les VÉs 1 et 2 se déconnectent et le répartiteur identifie adéquatement leur borne en assignant une valeur de -1 % à leur SoC, comme validé au scénario 1.

4.5.3 Résultats du scénario 3

Pour ce dernier scénario, le répartiteur reçoit du traducteur des commandes de recharges et de décharges simples et combinées. Les commandes simples se décrivent par des commandes mutuellement exclusives : uniquement de la recharge ou uniquement de la décharge comme aux scénarios 1 et 2. Celles-ci correspondent aux intervalles A des commandes reçues au répartiteur illustrées précédemment à la Figure 4.4. Les commandes combinées permettent de recharger et de décharger les VÉs en mode V2V. Elles correspondent aux intervalles B et C de la Figure 4.4. La Figure 4.8 présente les résultats de simulation des mesures de puissances totales échangées entre les véhicules par rapport aux SoC. Les mesures prises du SoC et de la puissance reçue et/ou délivrée pour chaque VÉ sont illustrées à la

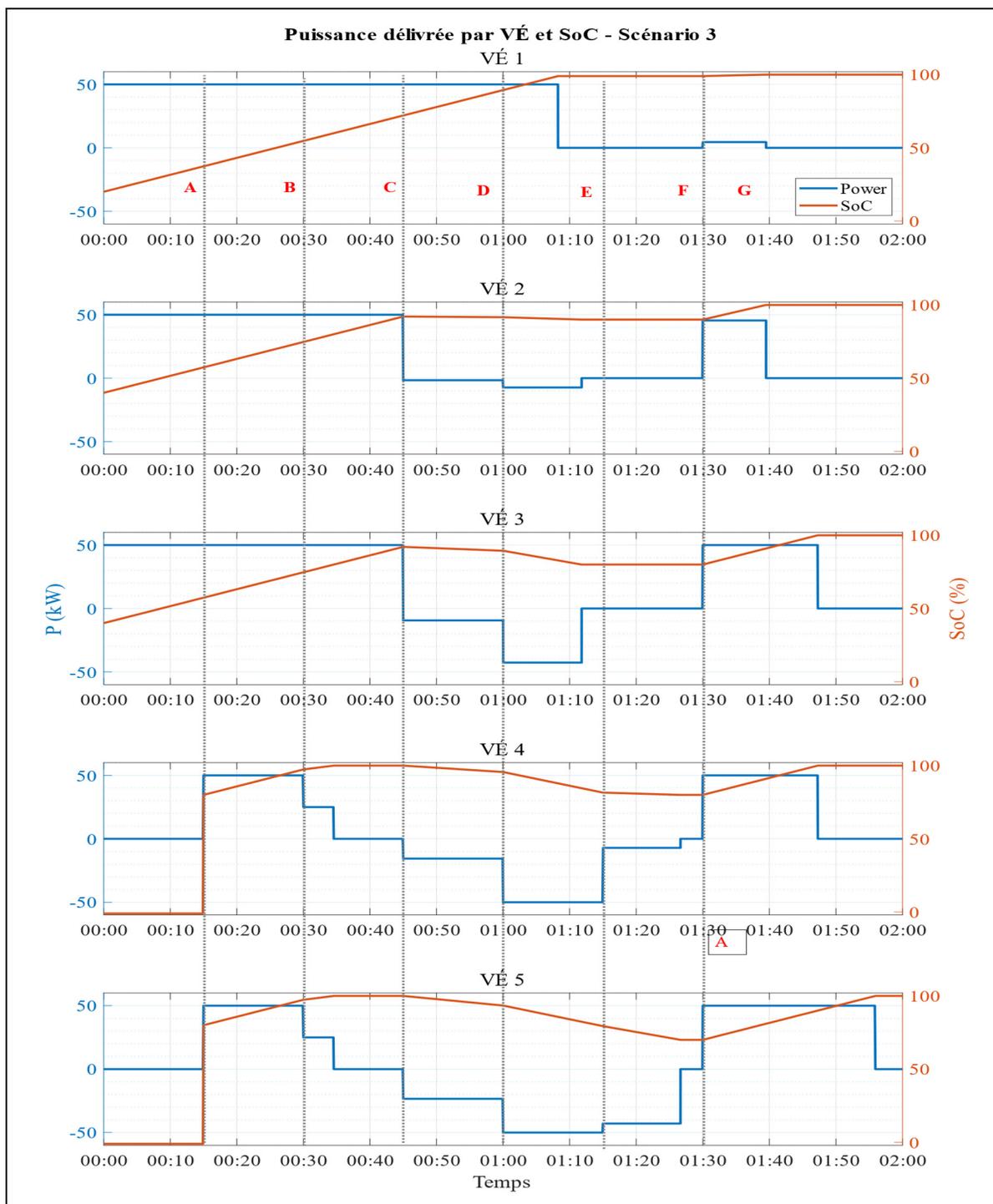


Figure 4.7. Les résultats sont discutés par tranche de 15 minutes identifiées par des lettres de A à F à la Figure 4.8. L'intervalle G dure 30 minutes.

A. Intervalle A

Au démarrage de la simulation, les VÉs 1, 2 et 3 sont connectés à leurs bornes, tandis que les VÉs 4 et 5 sont absents. La puissance à répartir en recharge est de 150 kW, ce qui correspond à la somme des puissances maximales de toutes les bornes branchées. Les VÉs branchés se rechargent adéquatement sans limitation comme au scénario 1.

B. Intervalle B

Après 15 minutes, les VÉs 4 et 5 se connectent à leur borne. La puissance à répartir passe à 250 kW, ce qui correspond aussi à la somme des puissances maximales de toutes les bornes. Comme il n'y a aucune puissance à décharger, les VÉs peuvent se recharger au-delà de leur SoC désiré, ce qui est le cas notamment pour le VÉ 4 et le VÉ 5. En effet, dès leur branchement, le SoC est de 80 %, alors que leur SoC désiré spécifié au Tableau 4.2 est de 80 % et 70 % respectivement. Ainsi, le fonctionnement du répartiteur est adéquat pour gérer des recharges illimitées à cinq VÉs.

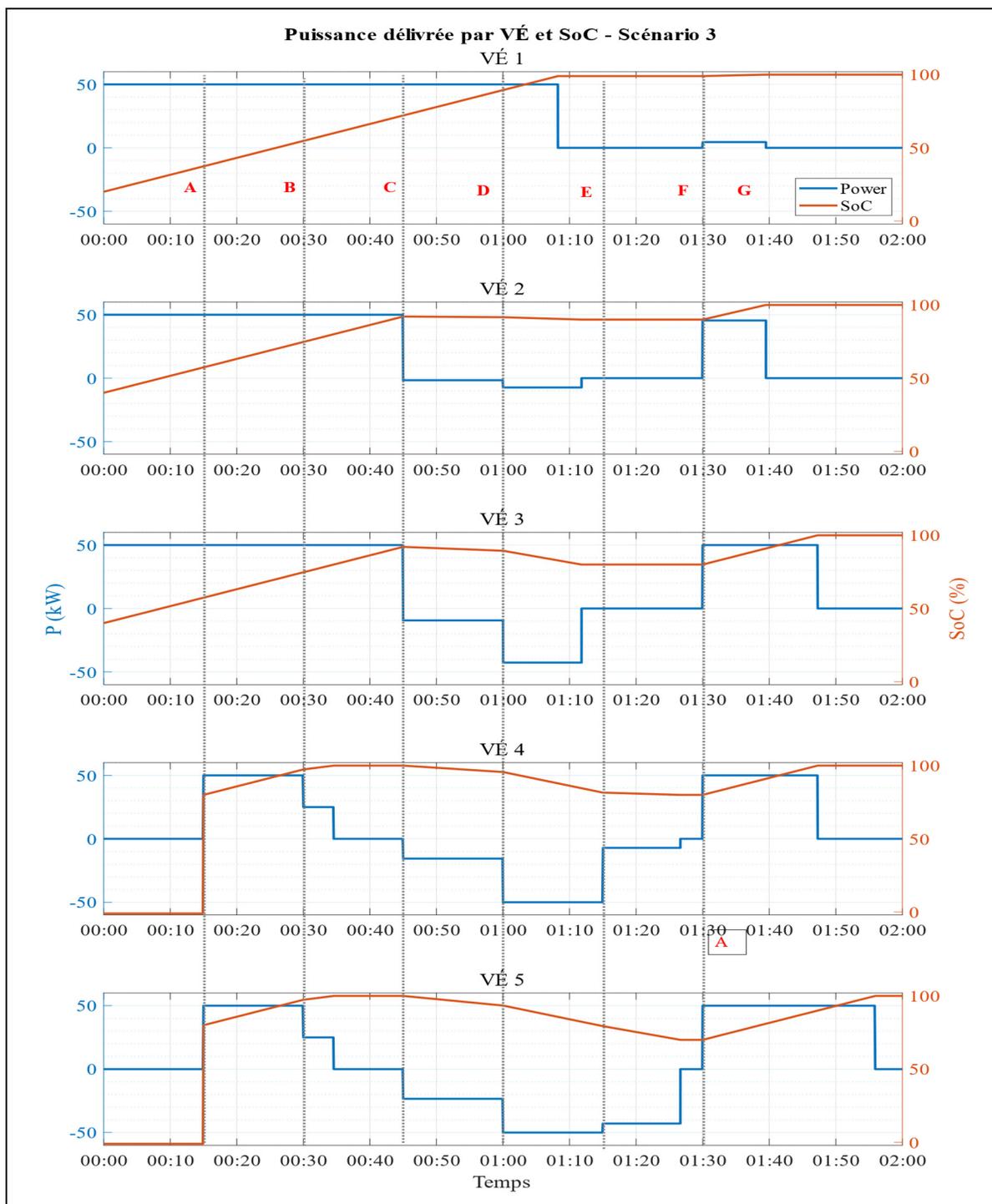


Figure 4.7 Puissance délivrée par VÉ et SoC - Scénario 3

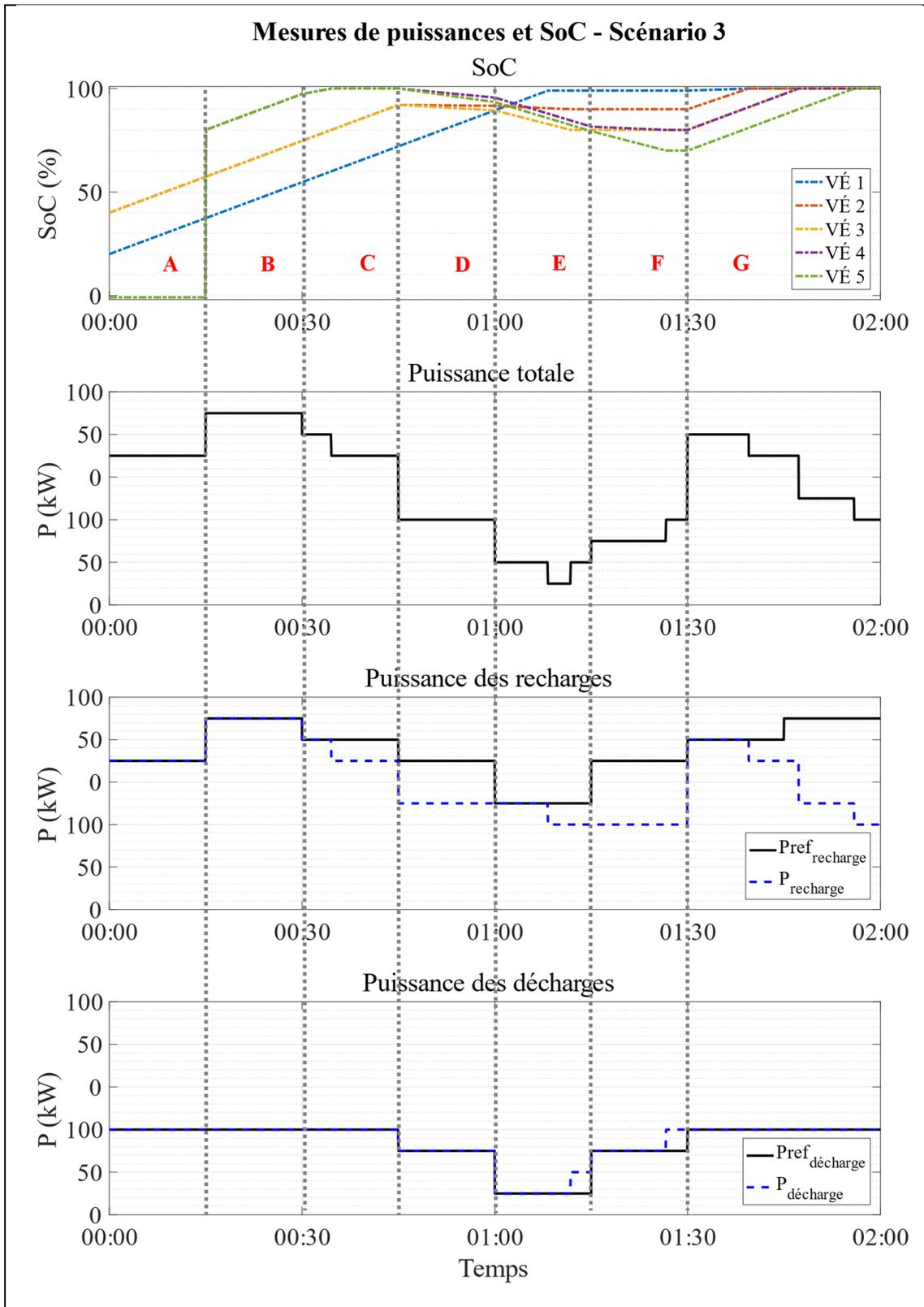


Figure 4.8 Mesures des puissances et SoC - Scénario 3

C. Intervalle C

Lorsque 30 minutes sont écoulées, la référence en puissance de recharge diminue à 200 kW. Il s'agit d'un scénario similaire à ceux observés pendant le scénario 2 pendant les recharges à puissance limitée. Comme les SoC du VÉ 4 et du VÉ 5 sont égaux et très près de 100 % en comparaison avec les autres véhicules, il diminue leur puissance de chargement de manière que tous les autres VÉs continuent de se charger à puissance maximale. La puissance restante, c.-à-d. 50 kW, est répartie identiquement entre les batteries de ces deux VÉs de capacité énergétique et SoC identiques. Pour cet intervalle, le répartiteur parvient à distribuer la puissance de recharge entre tous les VÉs le plus équitablement possible en respectant la puissance maximale des bornes.

D. Intervalle D

À l'instant $t = 0:45$, le répartiteur doit désormais gérer une commande combinée de recharge et de décharge. Le choix des modes de charge à chaque VÉ est donc critique dans ce contexte de recharge V2V. La commande de recharge de 150 kW est plus élevée que pour la décharge de -50 kW. Cela signifie que toute la puissance de décharge, si disponible, est dirigée vers le ou les VÉs en recharge. Si plusieurs VÉs sont en mode « en recharge », le réseau peut couvrir la différence en puissance, si nécessaire. D'ailleurs, les résultats de la Figure 4.8 indiquent que la puissance mesurée pour les recharges est inférieure à la commande. En effet, il n'y a que le VÉ 1 qui nécessite de se recharger en priorité. Les autres VÉs ayant atteint leur SoC désiré sont en mesure d'alimenter le VÉ 1 à 50 kW sans avoir recours au réseau. Le répartiteur a ainsi privilégié la décharge des VÉs pour alléger le réseau, quitte à ralentir la recharge des VÉs.

Comme le SoC désiré imposé à 100 % n'est pas atteint pour le VÉ 1, son mode de charge reste à « en recharge ». Le SoC de 92,1 % des VÉs 2 et 3 est supérieur à leur SoC désiré respectif de 90 % et 80 %. Cela signifie que ces véhicules doivent se décharger. Les résultats indiquent que la puissance de décharge de VÉ 2 est de -1,6 kW et de -9,4 kW pour le VÉ 3. Cet écart s'explique par la différence de tolérance à la décharge des véhicules par propriétaires qui est reflétée par leur SoC désiré respectif. Pour les VÉs 4 et 5 pleinement chargés, le même principe

est appliqué pour leurs décharges étant donné que leur SoC et leur capacité énergétique sont aussi identiques et que les SoC minimaux sont différents.

E. Intervalle E

Pour cette période de 15 minutes de $t = 1:00$ à $t = 1:15$, c'est la commande en décharge de -100 kW qui est plus élevée à celle de la recharge de 50 kW. Ainsi, la recharge des VÉs prioritaires est entièrement couverte par les VÉs disponibles et la puissance restante de -50 kW, si disponible, est dirigée vers le réseau de distribution, tel que mesuré au cours des 8 premières minutes de cet intervalle. Le répartiteur gère donc simultanément des échanges énergétiques en priorisant le type V2V au type V2G. Au temps $t = 1:08$, la batterie du VÉ 1 atteint sa pleine charge, libérant ainsi 50 kW pour être redirigée vers le réseau. Peu après à $t = 1:11$, les VÉs 2 et 3 atteignent leur SoC désiré, les rendant indisponibles à la décharge. Par conséquent, leur mode charge passe à « en attente » et leur puissance mesurée est désormais de 0 kW. Parallèlement, les VÉs 4 et 5 fournissant déjà la puissance maximale à la borne continuent de se décharger à puissance maximale. Ces résultats prouvent que le répartiteur commande aux VÉs de se décharger équitablement à la puissance commandée du traducteur pour alimenter le réseau et les VÉs en recharge prioritaire.

F. Intervalle F

Après $1:15$, les commandes reçues au répartiteur sont identiques à celles reçues à l'intervalle D, mais les conditions de la station ont changé. En effet, même si la commande des recharges a augmenté, aucun VÉ n'est en mode « en recharge », car la commande de déchargement est encore non nulle et que tous les véhicules ont atteint leur SoC désiré, voir la section 4.1.2 pour plus de détails sur les stratégies de sélection des modes de charge. Seuls deux VÉs sont encore disponibles à la décharge, c.-à-d. le VÉ4 et le VÉ 5. Ceux-ci se répartissent équitablement les 50 kW à décharger vers le réseau pour atteindre leur SoC de 80% et de 70% respectivement à $t = 1:26$. À cet instant, le mode de charge de tous les VÉs en station est « mis en attente ». Bien entendu, il serait à ce moment plus logique d'arrêter la commande de déchargement des VÉs et de recharger les VÉs à une puissance plus faible, étant donné que la commande de recharge est plus élevée que la commande de décharge. Toutefois, la décision de choisir

combien de puissance doit servir aux recharges et aux décharges ne relève pas du répartiteur, mais plutôt de l'EMS (voir le CHAPITRE 3) et du traducteur (voir le CHAPITRE 5).

G. Intervalle G

Pour cette dernière période de la simulation, le répartiteur est avisé de ne plus décharger les VÉs. La puissance de recharge peut désormais être répartie équitablement pour charger pleinement toutes les batteries comme au scénario 2. Au fur et à mesure que le SoC des VÉs atteint 100 %, plus de VÉs peuvent se recharger à leur puissance maximale. À titre d'exemple observé au temps $t = 1:39$, les VÉs 1 et 2 ont terminé de se recharger, ce qui laisse plus de puissance disponible pour les autres VÉs.

En résumé, ce scénario de test permet de valider que la sélection des modes de charges telle que spécifiée à la section 4.1.2 est respectée lorsque le répartiteur doit répartir équitablement des recharges et des décharges simultanément pour que la station de recharge opère en mode V2V et V2G. Il a également permis d'observer que les puissances de recharge et de décharge ne dépassent pas les commandes reçues au répartiteur. Le répartiteur commande toujours de recharger les VÉs prioritaires (SoC désiré non atteint), car ils pourraient être débranchés.

4.6 Bilan de chapitre

L'objectif de ce chapitre a été de présenter la fonction de répartition de la puissance aux VÉs exécutée par le répartiteur de l'agrégateur. Il a été démontré que le répartiteur distribuait les commandes de recharges et de décharges de manière équitable à tous les VÉs, tout en respectant leurs caractéristiques, incluant les préférences de recharge des propriétaires. L'attribution de puissance tient également en considération qu'un propriétaire peut récupérer son véhicule à tout instant. Aussi, le répartiteur n'autorise jamais un VÉ de se décharger au-delà du SoC désiré du propriétaire afin de protéger sa batterie contre une dégradation accélérée. Pour y parvenir, le répartiteur a été testé sous trois scénarios. Cela a permis de valider le bon fonctionnement du répartiteur pour des recharges unidirectionnelles du réseau vers les VÉs, des décharges complètes vers le réseau (V2G) et des recharges et décharges combinées (V2V).

CHAPITRE 5

AGRÉGATEUR COMPLET

Dans ce chapitre, l'agrégateur à concevoir sous logiciel de simulation est complété par l'ajout du traducteur illustré à la Figure 5.1 qui vient lier l'EMS au répartiteur de puissance branché sur des bornes de recharge bidirectionnelles. En effet, le traducteur est responsable de calculer la puissance qui doit être transmise ou reçue à l'ensemble des bornes pour le répartiteur de façon à ne pas dépasser en valeur absolue le bilan de puissance commandé par l'EMS.

