

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs de performance en matière de qualité du service

1. **Référence :** Pièce [C-FCEI-0009](#) , p. 5 à 6.

Préambule :

« Le Distributeur propose de retirer les indicateurs Délai moyen de prolongement de réseau aérien et souterrain / délai d'attente client et de les remplacer par l'indicateur Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncée au client.

[...]

La FCEI n'est pas opposée à ce nouvel indicateur. Elle estime que, comme le mentionne le Distributeur, celui-ci est plus global et reflète mieux la performance du Distributeur sur tout l'éventail de ses interactions avec les clients pour le volet distribution de ses activités que les indicateurs existants.

[...]

Cependant, la FCEI estime que d'utiliser cet indicateur de manière isolée ouvre la porte à un prolongement des délais de services.

[...]

La FCEI recommande donc à la Régie de mettre en place en plus du Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncée un indicateur permettant de suivre le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée. » [nous soulignons]

Demande :

1.1 Veuillez commenter la proposition énoncée en référence.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Transaction de cession-bail- Disposition de l'immeuble situé au 140, boulevard Crémazie Ouest à Montréal

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0094](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0058](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0058](#), p. 13;
 - (iv) Décision [D-2018-132](#), p. 9, par. 36 et 37.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur rappelle que sa proposition relative au traitement réglementaire du gain sur la vente de l'immeuble situé au 140 Crémazie, comme cité au préambule (i), est celle qui permet de se conformer aux règles comptables en vigueur.*

Toutefois, si la Régie refusait le traitement proposé par le Distributeur, considérant que la vente de l'immeuble situé au 140 Crémazie était non prévue à la demande tarifaire 2018-2019 et que cette transaction peut s'apparenter à un événement imprévisible, soit un facteur Z, le Distributeur proposerait que le gain versé dans le CER, conformément à la décision D-2018-132 de la Régie, soit disposé en totalité dans les revenus requis de 2019. »

(ii) « *La proposition du Distributeur quant au traitement du gain prévu de 17,6 M\$ est celle qu'il a présentée dans sa preuve au soutien de sa demande dans le dossier R-4051-20189 de même qu'à la pièce HQD-3, document 210 du présent dossier. Cette proposition consiste à appliquer l'ASC 840, norme en vigueur jusqu'au 31 décembre 2018, en comptabilisant un gain de 8 M\$ en 2018 et à appliquer les dispositions transitoires de l'ASC 842 à compter du 1er janvier 2019 en comptabilisant un ajustement de 9,6 M\$ aux BNR.*

De plus, comme expliqué au deuxième paragraphe de la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements no 3 de la Régie dans le dossier R-4051-201811, le Distributeur considère que la comptabilisation de l'ajustement de 9,6 M\$ autrement qu'aux BNR, soit dans un compte d'écart et de reports, va à l'encontre du traitement comptable édicté par la norme ASC 842. Par ailleurs, selon la proposition du Distributeur, le gain de 8 M\$ comptabilisé en 2018 sera pris en compte lors de l'application du MTÉR.

[...]

Dans ce contexte, le Distributeur ne propose pas de mode de disposition du compte d'écart et de reports, car celui-ci ne s'inscrit pas dans sa proposition qui respecte la normalisation en vigueur et à venir. »

(iii) « *Le Distributeur rappelle également que le traitement d'un gain ou d'une perte sur disposition n'est nullement affecté par la mise en place de son MRI puisque, comme mentionné à*

la pièce HQD-1, document 28, la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité n'est pas couverte par la Formule d'indexation et continue d'être établie annuellement sur la base du « coût de service ».

