

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DU ROEE À HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec — Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec

RÉGIE DE L'ÉNERGIE — DOSSIER R-4110-2019

PRÉVISION DE LA DEMANDE : CONTEXTE ÉCONOMIQUE

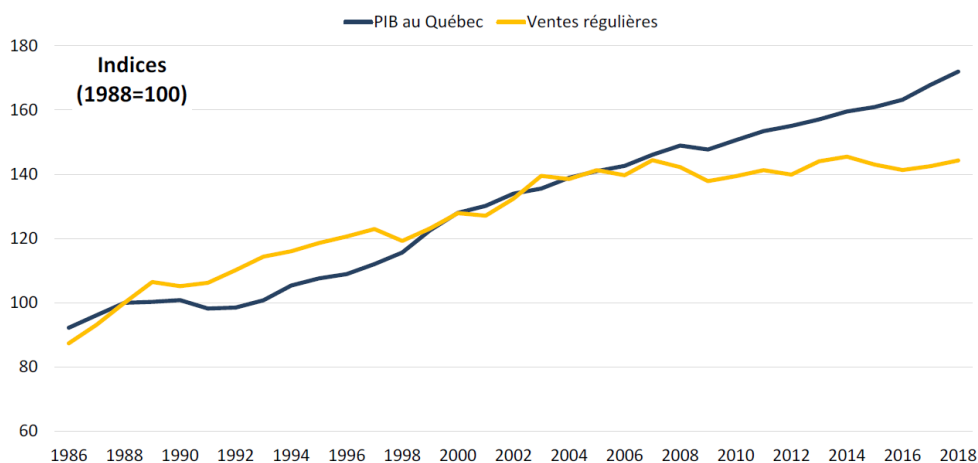
1. Références

- i) B-0007, HQD-2, Document 2, page 9, figure 1.2, Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : prévision de la demande,
- ii) B-0024, HQD-5, Document 1, page 3 à 6, question 1, demande de renseignements no 1 de la Régie de l'énergie (**la Régie**) relative à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 du distributeur18, Bilan en puissance 2020-2029.
- iii) Agence France-Presse, Coronavirus : la récession mondiale pourrait être pire que pendant la crise financière, La Presse, 23 mars 2020, en ligne, <https://www.lapresse.ca/affaires/economie/202003/23/01-5266044-coronavirus-la-recession-mondiale-pourrait-etre-pire-que-pendant-la-crise-financiere.php>
- iv) Lavoie, Jonathan, Assurance-emploi : 500 000 demandes en une semaine, ici. Radio-Canada, 20 mars 2020 en ligne, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1678611/assurance-emploi-demandes-ottawa-trudeau-chomage-quebec>

Préambule

Réf. i) : La figure 1.2 présente l'évolution relative des ventes d'électricité et du PIB du Québec. On remarque qu'entre 1998 et 2008 les deux courbes sont plutôt corrélées, mais se distancent ensuite. Entre 2015 et 2018, les deux courbes continuent de se distancer de manière plus prononcée.

FIGURE 1.2 :
ÉVOLUTION RELATIVE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET DU PIB



«

Réf ii) : En référence ii), la Régie questionne Hydro-Québec sur les perspectives de la croissance économique du Québec. Le distributeur présente une réponse dont nous reproduisons ici des extraits.

- «[...] Bien que ces éléments, pris isolément, soient positifs pour les perspectives économiques mondiales, d'autres nouveaux éléments de risque viennent assombrir le tableau, notamment l'impact du coronavirus en Chine. Ainsi, même en tenant compte des éléments mentionnés en référence (iv), le Fonds monétaire international a récemment diminué sa prévision de croissance économique mondiale pour 2020 et 2021 [...]

Somme toute, le Distributeur est d'avis que le contexte économique mondial ne s'est pas amélioré et que la forte croissance économique québécoise des trois premiers trimestres de 2019 ne change pas les perspectives pour 2020 à 2029. En effet, les principaux éléments qui expliquent la baisse attendue du PIB à court et moyen termes sont toujours les mêmes, soit le ralentissement du commerce extérieur, la pénurie de travailleurs au Québec et à plus long terme, les changements démographiques causés par le vieillissement de la population.» (Nos soulignés)

Réf iii) : En référence iii), on explique que la Directrice du FMI lors d'une conférence du G20 estimait qu'il est possible que les impacts économiques suite à la pandémie mondiale du coronavirus soit pires que la crise financière de 2008.

Réf iv) : La référence iv) présente l'effet des fermetures suite à la pandémie du coronavirus. L'article laisse supposer que le marché de l'emploi suite à cette situation sera radicalement différent.

Demandes

- 1.1 Veuillez indiquer ce qui explique la distanciation des deux courbes en référence i) à partir de 2008 en prenant soin d'indiquer ce qui explique la distanciation plus marquée à partir de 2014.
- 1.2 Veuillez indiquer quel a été l'impact de la crise financière de 2008 sur les ventes d'électricité d'Hydro-Québec.
- 1.3 Veuillez indiquer si, selon le distributeur, la pandémie actuelle aura des répercussions similaires ou même plus prononcées sur la demande que la crise mondiale de 2008.
- 1.4 En référence ii) le distributeur dresse un portrait de la situation économique des prochaines années plus pessimiste que d'autres analystes. À la lecture des références iii) et iv), tout porte à croire que le scénario du distributeur était optimiste. Veuillez indiquer comment, selon Hydro-Québec la nouvelle réalité suite à la pandémie affectera la demande.

PRÉVISION DE LA DEMANDE : PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES

2. Références

- i) B-0007, HQD-2, Document 2, page 12, Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : prévision de la demande,
- ii) B-0007, HQD-2, Document 2, page 13-14, Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : prévision de la demande,
- iii) B-0024, HQD-5, Document 1, page 3 à 6, question 1, demande de renseignements no 1 de la Régie relative à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 du distributeur, Bilan en puissance 2020-2029, question 5,1

- iv) Budget de dépenses 2020-2021, Plan québécois des infrastructures 2020-2030, Québec, p.. B50 et B51, en ligne,
https://www.tresor.gouv.qc.ca/fileadmin/PDF/budget_depenses/20-21/7-Plan_quebécois_des_infrastructures.pdf
- v) B-0007, HQD-2, Document 2, page 43, Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : prévision de la demande,
- vi) B-0007, HQD-2, Document 2, page 14, Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : prévision de la demande,
- vii) Québec, Bâtir une économie verte : Électrification et lutte contre les changements climatiques, Budget du Québec, p. 27 à 29 et 40
- viii) Orphali, Philippe, Québecor va électrifier son parc de véhicule d'ici 10 ans, Journal de Montréal, 15 janvier 2020, en ligne,
<https://www.journaldemontreal.com/2020/01/15/quebecor-souhaite-electrifier-la-quasi-totalite-de-son-parc-automobile>

Préambule

Réf. i) : En référence i) le distributeur indique que la croissance des ventes est atténuée par l'amélioration de l'efficacité énergétique et dans une moindre mesure par l'impact des changements climatiques.

Réf ii) : En référence i), le distributeur indique que : « Le nombre de véhicules électriques en circulation en 2029 est évalué à 635 000, dont environ 80 % seraient entièrement électriques ».

Réf ii) : En référence ii) le distributeur présente les estimations de demande en électricité pour les autobus électriques et pour le REM.

Réf iii) En référence iii), le distributeur indique que l'ensemble des activités liées à l'électrification des transports occasionnera la croissance de ses ventes de 2,3 TWh. De cette croissance totale, les véhicules électriques compteront pour 1,8 TWh et le reste des ventes sera lié aux autobus électriques et au REM.

Réf iv) En référence iv), le gouvernement indique dans son PQI produit suite à la demande du distributeur qu'il se met en mode planification ou à l'étude les projets suivants : un réseau structurant de transport en commun de la ville de Québec, un prolongement de la ligne bleue à Montréal, un projet électrique structurant pour reliée différentes parts de la ville de Montréal, un projet structurant de transport électrique entre l'ouest de Gatineau et le centre-ville d'Ottawa, un projet de prolongation du REM vers

Laval ou vers la Rive-Sud de Montréal et un projet de transport électrique sur le boulevard Taschereau.