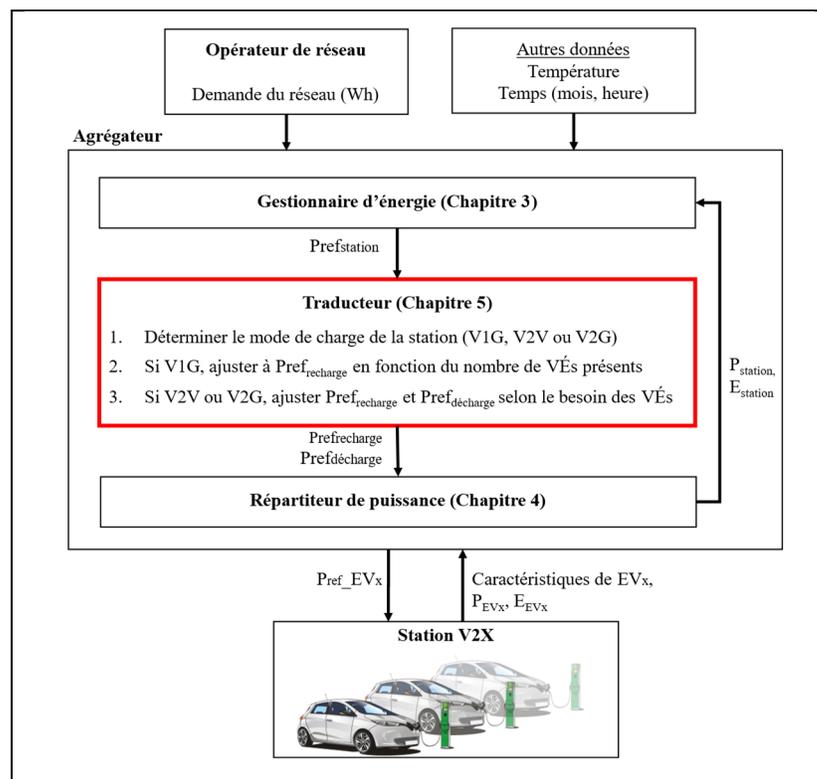


Figure 5.1 Structure de l'agrégateur – Traducteur

Dans ce chapitre, le traducteur est d'abord conçu. La section suivante porte sur la mise en commun de l'EMS, du traducteur et du répartiteur de puissance pour former un agrégateur complet. La troisième section explique les scénarios de tests. Finalement, les résultats obtenus à la suite des tests sont discutés en fin de chapitre.

5.1 Conception du traducteur

Le traducteur reçoit en paramètre la consigne de l'EMS ($P_{ref_{station}}$) et cinq caractéristiques de la station V2X provenant du répartiteur: la puissance maximale d'une borne, le nombre de VÉs disponibles à se décharger, le nombre de VÉs prioritaires à la recharge, le nombre de VÉs ayant un SoC inférieur à 100 % et le nombre total de bornes à la station V2X. Les objectifs du traducteur à atteindre sont:

- La consigne de l'EMS, $P_{ref_{station}}$, doit être traduite en quantité de puissance en watt;
- Lorsque $P_{ref_{station}}$ est négative, les bornes disponibles doivent fournir au réseau la puissance commandée. Il est acceptable d'alimenter d'autres VÉs en mode V2V s'il y a suffisamment de puissance disponible pour répondre d'abord à la demande du réseau.
- Lorsque $P_{ref_{station}}$ est positive, la puissance pouvant être utilisée du réseau doit servir à recharger les batteries jusqu'à 100 %.
- Lorsque $P_{ref_{station}}$ est nulle, les véhicules se rechargent et déchargent entre eux. Les puissances échangées devraient être déterminées selon la disponibilité et la priorité des véhicules par rapport à l'atteinte de leur SoC désiré. S'il y a plus de VÉs disponibles que de VÉs prioritaires, alors les VÉs prioritaires continuent de se recharger à leur puissance maximale, tandis que les autres fournissent ensemble cette puissance, quelle qu'elle soit. Inversement, s'il y a moins de VÉs disponibles que de VÉs prioritaires, les VÉs disponibles se déchargent à puissance maximale pour alimenter les VÉs prioritaires.

5.1.1 Conversion de la commande de l'EMS

Le traducteur procède à convertir $P_{ref_{station}}$ à son équivalent en watt. Pour ce faire, il multiplie $P_{ref_{station}}$ par le nombre total de bornes à la station V2X et la puissance maximale d'une borne, tel qu'à l'équation (5.1).

$$P_{station} = Pref_{station} \times nb_{bornes} \times P_{borne} \quad (5.1)$$

Ainsi, la puissance $P_{station}$ correspond au bilan de puissance idéal en watt que devrait générer la station V2X.

5.1.2 Algorithme du traducteur

Afin d'atteindre les objectifs du traducteur, celui-ci calcule suivant l'algorithme illustré à la Figure 5.2 les références en puissance en recharge et en décharge de tous les VÉs en station V2X. Toutes les variables présentées dans l'algorithme sont répertoriées au Tableau 5.1.

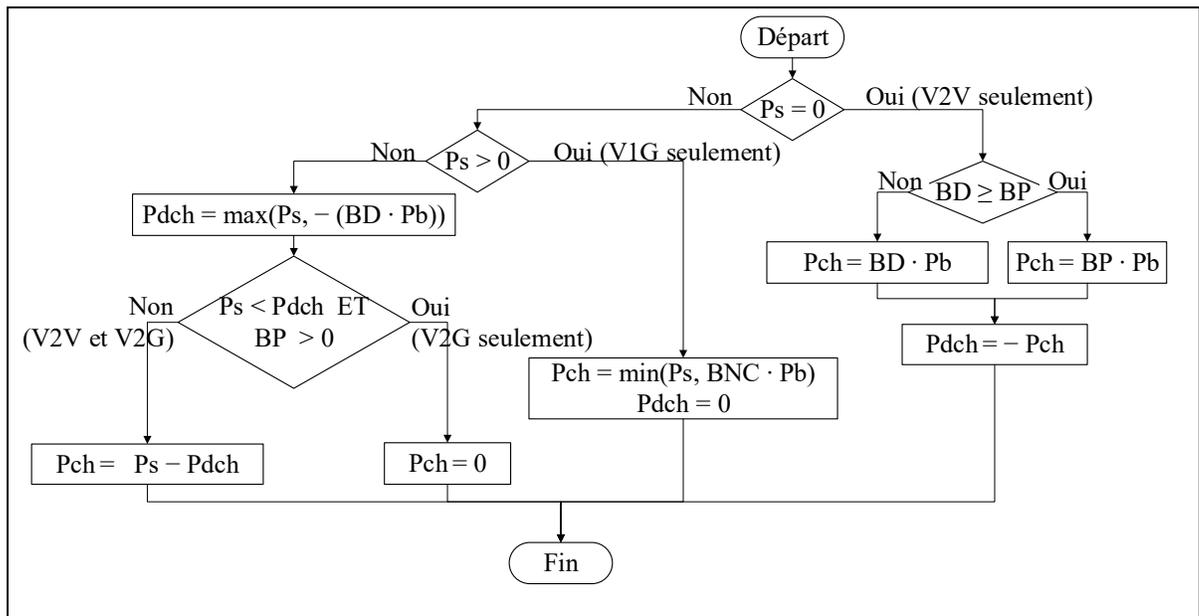


Figure 5.2 Algorithme du traducteur

Tableau 5.1 Symboles de l'algorithme du traducteur

Symbole	Signification
P_s	Puissance de la station en watt ($P_{station}$)
P_b	Puissance maximale d'une borne en watt
BD	Nombre de batteries disponibles
BP	Nombre de batteries prioritaires à la recharge
BNC	Nombre de batteries non chargées (SoC < 100%)
Pch	Puissance en recharge en watt
Pdch	Puissance en décharge en watt

Initialement, si le traducteur détermine que $P_{station}$ est nulle, les VÉs peuvent échanger de la puissance entre eux si nécessaire. Dans ce cas, la puissance en recharge (P_{ch}) dépend de la relation entre le nombre de batteries disponibles (BD) et le nombre de batteries prioritaires (BP). S'il y a plus ou égal de batteries disponibles que de batteries prioritaires, les batteries disponibles se déchargent pour alimenter tous les VÉs prioritaires à pleine puissance. Donc, la puissance en recharge est posée à la puissance maximale d'une borne (P_b) multipliée par le nombre de batteries prioritaires. S'il y a au contraire plus de batteries prioritaires, alors toutes les batteries disponibles se déchargent à puissance maximale pour alimenter les VÉs prioritaires. Ainsi, la puissance en recharge est posée à la puissance maximale d'une borne multipliée par le nombre de batteries disponibles. La puissance de décharge (P_{dch}) égale l'inverse de la puissance de recharge pour ces deux possibilités.

Pour le cas où $P_{station}$ est non nulle et positive, le réseau accorde de l'énergie à la station V2X. Les recharges s'effectuent en mode V1G seulement. Le traducteur pose la puissance en décharge à zéro et la puissance en recharge à la puissance nécessaire pour alimenter les batteries n'ayant pas complété leur recharge (BNC multipliés par P_b), jusqu'à concurrence de $P_{station}$.

Finalement, si $P_{station}$ est non nulle et négative, le réseau requiert aux VÉs disponibles de lui fournir de l'énergie. La puissance en décharge est automatiquement posée $P_{station}$ jusqu'à concurrence de la puissance maximale en décharge (BD multipliée par P_b). Si cette puissance est insuffisante à la demande du réseau, alors aucun VÉ n'est rechargé à ce moment ($P_{ch} = 0$). Le mode de charge de la station V2X est strictement V2G. Dans le cas opposé, l'excédent de puissance qui n'est pas demandé au réseau est transféré aux véhicules prioritaires à la recharge opérant ainsi en mode V2V et V2G combiné.

5.2 Mise en commun des composants de l'agrégateur

La mise en commun de l'EMS, du traducteur et du répartiteur de puissance complète l'objectif principal de recherche de conception d'un agrégateur complet illustré à la Figure 2.1.

L'agrégateur gère adéquatement l'énergie et la puissance entre le réseau de distribution et plusieurs bornes de recharge pour VÉs sous logiciel de simulation.

Tout d'abord, les trois RNA développés au CHAPITRE 3 sont rassemblés en un seul EMS. Selon les conditions du réseau et des VÉs branchés, l'EMS engage l'un des trois RNA pour commander le bilan de puissance de la station V2X.

Par la suite, le traducteur développé à la section 5.1 traduit l'unique commande de puissance de l'EMS en deux consignes pour le répartiteur de puissance. Il le fait en tenant compte de l'état d'utilisation et les caractéristiques des bornes de recharge. La première consigne définit la quantité de puissance qui doit être utilisée par les VÉs pour se recharger et la seconde pour se décharger.

Enfin, le répartiteur reçoit ces deux consignes en puissance afin de les distribuer aux VÉs présents en station V2X. La stratégie de distribution proposée au CHAPITRE 4 est conçue, modélisée et testée pour que les recharges et les décharges respectent les préférences de chargement des propriétaires. Elle permet également la distribution équitable de la puissance commandée du traducteur, que ce soit en recharge ou en décharge. Aussi, le répartiteur empêche de décharger des batteries au-delà de leur SoC désiré. Cela a pour effet de réduire les risques d'accélérer la dégradation des batteries et les risques qu'un véhicule soit débranché avant d'atteindre le SoC désiré.

5.3 Scénarios de test

Le fonctionnement de l'entièreté de l'agrégateur est vérifié à l'aide de trois tests visant à évaluer le comportement de chaque composant de l'agrégateur selon la variation horaire et saisonnière de la consommation d'énergie du réseau et selon la température. Le premier test sert à valider le fonctionnement de l'EM complet avec ses trois RNA. Le deuxième test permet de vérifier et valider le fonctionnement du traducteur selon les paramètres envoyés de l'EMS et du répartiteur de puissance. Le dernier test vise à évaluer le fonctionnement de l'agrégateur

complet. L'évolution des puissances et du SoC de chaque VÉ est analysée en fonction des échanges de signaux entre les composants de l'agrégateur.

Pour les trois tests, la station V2X comprend cinq bornes bidirectionnelles de 50 kW. Tous les VÉs ont des caractéristiques identiques à l'exception du SoC initial. Ils sont branchés pendant toute la durée des tests. Le détail des caractéristiques est présenté au Tableau 5.2.

Tableau 5.2 Caractéristiques des VÉs pour les scénarios de test

VÉ	SoC_{init}	<i>Capacité énergétique</i>	SoC_{min}	<i>Autorisation V2X</i>	<i>Puissance</i>	η
1	10 %	80 kWh	80 %	1	50 kW	0.9
2	30 %					
3	50 %					
4	70 %					
5	90 %					

Les simulations ont été réalisées sur des périodes de 24 heures à différents mois de l'année. Le pas de calcul est fixé à 50 ms. L'exécution de la simulation est en mode phaseur comme pour les simulations précédentes.

Afin d'analyser l'influence de la consommation du réseau sur les commandes des différents composants de l'agrégateur, les scénarios de tests sont programmés de manière que la consommation du réseau augmente de 10 000 MWh toutes les 4 minutes et 37 secondes. Cela permet d'augmenter la consommation du réseau par intervalles réguliers entre 12 000 MWh à 37 000 MWh sur une période de deux heures. Il s'agit respectivement d'un niveau faible et d'un niveau très élevé de consommation typique au cours d'une année. Cette variation rapide de la consommation du réseau aucunement réaliste est volontaire afin de vérifier le fonctionnement de l'agrégateur sous tous les niveaux de consommation annuels possibles aux heures de pointe et aux heures creuses.

5.3.1 Validation du fonctionnement de l'EMS

Pour ce premier test, l'EMS doit choisir le bon RNA selon ses paramètres d'entrée afin de générer une consigne de bilan de puissance répondant aux fonctionnalités suivantes:

Pour la période estivale à des températures chaudes et froides:

- Maintenir la puissance maximale pour les recharges si la consommation du réseau est inférieure à 19 781 MWh (CEN 50 annuel);
- Réduire de la puissance permise aux recharges suivant la hausse de la consommation d'énergie du réseau jusqu'à 25 201 MWh (CEN 75 annuel);
- Maintenir un $P_{\text{Prefstation}}$ nul à la station V2X pour des consommations supérieures à 25 201 MWh (CEN 75 annuel) et inférieures à 28 862 MWh (CEN 90 annuel).

Pour la période hivernale à des températures chaudes:

- Idem aux fonctionnalités de la période estivale, mais selon les centiles hivernaux (voir Tableau 3.1).

Pour la période hivernale à des températures froides:

- Autoriser la recharge des VÉs en dehors des heures de pointe, mais en réduisant la puissance selon l'augmentation de la consommation du réseau;
- Autoriser la décharge des VÉs en durant des heures de pointe en suivant l'augmentation de la consommation du réseau;

5.3.2 Validation du fonctionnement du traducteur

Pour ce deuxième test, ces fonctionnalités du traducteur doivent être vérifiées et validées:

- Permettre la recharge de tous les VÉs lorsque le paramètre de l'EMS, $P_{\text{Prefstation}}$, est positif;
- Recharger uniquement les VÉs prioritaires lorsque $P_{\text{Prefstation}}$ est nulle ou négative s'il y a des VÉs disponibles à la décharge;
- Décharger uniquement les VÉs disponibles en mode V2G que si la commande $P_{\text{Prefstation}}$ est égale ou plus élevée à la puissance des VÉs disponibles.

5.3.3 Validation du fonctionnement de l'agrégateur complet

Pour ce dernier test, les fonctionnalités globales de l'agrégateur vérifiées et validées sont :

- Transmettre les commandes et les paramètres entre les composants de l'agrégateur;
- Ajuster le bilan de puissance de la station V2X en suivant la stratégie de gestion d'énergie décrite au CHAPITRE 3;
- Déterminer la consigne de recharge et de décharge par le traducteur tel que défini à la section 5.1;
- Évaluer les caractéristiques des VÉs en station V2X, puis distribuer équitablement les puissances de recharge et de décharge comme décrit au CHAPITRE 4.

5.4 Résultats

Cette section illustre et discute les résultats obtenus à la suite de la mise en commun des composants de l'agrégateur modélisé sous logiciel de simulation Simulink de Matlab afin de valider les différentes fonctionnalités de l'agrégateur.

5.4.1 Fonctionnement de l'EMS

Tout d'abord, l'EMS a été simulé sous quatre conditions d'opération différente pour valider ses fonctionnalités. Pour tous les scénarios, la consommation du réseau est forcée selon une rampe constante de 12 792 MWh (niveau de consommation le plus faible observé en 2019 au Québec) à 37 442 MWh (bloc d'électricité patrimonial). La Figure 5.3 présente des résultats obtenus entre 4 h et 6 h du matin, c.-à-d. hors des heures de pointe. La Figure 5.4 présente des résultats obtenus entre 6 h et 8 h le matin, soit durant les heures de pointes de consommation. Les quatre conditions d'opération sont décrites ci-dessous :

1. Durant une journée chaude à 30 °C pendant le mois de juillet (période estivale);
2. Durant une journée froide à 15 °C pendant le mois de juillet (période estivale);
3. Durant une journée chaude à -5 °C pendant le mois de février (période hivernale);
4. Durant une journée froide à -25 °C pendant le mois de février (période hivernale).

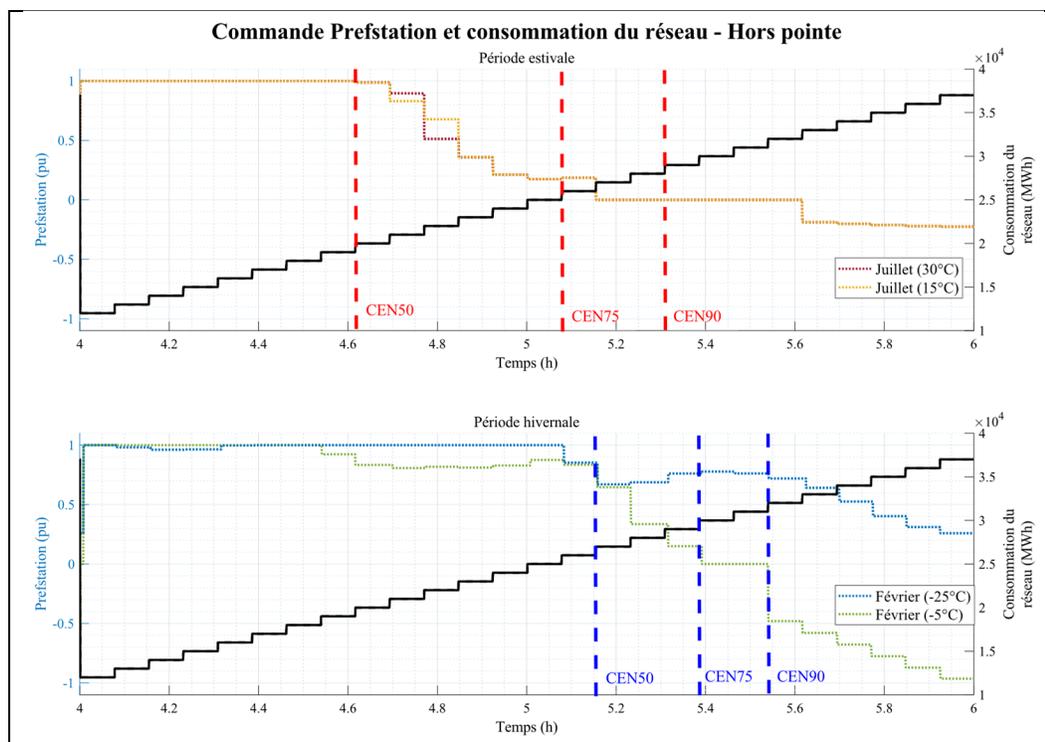


Figure 5.3 Sortie de l'EMS pour différentes périodes de l'année entre 4 h et 6 h

Pour les résultats de la Figure 5.3, l'EMS sélectionne le bon RNA qui détermine la commande $P_{\text{Prefstation}}$ suivant les centiles annuels durant la période estivale et les centiles hivernaux durant la période hivernale. La consommation du réseau est illustrée par la courbe noire.

En effet, les courbes $P_{\text{Prefstation}}$ rouges et jaunes de la période estivale commencent à diminuer dès que le 50^e centile annuel est atteint vers 4 h 37. Le maintien de la puissance maximale en recharge pour une consommation du réseau inférieure à 19 781 MWh (CEN 50 annuel) est donc respecté. De même, la réduction de la puissance permise aux recharges en fonction de l'augmentation de la consommation d'énergie du réseau jusqu'à 25 201 MWh (CEN 75 annuel) est aussi respectée. Lorsque le 75^e centile est atteint, l'EMS continue de commander une valeur positive à $P_{\text{Prefstation}}$, mais peu élevée. Effectivement, $P_{\text{Prefstation}}$ est posé à 0,2 lorsque la consommation du réseau est de 26 000 MWh. À 27 000 MWh, la commande $P_{\text{Prefstation}}$ devient nulle. Ainsi, l'EMS tend à réduire la commande $P_{\text{Prefstation}}$ à mesure que la consommation du réseau augmente. Toutefois, le décalage positif de $P_{\text{Prefstation}}$ pour atteindre une valeur nulle

indique que le RNA choisi par l'EMS est légèrement plus permissif pour allouer de la puissance aux VÉs en recharge. Ainsi, le maintien de $P_{\text{Prefstation}}$ à une valeur nulle pour des consommations supérieures à 25 201 MWh (CEN 75 annuel) et inférieures à 28 862 MWh (CEN 90 annuel) est partiellement atteint. Lorsque le 90^e centile annuel est atteint, l'EMS continue de garder $P_{\text{Prefstation}}$ constant à zéro. C'est seulement lorsque la consommation du réseau est extrême pour la période estivale à partir de 33 MWh que l'EMS commande de décharger les VÉs en ajustant $P_{\text{Prefstation}}$ à une valeur négative. Comme les consommations estivales sont généralement beaucoup moins élevées que celles durant la période hivernale, il peut être acceptable que l'EMS commande de diminuer $P_{\text{Prefstation}}$ jusqu'à zéro plutôt que de commander de décharger les VÉs.