Ainsi, tout gain ou perte constaté aux résultats du Distributeur d'une année donnée et qui n'aurait pas été prévu au moment de l'établissement des tarifs serait pris en compte dans l'établissement des montants éventuels à remettre à la clientèle par le biais du MTÉR. » [nous soulignons]

(iv) Le 19 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-132 (dossier R-4051-2018), dans laquelle elle ordonne au Distributeur de créer un compte d'écarts et de reports (CER) provisoire, hors base de tarification, dans lequel sera comptabilisée la totalité du gain associé à la disposition de l'Immeuble. Elle précise que le traitement réglementaire du gain doit être examiné dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Demandes :

- 2.1 Considérant la création d'un CER provisoire d'un montant créditeur de 17,6 M\$ en 2018 (selon la décision D-2018-132) et considérant que la présente décision sera rendue au début du mois de mars 2019, veuillez indiquer si le solde du CER provisoire sera de -17,6 M\$ dans les états financiers réglementaires au 31 décembre 2018, sur la base du « Coûts de service ». Veuillez expliquer.
- 2.2 Considérant la création d'un CER provisoire d'un montant créditeur de 17,6 M\$ en 2018 (selon la décision D-2018-132) et considérant que la présente décision sera rendue au début du mois de mars 2019, veuillez indiquer quels sont les traitements réglementaires sur la base du « Coûts de service » appliqués pour chacune des années 2018 et 2019. Veuillez fournir les écritures comptables de l'année 2018 et de l'année 2019, en prenant les hypothèses suivantes :
 - Si la Régie acceptait la comptabilisation d'un gain de disposition de 8 M\$;
 - Si la Régie acceptait la comptabilisation de la totalité du gain de disposition de 17,6 M\$.
- 2.3 Veuillez expliquer davantage votre affirmation selon laquelle le Distributeur ne propose pas de disposition de CER provisoire au montant créditeur de 17,6 M\$ (référence (iii)).

INDICATEURS DE PERFORMANCE ET LIAISON AU MTÉR

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
 - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 47;
 - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 47;
 - (iv) Dossier [R-3724-2010, phase 3](#), décision [D-2010-112](#), p. 57 à 60.

Préambule :

(i) Le tableau A-1 contient les données relatives aux dix indicateurs. Le Distributeur présente notamment les valeurs observées entre 2013 et 2017, les cibles proposées et une illustration du calcul de l'IMQ en prenant les résultats des indicateurs en 2017.

(ii) Le tableau AHQ-ARQ-8 permet de calculer les résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ :

Tableau AHQ-ARQ-8
Exemple de calcul des résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE	SEUIL	RÉSULTAT	POINTS
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)						
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15	8,10	8,20	11,25%
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50	8,30	8,50	3,75%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)						
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139	162	162	0,00%
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690	27 645	26 911	7,69%
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138	200	134	10,00%
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)						
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8	7,7	6,6	5,00%
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84	81	81	0,00%
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)						
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90	150	76	17,00%
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95	150	85	3,00%
SÉCURITÉ (20%)						
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3	3,6	3,1	20,00%
IMQ						77,69%

(iii) « L'AHQ-ARQ propose simplement de multiplier l'IMQ par la part à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR en vigueur pour déterminer la part réelle qui ira au Distributeur, le reste étant remis à la clientèle. » [nous ne conservons pas le texte en gras tel qu'il se trouve dans le texte de l'AHQ-ARQ]

(iv) « [216] Le partage des gains de productivité est conditionnel à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service dont les seuils sont établis comme suit :

- La performance globale de Gazifère doit être au moins égale à 90 % pour que le partage des gains s'applique;
- Si la performance globale est entre 80 % et 90 %, Gazifère peut garder un pourcentage des gains selon la formule : performance globale réelle multipliée par la formule de partage des gains;
- Si la performance globale est en dessous de 80 %, les clients obtiennent 100 % des gains de productivité.

[217] La Régie est d'avis que les cinq indicateurs de qualité doivent être reconduits. Cependant, elle demande certaines améliorations qui sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

[218] Dans certains cas, les indicateurs de qualité peuvent prendre une valeur qui excède 100 %. La Régie estime que cette situation peut causer un biais à l'indice de performance globale. Pour cette raison, la Régie limite la valeur de chacun des indicateurs à 100 % au maximum et le poids de chacun à 20 % au maximum. Ainsi, les indicateurs qui pourraient, par leur définition, prendre une valeur qui excède 100 %, seront plafonnés à 100 % pour le prochain terme du mécanisme. » [nous conservons le texte en gras tel qu'il se trouve dans la décision]

Demandes :

