

Sommaire

Les nouvelles technologies de transport, telles que les véhicules électriques (VE) et les véhicules électriques à pile à combustible (VEPC) alimentés à l'hydrogène, offrent aux décideurs et aux services publics une occasion unique de jouer un rôle essentiel dans la mise en œuvre d'une stratégie susceptible de générer d'importants avantages sociétaux. L'adoption des VE et des VEPC, ou véhicules à émission zéro (VEZ), réduit les émissions atmosphériques nocives et procure des avantages aux services publics d'électricité et à leurs clients.

Au Canada, les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux adoptent des politiques et des objectifs de plus en plus ambitieux pour réduire la production de gaz à effet de serre (GES). À l'échelle nationale, les VE en Colombie-Britannique et au Québec ont atteint respectivement 7,5 % et 10 % des ventes de véhicules neufs en 2019, remplaçant ce qui aurait été autrement des véhicules à moteur à combustion interne (MCI). La croissance du marché des véhicules électriques prend de plus en plus d'importance, car les ventes de VE ont connu une croissance exponentielle au cours des dernières années (Statistique Canada, 2018).

Bien que les avantages de l'électrification des transports soient abondants (p. ex. réduction des émissions de GES, réduction des factures d'énergie pour les Canadiens et occasions d'affaires pour les services publics d'électricité), l'augmentation des niveaux d'adoption des VE peut perturber le secteur de l'électricité, car elle entraîne une hausse de la consommation pour charger les véhicules à batterie et produire de l'hydrogène vert à partir d'électricité propre.

Les services publics d'électricité canadiens et les gouvernements fédéral et provinciaux surveillent l'augmentation de l'adoption des VE, prévoient l'augmentation de la charge, surveillent leur incidence sur le réseau, étudient les comportements des clients en matière d'adoption et mettent continuellement au point de nouveaux outils pour planifier les mises à niveau du réseau.

Ressources naturelles Canada (RNCCan) a lancé un Groupe de travail des infrastructures et de la préparation du réseau (GTIPR) afin d'éclairer les efforts de préparation de l'infrastructure et du réseau. Le GTIPR a été créé en 2016 pour offrir des conseils d'experts à RNCCan et trouver des possibilités de collaboration et de synergies.

Au début de 2020, RNCCan a retenu les services d'ICF, un cabinet d'experts-conseils, pour réaliser une étude visant à aider les services publics canadiens à comparer leurs pratiques et à en discuter afin de mieux comprendre la demande d'énergie électrique prévue des futurs parcs de véhicules au Canada et son incidence potentielle sur les réseaux électriques canadiens.

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

Établir des prévisions approximatives sur le parc de VEZ et la charge électrique des VEZ sur une période de 30 ans. La composition du futur parc de véhicules au Canada aura une incidence importante sur l'étude de la demande future en électricité. Un VE rechargera ses batteries sur les lieux de travail, à la maison, dans les bâtiments commerciaux et industriels et sur la route. Les VEPC seront alimentés à l'hydrogène, qui pourra être produit par électrolyse, ce qui nécessitera de grandes quantités d'électricité.

Explorer les paramètres de préparation du réseau. Compte tenu du risque imminent d'adoption accélérée, les services publics de tout le pays doivent se préparer aux perturbations à venir, tant au niveau du transport que de la distribution.

Concevoir des outils d'évaluation d'impact pour les actifs de distribution. Les services publics d'électricité canadiens s'entendent pour dire que la charge des VE est susceptible d'avoir le plus d'incidence sur les actifs du réseau de distribution (postes électriques, lignes d'alimentation, transformateurs, jusqu'aux points de raccordement aux bâtiments) plutôt que sur le réseau de gros et de transport. La société ICF a développé une méthode simple pour évaluer l'impact des VE sur les actifs de distribution.

Formuler des recommandations relatives aux mesures à prendre. Compte tenu de l'adoption continue des VEZ par les Canadiens, il est nécessaire que les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux, ainsi que les services publics, mettent au point un éventail d'outils et de stratégies pour comprendre et se préparer aux changements futurs de la façon dont les utilisateurs interagissent et utilisent le réseau électrique.

L'approche d'ICF pour évaluer l'état de préparation du système électrique du Canada en vue d'une adoption accrue des VEZ a consisté en une recherche documentaire sur les VEZ au Canada, une campagne d'entrevues avec des entreprises de distribution et des exploitants de système, la modélisation des charges des VE au Canada et de la demande en électricité pour l'hydrogène produit par électrolyse, la mise au point d'un outil pour évaluer l'incidence des VE sur les actifs de distribution et l'utilisation de cet outil pour réaliser trois études de cas portant sur des entreprises de distribution canadiennes.