Pour les résultats de la période hivernale à -5 °C représentés par la courbe verte, $P_{\text{Prefstation}}$ débute à 1,0 lorsque la consommation du réseau est faible. Ceci respecte la fonctionnalité de maintien de la puissance maximale pour des consommations inférieures au 50^e centile hivernal. En revanche, cette commande est tenue constante jusqu'à ce que la consommation atteigne 19 000 MWh plutôt que le 50^e centile de consommation hivernal (27 000 MWh) où $P_{\text{Prefstation}}$ diminue graduellement jusqu'à 0,85. Pour cet intervalle de consommation, cette légère diminution de $P_{\text{Prefstation}}$ indique que l'EMS est moins permissif pour recharger les véhicules à des températures chaudes l'hiver. Lorsque le 50^e centile de consommation hivernal est atteint (27 000 MWh), la diminution de $P_{\text{Prefstation}}$ s'accroît de sorte que lorsque le 75^e centile de consommation hivernal est atteint (30 000 MWh), $P_{\text{Prefstation}}$ devient nulle. Jusqu'au 90^e centile de consommation hivernale, $P_{\text{Prefstation}}$ est maintenu à zéro. Puis à mesure que la consommation continue d'augmenter, $P_{\text{Prefstation}}$ diminue jusqu'à atteindre -0,96, ce qui est presque la valeur maximale de puissance que peut fournir la station V2X. En effet, l'EMS a été entraîné pour commander une valeur de -1 lorsque le bloc d'électricité patrimonial (37 442 MWh) est entièrement consommé, ce qui est cohérent avec les résultats obtenus. Ainsi, les fonctionnalités en période hivernale à des températures chaudes sont atteintes.

Pour les résultats de la période hivernale à -25 °C représentés par la courbe bleue, $P_{\text{Prefstation}}$ commence à diminuer lorsque la consommation se situe près du 50^e centile de consommation

hivernal. Par la suite, $Pref_{station}$ diminue graduellement jusqu'à atteindre 0,26 au maximum de consommation. Cela respecte les fonctionnalités de la période hivernale à des températures froides, car l'EMS autorise effectivement la recharge des VÉs de manière limitée suivant la consommation du réseau en dehors des heures de pointe.

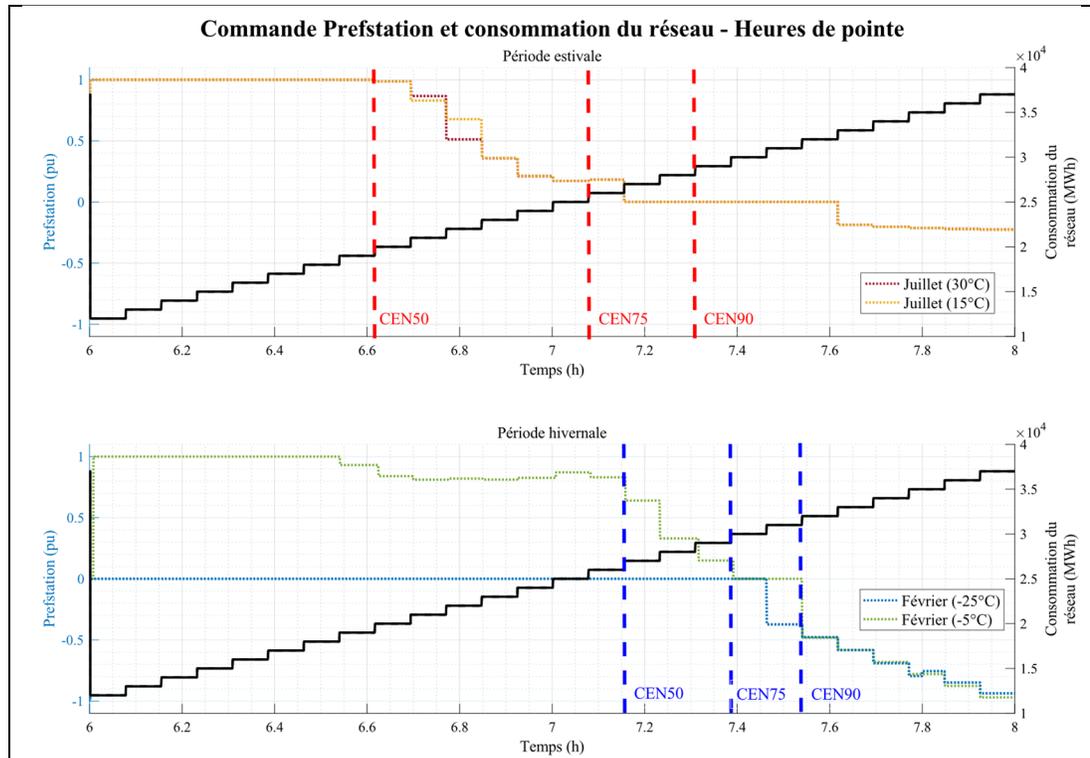


Figure 5.4 Sortie de l'EMS pour différentes périodes de l'année entre 6 h et 8 h

Pour les résultats de la Figure 5.4, la consommation du réseau est aussi illustrée par la courbe noire. L'EMS obtient les mêmes résultats en période estivale et hivernale à température chaude que ceux de la Figure 5.3. Seuls les résultats de la période hivernale à température froide diffèrent. En effet, comme il s'agit d'une période de pointe, l'EMS commande que $Pref_{station}$ soit nulle jusqu'à ce que la consommation atteigne 25 000 MWh. Les VÉs ne peuvent se recharger qu'entre eux, et aucune puissance n'est transférée du réseau à la station V2X. Au-delà de cette consommation, $Pref_{station}$ diminue à des valeurs négatives pour alimenter le réseau en puissance par les VÉs. Donc, l'EMS respecte la fonctionnalité d'autoriser la décharge des VÉs durant les heures de pointe suivant l'augmentation de la consommation du réseau.

5.4.2 Fonctionnement du traducteur

Les fonctionnalités du traducteur sont vérifiées sous les mêmes quatre conditions d'opération que simulées précédemment. Comme les commandes du traducteur sont étroitement liées aux conditions des VÉs (leur disponibilité et leur priorité), les résultats présentés subséquentment sont obtenus pendant les deux premières heures à la suite de l'initialisation de la simulation où le SoC de chaque VÉ est différent. La présentation des résultats se fait comme suit :

- Figure 5.5 : résultats pendant une journée chaude à 30 °C durant le mois de juillet;
- Figure 5.6 : résultats pendant une journée froide à 15 °C durant le mois de juillet;
- Figure 5.7 : résultats pendant une journée chaude à -5 °C durant le mois de février;
- Figure 5.8 : résultats pendant une journée froide à -25 °C durant le mois de février.

Pour les résultats de la Figure 5.5 et de la Figure 5.6, la recharge des VÉs est permise tant et aussi longtemps que $P_{\text{PrefStation}}$ reste positive jusqu'au point B. En effet, même lorsqu'il n'y a plus de véhicules prioritaires (dont les batteries ont dépassé leur SoC désiré) au point A, la sortie du traducteur continue d'envoyer la consigne de charger les VÉs selon la valeur de $P_{\text{PrefStation}}$. Lorsqu'elle devient nulle au point B, la recharge est désormais en mode V2V. Cependant, aucun VÉ n'est prioritaire à la recharge. Ils restent donc tous en attente. Lorsque $P_{\text{PrefStation}}$ devient négatif au point C, tous les VÉs se déchargent en proportion de $P_{\text{PrefStation}}$. En somme, les trois fonctionnalités du traducteur en période estivale sont atteintes.

Pour les résultats de la Figure 5.7, la recharge est aussi permise tant que $P_{\text{PrefStation}}$ reste positive. Contrairement aux résultats précédents, tous les VÉs terminent de se recharger au point B où la puissance de recharge passe à 0 W. Lorsque $P_{\text{PrefStation}}$ devient nulle, ils restent en attente. Au point C, $P_{\text{PrefStation}}$ devient négative et tous les VÉs se déchargent proportionnellement à $P_{\text{PrefStation}}$. Pour les résultats de la Figure 5.8 enregistrés l'hiver à -25 °C, la recharge est permise en tout temps, car les résultats sont récoltés hors des heures de pointe. Le dernier VÉ prioritaire atteint son SoC désiré au point A et tous les VÉs sont pleinement chargés au point B. Donc, toutes les fonctionnalités du traducteur en période hivernale sont également atteintes.

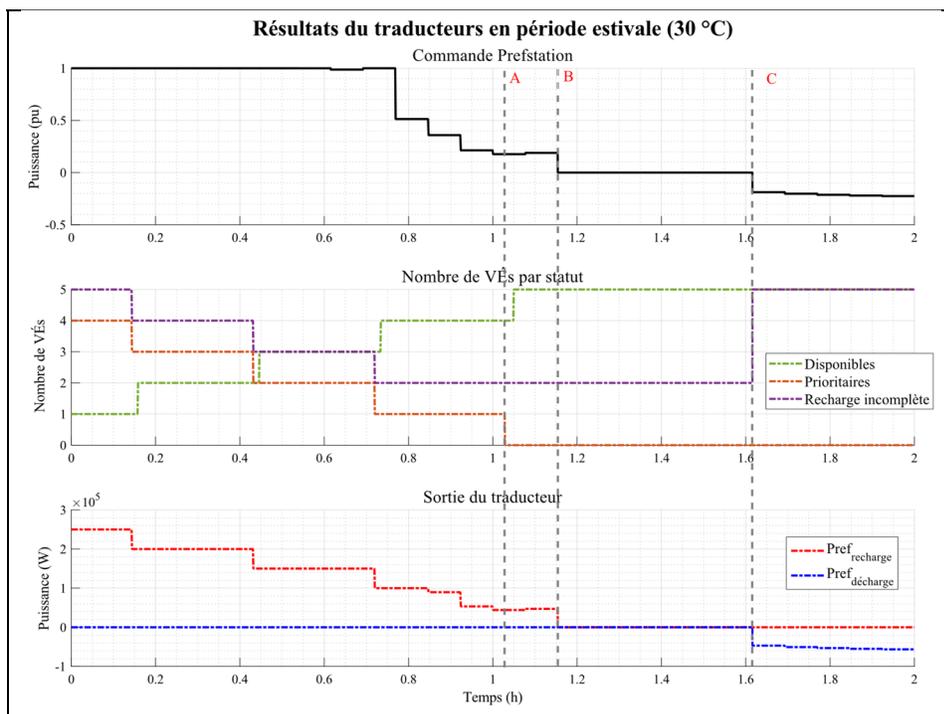


Figure 5.5 Sortie du traducteur en période estivale chaude selon la commande de l'EMS et paramètres du répartiteur de puissance

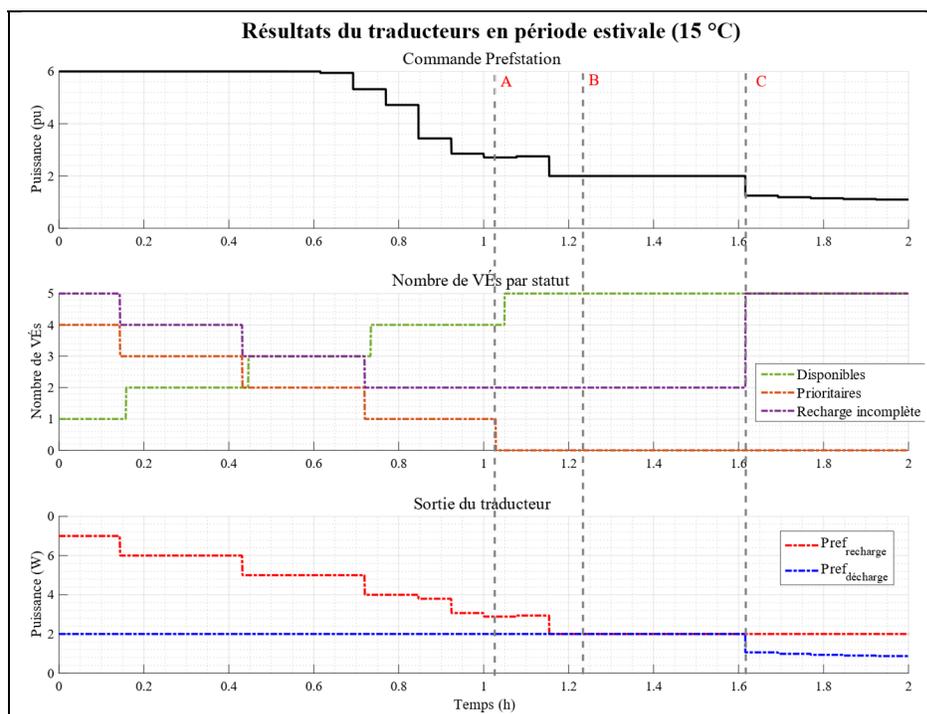


Figure 5.6 Sortie du traducteur en période estivale froide selon la commande de l'EMS et les paramètres du répartiteur de puissance

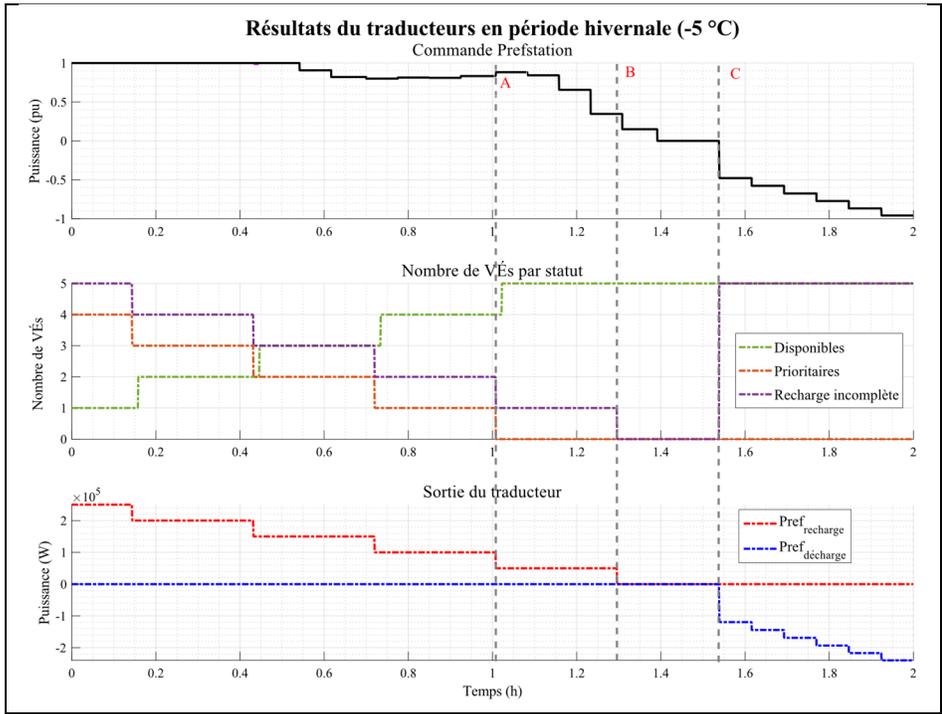


Figure 5.7 Sortie du traducteur en période hivernale chaude selon la commande de l'EMS et les paramètres du répartiteur de puissance

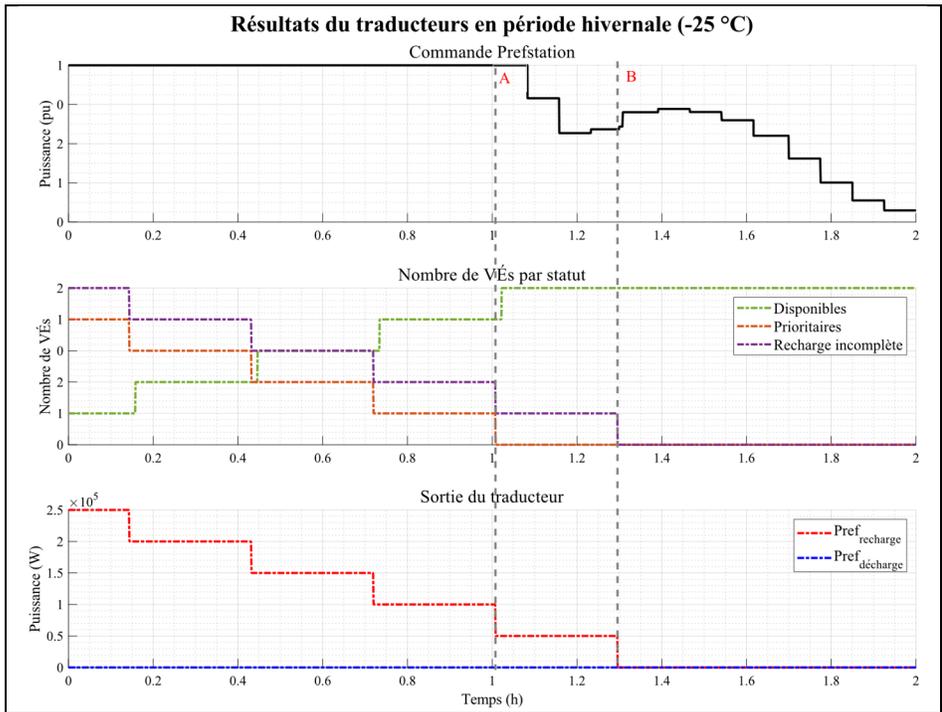


Figure 5.8 Sortie du traducteur en période hivernale froide selon la commande de l'EMS et paramètres du répartiteur de puissance

5.4.3 Fonctionnement de l'agrégateur complet

Les fonctionnalités globales de l'agrégateur sont vérifiées sous quatre scénarios différents de deux heures. Comme les comportements de l'EMS et du traducteur observés pour des températures chaudes et froides sont similaires durant la période estivale, un seul scénario est créé pour vérifier les fonctionnalités globales de l'agrégateur pour cette période. Les trois autres scénarios créés pour la période hivernale servent à valider les fonctionnalités de l'agrégateur à des températures différentes pendant et en dehors des heures de pointe de consommation. Le VÉ 1 est initialisé à 100 % au lieu de 10 % comme indiqué au Tableau 5.2 pendant le quatrième scénario afin de tester la fonctionnalité de l'agrégateur à gérer le mode V2V de la station V2X en périodes de pointe l'hiver à des températures froides. Le Tableau 5.3 résume les conditions de tests de chaque scénario de simulation.