Réf v) « la prévision intègre l'impact attribuable aux autobus électriques. En 2029, la consommation des autobus électriques atteindra 0,1 TWh »

Réf vi) : En référence iv) le distributeur indique qu'il : « estime que 70 % de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux ». Cela entraînerait une baisse des ventes de 1,3 TWh d'ici 2029.

Réf vii) Le budget du Québec 2020-2021 annonce la poursuite du programme « Roulez vert » jusqu'au 31 mars 2026. Le budget ne spécifie pas si les modalités du programme vont changer après le 31 mars 2021. De plus, à la page 40, le gouvernement du Québec indique que « les impacts financiers des mesures financées par les crédits budgétaires pour le premier plan de mise en œuvre de la Politique-cadre » pour « l'électrification la flotte automobile gouvernementale » sont de l'ordre de 13,4 M\$

Réf viii) L'entreprise Quebecor annonce qu'elle compte électrifier 1100 véhicules d'ici 2030, dont 200 d'ici 2024.

Demandes

- 2.1. Veuillez indiquer la part de l'atténuation des ventes qui est attribuée au changement climatique annuellement entre 2020 et 2029.
- 2.2. Veuillez déposer les références utilisées pour déterminer la demande en électricité des véhicules électriques en 2029.
- 2.3. Veuillez indiquer si le budget du gouvernement du Québec à la référence vii) ou celui de Quebecor à la Référence viii) modifie vos prévisions des ventes de véhicules électriques ou de demande en électricité entre 2020 et 2029.
 - 2.3.1 Sinon, pourquoi
- 2.4. Veuillez indiquer si les ajouts en transport en commun électrique présentés dans le PQI 2020-2029 peuvent modifier les prévisions de vente du distributeur entre 2020-2029.
 - 2.4.1 Si oui, comment ?
 - 2.4.2 Sinon, veuillez indiquer quelles sont les conditions requises pour que ces projets se répercutent dans vos prévisions de ventes.

- 2.5. Veuillez présenter annuellement la part de l'augmentation des ventes liées au REM.
- 2.6. Veuillez déposer les hypothèses de calcul permettant de déterminer l'impact attribuable aux autobus électriques sur la demande.
- 2.7. Veuillez indiquer les références ou les méthodologies utilisées vous permettant de déterminer la part commerciale et résidentielle de la production photovoltaïque.
- 2.8. Veuillez indiquer la base de calcul vous permettant de calculer l'impact de l'énergie photovoltaïque à 1,3 TWH d'ici 2029.

PROGRAMME HILO — CHOIX DE L'AGRÉGATEUR

3. Références

- i) B-0017, HQD-4, document 1 - Complément de preuve, page 6
- ii) B-0024, HQD-5, document 1, page 27-30, Réponses d'Hydro-Québec aux questions 9.1.1 et 9.1.2 de la Demande de renseignements no.1 de la Régie de l'énergie
- iii) B-0009, HQD-2, document 3, page 18, [Complément d'information du Plan d'approvisionnement - Approvisionnements](#), Tableau 3.2 : Bilan de puissance 2020-2029
- iv) R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28, Plan d'approvisionnement 2014-2023 - Réseau intégré, Tableau 4-3 : Bilan en puissance 2014-2023
- v) [Loi favorisant la surveillance des contrats des organismes publics et instituant l'Autorité des marchés publics](#), L.Q. 2017, c. 27, page 3 (Notes explicatives), art. 38, 67,19, 26, 34,

Préambule

Réf. i) :

« En prenant en considération les limites de son périmètre d'activités réglementées et l'effort requis pour un déploiement de masse, il a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec, active dans le marché de la Maison intelligente pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance.

Constitué de spécialistes d'expérience en développement de nouveaux produits et d'entreprises technologiques, Hilo détient l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle un service d'installation et de programmation de produits de domotique à la clientèle. La filiale a, de plus, pu bénéficier d'un transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Le recours à cet affilié, dédié au déploiement de ce nouveau moyen, permet un développement coordonné de services énergétiques parfaitement adaptés aux besoins du Distributeur afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données. » (nous soulignons)

Réf : ii)

« Demande :

9.1 Le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec (références [ii] et [iii]), pour déployer le nouveau moyen de gestion de la puissance décrit en référence (iii) comme mesure d'efficacité énergétique (référence [i]).

La Régie comprend que le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo et que ce choix a été effectué sans recours préalable à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Veuillez commenter la compréhension de la Régie.

Réponse :

La compréhension de la Régie est exacte.

9.1.1 Veuillez notamment justifier pourquoi, le cas échéant, le Distributeur considère que ce moyen de gestion de la puissance ne constitue pas un approvisionnement assujéti à ladite procédure. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponible chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut donc s'agir d'un "contrat d'approvisionnement en électricité" au sens de la LRÉ.

Les arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 s'appliquent *mutatis mutandis* :

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois. » (nous soulignons)

Réf iii) :

**TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement 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	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
* Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
* Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
* Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
* Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
* Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affiliés	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
* Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

Réf iv) :

**TABLEAU 4-3
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
* TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
* HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
* Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
- Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
- Éolien : 4000 MW ⁽²⁾	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
- Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
* Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
* Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
* Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
* Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
* Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
- Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

Note [1] : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Réf v) :

« **NOTES EXPLICATIVES**

[...]

Par ailleurs, la loi modifie la Loi sur les contrats des organismes publics et les lois régissant les organismes municipaux afin d'obliger les organismes à publier un avis d'intention avant de conclure certains contrats de gré à gré et à se doter d'une procédure portant sur la réception et l'examen des plaintes qui leur sont formulées dans le cadre de l'adjudication ou de l'attribution d'un contrat. » (page 3) (nous soulignons)

« §2. Processus d'attribution

38. Toute personne ou société de personnes intéressée, ainsi que la personne qui la représente, peut porter plainte à l'Autorité relativement à un processus d'attribution d'un contrat public lorsque, après avoir manifesté son intérêt à réaliser le contrat auprès de l'organisme public ayant publié l'avis d'intention requis par la loi, elle est en désaccord avec la décision de l'organisme public. La plainte doit être reçue par l'Autorité au plus tard trois jours suivant la réception par le plaignant de la décision de l'organisme public. Lorsque ce délai expire un jour férié, il est prolongé au premier jour ouvrable suivant. Aux fins du présent alinéa, le samedi est assimilé à un jour férié, de même que le 2 janvier et le 26 décembre. » (page 19) (nous soulignons)

« **CHAPITRE VII**

RÉSILIATION DE PLEIN DROIT

67. Tout contrat public conclu à la suite d'un processus d'adjudication ou d'attribution continué par un organisme public soit avant que l'Autorité ait rendu sa décision à l'égard d'une plainte portée en vertu de l'une ou l'autre des sections I et II du chapitre IV, soit, sous réserve de l'article 25.0.1 de la Loi sur les contrats des organismes publics, en contravention d'une ordonnance rendue par l'Autorité en vertu de l'un ou l'autre des paragraphes 1° et 2° du premier alinéa de l'article 29, est résilié de plein droit à compter de la réception par l'organisme et son contractant d'une notification de l'Autorité à cet effet.

De plus, un contrat conclu de gré à gré par un organisme public sans avoir fait l'objet de la publication de l'avis d'intention prévue par la loi est résilié de plein

droit à compter de la réception par l'organisme et son contractant d'une notification de l'Autorité à cet effet.

Le présent article ne s'applique pas à un contrat d'un organisme municipal. »
(page 26) (nous soulignons)

« 94. Cette loi [la *Loi sur les contrats des organismes publics* (L.Q., ch. C-65.1)] est modifiée par l'insertion, après l'article 13, des suivants :

« 13,1. L'organisme public doit, au moins 15 jours avant de conclure de gré à gré un contrat en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 13, publier dans le système électronique d'appel d'offres un avis d'intention permettant à toute entreprise de manifester son intérêt à réaliser ce contrat.

