

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO.: R-4011-2017

HYDRO-QUÉBEC
DISTRIBUTION

Demandeur

ET

REGROUPEMENT NATIONAL
DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC

Intervenant

HQD – DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019

ARGUMENTATION

Table des matières

Coût évité applicable à la 2 ^e tranche du tarif D	2
Mesurage net en réseaux autonomes.....	5
Mesurage net en réseaux autonomes alimentés à l'énergie hydraulique	12
Facturation de la puissance et coûts évités	13
Indicateur pour les achats de court terme	17

Coût évité applicable à la 2^e tranche du tarif D

Recommandation :

Rejeter la demande de modification du coût évité applicable à la 2^e tranche du tarif D.

Inviter le Distributeur à étudier le phénomène de la production distribuée dans son prochain plan d'approvisionnement.

[1] Le Distributeur propose de comparer le prix de la 2^e tranche du tarif D au coût évité de long terme de Fourniture – transport, excluant ainsi les coûts évités de Transport – charge locale et de Distribution. Ces exclusions entraînent une diminution d'environ 25% par rapport au coût évité de chauffage long terme, auquel le prix de la 2^e tranche était comparé jusqu'ici.

- R-4011-2017, C-RNCREQ-0020, [Preuve du RNCREQ révisée \(rapport de Philip Raphals\), section 2.](#)
- R-4011-2017, C-RNCREQ-0024, [Présentation du RNCREQ : Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution – Stratégies tarifaires et mesurage net](#), diapositives 3 et 4.

[2] Le Distributeur justifie ce changement de cap par l'essor de la production distribuée.

S'il est vrai que l'ajout ou la perte d'un kWh de chauffage permet dans un contexte de croissance des ventes d'éviter le coût évité total (fourniture, transport et distribution), il n'en sera pas ainsi lorsqu'un kWh, même de chauffage, sera perdu au profit de la production distribuée. En effet, l'autoproduction diminue les ventes de même que les revenus du Distributeur sans baisse correspondante des coûts de transport et de distribution, ces actifs étant maintenus malgré leur sous-utilisation.

- R-4011-2017, B-0080, HQD-15, doc. 1.3, page 142, R53.2.

[3] Le RNCREQ conteste cette proposition du Distributeur car il est d'avis que sa justification n'est pas fondée.

[4] D'abord, la prévision de la demande la plus récente du Distributeur fait état d'une progression des ventes dans le secteur résidentiel à l'horizon 2026, ce qui signifie que la pression sur les équipements existants de distribution et de transport (charge locale) est maintenue. Dans ce contexte, la diminution de la vente d'un kWh, peu importe la raison, aura pour effet de reporter l'ajout de nouveaux actifs de transport et de distribution. Le coût évité applicable à cette diminution doit donc nécessairement intégrer ces deux éléments.

- État d'avancement au 1^{er} novembre 2017, Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 6, Tableau 1.

[5] Ensuite, le RNCREQ juge que la mesure proposée par le Distributeur est prématurée eu égard à l'état actuel de la production distribuée au Québec, tout comme le sont d'ailleurs les autres mesures qui reposent sur cette justification. Seuls 147 clients se prévalent actuellement du programme de mesurage net, avec un taux de croissance d'environ 20% par année. Le Distributeur évoque quelques études qui prédiraient une accélération de l'autoproduction, notamment en photovoltaïque, mais ces études n'ont pas été déposées et ne semblent pas concluantes.

Il y a des analyses qui disent que ça va commencer dès aujourd'hui. Il y en a qui disent que ça va commencer [sic] à partir de deux mille vingt-trois (2023), deux mille vingt-quatre (2024), pour s'étendre jusqu'en deux mille vingt-cinq (2025), deux mille trente (2030) et il n'y a personne qui est vraiment aligné sur cette réalité-là.

➤ R-4011-2017, Notes sténographiques, 5 décembre 2017, p. 237, lignes 19 à 25.

[6] Si le taux annuel de croissance de 20 % se maintient, et le Distributeur n'a pas présenté de preuve à l'effet contraire, il n'y aurait que 1 000 clients en mesurage net en 2028.

➤ R-4011-2017, C-RNCREQ-0024, [Présentation du RNCREQ : Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution – Stratégies tarifaires et mesurage net](#), diapositive 13.

[7] Il semble donc que le Distributeur agisse de manière précipitée, face à l'incertitude et face à ce qui semble être un certain fatalisme à l'égard des effets de la production distribuée. Ce fatalisme n'est pas la seule approche possible à l'égard de l'avènement du solaire. Dans la présentation de sa preuve, le RNCREQ a évoqué l'exemple des mesures mises de l'avant par Green Mountain Power en matière de production distribuée, qui témoignent d'une approche proactive pour saisir les opportunités d'affaires présentées par le phénomène.

➤ R-4011-2017, C-RNCREQ-0024, [Présentation du RNCREQ : Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution – Stratégies tarifaires et mesurage net](#), diapositives 14 à 16.