L'étude s'est déroulée de février à décembre 2020, la prévision des charges des VEZ, les activités de communication avec les services publics, la détermination des paramètres permettant d'évaluer l'état de préparation des réseaux de distribution et la mise au point de l'outil d'évaluation de l'impact sur l'infrastructure de distribution ayant eu lieu de mars à juin, et le développement des études de cas d'octobre à décembre.

Les pages suivantes de ce sommaire présentent :

la méthodologie et le résultat d'une prévision des charges des VEZ à l'échelle du Canada;

les résultats des activités de communication avec les services publics par ICF concernant l'état de préparation du réseau de gros et de transport et l'état de préparation du réseau de distribution;

l'outil mis au point par ICF pour évaluer l'impact de la charge des VE sur les actifs de distribution;

les résultats des études de cas analysées par ICF avec la collaboration de trois services publics canadiens.

Prévision des charges des VEZ à l'échelle nationale

ICF a réalisé une prévision des charges des VEZ à l'échelle du Canada, province par province, sur un horizon temporel de 30 ans (2020 à 2050). L'équipe a projeté la croissance de la charge annuelle provenant de la recharge des VE et de la production d'hydrogène pour alimenter les VEPC. ICF a également généré des profils de charge sur 24 heures associés à une telle croissance de la charge pour les scénarios de recharge gérés et non gérés.

La prévision des charges des VEZ englobe un large éventail de types de VEZ :

Véhicules légers

- VHR 50 : pour cette prévision des charges, nous avons supposé une autonomie typique de 80 km (50 miles);
- VEB 300 et VEB 100 : un VEB à grande autonomie et un VEB à faible autonomie avec des autonomies estimées à 483 km (300 miles) et 161 km (100 miles). Nous avons pris en compte le nombre et les caractéristiques particulières des automobiles et des camions légers (y compris les véhicules utilitaires sport et les camionnettes).

Véhicules moyens et lourds

- Les véhicules moyens et lourds alimentés par une batterie, y compris les autobus scolaires, les autobus urbains et interurbains, les camions de service, les camions légers servant au transport de marchandises et les camions lourds.

- Les véhicules lourds électriques à pile à combustible à hydrogène. Nous avons inclus la production d'hydrogène, en supposant qu'elle provient à 100 % de l'électrolyse, avec des gains de production standard.

Pour élaborer une prévision des charges pour les dix provinces canadiennes, ICF a commencé par la taille et la croissance historiques du parc de véhicules et a établi une prévision des ventes de véhicules. Ensuite, ICF a généré des courbes d'adoption. Enfin, ICF a tenu compte de la consommation annuelle d'électricité prévue et des profils de charge pour les différents types de VEZ inclus dans l'étude.

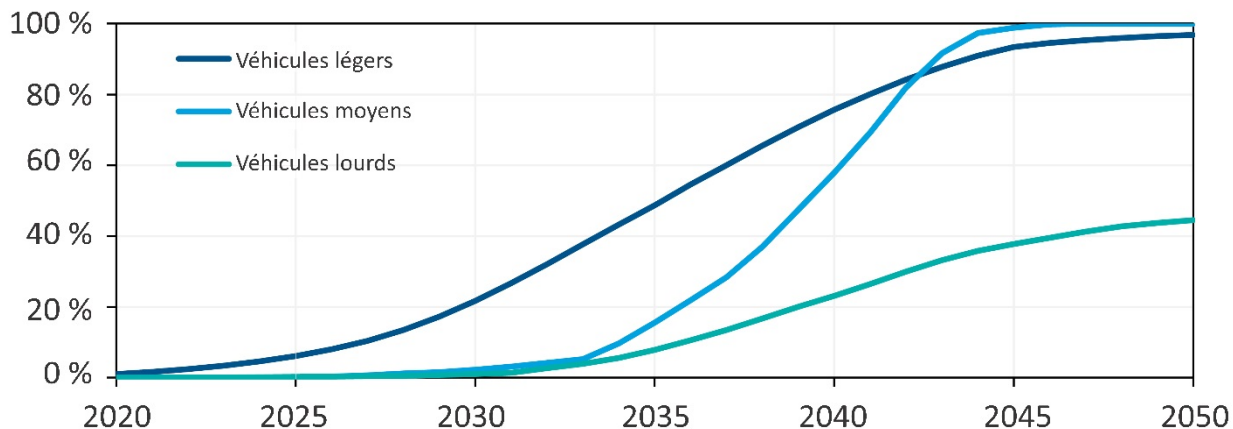
ICF a créé des courbes d'adoption fondées sur l'objectif stratégique du gouvernement fédéral. Au total, trois scénarios ont été élaborés : (i) la cible fédérale, (ii) le maintien du statu quo – faible et (iii) le maintien du statu quo – élevé. Pour les trois scénarios, ICF a élaboré des courbes d'adoption propres à chaque province en ajustant une courbe de diffusion standard de Bass (courbe en S) au niveau de pénétration actuel dans les différentes provinces, ainsi qu'en faisant appel au meilleur jugement des experts.