Tableau 5.3 Scénarios de tests de l'agrégateur complet

Scénario	Figure de résultats	Mois	Heure	Température
1	Figure 5.9	Juillet	0 h à 2 h	30 °C
2	Figure 5.10	Février	0 h à 2 h	-5 °C
3	Figure 5.11	Février	0 h à 2 h	-25 °C
4	Figure 5.12	Février	16 h à 18 h	-25°C

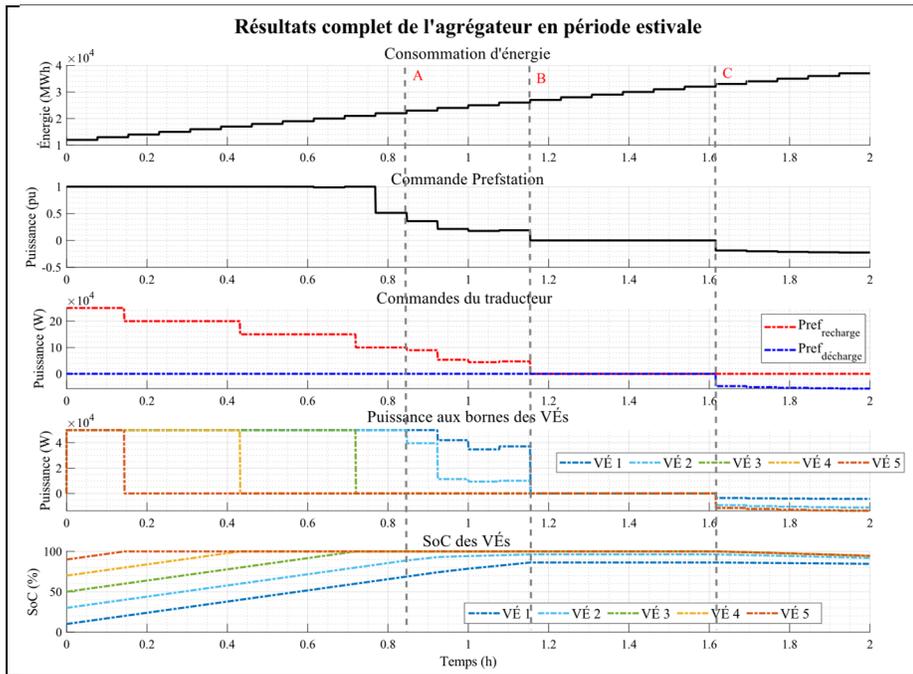


Figure 5.9 Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VEs selon la consommation d'énergie durant la période estivale

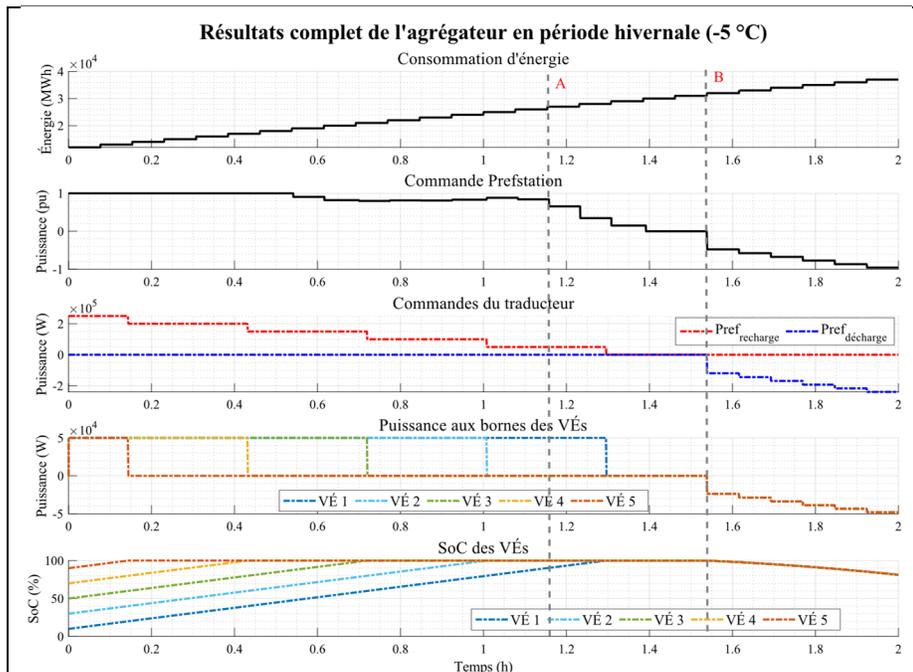


Figure 5.10 Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VEs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale chaude

Les résultats de la période estivale à la Figure 5.9 illustrent que pour de faibles niveaux de consommation sur le réseau jusqu'au point A, les VÉs peuvent se recharger à pleine puissance et ce, même si la commande $P_{\text{Prefstation}}$ a diminué. Effectivement, avant le point A, la commande $P_{\text{Prefstation}}$ est sous 1.0, signifiant que la puissance disponible à la station V2X est limitée. Cependant, la puissance nécessaire pour recharger les VÉs n'ayant pas atteint un SoC de 100 % est inférieure à la puissance disponible du réseau. C'est à partir du point A que $P_{\text{Prefstation}}$ est suffisamment petit pour empêcher les véhicules restants en recharge (le VÉ 1 et le VÉ 2) continue de se recharger à pleine puissance. Ainsi, ils se répartissent équitablement la puissance disponible du réseau entre eux selon leur SoC pour se recharger. Au point B, $P_{\text{Prefstation}}$ devient nulle, ce qui arrête la recharge du VÉ 1 et du VÉ 2 représenté respectivement par les courbes de puissance et de SoC bleues et cyan. Étant donné que leur SoC respectif à ce moment est supérieur au SoC désiré de 80 %, il n'y a aucun VÉ prioritaire en recharge. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'opérer la station V2X en mode V2V; aucun VÉ ne se décharge ni ne se recharge. Au point C, l'EMS commande de décharger les VÉs. Cette information est relayée au traducteur qui commande une valeur non nulle à $P_{\text{Prefdécharge}}$. Dès lors, les VÉs se déchargent tous équitablement selon la différence entre leur SoC respectif et 80 % (SoC désiré de tous les VÉs).

Pour les résultats obtenus durant la période hivernale à -5 °C illustrés à la Figure 5.10, l'EMS est plus permissif à autoriser les VÉs à se recharger par rapport la période estivale. En effet, seul le VÉ 1 n'atteint pas un SoC de 100 % avant que l'EMS commence à diminuer la puissance totale disponible à la station V2X au point A. Le VÉ 1 peut donc continuer de se recharger à sa puissance maximale jusqu'à atteindre un SoC de 100 %, car à lui seul, sa puissance ne dépasse pas le maximum permis par l'EMS. Au point B, tous les VÉs ont leur batterie pleinement rechargée lorsque l'EMS commande de décharger les VÉs. La puissance aux bornes des batteries et leur SoC diminuent donc identiquement pour tous les véhicules.

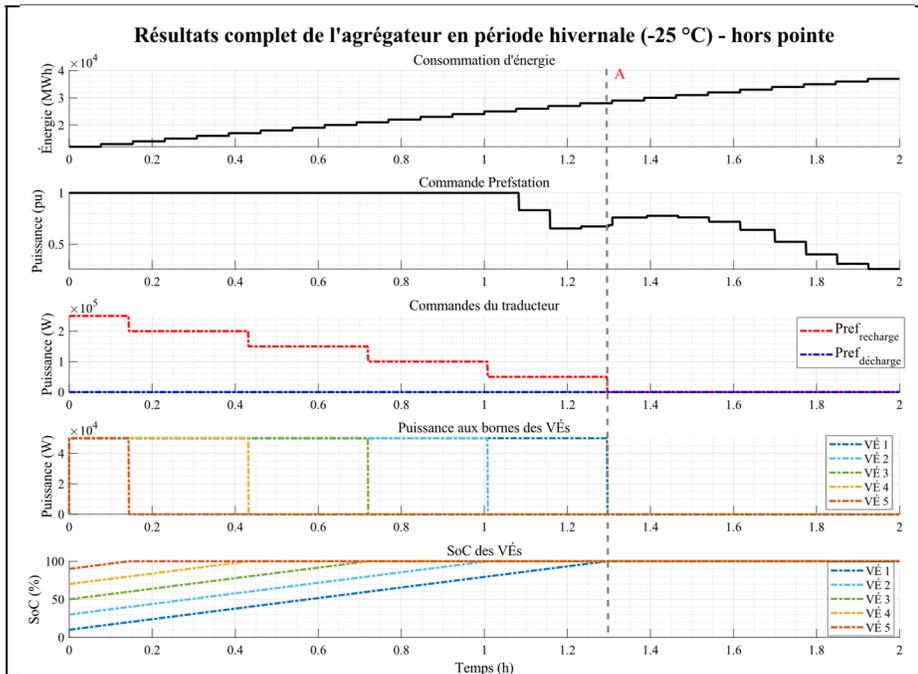


Figure 5.11 Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VEs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale froide hors des heures de pointe

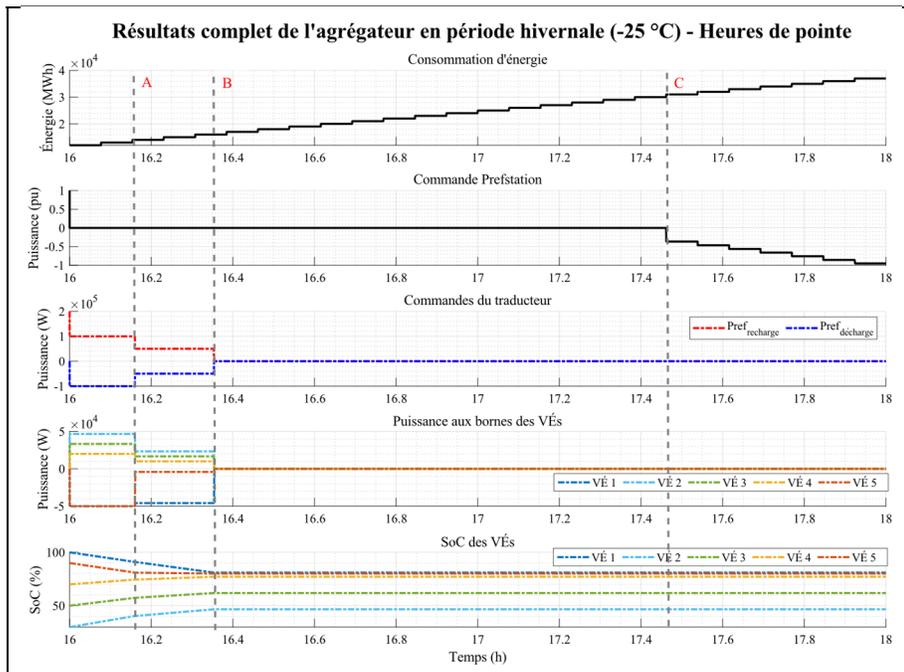


Figure 5.12 Commandes échangées dans l'agrégateur impacts sur la puissance et SoC des VEs selon la consommation d'énergie durant la période hivernale froide durant les heures de pointe

Les résultats obtenus durant la période hivernale à -25 °C en dehors des heures de pointe illustrés à la Figure 5.11 sont similaires à ceux du scénario précédent de la Figure 5.10. Jusqu'au point A, tous les VÉs se rechargent à pleine puissance, atteignant un SoC de 100 %. Cela est possible, puisque l'EMS doit commander de recharger les VÉs en dehors des heures de pointe même si la consommation du réseau est élevée lors de température froide.

À l'opposé, les résultats de la Figure 5.12 obtenus durant la période hivernale à -25 °C durant les heures de pointe démontrent que les VÉs ne sont pas autorisés à utiliser l'énergie du réseau, même à de faibles niveaux de consommation. En effet, dès le début de la simulation, $P_{\text{refstation}}$ est posé à zéro, ce qui commande aux VÉs de se recharger en mode V2V. Cela est observable par la symétrie de la courbe rouge de $P_{\text{refrecharge}}$ et la courbe bleue de $P_{\text{refdécharge}}$ du traducteur. Pour ce scénario, le VÉ 1 et le VÉ 5 se déchargent à pleine puissance pour alimenter équitablement les VÉs 2, 3 et 4 pour lesquels le SoC augmente. Au point A, le VÉ 5 illustré par les courbes oranges atteint sa limite de décharge, car son SoC est égal à 80 % (SoC limite) et seul le VÉ 1 illustré par les courbes bleues continue de se décharger. Au point B, la batterie du VÉ 1 atteint à son tour sa limite et tous les VÉs obtiennent le statut « en attente ». D'ailleurs, au moment que $P_{\text{refstation}}$ devient négatif au point C, le répartiteur indique au traducteur qu'aucun VÉ n'est disponible à la décharge et donc les commandes du traducteur $P_{\text{refrecharge}}$ et $P_{\text{refdécharge}}$ restent inchangées à 0 W. La puissance aux bornes reste à 0 W pour tous les VÉs et les SoC demeurent constants.

Tous les résultats obtenus démontrent que les fonctionnalités de l'agrégateur complet incluant la transmission des commandes et des paramètres entre les composants sont atteintes. En effet, $P_{\text{refstation}}$ calculée par un RNA choisi par l'EMS varie selon la consommation d'énergie, la température, le mois de l'année et le moment de la journée comme défini au CHAPITRE 3. Le traducteur ajuste $P_{\text{refrecharge}}$ et $P_{\text{refdécharge}}$ selon $P_{\text{refstation}}$ et les besoins et disponibilités des VÉs indiqués par répartiteur tel que défini à la section 5.1. Enfin, les commandes du répartiteur de puissance à chaque borne et le calcul du SoC sont bel et bien mis à jour selon les consignes du traducteur comme décrit au CHAPITRE 4.

5.5 Bilan de chapitre

L'objectif de ce chapitre était de lier l'EMS, incluant trois RNA développés au CHAPITRE 3, le traducteur et le répartiteur développé au CHAPITRE 4 afin de former un agrégateur complet. Il a été démontré que l'EMS était en mesure d'ajuster la commande du bilan de puissance de la station V2X en sélectionnant le bon RNA selon les différentes contraintes de températures, d'heures de la journée et des mois de l'année à la suite de sa simulation sous différents scénarios de tests. Par après, les fonctionnalités du traducteur permettant de traduire en watt la commande de l'EMS au répartiteur ont été testées. Les résultats valident que le traducteur ajuste la puissance de référence pour les recharges et les décharges. Cet ajustement est fait selon la commande de l'EMS et selon le mode de charge des VÉs déterminés par le répartiteur. Finalement, les fonctionnalités de tous les composants de l'agrégateur ont été testées et validées. Elles incluent notamment de transmettre les commandes et les paramètres entre ses composants. L'agrégateur ajuste correctement le bilan de puissance, et les consignes de recharge et de décharge. Il évalue les caractéristiques des VÉs et distribue équitablement la puissance entre eux à la station V2X.

CONCLUSION

Pour conclure, l'objectif de ce projet de recherche qui était de concevoir un agrégateur sous logiciel de simulation permettant de gérer les recharges et les décharges de VÉs dotés de chargeurs bidirectionnels est atteint.

Pour y parvenir, une revue de la littérature portant sur le portrait du VÉ au Québec, sur les caractéristiques des VÉs et les caractéristiques des bornes de recharge a été réalisée. Elle a également permis d'aborder les technologies de recharge bidirectionnelle, les algorithmes et les intelligences artificielles actuelles de gestion d'énergie et de puissance d'un parc de bornes de recharge. Cela a pu mettre en lumière les différents critères de performance à atteindre pour gérer adéquatement la recharge et la décharge d'un parc de VÉs.

La conception de l'agrégateur pour une station V2X a permis de définir précisément les trois sous-systèmes complémentaires qui le composent, à savoir l'EMS, le traducteur et le répartiteur de puissance.

L'EMS a été conçu à la suite de l'analyse de la demande énergétique du réseau de distribution par rapport à la température, le mois de l'année, l'heure de la journée et à la suite de l'analyse de la puissance et l'énergie consommée aux bornes des VÉs. Puis avec ces paramètres, il sélectionne parmi trois un RNA entraîné avec la méthode LM qui détermine selon les paramètres le bilan de puissance idéal de la station V2X en climat froid. L'unité de la sortie de l'EMS est par unité de puissance maximale de la station V2X entière.

Le traducteur convertit l'unique commande de l'EMS en deux consignes en watt pour le répartiteur de puissance. La première est la référence de recharge et la seconde est la référence de décharge. Pour ce faire, il comptabilise la quantité de puissance qui est disponible ou demandée par le réseau selon l'EMS. Ensuite, il évalue les besoins en recharge, puis les disponibilités de décharge des VÉs. Enfin, il détermine avec précision la quantité de puissance nécessaire à la recharge et à la décharge des véhicules pour répondre à la consigne de l'EMS.

Le répartiteur de puissance distribue à chaque VÉ les puissances commandées par le traducteur. Pour y arriver, il évalue d'abord les niveaux clés d'énergie de chaque VÉ sachant que le propriétaire indique le SoC désiré à atteindre et qu'il peut autoriser ou non son VÉ à se décharger. Cela permet au répartiteur de sélectionner le bon mode de charge (en recharge, en décharge ou en attente). Finalement, le répartiteur calcule précisément, à l'aide d'un algorithme, la quantité de puissance devant être absorbée ou être fournie pour chaque VÉ. Ce calcul vise à répartir équitablement les consignes du traducteur aux véhicules. Cela signifie que la recharge des VÉs ayant un faible SoC par rapport à leur SoC désiré du propriétaire est priorisée. Cela signifie aussi que la décharge des VÉs dont les batteries sont les plus chargées est priorisée pendant les décharges. Par ailleurs, le répartiteur est conçu pour fonctionner sans avoir besoin de demander aux propriétaires de divulguer la durée de branchement de leur véhicule à la borne, ce qui simplifie l'utilisation de la technologie V2X. Aussi, le répartiteur impose que les décharges soient limitées au SoC désiré demandé par le propriétaire. De cette façon, le répartiteur réduit les risques de débranchement du VÉ sous le SoC désiré. Il contribue aussi à réduire l'accélération de la dégradation des batteries en les empêchant d'atteindre des profondeurs de décharges élevées.

La simulation de l'agrégateur complet s'est réalisée dans l'environnement Simulink de Matlab afin d'effectuer les tests unitaires et tests d'intégration dans toutes les fonctionnalités de chaque sous-système.

RECOMMANDATIONS

À la lumière des résultats obtenus et faisant suite à l'acquisition de connaissances liée à la gestion d'énergie pour la recharge des VÉs au cours de ce projet, quelques améliorations et recommandations peuvent être émises pour de potentielles avenues de recherche.

Premièrement, les simulations du modèle de parc de VÉs ne tiennent pas compte des effets transitoires électriques lors du branchement et du débranchement d'un ou plusieurs véhicules. Ces effets peuvent être critiques quant au maintien de la qualité de l'énergie sur le réseau. D'ailleurs, plusieurs chercheurs du California Mobility Center s'intéressent notamment à utiliser la recharge bidirectionnelle de type V2G pour supporter le réseau durant de court laps de temps afin d'éviter de déstabiliser le réseau de distribution (Quint, Eto, & Walker, 2023). Il serait intéressant de poursuivre des recherches en ayant cette approche de protection de la qualité de l'énergie à l'aide des chargeurs de batterie.

Deuxièmement, une difficulté rencontrée durant ce projet de recherche est l'accessibilité des enregistrements des recharges et tout particulièrement des décharges des VÉs en laboratoire à différentes températures. Il existe actuellement peu de VÉs dotés de chargeurs bidirectionnels et peu de bornes de recharge bidirectionnelle. Nécessairement, il devient plus compliqué de trouver des enregistrements réels de recharge et de décharge pour des fins de recherche. Il serait pertinent de pouvoir avoir accès à davantage de données de VÉs enregistrés afin de développer et d'entraîner d'autres intelligences artificielles servant à la gestion des recharges et décharges des VÉs.

Troisièmement, l'EMS développé durant ce projet vise ultimement à réduire la consommation globale du réseau afin d'aplanir les pointes de charge. Toutefois, il ne tient pas compte de la possibilité qu'une partie de l'énergie produite du réseau puisse provenir d'une source d'énergie renouvelable à production intermittente comme les systèmes de génération solaire photovoltaïques ou les éoliennes. L'ajout de ces REDs pourrait certainement affecter la stratégie de chargement des VÉs dans une optique de réduction des émissions de gaz à effet de

serre. Cela serait en adéquation avec les cibles établies par le MELCCFP dans le plan de la transition énergétique du Québec.

Quatrièmement, les niveaux de consommation servant à l'entraînement des RNAs se basent sur des données datant de 2019. Cependant, les effets des changements climatiques sur les habitudes de consommation sont de plus en plus présents. Cela implique que les RNA pourraient devoir être entraînés en tenant compte de cette évolution des habitudes de consommation.

Cinquièmement, il serait possible de pousser plus loin le concept de réduction du vieillissement des batteries causé par leur décharge en mode V2X. Une approche qui pourrait être étudiée par exemple serait d'empêcher de décharger une batterie plus qu'une fois sur un certain intervalle de temps comme une journée complète.

Sixièmement, l'agrégateur pourrait tenir compte de la variabilité de la capacité énergétique des batteries des VÉ en période de grands froids. En effet, cette capacité diminue avec la température en raison de l'augmentation de sa résistance interne et en raison de l'augmentation de l'utilisation des systèmes de chauffage de l'habitacle du VÉ. Cela signifie que les VÉs vraisemblablement être rechargé plus souvent, mais moins longtemps.

Septièmement, la mise en place d'un système de recharge de type V2X soulève la question sur la manière dont les recharges et les décharges devraient affecter les coûts pour le propriétaire du VÉ qui souhaite participer à un programme de recharge V2X. Elle soulève aussi la question à savoir quelles seraient les méthodes incitatives les plus efficaces pour convaincre les utilisateurs à participer à un tel programme.

Huitièmement, il serait possible d'étudier la question de la gestion d'énergie dans un parc de bornes pour VÉs sous l'angle de la communication des informations entre les bornes et l'agrégateur. Actuellement, certains paramètres du VÉ ne sont pas accessibles facilement, notamment le SoC qui n'est pas nécessairement transmis à la borne de recharge. Cette

communication devrait comprendre tous les paramètres nécessaires à l'agrégateur tout en étant sécuritaire, facile et rapide pour les usagers.

Neuvièmement, la poursuite naturelle de ce projet de recherche pourrait être également de réaliser un montage expérimental de l'agrégateur. Cela permettrait de tester et de valider les fonctionnalités d'un agrégateur qui gère des chargeurs de batteries réels contrairement aux simulations de ce projet qui assument que la recharge des batteries est idéale et constante pour tout SoC à la batterie. Également, cela offrirait la possibilité d'étudier comment adapter les bornes de recharge actuelles à la recharge bidirectionnelle commandée par un agrégateur.