➤ R-4011-2017, C-RNCREQ-0022, Extrait de la FAQ du site internet de Green Mountain Power

➤ C-RNCREQ-0023, Why Green Mountain Power is Embracing Energy Storage

[8] Dans son argumentation, le Distributeur plaide qu'il est faux de prétendre qu'il n'y a pas urgence d'agir ou que « s'il n'y a pas urgence d'agir, il y a définitivement une nécessité d'agir dès maintenant et sur tous les fronts afin d'être prêt pour faire face et afin d'avoir un distributeur efficace et en mesure de faire face à ces nouveaux défis. » La position du RNCREQ est plutôt à l'effet que la nécessité d'agir n'a pas été démontrée; le Distributeur nous demande de faire un acte de foi.

➤ R-4011-2017, Notes sténographiques, 18 décembre 2017, p. 14, lignes 19 à 24.

- [9] Pour pouvoir adéquatement évaluer les propositions tarifaires du Distributeur qui reposent en totalité ou en partie sur ses appréhensions à l'égard de l'avènement de la production distribuée, un examen approfondi de la stratégie du Distributeur en matière d'énergie solaire serait requis. Un tel examen dépasse toutefois la portée du présent dossier tarifaire. Le forum approprié est celui du plan d'approvisionnement. En appuyant plusieurs de ses mesures tarifaires sur ses appréhensions à l'égard de l'avènement de la production distribuée, le Distributeur demande indirectement à la formation entendant la cause tarifaire de valider des stratégies qui relèvent du plan d'approvisionnement.
- [10] Par ailleurs, les représentants du Distributeur ne semblent pas partager une vision complètement uniforme des implications du solaire. Alors que M. Zayat s'exprime principalement en termes de menaces, M. Filion tient un discours différent lorsqu'il s'exprime sur le virage clientèle centré sur l'expérience client :

Maintenant, si on amène ça dans les nouvelles technologies, on ne considère pas ça comme une menace. Ce qu'on veut faire, en fait, l'an prochain, c'est... puis je pense que c'est ce que monsieur Murray dit aussi, c'est qu'il y a beaucoup de choses qu'on veut aller expérimenter. Parce qu'il y a beaucoup de nouvelles technologies qui vont pénétrer les marchés, qu'on voit à l'extérieur du Québec, qui se font chez nos clients en mode décentralisé.

(...)

Mais l'autre volet qui est important dans tous ces pilotes de technologies là qu'on va mener... puis le terme qu'on utilise, on va faire des laboratoires vivants. C'est qu'on veut faire des laboratoires ou des projets de démonstration avec nos clients pour aller voir c'est quoi la valeur ajoutée de ces technologies-là pour eux. Donc, c'est vraiment les deux volets qu'on regarde par rapport à la technologie. Puis, comme j'ai dit, on ne voit pas ça comme une menace, on veut vraiment être un « leader » dans la transformation du marché, on veut être un « leader » en transition énergétique. C'est pour ça qu'on s'intéresse à ça grandement en ce moment.

- R-4011-2017, Notes sténographiques, 7 décembre 2017, p. 116, lignes 1 à 10 et 20 à 25; p. 117, lignes 1 à 8.

C'est sûr que si on regarde la photovoltaïque comme technologie isolée, oui, il y a une baisse de revenus ou une baisse de ventes qui s'opère, mais... Donc, pour ça, on veut contrer ça avec la croissance des marchés, les différentes initiatives qu'on a présentées. Mais, une fois que c'est combiné cette même technologie-là avec d'autres technologies comme les batteries, bien là ça amène d'autres... ça amène d'autres avantages pour nous aussi en termes de gestion de puissance. Donc, c'est toute cette dynamique-là qu'on veut comprendre par rapport aux nouvelles technologies.

- R-4011-2017, Notes sténographiques, 7 décembre 2017, p. 119, lignes 7 à 18.

- [11] La vision exprimée par M. Filion se rapproche davantage de celle de Green Mountain Power, exposée brièvement dans la présentation orale de M. Raphals et détaillée aux documents C-RNCREQ-0022 et C-RNCREQ-0023, que celle de M. Zayat. Il semble donc que la réflexion du Distributeur ne serait pas encore entièrement aboutie. La préparation d'un dossier complet sur le sujet, que ce soit lors du prochain Plan

d'approvisionnement ou dans un dossier distinct, par exemple le dossier à venir sur le mesurage net en réseau intégré, permettra sans doute au Distributeur d'intégrer tous ces éléments dans une vision cohérente et documentée.

Mesurage net en réseaux autonomes

Recommandations :

Accepter la proposition de modifier le programme de mesurage net en réseaux autonomes seulement si on permet le remboursement de l'énergie injectée au-delà de la valeur de la facture annuelle. Alternativement, la rejeter.

[12] La recommandation du RNCREQ s'appuie sur l'objectif de substitution des énergies fossiles.

[13] Elle s'inscrit dans le cadre des grandes orientations gouvernementales :

- Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques; Priorité 20 – Favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels.
- Politique énergétique 2030; Cible 2 – Réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés; Cible 4 – Augmenter de 25% la production total d'énergie renouvelables

[14] En plus de contribuer à l'atteinte des cibles du Québec en matière de réduction des gaz à effet de serre (GES) et à la transition énergétique, la substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables contribue à l'atteinte des principes de développement durable stipulés dans la Loi sur le développement durable, dont notamment :

- c) *«protection de l'environnement»*: pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement;
(...)
 - m) *«respect de la capacité de support des écosystèmes»*: les activités humaines doivent être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité;
- [Loi sur le développement durable](#), RLRQ, c. D-8.1.1, art. 6.