ICF a élaboré des profils de charge annuelle pour les véhicules légers et des profils de pointe sur 24 heures en se fondant sur les données recueillies dans le cadre du projet Charge the North de FleetCarma (FleetCarma, 2019). Les profils de charge pour les véhicules moyens et lourds étaient basés sur les profils dérivés dans le cadre de l'étude réalisée par ICF pour la California Electric Transport Coalition sur la comparaison des technologies pour véhicules moyens et lourds (2019).

ICF a également effectué une prévision de l'électricité nécessaire pour produire de l'hydrogène utilisé dans les VEPC. ICF a utilisé l'hypothèse selon laquelle 60 % des ventes de nouveaux véhicules lourds seraient alimentés à l'hydrogène, à l'exception des autobus (Energy Information Administration des États-Unis, 2020). ICF a supposé que les VEPC ne seraient pas adoptés de manière significative dans les autres catégories de véhicules. On a supposé que 100 % de l'hydrogène requis par les VEPC serait produit par électrolyse. Sauf indication contraire, la prévision de la charge d'électrolyse a été analysée séparément de celle de la recharge des VE.

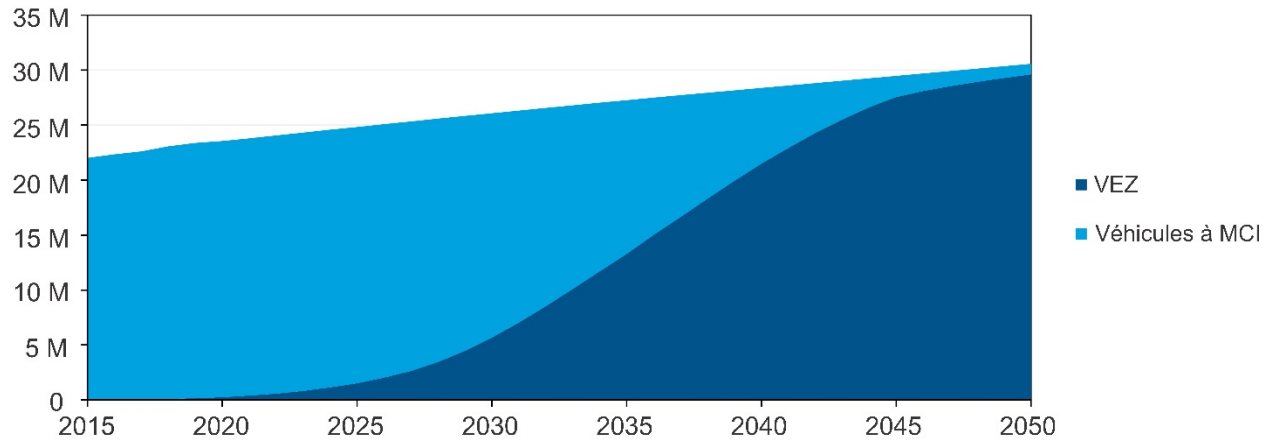
Le parc de VEZ qui en résulte, compte tenu du scénario de la cible fédérale et du taux de roulement du parc, est présenté à la pièce 1. La pièce montre trois courbes : une pour les véhicules légers, une autre pour les véhicules moyens et la dernière pour les véhicules lourds.

Pièce 1 – Prévisions du parc de VEZ en pourcentage de tous les véhicules (scénario de la cible fédérale)