- 3.1 Veuillez calculer l'IMQ selon la méthode de calcul du tableau AHQ-ARQ-8 de la référence (ii) en utilisant les hypothèses suivantes :
- La pondération de chacun des indicateurs est celui de la référence (i);
 - La cible des indicateurs 1, 2 et 7 est celle de la référence (i) multipliée par 90 %;
 - La cible des indicateurs 3, 4, 5, 6, 8, 9 et 10, c'est-à-dire les indicateurs dont une valeur plus élevée indique une variation défavorable, est celle de la référence (i) divisée par 90 %;
 - Le seuil des indicateurs 1, 2 et 7 est celui de la référence (i) multipliée par 80 %;
 - Le seuil des indicateurs 3, 4, 5, 6, 8, 9 et 10, c'est-à-dire les indicateurs dont une valeur plus élevée indique une variation défavorable, est celui de la référence (i) divisé par 80 %;
 - Le résultat de chacun des indicateurs est celui de la référence (i), c'est-à-dire celui de l'année 2017.
- 3.2 En vous référant au calcul de l'IMQ selon la question précédente et à son application selon la référence (iii), veuillez commenter si cette approche constitue un mécanisme de liaison des indicateurs au MTÉR qui s'apparente à celui de Gazifère. Veuillez également en commenter les avantages et les inconvénients.

GDP (GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE)

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0062, p.123;
 - (ii) Dossier R-4041-2018, Pièce B-0004, pages 8 à 10;
 - (iii) Pièce B-0066, p. 64.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur explique :

« Les CPC et TPC sont deux options qui s'ajoutent au portefeuille du Distributeur. En fonction de la demande à approvisionner, des stratégies d'approvisionnement, de l'inventaire des bâtonnets patrimoniaux disponibles, des prix des achats sur les marchés de court terme, de la disponibilité des interconnexions, des contraintes sur le réseau du Transporteur, des heures d'utilisation restantes de chacune des options et de leurs modalités, le Distributeur utilisera les moyens de gestion appropriés pour assurer la fiabilité des approvisionnements. » [nous soulignons]

En référence (ii) le Distributeur explique :

« En d'autres termes, malgré l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand nombre fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une stabilité de leur contribution en puissance. C'est pourquoi, les programmes commerciaux en GDP peuvent être considérés comme un moyen de gestion de puissance de long terme, au même titre que les autres contrats de long terme, et être inscrits au bilan.

[...]

À chaque automne, le Distributeur s'assure d'équilibrer finement le bilan en puissance pour l'hiver à venir. Pour ce faire, les moyens de gestion sont établis avec les valeurs finales d'adhésion des participants, la configuration du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie est analysée en préparation de la pointe et la prévision de la demande à la pointe est revue selon un scénario climatique moyen. Au besoin, des approvisionnements en puissance de court terme de type UCAP sont acquis par le biais d'appels d'offres. Les participants aux appels d'offres de puissance de court terme s'engagent à dédier des équipements pour couvrir les besoins à la pointe du Distributeur.

Toutes les ressources identifiées dans le bilan, doivent être entièrement disponibles, et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur. Le bilan en puissance ainsi finalisé est déposé au NPCC et à la Régie de l'énergie, généralement en novembre.

Par ailleurs, le Distributeur procède également, au cours de l'hiver, à une gestion serrée des approvisionnements en énergie afin d'assurer l'équilibre offre-demande d'heure en heure. Pour certaines heures, des achats d'énergie au-delà de l'électricité patrimoniale et des livraisons en

base des contrats de long terme peuvent être nécessaires. Plusieurs moyens sont alors à la disposition du Distributeur, dont les achats d'énergie sur les marchés de court terme, le recours à l'effacement en provenance des programmes de GDP ou la livraison d'énergie en provenance des produits de puissance de court ou de long termes. La prise de décision à l'effet d'utiliser un moyen ou un autre pour les livraisons en énergie dépend de divers facteurs, notamment l'ampleur du besoin, la disponibilité des approvisionnements sur les marchés, la disponibilité du transport, de même que le niveau des prix.