[15] En vertu de l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), la Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable.

Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur

d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

- [Loi sur la Régie de l'énergie](#), RLRQ c. R-6.01, art. 5.

[16] La preuve du RNCREQ, comme celle du ROÉE, est à l'effet que la conversion de la banque de kWh en une banque de dollars correspondant au coût évité du carburant aurait un effet désincitatif sur l'installation de systèmes d'autoproduction de plus grande capacité. L'effet serait même inversement proportionnel, la taille des systèmes diminuant à mesure qu'augmente la valeur accordée à l'énergie produite.

- [Présentation du RNCREQ : Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution – Stratégies tarifaires et mesurage net](#), C-RNCREQ-0024, diapositive 7.
- [Preuve complémentaire du ROÉE](#), C-ROÉE-0013, p. 16-17.
- R-4011-2017, Notes sténographiques, 15 décembre, p. 167, ligne 7 à p. 174, ligne 8.

[17] La proposition du Distributeur signifie un retour plus rapide sur l'investissement lié à l'installation d'un système d'autoproduction photovoltaïque. En toute logique, cet avantage pourrait inciter un plus grand nombre de clients à installer de tels systèmes. Il devient alors pertinent de se poser la question suivante :

Ça ne fait pas en sorte que ça pourrait inciter plus de clients d'être en autoproduction à ce moment-là. Et même si chacun des clients n'avait pas une production de revente, cette proposition-là a l'effet bénéfique que plus de clients pourraient être encouragés à en faire. Est-ce que ce n'est pas satisfaisant ça pour vous?

- R-4011-2017, Notes sténographiques, 15 décembre 2017, p. 148, ligne 25 à p. 149, ligne 6

[18] Toutefois, la situation n'est pas si simple. Rien dans la preuve du Distributeur ne nous permet de conclure que le remplacement de la banque de kWh par une banque de dollars aura effectivement pour effet d'inciter un plus grand nombre de clients à installer des panneaux solaires. Une étude de marché de l'autoproduction en réseau autonome serait nécessaire pour cerner les obstacles et incitatifs appropriés.

[19] Le niveau de pénétration du le mesurage net en réseaux autonomes demeure très faible.

Q. Il a été mentionné qu'il y a quelque cent quarante-sept (147) clients en mesurage net. Savez-vous combien de ces clients se situent en réseau autonome?

Mme LOUISE TRÉPANIÉ :

R. Il y a une dizaine de clients actuellement en réseau autonome.

- R-4011-2017, Notes sténographiques, 11 décembre 2017, p. 62, lignes 19 à 25.

[20] On ignore où se trouve cette dizaine de clients, ce qui nous empêche d'émettre des hypothèses quant à d'autres facteurs qui pourraient inciter ou désinciter l'installation de systèmes d'autoproduction en réseaux autonomes, par exemple des contraintes liées au transport et à l'installation des équipements.

[21] Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 264 et 265), la Régie a demandé au Distributeur de déposer un bilan de l'option de mesurage net d'identifier les facteurs qui expliquaient alors le faible niveau de participation, non seulement en réseaux autonomes, mais en général. Le Distributeur a présenté ce bilan dans son état d'avancement 2012 et a identifié le montant élevé d'investissement pour une installation d'autoproduction comme principal frein à l'option de mesurage net.

- État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, p. 20, lignes 3-4

[22] Les prix du solaire ont considérablement chuté depuis l'état d'avancement 2012 et, à notre connaissance, le Distributeur n'a pas déposé de mise à jour de ce bilan depuis. Nous ne savons donc pas si et dans quelle mesure le prix constitue toujours le principal frein à l'option de mesure net, qui plus est dans le contexte particulier des réseaux autonomes.

[23] Par ailleurs, même si le prix des composants solaires a chuté, en particulier celui des panneaux eux-mêmes, les coûts de transport de matériel et de la main d'œuvre pour faire des installations en communautés éloignées demeurent évidemment importants.

[24] Même si, malgré les multiples contraintes et incertitudes, la mesure proposée par le Distributeur avait pour effet d'augmenter le nombre de clients en autoproduction et que la situation évoquée par la formation se produisait, soit le remplacement d'un petit nombre de systèmes d'autoproduction à capacité supérieure par un nombre plus important de systèmes à capacité inférieure, le RNCREQ demeure d'avis que la mesure présente des effets indésirables qui justifient son rejet.

[25] Elle tendrait vers une multitude de petits systèmes, une situation jugée indésirable par le Distributeur lui-même :

Si on se met à faire de l'autoproduction, si l'autoproduction se multipliait, je vais prendre un exemple théorique, aux Îles, ça pourrait venir enlever la justification et la capacité d'intégrer une plus grande centrale renouvelable. Alors qu'on pense que la meilleure option, c'est d'avoir plutôt un moyen de production renouvelable qui est soumis pour l'ensemble des besoins du réseau, à travers un appel d'offres plutôt qu'en forme « pop-up » chez les résidents.