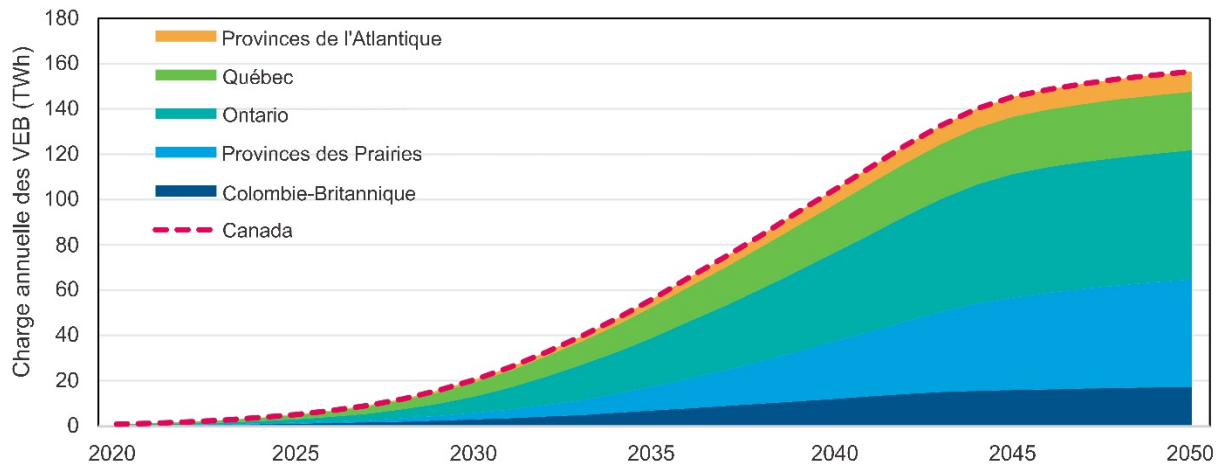
La pièce 2 présente la taille globale du parc de véhicules national en fonction du nombre de VEZ et de véhicules à moteur à combustion interne.

Pièce 2 – Taille du parc de VEZ et de véhicules à moteur à combustion interne à l'échelle du Canada (scénario de la cible fédérale)



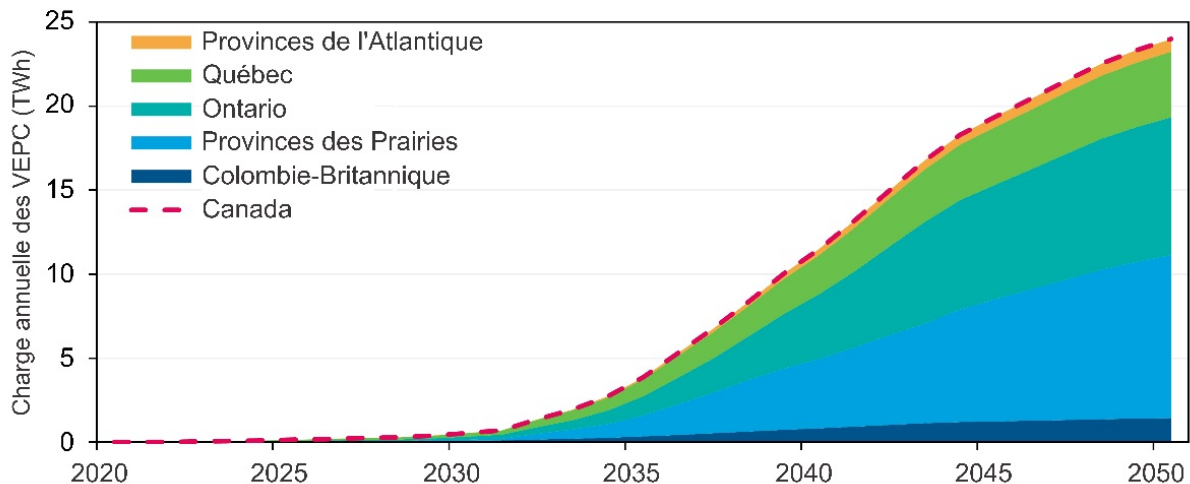
La pièce 3 présente les résultats de la prévision des charges à l'échelle nationale pour tous les VE; elle exclut les VEPC.

Pièce 3 – Prévision de la charge des VE (scénario de la cible fédérale)



La pièce 4 présente les résultats de la prévision des charges à l'échelle nationale pour les VEPC.

Pièce 4 – Demande en électricité pour la production d'hydrogène par électrolyse pour les VEPC (scénario de la cible fédérale)



Selon la cible fédérale, les prévisions d'ICF suggèrent une charge de 156,5 TWh par année pour les VE d'ici 2050, ce qui représente 22,6 % de la consommation nationale annuelle d'électricité actuelle.

Préparation du réseau de gros et de transport

Au cours des entrevues, les planificateurs de réseaux de gros ont dit à ICF qu'ils percevaient un niveau de vulnérabilité relativement faible associé à la croissance de la charge des VE. Au contraire, les planificateurs de réseaux canadiens ont indiqué qu'ils considèrent les VE comme une occasion d'affaires plutôt que comme un risque ou une vulnérabilité. La charge des VE peut fournir des revenus supplémentaires et servir de moyen d'améliorer le facteur de charge du système en raison des possibilités de recharge gérée.