Ainsi, l'apport en puissance de tous les moyens du Distributeur, incluant les programmes commerciaux en GDP, est crucial pour répondre aux besoins pendant l'heure de plus forte charge prévue. Le Distributeur rappelle qu'il doit d'ailleurs faire la démonstration aux autorités réglementaires que ces moyens sont suffisants. Cette planification est réalisée selon un scénario climatique moyen.

Par la suite, l'évolution de l'offre et de la demande au cours de l'hiver (notamment les aléas climatiques) fait en sorte que les moyens de puissance peuvent être utilisés ou non pour approvisionner des besoins en énergie. Toutefois, quelle que soit l'utilisation qui aura été faite de ces moyens, ces derniers étaient nécessaires au moment de la planification fine réalisée à l'automne afin de respecter les critères de fiabilité.

[...]

*Le Programme vise à réduire les besoins en puissance du Distributeur en période de pointe. »
[nous soulignons]*

En référence (iii), le Distributeur répond à la question 44.1 de la DDR de l'ACEF de Québec :

« Le programme GDP Affaires et les options de tarification dynamique ont été analysés et établis en utilisant le coût évité en puissance de long terme puisque ces interventions permettent de repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme.

Par ailleurs, bien que ces moyens puissent contribuer en énergie, cette contribution n'est pas considérée dans la planification des approvisionnements du Distributeur. Par conséquent, un signal de coût évité d'énergie de fine pointe ne serait pas utile dans l'analyse de ce type d'options ou programmes. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer que la méthodologie d'évaluation des réductions des participants pendant les événements de GDP, qui est proposée par le Distributeur, vise à rémunérer uniquement des kW et/ou des kWh réellement constatés et mesurés à chaque appel de GDP.
- 4.2 Veuillez élaborer sur les possibilités et les circonstances pour lesquelles le nombre de kW rémunérés dans les programmes et options tarifaires de GDP puisse être supérieur à celui

réellement obtenu et mesuré lors de la pointe maximale de l'hiver.

- 4.3 Compte tenu du potentiel de contribution en énergie réel du programme GDP Affaires et des options de tarification dynamique (référence (iii)), veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le service rendu par cette contribution n'est pas considérée dans la planification des approvisionnements du Distributeur.

COÛTS ÉVITÉS

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0100](#), p. 10 et 11 ;
 - (ii) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 57 et 58;
 - (iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 11.

Préambule :

(i) *« Le signal de coût évité en puissance de long terme est basé sur un coût réel obtenu récemment et dans le contexte propre au Distributeur. Le Distributeur considère que le marché et les technologies qui prévalaient au moment de l'appel d'offres de 2015 demeurent similaires et, par conséquent, que les prix obtenus alors offrent le meilleur signal du coût pour un futur approvisionnement en puissance de long terme.*

Ainsi, avec égards, le Distributeur ne considère ni pertinent ni nécessaire d'effectuer un tel balisage, puisque les prix obtenus dans l'A/O 2015-01 sont relativement récents et ont été obtenus dans un contexte concurrentiel semblable à l'actuel. »

(ii) *« Le Distributeur explique que le signal de coût évité de long terme de 112 \$/kW-an 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.*

Or, dans ce cadre, l'exigence d'une disponibilité de la puissance même en été était justifiée par le Distributeur selon le contexte de 2015.

Selon l'ACEF de Québec, l'exigence d'une disponibilité de la puissance en tout temps explique en partie le coût relativement élevé des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Rien n'indique que dans l'avenir, après l'acquisition des trois contrats avec le Producteur et l'implantation de divers moyens de gestion de la puissance, le Distributeur aura toujours besoin de la puissance additionnelle en été.

De plus, le coût de 112 \$/kW-an découle de l'appel d'offres A/O 2015-01 qui exige un service de puissance garanti pour une durée de 20 ans.

Rien n'indique non plus que dans le futur, le Distributeur aura toujours besoin de la puissance garantie pour une durée si longue alors que le contexte énergétique à long terme est difficilement prévisible.