Demandes

- 3.1. En rapport à la référence i), veuillez préciser si les limites du périmètre d'activités réglementées obligent ou permettent que le mandat soit accordé à une entité non réglementée ? En d'autres termes, s'agit-il d'une obligation ou bien d'un choix d'affaires de la part d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution ?
- 3.2. Veuillez expliquer quelles sont les limites du périmètre d'activités réglementées dont Hydro-Québec a tenu compte aux fins de sa prise de décision de mandater Hilo ou une autre entreprise non-réglémentée?
- 3.3. Veuillez expliquer l'effort requis pour un déploiement de masse dont il est question en référence i) et qui empêche Hydro-Québec de réaliser les services d'agrégation pressentis pour Hilo.
- 3.4. Quelle est, selon vous, la valeur pratique et pécuniaire du transfert des connaissances acquises par le Distributeur en référence i) dont Hilo a pu bénéficier ?
- 3.5. Veuillez indiquer si selon vous la fiabilité du réseau de distribution ainsi que la sécurité et la confidentialité des données dont il est question en référence i) ne peuvent être assurées que par Hilo et aucune autre entreprise existante.

- 3.6. Veuillez préciser et déposer la garantie fournie par Hilo quant à la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données.
- 3.7. En réponse à la question 9.1.1 de la Régie (référence ii)), Hydro-Québec fait valoir qu'elle n'avait pas l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ parce que la puissance acquise par des moyens de gestion de la demande en puissance ne constitue pas un approvisionnement post-patrimonial. En quoi la Régie et le ROEE ne seraient pas justifiés de conclure qu'il y a contradiction entre cette affirmation et le fait que la contribution en puissance des moyens de gestion en puissance est inscrite dans le bilan en puissance indiqués en référence iv) dans la catégorie des approvisionnements non patrimoniaux ?
- 3.8. En réponse à la question 9.1.1 de la Régie (référence ii)), Hydro-Québec se réfère aux arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 relativement au Programme GDP Affaires à l'effet qu'il s'agit d'un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit retiré des ressources déjà disponibles. Veuillez justifier cette position alors que la décision de la Régie relativement à l'appel d'offres dans le cadre du programme GDP Affaires visait l'acquisition directe de puissance auprès de la clientèle tandis que dans le cas de Hilo, il s'agit plutôt de l'acquisition indirecte de puissance via un service d'agrégation auprès d'un tiers.
- 3.9. Tel qu'indiqué en référence v), veuillez indiquer si Hydro-Québec a publié un avis d'intention de conclure une entente de gré à gré avec Hilo tel que le stipule la *Loi sur l'Autorité des marchés publics* ? Dans l'affirmative, veuillez le déposer. Dans le cas contraire, est-ce qu'Hydro-Québec a examiné l'application de cette loi ? Veuillez justifier votre décision de ne pas publier un tel avis.
- 3.10. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension du ROEE. L'agrégation des charges que pratiquerait Hilo serait impossible à réaliser sans recours aux compteurs communicants chez la clientèle d'Hydro-Québec.

PROGRAMME HILO — VALEUR DE L'EFFACEMENT

4. Références

- i) B-0024, HQD-5, document 1, page 48, Réponse d'Hydro-Québec à la question 10.19 de la demande de renseignements no.1 de la Régie de l'énergie
- ii) B-0032, HQD-4, Document 4, pages 6, 8 et 9, Complément de preuve — Mise à jour des coûts évités

Préambule

Réf. i) :

« **10,19** Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.

Réponse :

Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait partie des actions prioritaires par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2020-2024 pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une activité structurante dans son offre de services en permettant aux clients participants de contribuer de façon concrète à la transition énergétique en ayant accès à divers services de domotique leur permettant de participer à l'effort collectif de réduction de la consommation énergétique. Ce service permet en outre de répondre à la demande des clients qui souhaitent qu'Hydro-Québec aille plus loin dans son offre et les accompagne dans l'introduction des nouvelles technologies et dans la gestion de leur consommation énergétique, et ce, en maintenant de hauts standards en matière de confidentialité des données personnelles.

Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients non encore exploité par les moyens actuellement disponibles.

Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de

plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période. En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices.

Dans l'intervalle, le Distributeur s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo. Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité.

Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence.» (nous soulignons)

Réf. ii) :

« 2,2 Signal de coût évité de la puissance

Le bilan de puissance du Distributeur prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2025-2026, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné au Plan.

- Pour les hivers 2019-2020 à 2024-2025, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2019, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
- À compter de l'hiver 2025-2026, le signal de coût évité est de 115 \$/kW-an (\$ 2019, indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01. » (page 6)

« 3. COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Méthodologie de calcul

Comme l'a mentionné le Distributeur au dossier R-4057-2018, une mise à jour de la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution a été initiée en 2019. Grâce à cet exercice, le Distributeur a validé avec toutes les parties prenantes³ la méthodologie utilisée jusqu'à présent et s'est assuré de sa pertinence. Elle a donc été maintenue et reconduite pour l'année en cours.

Par ailleurs, à la suite de la révision de la durée de vie des équipements sur les réseaux de transport et de distribution, le calcul de l'annuité se base désormais sur la durée de vie pondérée des équipements. Cette dernière a été révisée à 57 ans pour les équipements de transport et à 45 ans pour ceux de distribution.

Le Distributeur a décidé de déterminer la valeur des coûts évités annuellement et de retenir une moyenne mobile afin d'assurer une stabilité dans le signal utilisé dans les analyses économiques. Pour l'année 2019, les coûts évités sont respectivement de 16,70 \$/kW pour la distribution et 48,21 \$/kW pour le transport (\$ 2019). » (page 8)

p.9 « 3,2 Application des coûts évités

Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.

Pour être en mesure de s'appuyer sur un signal pertinent, certains critères doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution. Ces critères ont été déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre du comité technique⁴. » (nous soulignons)

Demandes

4.1. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension du ROEE : la valeur de l'effacement contrôlé par Hilo reflète la somme de l'ensemble des coûts évités de fourniture, de transport et de distribution, soit près de 180 \$/kW (115 \$/kW-an + 16,70 \$/kW + 48,21 \$/kW=179,91 \$/kW) à partir de 2025-2026 tandis que la valeur de l'effacement par la tarification dynamique se résume au coût évité de fourniture.

4.1.1 Dans le cas où le ROEE est dans l'erreur, veuillez fournir les détails du calcul.

4.2. Veuillez indiquer quels sont les critères qui doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution dont il est question vers la fin de la référence ii).

4.3. Hydro-Québec mentionne au dernier paragraphe de la référence i) ce qui suit : « Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence. » Est-ce que cela indique qu'Hydro-Québec que d'autres entreprises que sa filiale Hilo auraient l'opportunité de fournir de la puissance de manière similaire ?

GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE, LÉGIONELLOSE ET CHAUFFE-EAU

5. Références

- i) B-0024, HQD-5, Document 1, page 48, Réponse d'Hydro-Québec à la question 10.21 de la demande de renseignements no.1 de la Régie de l'énergie
- ii) [Suivi administratif de la décision D-2018-15](#), 15 mars 2019

Préambule

Réf. i) :

« **10,21** Considérant qu'un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) a été émis en mai 2019, veuillez préciser l'horizon approximatif de la disponibilité commerciale d'un chauffe-eau répondant au critère anti-légionnelle et l'ajout des charges de chauffage de l'eau à l'offre d'Hilo. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme mentionné dans le complément de preuve à la pièce HQD-4, document 1 (B-0017), Hilo doit effectuer elle-même ses choix technologiques et déterminer le rythme de déploiement des mesures. Le Distributeur n'a pas fait de prévisions quant à l'horizon d'ajout de mesures spécifiques.

