C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur

DOSSIER : R-4210-2022, Phase 1

Rapport du GRAME

Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Réseau intégré

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 3 mai 2023

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité et du plan d'approvisionnement.

Table des matières

Mandat 2

I. Détermination de la quantité associée au Bloc réservé des Clients CB 5

1.1 Analyse 5

1.2 Conclusion et recommandation..... 9

II. Demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ 9

2.1 Mise en contexte 9

2.2 Analyse 9

2.3 Conclusion et recommandation..... 13

III. Moyens pour réduire la demande à la pointe / Tarification dynamique 13

3.1 Mise en contexte 13

3.2 Analyse 13

3.3 Exemple de tarification dynamique 16

3.4. Conclusions et recommandation 19

IV. Moyens de réduction de la demande (pointe du réseau) pour la recharge des véhicules 20

4.1 Mise en contexte 20

4.2 Analyse 20

4.2.1. Croissance de la demande électrique résultant de la recharge des véhicules . 20

4.2.2. Impact des véhicules plus lourds 25

4.2.3. Déplacement de la charge de la pointe matinale vers celle en début de soirée 26

4.2.4. Moyen pour réduire l'impact des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 27

4.3. Conclusions et recommandations 28

V. Contrôle de la croissance de la demande / Contribution d'Hilo 29

5.1 Mise en contexte 29

5.2 Analyse 29

5.3 Conclusions et recommandations 36

Liste des annexes

Annexe 1 : Un écart de 37 TWh entre Legault et les experts | Le Devoir

Annexe 2 : Adoption du projet de loi no 2 - Hausse des tarifs d'Hydro-Québec limitée à 3 % pour les Québécois (quebec.ca)

Annexe 3 : Gaspillage d'énergie : Fitzgibbon veut que les Québécois modèrent leur consommation (lactualite.com)

Annexe 4 : Types de tarifs d'électricité | Ontario Energy Board (oeb.ca)

Annexe 5 : Projet de Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants.

Annexe 6 : Norme véhicules zéro émission – Le gouvernement veut augmenter l'offre de véhicules électriques au Québec, Nouvelle fournie par le Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, le 21 avril 2023.

Annexe 7 : La puissance d'Hydro-Québec menacée par le poids des véhicules électriques | Radio-Canada.ca

Annexe 8 : Le ministre Duclos annonce l'octroi d'un marché de services écoénergétiques (MSE) de l'infrastructure d'une valeur de 54,3 millions de dollars à la Base de soutien de la 2e Division du Canada Valcartier (Canada.ca)

Annexe 9 : Ministère des Ressources Naturelles - Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques – GÉOTHERMIE dans le secteur agricole (2012)

I. DÉTERMINATION DE LA QUANTITÉ ASSOCIÉE AU BLOC RÉSERVÉ DES CLIENTS CB

1.1 Analyse

Dans la décision D-2023-002 relative à une ordonnance de sauvegarde demandée par le Distributeur, la Régie a conclu :

> « [20] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde en suspendant provisoirement le processus d'attribution prévu via le Guichet unique de toute quantité de puissance et d'énergie pour les Clients CB et en approuvant, provisoirement, la suspension des articles 1.3, 13.9 al. 2 et 21.1 du texte des Conditions de service (note 18). L'ordonnance de sauvegarde sera maintenue jusqu'à ce que la Régie rende une décision finale à cet égard dans le cadre de l'examen du Plan. »
>
> Référence : R-4210-2022, D-2023-002, p. 8-9, par. 20

Dans le cadre de son intervention, le GRAME vise à s'assurer que les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement soient respectés, le tout dans une perspective de développement durable.

Le GRAME est d'avis qu'il est dans l'intérêt public de revoir l'utilisation de l'énergie disponible sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 afin de ne pas limiter la capacité du Distributeur à participer activement à la transition énergétique du Québec, tel que prévu au décret de préoccupations 1697-2022 :

> « 1. Il y aurait lieu de s'assurer qu'Hydro-Québec dispose d'énergie propre en quantité suffisante afin de favoriser la transition énergétique et l'électrification de l'économie, de favoriser l'atteinte des cibles de réduction de gaz à effet de serre et d'accroître la prospérité collective du Québec;
>
> 2. En ce qui concerne plus spécifiquement l'accroissement de la prospérité collective du Québec, il y aurait lieu de s'assurer que l'utilisation de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec soit alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées au Plan pour une économie verte 2030 ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec;
>
> 3. Il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires et stratégiques, constitue un risque à la capacité du distributeur d'électricité de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont faites, particulièrement dans le contexte où ces demandes et les besoins qui y sont liés sont largement supérieurs aux capacités d'Hydro-Québec d'y répondre dans un horizon moyen terme;
>
> 4. Il y aurait lieu de prendre tout moyen afin de s'assurer de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique. »
>
> Référence : Décret de préoccupations 1697-2022 (B-0023).

La deuxième préoccupation énoncée dans le Décret 1697-2022 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec précise qu'il y aurait lieu de s'assurer que l'utilisation de l'énergie disponible s'aligne avec les besoins des filières stratégiques identifiées dans le Plan pour une économie verte 2030 [1] ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec. Les filières stratégiques identifiées au PEV 2030 sont :

- 3.1 Le grand chantier d'électrification[2] ; et
- 3.2 Les autres filières stratégiques[3] :
    - La valorisation et la séquestration physique ou chimique du carbone ;
    - Les bâtiments verts et intelligents ;
    - Les matériaux à faible empreinte carbone et les produits du bois ;
    - La gestion du carbone ;
    - Les infrastructures vertes et résilientes ;

À elle seule, la croissance de la demande électrique pour l'électrification des transports résultant de la recharge des véhicules est évaluée à près d'un tiers de la croissance prévue des ventes régulières, soit de 24,8 TWh à l'horizon 2032.[4]

L'objectif de décarbonation des bâtiments est un autre exemple démontrant l'importance de s'assurer de la disponibilité d'énergie propre pour favoriser l'atteinte de la cible de réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030, le gouvernement ayant récemment émis le décret 1395-2022 à l'égard de la biénergie électricité – gaz naturel pour les clientèles commerciale et institutionnelle :

> « ATTENDU QUE le distributeur d'électricité a présenté, le 2 mai 2022, un rapport au gouvernement démontrant la nécessité de fixer trois nouveaux tarifs visant la biénergie électricité – gaz naturel pour les clientèles commerciale et institutionnelle;
>
> […]
>
> « 2° Il y aurait lieu que ces tarifs soient compétitifs, de manière à favoriser la conversion des systèmes de chauffage vers la biénergie électricité – gaz naturel, contribuant ainsi à l'atteinte de la cible de réduction de 50% des émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030. ». (Notre souligné)
>
> Référence : Décret 1395-2022

Après l'adoption de ce décret, le Distributeur et Énergir ont déposé une demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments visant la clientèle

[1] Décret de préoccupations 1697-2022 (B-0023), alinéa 2
[2] Plan pour une économie verte 2030, page 74
[3] Plan pour une économie verte 2030, pages 80-81
[4] R-4210-2022, B-0009, p. 12

commerciale et institutionnelle (R-4169-2021, phase 2), qui donne suite à leur demande visant la biénergie pour la clientèle résidentielle (R-4169-2021, phase 1).

Dans sa preuve, le Distributeur indique que l'ajout de charges additionnelles se traduirait par une pression supplémentaire sur les volumes d'énergie devant être acquis :

> 7. Toute charge additionnelle significative ajoutée à la prévision des besoins en énergie liée au solde du Bloc réservé se traduirait donc par une pression supplémentaire sur les volumes d'énergie additionnelle devant être acquis, lesquels sont déjà importants. Le Distributeur est d'avis qu'il importe de limiter, dans la mesure du possible, le risque que cette situation se produise ;
>
> Référence : R-4210-2022, B-0003, par. 7

Dans une affirmation solennelle, M. Nadhem Idoudi, directeur principal Planification intégrée et valorisation des stratégies d'affaires chez Hydro-Québec, précise que l'impact du solde restant du Bloc réservé sur les besoins serait de l'ordre de 2,2 TWh annuellement[5] et qu'ultimement, cette situation serait susceptible de mettre à risque la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement[6] :

> 8. L'ajout de l'intégralité du solde restant du Bloc réservé, de l'ordre de 270 MW, aurait un impact sur les besoins d'environ 2,2 TWh annuellement, et d'environ 700 GWh en hiver;
>
> 9. Le bilan d'énergie alternatif présenté au tableau 3.6 de la pièce HQD-2, document 3 montre l'impact de l'ajout hypothétique de l'entièreté du solde du Bloc réservé dès 2024. Dans une telle situation, les volumes d'énergie additionnelle requis excéderaient alors les 3 TWh pour ce même hiver et les suivants, ce qui entraînerait un recours accru et important aux marchés de court terme. Ultimement, cela serait susceptible de mettre à risque la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement du Distributeur ; (Nos soulignés)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0003, par. 8 et 9

À l'instar du Distributeur[7], le GRAME est d'avis qu'un tel état de fait démontre que l'équilibre énergétique pourrait être compromis de manière à réduire ou encore limiter le potentiel électrique nécessaire pour réaliser la transition énergétique du Québec.