- R-4011-2017, Notes sténographiques, 8 décembre 2017, p. 196, ligne 21 à p. 197, ligne 6.

[26] Elle sous-exploiterait le potentiel de substitution des énergies fossiles en réseaux autonomes et enverrait un signal en faveur de petits systèmes, un résultat insuffisant du point de vue des engagements du Québec en matière de transition énergétique, de

réduction des GES et de développement durable, engagements repris à l'article 5 de la LRÉ.

[27] Elle augmenterait également le coût unitaire moyen de l'énergie solaire compte tenu des économies d'échelles qui s'appliquent à des systèmes plus grands, en particulier dû aux coûts de transport et d'installations en communautés éloignées.

[28] Le retrait de la valeur plafond égale à la facture annuelle éliminerait les effets indésirables de la mesure sur le plan environnemental en permettant la pleine exploitation du potentiel de substitution des énergies fossiles pour les résidences choisissant d'avoir recours au programme de mesurage net en réseaux autonomes.

[29] L'argumentation du Distributeur en faveur de sa proposition pour le mesurage net en réseau autonome est très succincte, il ne l'appuie que sur des considérations techniques :

Mais comme l'indiquait le Distributeur, et pour des raisons techniques qui sont tout à fait légitimes et sur lesquelles il n'y a pas eu de preuve pour la contredire pour des raisons évidentes, il y a lieu de rejeter toutes autres propositions que celles du Distributeur en ce qui concerne ce sujet-là, notamment celles qui visent à transformer l'autoproduction en élément de stratégie pour la production d'électricité en réseau autonome, compte tenu de la preuve sur les impacts qu'il pourrait y avoir sur la fiabilité du service en réseau autonome.

➤ R-4011-2017, Notes sténographiques, 18 décembre 2017, p. 65, lignes 5 à 9.

[30] Le retrait de la valeur plafond égale à la facture annuelle ne signifie pas le retrait de tout contrôle de la part Distributeur sur les critères d'admissibilité au programme de mesurage net. Le RNCREQ reconnaît la pertinence et soutient l'application des quatre critères mentionnés par M. Murray, soit l'environnement, les coûts, le social-économique et la fiabilité du réseau.

➤ R-4011-2017, Notes sténographiques, 5 décembre 2017, p. 171, lignes 6 à 19.

[31] Il existe sans doute un seuil au-delà duquel l'ajout de ressources solaires dans un réseau thermique compliquerait les opérations et augmenterait possiblement les coûts. C'est au Distributeur de le déterminer, ce qui semble faire partie des objectifs du projet Quaqtq, présenté brièvement dans la preuve orale du Distributeur. Le RNCREQ ne s'oppose pas au balisage du programme de mesurage net en fonction de ce seuil.

[32] Soulignons que l'art. 2.51 du Tarif d'électricité en vigueur permet déjà au Distributeur d'accepter ou de refuser toute demande en vertu du programme de mesurage net :

2.51 Modalités d'adhésion à l'option de mesurage net

Pour adhérer à l'option de mesurage net, le client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec en remplissant le formulaire *Demande d'adhésion au*

mesurage net qui se trouve sur le site Web d'Hydro-Québec, au www.hydroquebec.com.

Hydro-Québec avise le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation de production d'électricité et son adhésion à l'option de mesurage net.

[33] Dans sa proposition, le Distributeur bonifie ce libellé à l'égard du mesurage net en réseaux autonomes, se donnant le droit de refuser tout projet de mesurage net qui créerait des problèmes de cette nature.

7.14 Modalités d'adhésion

Pour adhérer à la présente option de mesurage net, le client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec en remplissant le formulaire Demande d'adhésion au mesurage net qui se trouve sur le site Web d'Hydro-Québec, au www.hydroquebec.com.

Hydro-Québec analyse alors la demande du client, notamment en ce qui concerne les caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau. Elle avise ensuite le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation d'autoproduction et son adhésion à la présente option de mesurage net. (soulignés ajoutés)

[34] Au-delà du critère de fiabilité, la position du Distributeur semble également comporter un argument implicite, qui se dégage du langage utilisé par celui-ci pour décrire le programme de mesurage net.

Les autoproducteurs ne vendent pas d'énergie au Distributeur. L'électricité qu'ils injectent sur le réseau d'Hydro-Québec correspond à l'excédent entre leur production et leur consommation, lequel est comptabilisé dans une banque de surplus pour une utilisation future par ce même client.

(...)

L'autoproduction correspond à la production d'électricité par, pour et chez le client pour répondre à ses besoins. Cette activité est permise et prévue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (article 60, alinéa 2).

L'option de mesurage net offerte par le Distributeur permet de soutenir les autoproducteurs en leur offrant la possibilité d'accumuler leur surplus de production, s'il y a lieu, dans une banque de surplus en vue d'une utilisation future. Cette option ne vise aucunement l'achat d'électricité par le Distributeur.

(...)

Les modifications à l'option de mesurage net envisagées par le Distributeur ne visent pas à modifier son objectif. En effet, l'option doit demeurer un soutien à l'autoproduction et non devenir un moyen d'approvisionnement.