Les prévisions de la charge de la section 2.1 renforcent la conclusion de FleetCarma selon laquelle il y a actuellement peu de raisons de s'inquiéter de l'augmentation de la charge des VE sur le réseau de gros à court et à moyen terme.

La pièce 5 présente une comparaison entre le résultat de nos travaux de prévision de la charge des VE et la demande annuelle actuelle en électricité dans chaque province. Le tableau présente les résultats province par province en dix colonnes d'ouest en est et le total canadien.

Pièce 5 – Croissance de l'énergie électrique pour la recharge des VEZ jusqu'en 2030 et 2050 par rapport à la demande du réseau (scénario : cible fédérale)

Charge associée à la recharge de la batterie des VEB et des VHR

	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	Î.-P.-É.	T.-N.-L.	Canada
Demande annuelle du réseau en 2020, GWh	63 626	86 536	26 455	26 528	134 303	185 500	14 363	11 300	2 906	11 271	562 787
Demande annuelle des VE en 2030, GWh	2 852	1 829	577	484	7 337	6 233	329	517	62	242	20 463
Demande annuelle des VE en 2040, GWh	11 945	17 328	4 522	3 373	39 093	21 237	1 916	2 802	341	1 481	104 038
Demande annuelle des VE en 2050, GWh	17 224	32 847	8 794	5 847	57 047	25 883	2 763	3 782	570	1 780	156 537

Charge de production d'hydrogène par électrolyse pour les VEPC

Demande annuelle des VEPC en 2030, GWh	83	62	9	12	161	210	3	4	0	2	547
Demande annuelle des VEPC en 2040, GWh	816	3 122	572	432	3 856	2 323	133	151	16	69	11 489
Demande annuelle des VEPC en 2050, GWh	1 443	7 301	1 374	1 011	8 210	3 903	276	301	36	136	23 990

Sources : Ligne 1 : Profils énergétiques des provinces de la REC, *2017 Long Term Outlook* de l'AESO de l'Alberta, *Reliability Outlook* et données sur les taux de croissance de la SIERE, *2019 Load Forecast Report* de Nova Scotia Power, *Plan intégré des ressources* du Nouveau-Brunswick, perspectives relatives à l'offre et à la demande d'électricité (*Electricity Supply & Demand [ES&D]*) de 2018 de la NERC. Lignes 2 à 10 : calculs d'ICF.

Les résultats présentés dans les pièces 5 et 6 sont fondés sur de nombreuses hypothèses simplificatrices, qui sont détaillées dans le présent rapport. Ces résultats doivent être interprétés avec prudence et ne doivent être pris en compte qu'à titre informatif seulement.

La croissance annuelle totale de la charge attribuable à la recharge des VE pourrait atteindre 20,4 TWh au Canada d'ici 2030, 104 TWh d'ici 2040 et 156,5 TWh en 2050. Cela représente respectivement 3,4 %, 16,1 % et 22,6 % de la demande en électricité en 2030, 2040 et 2050. Pour vous donner une idée de l'échelle, la charge des VEZ prévue équivaut à l'ajout de la charge électrique annuelle de l'Ontario en 2019 au réseau national. Ce chiffre est important, mais comme la croissance est répartie sur 30 ans, la majeure partie de la croissance se produisant entre 2030 et 2050, les services publics canadiens ont dix ans pour affiner les prévisions de charge et planifier l'extension du réseau.

La pièce 6 présente une comparaison entre le résultat de notre prévision de charge des VE et une demande de pointe coïncidente ciblée. ICF a modélisé l'impact que la recharge gérée pourrait avoir sur la charge de pointe coïncidente des VE du réseau provincial, c'est-à-dire la charge à la demande de fonctionnement de pointe du réseau existant. Il est à noter que les charges de pointe de chaque province pour la recharge des VE ne coïncident pas entre elles. Les totaux canadiens reflètent les augmentations cumulées de la recharge des VE de chaque province qui coïncident avec l'heure de pointe du réseau de la province.

