DOMINIQUE NEUMAN

AVOCAT
1535, RUE SHERBROOKE OUEST
REZ-DE-CHAUSSÉE, LOCAL KWAVNICK
MONTRÉAL (QUÉ.) H3G 1L7
TÉL. 514 903 7627
COURRIEL energie @ mlink.net

MEMBRE DU BARREAU DU QUÉBEC

Montréal, le 29 septembre 2022

Me Véronique Dubois, Secrétaire de la Régie Régie de l'énergie 800 Place Victoria Bureau 255 Montréal (Qué.) H4Z 1A2

Re: Dossier RDÉ R-4110-2019.

Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

Phase 2 (Îles-de-la-Madeleine).

Réponse à la <u>lettre B-0289 d'Hydro-Québec Distribution (HQD)</u> du 28 septembre 2022 sur la Demande du *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacit*é énergétiques (*RTIEÉ*) afin que la Régie requière d'Hydro-Québec Distribution (HQD) un suivi supplémentaire en vue de l'examen futur de son Plan d'approvisionnement 2023-2032.

Chère Consœur,

Dans notre <u>lettre C-RTIEÉ-0108 du 16 septembre 2022</u> (et sa version confidentielle C-RTIEÉ-019), le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* invitait respectueusement la Régie de l'énergie à requérir qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) fournisse au tribunal un suivi supplémentaire en vue de l'examen futur de son Plan d'approvisionnement 2023-2032 sur les IDLM, en ajoutant le scénario S-8 (4 éoliennes et batteries, sans GNL-R) à la liste des trois scénarios dont le suivi est demandé aux paragraphes 244-245 de la Décision D-2022-109.

1. POUVOIR DE LA RÉGIE DE DEMANDER UN SUIVI SUPPLÉMENTAIRE

En réponse à la <u>lettre B-0289 d'Hydro-Québec Distribution (HQD)</u> du 28 septembre 2022, nous soumettons respectueusement que la formation de la Régie au présent Dossier R-4110-2019 détient, elle-même, le plein pouvoir de demander un suivi supplémentaire à Hydro-Québec Distribution (HQD) quant au scénario S-8.

En effet, les paragraphes 244-245 de la <u>Décision D-2022-109</u> ne constituent pas une « décision finale » qui interdirait **éternellement** de demander à HQD de procéder à quelque autre suivi que ce soit en prévision de l'étude de son futur plan d'approvisionnement 2023-2032. La Régie n'est pas « functus officio » quant à la liste des suivis qu'elle demande à HQD en vue de l'étude de son plan d'approvisionnement 2023-2032. Elle n'« épuise » pas sa compétence quant à cette liste de suivis.

Ainsi, sur ce sujet, la liste des suivis ne constitue pas une « décision finale » ; il s'agit plutôt d'une « décision préparatoire » de cette cause future, de la même nature qu'une décision interlocutoire dans le cadre du plan d'approvisionnement 2023-2032. Tant la formation du Dossier R-4110-2019 que celle du futur dossier du plan d'approvisionnement 2023-2032 peuvent demander un suivi préparatoire supplémentaire. C'est une question d'opportunité. Et il est dans l'intérêt public de le demander plus tôt que plus tard, ceci afin d'éviter de retarder davantage la décision quant au choix final qui sera retenu pour effectuer la transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine. Il n'est pas dans l'intérêt public de ne garder, comme seule alternative au raccordement, que des scénarios liant l'éolien au GNL-R vu la preuve nouvelle d'un risque élevé de disponibilité et de coût d'une option GNL-R aux IDLM. Que restera-t-il si les scénarios éolien-GNL-R sont écartés dans un an ? (Même HQD avait déjà annoncé qu'elle jugeait peu réaliste un scénario GNL-R. Attendons-nous simplement qu'elle nous le confirme ?) Réalisera-t-on alors tardivement que l'on aurait dû demander l'évaluation du scénario S-8 également (et demanderons-nous alors tardivement cette évaluation) ? Ou le raccordement deviendra-t-il alors accepté par défaut comme HQD le souhaite ?