➤ R-4011-2017, B-0083, HQD-15, doc. 3, Réponse du Distributeur à la DDR no 1 de l'ACEFQ, p. 34 R22.3; p. 36 R22.7 et 22.8.

[35] On observe un effort évident de la part du Distributeur à définir le mesurage net comme ne constituant pas de l'approvisionnement, nul doute dans un souci de

conformité avec le cadre réglementaire et avec la décision D-2006-28, qui a approuvé le programme de mesurage net.

Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non, pour le Distributeur, à acquérir de nouveaux approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisses que l'autoproduction ne vise qu'à combler les besoins du client et non à vendre des surplus de production.

➤ R-3551-2004, D-2006-28, p. 12.

[36] Si l'autoproduction était perçue comme un moyen d'approvisionnement, elle serait vraisemblablement assujettie à un appel d'offres en application de l'article 74.1 de la LRÉ.

Selon la Régie, la première formation ne pouvait conclure à l'existence d'un troisième moyen d'approvisionnement permettant de satisfaire les besoins extrapatrimoniaux. En effet, à l'exception des cas de dispense prévus à l'article 74.1 de la Loi et d'achats dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité en vertu de l'article 74.3 de la Loi, le législateur n'accorde au Distributeur qu'un seul moyen d'approvisionnement permettant de satisfaire les besoins extrapatrimoniaux, soit celui de l'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. Aucune autre disposition de la Loi ne traite des moyens pour combler de tels approvisionnements. De plus, la Régie est d'avis que ni sa compétence en matière de surveillance (article 31 de la Loi), ni la « toile de fond » dont elle doit tenir compte dans l'exercice de ses compétences (article 5 de la Loi), ne la dispensent d'appliquer les prescriptions de l'article 74.1 de la Loi. (nous soulignons)

(...)

Comme mentionné précédemment, le processus d'appel d'offres pour combler des besoins en électricité extrapatrimoniale est une étape obligatoire prévue par le législateur à l'article 74.1 de la Loi qui ne souffre d'exceptions que celles prévues à la Loi.

➤ R-3953-2015, D-2016-105, paragraphes 109 et 132.

[37] Le RNCREQ est d'avis que l'article 74.1 LRÉ ne fait pas obstacle à sa recommandation de permettre le remboursement de l'énergie injectée au-delà de la valeur de la facture annuelle.

[38] Qualifier cette énergie d'approvisionnement constituerait une fiction juridique qui n'a pas lieu d'être. La preuve du RNCREQ a démontré que pour une résidence dont la consommation annuelle est de 20 000 kWh, la production solaire monétisable maximale sous le régime actuel (banque de kWh) est de 20 000 kWh. Sous le régime proposé (banque de dollars), une résidence identique aurait une production solaire monétisable maximale d'environ 12 000 kWh. La recommandation du RNCREQ aurait pour effet de rehausser le plafond de production solaire monétisable à 20 000 kWh, tout en maintenant l'approche proposée de valoriser chaque kWh selon le coût évité. Le remboursement des kWh produits au-delà du 12 000 kWh équivaut-il à de l'approvisionnement? Le RNCREQ ne le croit pas. Le 12 001^e kWh produit par la première résidence, n'est en rien différent du 12 001^e kWh produit par la seconde.

S'il ne s'agissait pas d'approvisionnement alors, pourquoi en serait-il autrement maintenant?

- R-4011-2017, C-RNCREQ-0024, [Présentation du RNCREQ : Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018 d'HQ Distribution – Stratégies tarifaires et mesurage net](#), diapositive 7.

[39] Le RNCREQ soumet respectueusement que tant que la production demeure limitée par la consommation du client, la justification du projet à titre d'autoproduction demeure applicable; il n'y a pas « vente de surplus d'électricité ». Le RNCREQ met en garde la Régie contre une interprétation trop stricte de la notion d'approvisionnement et de l'article 74.1 LRÉ qui risquerait de mener à un résultat absurde.

[40] Le RNCREQ soumet que le remboursement de l'autoproduction excédant la facture annuelle pourrait être approuvé en tant que programme commercial en vertu de l'article 74 LRÉ.

[41] Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur définit ainsi un programme commercial, définition qui nous semble en tout point correspondre au programme de mesurage net tel que proposé par le RNCREQ :

Il s'agit d'offrir un appui financier à la clientèle de façon à l'inciter à entreprendre une action ou adopter un comportement qui n'aurait pas eu lieu sans cet appui financier. Cela peut consister, par exemple, à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, par exemple installer des produits éconergétiques, tels des chaudières efficaces. Le remplacement de systèmes au combustible par d'autres fonctionnant à l'électricité répond également à cette définition.

(...)

Il importe également de rappeler qu'un programme commercial offre une certaine souplesse permettant d'en ajuster les modalités si les conditions de marché devaient changer. Dans le cas présent, ces modalités incluent notamment le montant d'appui financier accordé, lequel pourra être ajusté selon les conditions commerciales telles que le prix des combustibles

- R-4000-2017, [B-0045, Argumentation du Distributeur](#), paragraphes 10 et 14.