Dixièmement, un projet de recherche futur pourrait étudier d'autres stratégies de distribution des recharges et des décharges pour un parc de VÉs ayant des contraintes de chargement particulières. Par exemple, ces VÉs pourraient servir au transport en commun, à la livraison ou aux services d'urgences. La durée de branchement du véhicule à la borne, dans ces cas-là, pourrait être divulguée contrairement à l'approche dans ce présent projet de recherche.

Finalement, ces recommandations visent à offrir un portrait des différentes améliorations possibles dans le développement futur de systèmes de gestion des recharges et des décharges pour VÉ comme l'agrégateur conçu dans ce projet. Cela pourrait éventuellement permettre un jour le développement de prototypes, et à plus grande échelle, de produits V2X accessibles aux propriétaires de VÉs.

ANNEXE I

TABLEAU DES CARACTÉRISTIQUES DES VÉS LES PLUS POPULAIRES AU QUÉBEC

Tableau A-I-2 Top 20 des véhicules électriques les plus populaires au Québec
Adapté de (Antoine Joubert, 2018, 2019, 2020, 2021); Chevrolet; Ford; Morissette et al.,
(2022)

Rang	Marque	Modèle	Année	Type de VÉ	Nombre au Québec	% de la flotte	Type de batterie	EPA (mi)	EPA (km)	Énergie (kWh)
1	Tesla	Model 3 Long Range	2022	Électrique	20 224	12,6	Li-ion	353	568	75
2	Toyota	Prius Prime	2022	Hybride branchable	13 331	8,3	Li-ion	25	40	8,8
3	Chevrolet	Volt	2019	Hybride branchable	11 925	7,4	Li-ion	53	85	18,4
4	Chevrolet	Bolt EV	2022	Électrique	11 789	7,4	Li-ion	259	417	65
5	Hyundai	Kona Electric	2022	Électrique	11 506	7,2	Li-Po	258	415	64
6	Nissan	LEAF e+ S	2022	Électrique	10 481	6,5	Li-ion	226	364	62
7	Mitsubishi	Outlander PHEV	2022	Hybride	7 194	4,5	Li-ion	24	39	13,8
8	Tesla	Model Y Long Range	2022	Électrique	5 761	3,6	Li-ion	326	525	75
9	Hyundai	IONIQ Electric	2021	Électrique	4 101	2,6	Li-Po	170	274	38,3
10	Ford	Mustang Mach-E Select SR	2022	Électrique	4 027	2,5	Li-ion	247	397	75,7
11	Toyota	RAV4 Prime SE	2022	Hybride branchable	3 942	2,5	Li-ion	42	68	18,1
12	Ford	Fusion Energi	2020	Hybride branchable	3 362	2,1	Li-ion	26	42	9
13	Kia	Soul EV	2022	Électrique	3 104	1,9	Li-Po	154	248	39,2
14	Jeep	Wrangler 4xe	2022	Hybride branchable	2 855	1,8	Li-ion	22	35	17,3
15	Chrysler	Pacifica Hybrid	2022	Hybride branchable	2 829	1,8	Li-ion	32	51	16
16	Hyundai	Ioniq Electric Plus	2019	Hybride branchable	2 765	1,7	Li-Po	29	47	8,9
17	Ford	Escape	2022	Hybride branchable	2 758	1,7	Li-ion	37	60	1,1
18	Volkswagen	e-Golf	2020	Électrique	2 731	1,7	Li-ion	123	198	35,8
19	Kia	Niro EV	2022	Électrique	2 482	1,6	Li-Po	239	385	64
20	Chevrolet	Bolt EUV	2022	Électrique	2 446	1,5	Li-ion	247	397	65
Autres					30 514	19,1	-	-	-	-
Nombre de véhicules hybrides					50 961	31,8	-	-	-	-
Nombre de véhicules électriques					78 652	49,1	-	-	-	-
Total					160 127	100,0	-	-	-	-
Type de batterie et énergie moyenne (hybride)					-	-	Li-ion	29,0	46,7	11,1
Type de batterie et énergie moyenne (électrique)					-	-	Li-ion	216,9	349,0	54,9

Légende :

EPA : Environmental Protection Agency, donnée qui indique la distance totale officielle pour une charge complète d'un VÉ

Li-ion : Lithium-ion

Li-Po : Lithium polymère

ANNEXE II

ALGORITHMES DE GÉNÉRATION DE LA COMMANDE DE L'EMS – PÉRIODE ESTIVALE

Description :

Génération de la référence de sortie de l'EMS pour entraînement sous intelligence artificielle appliquée à la période estivale seulement.

Langage : Visual Basic Application

Entrées : Heure, Consommation du réseau, Température, Énergie consommée des VÉs, Puissance aux VÉs

Sortie: Commande de la puissance à répartir aux VÉs en station en pu de la puissance maximale des bornes

```
1 Sub command_P()  
2 Dim I As Double  
3 Dim hr As Double  
4 Dim grid As Double  
5 Dim temp As Double  
6 Dim E As Double  
7 Dim P_0 As Double  
8 Dim P As Double  
9 Dim a As Double  
10 Dim b As Double  
11 Dim Pch_max As Double  
12 Dim Pch_min As Double  
13 Dim centile50_year As Double  
14 Dim centile75_year As Double  
15 Dim centile90_year As Double  
16 Dim grid_prod_max As Double  
17 Pch_max = 1  
18 Pch_min = 0.15  
19 centile50_year = 19916  
20 centile75_year = 25393  
21 centile90_year = 28924  
22 grid_prod_max = 37442  
23 For I = Range("A" & Rows.CountLarge).End(xlUp).Row To 2 Step -1  
24 P = 2  
25 hr = Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 4).Value  
26 grid = Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 5).Value  
27 temp = Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 6).Value  
28 E = Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 7).Value  
29 P_0 = Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 8).Value
```

```
30     If grid < centile50_year Then
31         P = 1
32     End If
33     If grid >= centile50_year And grid < centile75_year Then
34         a = (Pch_max - Pch_min) / (centile50_year - centile75_year)
35         b = Pch_min - (a * centile75_year)
36         P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
37     End If
38     If grid >= centile75_year And grid < centile90_year Then
39         P = 0
40     End If
41     If grid >= centile90_year Then
42         P = -1
43     End If
44     Worksheets("Octobre 2019").Cells(I, 11).Value = P
45 Next
46 End Sub
```

ANNEXE III

ALGORITHMES DE GÉNÉRATION DE LA COMMANDE DE L'EMS – PÉRIODE HIVERNALE

Description :

Génération de la référence de sortie de l'EMS pour entraînement sous intelligence artificielle appliquée à la période hivernale seulement.

Langage : Visual Basic Application

Entrées : Heure, Consommation du réseau, Température, Énergie consommée des VÉs, Puissance aux VÉs

Sortie: Commande de la puissance à répartir aux VÉs en station en pu de la puissance maximale des bornes

```
1 Sub command_P_HIVER()  
2 Dim I As Double  
3 Dim hr As Double  
4 Dim grid As Double  
5 Dim temp As Double  
6 Dim E As Double  
7 Dim P_0 As Double  
8 Dim P As Double  
9 Dim a As Double  
10 Dim b As Double  
11 Dim Pch_max As Double  
12 Dim Pch_min As Double  
13 Dim centile50_year As Double  
14 Dim centile75_year As Double  
15 Dim centile90_year As Double  
16 Dim grid_prod_max As Double  
17 Dim description As String  
18 Pch_max = 1  
19 Pch_min = 0.15  
20 centile50_year = 19781  
21 centile75_year = 25201  
22 centile90_year = 28862  
23 centile50_winter = 26759  
24 centile75_winter = 29410  
25 centile90_winter = 31876  
26 grid_prod_max = 37442  
27 For I = Range("A" & Rows.CountLarge).End(xlUp).Row To 2 Step -1  
28     P = 2  
29     hr = Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 4).Value
```

```

30     grid = Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 5).Value
31     temp = Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 6).Value
32     E = Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 7).Value
33     P_0 = Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 8).Value
34   If temp >= 0 Then
35     If grid < centile50_year Then
36       P = 1
37     End If
38     If grid >= centile50_year And grid < centile75_year Then
39       a = (Pch_max - Pch_min) / (centile50_winter - centile75_winter)
40       b = Pch_min - (a * centile75_winter)
41       P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
42     End If
43     If grid >= centile75_year And grid < centile90_year Then
44       P = 0
45     End If
46     If grid >= centile90_year Then
47       P = -1
48     End If
49   End If
50   If temp >= -7.5 Then
51     If grid < centile50_winter Then
52       P = 1
53     End If
54     If grid >= centile50_winter And grid < centile75_winter Then
55       a = (Pch_max - Pch_min) / (centile50_winter - centile75_winter)
56       b = Pch_min - (a * centile75_winter)
57       P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
58     End If
59     If grid >= centile75_winter And grid < centile90_winter Then
60       P = 0
61     End If
62     If grid >= centile90_winter Then
63       'P = -1
64       a = (Pch_max - Pch_min) / (grid_prod_max - centile75_winter)
65       b = Pch_min - (a * centile75_winter)
66       P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
67       P = WorksheetFunction.Max(P, Pch_min)
68       P = -P
69     End If
70   Else
71     If (hr >= 6 And hr <= 10) Or (hr >= 16 And hr <= 20) Then

```

```
72         'P = -1
73         a = (Pch_max - Pch_min) / (grid_prod_max - centile75_winter)
74         b = Pch_min - (a * centile75_winter)
75         P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
76         P = WorksheetFunction.Max(P, Pch_min)
77         P = -P
78     Else
79         a = (Pch_max - Pch_min) / (centile50_winter - grid_prod_max)
80         b = Pch_min - (a * grid_prod_max)
81         P = WorksheetFunction.Min(a * grid + b, Pch_max)
82         P = WorksheetFunction.Max(P, Pch_min)
83     End If
84 End If
85 Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 11).Value = P
86 Worksheets("Janvier 2019").Cells(I, 16).Value = description
87 Next
```


ANNEXE IV

PREMIÈRE PUBLICATION

An Aggregator for Energy Dispatch among Plug-in Electric Vehicles for V2X Application

Camille-Laurie Normandeau
*Groupe de Recherche en Électronique de
Puissance et en Commande Industrielle
École de technologie supérieure*
Montréal, Québec
camille-laurie.normandeau.1@ens.etsmtl.ca

Juan Felipe Patarroyo-Montenegro
*AXES
OPAL-RT Technologies Inc.*
Montréal, Québec
juan.patarroyo@opal-rt.com

Mohammad Khenar
*Groupe de Recherche en Électronique de
Puissance et en Commande Industrielle
École de technologie supérieure*
Montréal, Québec
mohammadkhenar@gmail.com

Jean-Nicolas Paquin
*AXES
OPAL-RT Technologies Inc.*
Montréal, Québec
jean-nicolas.paquin@opal-rt.com

Kamal Al-Haddad
*Groupe de Recherche en Électronique de
Puissance et en Commande Industrielle
École de technologie supérieure*
Montréal, Québec
kamal.al-haddad@etsmtl.ca

Abstract—This paper presents the development of an electric vehicle (EV) aggregator which has several objectives with conflictual constraints. It considers the communication between grid operator and aggregator, fair distribution of available energy to perform EV to EV and EV to grid energy exchange. The algorithm also considers preserving the batteries lifetime against intense discharges as well as the customer's preferences in terms of unidirectional/bidirectional charging options considering minimal state of charge (SoC). Furthermore, the algorithm was tested using three different scenarios: full charging capability operation, operation under limited resources, and operation in V2V and V2G modes. The results show that the developed aggregator favor the vehicles recharge with lower SoC, and the discharge priority favor the vehicles with the highest SoC while respecting the customers' declared preferences.

Keywords—EV aggregator, electric vehicles (EVs), vehicle-to-X (V2X), vehicle-to-grid (V2G), energy dispatch, fairness

I. INTRODUCTION

The vehicle-to-X technology (V2X) enables the use of electrical energy from plug-in electric vehicles (PEVs) batteries as storage to feed other loads and can be economically beneficial to a customer. These can be other vehicles (V2V), a house or a building (V2H/V2B), or the grid, also known as V2G. The EV is thus perceived as a key element in improving the quality of energy of the network by its bidirectionality. Although the concept of V2X is relatively new, the concept has been successfully implemented in [1] as a pilot project for a fleet of school buses in New York. Mobile applications, like presented by [2], are developed to make V2G charging more accessible to users and to give the grid operator a better view of their dispatch.

The bidirectional power flow of the connected batteries on the terminals poses major challenges, especially when quality service to the customer is also a priority. In [3], [4], and [5], the authors focus on the economic aspect of aggregation for V2X applications to improve the quality of service to the customer. The solutions proposed do not necessarily prioritize the

fluctuating needs of the grid. In [6], an exhaustive study is made to evaluate the effects of V2X technology on battery degradation and possible solutions to prevent the acceleration of their aging. Although, they do not focus their study on the quality of service offered to the customer. The authors in [7] develop a strategy to schedule the charge and the discharge of the EVs that aligns with the needs of the utility that manages renewable energies. In [8], the focus is on balancing the economic convenience of using renewable energy, and the inconvenience caused to the customer due to residual energy remaining in the EV. They also address the concept of fairness as all EVs that are participating in the program should equally be used for the program. In [9], the authors focus on the concept of fairness and privacy in V2X applications. In this study, fairness refers to the distribution of energy done in such a way that both the EV owners and the utility benefit economically from the V2G program. Privacy refers to the fact that no critical information about PEVs should be exchanged with the EV aggregator. In [7], [8] and [9], they perform smart dispatch of energy, but they all request the customer to provide the duration of connection of the vehicle to the station, which realistically can be very restrictive on the client.

Along this line, the objective of this paper is to design an aggregator that manages the utility demand and distributes fairly between the PEVs the recharge or discharge power. Compared to previous approaches, the aggregator considers their respective capacity and SoC without accelerating the battery degradation and gives more flexibility to the customer by not requesting the duration of their vehicle at the station.

The remainder of this paper is organized as follows. Section II introduces the system model of the EV aggregator. Section III explains the aggregator's overall control process. Section IV demonstrates the validity of the results offered by the aggregator using three different test scenarios. In section V, the findings are summarized, and the possible future lines of research are outlined.

II. SCHEME OF THE EV AGGREGATOR

The aggregator communicates with two entities: the grid operator, and five PEVs. Fig. 1 illustrate the exchange of commands and information between them.

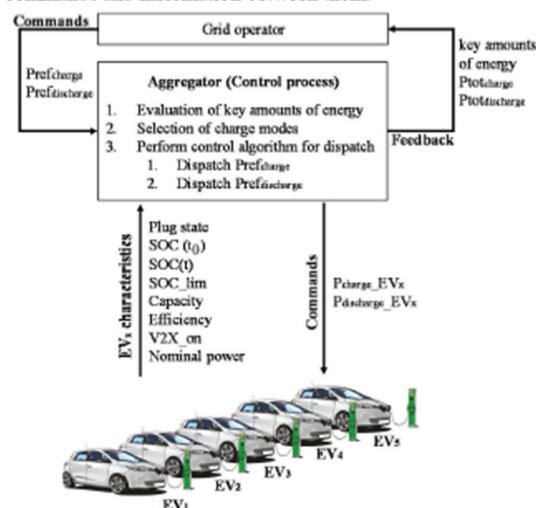


Fig. 1. Scheme of the aggregator

A. Communication with the grid operator

The grid operator manages the utility energy dispatch and ensures the quality of energy. It represents a higher level of control to the EV aggregator. It interacts with distributed energy resources, loads, storage facilities, and others. In the case of the EV aggregator, the grid operator commands a certain level of power that shall be used to recharge the batteries ($P_{Prefcharge}$) and the one that shall be used to discharge the batteries ($P_{Prefdischarge}$). Conversely, the EV aggregator informs back the grid operator of the actual conditions of the V2X charging station operations, namely the overall key amounts of energy in the stations. These include the quantity of missing energy for the PEVs to reach the client satisfaction, the total energy required to fully recharge all PEVs, the quantity of available energy stored in the batteries that can be delivered to the grid, and finally, the overall nominal power of the V2X charging station.

B. EV's characteristics

The characteristics of a PEV necessary to plan recharge and discharge are transmitted to the EV aggregator. These include vehicle characteristics and customer preferences for all PEVs present at any time at the charging station. These characteristics are described in TABLE I.

The V2X on and the limit SoC are values that the client defines prior to the connection of his EV to the V2X charging station. If a client decides to refuse his PEV to be discharged, this PEV, then the EV aggregator has only the option to recharge the battery or postpone the recharge. The limit SoC defines the level at which the vehicle must be charged i.e., the station must

charge batteries that have a SoC below the limit even if the grid is demanding the vehicles to discharge. This will prevent the batteries from discharging to a depth of discharge that is too high and therefore helps to preserve the battery from degradation, as mentioned in [6].

TABLE I. EV'S CHARACTERISTICS

Characteristic	Description
Plug state	Indicator if EV is plugged
Initial SoC	Initial SoC when the EV is plugged
Capacity	Battery capacity
Discharge efficiency	Ratio of the discharge capacity of a battery to the charge capacity in one loop
V2X on	Indicator if client agrees to lend his EV's energy to the grid
Limit SoC	Minimum SoC requested by the client; it is also the limit not to be exceeded during a discharge
Nominal power	Maximum power that can deliver or receive the PEV
SoC	Present value of SoC (dynamic value)

III. CONTROL PROCESS

First, the grid operator specifies to the EV aggregator the reference power to recharge and discharge the PEVs. In parallel, the PEVs send their characteristics to the aggregator, except for the SoC, which is computed separately. This data enables the aggregator to evaluate for all PEV their key amounts of energy. Then, the aggregator selects the charge mode for all PEVs. These values are transmitted to the dispatch unit in the aggregator that commands how much power per PEV is sent or received (aggregator's commands). This stage of the operation is described in section C. Finally, the key amounts of energy and the amount of total power consumed or delivered are sent to the grid operator.

A. Evaluation of key amounts of energy

There are three key amounts of energy that are computed in this stage of the aggregator operation. The first one is the minimum amount of energy required to reach the limit SoC requested by the client shown in (1). This value cannot be negative. The second is the ideal amount of energy to charge the PEV's battery to 100% as shown in (2). The third one is the available energy that can be used to discharge the battery to the limit SoC is shown in (3). This value, as $energy_{min}$ in (1), also cannot be negative.

$$energy_{min} = \min(0, capacity \times (SOC_{limit} - SoC)) \quad (1)$$

$$energy_{ideal} = capacity \times (100 - SoC) \quad (2)$$

$$energy_{available} = \min(0, capacity \times (SoC - SOC_{limit})) \quad (3)$$

These values are sent to the grid operator and to the dispatch unit of the aggregator that performs the algorithm to dispatch fairly the reference power asked by the grid operator. The grid operator can therefore have a better overview of the needs for energy and storage capacity from the PEV.

B. Selection of Charge Modes

This stage of the control process determines for each PEV whether their battery will be recharged, discharged, or on standby. A PEV shall be in recharge mode if its SoC is one point below the limit. For example, if the limit is 80%, the minimal SoC would be 79%. It can only recharge beyond this point to reach a SoC of 100% if the grid operator did not command to discharge energy. A PEV shall discharge if and only if its SoC is above the limit and if the grid operator did command to discharge energy. A PEV is considered in standby if its SoC is equal to its limit or to the minimal SoC, which would be between 79% and 80% in the given example.

C. Unit Dispatch – Control Algorithm

The main objective of this stage of the control process is to dispatch P_{recharge} and $P_{\text{discharge}}$ among all PEVs with respect to the customer's requests and their characteristics. The dispatch process is described for situations when all vehicles are charging, when vehicles need to exchange energy between them and when the vehicles deliver power to the grid, respectively in subsections 1), 2), and 3). In 4), the overall process is expressed into one algorithm.

1) Using power from the grid (V1G)

In this situation, the grid operator is not using the energy from the batteries to support the grid, i.e., $P_{\text{discharge}}$ is null, and PEVs may recharge their battery to a SoC of 100%. From this point, there are two possibilities: either P_{recharge} is maximal and equals the total nominal power of the charging stations, or P_{recharge} is lower. P_{recharge} is maximal, the principle is based on the same as the current way of recharge i.e., vehicles are charged at nominal power as they arrive and reach a SoC of 100% according to the time spent at the station. P_{recharge} is lower than the total nominal power, power is a limited resource that shall be dispatched fairly among the vehicles according to their respective SoC and capacity instead of the charging time. This allows PEVs that have a low SoC and/or a big capacity to use more power, as they need it more, than the other PEVs. The purpose of the EV aggregator is to increase the overall SoC of the charging station as fast as possible to allow the maximum number of vehicles to exceed their SoC limit and have the highest number of vehicles ready to discharge.

2) Exchanging energy between PEVs (V2V)

In this situation, P_{recharge} is higher or equal to $P_{\text{discharge}}$. The grid operator commands the EV aggregator to charge batteries that have a SoC lower than one point below their limit and to discharge the ones whose SoC is above the limit simultaneously. The dispatch of power for discharge is based on the same principle as the one for recharge. This means that if the $P_{\text{discharge}}$ is equal to the nominal power of the station, all PEVs that gave their consent to operate in V2X mode discharge at full power. Otherwise, they discharge fairly to their capacity, and SoC: PEVs with the highest amount of available energy discharge faster than other PEVs. One way or the other, all vehicles that are in recharge mode and discharge mode reach their limit at the same time. Overall, this reduces or even eliminates the total demand to the grid from the PEVs for recharge.