Toutefois, le Distributeur estime que des chauffe-eau répondant aux critères antilégionnelles devraient être disponibles commercialement en 2021. » (nous soulignons)

Réf. ii) :

« Le rapport technique rédigé par l'équipe de chercheurs responsable des essais cherchant à mieux documenter l'inactivation de la légionnelle par la température a été reçu le 2 février dernier. Ce rapport précise les conditions requises (température et durée de maintien de cette température) pour éviter la contamination par les légionnelles. Sur la base de ces conditions, un critère de maintien de température a été établi par Hydro-Québec pour éviter la prolifération de légionnelles au fond du réservoir, ainsi que permettre d'inactiver à plus de 99 % celles qui peuvent être introduites en faible quantité par les réseaux d'alimentation en eau potable (critère anti-légionnelle). Une demande d'avis a été soumise par Hydro-Québec au Ministère de la Santé et des services sociaux (MSSS) le 5 février pour le déploiement d'un programme de délestage de chauffe-eau électriques dans la mesure où le délestage ne s'appliquerait qu'aux chauffe-eau démontrant le respect du critère anti-légionnelle développé et proposé par Hydro-Québec et qui sont munis d'un dispositif automatisé permettant de valider le respect de ce critère.

Le Distributeur fera le point sur les suites de cette demande dans le cadre de son prochain dossier tarifaire et, advenant un avis favorable du MSSS, sur la mise en place d'un éventuel programme de délestage applicable à ce type de chauffe-eau électriques. » (nous soulignons)

Demandes

- 5.1. Veuillez indiquer quel(s) fabricant(s) devrai(en)t commercialiser des chauffe-eau répondant aux critères antilégionelles en 2021. Veuillez aussi préciser le coût de ces chauffe-eau et leur durée de vie utile. Veuillez aussi indiquer si Hilo en aura l'exclusivité.
- 5.2. Veuillez déposer l'avis du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) qui a été émis en mai 2019 dont il est question en i).
- 5.3. Veuillez déposer le rapport technique rédigé par l'équipe de chercheurs responsable des essais cherchant à mieux documenter l'inactivation de la légionnelle en fonction de la température qui a été reçu le 2 février 2019.
- 5.4. Veuillez déposer le critère de maintien de température qui a été établi par Hydro-Québec.
- 5.5. Veuillez déposer la demande d'avis qui a été soumise par Hydro-Québec au Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) le 5 février 2019 et la réponse reçue du MSSS par la suite.
- 5.6. Est-ce qu'Hydro-Québec et le comité technique ont étudié aussi les risques de la légionellose dans les chauffe-eau associés aux pannes du courant? Si oui, veuillez fournir cette information, y compris le pourcentage des chauffe-eau affecté. Sinon, pourquoi.
- 5.7. De même, est-ce que les avis demandés et reçus de la Santé publique et du MSSS ont porté également sur cet aspect? Si oui, veuillez fournir l'information reçus de ces sources.

DÉLESTAGE DES CHAUFFE-EAU

6. Références

- i) B-0009, HQD-2, Document 3, page 30, Conciliation des bilans en puissance

- ii) B-0024, HQD-5, Document 1, page 44, Réponse d'Hydro-Québec à la question 10.14 de la Demande de renseignements no.1 de la Régie de l'énergie
- iii) [The Value of Demand Response in a Hydro-Dominated Power Grid – The Example of Quebec, Canada](#), Vincent Dufresne, Université Carleton, page i)
- iv) [Demand Response Spinning Reserve Demonstration](#), Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Mai 2007, page i

Réf. i) :

« 4.6. Conciliation des bilans de puissance

Contexte

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) a comme mission d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, divisée en huit régions. La zone de réglage du Québec fait partie du Nord-Est américain, région de la NERC couverte par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Les exercices de fiabilité en puissance réalisés pour le NPCC et la NERC ont le même objectif, soit d'évaluer si les ressources de chacune des zones de réglage sont suffisantes pour répondre aux besoins en électricité avec une fiabilité adéquate.

Les taux de réserve pour le Distributeur et pour la zone de réglage sont établis en fonction du critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone de réglage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère est testé à l'aide de modèles stochastiques. Les résultats des tests sont mis à jour une fois par année, lors des revues d'adéquation des ressources du NPCC (triennales ou intérimaires) pour la zone de réglage et lors du dépôt des plans d'approvisionnement ou des états d'avancement pour le Distributeur.

Cependant, et comme présentés ci-dessous, les taux de réserve pour le Distributeur et pour la zone de réglage se distinguent sur le plan du traitement de la demande et des ressources.

Besoins et ressources considérés dans le bilan de puissance

Pour le bilan de puissance présenté au plan d'approvisionnement, seuls les besoins et ressources du Distributeur sont considérés. Dans le cas de l'électricité patrimoniale et de la réserve qui s'y rattache, un sous-ensemble des ressources du Producteur est pris en compte.

Pour les analyses déposées au NPCC, qui couvre la zone de réglage du Québec, l'ensemble des engagements et des ressources du Producteur est considérée, ainsi que les autres ressources du Distributeur. » (nous soulignons)

Réf : ii)

« Les services d'Hilo ainsi que la tarification dynamique font partie du portefeuille des moyens de gestion disponibles pour répondre à la demande. Ainsi, en fonction de la charge à alimenter, des contraintes sur le réseau du Transporteur, des caractéristiques intrinsèques des différents moyens (plage d'utilisation, délais avant appel, prix du moyen) et, le tout, dans le souci d'optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, le Distributeur utilise les moyens qui permettent d'assurer la fiabilité du réseau et l'équilibre offre — demande à moindre coût. Dans cette optique, aucun de ces moyens n'est privilégié par rapport à un autre, ceux-ci faisant partie d'une stratégie globale. » (nous soulignons)

Réf : iii)

« Demand response (DR) entails programs that allow utilities to shift when electricity is being used. DR is of great interest in Quebec, as DR would increase the ability of the provincial utility to manage its domestic load. DR would also allow the provincial utility to improve the level of service to its export clients in neighbouring jurisdictions, such as New York.

This thesis explores a promising form of DR, namely direct load control of residential electric water heaters (EWH). EWH are ubiquitous in Quebec representing 94% of all domestic water heating appliances. I analysed the benefits that could be accrued by deploying a DR program, and contribute to the Public Policy literature by assessing the incremental revenues that can be achieved through the use of DR for price arbitrage between Quebec and New York. I estimated that up to 170,000 households would potentially participate, which would add 144.5 MW of capacity to the province's system, and would yield a net benefit of \$35.9 million. » (page i) (nous soulignons)

«The planning reserve margin (PRM) is the capacity required in addition to the capacity needed to supply highest net peak demand of the system. The PRM may be needed to make up for a gap between production and demand due to unexpected outage that may coincide with peak time. » (page 66) (nous soulignons)

Réf: iv)

«“The Demand Response Spinning Reserve project is a pioneering demonstration of how using existing utility load-management assets can provide an important electricity system reliability resource known as spinning reserve. Providing spinning reserve with aggregated demand-side resources such as those illustrated in this report will give grid operators at California Independent System Operator (CA ISO) and Southern California Edison (SCE) a powerful, new tool to improve system reliability, prevent rolling blackouts, and lower system operating costs.»” (nous soulignons)

Demandes :

- 6.1. Hydro-Québec envisage-t-elle l'utilisation du contrôle des charges en tant que réserve tournante aux bénéficiaires du Distributeur mais aussi du Transporteur et du Producteur ?
- 6.2. Hydro-Québec pourrait-elle élaborer sur la stratégie globale dont il est question à la réf ii), dernière ligne.
- 6.3. Qui du Transporteur, du Distributeur ou de Hilo aura le contrôle effectif des charges ?
- 6.4. Le Transporteur, en tant qu'opérateur du réseau, pourrait-il contrôler directement ou indirectement certaines charges afin d'assurer la fiabilité du réseau, ou est-ce que ce service serait rendu par le distributeur ou Hilo ?
- 6.5. Le Producteur pourrait-il se servir du contrôle de certaines charges dans son bilan de la Marge de Réserve Planifiée et ainsi libérer de la puissance effective de production ?
- 6.6. En diminuant la demande de fine pointe (100 heures) par le contrôle des charges, les pertes sont alors réduites sur le réseau de Transport, ce qui

diminue et la demande de puissance et d'énergie au niveau du Producteur. Hydro-Québec a-t-elle évalué ces gains et leur valeur ?

6.7. Puisque le Producteur et le Transporteur semblent tirer avantage de la gestion des charges, est-ce que le Transporteur et le Producteur participent au financement des projets de GDP avec le Distributeur ?