Dès le dossier R-4045-2018, le GRAME avait fait valoir que les quantités offertes pour l'usage cryptographique doivent faire l'objet d'une analyse plus précise de l'impact sur le plan d'approvisionnement du Distributeur à court terme (0-5 ans), mais également à moyen terme (5-10 ans) à la fois sur les besoins en puissance et en énergie. Il soumettait que le Plan directeur prévoit une augmentation de la demande électrique en énergie de 13,4 %

[5] R-4210-2022, B-0003, par. 8
[6] R-4210-2022, B-0003, par. 9
[7] R-4210-2022, B-0003, par. 10

d'ici 2023 et de 19,6 % d'ici 2030[8], augmentation qui ne tient pas compte de l'impact du bloc dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur la croissance de la demande en énergie et en puissance.[9]

Le GRAME est d'avis que l'évolution du contexte énergétique et la croissance de la demande ne permettent plus d'attribuer la quantité restante du Bloc réservé. En effet, selon le Distributeur une telle situation résulterait en des déficits énergétiques récurrents, lesquels devraient être comblés par de nouveaux approvisionnements de long terme qui ne pourraient réalistement être mis en service d'ici 2028.

> Le tableau 3.6 présente l'impact sur le bilan d'énergie d'une attribution rapide de la quantité restante du Bloc réservé, soit un volume de l'ordre de 270 MW dès 2024. Ce bilan d'énergie alternatif montre des achats d'énergie requis dépassant les 3 TWh en hiver dès 2025, soit des volumes excédant la capacité d'achat maximale considérée en provenance des marchés de court terme, à conditions climatiques normales. L'occurrence d'une telle situation impliquerait donc des déficits en énergie récurrents jusqu'à la mise en service possible de nouveaux approvisionnements de long terme additionnels. Or, compte tenu des délais d'acquisition et d'approbation, il est peu réaliste de prévoir que ces nouveaux approvisionnements puissent être mis en service d'ici 2028. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0020, page 19

Conséquemment, le Distributeur demande de surseoir à l'application des modalités prévues aux articles 1.3 (1.3 Demande pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs transmise dans le cadre du processus d'attribution du solde du bloc réservé), 13.9 alinéa 2 (13.9 Actions nécessitant une autorisation préalable) et 21.1 (définition de « bloc réservé ») des Conditions de service et de réviser à la baisse le volume du Bloc réservé:

> 3.3.2. Demande de suspension de certaines modalités des Conditions de service
>
> Compte tenu du contexte énergétique actuel, le Distributeur demande à la Régie de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les *Conditions de service* (les CS) et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique, afin de permettre à la Régie de réviser à la baisse le volume du Bloc réservé au terme de l'examen du Plan.
>
> De façon plus précise, le Distributeur demande à la Régie de surseoir à l'application des modalités prévues aux articles 1.3 et 13.9 alinéa 2 ainsi qu'à la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des CS
>
> Le tableau 3.7 présente les modalités des CS en vigueur depuis le 9 décembre 2021, lesquelles font l'objet de la présente demande de suspension du Distributeur.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0020, page 20

---

[8] R-4043-2018, B-0005, Tableau 20, Prévision de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs - scénario Plan directeur (en pétajoules), page 209
[9] R-4045-2018, C-GRAME-0004, par. 22

1.2 Conclusion et recommandation

Le GRAME est d'avis que la demande du Distributeur s'inscrit dans l'intérêt public d'un point de vue collectif.

Par conséquent, considérant que le volume du Bloc dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs doit être révisé à la baisse afin de ne plus permettre l'attribution de la quantité restante de ce Bloc réservé (270 MW), le GRAME recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités prévues aux articles 1.3 et 13.9 alinéa 2 des Conditions de service, ainsi qu'à la définition de «bloc réservé» que l'on retrouve à l'article 21.1 des Conditions de service.

II. DEMANDE DE CESSER D'ACCEPTER TOUTE NOUVELLE DEMANDE D'ADHÉSION AU TDÉ

2.1 Mise en contexte

L'intérêt du GRAME pour cet enjeu est directement en lien avec le PEV 2030 et notamment son objectif de décarbonation des bâtiments, lequel impactera à la hausse la demande électrique. Le GRAME est d'avis qu'il est dans l'intérêt public de revoir l'utilisation de l'énergie disponible sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 afin de ne pas limiter la capacité du Distributeur à participer activement à la transition énergétique du Québec, tel que prévu au Décret de préoccupations 1697-2022 (B-0016).

2.2 Analyse

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ :

> 61. Le Distributeur soutient que le contexte énergétique actuel justifie le recours à l'article 6.44 *in fine* et demande à la Régie, en application de cet article, d'approuver sa demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0002, par. 61

Il justifie sa demande par des changements au contexte énergétique, lequel s'inscrivait auparavant dans un contexte de surplus énergétiques.[10].

> Le bilan d'énergie présenté au tableau 3.1 montre des achats d'énergie importants sur les marchés de court terme, ainsi que le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme dès 2026. Bien que de nouveaux approvisionnements de long terme soient acquis par le biais des appels d'offres en cours et ceux prévus, la situation prévue de l'équilibre

[10] R-4210-2022, B-0020, p. 23

énergétique demeure différente de celle qui prévalait lors de la mise en place du TDÉ et de sa prolongation.

Le contexte de surplus énergétiques importants, à l'origine de la création du TDÉ, n'est plus prévalent ni prévu. Pour cette raison, le Distributeur demande donc de fermer l'adhésion au TDÉ en date de la décision que la Régie rendra.

Référence : R-4210-2022, B-0020, p. 23

Par ailleurs, le bilan énergétique du Distributeur démontre un besoin pour de nouveaux approvisionnements dès 2027 :

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

Référence : R-4210-2022, B-0020, Tableau 3.1, Bilan d'énergie, p. 13

Par ailleurs, le Distributeur indique que l'article 6.44 des Tarifs d'électricité lui permet de cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au TDÉ.

La Régie a approuvé une telle clause, laquelle prévoit :

6.44 […]

Sous réserve de l'approbation de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec peut cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique si le contexte énergétique le justifie.

Référence : R-4210-2022, B-0020, page 22

Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ, lequel est en mesure d'attirer de nouvelles industries au Québec à un coût énergétique à rabais, afin d'orienter la demande électrique vers les besoins en favorisant la transition énergétique du Québec, tel que prévu au décret 1697-2022.

En effet, uniquement avec la demande énergétique croissante associée à la transition énergétique du Québec, le Plan directeur prévoyait en 2018[11], une augmentation de la demande électrique en énergie de 13,4 % d'ici 2023 et de 19,6 % d'ici 2030, augmentation qui ne tenait pas compte de l'impact du nouveau tarif TDÉ sur la croissance de la demande en énergie et en puissance, ni du bloc dédié à la cryptomonnaie.

Tableau 20 : Prévision de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs — scénario Plan directeur (en pétajoules)

				Croissance (%)	
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Total des secteurs					
Électricité	666,5	755,6	797,2	13,4 %	19,6 %
Gaz naturel	227,1	254,2	262,0	11,9 %	15,3 %

Référence : R-4043-2018, B-0005, Tableau 20, Extrait, p. 209

Les besoins en électricité identifiés dans le rapport Dunsky indiquent qu'ils pourraient aller jusqu'à 137 TWh additionnels à l'horizon 2050 :

> « On l'a dit, on a calculé, ça va prendre l'équivalent de 100 TWh d'électricité d'ici 2050 pour électrifier toute l'économie du Québec, 100 TWh de plus que le 200 TWh qu'on a déjà chez Hydro-Québec », a déclaré mercredi M. Legault. (https://www.ledevoir.com/hydro-quebec?utm_source=recirculation&utm_medium=hyperlien&utm_campaign=corps_texte)
>
> M. Sauves a expliqué jeudi que ce chiffre est tiré du plan stratégique de la société d'État, qui le considère comme un minimum.
>
> Selon le document d'Hydro-Québec, « plus de 100 TWh additionnels d'électricité propre seront requis pour que le Québec atteigne la carboneutralité à l'horizon 2050 ».
>
> Des besoins immenses
>
> Le rapport Dunsky, commandé par le MELCCC, précise toutefois que ces besoins pourraient aller jusqu'à 137 TWh. À titre de comparaison, la production annuelle actuelle de la filière éolienne au Québec est de l'ordre de 11TWh et d'environ 8 TWh pour le dernier projet hydroélectrique La Romaine, indique le document. (https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf)
>
> Référence : Un écart de 37 TWh entre Legault et les experts | Le Devoir : Extrait (Voir Annexe 1)

Le GRAME étant préoccupé par le risque d'une croissance exponentielle des besoins énergétiques sur l'horizon du Plan, il est d'avis qu'il faut dès maintenant agir avec prudence et limiter cette croissance dès maintenant.

[11] R-4043-2018, B-0005, Tableau 20, page 209

Impact de l'adoption du projet de loi no. 2

Le projet de loi no. 2 (*Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*) adopté le 15 février 2023 permettra au Distributeur de ne plus être tenu de desservir les projets requérant moins de 50 mégawatts. La sélection des projets de grande puissance de 5 mégawatts et plus se fera par le gouvernement, en collaboration avec Hydro-Québec.