Pièce 6 – Demande de pointe coïncidente de la recharge des VE jusqu'en 2030 et 2050 par rapport à la charge de pointe du réseau (scénario : cible fédérale)

	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	Î.-P.-É.	T.-N.-L.	Canada
Heure de pointe du réseau se terminant à :	18 h	17 h	18 h	16 h	16 h	5 h	5 h	15 h	5 h	9 h	S. O.
Recharge des VE non gérée											
Recharge des VE en 2030 à l'heure de pointe, MW	378	317	90	61	1 157	571	15	75	3	54	2 720
Recharge des VE en 2040 à l'heure de pointe, MW	1 766	4 446	769	378	5 584	1 754	70	392	13	304	15 477
Recharge des VE en 2050 à l'heure de pointe, MW	2 585	9 199	1 587	622	7 778	2 096	95	505	20	344	24 381
Recharge des VE gérée à 50 %											
Recharge des VE en 2030 à l'heure de pointe, MW	189	158	45	30	578	286	8	37	1	27	1 360
Recharge des VE en 2040 à l'heure de pointe, MW	883	2 665	385	189	2 792	877	35	196	6	152	8 181
Recharge des VE en 2050 à l'heure de pointe, MW	1 292	6 087	1 089	311	4 129	1 048	48	253	10	172	14 440

Sources : Lignes 1 à 4 : Profils énergétiques des provinces de la REC, 2017 Long Term Outlook de l'AESO de l'Alberta, Reliability Outlook et données sur les taux de croissance de la SIERE, 2019 Load Forecast Report de Nova Scotia Power, Plan intégré des ressources du Nouveau-Brunswick, perspectives relatives à l'offre et à la demande d'électricité (Electricity Supply & Demand [ES&D]) de 2018 de la NERC. Lignes 5 à 18 : calculs d'ICF.

ICF n'a pas inclus la charge de production d'hydrogène (électrolyse) pour les VEPC dans le cadre de la demande de pointe coïncidente, car les installations de production d'hydrogène peuvent être directement raccordées au réseau de transport. Étant donné que les installations de production n'ont pas besoin d'être situées à l'endroit où l'hydrogène est utilisé et que l'hydrogène peut être stocké, on peut s'attendre à ce que les installations de production aient une certaine souplesse opérationnelle qui ne s'appliquerait pas dans le cas des véhicules électriques à batterie. On a donc supposé que les installations d'électrolyse auraient peu ou pas d'incidence sur la charge de pointe du réseau.

Les services publics canadiens, y compris les provinces où le taux de pénétration des VE est le plus élevé, nous ont dit qu'ils prévoient relativement peu d'investissements à court terme (horizon de cinq ans) en raison de l'adoption des VE. On s'attend à ce que l'adoption des VE ait un impact minimal à court terme sur le réseau, les répercussions de la charge accrue des VE se produisant en dehors de la prochaine période de cinq ans, lorsque la charge des VE devrait être plus importante.

Alors que les services publics canadiens ne perçoivent pas les VE comme une vulnérabilité sur les réseaux de gros et de transport à court terme, à long terme, cependant, les exploitants de systèmes canadiens ont unanimement fait savoir à ICF qu'ils travaillent à des solutions de gestion de la charge pour les VE. Au moment où la charge de pointe supplémentaire du réseau causée par la recharge des VE devient importante, les services publics ont indiqué qu'ils prévoient que les stratégies de gestion de la charge des VE auront déjà été mises en œuvre à ce moment-là. Ces stratégies devraient réduire au minimum les répercussions sur la demande de pointe du réseau et améliorer son utilisation afin de réduire le coût total moyen de production à long terme pour les consommateurs.

Les services publics à l'échelle du pays mettent à l'essai de nombreuses solutions de gestion de la recharge des VE, y compris des tarifs différenciés dans le temps (la tarification selon l'heure de

consommation et la tarification adaptée aux heures de pointe en sont des exemples frappants), afin d'influencer le comportement de recharge.

Préparation du réseau de distribution

La plupart des services publics d'électricité au Canada ont confirmé qu'ils observent un degré de vulnérabilité plus élevé à la recharge des VE au niveau du réseau de distribution plutôt qu'au niveau du réseau de transport ou de gros.

Les entreprises de distribution avec lesquelles ICF s'est entretenu suivent l'adoption des VE avec plus ou moins d'attention, en fonction du niveau actuel de pénétration et du niveau d'impact perçu. Bien que de nombreux planificateurs de réseaux de distribution nous aient dit qu'ils ne prévoyaient pas d'augmentation généralisée de l'adoption des VE dans un délai de cinq à dix ans, la plupart d'entre eux surveillent les mesures prises par les services publics avant-gardistes dans les provinces où le taux d'adoption des VE est plus élevé. Les initiatives entreprises par Hydro-Québec, BC Hydro, ainsi que par les grandes sociétés de distribution ontariennes desservant la région du Grand Toronto, fournissent des exemples et des stratégies pour éclairer la planification entourant l'adoption des VE.