6.8. Puisque les chauffe-eau représentent une charge dont le profil horaire est quasi-constant annuellement, et en quelque sorte « synchrone », ne serait-il pas plus rentable de réserver le contrôle des chauffe-eau à titre réserve tournante ou marge de réserve planifiée, plutôt qu'à titre de moyen de réduction de la pointe critique de 100 heures.

POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Potentiel du délestage des chauffe-eau

7. Références

- i) B-0033, HQD-4, Document 5, Complément de preuve — Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance en réseau intégré, pages 25 et 26 (Tableaux 7, 8 et 9)
- ii) B-0033, HQD-4, Document 5, Complément de preuve — Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance en réseau intégré, pages 29, 30 et 31 (Tableaux 10, 11 et 12)
- iii) [The Value of Demand Response in a Hydro-Dominated Power Grid – The Example of Quebec](#), Canada, Vincent Dufresne, Université Carleton, page 96

Préambule

Réf. i) :

La mesure Chauffe-eau résidentiel – Contrôlé par le Distributeur affiche un potentiel technique de 701,3 MW en 2020, 684,1 MW en 2025, et 1349,1 MW en 2030.

Réf : ii)

Les tableaux 10, 11 et 12 présentent les potentiels technico-économiques pour chaque sous-segment de la mesure Chauffe-eau résidentiel — Contrôlé par le Distributeur.

Réf : iii)

« The technical and economic potential is thereby 1,450 MW including T&D losses if 1.5 million participants were to enroll, as was shown in Illustration 23. »

Demandes

- 7.1. Veuillez justifier l'évolution irrégulière du potentiel technique de la mesure Chauffe-eau résidentiel — Contrôlé par le Distributeur entre les périodes 2020, 2025 et 2030.
- 7.2. Veuillez justifier l'inversion des potentiels technico-économiques de sous-segments de la mesure Chauffe-eau résidentiel — Contrôlé par le Distributeur en 2030 comparativement aux années 2020 et 2025.
- 7.3. Veuillez commenter l'évaluation du potentiel technique et technico-économique mentionné en référence iii).

POTENTIEL DES CHAUFFE-EAU RÉSIDENTIEL À TROIS ÉLÉMENTS

8. Références

- i) B-0033, HQD-4, Document 5, Complément de preuve — Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance en réseau intégré, pages 25 et 26 (Tableaux 7, 8 et 9)
- ii) B-0033, HQD-4, Document 5, Complément de preuve — Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance en réseau intégré, pages 29, 30 et 31 (Tableaux 10, 11 et 12)
- iii) B-0033, HQD-4, Document 5, Complément de preuve — Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance en réseau intégré, page 36
- iv) [D—2011— 162 — État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance — réseau intégré, \(en liasse\)](#), page 9, Tableau 3 — Potentiel des mesures de gestion de la demande en puissance au secteur résidentiel.

Préambule :

Réf. i) : La mesure Chauffe-eau résidentiel à trois éléments n'affiche aucun potentiel technique en 2020, 237,4 MW en 2025, et 240,9 MW en 2030.

Réf. iv) :

La mesure Chauffe-eau résidentiel à trois éléments n'affiche aucun potentiel technico-économique en 2020, un cumulatif de près de 100 MW en 2025, et de près de 200 MW en 2030.

Réf. iii) :

« Chauffe-eau à trois éléments : Cette mesure entre dans le potentiel sur la base de son coût marginal, soit l'écart entre le coût d'un chauffe-eau standard et celui à trois éléments. Aucun élément de contrôle additionnel n'est requis et la mesure n'est pas limitée par une reprise. Il est important de noter que la mesure n'est pas dans le potentiel pour l'année 2020 puisque la mesure est alors évaluée à son coût total étant donné qu'aucun marché de remplacement n'est applicable lors de l'année de base 2020. La mesure entre dans le potentiel en 2025 et 2030 alors que des chauffe-eau standards peuvent alors être remplacés, au coût marginal, par des chauffe-eau à trois éléments. »
(nous soulignons)

Réf. iv) :

La mesure Chauffe-eau à trois éléments affiche un potentiel de 80 MW. [Aucune mention du coût total ou du coût marginal.]

Demandes :

- 8.1. Veuillez confirmer que la disparition du potentiel technique et technico-économique de la mesure Chauffe-eau résidentiel à trois éléments n'affiche aucun potentiel en 2020 suite à un changement méthodologique. Veuillez justifier la pertinence d'un tel changement.

ÉCONOMIES D'ÉLECTRICITÉ

9. Références

- i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 25

- ii) [Bulletin canadien des politiques provinciales en matière d'efficacité énergétique — Québec](#)

Réf. i) :

« L'ensemble des efforts en efficacité énergétique, à l'horizon du Plan, contribue à une réduction des ventes résidentielles de près de 4 TWh, et ce, tous usages confondus. Cette réduction de la consommation unitaire se reflète de façon plus marquée dans les nouvelles constructions. » (nous soulignons)

Réf. ii) :

« POINTS POUVANT ÊTRE AMÉLIORÉS

Codes de l'énergie pour les bâtiments : la plus récente mise à jour du code pour les bâtiments commerciaux et institutionnels du Québec remonte à 1983. Les consultations lancées à l'été 2019 offrent l'occasion d'adopter un code pour les bâtiments à haut rendement énergétique.

Économies d'électricité : la réalisation des ambitions du gouvernement en matière de transport et d'électrification des bâtiments pourrait nécessiter entre 125 et 185 TWh d'énergie supplémentaires d'ici 2050.³ Une accélération des économies d'électricité à court terme permettra d'éviter la construction d'infrastructures plus coûteuses à l'avenir. » (nous soulignons)

Demandes :

- 9.1. Veuillez indiquer si la réduction des ventes résidentielles de près de 4 TWh est nette d'effet tendanciel.
- 9.2. Veuillez confirmer qu'Hydro-Québec n'a présentement aucune initiative portant sur l'énergie et sur la puissance visant la nouvelle construction résidentielle, et qu'aucune telle initiative n'est prévue sur l'horizon du Plan.
 - 9.2.1. Sinon, veuillez présenter vos initiatives.
- 9.3. Veuillez indiquer si Hydro-Québec entend accroître les économies d'électricité proportionnellement aux futurs efforts d'électrification à venir du gouvernement du Québec qui n'ont pas encore été annoncés, tel que suggéré par Efficacité Canada.
 - 9.3.1. Sinon, pourquoi ?
- 9.4. Veuillez différencier dans vos réponses l'avant et avec COVID-19.

RÉSEAUX AUTONOMES

10. Références

- i) [D—2017— 140 et autres - Plan d’approvisionnement 2017-2026, État d’avancement 2018 du Plan d’approvisionnement 2017-2026](#), page 21
- ii) [D—2017— 140 et autres - Plan d’approvisionnement 2017-2026, État d’avancement 2017 du Plan d’approvisionnement 2017-2026](#), page 19

Préambule

Réf. i) :

« 6.2.2. Conversion des réseaux autonomes

Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres. Initiées dans plusieurs réseaux, les démarches toucheront l'ensemble de ceux-ci d'ici 2020, comme prévu au Plan d'approvisionnement 2017-2026. Pour y parvenir, le Distributeur juge toutefois nécessaire de bonifier sa stratégie d'appels de propositions au marché. En effet, l'expérience acquise par le Distributeur montre qu'une approche partenariale ou de gré à gré peut s'avérer mieux adaptée au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations. Par ailleurs, que les projets de conversion soient issus d'un appel de propositions, d'un raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec, d'une entente de gré à gré ou de partenariats avec les communautés, ils devront tous respecter les quatre critères établis :

1. Fiabilité de l'approvisionnement en électricité
2. Acceptabilité sociale
3. Réduction des coûts d'approvisionnement
4. Réduction de l'empreinte environnementale

Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit ses coûts d'approvisionnement mais qui ne présente pas le meilleur coût parmi l'ensemble des solutions envisageables sur le plan technique. » (Nous soulignons)

Réf. ii) :

« **Îles-de-la-Madeleine**

Un appel de propositions pour l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement d'énergie éolienne a été lancé en 2015 et l'ouverture des propositions a eu lieu en octobre 2017. Trois projets ont été soumis et leur évaluation est en cours.