Au dossier R-3401-98, dans sa <u>Décision D-2001-49</u>, une formation de la Régie avait elle-même renversé une décision antérieure de sa part qui refusait une demande de confidentialité de la part d'Hydro-Québec TransÉnergie. La Régie avait alors posé les principes suivants à la fois quant à ses « décisions préparatoires » et ses « décisions interlocutoires » :

Opinion de la Régie

La décision D-2000-214 de la Régie est-elle de la nature de celles visées à l'article 37 de la Loi et sa révision en conséquence limitée aux cas d'ouverture et selon les conditions énoncées à cet article ?

Pour répondre à cette question, il y a lieu de rappeler la distinction qui doit être faite entre une décision interlocutoire et une décision ultime ou finale. Les commentaires du professeur Yves Ouellette à cet égard s'avèrent pertinents :

« Pour être élevé au rang de décision, l'acte du tribunal administratif doit d'abord résulter de l'exercice d'une habilitation législative et épuiser cette compétence légale, ce qui distingue la décision de l'acte préparatoire, comme l'ordonnance interlocutoire [...] » 1

« [...] de façon générale, une décision interlocutoire ne doit pas être considérée sur le même pied qu'une décision ultime par laquelle un organisme épuise sa compétence aux termes de la loi. C'est cette dernière catégorie de décisions seulement qui est assujettie à la doctrine du dessaisissement (« functus officio ») et aux textes de loi ne permettant le réexamen que pour certains motifs déterminés. Bien que le droit en la matière soit encore en développement, reconnaître

_

Note infrapaginale dans la citation : **Yves OUELLETTE**, Les Tribunaux Administratifs au Canada, Procédure et Preuve, 1997, Éditions Thémis, page 424; voir aussi les pages 412 à 414.

aux tribunaux administratifs une compétence implicite pour réviser, et au besoin révoquer pour cause, ces ordonnances interlocutoires est dans l'intérêt de l'efficacité de la procédure et de la primauté du droit; c'est aussi reconnaître la spécificité des tribunaux administratifs.

Le cas des ordonnances que la loi autorise expressément un tribunal à prononcer en cours d'audience présente une difficulté particulière (ordonnances de produire des documents, de non-publication, etc.). De telles ordonnances prennent effet immédiatement et peuvent souvent faire l'objet d'un recours en révision judiciaire.

Bien qu'aux fins de réexamen, le droit en la matière ne soit pas clair, <u>il faut reconnaître aux commissions une compétence implicite pour réexaminer et au besoin annuler pour cause de telles ordonnances interlocutoires, dans l'intérêt de la simplicité de la procédure et de la primauté du droit. » ²
[Souligné par la Régie]</u>

La décision D-2000-214 de la Régie est clairement une décision interlocutoire, de nature préparatoire à l'audience publique que tiendra la Régie à compter du 9 avril 2001, sur la demande révisée d'Hydro-Québec relative à la modification des tarifs de transport d'électricité. Elle s'inscrit comme l'une des étapes d'ordre procédural annoncées dans l'échéancier fixé dans sa décision D-2000-102, rendue le 2 juin 2000, et révisé par lettre du 12 décembre 2000 à l'attention des participants. La Régie indiquait d'ailleurs ce qui suit :

« La Régie rappelle que l'étape des demandes de renseignements a pour but de faire préciser certains éléments de preuve déposés et d'obtenir certaines références ou sources des informations présentées. Dans le présent dossier, elle juge important d'obtenir, lors de cette étape, toute l'information nécessaire à un traitement adéquat de celui-ci. » ³

La décision D-2000-214 ne constitue donc pas une décision ultime ou finale quant à l'objet ou aux conclusions de la demande révisée précitée d'Hydro-Québec. Il s'agit d'une décision préparatoire, dans un but d'efficacité et de pragmatisme, afin de permettre le déroulement optimal de l'audience publique annoncée. Elle a été rendue dans

Note infrapaginale dans la citation : **Yves OUELLETTE**, précité, pages 496 et 497.