> De plus, considérant l'importance de la demande en électricité à prévoir dans les prochaines années, le projet de loi vient apporter des modifications à la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ chapitre R-6.01) afin d'encadrer davantage l'obligation d'Hydro-Québec de distribuer l'électricité.
>
> Dans le contexte actuel de resserrement des bilans énergétiques et d'électrification croissante de l'économie, il est essentiel de choisir les projets les plus porteurs et d'allouer l'électricité disponible de façon judicieuse. Dorénavant, le gouvernement, en collaboration avec Hydro-Québec, sélectionnera les projets de grande puissance, c'est-à-dire les projets de 5 mégawatts et plus, alors qu'actuellement, la société d'État est dans l'obligation de desservir les projets requérant moins de 50 mégawatts.
>
> L'octroi des blocs de puissance reposera sur une analyse multicritère des bénéfices de chaque projet pour le Québec, notamment sur les retombées économiques, les impacts environnementaux et d'autres critères socioéconomiques, tout en tenant compte des capacités techniques de raccordement d'Hydro-Québec. (Notre souligné)
>
> Référence : Adoption du projet de loi no 2 - Hausse des tarifs d'Hydro-Québec limitée à 3 % pour les Québécois (quebec.ca) (Annexe 2)

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui résultent du projet de loi no. 2 pourraient avoir un impact sur la disponibilité de la fourniture électrique pour le tarif TDÉ, le Distributeur indique qu'elles n'auront pas d'impact sur la disponibilité de fourniture pour le tarif TDÉ.

> Réponse :
>
> Non, les modifications de la LRÉ résultant du projet de loi no 2 n'auront pas d'impact sur la disponibilité de fourniture pour le tarif TDÉ. De plus, le Distributeur rappelle qu'il demande à la Régie de mettre fin aux adhésions au TDÉ conformément à l'article 6.44 des *Tarifs d'électricité*.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.1.1

Bien que le GRAME soit d'avis que les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui résultent du projet de loi no. 2 permettront de diminuer la croissance de la demande, sous la supervision gouvernementale en collaboration avec le Distributeur, le GRAME maintient qu'il faut agir avec prudence et limiter cette croissance dès maintenant.

2.3 Conclusion et recommandation

Le GRAME est d'avis que la demande du Distributeur s'inscrit dans l'intérêt public d'un point de vue collectif.

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.

III. MOYENS POUR RÉDUIRE LA DEMANDE À LA POINTE / TARIFICATION DYNAMIQUE

3.1 Mise en contexte

À titre d'intervenant et dans une optique d'intérêt public, le GRAME souhaite contribuer à l'examen des mesures permettant de réduire la consommation électrique, considérant que la croissance de la demande en énergie doit être freinée de manière prioritaire.

Le GRAME cherche à évaluer dans ce chapitre la progression de l'offre de tarification dynamique et à savoir comment le Distributeur envisage d'en accroître les résultats. On y propose également des pistes d'améliorations de l'offre de tarification dynamique.

3.2 Analyse

Le bilan de puissance (Tableau 3.3) indique une stagnation de l'apport de la tarification dynamique en 2025-2026 à 445 MW.

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	39 851	40 120	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	43 682	44 158	44 463	45 021	45 445	45 922	46 407	46 943	47 476	48 069
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 300	1 500	1 500	1 800	1 500	500	500	500	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 926	1 917	1 958	1 968	1 924	1 834	1 728	1 671	1 661	1 584
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	1 603	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	*492*	*501*	*516*	*542*	*562*	*627*	*629*	*629*	*629*	*629*
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	900	850	900	850	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	350	1 700	2 100	2 600	3 100	3 750

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Références : R-4210-2022, B-0020, Tableau 3.3, Bilan de puissance, p. 14

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur explique l'absence de progression de l'apport de la tarification dynamique au bilan de puissance à partir de 2025-2026, alors qu'elle double entre 2022-2023 et 2025-2026. Le Distributeur indique qu'il anticipe atteindre un rythme maximal d'adhésions à l'hiver 2025-2026 en se basant sur les résultats d'effacement des clients inscrits :

> Réponse :
>
> La trajectoire inscrite au bilan de puissance pour la tarification dynamique traduit le fait que le Distributeur anticipe atteindre à un certain rythme le taux maximal d'adhésion à l'hiver 2025-2026, sur la base des résultats d'effacement des clients inscrits obtenus jusqu'à présent.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.1

Dans sa décision D-2022-062, la Régie soumet que les deux options tarifaires résidentielles comportent des enjeux différents pour le besoin d'accompagnement des participants[12]. Le GRAME note que la présentation des résultats au Tableau 3.3[13] portant sur le bilan de puissance aurait avantage à être détaillée selon les deux types d'options tarifaires (Crédit hivernal et tarif Flex) afin de déterminer laquelle des deux options a le plus d'impact à la baisse sur la pointe hivernale et laquelle aurait avantage à faire l'objet soit d'une amélioration de l'accompagnement des participants ou encore à davantage de promotion pour en améliorer les résultats.

Le GRAME est d'avis que cette information doit être présentée séparément.

> Options tarifaire résidentielle : Crédit hivernal et tarif Flex
>
> [331] La Régie rappelle que l'option de crédit hivernal ne représente aucun risque pour la clientèle y adhérant puisque, dans le pire des cas, le client domestique qui ne s'efface pas paiera le tarif D. Elle est ainsi d'avis que le besoin d'accompagnement des participants à l'option de crédit hivernal n'a pas la même importance que celui des participants à l'option tarif Flex.
>
> [332] En conséquence, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal devrait être levée le plus rapidement possible et le Distributeur devrait accélérer le déploiement de cette option.
>
> [333] La Régie considère que le fait de prioriser le déploiement de l'OÉI et de l'option de crédit hivernal devrait permettre de minimiser le coût moyen pondéré du portefeuille de moyens de GDP à la disposition du Distributeur. Cela aurait également pour effet de réduire le risque d'une trop grande dépendance au recours à l'agrégateur Hilo, qui a connu un départ plus difficile que prévu à l'hiver 2020-2021.

[12] R-4110-2019, D-2022-062, par. 331
[13] R-4210-2022, B-0020, Tableau 3.3, Bilan de puissance, p. 14

> [334] La Régie demande donc au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible et de tout mettre en oeuvre afin de lever, en temps utile pour la prochaine période de pointe, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4110-2019, D-2022-062, par. 331 à 334

Dans sa décision D-2022-062, la Régie demande au Distributeur de déposer un projet de bonification de l'OÉI dès que possible et de lever la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal[14]. Le GRAME note que la limite est maintenant levée pour l'option de crédit hivernal, contrairement au tarif Flex[15], et que la bonification de l'OÉI n'a pas encore fait l'objet d'améliorations.

Outre l'option de Crédit hivernal et le tarif Flex, M. Fitzgibbon a élargi le débat sur le rapport des Québécois à leur consommation d'énergie dans les années à venir, en évaluant l'impact sur les choix gouvernementaux qui devront être faits en termes d'approvisionnement.

> Aucun scénario ne semble exclu pour atteindre l'objectif de «sobriété » nourri par M. Fitzgibbon, qui pourrait bien se laisser tenter par la «tarification dynamique».
>
> […]
>
> Le modèle de tarification modulée selon la consommation et le moment de la journée doit être envisagé, a-t-il dit. Plus on consommera d'électricité, surtout en période de pointe, l'hiver, à l'heure du souper par exemple, et plus la facture d'Hydro-Québec risquerait d'augmenter. Utiliser en même temps la laveuse, la sécheuse, le lave-vaisselle et la cuisinière pourrait avoir son prix, surtout durant les longs mois d'hiver. (Nos soulignés)
>
> Références : Gaspillage d'énergie: Fitzgibbon veut que les Québécois modèrent leur consommation | L'actualité (lactualite.com), p. 3 et 4 (Voir Annexe 3)

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si le Distributeur a envisagé d'introduire un ou des tarifs modulés selon la consommation et le moment de la journée qui seraient obligatoires, le Distributeur indique qu'il étudie la possibilité d'introduire une tarification différenciée dans le temps pour sa clientèle domestique et de petite puissance afin de mesurer l'intérêt de sa clientèle à l'égard de cette forme de tarification, mais qu'elle serait sur une base volontaire et non obligatoire :

> Réponse :
>
> Le Distributeur étudie la possibilité d'introduire une tarification différenciée dans le temps pour sa clientèle domestique et de petite puissance. Des consultations auprès de cette clientèle ont présentement lieu afin de notamment mesurer leur intérêt à l'égard de cette forme de tarification.

[14] R-4110-2019, D-2022-062, par. 334
[15] R-4210-2022, B-0043, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 4.1.3

> Toutefois, si cette forme de tarification était proposée, celle-ci serait disponible uniquement sur une base volontaire et non pas obligatoire, tout comme l'ensemble des moyens de gestion déjà offerts par le Distributeur.
>
> En effet, le Distributeur vise plutôt une diversification de ses moyens de gestion et non pas à ce que l'ensemble de sa clientèle domestique et de petite puissance adhère à ce type de tarification.
>
> De plus, le Distributeur est d'avis qu'un des facteurs de succès de cette forme de tarification est l'adhésion sur une base volontaire afin d'avoir un bassin de clients motivés à maximiser leur effacement.
>
> À ce stade-ci, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir une estimation de la réduction de la consommation à la pointe du réseau en puissance et en énergie. Le Distributeur invite toutefois l'intervenant à se référer aux résultats d'effacement du projet pilote Heure Juste réalisé en 2010. (Nos soulignés)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2

Concernant l'ordre de grandeur de la réduction de la consommation à la pointe du réseau, en puissance et en énergie, si une telle tarification obligatoire était mise en place, le Distributeur indique ne pas être en mesure d'en fournir une estimation[16].