En parallèle, deux processus sont entamés pour compléter la conversion de ce réseau, soit une étude d'avant-projet pour le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré d'Hydro-Québec et des travaux en vue du lancement, en 2018, d'un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. Dans ce contexte, une table d'échange sur l'avenir énergétique des Îles-de-la-Madeleine a été mise en place avec des acteurs de la municipalité. Six rencontres ont eu lieu depuis novembre 2016 et une dernière est prévue en novembre 2017. Les sujets abordés touchaient notamment la transition énergétique, les conditions du milieu relativement à l'appel de propositions et les emplois advenant le raccordement. »

- 10.1. Veuillez infirmer ou confirmer la compréhension du ROÉÉ. La recherche du projet le plus avantageux sur le plan économique dont il est question dans *l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026* a été abandonnée au profit du projet qui ne serait pas nécessairement pas le plus avantageux, mais qui serait à tout le moins plus avantageux que la situation actuelle lors du dépôt de *l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*.
- 10.2. Veuillez expliquer ce qui a amené ce changement d'attitude de la part d'Hydro-Québec.

11. Références

- i) [Innergex et Hydro-Québec annoncent une alliance stratégique et un placement privé](#)
- ii) B-0024, HQD-5, Document 1, page 64

Préambule

Réf. i) :

« L'alliance stratégique entre Innergex et Hydro-Québec ciblera des investissements stratégiques qui sont avantageux pour l'une et l'autre. Les domaines d'investissement ciblés incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront. » (Nous soulignons)

Réf. ii) :

« 16,1 Veuillez fournir la liste des six réseaux (référence [iii]) où le Distributeur envisage l'intégration d'énergie renouvelable et la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage. Veuillez expliquer le choix de ces réseaux. Veuillez notamment préciser si des scénarios de production centralisée d'énergie renouvelable permettant de couvrir les besoins d'électricité de ces réseaux ont été envisagés pour ces réseaux.

Réponse :

Les six réseaux à l'étude pour l'intégration d'énergie renouvelable et l'ajout de systèmes de stockage sont ceux où la modernisation des automatismes de centrales est terminée ou sur le point de l'être. Il s'agit des réseaux d'Akulivik, Puvirnituq, Kangiqsuallujuaq, Kangiqsujuaq, Kuujjuarapik-Whapmagoostui et Kuujjuaq. Les projets d'énergie renouvelable envisagés sont effectivement des projets de production d'énergie éolienne centralisés. » (Nous soulignons)

Demandes

11.1. Est-ce qu'Hydro-Québec envisage la possibilité de conclure des ententes de gré à gré avec Innergex pour réaliser les projets d'énergie éolienne dans les réseaux à l'étude pour l'intégration d'énergie renouvelable et l'ajout de systèmes de stockage ?

11.1.2 Sinon, pourquoi ?

11.1.3 Si oui, quelles sont les conditions nécessaires à une entente de ce type pour Hydro-Québec ?

- 11.2. Hydro-Québec dans ses activités de distribution a la responsabilité de tous les aspects de la production et de la distribution dans les réseaux autonomes. Quels sont les critères qu'Hydro-Québec utilise pour choisir de procéder par appel de propositions ou encore de gré à gré ?

12. Références

- i) Forcione, A. & al. « Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015 » IREQ-2016-0059, mai 2016, p. vi et vii. <http://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/c-5448-document.pdf>, consulté le 30 mars 2020
- ii) R-4110-2019, B-0010, p.26
- iii) R-4110-2019, B-0031, page 4, 6
- iv) R-4110-2019, B-0010, p.37
- v) R-4046-2018, Demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité d'un bloc de 6 MW dans le cadre d'un projet de production d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine, B-0009, 2018_08_22,, p.8 et 9
- vi) R-4046-2018, Demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité d'un bloc de 6 MW dans le cadre d'un projet de production d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine, D-2018-148, A-0011, 2018_10_22.pdf, p. 11 à 14
- vii) Gélinas, Geneviève, Un câble sous-marin de 220 km vers les Îles-de-la-Madeleine, Le Droit, 13 juin 2018, en ligne, <https://www.ledroit.com/affaires/un-cable-sous-marin-de-220-km-vers-les-iles-de-la-madeleine-2dc12346fb761d7e5c21b3dbd75476a6>, page consultée le 30 mars 2020
- viii) R-4110-2019, B-0031, p. 62

Préambule

Réf. i) : « Enfin, bien que l'emphase soit largement mise sur l'intégration de l'éolien au réseau intégré d'Hydro-Québec, le potentiel de déploiement en réseaux autonomes est également important. Le rôle que l'éolien peut y jouer à titre "d'économiseur de

carburant” est donc examiné de près. Après plus de 25 ans de R ET D et de développement d’une grande expertise technique à l’IREQ, et après quelques itérations et raffinements des études préliminaires et l’identification d’un modèle d’affaires devant permettre le déploiement du jumelage éolien-diesel dans ses réseaux autonomes, le Distributeur a lancé en 2015 un appel de propositions visant l’achat d’un bloc de 6 MW d’énergie éolienne à partir d’une centrale située aux Îles-de-la-Madeleine. Les résultats de cet exercice orienteront la suite de cet aspect particulier du programme éolien québécois et/ou de l’intégration d’un portefeuille varié d’énergie renouvelable dans les réseaux autonomes québécois. »

Réf ii) : « Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs [...] »

Réf iii) : p. 4 : « Une démonstration complète du respect des quatre critères sera effectuée au moment où Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) soumettra à la Régie sa demande d’autorisation du Projet. À ce stade-ci du Projet, le Distributeur est en mesure de faire une démonstration préliminaire que trois des quatre critères sont respectés. Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l’avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s’écoulera d’ici le dépôt de la demande d’autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer. » (nos soulignés)

p.6, « Au terme de l’étude d’avant-projet, le Distributeur disposera d’une estimation plus précise des coûts de raccordement et donc de la réduction attendue des coûts d’approvisionnement aux IDLM. Il aura également une meilleure appréciation des risques inhérents au Projet. ».

Réf iv) : « En ce qui concerne les réseaux des IDLM et d’Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive perdront leur pertinence étant donné le raccordement au réseau intégré pour les IDLM et le recours à une source d’énergie renouvelable par l’entremise de la nouvelle centrale hydroélectrique pour Inukjuak.

Dans le contexte, pour les IDLM, le Distributeur a mis en place un plan de transition pour le PUEÉ qui permettra de prendre un virage énergétique harmonieux en effectuant le remplacement graduel des systèmes de chauffage de combustible des clients participant au programme par des équipements à l’électricité. Pour le moment, le Distributeur vise la rétention de la clientèle inscrite au PUEÉ d’ici le raccordement afin d’éviter de surcharger la centrale thermique » (nos soulignés)

Réf v) : Le tableau R.2.8.1 de la page 9 montre que le résultat de l’analyse économique du Contrat éolien de 6 MW aux Îles-de-la-Madeleine (parc Éolien de la Dune-du-Nord) représente pour le Distributeur des coûts d’approvisionnements en électricité éolienne de 51,4 M\$ actualisés à l’année 2018 et des réductions correspondantes de coûts à la centrale de 78 M\$, soit un gain de 26,6 M\$ (VAN, en Millions de \$ actualisés à

l'année 2018) attribuable au Contrat éolien sur les 20 années prévues au contrat. Ce gain est constitué par la réduction des coûts de combustible, des paiements de droits d'émissions du SPEDE, de maintenance, et des pertes électriques.

Puisque les livraisons annuelles d'électricité éolienne du Contrat éolien remplacent environ 15 % de la production de la centrale (ref vii, [48]) « estimée à 199 GWh/an en 2025 », il est permis d'anticiper qu'une production éolienne annuelle équivalente à 7 fois celle du Contrat du Parc éolien de la Dune-du-Nord (soit 42 MW de capacité éolienne et 210 GWh/an) réduirait la consommation de carburant de la centrale actuelle à un niveau comparable aux besoins annuels de la centrale froide du scénario de raccordement évoqué par le Distributeur.