[42] À titre comparatif, le rôle du programme GDP Affaires s'apparente fortement à celui des approvisionnements. Il en demeure néanmoins un programme commercial qui n'est pas assujéti à la procédure d'appel d'offre.

Le programme GDP Affaire a été mis en place en 2015 afin de répondre aux besoins en puissance du Distributeur. Il vient également diversifier le portefeuille de moyens sur lequel le Distributeur peut compter pour gérer son risque lié aux approvisionnements.

Certains intervenants questionnent la séquence des moyens d'approvisionnement et estiment que le Distributeur devrait se tourner vers les marchés de court terme avant de recourir à la GDP Affaires. Le Distributeur soutient respectueusement que cette

approche démontre une incompréhension du rôle de la GDP Affaires dans le portefeuille de moyens d’approvisionnement du Distributeur.

Les moyens de gestion de la demande en puissance chez les clients ne constituent pas un moyen d’ajustement fin pour répondre à la demande du prochain hiver, il s’agit plutôt d’un moyen structurel pour le long terme. (nous soulignons)

➤ R-4011-2017, [B-0172, Argumentation du Distributeur](#), paragraphes 33 à 35.

Le Distributeur précise que l’apport du programme de GDP lui permet de retarder ses besoins en puissance de long terme, et qu’il ne pourrait pas inscrire à son bilan de puissance la contribution de ce moyen s’il n’était pas assuré de la participation ferme des clients. La suspension du programme aurait pour effet d’accélérer l’apparition de ces besoins de puissance, situation qui, paradoxalement, viendrait soutenir la pertinence d’un tel programme.

➤ R-4011-2017, B-0115, [HQD-15, document 1.4 - Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 4 de la Régie, p. 49](#), lignes 6 à 12.

[43] Finalement, en interprétant les articles 74 et 74.1 LRÉ de manière à permettre le remboursement de l’autoproduction excédant la facture annuelle à titre de programme commercial, la Régie s’inscrirait en droite ligne avec l’article 5 LRÉ, favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable en encourageant une plus grande substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables.

Mesurage net en réseaux autonomes alimentés à l’énergie hydraulique

Recommandation :

Réserver sa décision à l’égard des réseaux autonomes alimentés en énergie hydraulique jusqu’à l’audience sur le mesurage net en réseau intégré.

[44] Les réseaux autonomes alimentés en énergie hydraulique ne présentent pas les mêmes enjeux que les réseaux autonomes alimentés en énergies fossiles en ce qui a trait à la réduction des GES et à la transition énergétique.

[45] La situation s’y apparente beaucoup plus à celle prévalant en réseau intégré, ce qui comporte le risque que la formation qui entendra la demande à l’égard du mesurage net en réseau intégré se sente liée par la décision rendue à l’égard des réseaux autonomes alimentés en énergie hydraulique.

[46] De plus, toujours raison de cette similitude, la Régie sera en meilleure position pour prendre une décision à l’égard des réseaux autonomes alimentés en énergie hydraulique après avoir entendu la preuve à l’égard du mesurage net en réseau intégré.

Facturation de la puissance et coûts évités

Recommandations :

Reconnaître que la décision D-2008-024 ne constitue plus un précédent utile à l'analyse des enjeux de la facturation de la puissance, puisque le constat à l'effet qu'il n'existe qu'un très faible écart entre les coûts marginaux de long terme d'été et ceux d'hiver, sur lequel s'appuie la recommandation de favoriser une prime de puissance annuelle afin d'inciter les clients à mieux gérer leurs appels de puissance en tout temps, ne reflète plus la réalité.

Reconnaître qu'il y a par conséquent lieu de revoir les modalités de la facturation de la puissance à l'égard de l'ensemble des tarifs du Distributeur afin de s'assurer qu'elle ne crée pas d'incitatifs inefficaces, et ce, après la tenue d'une révision de la méthodologie d'établissement des coûts évités.

[47] Dans son argumentation, le Distributeur « rappelle que pour l'ensemble des autres tarifs, a prime de puissance est uniforme à l'année et qu'il s'agit d'une orientation préconisée de longue date, indépendamment du tarif DP ». Il fait référence à la décision D-2008-024, dans laquelle la Régie a approuvé la facturation annuelle de la puissance afin d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps et non seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

➤ R-4011-2017, [B-0172, Argumentation du Distributeur](#), paragraphe 128.

[48] Avec égards, la décision D-2008-024 n'est plus un précédent utile pour l'étude des enjeux de facturation de la puissance puisqu'elle a été rendue dans le contexte d'une structure de coûts différente de celle prévalant aujourd'hui. Voici quelques extraits décrivant ce contexte :

Le Distributeur a recours à de l'électricité postpatrimoniale tout au long de l'année, autant en été qu'en hiver. Puisqu'il procède par appel d'offres pour s'approvisionner, les prix qui en résultent sont ceux du marché du Nord-Est américain. En période de pointe, ces prix peuvent être aussi élevés en été qu'en hiver. La Régie considère qu'il y a un avantage économique important à modifier la structure tarifaire afin d'inciter à réduire la consommation postpatrimoniale, en été comme en hiver.

(...)