3.3 Exemple de tarification dynamique

Nous comprenons de la position du Distributeur que la tarification différenciée dans le temps est à l'étude, mais qu'elle ne sera pas obligatoire.[17]

Le GRAME soumet ci-dessous un exemple de tarification différenciée dans le temps de l'Ontario. Nous pouvons constater que deux choix sont offerts à la clientèle résidentielle et celle visant une petite entreprise, soit la tarification selon l'heure de consommation ou celle par paliers :

> Types de tarifs de l'électricité
>
> Il existe trois types de tarifs différents pour les consommateurs qui achètent leur électricité auprès de leur service public. Nous rajustons les taux le 1er novembre :
>
> Avec la tarification selon l'heure de consommation et le tarif d'électricité de nuit très bas, le prix dépend de **quand** vous consommez de l'électricité. Cela signifie que vous pouvez gérer vos coûts d'électricité en décalant votre consommation à des périodes où les prix sont moins élevés, dans la mesure du possible.
>
> Avec la tarification par paliers, le prix dépend de la **quantité** d'électricité que vous consommez au cours d'un mois.

[16] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2
[17] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2

[…]

Si vous êtes un client résidentiel ou une petite entreprise, vous pouvez choisir de passer d'une tarification selon l'heure de consommation à une tarification par paliers, ou inversement. (Notre souligné)

Référence : Types de tarifs d'électricité | Ontario Energy Board (oeb.ca) (Voir Annexe 4)

Nous constatons que la tarification par palier s'apparente à celle offerte par le Distributeur qui compte également deux paliers de consommation. Pour le Distributeur, le Tarif domestique D est cependant le même pour les périodes d'hiver et d'été et comporte des frais d'accès au réseau afin de capter une partie des frais fixes de distribution. Le premier palier se situe à une consommation jusqu'à 40 kWh par jour, donc de 1 200 kWh pour 30 jours, le reste de la consommation étant au deuxième palier. Comparativement, la tarification par palier déterminée par l'*Ontario Energy Board*[18] offre un premier palier équivalent à une consommation de 1 000 kWh par mois en hiver et de 600 kWh par mois en été.

Tarification par palier :

Seuils de palier	Hiver (1er nov - 30 avril)	Été (1er mai - 31 oct)	Tarifs par palier (¢/kWh)
Palier 1	Résidentiel – 1 000 kWh/mois Non résidentiel – 750 premiers kWh/mois	Clients résidentiels — Première tranche de 600 kWh/mois Clients non résidentiels – Première tranche de 750 kWh/mois	8,7
Palier 2	Résidentiel – pour l'électricité consommée au-delà de 1 000 kWh/mois Non résidentiel – pour l'électricité consommée au-delà de 750 kWh/mois	Clients résidentiels : pour l'électricité consommée lorsque les 600 kWh par mois sont atteints Clients non résidentiels : pour l'électricité consommée lorsque les 750 kWh par mois sont atteints	10,3

Référence : Types de tarifs d'électricité | Ontario Energy Board (oeb.ca) (Voir Annexe 4)

La tarification selon l'heure de la consommation de l'Ontario comporte quant à elle trois périodes de consommation, dont la différence entre le tarif offre un incitatif significatif entre la période creuse et celle de pointe, donc un incitatif à déplacer sa consommation de la période de pointe en permettant également à la clientèle de déplacer au besoin sa consommation vers la période médiane dont le prix est semblable à celui du palier 2 du tarif par palier. Cette option de déplacement de la consommation de la période de pointe vers les périodes creuses et médianes offre plus de possibilités à la clientèle de déplacer ces charges selon ses besoins.

[18] Types de tarifs d'électricité | Ontario Energy Board (oeb.ca) (Voir Annexe 4) : Dans le cadre de notre mandat, nous fixons les tarifs que votre fournisseur vous facture pour l'électricité que vous consommez dans votre maison ou votre petite entreprise.

Tarifs selon l'heure de la consommation selon trois périodes de consommation :

Périodes de la tarification selon l'heure de la consommation	Hiver (1er nov - 30 avril)	Été (1er mai - 31 oct)	Tarifs selon l'heure de consommation (¢/kWh)
Période creuse	Jours de semaine, entre 19 h et 7 h, toute la journée les fins de semaine et les jours fériés	Jours de semaine, entre 19 h et 7 h, toute la journée les fins de semaine et les jours fériés	7,4
Période médiane	en semaine, de 11 h à 17 h	Jours de semaine, entre 7 h et 11 h et entre 17 h et 19 h	10,2
Période de pointe	en semaine, de 7 h à 11 h et de 17 h à 19 h	Jours de semaine, entre 11 h et 17 h	15,1

Référence : Types de tarifs d'électricité | Ontario Energy Board (oeb.ca) (Voir Annexe 4)

En réponse à une demande du GRAME portant sur la tarification dynamique, le Distributeur réfère le GRAME aux résultats d'effacement du projet pilote Heure Juste réalisé en 2010.[19] Le GRAME a participé au dossier R-3740-2010 portant sur le projet pilote Heure Juste. Il avait conclu que l'écart de prix entre la période de pointe et hors pointe était insuffisant pour stimuler un changement d'habitudes de consommation d'électricité auprès des clients résidentiels et amener un changement de comportement durable[20].

Le GRAME abordait également les notions (1) de gestion de la demande, laquelle survient lorsque les consommateurs réduisent leur demande en électricité durant les heures de pointe et les transpose aux heures hors pointe, (2) de changement de comportement en référence à la réduction volontaire de leur consommation d'électricité en pointe et (3) d'efficacité énergétique, laquelle fait référence à la réduction de la consommation d'électricité résultant de mesures visant l'augmentation de l'efficacité énergétique [21] (par exemple : remplacer un vieil équipement par un modèle consommant moins d'énergie ou améliorer l'enveloppe du bâtiment).

Le GRAME est d'avis qu'une tarification dynamique doit permettre de couvrir ces trois notions (gestion de la demande, changement comportemental et amélioration de l'efficacité énergétique). La première (gestion de la demande) permet de lisser la courbe de la demande en puissance, la deuxième (changement comportemental) permet de réduire la demande sans reprise de celle-ci par la suite et la troisième (amélioration de l'efficacité énergétique) permet, sur une période plus longue, d'inciter la clientèle à améliorer l'efficience de ses usages électriques. Pour permette que cette dernière soit mise en place de manière durable, l'incitatif doit être suffisant.

[19] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2
[20] R-3740-2010, C-10-5-GRAME, p. 35
[21] R-3740-2010, C-10-5-GRAME, p. 50

Considérant que les besoins en approvisionnement énergétique du Québec seront en croissance de 14 % sur la durée du Plan d'approvisionnement 2023-2032 afin notamment de rencontrer les besoins énergétiques de la conversion des bâtiments à l'électricité (+ 4,5 TWH) et des nouvelles technologies dont l'électrification des transports (+7,8 TWh)[22], le GRAME est d'avis que l'ajout de nouveaux équipements de production aura ses limites et qu'il est nécessaire de miser à la fois sur la réduction de la demande et sur la gestion de la demande, et cela, de manière prioritaire.

3.4. Conclusions et recommandation

Considérant que les deux options tarifaires résidentielles *Option de crédit hivernal* et *tarif Flex D* comportent des enjeux différents pour le besoin d'accompagnement des participants[23], le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'en présenter les résultats séparément dans la présentation de son bilan de puissance[24]. L'objectif est de pouvoir déterminer laquelle des deux options a le plus d'impact à la baisse sur la pointe hivernale et laquelle aurait avantage à faire l'objet soit d'une amélioration de l'accompagnement des participants ou encore à davantage de promotion pour en améliorer les résultats.

Le GRAME recommande que soient mises en place rapidement des options de tarification dynamique couvrant davantage l'ensemble de la demande, donc visant non seulement la gestion de la demande, mais comportant des incitatifs visant les changements comportementaux et l'efficacité énergétique.

Le GRAME est d'avis qu'il sera nécessaire à terme de rendre la tarification dynamique obligatoire. Cependant, une telle approche devrait proposer plus d'un choix à la clientèle afin de permettre d'optimiser les résultats, tout évitant de devenir un fardeau trop important pour les familles ou les personnes à faibles revenus.

[22] R-4210-2022, B-0007, p. 7
[23] D-2022-062, par. 331
[24] R-4210-2022, B-0020, Tableau 3.3, Bilan de puissance, p. 14

IV. MOYENS DE RÉDUCTION DE LA DEMANDE (POINTE DU RÉSEAU) POUR LA RECHARGE DES VÉHICULES

4.1 Mise en contexte

À titre d'intervenant et dans une optique d'intérêt public, le GRAME souhaite contribuer à l'examen des mesures permettant de réduire la consommation électrique, considérant que la croissance de la demande en énergie doit être freinée de manière prioritaire.