La prévision de la charge du réseau de distribution peut être compliquée. Lorsque le prévisionniste se concentre sur une zone plus petite du réseau, la charge est moins diversifiée. Par exemple, il y a moins de charges électriques d'utilisation finale, moins de types différents de VE et de charges, ainsi qu'un volume plus faible d'utilisateurs sur le segment du réseau. Plus le réseau de distribution est petit, plus la volatilité devrait être grande, et plus l'incidence de la recharge non gérée des VE sera importante. De plus, le modèle d'adoption sera également volatile, car certaines zones du réseau de distribution peuvent connaître une adoption accélérée par rapport à la zone moyenne. L'adoption accélérée en grappes est un phénomène qui a été observé, par exemple, avec l'adoption de voitures hybrides de première génération et l'adoption de systèmes solaires photovoltaïques domestiques. L'adoption accélérée à l'échelle locale fournit un microcosme des défis et des occasions qui existent pour l'exploitation future du réseau.

Le concept de diversité de charge fait référence à l'aspect temporel du moment où les différentes charges des clients consomment de l'énergie. En général, la diversité de charge augmente aux niveaux supérieurs du réseau, ce qui permet d'aplanir la courbe de charge. En d'autres termes, si l'on fait un zoom arrière à l'échelle du système, un pourcentage prévisible du total des VE sera rechargé en même temps. Si l'on fait un zoom avant à l'échelle du quartier, la coïncidence de la recharge des VE devient moins prévisible qu'à l'échelle de la province, et il est plus probable qu'un grand nombre de bornes de recharge ou toutes les bornes de recharge puissent consommer de l'énergie simultanément.

Les entreprises de distribution canadiennes ont généralement confirmé que les zones les plus vulnérables de leur réseau de distribution sont les vieux quartiers résidentiels où la diversité de charge est la plus faible ou les quartiers à revenu élevé où l'adoption des VE est accélérée. Dans les deux cas, l'adoption précoce des VE peut entraîner une augmentation de la demande de charge qui ne peut pas être desservie par l'infrastructure électrique existante, provoquant des pannes ou des dommages, ce qui oblige les entreprises de distribution à remplacer prématurément les actifs.

Les entreprises de distribution canadiennes ont également indiqué que la visibilité sur l'adoption des VE pourrait devenir un défi. Il n'est pas obligatoire pour un client résidentiel de signaler avoir acheté un VE.

Études de cas sur le déploiement accéléré en grappes

ICF a mis au point un outil basé sur un tableur pour évaluer l'impact de l'interconnexion des VE sur les réseaux de distribution des services publics. Le Electric Vehicle Grid Impacts Screening Tool

[Outil d'évaluation de l'impact des véhicules électriques sur le réseau – EV-GIST] comprend des renseignements sur la topologie et les caractéristiques des circuits, l'équipement électrique, les profils de charge des clients, les profils de recharge des VE et les bornes de recharges pour VE.

L'objectif de l'outil est de permettre à un ingénieur du réseau de distribution d'effectuer des analyses rapides en fonction des renseignements disponibles sur les circuits et l'adoption des VE. Les résultats de l'outil peuvent indiquer la nécessité d'études plus détaillées et fournir une perspective des changements de conception nécessaires pour permettre l'adoption des VE.

Quelques intrants essentiels ont la plus grande influence sur les résultats du modèle EV-GIST.

Tout d'abord, la puissance de la borne de recharge constitue un facteur important. Les bornes de recharges résidentielles, par exemple, ont une puissance variant d'un peu plus de 1 kW à plus de 19,2 kW. Même un petit nombre de bornes de recharges de forte puissance regroupées peut causer des problèmes de tension ou de température pour l'équipement en amont.

Le deuxième facteur est le nombre de VE regroupés, car plusieurs bornes de recharges de taille moyenne peuvent avoir une incidence négative sur un système soumis à des contraintes.

Enfin, la conception du système, par exemple, le dimensionnement de l'équipement et les distances entre les lignes, a une incidence importante sur le résultat de la modélisation. Un équipement plus petit et des parcours de conducteurs plus longs peuvent poser des défis pour maintenir le fonctionnement du système dans des limites acceptables.

ICF a utilisé cet outil pour élaborer trois études de cas visant à mettre en lumière les vulnérabilités possibles d'un réseau de distribution de services publics. ICF a analysé les répercussions de l'adoption des VE sur les réseaux de distribution d'électricité de trois services publics d'électricité, notamment Hydro-Sherbrooke, Énergie NB et Alectra.

Les études de cas représentent les extrémités du réseau de distribution. D'un côté, il y a un poste électrique qui dessert des milliers de clients, et de l'autre, un transformateur de distribution et des conducteurs qui desservent un petit nombre de clients.