Note infrapaginale dans la citation : <u>Décision D-2000-214</u>, 24 novembre 2000, page 6.

<u>l'exercice de la discrétion dont dispose la Régie comme maître de sa preuve et de sa procédure, caractéristique depuis longue date reconnue aux tribunaux administratifs.</u>

La Régie a une compétence implicite pour réviser des ordonnances de nature procédurale comme celles énoncées à sa décision D-2000-214, entre autres au fur et à mesure où les positions se précisent et qu'elle peut mieux apprécier l'utilité, la pertinence ou l'importance des divers documents pour les fins du dossier. 6

En outre, même si notre <u>lettre C-RTIEÉ-0108 du 16 septembre 2022</u> (et sa version confidentielle C-RTIEÉ-019) était considérée comme une « demande de révision pour preuve nouvelle » au sens de l'article 37 al.1 (1°) de la Loi, la formation de la Régie aurait également le pouvoir de la décider en vertu de ce même article *in fine*. Ce même article 37 permet même également à la Régie de réviser **d'office** sa propre décision pour motif de preuve nouvelle.

2. PREUVE NOUVELLE ADDITIONNELLE

La section 7 de notre <u>lettre C-RTIEÉ-0108 du 16 septembre 2022</u> (et sa version confidentielle C-RTIEÉ-019) annonçait alors une preuve additionnelle à venir de notre part :

7. Autre preuve nouvelle à venir

Au soutien additionnel des présentes, nous désirons en outre soumettre d'ici les prochains jours un extrait de la transcription sténographique de l'audience du 16 septembre 2022 au Dossier R-4008-2017 Phase 1, Étape D, qui appuie davantage notre présente demande de [garder] ouvert un scénario alternatif autre que les seuls scénarios avec GNL-R. Comme l'audience [est] à huis clos, il a été requis par la formation de cet autre dossier qu'une version caviardée de sa transcription soit préparée sous peu par Énergir, dont nous pourrons alors déposer un extrait non confidentiel aux fins de notre présente demande.

Il nous fait donc plaisir de déposer ci-après la preuve nouvelle ci-après consistant en un extrait non-confidentiel des pages 205-206 des notes sténographiques déjà caviardées (à être publiées d'ici quelques jours) de l'audience du 16 septembre 2022 au Dossier R-4008-2017 Phase 1, Étape D :

Note infrapaginale dans la citation : Voir à ce sujet **Yves OUELLETTE**, précité, aux pages 73, 74 et 91 et suivantes.

FÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3401-98, <u>Décision D-2001-49</u>, pages 8-9. Souligné en caractère gras par nous. Le caractère gras sans soulignement et le soulignement sans caractère gras se trouvent déjà dans le texte.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3401-98, <u>Décision D-2001-49</u>, page 10. Souligné en caractère gras par nous.

QUESTION DU GRAME (ME GENEVIEVE PAQUET) AU PANEL D'ÉNERGIR

[296] D'accord. Là, on me dit que ça a été fait au mois d'août. Mais est-ce que... C'était pour atteindre la cible au trente (30) septembre deux mille vingt-deux (2022). Est-ce qu'Énergir n'aurait pas pu prévoir plutôt des déficits de livraison considérant les informations dont elle dispose notamment... on a vu à la pièce B-0790... Puis ce n'est pas nécessaire de l'afficher, Madame la Greffière. Mais pour les caractéristiques de contrat avec Archaea, on voit qu'il y a des prévisions d'injection de GNR selon Fortis BC qui sont disponibles depuis peut-être décembre deux mille vingt et un (2021). Puis on constate également les résultats d'Énergir en deux mille vingt (2020), deux mille vingt et un (2021) qui démontrent un déficit important de livraison. Est-ce que ça n'aurait pas été plus prudent de commencer ces démarches-là avant?