4.2 Analyse

4.2.1. Croissance de la demande électrique résultant de la recharge des véhicules

Concernant la croissance de la demande électrique résultant de la recharge des véhicules, celle-ci est évaluée à près d'un tiers[25] de la croissance revue des ventes régulières annuelles de 24,8 TWh à l'horizon 2032, en lien avec l'interdiction de vente de véhicules neufs à combustion à partir de 2035 et la part du marché du parc automobile électrique établie par le Distributeur à 39 % dès 2032[26] :

> 3. PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ
>
> Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.
>
> Près d'un tiers de l'accroissement des ventes résulte de l'électrification des transports. La prévision du Distributeur reflète les projets de règlements visant le resserrement de la norme Véhicule zéro émission (VZE), ainsi que l'interdiction de vente de véhicules neufs à combustion à partir de 2035. Le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2032 est par conséquent évalué à 2,2 millions, soit 39 % du parc automobile québécois. (Nos soulignés)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0009, p. 11-12

Nous constatons que le Plan d'approvisionnement 2023-2032 prévoit un écart à la hausse avec celui de 2020-2029 de l'ordre de 59 % à l'horizon 2028-2029 :

TABLEAU 7.6 :
COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029

[25] R-4210-2022, B-0009, p. 12
[26] R-4210-2022, B-0009, p. 12

Véhicules électriques												
Plan d'approvisionnement 2023-2032		27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688
Plan d'approvisionnement 2020-2029		31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
	Écart	-3	-2	-9	-9	-10	-2	10	31	65	137	258

Référence : R-4210-2022, B-0009, Tableau 7.6, p. 31

Par ailleurs, les besoins en puissance à la pointe d'hiver démontrent une croissance marquée entre 2029-2030 et 2032 particulièrement pour les véhicules électriques résidentiels, soit de l'ordre de 30 % :

TABLEAU R-3.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2032-2032
Usages										
Véhicules électriques	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Résidentiel	100	138	185	247	320	422	570	778	1 062	1 489
Commercial	21	29	38	51	66	88	119	162	221	310
Transport public	32	55	68	78	85	93	140	186	224	224
Camions électriques	0	0	0	1	3	6	12	20	31	46

Référence : R-4210-2022, B-0061, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI RDDR no 3.2

Le GRAME soumet que la prévision de consommation des véhicules électriques avait déjà été revue à la hausse au Plan d'approvisionnement 2020-2029, lequel prévoyait près d'un million (1 M) de véhicules électriques en circulation pour l'année 2029, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan initial et des besoins additionnels de 1,0 TWh, soit une hausse de l'ordre de 30 % de véhicules :

> [97] La prévision de consommation des véhicules électriques a été revue à la hausse en s'inspirant, notamment, des informations préliminaires du *Plan pour une économie verte 2030*68 du gouvernement du Québec. Ainsi, le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2029 par le Distributeur est de près d'un million d'unités, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan, ce qui représente des ventes additionnelles d'électricité de 1,0 TWh par rapport au Plan, en 2029. (Notre souligné)
>
> Référence : D-2022-062, R-4110-2019, phase 1, par. 97

Le gouvernement a déposé un projet de *Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*, lequel pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de sa publication. Ce Projet de Règlement a pour objet d'augmenter de manière progressive le nombre de crédits exigibles des constructeurs automobiles, afin de favoriser l'atteinte de la cible de 100 % de ventes de véhicules automobiles zéro émission en 2035 :

> Projet de règlement

Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants (chapitre A-33.02)

Application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants

— Modification

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), que le projet de règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants, dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement a pour objet d'augmenter progressivement le nombre de crédits que doit accumuler un constructeur automobile pour satisfaire ses exigences afin de tendre vers 100 % de ventes de véhicules automobiles zéro émission en 2035. Pour ce faire, ce projet de règlement prévoit la modification du calcul afin de déterminer le nombre de crédits que procurent les véhicules automobiles visés. Il prévoit aussi une diminution progressive du plafond d'utilisation de crédits provenant de véhicules automobiles remis en état jusqu'à 0 % en 2035. De plus, il modifie de manière concordante au calcul des crédits, le calcul de la redevance due lorsque les crédits accumulés par un constructeur automobile sont insuffisants pour satisfaire ses exigences de crédits. En outre, il propose un ajustement des crédits qui pourraient être accumulés par les constructeurs automobiles pour des véhicules de l'année modèle 2024 et des années modèles antérieures, qui seraient immatriculés pour la première fois au Québec après le 1er septembre 2025. Finalement, d'autres modifications, telles que des ajustements à la catégorisation des véhicules automobiles admissibles à des crédits et à celle des constructeurs automobiles ainsi qu'aux délais de traitement des rapports et aux méthodes de calcul de certaines exigences environnementales et d'autonomie électrique, et un assouplissement au regard de la méthode de calcul des crédits pour les constructeurs qui font face à une impossibilité de respecter les exigences de crédits, même si la totalité des véhicules automobiles qu'ils ont vendus ou loués pour une année modèle donnée sont des véhicules automobiles zéro émission, sont aussi prévues par ce projet de règlement.

L'étude du dossier révèle que ce projet de règlement, complété par le projet de règlement modifiant le Règlement visant la limitation du nombre de crédits pouvant être utilisés par un constructeur automobile et la confidentialité de certains renseignements, publié à la *Gazette officielle du Québec* à la même date que le présent projet de règlement, permettra aux entreprises qui mettent sur le marché des bornes de recharge d'augmenter leurs ventes. Il permettra de plus aux personnes qui achètent un véhicule automobile visé par le règlement en vigueur de bénéficier d'économies, l'électricité coûtant moins cher que l'essence, et de bénéficier d'une diminution du coût d'acquisition d'un tel véhicule après l'année 2030, la parité du coût d'acquisition d'un véhicule à essence et de celui d'un véhicule visé par le règlement en vigueur devant alors être atteinte. (Nos soulignés)

Référence : Projet de Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants, (Voir Annexe 5)

Selon les données fournies par le gouvernement, en janvier 2023, près de 171 000 véhicules légers 100 % électriques ou hybrides rechargeables étaient comptabilisés sur les routes du Québec, représentant une augmentation de 32 % de plus qu'à pareille date l'an dernier. Déjà, la croissance annuelle du nombre de véhicules électriques est importante, à cela s'ajoute l'objectif d'augmentation de 400 000 véhicules électriques visé par le Projet de règlement, par rapport à la cible gouvernementale énoncée dans le Plan pour une économie verte 2030 :

> MONTREAL, le 21 avril 2023 /CNW/ - Comme il s'y est engagé dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030), le gouvernement du Québec a pour objectif de rehausser les exigences de la norme véhicules zéro émission (norme VZE). Les modifications réglementaires envisagées feront en sorte que deux millions de voitures électriques circuleront sur les routes du Québec en 2030, une augmentation de 400 000 véhicules par rapport à la cible gouvernementale actuelle.
>
> […]
>
> Faits saillants :
>
> Entrée en vigueur en 2018, la norme VZE oblige les constructeurs automobiles, par un système de crédits, à assurer l'offre et la disponibilité des véhicules électriques sur le marché québécois, et ce, en nombre et en variété.
>
> En 2022, environ 12 % des véhicules individuels nouvellement immatriculés étaient des véhicules électriques, comparativement à seulement 0,7 % en 2015. Cependant, les véhicules électriques individuels représentaient moins de 3,5 % du parc total des véhicules légers.
>
> En janvier 2023, les routes du Québec comptaient près de 171 000 véhicules légers 100 % électriques ou hybrides rechargeables, soit 32 % de plus qu'à pareille date l'an dernier.
>
> Selon le plus récent inventaire des émissions de gaz à effet de serre du Québec (2020), 42,8 % des émissions de GES du Québec proviennent du secteur des transports, dont une grande partie est attribuable au transport routier léger (20,4 %).
>
> Le renforcement de la norme VZE s'inscrit dans le cadre de l'objectif 1.1 du PEV 2030, qui vise à réduire l'empreinte carbone de chaque mode de transport. (Nos soulignés)
>
> Référence : Salle des nouvelles, Norme véhicules zéro émission – Le gouvernement veut augmenter l'offre de véhicules électriques au Québec, Nouvelle fournie par le Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, le 21 avril 2023. (Voir Annexe 6)

La cible actuelle du Plan pour une économie verte 2030 pour l'électrification des véhicules légers est de 1,5 M de véhicules électriques à l'horizon 2030, à laquelle s'ajouteront les 400 000 véhicules additionnels prévus par les modifications réglementaires, portant la nouvelle cible à 1,9 M de véhicules électriques sur l'horizon du présent plan d'approvisionnement, soit une augmentation de 26,6 % en 2030, par rapport aux prévisions initiales du PEV 2030.

Le Distributeur indique que le nombre de véhicules électriques prévus sur la durée du Plan d'approvisionnement à l'horizon 2030 est de 1,43 M[27], soit une prévision assez près de la cible de 1,5 millions de véhicules électriques indiquée au Plan pour une économie verte 2030 :

> L'électrification des véhicules légers et l'infrastructure de recharge
>
> Pour ce qui est des véhicules légers, le gouvernement vise à ce que 1,5 million de véhicules électriques soient sur les routes du Québec à l'horizon 2030. Le gouvernement maintiendra des incitatifs à l'achat visant à réduire les écarts de prix à l'achat ou à la location des véhicules électriques. Ces incitatifs seront ajustés en fonction de l'évolution du marché. Cette volonté d'accélérer le rythme de l'électrification s'inscrit dans une perspective à long terme au-delà de l'horizon 2030. L'intention du gouvernement est que les véhicules électriques et les autres véhicules zéro émission constituent 100 % des ventes de véhicules automobiles en 2035, et que la vente de véhicules à essence soit interdite. (Notre souligné)
>
> Référence : Plan pour une économie verte 2030, p. 4 du pdf

La modification réglementaire, impliquant une cible additionnelle de 400 000 véhicules électriques, n'a pas encore été considérée dans les prévisions du nombre de véhicules électriques, ni prise en compte dans les prévisions de l'impact en puissance de ceux-ci :

TABLEAU R-3.10:

IMPACT EN PUISSANCE MOYEN PAR VÉHICULE ÉLECTRIQUE

	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2032-2032
Véhicules électriques										
MW	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Nombre ('000, janvier)	176	246	328	421	530	678	881	1 129	1 430	1 811
kW par véhicule	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0

Référence : R-4210-2022, B-0061, Réponse à la demande de renseignements de la FCEI, RDDR no 3.10

En réponse à une demande de la FCEI, le Distributeur indique évaluer à 0,7 kW la puissance moyenne par véhicule pour la pointe des besoins en puissance de l'hiver 2021-2022.[28] Ainsi, l'impact de la modification réglementaire envisagée représente des besoins additionnels de l'ordre de 280 MW[29] d'ici 2030.