3) Providing grid support (V2U and V2G)

Unlike the two previous situations where the quality of service to the client is the top priority for the EV aggregator, this case prioritizes the utility needs. It occurs when the grid is incapable of providing enough power, for example, during peak hours. The grid operator is forced to use energy stored in the batteries from the PEVs to feed the grid to prevent a blackout. In this case, $P_{\text{discharge}}$ is higher than P_{recharge} . The excess power is transmitted to the grid. The dispatch for both the recharge and discharge would be as described in the previous sections. The only case a PEV may not reach the minimal SoC is when P_{recharge} is set to 0.

4) Control algorithm

Since the principle of dispatch is the same for charging and discharging, one algorithm shown in Fig. 2 is used to dispatch the reference powers to each PEV.

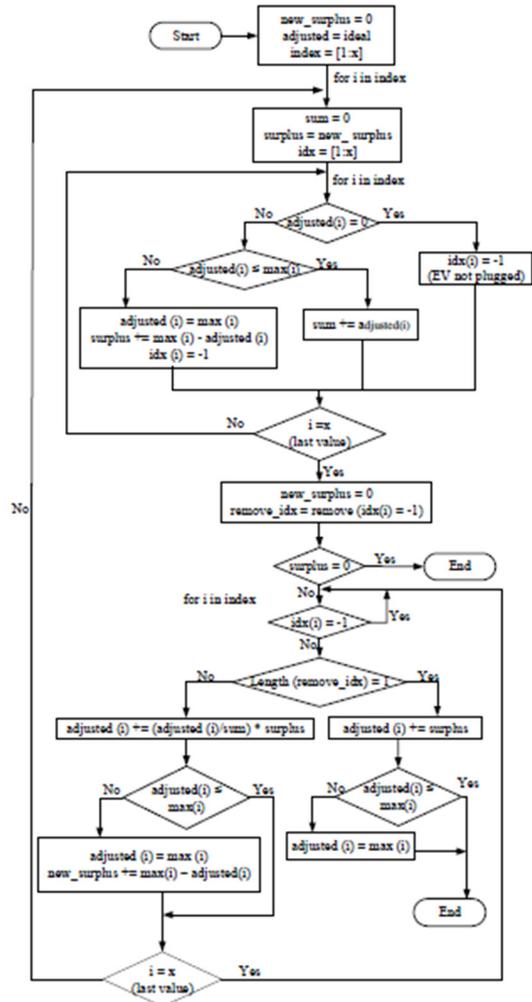


Fig. 2. Control algorithm by the dispatch unit

The variable "x" is the number of stations where an EV can be plugged in. The variable "adjusted" is a matrix 1 by "x" that contains the amounts of power that must be delivered or absorbed for each PEVs. It is initially set to the values "ideal". They are the powers necessary for all the PEVs to reach at the same time the maximum SoC allowed during a recharge or the SoC limit during a discharge. If one or more of those powers are above the nominal power of the station (variable "max"), the excess is added in "surplus", and "adjusted" is set to "max". The powers below "max" are added in "sum". The variable "idx" is a matrix that indicates which PEV must be adjusted with the surplus generated. It is also used to evaluate the number of remaining vehicles below "max" in "remove_idx". The surplus is distributed proportionally to the powers of the remaining vehicles. This cycle is repeated while no surplus is generated.

IV. RESULTS

This section first presents how SOC is calculated in simulation, then the results are discussed.

A. SoC computation

The refresh of the SoC value for all EVs is computed periodically every 100 ms. Equation (4), inspired from [10],[11] and [12] is used to compute SoC.

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t_0) - \int_{t_0}^t \frac{\eta P}{E} dt \quad (4)$$

In this equation, η refers to the discharged efficiency, also known as the coulomb efficiency, P refers to the absorbed or delivered power associated with that vehicle in W, and E is the total battery capacity in Wh. The SoC shall not change if it has reached 100% or if the PEV is in standby mode, and it shall never decrease if the client refuses to use the V2X mode. An empty charging station will send to the EV aggregator a SoC value of -1%. Once an EV is plugged into the charging station, the SoC is automatically set to its initial value. From this moment forward, the SoC is updated as the vehicle recharges or discharges until the EV is unplugged.

B. Test Scenarios

The proper functioning of the EV aggregator is tested through three different scenarios. The first two scenarios help to evaluate the ability of the aggregator to manage the recharge and discharge cycles separately. They will perform for a duration of 2.5 hours with four PEVs. TABLE II. presents characteristics that are set for those scenarios.

TABLE II. EV'S CHARACTERISTICS FOR SCENARIO 1 AND 2

EV	Time plugged (hrs)	Capacity (kWh)	SoC _{init} (%)	SoC _{lim} (%)	V2X	Power (kW)	η
1	[0, 2]	80	70	80	0	50	0.9
2	[0, 2]	80	50	80	1		
3	[0.5, 2.5]	90	45	90	1		
4	[0.5, 2.5]	70	45	70	1		

The last scenario aims to validate the functioning of the EV aggregator when it receives commands to recharge and discharge simultaneously. The characteristics for scenario 3 are in TABLE III. The duration is 2 hours for five PEVs with the same stations and discharge efficiencies. Their capacities are all 80 kWh. Only EV1 does not accept the V2X option. The initial SoC and SoC limits are in TABLE III.

TABLE III. INITIAL SoC AND SoC LIMIT FOR SCENARIO 3

EV	1	2	3	4	5
SoC _{init} (%)	20	40	40	80	80
SoC _{lim} (%)	100	90	80	80	70

1) Scenario 1: Operation at nominal power

In this scenario, the grid operator commands the EV aggregator to recharge the vehicle present for the first hour at full power and to discharge at full power for the second hour. In Fig. 3, the results in blue refer to the power from one EV. When it is positive, the EV is recharging and when negative, the EV is discharging. The results in orange represent the EV's SoC.

As soon as an EV is plugged in, it consumes 50 kW from the grid. EV1 and EV2 reach both a SoC of 100% approximately 17 minutes apart, which reflects their difference of 20% in their respective initial SoC. As for EV3 and EV4, they both charge for the last half hour of recharge, but only EV4 reaches a SoC above its limit. At $t = 1$ hour, the EV's SoC is 100% for EV1 and EV2, 84% for EV3 and 78% for EV4. From then, only EV2 and EV4 will discharge to their respective limit as EV1 cannot discharge (V2X not allowed), and the EV3's SoC is too low to be discharged. At $t = 1:30$, EV1 and EV2 are unplugged, as shown with their SoC equal to -1%.

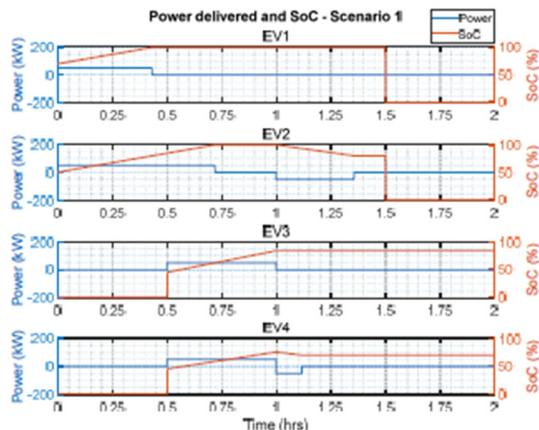


Fig. 3. Power and SoC per PEV - scenario 1

The results prove that the aggregator evaluates the levels of energy in the batteries properly and always selects the right mode of charge with respect to the EVs' characteristics, leading to an accurate computation of SoC. The SoC does not drop

below the limit, thus ensuring that the battery is protected from accelerated degradation.

2) Scenario 2: Operation at 75% of Nominal Power

In this scenario, the grid operator commands the aggregator to recharge the vehicles present for the first hour at 75% of its maximum power and to discharge also at 75% of its maximum power for the second hour. This small modification will enable the dispatch unit in the aggregator to distribute fairly the limited power of the PEVs. The results are in TABLE IV. and Fig. 4.

At $t = 0:00$, the power is distributed according to the weight of the SoC from EV1 and EV2. This distribution is ideal since the SoC is not too far apart, and the power is lower than 50 kW for both EVs. At this rate, their battery would reach 100% together. At $t = 0:30$, EV3 and EV4 are plugged with a much lower SoC than EV1 and EV2. Ideally, EV3 and EV4 would receive a power higher than what the station can provide to recharge fully at the same time as the other two EVs, but it is limited to the nominal power of the station. The surplus is distributed fairly among EV1 and EV2 to still reach a SoC of 100% at $T = 0:54$.

TABLE IV. CURRENT SoC AND POWER FOR SCENARIO 2

Time	SoC (%)				Power (kW)			
	EV1	EV2	EV3	EV4	EV1	EV2	EV3	EV4
0:00	70.0	50.0	-1	-1	28.13	46.88	0	0
0:30	89.5	82.6	45	45	18.75	31.23	50	50
0:54	100	100	76.9	76.9	0	0	50	50
1:00	100	100	84.7	75.9	0	-50	0	-25
1:14	100	86.8	84.7	70.0	0	-50	0	0
1:21	100	80.0	84.7	70.0	0	0	0	0

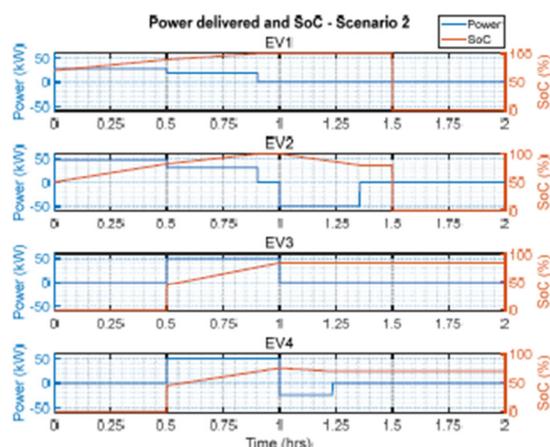


Fig. 4. Power and SoC per PEV - scenario 2

For the second hour, at $t = 1:00$, only EV2 and EV4 are allowed to discharge because V2X mode is not allowed for EV1

and EV3's SoC equal to 75.9% is lower than the minimal SoC requested by EV3. EV1 and EV3 remain on standby until they are unplugged. EV2 discharges at full power because its SoC is 20% away from its limit compared to EV4, with only 5.9% of its limit. The remaining 25 kW is delivered by EV4, which will reach its limit early because of the compensation at $t = 1:14$. Lastly, EV2 reaches its limit at $t = 0:21$.

The results of this second scenario during the first hour prove that the dispatch unit in the EV aggregator distributes as possible the available power during a recharge period. As for the results for the second hour, they prove that the EV aggregator also distributes fairly the available power to discharge among the vehicles that are allowed to discharge.

3) Scenario 3: V2V and V2G Operation

The reference powers schedule from the grid operator is shown in Fig. 5. During the first 45 minutes, PEVs may only recharge. In the following 45 minutes, PEVs will discharge or recharge according to their characteristics. Finally, in the last 30 minutes, PEVs may again only recharge. The results of this scenario are presented in Fig. 6 and Fig. 7.

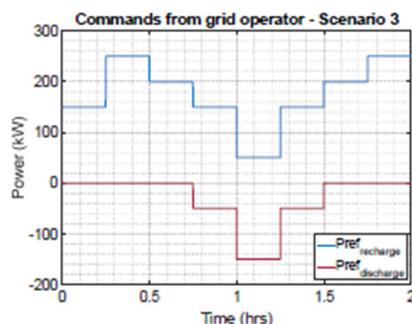


Fig. 5. Commands to the EV aggregator from the grid operator - scenario 3

For the first 30 minutes ($t = [0, 0.5]$), all PEVs have access to maximum power from the grid. The gradients of their SoC are identical, and their respective power is 50 kW. From then, during the next 15 minutes ($t = [0.5, 0.75]$), the grid operator limits the accessible power for the PEVs. EV4 and EV5 have their recharging power reduce fairly as their SoC is higher than the other PEVs. During the period 0:45 to 1:00 ($t = [0.75, 1.0]$), the grid operator commands to discharge 50 kW and to recharge 150 kW. Overall, this means that PEVs that can discharge are providing the first 50 kW, and the grid may provide 100 kW in surplus to feed the PEVs in recharge. In this case, all EVs, except for EV1, are discharging with respect to their characteristics as EV1 is charging at 50 kW. The 100 kW from the grid is not necessary to achieve customer satisfaction which is why the total power generated by the EVs is 0W. During the next 15 minutes, the grid operator commands to discharge 150 kW, and to charge 50 kW. This means that the PEVs in discharge mode are discharging 100 kW to the grid and 50 kW to the PEVs in recharge mode. During this period, EV1 reaches its minimal SoC. Also, EV2 and EV3 discharge to their limit.

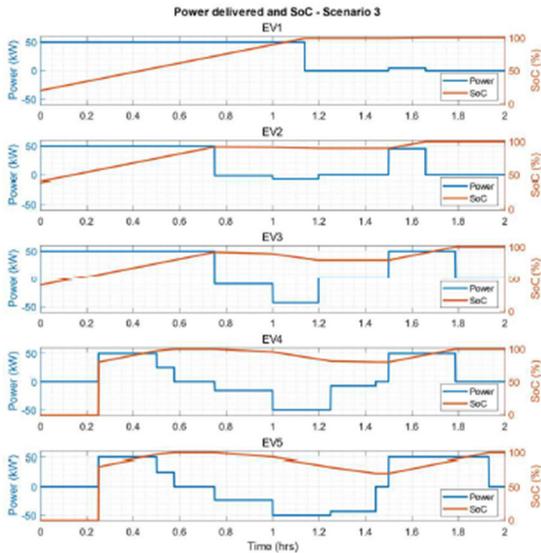


Fig. 7. Power and SoC per PEV – scenario 3

During the next 15 minutes, the grid operator commands to discharge 150 kW, and to charge 50 kW. This means that the PEVs in discharge mode are discharging 100 kW to the grid and 50 kW to the PEVs in recharge mode. During this period, EV1 reaches its minimal SoC. Also, EV2 and EV3 discharge to their limit. During the next 15 minutes, when the grid operator asks to discharge 50 kW and recharge 150 kW, only EV4 and EV5 continue to discharge to their limit. The other EVs are not authorized to recharge as their SoC is already at their minimum, and the grid operator is still asking the PEVs to discharge. They remain in standby mode. For the last half hour, all PEVs are allowed to recharge with respect to their respective SoC. EV3, EV4, and EV5 are recharging at full capacity as they have a lower SoC. The rest of the power is given to EV1 and EV2. The SoC of their battery reaches 100% early. Then, EV3 and EV4 have their battery fully recharged, and finally, EV5 finishes to recharge fully.

V. CONCLUSION

It has been demonstrated that the developed electric car aggregator can optimally manage the recharging and discharging of several vehicles fairly in normal operating conditions i.e., once the charging and discharging commands have been received from the grid operator. More precisely, three scenarios were tested to validate the different components of the aggregator, including the key energy levels, the selection of

charging modes, and the dispatch of the reference power to the PEVs. Also, the SoC for all PEVs never drops below their respective limit, thus preserving the battery from accelerated degradation.

For future research, improvements could be made to the presented aggregator models such as to offer the possibility of a Premium recharge to the customer. This option prioritizes charging the customer's vehicle at maximum power regardless of the battery charge level.

VI. REFERENCES

- [1] M. Lewis. "Le programme pilote d'autobus scolaire en ligne Vehicule-to-grid de New York est un succès." <https://www.aveq.ca/actualitecutes/le-programme-pilote-dautobus-scolaire-en-ligne-vehicule-to-grid-de-new-york-est-un-succes> (accessed 21 avril 2021).
- [2] Virta. "VEHICLE-TO-GRID (V2G): EVERYTHING YOU NEED TO KNOW." <https://www.virta.global/vehicule-to-grid-v2g> (accessed 8 juin 2022).
- [3] J. M. Clairand, J. Rodriguez-Garcia, and C. Alvarez-Bel, "Assessment of Technical and Economic Impacts of EV User Behavior on EV Aggregator Smart Charging," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 356-366, 2020, doi: 10.35833/MPCE.2018.000840.
- [4] Q. Huang, X. Wang, J. Fan, S. Qi, W. Zhang, and C. Zhu, "V2G Optimal Scheduling of Multiple EV Aggregator Based on TOU Electricity Price," in *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 11-14 June 2019 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783654.
- [5] Y. Vardanyan, F. Banis, S. A. Pourmousavi, and H. Madsen, "Optimal coordinated bidding of a profit-maximizing EV aggregator under uncertainty," in *2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 3-7 June 2018 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398821.
- [6] (2017). *Infrastructure System Overview: Electric Vehicle Charging Stations*. [Online] Available: <https://publicintelligence.net/ocia-electric-vehicle-charging-stations/>
- [7] M. Aziz, T. Oda, T. Mitani, Y. Watanabe, and T. Kashiwagi, "Utilization of Electric Vehicles and Their Used Batteries for Peak-Load Shifting," *Energies*, vol. 2015, pp. 3720-3738, 05/01 2015, doi: 10.3390/en8053720.
- [8] M. Liu, E. Crisostomi, Y. Gu, and R. Shorten, "Optimal distributed consensus algorithm for fair V2G power dispatch in a microgrid," in *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, 17-19 Dec. 2014 2014, pp. 1-7, doi: 10.1109/IEVC.2014.7056085.
- [9] Y. Gu and M. Liu, "Fair and Privacy-Aware EV Discharging Strategy Using Decentralized Whale Optimization Algorithm for Minimizing Cost of EVs and the EV Aggregator," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 4, pp. 5571-5582, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2021.3050565.
- [10] M. Zhang and X. Fan, "Review on the State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicle Battery," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 11, no. 1, p. 23, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2032-6653/11/1/23>.

ANNEXE V

SECONDE PUBLICATION

ANN Based Energy Management System for V2X - EV aggregator in cold climate application

Camille-Laurie Normandeau
GREPCI

École de technologie supérieure
Montréal, Québec

camille-laurie.normandeau.1@ens.etsmtl.ca

Mohammad Khenar
GREPCI

École de technologie supérieure
Montréal, Québec

mohammadkhenar@gmail.com

Jean-Nicolas Paquin
AVES

OPAL-RT Technologies Inc.
Montréal, Québec

jean-nicolas.paquin@opal-rt.com

Kamal Al-Haddad
GREPCI

École de technologie supérieure
Montréal, Québec

kamal.al-haddad@etsmtl.ca

Abstract— This paper presents the development of an energy management system (EMS) dedicated to an aggregator for energy dispatch among a fleet of electric vehicles (EVs). This EMS main objective is to manage the total energy demand from plugged-in EVs to reduce the overall load on the grid, considering the effects of cold temperatures and human habits on the total demand of energy. The approach used to achieve this objective is training an artificial neural network (ANN) using Levenberg-Marquardt algorithm (LMA). The training dataset is based on climate data, on actual energy consumption in Quebec (Canada), and on real energy and power consumption from an EV charging station that can accept up to 30 vehicles. The results show that the LMA was effective to train three specialized EMS to predict accurate reference power for charging and discharging EVs in summer and winter with a minimal mean square error and maximal R-squared.

Keywords—Energy management system (EMS), EV aggregator, electric vehicles (EVs), vehicle-to-X (V2X), vehicle-to-grid (V2G), smart grid, ANN, Levenberg-Marquardt algorithm (LMA)

I. INTRODUCTION (HEADING 1)

The growing energy demand due to the growth of electric vehicles on the roads [1] will require smart and efficient technologies to manage it adequately. Indeed, the charging of EVs being very energy-intensive risks causing more substantial overload of the network during peak periods [2]. One possible solution is the use of an aggregator to control the distribution of energy through plugged-in EVs for a power requested or supplied by the network. An EV aggregator plans and commands the charge and discharge (if supporting V2G) of one or multiple EVs in order to achieve certain goals, such as avoiding load peaks or profit from lower energy prices. However, it is necessary that this total power is distributed to the vehicles; whether it is used for charging, for discharging or for a use in vehicle-to-vehicle (V2V) mode. It is also managed according to the load of the grid. The aggregator would therefore have two main functions: one is for managing the total energy from EVs and one for distributing the power to each vehicle individually. The dispatcher function has been explored in [3]. This paper will focus on the former: the energy management system (EMS). The goal for the EMS in this study is to minimize the total grid energy supplied to the connected EVs. Since the energy demand from the grid is closely related to the consumers' habits, it will vary hourly and seasonally. In countries with cold seasons particularly, the energy required for

heating systems is substantial and it can last many hours, even many days during very cold periods [4]. Moreover, during the holiday season, people tend to use their vehicle much more for long trips as their battery life decreases sharply with the cold, sometimes up to 50% of the nominal capacity [5]. This means, the EMS must adapt to prevent overload during critical cold periods and still allow EV owners to charge their vehicle.

Recently, solving this complex issue involving many variables to predict the load due to EV charges and to control the dispatch of energy among an EV fleet involves more and more artificial intelligence techniques. Model predictive control used in [6, 7] focuses on the reduction of the total cost of purchasing energy to charge EVs. It is also used for large-scale distributed energy resources' (DERs) control in [8], where the focus is to balance the power in the distribution network, but not necessarily involving EVs.