En première approximation, le coût actualisé 2018 du scénario éolien avancé ici serait d'environ 359 M\$ sur 20 ans (soit 7 fois les 51,4 M\$₂₀₁₈ actualisés indiqués au Tableau R.2.8.1 [ref vi, p.9]. Ce montant constitue selon le ROEE un premier point de référence documenté pour initier l'examen du coût actualisé des scénarios de réduction de la consommation actuelle de carburant de la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

À la question 2.8 de la Régie [ref vi, p.8] : « Veuillez fournir une analyse économique détaillée de la rentabilité du Contrat en distinguant notamment : 2.8.1 Le total des coûts et des gains entre la mise en service des éoliennes et celle du Projet de raccordement ; », le Distributeur répond : « Le Distributeur rappelle que l'analyse de rentabilité du Contrat est basée sur la comparaison de la valeur actualisée du Contrat par rapport à l'utilisation de la centrale thermique, sur l'ensemble de sa durée de vie. Les gains du Contrat proviennent de la réduction des coûts de combustibles, de maintenance, de SPEDE et des pertes électriques. [...] Afin d'avoir une vision complète de l'évolution des flux monétaires de la valeur actualisée du Contrat par rapport à l'utilisation de la centrale thermique sur la période d'analyse de 20 ans, le Distributeur présente le tableau R-2.8.1. ». Au bas Tableau R-2.8.1, le Distributeur écrit ceci : [p.10] « Le Distributeur comprend que la question de la Régie porte sur la rentabilité du Contrat dans l'hypothèse où le raccordement au réseau intégré se réalise pendant sa durée de vie. Comme mentionné en réponse à la question 2.6, les coûts du Projet n'étant pas finalisés, le Distributeur ne peut fournir une analyse qui tient compte de l'ensemble de ceux-ci. Cette analyse devrait présenter notamment les coûts permettant le respect du critère de fiabilité, soit ceux associés au maintien de la centrale thermique en réserve froide, et les coûts d'investissements requis pour le raccordement. » [nos soulignés]

La Régie écrit ceci dans sa décision finale [ref vii, [47]] : « Le Contrat, dont le coût total est équivalent à 14 148 ¢/kWh [dollars actualisés 2018] 21, est avantageux du seul fait qu'il est inférieur aux coûts évités en énergie approuvée par la Régie pour les Îles-de-la-Madeleine de 22,01 ¢/kWh. ».

Le Coût global actualisé des achats par le Distributeur de la production d'électricité du parc Éolien de la Dune-du-Nord fournira donc aux IDLM de l'électricité propre à un coût

de 36 % inférieur au coût évité de la centrale thermique actuelle. Le parc éolien de la Dune-du-Nord constitue selon le ROÉÉ un point de balisage économique solidement documenté pour évaluer les options d'approvisionnement énergétique futur aux IDLM. Ce Contrat permet de baliser notamment l'estimation du coût du raccordement en mettant sur la table un premier point de comparaison économique commercial de scénarios d'approvisionnements en électricité conduisant à une réduction importante de la production d'électricité de la centrale thermique aux Îles-de-la-Madeleine.

Réf vi) : p. 11 à 14)

« [46] Le Distributeur indique que le Contrat permettra de générer des économies estimées à 26,6 M\$ (dollars actualisés 2018) sur sa durée de 20 ans, attribuables principalement à la réduction des quantités prévues de combustible utilisé par la Centrale thermique de Cap-aux-Meules. Il précise que la proposition retenue permettra d'éviter l'utilisation d'environ cinq millions de litres de combustible annuellement et, par le fait même, de réduire l'émission de gaz à effet de serre d'environ 13 % par année, soit quelque 17 000 t éq.CO₂. Il ajoute qu'outre le combustible, l'évaluation des économies considère la réduction du coût de maintenance, des droits d'émission de gaz à effet de serre et des pertes de transport sur le réseau.

[47] Le Contrat, dont le coût total est équivalent à 14 148 ¢/kWh (dollars actualisés 2018) 21, est avantageux du seul fait qu'il est inférieur aux coûts évités en énergie approuvés par la Régie pour les Îles-de-la-Madeleine de 22,01 ¢/kWh.

[48] La Régie constate également que, selon les prévisions du Distributeur, le Contrat, avec ses livraisons de l'ordre de 30 GWh/an, viendra réduire d'environ 15 % la production annuelle de la centrale, estimée à 199 GWh/an en 2025. »

[...]

[53] La Régie constate de la preuve au dossier que le Contrat est rentable si le projet de raccordement ne se réalise pas. [...] Il est possible que sa rentabilité soit affectée si le projet de raccordement se réalise plus rapidement [...]

[...]

[54] [...] le Distributeur doit encore franchir plusieurs étapes avant que le projet de raccordement puisse être réalisé, dont le dépôt d'une demande d'autorisation à la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi. [...]

Réf vii) : « La société d'État affirme quand même que le câble sous-marin lui fera économiser 20 % à 25 % des coûts d'exploitation, évalués sur 40 ans, par rapport à la centrale thermique. »

Réf viii) : « L'alimentation des IDLM par câbles reliés au réseau intégré permettra de réduire de 94 % les 2 émissions de GES liées à la production d'électricité »

Demandes

- 12.1. Veuillez indiquer en quoi un scénario de jumelage éolien diesel à haute pénétration constituerait une solution technique moins sûre ou moins fiable qu'un scénario de raccordement électrique de plus de 220 kms pour l'approvisionnement des IDLM?
- 12.2. Veuillez indiquer en quoi selon Hydro-Québec un montant de 359 M\$ pour une infrastructure de « raccordement » électrique de plus de 200 kms entre les IDLM et le réseau intégré représenterait un coût d'investissement compatible avec une durée d'exploitation prévue de 40 ans aux IDLM, surtout compte tenu des risques auxquels une telle infrastructure est exposée ?
- 12.2.1 Le cas échéant, fournir des exemples de projets d'envergure comparable qui en attesteraient.
- 12.3. Veuillez indiquer s'il existe des aléas susceptibles de rendre inopérant de manière temporaire ou prolongée le service de raccordement et qui pourraient à terme avoir des impacts sur les coûts et la rentabilité d'un projet de raccordement.
- 12.3.1 Veuillez, décrire leur impact sur la consommation annuelle de carburant de la centrale froide et la période de temps nécessaire au rétablissement du service.
- 12.3.2 Veuillez indiquer quelle pourrait être la durée de rétablissement d'un bris majeur rendant indisponible le service de raccordement. Veuillez préciser l'impact sur les coûts du projet si un tel événement se produisait dans la saison hivernale ?
- 12.4. Pour faciliter l'appréciation des délais concrets d'une mise en service à la fin 2025 pour le scénario de raccordement, veuillez fournir un échéancier du cheminement des étapes critiques (incluant l'obtention des autorisations réglementaires fédérales et provinciales) menant à la mise en service d'une infrastructure d'approvisionnement en électricité par raccordement comme celle que considère Hydro-Québec pour les IDLM.
- 12.5. Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles aucun rapport technico-économique ne permet d'éclairer minimalement les intervenants et la Régie quant aux hypothèses supportant une perspective de rentabilité raisonnable d'un projet de raccordement majeur qui entrerait en service en 2025 ?
- 12.6. Selon notre lecture de la référence ii, advenant la mise en service d'un raccordement du réseau électrique de Cap-aux-Meules au Poste de Val-d'Espoir

à Percé, les besoins en électricité des IDLM couramment desservis par la centrale thermique de Cap-aux-Meules s'ajouteraient à la demande en énergie et en puissance actuellement desservie par le Distributeur pour sa clientèle de la péninsule gaspésienne. Veuillez confirmer que la compréhension du ROEE décrit correctement ce qui adviendrait de la demande gaspésienne du Distributeur dans l'éventualité d'un raccordement du réseau de Cap-aux-Meules au réseau gaspésien. Sinon veuillez rectifier l'interprétation.