[27] R-4210-2022, B-0061, Réponse à la demande de renseignements de la FCIE, RDDR no 3.10
[28] R-4210-2022, B-0061, Réponse à la demande de renseignements de la FCIE, RDDR no 3.13
[29] Note : 400 000 véhicules électriques de plus en 2030 : (0,7 kW * 400 000) = 280 000 kW, donc 280 MW additionnels en 2030.

Le GRAME est d'avis que la croissance du nombre de véhicules électriques sera plus prononcée que celle prévue par le Distributeur et que des moyens doivent être mis en place sans tarder pour pallier aux besoins en puissance à la pointe de l'hiver.

4.2.2. Impact des véhicules plus lourds

Selon une analyse effectuée par M. Simon Brassard, étudiant en physique ayant été encadré par M. Normand Mousseau, chercheur associé à la Chaire en transformation du transport de l'Université de Montréal et Polytechnique, le Distributeur devra accroître sa capacité pour répondre aux besoins des véhicules électriques, qui seront plus nombreux et de plus en plus lourds :

> Des véhicules de plus en plus lourds
>
> Dans son calcul, l'auteur prend aussi en compte la hausse du poids des véhicules, puisqu'une voiture électrique pèse plus lourd qu'une voiture à essence, à cause de la batterie. Un véhicule plus lourd a besoin de plus d'énergie pour être propulsé.
>
> Normand Mousseau se soucie beaucoup de la taille des véhicules qui augmente.
>
> « Il y a un coût à ne pas se préoccuper de ça, dit-il. Le professeur aimerait une législation au Québec pour décourager les gens d'acheter de gros véhicules électriques. Ainsi, il y aurait moyen de réduire de manière importante la demande en puissance. »
>
> Référence : La puissance d'Hydro-Québec menacée par le poids des véhicules électriques | Radio-Canada.ca, p. 4, (Voir Annexe 7)

En réponse à une demande du GRAME[30] visant à savoir si le Distributeur a pris en compte la charge additionnelle que peut représenter la croissance des véhicules plus lourds, plus énergivores que les plus petits véhicules, le Distributeur précise dans son évaluation de la demande électrique pour la recharge des véhicules sur la durée du Plan d'approvisionnement qu'une mise à jour du profil de recharge a été effectuée et que les besoins en puissance des véhicules électriques représentent la contribution des véhicules selon leur lieu de recharge.[31] Il précise également que les besoins en puissance, identifiés au tableau 5.3, représentent la contribution des véhicules automobiles et camions légers :

> Réponse :
>
> Les besoins en puissance relatifs aux véhicules électriques présentés au tableau 5.3 représentent uniquement la contribution des véhicules automobiles et camions légers, tel qu'ils sont définis à la question 3.1, selon leur lieu de recharge, qu'il soit résidentiel ou commercial. Le tableau R-3.2 présente la contribution estimée des autres catégories.

[30] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.1
[31] R-4210-2022, B-0061, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI RDDR no 3.4

TABLEAU R-3.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2032-2032
Usages										
Véhicules électriques	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Résidentiel	100	138	185	247	320	422	570	778	1 062	1 489
Commercial	21	29	38	51	66	88	119	162	221	310
Transport public	32	55	68	78	85	93	140	186	224	224
Camions électriques	0	0	0	1	3	6	12	20	31	46

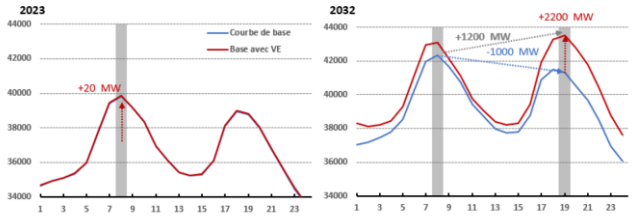
R-4210-2022, B-0061, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la FCEI RDDR no 3.2

Le GRAME note que les prévisions en puissance à la pointe d'hiver ont été établies selon les usages, cependant le Distributeur n'indique pas si la croissance de la part du marché des véhicules électriques résidentiels plus lourds de type VUS a été prise en compte dans l'établissement de ses prévisions.

4.2.3. Déplacement de la charge de la pointe matinale vers celle en début de soirée

Le GRAME note qu'à l'horizon 2032, l'impact à la pointe lié à la pénétration des véhicules électriques occasionnera un déplacement de la charge de la pointe matinale vers des occurrences de pointe en début de soirée que l'on peut qualifier de significatives, soit de l'ordre de + 2200 MW :

FIGURE 8.2 :
DÉPLACEMENT DE LA CHARGE ET IMPACT À LA POINTE LIÉS À LA PÉNÉTRATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES



Référence : R-4210-2022, B-0009, p. 34

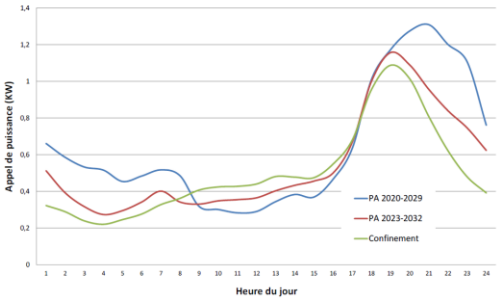
La Figure R-10.6.2 (Comparaison des profils de recharge) démontre une modification des habitudes de recharge des véhicules en les rapprochant de la pointe du réseau entre 17h00 et 20h00.

> 10.6.2 Veuillez quantifier ce profil horaire moyen en kW.
>
> Réponse :
>
> Dans un premier temps, le Distributeur constate que le profil de recharge présenté à la figure 8.6 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009) du présent dossier est erroné.

Il présente donc, à la figure R-10.6.2, le profil corrigé tenant compte de l'impact du télétravail, le profil de recharge tel qu'il était présenté au *Plan d'approvisionnement 2020-2029* et, à titre indicatif, le profil de recharge propre à la période de confinement. Ce dernier inclut les données de l'hiver 2020-2021 ayant servi au calcul du profil moyen intégrant l'effet du télétravail.

Ces profils, illustrant la recharge lors de journées d'hiver froides et ouvrables, correspondent à un profil typique de jour de pointe.

FIGURE R-10.6.2 :
COMPARAISON DES PROFILS DE RECHARGE



Référence : R-4210-2022, B-0043, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 10.6.2

Selon la preuve du Distributeur, il apparait inévitable, à moins de prévoir un tarif différencié selon l'heure combiné à l'usage de bornes de recharge intelligentes qui permettent la recharge d'un véhicule branché hors pointes, que l'usage des véhicules électriques aura un impact de plus en plus important avec la croissance du nombre de véhicules électriques sur l'occurrence de la pointe de début de soirée :

> Plus précisément, dans le cadre du Plan, une analyse d'impact à la pointe des technologies émergentes est produite pour chaque année de la période de la prévision en prenant en compte simultanément l'effet de la progression de la demande et l'effet de l'interaction des technologies sur le profil de charge horaire des besoins du Distributeur. Le principal constat de cette analyse est que l'usage des véhicules électriques entraînera progressivement un déplacement des occurrences de la pointe matinale vers des occurrences de pointe de début de soirée (figure 8.2). Cet impact haussier des technologies émergentes combiné au déplacement de la pointe d'hiver issue du modèle de prévision doivent être pris en compte pour déterminer la prévision de la pointe d'hiver. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0009, p. 33

4.2.4. Moyen pour réduire l'impact des besoins en puissance à la pointe de l'hiver

En réponse à une demande du GRAME[32] visant à savoir si le Distributeur pourrait envisager la mise en place d'un tarif de type différentié à la pointe du réseau pour l'ensemble des bornes de recharge, le Distributeur précise être à l'affût de toute offre lui

[32] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.2

permettant de réduire les impacts de l'électrification des transports et que ces offres pourraient notamment correspondre à une tarification différentiée dans le temps.

> Réponse :
>
> Le Distributeur est à l'affût de toutes les offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités. Ces offres pourraient prendre la forme d'un signal de prix par le biais d'une tarification différentiée dans le temps ou d'appuis visant l'installation de bornes de recharge connectées**.**
>
> Référence : R-4210-2022, B-0061, question 3.17 de la demande de renseignements no 1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 7.

Considérant l'importance de l'accroissement des besoins en puissance à la pointe de l'hiver résultant de ce secteur[33] et qu'une tarification expérimentale, soit le Tarif expérimental BR (Article 4.43)[34] est en place pour les bornes de recharge de plus 400 volts, **le GRAME est d'avis que la mise en mise en place d'un tarif de type différentié à la pointe du réseau pour l'ensemble des bornes de recharge pourrait améliorer l'équilibre entre la demande et l'offre en puissance à la pointe du réseau.**

4.3. Conclusions et recommandations

Considérant le projet de *Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*, lequel pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de sa publication dans la Gazette officielle du Québec ;

Considérant l'augmentation de 400 000 véhicules électriques visée par ce Projet de règlement, par rapport à la cible gouvernementale de 1,5 M de véhicules électriques énoncée dans le Plan pour une économie verte 2030 ;

Le GRAME est d'avis que la croissance du nombre de véhicules électriques sera plus prononcée que celle prévue par le Distributeur, et que des moyens doivent être mis en place sans tarder pour pallier aux besoins en puissance à la pointe de l'hiver.