REPONSE D'ÉNERGIR (M. VINCENT REGNAULT) AU GRAME

Est-ce que ça aurait été plus prudent de faire...En fait, je vous dirais, c'est sûr qu'avec... quand on regarde une situation puis qu'elle s'est déjà produite, on peut toujours se dire, on aurait pu faire les choses différemment. Ceci dit, la question du déficit ou la non-atteinte de la cible s'est présentée un peu plus tard dans l'année. Ce n'est pas une chose qu'on voit venir depuis un an. Puis ensuite je vous dirais que, bon, on est en... Le constat qu'on a fait plus formellement ou plus... oui, plus formellement au mois d'août en faisant les appels, c'est un constat qu'on faisait depuis déjà quelques mois ou, en fait, qu'on voit qui est simplement une situation dans le marché, c'est-à-dire que du GNR disponible à court terme, en quantités suffisantes, à un prix qui fait du, qui fait du sens, je vais le dire comme ça, c'est quelque chose de très difficile, de très difficile à trouver. Donc, pour répondre à votre question, ça aurait été, je pense, difficile d'avoir une conclusion différente même si on avait fait ces vérifications-là formelles. Moi, je vous dis, on les faisait de façon informelle avant.

[Souligné en caractère gras par nous]

Cette citation appuie de nouveau les propos de notre <u>lettre C-RTIEÉ-0108 du 16 septembre 2022</u> (et sa version confidentielle C-RTIEÉ-019) à l'effet qu'en liant le sort de l'éolien aux IDLM à l'éventualité fragile d'une conversion de la centrale au GNL-R, il y a risque de tuer toute alternative éolienne, ne laissant alors comme seul scénario possible que le raccordement à Percé. Il est donc plus prudent de requérir d'HQD d'ajouter l'examen d'un scénario supplémentaire, à savoir le scénario S-8 (4 éoliennes et batteries, sans GNL-R), à la liste des trois scénarios dont le suivi est demandé aux paragraphes 244-245 de la <u>Décision D-2022-109</u>.

* * *

Au même effet, hier encore le 29 septembre 2022 au Dossier R-4008-2017, Phase 1, Étape D, Énergir résumait comme suit, dans son <u>Plan d'argumentation B-0852</u>, la preuve du déséquilibre offre-demande du GNR et de son effet haussier sur son prix, **tendances qui vont en s'accroissant (voir parag. 22-25)**:

- 13. Énergir a ainsi constaté que la production de GNR peine à suivre la courbe d'augmentation de la demande générée par les différents marchés, ce qui résulte en une compétition de plus en plus forte pour l'acquisition de nouveaux volumes de GNR sur le marché.
 - Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 19

Mais on le voit, la production a de la difficulté à suivre la courbe d'augmentation de la demande générée par les différents marchés.

[...]

Donc, en considérant seulement les cibles de GNR de Fortis, SoCal, d'Énergir, on atteint déjà dix (10) fois la capacité de production de GNR en vingt, vingt et un (2021). Puis entre vingt-six (26 %) et trente-quatre pour cent (34 %) du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.

Et puis, ça, c'est sans compter les nouvelles demandes qui vont venir des autres gazières, d' autres marchés, qui vont s'ajouter à tout ça, comme je le disais précédemment.

> Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 21

Donc, tout ce contexte dont je viens de vous parler fait en sorte qu'il y a de plus en plus de compétition pour les volumes et qu'il est primordial, si on veut atteindre nos cibles tout en minimisant l'impact sur la clientèle, d'accélérer le processus d'acquisition de GNR, puis d'acquérir des volumes à long terme.

- 14. Cette situation s'explique notamment par les cibles ambitieuses fixées par Énergir (Québec), FortisBC (Colombie-Britannique) et SoCalGas (Californie): à elles seules, les cibles de GNR de ces trois distributeurs constituent entre 26 % et 34 % du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.
 - Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 19

Donc, en considérant seulement les cibles de GNR de Fortis, SoCal, d'Énergir, on atteint déjà dix (10) fois la capacité de production de GNR en vingt, vingt et un (2021). Puis entre vingt-six (26 %) et trente-quatre pour cent (34 %) du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.

Et puis, ça, c'est sans compter les nouvelles demandes qui vont venir des autres gazières, d' autres marchés, qui vont s'ajouter à tout ça, comme je le disais précédemment.