Donc, en résumé, le bond des coûts évités en puissance soumis par le Distributeur s'expliquerait par l'utilisation sans raison valable des coûts des contrats découlant de l'appel d'offres A/O-2015-01 comme signal de coût. »

(iii) « Selon les intervenants, le prix de l'énergie seulement peut être obtenu en enlevant la valeur de la puissance garantie incluse dans le prix de 8,0 ¢/kWh. [...] En se basant sur les mêmes prémisses que le Distributeur quant à l'utilisation du prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne pour la détermination d'un signal de prix de long terme pour l'énergie, les intervenants évaluent que le signal de prix de long terme de l'énergie devrait être de 6,5 ¢/kWh (\$ 2018).

En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de fixer le prix de l'énergie de long terme à 6,5 ¢/kWh (\$ 2018). »

Demandes :

- 5.1 Veuillez élaborer sur le marché et les technologies (référence (i)) qui, selon le Distributeur, sont demeurées aujourd'hui similaires à celles qui prévalaient lors de l'appel d'offre 2015-01.
- 5.2 Veuillez commenter la position de l'ACEFQ à l'effet que le contexte qui prévaudra lors du prochain appel d'offres pour de la puissance de long terme pourrait différer significativement de celui qui prévalait lors de l'A/O 2015-01 et, de ce fait, influencer sur les prix obtenus pour de futurs approvisionnements de long terme en puissance (référence (ii)).
- 5.3 Veuillez commenter le signal de coût évité de long terme proposé par l'AQCIE-CIFQ en référence (iii).

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE RÉSEAUX AUTONOMES

- 6. Références :**
- (i) Rapport annuel 2015 de HQD, pièce [HQD-07-03](#), p. 8;
 - (ii) Rapport annuel 2016 de HQD, pièce [HQD-07-03](#), p. 7;
 - (iii) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7;
 - (iv) Décision [D-2018-025](#), p. 144;
 - (v) Pièce [B-0026](#), p. 26-27;
 - (vi) Pièce [B-0026](#), p. 26;
 - (vii) Pièce [C-ARK-0008](#), p. 6;
 - (viii) Décision [D-2018-025](#), par. 534.

Préambule :

- (i) Suivis énergétique et budgétaire du PGEÉ de HQD– 2015;
- (ii) Suivis énergétique et budgétaire du PGEÉ de HQD– 2016;
- (iii) Suivis énergétique et budgétaire du PGEÉ de HQD – 2017;
- (iv) Budgets et impacts des programmes et activités 2018 de HQD en efficacité énergétique et en GDP;
- (v) Budgets totaux et impacts énergétiques 2017-2019 du PGEÉ de HQD;
- (vi) Le Distributeur présente les résultats des analyses économiques pour ces interventions en efficacité énergétique. Pour les réseaux autonomes, les tests montrent que ces interventions sont rentables et exercent une pression à la baisse sur les tarifs du Distributeur.
- (vii) *« Elle a aussi demandé au Distributeur d'encourager les mesures et l'usage des équipements électriques les plus performants qui peuvent être proposés sur le marché, compte tenu des coûts évités élevés de la fourniture d'électricité et d'utiliser ou d'élargir le programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (« PUEÉRA ») aux systèmes de chauffage des remises. Or, en date d'aujourd'hui, hormis quelques programmes en efficacité énergétique qui n'ont pas de réels impacts sur les résidents du Nunavik, aucun autre programme supplémentaire de sensibilisation global et adaptée pour la région du Nunavik n'a été mis en place par le Distributeur. Par ailleurs, le PUEÉRA n'a pas été élargi aux systèmes de chauffage des remises et le Distributeur n'envisage pas de bonifier ce programme, le tout tel qu'il appert des réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de l'ARK dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 (R-4011-2017). ».*
- (viii) *« Tenant compte de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, mais aussi des nouvelles données concernant l'impact des équipements mécaniques dans les résidences, la Régie accorde l'intégralité du budget demandé de 9 M\$. Elle demande au Distributeur de se conformer aux exigences suivantes :*
 - *qu'un audit énergétique soit rapidement effectué sur place, pour chacun des 14 villages du Nunavik et que ses résultats soient présentés lors du prochain dossier tarifaire;*
 - *que cet audit énergétique inclut, notamment, un potentiel d'efficacité énergétique des équipements mécaniques des bâtiments, des usages thermiques de l'électricité (chauffage d'appoint) et un potentiel de récupération de chaleur de la production d'électricité;*
 - *que l'audit identifie des mesures d'efficacité énergétique et de GDP et les quantifie avec des objectifs précis ainsi qu'un plan de déploiement et de suivi des impacts. »*