Le GRAME est d'avis que la mise en mise en place d'un tarif de type différentié à la pointe du réseau pour l'ensemble des bornes de recharge pourrait améliorer l'équilibre entre la demande et l'offre en puissance à la pointe du réseau.

[33] R-4210-2022, B-0009, p. 21 et 31
[34] Tarif expérimental BR (Articles 4.43 et suiv. Tarifs d'électricité 2022), p. 74-75

Le GRAME recommande à la Régie d'émettre une recommandation au Distributeur sur la nécessité de rechercher un moyen sans plus attendre pour réduire l'impact de la recharge des véhicules électriques à la pointe du réseau.

V. CONTRÔLE DE LA CROISSANCE DE LA DEMANDE / CONTRIBUTION D'HILO

5.1 Mise en contexte

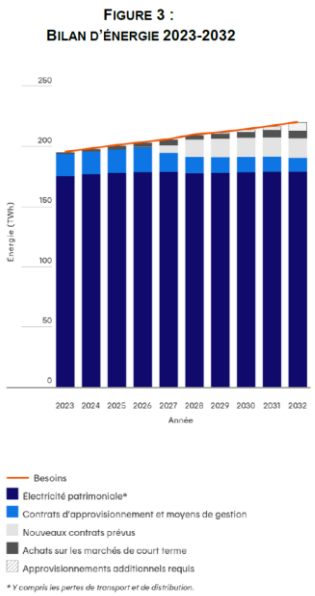
À titre d'intervenant et dans une optique d'intérêt public, le GRAME souhaite contribuer à l'examen des mesures permettant de réduire la consommation électrique, considérant que la croissance de la demande en énergie doit être freinée de manière prioritaire. Hilo pourrait participer activement à la transition énergétique de manière soutenable, donc réduire globalement les besoins en énergie auxquels le Distributeur doit répondre, au même titre que ceux en puissance. Le GRAME est d'avis qu'il faudra offrir des moyens novateurs et qu'à terme, il sera difficile pour le Québec d'atteindre la carboneutralité sans opérer un changement des moyens requis pour réduire la croissance de la demande.

5.2 Analyse

Le Distributeur effectue une comparaison des moyens dont il dispose pour répondre aux besoins en énergie sur la durée du Plan d'approvisionnement[35].

> Le bilan d'énergie compare les moyens actuels et prévus dont dispose le Distributeur pour répondre aux besoins en énergie du Québec, y compris les approvisionnements qui résulteront des appels d'offres qui ont déjà été lancés ou annoncés (les nouveaux contrats prévus). Il montre que de nouveaux appels d'offres devront être lancés au cours des années à venir. (Notre souligné)

[35] R-4210-2022, B-0007, p. 8



Référence : R-4210-2022, B-0007, p. 8

La prévision des ventes d'électricité démontre une tendance à la hausse marquée des ventes régulières de l'ordre de 24,8 TWh sur la durée du Plan.

> 3. PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ
>
> Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0009, p. 11

Outre les moyens pour réduire la demande en énergie, comme les programmes en efficacité énergétique et les outils de gestion de la demande de puissance, le Distributeur ne semble pas rechercher pas de manière suffisante des moyens de réduire la demande électrique.

> 4.3. Efficacité énergétique
>
> La diminution de la consommation d'électricité des clients du Distributeur a une incidence directe sur ses besoins d'approvisionnement, en particulier pendant les périodes de pointe.
>
> La croissance attendue de la demande tient compte d'importants efforts qui seront réalisés en matière d'efficacité énergétique et qui permettront d'effacer 8,9 TWh d'ici 2032.
>
> Plusieurs mesures aideront à optimiser la consommation d'énergie, notamment avec des programmes comme *Thermopompes efficaces* pour la clientèle résidentielle et *Solutions efficaces* pour la clientèle affaires.

> Les outils de gestion de la demande de puissance aident à faire face aux pointes hivernales, soit les heures les plus froides de l'hiver où la consommation d'électricité atteint des sommets. Au total, les outils proposés aux divers segments de clientèle permettront d'effacer plus de 3 000 MW à l'hiver 2031-2032, notamment avec la filiale Hilo, la tarification dynamique, de même que l'option de gestion de la demande de puissance offerte à la clientèle affaires, et les options d'électricité interruptible visant la clientèle industrielle. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0007, p. 10

Le Distributeur précise que de nouveaux approvisionnements seront nécessaires à partir de 2027 et que d'autres sont à prévoir pour satisfaire les besoins prévus sur la période du Plan[36] :

> 4.4. Nouveaux appels d'offres
>
> Parallèlement aux efforts d'optimisation du Distributeur, de l'énergie et de la puissance additionnelles devront être intégrées dans son portefeuille d'approvisionnement. Ainsi, deux appels d'offres – l'un pour 300 MW d'énergie éolienne et l'autre, pour 480 MW d'énergie renouvelable – sont en cours et deux autres appels d'offres seront lancés d'ici la fin de 2022 pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme à compter de décembre 2027. D'autres sont à prévoir au cours des prochaines années pour satisfaire l'ensemble des besoins prévus du Québec sur la période du Plan. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0007, p. 10

Selon le GRAME, la décision D-2022-062 (par. 283, 290, 291, 301 et 302), portant sur le service rendu par Hilo, comporte un intérêt manifeste puisque selon notre interprétation de cette décision, Hilo pourrait élargir la portée de ses activités, en incluant par exemple une offre de réduction de la consommation (thermopompe géothermique, accumulateur de chaleur), sous la forme de projets clé en main avec financement et entente préalable et ce, sans être assujetti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 LRE.

> [283] Mais tel n'est pas le cas des moyens de gestion de la demande en puissance. Ces moyens ne visent pas à fournir de l'électricité au Distributeur, mais à réduire les besoins auxquels ce dernier doit répondre, principalement en période de pointe, assurant ainsi la fiabilité en puissance recherchée. Ils visent à lui procurer une marge de manoeuvre, dans la gestion opérationnelle de la livraison à ses clients de l'électricité dont il dispose déjà en vertu des approvisionnements mentionnés au paragraphe précédent, de manière à lui permettre d'éviter ou de reporter, selon le cas, le recours à un appel d'offres pour un approvisionnement additionnel en électricité qui serait autrement rendu nécessaire pour respecter ses obligations de livraison.
>
> […]
>
> [290] Par ailleurs, le fait que le service de domotique qu'Hilo offre à ses clients puisse contribuer à l'efficacité énergétique n'implique pas que le service d'agrégation des

[36] R-4210-2022, B-0007, p. 10

volumes de réduction d'appels individuels de puissance de ses clients doive faire l'objet d'un appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi. Dans l'hypothèse où un tel service puisse être qualifié de « *projet d'efficacité énergétique* », cela ne signifie pas pour autant que, parce que le Distributeur décide d'avoir recours à une société affiliée ou à un tiers pour y procéder, qu'il doive au préalable recourir à la procédure d'appel d'offres.

[291] La Régie partage la position du Distributeur à cet égard voulant que l'article 74.1 de la Loi ne doit pas être interprété comme impliquant que toute mesure visant l'efficacité énergétique doive faire l'objet d'un appel d'offres[234].

[…]

[301] En effet, bien qu'Hilo conclut des ententes avec des clients du Distributeur, dont la liste lui est fournie par ce dernier, il n'y a aucun lien direct entre le Distributeur et son propre client dans la GDP de ce dernier. La compensation offerte par Hilo à ce dernier résulte d'une entente autonome, dont les modalités pour la GDP du client à la pointe n'impliquent aucune intervention du Distributeur auprès de son propre client, ni aucune modification tarifaire applicable à la facturation de la consommation de ce dernier. Le fait qu'Hilo soit un agrégateur de volumes individuels d'effacement ne la rend pas automatiquement mandataire du Distributeur à l'égard de ses clients ou de ces derniers à l'égard du Distributeur.

[302] Pour ces motifs, la Régie conclut que le Contrat de service du Distributeur avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité et n'est pas assujetti à la procédure d'appels d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. Elle conclut également que le service fourni par Hilo ne constitue pas une option tarifaire du Distributeur à ses clients. (Nos soulignés)

Référence : R-4110-2019, phase 1, D-2022-062 (par. 283, 290, 291, 301 et 302)

Dans le suivi administratif du Plan d'approvisionnement (Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 11 et 64), le Distributeur indique que la durée de mesures comme la géothermie lui permet de bénéficier de coûts évités plus élevés, tout en réduisant le coût annuel d'implantation.