- À cela s'ajoute notamment le fait que :
 - Plus d'une quinzaine d'états américains ont mis en place le même genre de lois et règlements³;
 - 2) Près d'une trentaine d'utilités américaines offrent un programme d'achat volontaire de GNR ou ont annoncé leur intérêt de le faire⁴:
 - Sur environ 3 000 entreprises de services publics énergétiques en Amérique du Nord, Bloomberg NEF en a recensé plus de 700 qui misent sur le GNR afin d'assurer leur pérennité⁵;
 - L'entrée en vigueur de la réglementation fédérale sur les carburants propres (« RCP ») créera de nouveaux débouchés pour le GNR au Canada⁶;
- 16. En ce qui a trait plus particulièrement à FortisBC, il appert que celle-ci est déjà parvenue à sécuriser près de 16 PJ (422 Mm³) de GNR, soit déjà beaucoup plus que les approvisionnements connus en date du dépôt de la preuve relativement à l'Étape D.
 - Corporate and Sustainability Report 2021 (July 2022), page 18
 - B-0732, Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 21

En Colombie-Britannique, Fortis a récemment déposé une preuve auprès de la British-Colombia Utilities Commission. Elle y fait part d'amendements apportés au cadre législatif existant fixant maintenant à 15 % à compter de 2030 les volumes de gaz faible en carbone (GFC) qui incluent le GNR. En date des présentes, Fortis a sécurisé près de 283 Mm³ en approvisionnement en GNR et affiche publiquement l'ambition de doubler ses approvisionnements en GNR d'ici 2030.

- 17. À la lumière de ce qui précède, tout indique donc que le déséquilibre entre l'offre et la demande devrait ainsi continuer à s'accentuer au cours des prochaines années.
- 18. Il s'agit par ailleurs du constat auquel arrive le rapport préparé plus tôt cette année pour le compte de FortisBC. Dans ce rapport, il est ainsi recommandé à Fortis de sécuriser <u>le plus</u> <u>de volumes possibles</u> dès maintenant, et ce, avant que la compétition et les coûts n'augmentent.
 - C-AQPER-0032, B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 37

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S.

gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode.

Furthermore, as more fuel standards are developed, or as existing fuel standards mature, the attractiveness of these markets for RNG producers may increase (e.g., price stability and trust may increase, and/or fuel suppliers or intermediary companies may start offering long-term contracts). As such, FortisBC should leverage their current 'first-mover' advantage by procuring as much RNG as they can in the short-term, before the level of competition and the cost of RNG increases. (Énergir souligne)

- 19. Il est à noter qu'en date du rapport en question (janvier 2022), FortisBC avait contracté la totalité du GNR produit en Colombie-Britannique, alors que près de 90 % de la production totale de GNR au Québec était exportée hors Québec, notamment en raison de l'offre de prix plus compétitive découlant d'exigences plus élevées dans d'autres juridictions.
 - C-AQPER-0032, B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 37

To date, all B.C.-produced RNG has been contracted to FortisBC. This is likely for two key reasons. First, FortisBC is the largest local utility. This means injecting RNG into the local gas grid is relatively easy and more straightforward than selling RNG to another entity. Second, FortisBC offers up to 20-year (for agricultural projects) and 25-year (for municipal projects) biomethane purchase agreements (BPAs). Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, it is realistic to assume that, in the short-term, a very high percentage of RNG produced in B.C. could be available to FortisBC at or near production costs. However, and depending upon the price of carbon, this percentage may decrease in the long term as the B.C. LCFS, Canadian Clean Fuel Standard and other programs mature, creating competing demand for B.C.-produced, low-carbon RNG. (Énergir souligne)

➤ A-0347, Analyse d'impact réglementaire du MERN, mai 2022, page 5

Finalement, environ 90 % de la production totale de GNR au Québec est exportée actuellement, notamment due à une offre de prix plus compétitive découlant d'exigences plus élevées dans d'autres juridictions. La demande induite des exigences plus ambitieuses en termes de volume de GSR permettrait d'augmenter l'attractivité du marché québécois et faire en sorte que la production locale soit consommée davantage au Québec. (Énergir souligne)

C. PRIX

- Le déséquilibre croissant entre l'offre et la demande ainsi que l'augmentation des coûts de production du GNR a entraîné une augmentation importante des coûts du GNR au cours des dernières années.
 - B-0732, Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 17

On observe un déséquilibre croissant entre l'offre de GNR et la demande. Les lois d'une économie de marché font en sorte que la pression sur le prix du GNR est à la hausse.