In a literature survey regarding the use of Artificial Neural Network (ANN), EV charging management using ANN is explored in [9], to plan the day-ahead price forecasting in the electricity market. This study does consider the normal fluctuations of the electricity market due to the impact of cold temperature in winter, but does not focus on the long periods of cold. Some studies combine ANN with other types of artificial intelligence, such as fuzzy logic in V2G systems to manage load shifting at peak hours. Authors in [10] propose a hybrid controller that takes into account the distribution network and the complete communication of the aggregator with the network. Although, the system developed is exhaustive, it does not focus on the impact of cold temperatures on the decision-making to command the amount of power the EVs should use for charging or the amount of power the EVs should discharge to decrease the total grid demand.

In Quebec particularly, studies regarding the use of ANN as a solution to control for grid-connected compact multilevel converters have emerged. [11, 12] These studies highlight the possibility to use intelligent control for multilevel converters used, among other things, for EV chargers.

Thus, the objective of this paper is to design an EMS that manages the total energy demand from multiple EV charging stations to reduce the overall load on the network throughout the year in a country with cold seasons. Compared to previous approaches, the EMS consider the possibility of having long

episodes of coldness and focuses when commanding the EV station to charge or discharge EV batteries.

The remainder of this paper is organized as follows. Section II introduces the EV aggregator. Section III describes in detail the EMS and the training of the ANN. Section IV discusses the results from the trained ANN to achieve the EMS objective. Section V summarizes the findings and the possible future lines of research.

II. EV AGREGGATOR SCHEME

The aggregator interacts with two entities: the grid operator and the EV charging stations. Inside the aggregator, one can find the energy management system and the dispatcher with complementary functionalities. In this work, the focus is on the aggregator's EMS. The hereafter Fig. 1 illustrates a diagram showing the exchange of commands and information between them.

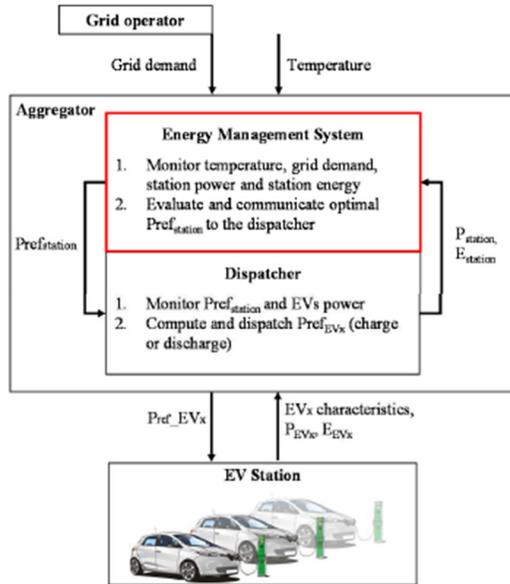


Fig. 1. Scheme of the aggregator

A. Communication from the grid operator

The grid operator manages the utility energy dispatch and ensures the quality of energy. It interacts with distributed energy resources, loads, storage facilities, and others. More precisely in the case of the EV aggregator, the grid operator informs the aggregator at regular time interval of the energy demand on the grid, which shall be used to evaluate if the EVs should charge or not and at what rate.

B. Temperatures

The grid demand depends among other things on the temperature. In winter, particularly in countries with cold climate, consumption is expected to increase significantly compared to summer due to heating needs. Figure 2 illustrates the hourly temperature in 2019 in Montreal.

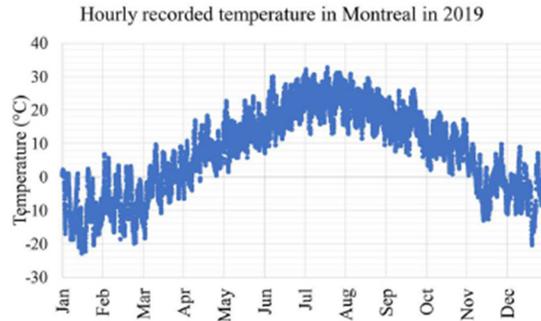


Fig. 2. Hourly recorded temperatures in Montreal (Canada) in 2019

This precisely identifies January, February, March, November and December as the coldest months and therefore as the months most at risk of seeing grid demand increase.

C. Interaction with the EV Station

Unlike with the grid operator, the EV station has a bidirectional exchange of information with the aggregator. Indeed, the characteristics of an EV necessary to plan recharge and discharge are transmitted to the dispatcher in the EV aggregator. These include the charging station characteristics, the vehicle characteristics and the customer preferences for all EVs present at any time at the charging station.

D. Aggregator operation

Within the aggregator, there are two complementary functions that interact with each other, with the grid operator and the EV station: the energy management system (EMS) and the dispatcher.

1) Energy management system (EMS)

The EMS view all vehicles as one load or source. It has for objective to decide how much power should be sent or received to EVs through an ANN. This can be achieved after evaluating the grid demand, the temperature, the total energy and power demand from all EVs at the station, the time of year (month) and the time of day (hour). The impacts of temperature and time of on the energy demands will be presented in section III 1).

2) Dispatcher

The dispatcher objective is to distribute the commanded reference power from the EMS to all EVs individually with respect to the customer's requests and their characteristics. This function of the aggregator evaluates which and how much each EV is capable to provide power for vehicle-to-vehicle (V2V) or vehicle-to-grid (V2G) charging or need power to charge their battery.

III. INTELLIGENT EMS WITH ANN

In this study, the EMS is a trained ANN using as inputs the energy demand from EVs, the grid energy demand, the environment temperature, and the time (hour and month). The EMS generates one output: the total reference power of the EV station.

A. Description of the LMA for ANN

Artificial neural networks (ANNs) consist of connected units or nodes called artificial neurons. The signals at the connection of nodes are the real numbers of the inputs of the neuron used to compute the outputs through some non-linear function of the sum of its inputs. The received signals into the neuron processed and send it to the other connected neurons through the connection which called edge. Neurons and edges have weights need to be adjusted to form the learning process of ANNs. The collection of neurons is typically aggregated into the layers may perform different probability-weighted associations between the inputs, outputs, and one or more hidden layers to find a pattern in the datasets. The self-learning processing units of ANNs can be specified by equation (1):

$$y = f(\text{net}_j) = f\left(\sum_{i=0}^p w_{ji} x_i\right) \quad (1)$$

where the activation function which determines the output y is characterized by the function f to capture the x_i as the i^{th} input between p different inputs of the j unit and gained it with w_{ji} as the connection weight of input i in unit j . The number of inputs, outputs, and hidden layers as well as the activation function and type of the model (e.g. feed-forward ANN or recurrent ANN) are primarily defined to build the structure of ANN model. In the latter step in this study, the set of connection weights (including biases) is determined using the Levenberg-Marquardt algorithm (LMA) to minimize the output error, or more precisely, the output mean square error defined as in (2)

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_i^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (2)$$

where y_i is the desired neural network output, \hat{y}_i is the neural network output and n is the number of output nodes.

The LMA, also known as damped least squared (DLS) method provides a numerical solution to the problem of minimizing a nonlinear function in the ANN fields. It is used to solve non-linear least squares problems. Least squares problems arise in the context of fitting a parameterized mathematical model to a set of data points by minimizing an objective expressed as the sum of the squares of the errors between the model function and a set of data points. It is designed from the gradient descent method and Gauss-Newton algorithm. [13]

1) Gradient Descent Method

The gradient descent method is a first-order algorithm that uses gradient g defined in (3) as the first-order derivative total error function E to find the minima in error space. The update of the weight vector follows (4) where α is the learning constant (step size).

$$g = \frac{\delta E(x, w)}{\delta w} = \left[\frac{\delta E}{\delta w_1} \quad \frac{\delta E}{\delta w_2} \quad \dots \quad \frac{\delta E}{\delta w_n} \right]^T \quad (3)$$

$$w_{i+1} = w_i - \alpha g_k \quad (4)$$

The training process of this algorithm is asymptotic convergence, meaning all elements of the gradient vector would be small and there would be small weight change.

2) Gauss-Newton algorithm

The Gauss-Newton method minimizes a sum-of-squares objective function. It presumes that the objective function is approximately quadratic in the parameters near the optimal solution. It needs to compute the Hessian matrix H that defines the weight spaces. Since this matrix is complex to compute, the method approximate H with the Jacobian matrix J (5). The gradient vector g is then (6) where e is an error vector. The update of the weight vector w is (7).

$$H \approx J^T J \quad (5)$$

$$g = J e \quad (6)$$

$$w_{i+1} = w_i - H^{-1} J_i e_i \quad (7)$$

One major issue with Gauss-Newton method is that $J^T J$ may not be invertible.

1) Levenberg-Marquardt algorithm

In order to make sure the Hessian matrix is invertible, LMA approximates it as in (8), where μ is the combination effect and I is the identity matrix. It can then perform the update of the weights as in (7) from Gauss-Newton method.

$$H \approx J^T J + \mu I \quad (8)$$

B. Training dataset

The training of ANN that optimizes the reference power sent to the dispatcher to reduce the grid demand requires a dataset that considers six inputs: the time (month and hour), the temperature, the energy and power demand from EVs and the grid demand which is cyclical from year to year measured in Quebec (Canada) by the producer of electricity Hydro-Quebec.

1) Influence of seasons and temperature on grid demand

Next Fig. 3 and TABLE I. illustrates the frequency of each consumption bracket in 2019 and the 50th, 75th and 90th consumption percentiles (PCTL). The red data bands are the consumptions from April and October, the yellow ones are for all the other months and the blue ones are the total consumption.

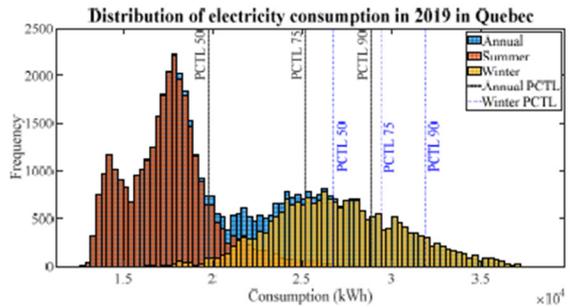


Fig. 3. Seasonal distribution of electricity consumption in 2019 in Quebec with 50th, 75th and 90th percentile (PCTL) consumption levels

TABLE I. ANNUAL AND WINTER ENERGY DEMAND STATISTICS IN MWh

Energy demand (MWh)	Min	Average	Percentile			Max
			50 th	75 th	90 th	
Annual	12 792	21 308	19 781	25 201	28 862	38 160
Winter	16 013	27 001	26 759	29 410	31 876	38 160

The positive shift between the annual and winter percentiles and average values is due to the surplus of demand for heating systems. TABLE II. compares the proportions of consumption that are above the annual and winter 75th and 90th percentiles at different range of temperatures in Montreal.

TABLE II. PROPORTION OF HIGH DEMAND ACCORDING TO TEMPERATURE

Temperature °C	Over 75 th percentile		Over 90 th percentile	
	Annual	Winter	Annual	Winter
[0, +∞[18%	1%	0%	0%
[-7.5, 0]	74%	23%	22%	5%
]-∞, -7.5]	99%	67%	66%	35%

For warm temperatures above 0°C, the ANN could be less permissive for charging vehicles since only 18% of the time the consumption is above the annual 75th percentile. That would allow more energy available to the grid operator in the summer. For mid-cold to cold temperatures below 0°C and above -7.5°C, the grid consumption reaches the annual 75th and 90th percentiles much more often. If the ANN does not adapt, the EV owners may not be able to charge their vehicle for several hours if not days. Moreover, high consumption for temperatures below -7.5°C is very frequent and should consider the influence of peak hours on grid demand from section 2) to allow EVs to charge. The ANN should therefore consider charging EVs during higher grid demand in winter compared to summer, where the ANN can be less permissive to charge EVs.

2) Influence of Peak Hours on Grid Demand

The maximal total production of electricity available during peak hours from Hydro-Quebec reaches 37 442 MW. Beyond that amount, the network needs to import electricity from another private suppliers or proceed to shed the load. According to the history generation and consumption of electricity in 2019 from Hydro-Quebec, the average demand of energy is higher during a typical cold day with two peak hours during the day as shown in Fig. 4.

Typical energy demand in summer and winter (Quebec 2019)

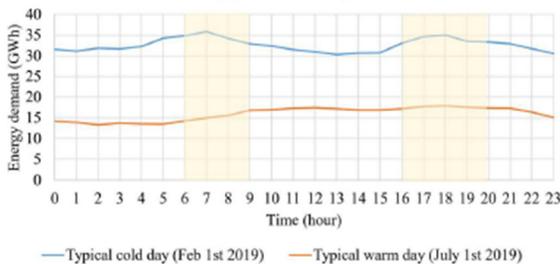


Fig. 4. Typical energy demand in summer and winter in Quebec in 2019

The first peak occurs from 6 to 9 AM and the second from 4 to 8 PM which coincide with the higher level of activity at home. During the cold seasons, especially during cold temperatures, the ANN should then avoid charging EV batteries at those critical hours. During warm days, the average demand is lower and consumption curves during peak hours are flattened. During warm seasons, the hours should not affect the ANN as much.

3) Influence of EV Demand on Grid Demand

Recordings for EVs are available on IEEE DataPort. For this study, the dataset from [14] is used. Their recorded measurements every ten minutes include, among other things, total active power and energy consumption at the station where 30 vehicles can charge at the same time. The daily consumption habits of EVs in summer and winter is presented in Fig. 5.

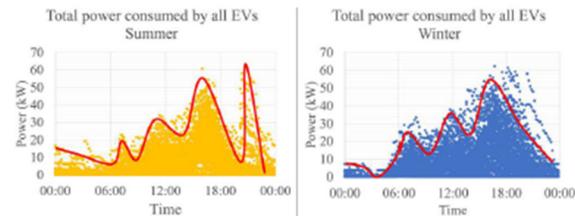


Fig. 5. Total power consumed at the EV station – summer and winter 2019

In both seasons the power consumption has minimally three peaks: one small in the morning that matches the first peak demand on the grid from 6 to 9 AM, a second one higher midday when people may charge their battery at work and one very high during the second peak demand on the grid from 4 to 8 PM. Although, it is possible, especially in summer to reach a fourth peak during the middle of the night where people postpone charging their vehicles.

4) ANN Output

The EMS uses these inputs to choose wisely the preferred charging modes for the vehicles and compute the exact command of power to send to the dispatcher. The command is in pu to the nominal power of the EV station. The absolute value of 0.15 is the minimal value at which a vehicle can charge or discharge. It represents a power for level 2 charging, i.e. 7kW for a 50kW EV charging station. A command equal to 0 means the preferred charge mode is V2V. The preferred charge modes, commands and condition in summer and winter are detailed in TABLE III., TABLE IV. and TABLE V.

TABLE III. PREFERRED CHARGE MODE IN SUMMER AND DURING HOT TEMPERATURES IN WINTER (ABOVE 0°C)

Preferred charge mode	Condition (Annual PCTL)	Command (pu)
Unlimited charging	grid demand < PCTL50	1
Limited charging	PCTL50 < grid demand < PCTL75	[0.15, 1]
V2V operation	PCTL75 < grid demand < PCTL90	0
V2G operation	grid demand > PCTL90	-1

In summer and during hot temperatures in winter, the conditions use annual percentiles since the EMS can limit more EV from charging to relieve the grid from high consumption. The command when limited charging is inversely proportional to the grid demand.

TABLE IV. PREFERRED CHARGE MODE IN WINTER DURING MID-COLD TEMPERATURES (BELOW 0°C AND ABOVE -7.5°C)

Preferred charge mode	Condition (Winter PCTL)	Command (pu)
Unlimited charging	grid demand < PCTL50	1
Limited charging	PCTL50 < grid demand < PCTL75	[0.15, 1]
V2V operation	PCTL75 < grid demand < PCTL90	0
Limited V2G operation	grid demand > PCTL90	[-1, 0]

In winter during mid-cold temperatures, the conditions use winter percentiles since the EMS needs to be more permissive to charge all EVs. The command when limited charging and limited V2G operation is inversely proportional to the grid demand.

TABLE V. PREFERRED CHARGE MODE IN WINTER DURING COLD TEMPERATURES (BELOW -7.5°C)

Preferred charge mode	Condition	Command (pu)
Limited charging	Out of peak hours	[0.15, 1]
Limited V2G operation	During peak hours	[-1, -0.15]

Since the probability to be able to use the grid to charge fully the EVs is very low for temperatures below -7.5°C , the strategy to choose the preferred charge mode needs to be adapted as the EV owners will still need their vehicles to charge at some point. In this case, the battery charges inversely proportionally to the grid demand only out of peak hours. During peak hours, the EMS commands to discharge the battery proportionally to the grid demand. Since the batteries can only slow charge, the EMS does not allow to operate in V2V mode.

IV. RESULTS

In this study, three specialized EMS trained with ANN-LMA were developed to compute adequately the command to charge and discharge EVs using the six inputs presented in the previous section. The first EMS was trained using only data from the summer months. The second and third EMS trained with data from the winter months. Their distinction is one focuses only on conditions where vehicles should charge and the other on conditions where EVs discharge, i.e. when operating in V2G mode. The main reason to separate the EMS into three specialized EMS is that the number of special cases the ANN needs to cover is large and consequently difficult to train. Also, the dataset contains only data for one year.

The amount of data trained and performance indicators of the trained ANN with LMA for the three specialized EMS are presented in TABLE VI. The regression curves detailing the performances of each EMS are illustrated in Fig. 6, Fig. 7 and Fig. 8.

TABLE VI. SPECIALIZED EMS TRAINING WITH ANN RESULTS

EMS	Description	Data trained	MSE	R-Squared
1	Summer – EV Charge and discharge	26 352	6.18e-5	0.9995
2	Winter – EV Charge only	19 087	1e-3	0.9927
3	Winter – EV Discharge only	2 653	1.64e-5	0.9998

For the first EMS, the performance indicators are adequate.

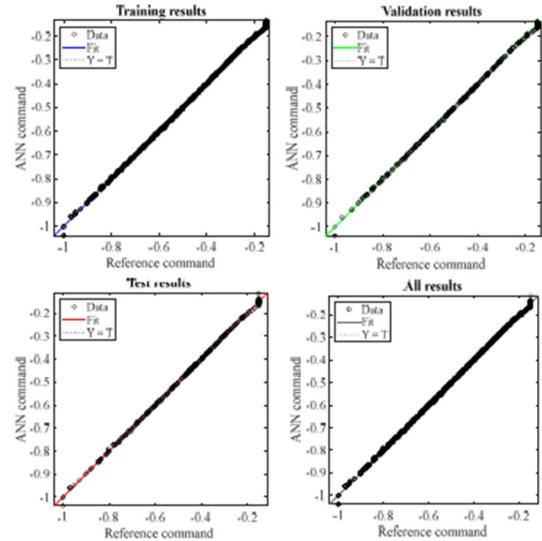


Fig. 6. Regression curves for EMS #1

The MSE is small and the r-squared is close to 1. The regression fit for all result the $Y=T$ line from Fig. 6. This means the ANN command does follow very closely the reference command for the 26 352 data, and therefore the general rules from TABLE III. The validation and test results show that the ANN does predict correctly the command for optimal charging and discharging EVs.

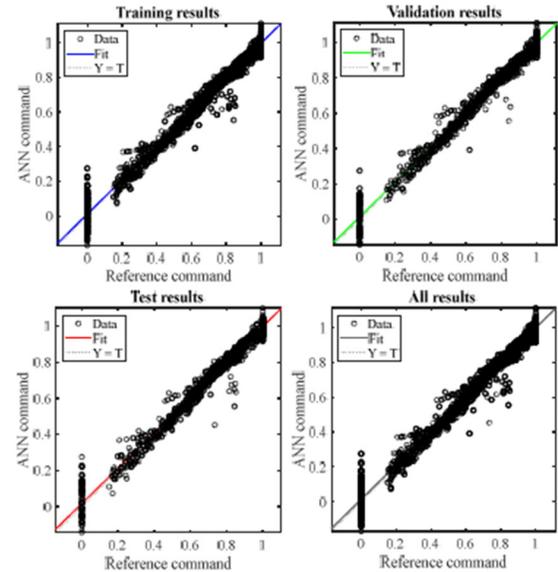


Fig. 7. Regression curves for EMS #2

As for the second EMS, the MSE is much higher than the previous EMS but is still lower than 1%. The regressions results

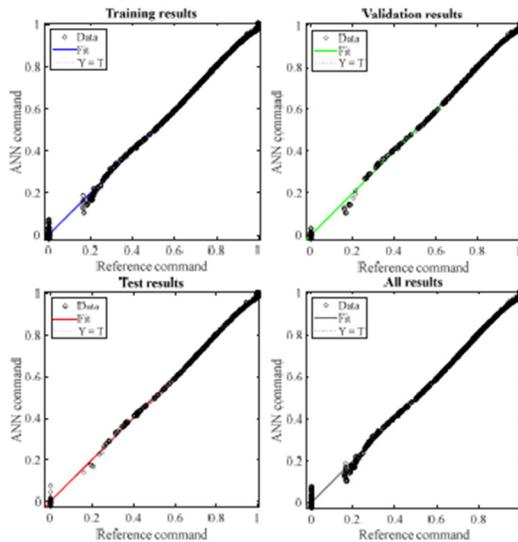


Fig. 8. Regression curves for EMS #3

presented in Fig. 7 present the 19 087 data circle the fit curve well. The charging of EVs in winter is following the reference command as specified in TABLE IV. and TABLE V. The vertical line formed from data for reference command equal to 0 represents the scenario in which the EMS should command the EVs to operate in V2V mode. It is also important to mention that any value from the EMS below 0.15 in absolute could be considered as operating in V2V mode. It would be best to have another controller to decide how much power is exchanged between the EVs.