Dans ce dernier cas, les résultats ont montré des répercussions possibles à court terme à l'échelle locale des clients en raison de la probabilité d'une recharge coïncidente. Le premier cas, celui du poste électrique, était très différent dans la mesure où l'aplanissement de la courbe de la charge dû à la diversification des modèles de recharge a entraîné l'émergence de contraintes de capacité projetées plus loin dans le temps.

ICF a conclu qu'il serait prudent pour les services publics canadiens, d'un océan à l'autre, de réévaluer leurs critères de dimensionnement de planification et les capacités de l'équipement pour les transformateurs de rue et autres actifs périphériques du réseau. Cela permettrait de s'assurer que des charges électrifiées supplémentaires peuvent être interconnectées en toute sécurité au niveau des installations du client.

Conclusions

Les exigences relatives à la préparation des VE, y compris, mais sans s'y limiter, la préparation du réseau, sont multidimensionnelles et nécessiteront des investissements considérables dans les infrastructures de soutien, les politiques et l'éducation. Alors que les fabricants s'efforcent de continuer à fabriquer des véhicules qui répondent aux besoins et aux attentes des consommateurs, les secteurs privé et public devront quant à eux travailler sur l'infrastructure de recharge des VE.

Sans sous-estimer l'ampleur du défi de l'électrification des transports, ni les défis auxquels les planificateurs de réseaux seront confrontés au cours des 30 prochaines années pour soutenir la croissance de la charge des VE, la charge de production d'hydrogène pour les VEPC (si l'électrolyse

s'avère être la méthode de production de choix), la préparation du réseau aux VEZ en 2020 consiste davantage à développer les capacités entourant la planification et le déploiement de solutions au sein des services publics et avec les fournisseurs partenaires entourant les services publics. Par exemple, dans le cadre de ses activités de communication avec les services publics, ICF a discuté avec de nombreux services publics canadiens qui agissent dès maintenant pour améliorer leur préparation par le biais d'études et de projets pilotes.

Plusieurs mesures ont été prises ou devront être prises, d'une part, par les exploitants du système et les transporteurs, d'autre part, par les entreprises de distribution pour assurer un niveau suffisant de préparation du réseau aux VE.

À l'échelle du réseau de gros et de transport, les exploitants de systèmes, les transporteurs et les services publics à intégration verticale les mieux préparés doivent :

- Chercher à acquérir et à améliorer leur capacité à prévoir la charge des VE – à la fois la demande annuelle et la demande de pointe coïncidente.

- Rechercher de meilleures données pour affiner leur profil de charge des VE.

- Explorer, se tenir au courant et éventuellement mettre à l'essai des tarifs différenciés dans le temps, y compris, mais (surtout) sans s'y limiter la tarification selon l'heure de consommation.

- Élaborer des moyens pour obtenir une meilleure visibilité de l'adoption des VE au sein du territoire qu'ils desservent. Les services publics doivent évaluer le nombre, les types et l'emplacement des VE adoptés sur leur réseau de distribution.

- Relever le défi de l'interopérabilité entre les deux côtés de la sous-station de transformation, c'est-à-dire entre le réseau de gros et le réseau de distribution.

À l'échelle de la distribution, les entreprises de distribution les mieux préparées doivent :

- Étudier de nombreuses solutions de gestion de la recharge des VE à distance afin de justifier les bonnes solutions auprès de leur commission de services publics lorsque les VE auront atteint un niveau de pénétration suffisant pour entraîner la nécessité d'effectuer de coûteuses mises à niveau du réseau.

- Mettre l'accent non seulement sur la recharge des VE, mais aussi sur un éventail plus large de ressources énergétiques décentralisées (RED), y compris la gestion de la recharge des VE, les systèmes du véhicule à la maison/au bâtiment et du véhicule au réseau électrique, ainsi que de nombreuses autres solutions technologiques de RED.

- Renforcer leur analyse de rentabilité pour le déploiement à grande échelle d'une infrastructure de mesurage avancé (IMA).

- Collaborer avec le personnel de la commission de services publics et les intervenants pour planifier les investissements à l'appui de la croissance et de la gestion des VE.

- Mettre en œuvre des programmes d'électrification vastes et complets qui procurent des avantages aux clients.

- Adopter ou élaborer des méthodes pour évaluer l'incidence de la charge des VE.

- Examiner les normes de conception pour les nouvelles constructions, ainsi que le remplacement des actifs de distribution en fin de vie.

Enfin, les services publics canadiens devraient entreprendre un examen approfondi de leurs pratiques de conception des réseaux de distribution et éventuellement modifier les règles de conception standard en prévision d'une charge plus élevée par client en raison de la recharge des VE.