- 21. Le résultat de l'appel d'offres réalisé à la fin de l'année 2021 constitue une illustration frappante de cette situation, alors que le prix moyen des soumissions reçues était environ 50 % plus élevé que celui de l'appel d'offres réalisé par Énergir en 2019.
 - ▶ B-0732, Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 27
- Or, de la connaissance d'Énergir, il n'existe aucun indicateur de marché qui laisse croire que le prix du GNR devrait diminuer dans un avenir proche ou éloigné. Au contraire, tout indique que la pression à la hausse sur le prix du GNR devrait se maintenir au cours des prochaines années.
 - Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 20 et 21

Donc, pour nous, il n'y a pas de doute, la pression de la demande va continuer d'exercer une pression à la hausse sur les prix, et il n'y a aucun indicateur de marché qui me laisse croire que les prix vont descendre dans un avenir proche ou éloigné. Et je crois qu'on n'est pas les seuls à penser à ça parce que je n'ai rien vu dans les preuves des intervenants qui contredise cette opinion-là qui... qui nous vient, dans les faits, d'une connaissance du marché qu'on a développée depuis plusieurs années en lisant des études, en rencontrant des personnes impliquées de près dans le marché, puis en participant à des conférences sur le sujet.

- Il s'agit par ailleurs du constat que l'on retrouve dans l'étude réalisée pour FortisBC.
 - C-AQPER-0032, B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 35 et 37

Across Canada, FortisBC is successfully purchasing RNG. While FortisBC isn't the local utility for these projects, it can offer long-term BPAs. As a result, a high percentage of RNG produced in Canada could be available to FortisBC at or near production costs in the short-term. However, this percentage could fall drastically in the long-term if other Canadian utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC. Furthermore, and as in B.C., the price of RNG could increase drastically when the Canadian Clean Fuel Standard or other provincial or state-based LCFS regulations are created.

[...]

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S. gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode.

Furthermore, as more fuel standards are developed, or as existing fuel standards mature, the attractiveness of these markets for RNG producers may increase (e.g., price stability and trust may increase, and/or fuel suppliers or intermediary companies may start offering long-term contracts). As such, <u>FortisBC should leverage their current 'first-mover' advantage by procuring as much RNG as they</u>

can in the short-term, before the level of competition and the cost of RNG increases. (Énergir souligne)

- 24. Énergir souligne par ailleurs qu'aucune preuve n'a été déposée au dossier par un intervenant permettant de contredire l'augmentation de prix du GNR anticipée par Énergir.
- 25. Au contraire, certains intervenants ont plutôt reconnu que le prix du GNR allait de toute vraisemblance continuer d'augmenter au cours des prochaines années.

* * *

Pour l'ensemble de ces motifs, nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à requérir qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) fournisse au tribunal un suivi supplémentaire en vue de l'examen futur de son Plan d'approvisionnement 2023-2032 sur les IDLM, en ajoutant le scénario S-8 (4 éoliennes et batteries, sans GNL-R) à la liste des trois scénarios dont le suivi est demandé aux paragraphes 244-245 de la <u>Décision D-2022-109</u>.

Espérant le tout à votre entière satisfaction, nous vous prions, Chère Consœur, de recevoir l'expression de notre plus haute considération.

Dominion News

Dominique Neuman, LL.B.

Procureur du Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ) Le Regroupement comprend les organismes suivants : l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA), Stratégies Énergétiques (S.É.), le Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM) et Énergie solaire Québec (ÉSQ).

c.c. La demanderesse et les intervenants, par le Système de dépôt électronique de la Régie (SDÉ).