The last EMS focuses only on discharging EVs. The MSE from the trained ANN is very small and the R-squared is the closest to 1 among all specialized EMS. This means the ANN could train adequately with the 2 653 data to discharge during peak hours (cold temperatures) and when the grid demand is too high (mid-cold temperatures) as per TABLE IV. and TABLE V.

V. CONCLUSION

In conclusion, the design of an EV aggregator requires two components: an EMS and a dispatcher. In this study, the EMS uses time, temperature, grid demand and EV consumption to determine the optimal amount of power that should be used for charging and discharging the EVs. The EMS's purpose is to reduce the energy demand of the network, particularly during peak periods in winter. The complexity of the problem requires intelligence to compute such a command where EVs charge as rapidly as possible without causing overload on the network. In this study, three specialized EMS trained with LMA were developed: one for summer conditions, one for charging conditions in winter and one for discharging conditions in

winter. Results from all EMS indicate that the ANN using LMA converges and can indeed predict overall the command to send to the dispatcher. For future improvements, a controller could be added prior to the dispatcher to compute how much power should be exchanged for V2V operation. Another improvement would be to test the EMS with recorded V2G operations. Most current dataset available in academics or open source do not contain recorded data of EVs operating in V2G.

REFERENCES

- [1] Environment and Climate Change Canada. (2022). *Let it roll: The Government of Canada moves to increase the supply of electric vehicles for Canadians.*
- [2] T. Gerbet, "La puissance d'Hydro-Québec menacée par le poids des véhicules électriques," in *Radio-Canada*, ed. 2023.
- [3] C.-L. Normandeau, J. F. Patarroyo-Montenegro, M. K. M. Kkeili, J.-N. Paquin, and K. Al-Haddad, "An Aggregator for Energy Dispatch among Plug-in Electric Vehicles for V2X Application," presented at the ONCON22, 2022.
- [4] Hydro-Québec. Le point sur les pointes hivernales. Accessed February 26 2023. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=GRITj159S8g>.
- [5] "Driving an electric vehicle in winter." CAA Québec. <https://www.caaquebec.com/en/on-the-road/advice/tips-and-tricks/tip-and-trick/show/sujet/driving-an-electric-vehicle-in-winter/> (accessed February 25 2023).
- [6] C. B. Sauer, A. Trivedi, and D. Srinivasan, "A Cooperative Hierarchical Multi-Agent System for EV Charging Scheduling in Presence of Multiple Charging Stations," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2218-2233, 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3140927.
- [7] L. Gong, Y. Guo, H. Sun, and W. Deng, "Model Predictive Control-Based Real-Time Optimal Charging of Electric Vehicle Aggregators," in *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 17-21 July 2022 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916951.
- [8] A. T. Eseye, B. Knueven, D. Vaidhyanathan, and J. King, "Scalable Predictive Control and Optimization for Grid Integration of Large-scale Distributed Energy Resources," in *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 17-21 July 2022 2022, pp. 01-05, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917010.
- [9] Q. Dang, D. Wu, and B. Boulet, "EV Charging Management with ANN-Based Electricity Price Forecasting," in *2020 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*, 23-26 June 2020 2020, pp. 626-630, doi: 10.1109/ITEC48692.2020.9161659.
- [10] B. Sah, P. Kumar, and S. K. Bose, "A Fuzzy Logic and Artificial Neural Network-Based Intelligent Controller for a Vehicle-to-Grid System," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 3, pp. 3301-3311, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.3006338.
- [11] M. Babaie, M. Mehrasa, M. Sharifzadeh, and K. Al-Haddad, "Floating Weighting Factors ANN-MPC Based on Lyapunov Stability for Seven-Level Modified PUC Active Rectifier," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, no. 1, pp. 387-398, 2022, doi: 10.1109/TIE.2021.3050375.
- [12] M. Babaie and K. Al-Haddad, "ANN Based Model-Free Sliding Mode Control for Grid-Connected Compact Multilevel Converters: An Experimental Validation," in *2021 IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 20-23 June 2021 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISIE45552.2021.9576194.
- [13] B. M. Wilamowski and J. D. Irwin, *Intelligent Systems*. CRC Press, Inc., 2011.
- [14] A. Obusevs, D. D. Domenico, and P. Korba, "One Year Recordings of Electric Vehicle Charging Fleet," ed: IEEE Dataport, 2021.

BIBLIOGRAPHIE

- Adnan Khan, M. D. S., Kadir, K. M., Mahmood, K. S., Ibne Alam, M. I., Kamal, A., & Al Bashir, M. M. (2019). Technical investigation on V2G, S2V, and V2I for next generation smart city planning. *Journal of Electronic Science and Technology*, 17(4), 100010. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2020.100010>. Repéré à <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1674862X20300045>
- Ahmad, M. S., & Sivasubramani, S. (2016). Multi-objective V2G energy storage system for grid support with cost and emission reduction. Dans *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)* (pp. 1925-1928). doi: 10.1109/TENCON.2016.7848357
- Antoine Joubert, D. M., Gabriel Gélinas, Marc Lachapelle. (2018). *Le Guide de l'auto 2019* (Les Éditions de l'Homme éd.). Repéré à <https://www.guideautoweb.com/guide-en-ligne/2019/>
- Antoine Joubert, D. M., Gabriel Gélinas, Marc Lachapelle. (2019). *Le Guide de l'auto 2020* (Les Éditions de l'Homme éd.). Repéré à <https://www.guideautoweb.com/guide-en-ligne/2020/>
- Antoine Joubert, D. M., Gabriel Gélinas, Marc Lachapelle. (2020). *Le Guide de l'auto 2021* (Les Éditions de l'Homme éd.). Repéré à <https://www.guideautoweb.com/guide-en-ligne/2021/>
- Antoine Joubert, D. M., Gabriel Gélinas, Marc Lachapelle. (2021). *Le Guide de l'auto 2022* (Les Éditions de l'Homme éd.). Repéré à <https://www.guideautoweb.com/guide-en-ligne/2022/>
- Arabsalmanabadi, B., Javadi, A., & Al-Haddad, K. (2017). Analyzing fast charger in the smart grid from power quality's prospecting. Dans *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 888-892). doi: 10.1109/IECON.2017.8216153
- Arabsalmanabadi, B., Tashakor, N., Goetz, S., & Al-Haddad, K. (2020). Li-Ion Battery Models and A Simplified Online Technique to Identify Parameters of Electric Equivalent Circuit Model for EV Applications. 4164-4169. doi: 10.1109/IECON43393.2020.9254880. Repéré à <https://doi.org/10.1109/IECON43393.2020.9254880>
- AVEQ. (2022). Information et statistiques pour le Québec. Repéré le 5 mai 2023 à <https://www.aveq.ca/meacutedias--stats.html>

- Aziz, M., Oda, T., Mitani, T., Watanabe, Y., & Kashiwagi, T. (2015). Utilization of Electric Vehicles and Their Used Batteries for Peak-Load Shifting. *Energies*, 2015, 3720-3738. doi: 10.3390/en8053720
- Babaie, M., & Al-Haddad, K. (2021). ANN Based Model-Free Sliding Mode Control for Grid-Connected Compact Multilevel Converters: An Experimental Validation. Dans *2021 IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/ISIE45552.2021.9576194
- Babaie, M., Mehra, M., Sharifzadeh, M., & Al-Haddad, K. (2022). Floating Weighting Factors ANN-MPC Based on Lyapunov Stability for Seven-Level Modified PUC Active Rectifier. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 69(1), 387-398. doi: 10.1109/TIE.2021.3050375
- Blanc-Rouchossé, J., Blavette, A., Ahmed, H. B., Camilleri, G., & Gleizes, M. (2019). Multi-Agent System for Smart-Grid Control with Commitment Mismatch and Congestion. Dans *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)* (pp. 1-5). doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905760
- CHAdEMO. (2020). CHAdEMO 3.0 released: the first publication of ChaoJi, the new plug harmonised with China's GB/T. Repéré le 21 avril 2021 à <https://www.chademo.com/chademo-3-0-released/>
- Chen, X., Leung, K., Lam, A. Y. S., & Hill, D. J. (2019). Online Scheduling for Hierarchical Vehicle-to-Grid System: Design, Formulation, and Algorithm. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 68(2), 1302-1317. doi: 10.1109/TVT.2018.2887087
- Chevrolet. 2022 - CHEVROLET BOLT EUV. Repéré le 28 mars 2023 à <https://media.chevroletarabia.com/media/ca/fr/chevrolet/vehicles/bolt-euv/2022.tab1.html>
- Circuit électrique. (2021). La recharge ultrarapide au banc d'essai. Repéré le 28 mars 2023 à <https://lecircuitelectrique.com/fr/bancs-essais/>
- Clairand, J. M., Rodríguez-García, J., & Álvarez-Bel, C. (2020). Assessment of Technical and Economic Impacts of EV User Behavior on EV Aggregator Smart Charging. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(2), 356-366. doi: 10.35833/MPCE.2018.000840
- Conduire un véhicule électrique l'hiver. (2023). Repéré le February 25 2023 à <https://www.caaquebec.com/en/on-the-road/advice/tips-and-tricks/tip-and-trick/show/sujet/driving-an-electric-vehicle-in-winter/>

- Dan Markiewicz, Brian Wechtenhiser, Jennifer Brendlinger, Matthew Campbell, Michael Tims, & Yanuck, J. (2018). *Vehicle-to-Grid Testing and Demonstration* (n° CEC-500-2018-024). California Energy Commission.
- Dang, Q., Wu, D., & Boulet, B. (2020). EV Charging Management with ANN-Based Electricity Price Forecasting. Dans *2020 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)* (pp. 626-630). doi: 10.1109/ITEC48692.2020.9161659
- Données historiques - Conditions météorologiques et climatiques passées. (2023). Repéré sur Environnement Canada à https://climat.meteo.gc.ca/historical_data/search_historic_data_f.html
- Eseye, A. T., Knueven, B., Vaidhynathan, D., & King, J. (2022). Scalable Predictive Control and Optimization for Grid Integration of Large-scale Distributed Energy Resources. Dans *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 01-05). doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917010
- Ford. FORD ESCAPE 2022. Repéré le 28 mars 2023 à <https://solutionford.com/ford-escape-2022>
- Gong, L., Guo, Y., Sun, H., & Deng, W. (2022). Model Predictive Control-Based Real-Time Optimal Charging of Electric Vehicle Aggregators. Dans *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916951
- Gouvernement du Québec. (2022). *Mise à niveau 2026 - Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec*. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), secteur de l'innovation et de la transition énergétiques.
- Gouvernement du Québec. (2023). Réduire les GES en transport. Repéré le 23 mars 2023 à <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte/actions-lutter-contre-changements-climatiques/reduire-ges-transport>
- Gu, Y., & Liu, M. (2021). Fair and Privacy-Aware EV Discharging Strategy Using Decentralized Whale Optimization Algorithm for Minimizing Cost of EVs and the EV Aggregator. *IEEE Systems Journal*, 15(4), 5571-5582. doi: 10.1109/JSYST.2021.3050565
- Huang, Q., Wang, X., Fan, J., Qi, S., Zhang, W., & Zhu, C. (2019). V2G Optimal Scheduling of Multiple EV Aggregator Based on TOU Electricity Price. Dans *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783654

- Hui, W., Chao, S., Xiangping, M., Xiu, J., & Jianing, W. (2020). Research on charge and discharge control strategy of electric vehicles in building micro-grid based on V2G mode. Dans *2020 Chinese Automation Congress (CAC)* (pp. 2914-2919). doi: 10.1109/CAC51589.2020.9327601
- Hydro-Québec. (2019). *Historique des données de production et de consommation d'électricité au Québec pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2019*. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-production-consommation/>
- Hydro-Québec. (2022). *Plan d'approvisionnement 2023-2032*. (R-4210-2022). Repéré à <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/plan-dapprovisionnement-2023-2032.pdf>.
- Hydro-Québec, Centre National du Transport Avancé (CNTA), Régie du bâtiment du Québec (RBQ), le ministère du Transport du Québec (MTQ), & la Corporation des maîtres électriciens du Québec (CMEQ). (2015). *BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES - Guide technique d'installation*.
- İ, Ş., Çiçek, A., Erenoğlu, A. K., Erdiñç, O., Taşcıkaraoğlu, A., & Catalão, J. P. S. (2019). User-Comfort Oriented Bidding Strategy for Electric Vehicle Parking Lots. Dans *2019 IEEE Milan PowerTech* (pp. 1-6). doi: 10.1109/PTC.2019.8810755
- Khasa, P., Ravi, & Jain, D. K. (2016). Simultaneous charging and discharging integrating EV for V2G and G2V. Dans *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)* (pp. 1-5). doi: 10.1109/IICPE.2016.8079452
- Lara, H. (2021). Voiture électrique : comment le 800 volts va révolutionner la charge. Repéré le 14 juin 2022 à <https://www.automobile-propre.com/voiture-electrique-comment-le-800-volts-va-revolutionner-la-charge/>
- Lewis, M. (2020). Le programme pilote d'autobus scolaire en ligne Vehicle-to-grid de New York est un succès. Repéré le 21 avril 2021 à <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/le-programme-pilote-dautobus-scolaire-en-ligne-vehicule-to-grid-de-new-york-est-un-succes>
- Li, S., Gu, C., Li, J., Wang, H., & Yang, Q. (2020). Boosting Grid Efficiency and Resiliency by Releasing V2G Potentiality Through a Novel Rolling Prediction-Decision Framework and Deep-LSTM Algorithm. *IEEE Systems Journal*, 1-9. doi: 10.1109/JSYST.2020.3001630
- Li, Y., & Han, P. (2017). Multi-level charging control algorithm of electric vehicle in EVs-grid system. Dans *2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)* (pp. 6965-6970). doi: 10.1109/CCDC.2017.7978437

- Liu, M., Crisostomi, E., Gu, Y., & Shorten, R. (2014). Optimal distributed consensus algorithm for fair V2G power dispatch in a microgrid. Dans *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)* (pp. 1-7). doi: 10.1109/IEVC.2014.7056085
- Ma, T., & Mohammed, O. A. (2014). Economic Analysis of Real-Time Large-Scale PEVs Network Power Flow Control Algorithm With the Consideration of V2G Services. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(6), 4272-4280. doi: 10.1109/TIA.2014.2346699
- Mahure, P., Keshri, R. K., Abhyankar, R., & Buja, G. (2020). Bidirectional Conductive Charging of Electric Vehicles for V2V Energy Exchange. Dans *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 2011-2016). doi: 10.1109/IECON43393.2020.9255386
- Markus Hackmann, & Gehring, C. (2020). P3 Charging Index: Comparison of the fast charging capability of various electric vehicles from a user's perspective: P3.
- Misra, S., Panigrahi, P. K., & Ghosh, S. (2020). Smart Battery Management Scheme for V2G Based EV Smart Charger – A Better approach of Allocation of EV Based Distributed Generation. Dans *2020 IEEE International Symposium on Sustainable Energy, Signal Processing and Cyber Security (iSSSC)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/iSSSC50941.2020.9358817
- Morissette, J.-F., St-Laurent, F., & Rioux, S.-P. (2022). Statistiques SAAQ-AVÉQ sur l'électromobilité au Québec en date du 31 décembre 2021. Repéré le 19 avril 2021 à <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/statistiques-saaq-aveq-sur-lelectromobilite-au-quebec-en-date-du-30-septembre-2022-infographie>
- Mroczek, B., & Kołodyńska, A. (2020). The V2G Process With the Predictive Model. *IEEE Access*, 8, 86947-86956. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2991329
- Nichicon. (2018). Tribrid Energy Storage System. Repéré le 21 avril 2021 à https://www.nichicon.co.jp/english/product_news/new184.html
- Normandeau, C.-L., Khenar, M., Paquin, J.-N., & Al-Haddad, K. (2023). ANN Based Energy Management System for V2X -EV aggregator in cold climate application.
- Normandeau, C.-L., Patarroyo-Montenegro, J. F., Kkeili, M. K. M., Paquin, J.-N., & Al-Haddad, K. (2022). *An Aggregator for Energy Dispatch among Plug-in Electric Vehicles for V2X Application* présentée à ONCON22.
- Obusevs, A., Domenico, D. D., & Korba, P. (2021). One Year Recordings of Electric Vehicle Charging Fleet. IEEE DataPort: Institute of Energy Systems and Fluid Engineering, Université des sciences appliquées de Zurich.

- OCIA. (2017). *Infrastructure System Overview: Electric Vehicle Charging Stations*. Repéré à <https://publicintelligence.net/ocia-electric-vehicle-charging-stations/>.
- Paulraj, P. (2019). Smart Charging 102: What are V1G, V2G and V2H/B/V2X smart charging? | Integrating electric vehicles into power grid. Repéré le 5 mai 2020 sur E-Mobility Simplified à <https://www.emobilitysimplified.com/2019/12/what-is-vehicle-to-grid-v1g-v2g-v2x-v2h.html>
- Quint, R., Eto, J., & Walker, M. (2023). *Electric Vehicle Dynamic Charging Performance Characteristics during Bulk Power System Disturbances*. North American Electric Reliability Corporation
California Mobility Center
Western Electricity Coordinating Council.
- Rouy, M. (2012). Hydro-Québec lance un projet d'expérimentation touchant les véhicules rechargeables et le réseau électrique *L'IREQ sera responsable de la réalisation du projet d'échange d'énergie véhicule-réseau (V2G) et véhicule-maison (V2H)*. Montréal: Hydro-Québec.
- SAE. (2010). *SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charger Coupler*. J1772. SAE International.
- Sah, B., Kumar, P., & Bose, S. K. (2021). A Fuzzy Logic and Artificial Neural Network-Based Intelligent Controller for a Vehicle-to-Grid System. *IEEE Systems Journal*, 15(3), 3301-3311. doi: 10.1109/JSYST.2020.3006338
- Saner, C. B., Trivedi, A., & Srinivasan, D. (2022). A Cooperative Hierarchical Multi-Agent System for EV Charging Scheduling in Presence of Multiple Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(3), 2218-2233. doi: 10.1109/TSG.2022.3140927
- Tremblay-Cloutier, R. (2022). *Le début de la fin des véhicules à essence - Québec renforce sa réglementation sur les véhicules zéro émission afin d'accroître l'offre de voitures électriques*. Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs Repéré à <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/le-debut-de-la-fin-des-vehicules-a-essence-quebec-renforce-sa-reglementation-sur-les-vehicules-zero-emission-afin-daccroitre-loffre-de-voitures-electriques-37779>.
- US Department of Energy - Energy, E. a. R. e. (s.d.). Batteries for Hybrid and Plug-In Electric Vehicles. Repéré le 21 avril 2021 à https://afdc.energy.gov/vehicles/electric_batteries.html
- V2G-SIM. *Applications For Different Stakeholders*. Lawrence Berkeley National Laboratory: Repéré à <http://v2gsim.lbl.gov/applications>.

- Vahedi, H., Sharifzadeh, M., & Al-Haddad, K. (2017). Topology and control analysis of single-DC-source five-level packed U-cell inverter (PUC5). Dans *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 8691-8696). doi: 10.1109/IECON.2017.8217527
- Vardanyan, Y., Banis, F., Pourmousavi, S. A., & Madsen, H. (2018). Optimal coordinated bidding of a profit-maximizing EV aggregator under uncertainty. Dans *2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398821
- Virta. (2019). VEHICLE-TO-GRID (V2G) : TOUT CE QUE VOUS DEVEZ SAVOIR. Repéré le 8 juin 2022 à <https://www.virta.global/fr/vehicule-to-grid-v2>
- What's the Best Battery? (2017). Repéré le 12 mai 2023 sur Battery University à <https://batteryuniversity.com/article/whats-the-best-battery>
- Wilamowski, B. M., & Irwin, J. D. (2011). *Intelligent Systems*. CRC Press, Inc. doi: <https://doi.org/10.1201/9781315218427>
- Yusuf, J., & Ula, S. (2020). A Comprehensive Optimization Solution for Buildings with Distributed Energy Resources and V2G Operation in Smart Grid Applications. Dans *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)* (pp. 1-5). doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087656
- Zhang, M., & Fan, X. (2020). Review on the State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicle Battery. *World Electric Vehicle Journal*, 11(1), 23. Repéré à <https://www.mdpi.com/2032-6653/11/1/23>
- Zhang, S., & Leung, K. C. (2020). Joint Optimal Power Flow Routing and Vehicle-to-Grid Scheduling: Theory and Algorithms. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 1-14. doi: 10.1109/TITS.2020.3012489