Le Distributeur mentionne que la facturation actuelle de la puissance uniquement en hiver n'offre aux clients aucun incitatif à gérer leurs appels de puissance en période d'été, dans un contexte où il n'existe qu'un très faible écart entre les coûts marginaux de long terme d'été et ceux d'hiver.

➤ R-3644-2007, [D-2008-024](#), p. 87-88.

[49] Le contexte a effectivement changé puisque le Distributeur procède maintenant par achats de court terme pour s'approvisionner en électricité postpatrimoniale. Dans le

dossier R-3986-2016, le RNCREQ a démontré que ces achats se font presque exclusivement en hiver.

- R-3986-2016, Rapport de P. Raphals, C-RNCREQ-0022, graphiques 4, 6 et 8, aux pages 18, 22 et 25

[50] Au moment de la décision D-2008-024, environ 98% de la demande était couverte par l'électricité patrimoniale, ce qui n'est bien sûr plus le cas aujourd'hui.

- R-3644-2006, HQD-2, doc. 2 : 3.7 TWh de post patrimoniale, comparé à 16.9 TWh pour l'année témoin 2018 (B-0022, page 8)

[51] Quant à l'écart entre les coûts marginaux de long terme d'hiver et d'été, il s'est accru au point de devenir une caractéristique unique de la structure de coûts d'HQD. La preuve du RNCREQ, appuyée par la preuve de deux experts dans des dossiers précédents, l'un du RNCREQ et l'autre du Distributeur, souligne la structure unique des coûts marginaux d'HQD, qui ne fluctuent qu'à la pointe.

- R-4011-2017, C-RNCREQ-0013, p. 5.

Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system reserves.

- R-3972-2016, C-HQD-0005, Christensen Associates Energy Consulting, LLC, A Review Of The Retail Tariffs Of Hydro-Québec Distribution, p. 46

HQD's marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks.

- R-3986-2016, C-RNCREQ-0021, Hopkins, A., Best Practices in Utility Demand Response Programs, page 42.

[52] Cet écart important entre les coûts marginaux de long terme à la pointe hivernale et ceux le reste de l'année implique que si les systèmes de transport et de distribution sont suffisants pour répondre à l'appel en puissance supérieur de la pointe hivernale, ils le font avec une marge de plusieurs milliers de MW durant les autres mois de l'année.

[53] Il en résulte que l'ajout d'un kW durant ces autres mois n'occasionne pas de pression sur les réseaux de transport, alors qu'il crée des coûts importants s'il a lieu durant la pointe annuelle. C'est aussi probablement le cas pour la plupart des réseaux de distribution. En vertu du principe de causalité des coûts, la facturation de la puissance doit refléter cette particularité.

[54] L'un des motifs de la décision D-2008-024 était l'envoi d'un meilleur signal de prix.

La Régie est satisfaite de l'évolution de la réforme des tarifs D et DM. Cette réforme, amorcée depuis 2004, permet de manière graduelle et prudente d'inciter les clients du Distributeur à optimiser leur consommation d'électricité par un meilleur signal de prix.

➤ D-2008-024, R-3644-2007, p. 90.

[55] Dû à l'évolution de la structure des coûts, les effets recherchés par une tarification de la puissance égale sur chaque période de consommation en 2007-2008 ne sont plus souhaitables. Même si le client, au prix d'un effort qui pourrait être significatif, parvenait à réduire son appel en puissance dans les périodes non hivernales, cet effort ne créerait peu ou pas de bénéfice en termes de réduction du coût de service.

[56] Une tarification de la puissance égale sur chaque période de consommation est donc injustifiée du point de vue du principe de causalité des coûts, puisqu'elle envoie un signal de prix qui ne contribue pas à réduire les coûts de service.

[57] Par conséquent, le RNCREQ est d'avis que les motifs de la décision D-2008-024 ne sont plus applicables aujourd'hui et que la Régie n'y est pas liée. Il demande respectueusement à la Régie de le reconnaître.

[58] Compte tenu de la présence d'incitatifs inefficaces dans les modalités actuelles de la facturation de la puissance, et compte tenu des constats au égard à l'évolution des structures de coûts depuis la décision D-2008-024, le RNCREQ invite la Régie à entreprendre une réflexion exhaustive sur la facturation de la puissance.

[59] Plusieurs options existent pour améliorer l'efficacité des incitatifs liés à l'appel de puissance. Le Transporteur a opté pour une tarification de la puissance sur une base 1-CP, soit tenant compte de la fine pointe du réseau seulement. Les trois extraits suivants présentent l'argument du Transporteur en faveur de l'option 1-CP, les explications de la Régie et finalement sa décision.

Argument du Transporteur :

Selon le Dr Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, la méthode 1-CP est adaptée à la planification du réseau du transporteur. Selon l'expert, la FERC reconnaît que l'utilisation de la 12-CP n'est pas indiquée pour les systèmes planifiés sur cette base :

« In general, the 12-CP method is best suited for transmission systems that are planned to meet each of the twelve monthly peak demands. However, Hydro-Québec plans its system for its single winter peak. Hence, for annual service (Network Integration and long term Point-to- Point), the costs of service are more closely reflected in rates if the 1-CP method is used. For utilities that plan their systems to meet their annual peak, FERC has acknowledged that the 12-CP method is not as appropriate as the use of 1-CP and has stated a willingness to accept alternative allocation proposals. » (nous soulignons)

➤ D-2002-95, page 181.