6.1 Le chauffage des locaux

[…]

La géothermie présente le plus important potentiel pour cet usage et entre dans le potentiel à son coût marginal mais également en devancement lorsque les équipements approchent de la fin de leur vie utile. D'autres mesures de pompes à chaleur ont été évaluées, dont les unités de toit de type pompe à chaleur et les systèmes VRF. Ces appareils entrent dans le potentiel mais offre moins d'économie que la géothermie. Leurs contraintes pratiques d'installation sont toutefois beaucoup moins importantes. D'autre part, deux mesures visant la conception intégrée des nouveaux bâtiments, similaire à ce qui est exigé pour des bâtiments de type LEED, ont été évaluées. Comme pour la géothermie, la durée de vie de ces mesures leur permet de bénéficier de coûts évités plus élevés tout en réduisant le coût annuel moyen d'implantation de ces mesures. (Nos soulignés)

Référence : Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 47

Le développement soutenu de la géothermie et des pompes à chaleur géothermiques est cependant directement impacté par son coût initial d'implantation nécessitant l'accès à un financement.

> Pompes à chaleur géothermiques
>
> Les pompes à chaleur géothermiques offrent un potentiel significatif, mais leur coût parfois élevé faisait en sorte que la mesure se retrouvait souvent hors du PTÉ dans les analyses précédentes. Avec la nouvelle structure de coûts évités, le potentiel est maintenant très important. La mesure analysée repose sur un système à boucle fermée verticale combinée à un système de pompe à chaleur sur boucle d'eau du côté du bâtiment. La PRI pour le client est de près de 5 ans dans le meilleur cas évalué dans l'analyse. Pour la majorité des vocations, la rentabilité de cette mesure pour le client est de 10 ans et plus. Le coût initial et la PRI de la mesure constituent les deux principaux obstacles à la réalisation de ce potentiel. Il faut également souligner que le marché considéré suppose peu de contraintes techniques, comme par exemple la disponibilité du terrain pour les puits. (Nos soulignés)
>
> Référence : Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 64

Le type de financement pourrait prendre la forme d'un marché de services écoénergétiques (MSE). Le GRAME soumet l'exemple d'un MSE octroyé à la Société de contrôle Johnson à Québec, lequel permettra de réaliser des rénovations écoénergétiques à la Division du Canada Valcartier et de réduire les émissions de GES. (Voir Annexe 7).

En résumé, les économies réalisées en coûts énergétiques servent à rembourser l'entreprise de services énergétiques sur une période prédéterminée. L'idée ici est de conclure un contrat avec une entreprise de services énergétiques, lequel finance les projets d'amélioration énergétique et se fait rembourser par la suite les rénovations écoénergétiques via les économies sur la facture énergétique. Le GRAME est d'avis qu'Hilo pourrait rendre ce type de services écoénergétiques, en concluant des contrats directement avec la clientèle du Distributeur, et ainsi permettre, par exemple, aux clients institutionnels de limiter les coûts initiaux des travaux requis pour se doter d'un système performant de géothermie.

> Faits en bref
>
> Un marché de services écoénergétiques (MSE) est un contrat conclu avec une entreprise de services énergétiques, en vertu duquel l'entreprise finance des projets d'amélioration énergétique dans une base ou une escadre et garantit les économies réalisées. Le MDN utilise ensuite les économies réalisées grâce à la réduction des coûts énergétiques pour rembourser l'entreprise sur une période de cinq à quinze ans, ce qui limite les coûts initiaux pour le gouvernement.
>
> Référence : Le ministre Duclos annonce l'octroi d'un marché de services écoénergétiques (MSE) de l'infrastructure d'une valeur de 54,3 millions de dollars à la Base de soutien de la 2e Division du Canada Valcartier - Canada.ca (Voir Annexe 8).

En ce sens, Hilo pourrait offrir un financement et conclure des ententes de remboursement avec les clients visés. Le marché institutionnel, avec ses cibles de réduction liées à l'exemplarité de l'état, constitue un marché de choix pour démarrer un projet pilote en cette matière. **Vu la croissance de la demande importante sur la durée du Plan, la Régie devrait lancer un signal clair au Distributeur visant à développer des solutions de rechange pouvant avoir un impact à long terme sur l'équilibre entre l'offre et la demande**.

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si le Distributeur a exploré d'autres outils à faire valoir via la filiale Hilo, notamment des outils pour la réduction de la consommation énergétique et la réduction de la puissance à la pointe du réseau, le Distributeur indique qu'Hilo étudie présentement différents angles d'approches, mais que ses analyses ne sont pas complétées :

> Réponse :
>
> Hilo étudie présentement différents angles d'approches technologiques et commerciales afin de bonifier son portefeuille d'offres à l'égard de la gestion de la puissance. Hilo n'est pas en mesure toutefois de préciser et de détailler les offres, car il n'a pas terminé ses analyses et, par conséquent, aucun choix n'ait présentement arrêté.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0062, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 4.1

Le Distributeur indique également que les projets pilotes de stockage intelligent et d'autoproduction solaire n'ont pas débuté et qu'Hilo analyse les résultats du projet pilote portant sur le contrôle des charges de l'eau :

> Réponse :
>
> Hilo est en constante réflexion et analyses pour développer des offres avec les différentes technologies en lien avec la gestion de l'énergie. Hilo a lancé la solution intelligente pour la recharge de véhicules en début d'année 2023 à la suite du projet pilote. Les projets pilotes de stockage intelligent et d'autoproduction solaire n'ont pas débuté. Concernant la solution intelligente pour chauffe-eau, Hilo analyse les résultats du projet pilote.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0062, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 4.2

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si nous pouvons considérer une offre de thermopompe géothermique ou d'accumulateur de chaleur, visant la réduction de la consommation donc l'efficacité énergétique, comme étant exclue de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la LRÉ, qu'elle soit offerte par la filiale Hilo ou dans le cadre des programmes en efficacité énergétique du Distributeur, le Distributeur indique que l'article 74.1 de la LRÉ n'a pas pour effet d'astreindre la mise en place de programmes en efficacité énergétique à une procédure d'appel d'offres :

> Réponse :
>
> Malgré une lecture attentive de la question, le Distributeur n'est pas certain de bien comprendre celle-ci ni quelles seraient les modalités de l'offre imaginée par l'intervenant.
>
> Cela étant, l'article 74.1 de la LRÉ n'a aucunement comme effet d'astreindre la mise en place de programmes en efficacité énergétique à la procédure d'appel d'offres. Le dernier alinéa de cet article ne fait que prévoir que dans une situation où le Distributeur lance un appel d'offres, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0062, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 4.3

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si Hilo pourrait envisager un « *projet d'efficacité énergétique* » (thermopompe géothermique, accumulateur de chaleur), sous la forme de projets clé en main avec financement, le Distributeur indique qu'Hilo ne l'a pas considéré, mais que sa nouvelle *Offre globale évolutive* dans le marché résidentiel pourrait inclure la géothermie pour certains segments de clients :

> Réponse :
>
> La possibilité d'une offre de financement des pompes à chaleur géothermique n'a pas été considérée par Hilo.
>
> Le Distributeur précise toutefois que sa nouvelle *Offre globale évolutive* au marché résidentiel pourrait inclure la géothermie pour certains segments de clients. Voir la réponse à question 5.2 de la demande de renseignements no 1 de l'ACEFQ à la pièce HQD-4, document 2.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0062, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 4.4

Le GRAME a déjà fait valoir[37] qu'une solution clé en main pour la géothermie, avec financement, serait souhaitable principalement parce que le coût initial élevé constitue une barrière à l'entrée :

> Le coût initial élevé constitue une barrière à l'entrée. Celle-ci s'avère actuellement très difficile à surmonter. Elle devient presque insurmontable dans certains marchés, comme les logements sociaux et abordables. Les modes de financement actuels condamnent la géothermie à occuper des marchés de niche, alors qu'il s'agit probablement de la plus puissante mesure rentable permettant d'atteindre nos objectifs environnementaux dans le secteur des bâtiments.
>
> Référence : R-4043-2018, C-GRAME-0025, page 7

[37] R-4043-2018, C-GRAME-0025, page 20

Le principal problème qui limite l'implantation de la géothermie se situe au niveau des coûts importants d'implantation et d'accès à du financement, alors que l'utilisation de la géothermie permet une réduction de la consommation énergétique de l'ordre de 70 %.

5.1 Sensibilité au coût de l'énergie (électricité et/ou hydrocarbure)

L'utilisation de la géothermie comme système de chauffage est la solution qui permet le plus de s'affranchir des fluctuations du coût de l'énergie, car environ 70 % de l'énergie produite ne coûte rien. La portion de 30 % manquante sert à payer l'électricité nécessaire au fonctionnement du système. Le prix de l'électricité étant également assez stable, il en résulte un système global très stable. (Notre souligné)

Référence: Ministère des Ressources Naturelles - Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques – GÉOTHERMIE dans le secteur agricole (2012), Page 6 (Voir Annexe 9)

5.3 Conclusions et recommandations

Vu la croissance de la demande importante sur la durée du Plan, la Régie devrait lancer un signal clair au Distributeur visant à développer des solutions de rechange pouvant avoir un impact à long terme sur l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le GRAME est d'avis qu'il faudra offrir des moyens novateurs rapidement parce qu'il sera difficile pour le Québec d'atteindre la carboneutralité sans opérer un changement des moyens requis pour réduire la croissance de la demande.

La géothermie représente le potentiel de réduction le plus important pour le chauffage des locaux[38], il serait donc temps de débuter son exploitation de manière soutenable. Le GRAME est d'avis que la filière Hilo serait en mesure de fournir ce service aux clients du Distributeur, soit la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique visant la géothermie et incluant l'accès à un financement pour couvrir les coûts d'installation.

Le GRAME recommande au Distributeur d'explorer ce potentiel avec l'agrégateur Hilo.

[38] Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 47