- 12.7. En considérant la désignation «raccordement» comme étant le regroupement fonctionnel des câbles de puissance, du lien de communication et des postes convertisseurs à chaque extrémité du lien, veuillez décrire comment se partagent les responsabilités du Distributeur, du Transporteur, et d'autres divisions d'HQ le cas échéant, dans les différentes phases de 1-la conception, 2 — l'autorisation, 3 — la construction et 4 — l'exploitation du scénario de raccordement aux IDLM ?
- 12.8. Veuillez indiquer si la comptabilité de la centrale froide dans le scénario de raccordement des IDLM ferait partie du bilan des Réseaux autonomes ou de celle du Réseau intégré ?
- 12.9. Veuillez indiquer quelle serait la consommation annuelle de carburant de la « centrale froide » en condition normale?
- 12.10. Les livraisons d'électricité provenant du réseau principal advenant la mise en service d'un raccordement prévoient-elles de confier à la centrale froide une partie de l'alimentation de la demande des Îles-de-la-Madeleine? Le cas échéant, veuillez préciser la production et la consommation en base et cyclable qui seraient associés à cette répartition de la charge des IDLM entre le réseau principal et la centrale froide
- 12.10.1 Si c'était avéré, veuillez indiquer si cela serait applicable à certaines situations ou en permanence ?
- 12.11. En ce qui concerne l'appréciation du gain environnemental escompté pour le raccordement, est-ce qu'Hydro-Québec a fait une évaluation complète de cycle de vie de l'apport en termes de GES du raccordement (ex. pour la fabrication des métaux et des autres matériaux) et du maintien de la centrale thermique par rapport au jumelage éolien-diésél? Veuillez fournir la documentation concernant cette comparaison.

PUEÉ, AUX IDLM 2020-2025

13. Références

- i) R-4110-2019, B-0010, HQD-3, document 1, section 7.4, p 64-65 de 83, 01 nov 2019
- ii) R-4110-2019-B-0010-Demande-Appr. RA_HQD-3 doc-1 _Compl-2019_11_01.pdf, « Ventes d'énergie (en GWh) » du Tableau 7.4.1, p. 65 de 83
- iii) R-4110-2019, B-0010, HQD-3, document 1, 01 nov 2019, section 6.1.1, p 37 de 83, Lignes 18 à 27.

Préambule

Les ventes d'énergie aux IDLM indiquées (réf ii) dans le Plan 2020-2029 pour la période 2017-2025 montrent une hausse de 20,2 GWh soit cinq fois le volume de 3,93 GWh prévu pour la même période dans le Plan 2017-2026. Cette hausse représente un volume de ventes additionnelles d'énergie (électrique) quatre fois plus important en valeur absolue que tous les gains du PUEÉ de la période 2020-2025 aux IDLM.

Réf. i) : p. 64, « Pour la période de 2016 à 2018, les ventes pour l'ensemble des réseaux autonomes se sont situées assez près de celles prévues dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026 avec une erreur de prévision inférieure à 1 % pour ces trois années. [...] Sur la période prévisionnelle de 2019 à 2026, les écarts découlent en grande partie des éléments suivant : 1 — le raccordement des IDLM au réseau intégré ainsi que la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout vers des systèmes à l'électricité pour les années précédant le raccordement ; 2— la mise en service d'une centrale hydroélectrique à Inukjuak et la conversion à l'électricité des systèmes pour le chauffage de l'eau et des espaces résidentiels ; 3-le raccordement du réseau de la Romaine au réseau intégré
[...]

p, 65, « Aux IDLM, les écarts positifs observés à partir de 2019, par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026, sont rarement dus à la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout en fin de vie utile vers des systèmes électriques en vue du raccordement au réseau intégré des clients approvisionnés par la centrale de Cap-aux-Meules. Ces conversions n'étaient pas prises en compte dans le plan d'approvisionnements précédent puisqu'en l'absence de raccordement, celles-ci auraient été à l'encontre des objectifs du PUEÉ. Les écarts négatifs de près de 177 GWh en 2026

et de 42 MW à l'hiver 2025-26 s'expliquent essentiellement par le raccordement de la centrale de Cap-aux-Meules au réseau intégré" (nos soulignés)

Réf. ii) : "En ce qui concerne les réseaux des IDLM et d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive perdront leur pertinence étant donné le raccordement au réseau intégré pour les IDLM et le recours à une source d'énergie renouvelable par l'entremise de la nouvelle centrale hydroélectrique pour Inukjuak. Dans le contexte, pour les IDLM, le Distributeur a mis en place un plan de transition pour le PUEÉ qui permettra de prendre un virage énergétique harmonieux en effectuant le remplacement graduel des systèmes de chauffage de combustible des clients participant au programme par des équipements à l'électricité. Pour le moment, le Distributeur vise la rétention de la clientèle inscrite au PUEÉ d'ici le raccordement afin d'éviter de surcharger la centrale thermique" (nos soulignés)

Demandes

13.1. Si "les écarts positifs observés à partir de 2019, par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026, sont rarement dus à la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout en fin de vie utile vers des systèmes électriques en vue du raccordement au réseau intégré des clients approvisionnés par la centrale de Cap-aux-Meules" et que "(c) es conversions n'étaient pas prises en compte dans le plan d'approvisionnements précédent puisqu'en l'absence de raccordement, celles-ci auraient été à l'encontre des objectifs du PUEÉ" veuillez expliquer l'origine du vecteur d'électrification responsable de la hausse des ventes d'énergie indiquée pour les IDLM dans le Plan 2020-2029 pour la période 2017-2025.

13.1.1 Veuillez indiquer si, le cas échéant, les nouveaux besoins associés à cette hausse prévue dans la période 2017-2025 du Plan 2020-2029 peuvent être approvisionnés par une autre source d'énergie locale que la centrale thermique. Justifiez votre réponse.

13.1.1.1 Sinon, pourquoi

COÛTS ÉVITÉS, APPLICABILITÉ AUX IDLM DANS L'ÉVENTUALITÉ D'UN RACCORDEMENT

14. Références

- i) B-0032, section 2.1, p.5 de 11, lignes 13 à 23

Préambule

Étant donné la mise en service d'éoliennes aux IDLM en 2020, le ROÉÉ cherche à préciser l'usage des coûts évités pour la période 2020-2026 avec ceux qui s'appliqueraient après 2027 dans l'éventualité d'un raccordement. En référence i) le distributeur indique que :

“De 2000 à 2026 inclusivement,

— le signal de coût évité (de l'énergie) pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation

– période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation

À compter de 2027 :

le signal de prix est de 8,2 ¢/kWh (\$ 2019) indexé à l'inflation, soit 6,1 ¢/kWh (\$ 2019) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2,1 ¢/kWh (\$ 2019). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018 (B-0015, p. 8 et 9 [sous-section Coût évité de long terme]. »

Demandes

- 14.1. Veuillez indiquer pour les années 2020 à 2026 le signal de coût évité annuel résultant de la pondération des volumes de fourniture associés aux coûts évités respectifs de la période estivale et de la période hivernale. Veuillez indiquer quelle est la part du coût évité pondéré sur la base annuelle demandée qui correspond, pour la période 2020-2026, aux coûts de transport et d'équilibrage de 2,1 ¢/kWh [\$ 2019]' de l'après 227.

- 14.2. Veuillez indiquer pour quelle raison le distributeur ne distingue plus entre la période estivale et la période hivernale après 2027 dans sa mise à jour des coûts évités.
- 14.3. Veuillez fournir la répartition entre les coûts de transport et les coûts d'équilibrage qui forment les 'coûts de transport et d'équilibrage de 2,1 ¢/kWh [\$ 2019]' du coût évité du Distributeur après 2027.
- 14.4. Veuillez fournir le volume annuel de fourniture associé à la contribution 'équilibrage' de la partie 'transport et coûts d'équilibrage' du coût évité à partir de 2027.
- 14.5. Veuillez indiquer si la contribution 'équilibrage' de la partie 'transport et coûts d'équilibrage' du coût évité à partir de 2027 est attribuable en tout ou en partie à la production éolienne actuellement en service sur le réseau intégré. S'il s'agit d'une contribution partielle, veuillez préciser la proportion du volume annuel de fourniture de type 'équilibrage' applicable à la production éolienne après 2027.