Explications de la Régie :

Le transporteur a considéré la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes mensuelles (12-CP) comme alternative possible en matière d'allocation des coûts. Cependant, cette méthode, appliquée à un réseau marqué par une forte demande de pointe, constituerait un signal de prix inefficace et ne reflèterait pas la valeur du service. Cette méthode serait inéquitable pour les clients.

« C'est une méthode qui, appliquée à un réseau qui devrait être 1 CP, donne un signal de prix inefficace puisque ça ne reflète pas la valeur du service. Ainsi, les déplacements de charges vers les mois de pointe n'entraîneraient aucune hausse de facture. Et l'inverse est vrai; les déplacements de charges des mois de pointe vers les mois hors pointe ne montreraient aucune baisse de facture ».

« L'utilisation d'une 12 CP pour un réseau qui planifie selon une pointe annuelle ne serait pas équitable pour les clients, parce qu'une 12 CP a tendance à répartir les coûts dans le temps, donc, de diluer, aurait comme conséquence de diluer les coûts pour un client qui contribue fortement à la pointe, c'est-à-dire que les autres clients devraient payer la différence 12-CP. » (nous soulignons)

➤ D-2002-95, page 182.

Décision de la Régie :

Le transporteur propose d'établir le tarif de transport en divisant la totalité du revenu requis résiduel par la pointe annuelle. La méthodologie proposée est, en fait, un cas particulier de la méthode générale mentionnée précédemment. ...Dans ces circonstances, la Régie accepte la proposition du transporteur d'allouer l'ensemble des coûts de transport selon la pointe annuelle. (nous soulignons)

➤ D-2002-95, page 211.

[60] Le RNCREQ ne prétend pas qu'il s'agit de la seule solution. En contre-interrogatoire, le Distributeur a annoncé que l'outil « Portrait de ma consommation » allait évoluer en décembre 2017 afin de permettre aux clients de connaître leur consommation sur une base horaire. Ce changement améliorera sans doute la capacité des clients à contrôler leur consommation. La tarification dynamique, qui fera l'objet d'un dossier ultérieur, présente également des opportunités en ce sens.

➤ R-4011-2017, Notes sténographiques, 6 décembre 2017, p. 186, ligne 21 à p. 187, ligne 3.

[61] Peu importe la solution retenue, il est impératif qu'elle s'appuie sur des coûts évités adéquatement établis. La solution retenue pourrait être mise en place graduellement afin d'éviter tout changement drastique dans la tarification.

[62] Dans sa décision procédurale D-2017-105, la Régie a dit partager l'avis du RNCREQ selon lequel il pourrait être utile et souhaitable de réviser la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseau intégré, tout en précisant que l'agenda déjà chargé du présent dossier ne permettait d'en traiter immédiatement. Elle a néanmoins permis aux intervenants d'aborder le sujet en lien avec le projet pilote de tarification

dynamique. Elle a ultérieurement décidé de retirer ce sujet du présent dossier, le Distributeur ayant annoncé le dépôt à venir d'un dossier tarifaire portant explicitement sur la tarification dynamique. Le RNCREQ comprend donc qu'une réflexion portant sur la révision de la méthodologie d'établissement des coûts évités est imminente.

➤ D-2017-105, paragraphe 21.

[63] En conséquence, nous soumettons respectueusement que le meilleur moment pour mener un examen exhaustif des modalités de la facturation de la puissance sera suite au dossier sur la tarification dynamique.

[64] Bien que conscient que cela dépasse la portée du présent dossier, le RNCREQ se permet de réitérer sa suggestion que la révision des coûts évités ait lieu préalablement au dossier sur la tarification dynamique ou, plus généralement, à l'examen de tout nouveau programme ou structure tarifaire reposant sur les coûts évités.

Indicateur pour les achats de court terme

[65] Le Distributeur n'a pas présenté une proposition concrète à ce sujet, mais a répondu à plusieurs demandes écrites et orales de la Régie et d'autres intervenants, à l'égard de la demande formulée par la Régie dans la décision D-2017-043.

C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI.

➤ R-3897-2014, D-2017-043, paragraphe 143.

[66] Le RNCREQ déplore le fait que le Distributeur semble n'avoir toujours pas commencé ses efforts en ce sens.

➤ NS, v. 4, page 66, lignes 8 à 10

[67] Par ailleurs, le RNCREQ appuie les propos de la formation qui, lors d'une question au Distributeur, a suggéré qu'il serait important d'établir un indicateur assez rapidement, afin d'avoir une historique à analyser avant de devoir l'intégrer dans le MRI.

➤ NS, v. 6, pages 92 à 96

[68] À ce sujet, le RNCREQ tient à informer la formation qu'il a fait une proposition concrète d'indicateur pour les achats de court terme dans le dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement).

➤ R-3986-2016, [C-RNCREQ-0022](#), [Preuve de M. Philip Raphals](#), p. 10 et seq.