À partir des références (i) à (v), la Régie présente le tableau suivant, pour le programme Réseaux autonomes :

		2015	2016	2017	2018	2019
Budget total (M\$)	Décisions	2	5	8,5	9,0	3,6 ²
	Résultats	3	2	2,2	6,0 ¹	n.d.
Économies d'énergie (GWh)	Décisions	2	2	8	5,0	1,7 ²
	Résultats	1	2	3	3,9 ¹	n.d.

Note 1 : Résultats anticipés.

Note 2 : Montants estimés par le Distributeur au présent dossier, pas de décision de la Régie.

Demandes :

- 6.1 Pour les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes pour les années 2016 à 2018, veuillez justifier l'écart récurrent entre les budgets accordés par la Régie, d'une part, et les budgets effectivement utilisés par le Distributeur, d'autre part ((i) à (v)).
- 6.2 Veuillez élaborer sur les moyens mis en œuvre par le Distributeur pour se conformer aux décisions récentes de la Régie concernant les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes.

- 7. Références :**
- (i) Décision [D-2018-025](#), par. 534;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p.17-18;
 - (iii) Pièce [C-ARK-0008](#), p. 15-16.

Préambule :

(i) « [534] *Tenant compte de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, mais aussi des nouvelles données concernant l'impact des équipements mécaniques dans les résidences, la Régie accorde l'intégralité du budget demandé de 9 M\$. Elle demande au Distributeur de se conformer aux exigences suivantes :*

- *qu'un audit énergétique soit rapidement effectué sur place, pour chacun des 14 villages du Nunavik et que ses résultats soient présentés lors du prochain dossier tarifaire;*
- *que cet audit énergétique inclut, notamment, un potentiel d'efficacité énergétique des équipements mécaniques des bâtiments, des usages thermiques de l'électricité (chauffage d'appoint) et un potentiel de récupération de chaleur de la production d'électricité;*

- *que l'audit identifie des mesures d'efficacité énergétique et de GDP et les quantifie avec des objectifs précis ainsi qu'un plan de déploiement et de suivi des impacts. »*

(ii) « *Nunavik*

Pour faire suite à la demande de la Régie dans la décision D-2018-0257, le Distributeur propose de réaliser, à l'automne 2018, des audits supplémentaires à ceux réalisés en 2015. Il mandatera également une firme externe pour procéder à l'intégration des données de l'ensemble de ces audits et d'autres données pertinentes afin d'obtenir un plan d'action cohérent pour la poursuite des efforts en efficacité énergétique, que le Distributeur pourra déposer lors de la prochaine demande tarifaire.

Le programme de Remplacement de produits d'éclairage dans les bâtiments Affaires du Nunavik a débuté en 2017 et devrait se finaliser en 2019. L'entrepreneur sélectionné à la suite de l'appel d'offres en 2017 a d'abord débuté par un projet pilote dans deux villages (Kuujjuarapik et Whapmagoostui). Cette phase a permis notamment la mise en place des processus et de la méthode de travail de l'entrepreneur, de confirmer les mesures admissibles et l'inventaire des produits existants dans les bâtiments. En avril et mai 2018, quatre autres villages Kuujjuaq, Salluit, Puvirnitug et Akulivik ont été visités pour une prise d'inventaire. Les travaux devraient être complétés à la fin de 2018 dans ces quatre villages et finalisés en 2019 pour l'ensemble des villages du Nunavik. »

(iii) « *Pour donner suite à la position de l'ARK, cette dernière recommande notamment d'inclure les critères suivants pour la réalisation des audits énergétiques au sein des 14 villages du Nunavik :*

- *Les audits énergétiques doivent être réalisés au sein des 14 villages du Nunavik;*
- *Les audits énergétiques doivent notamment viser à mesurer la consommation des équipements des chambres mécaniques à l'aide du sous mesurage;*
- *Les audits énergétiques doivent viser les ménages du Nunavik;*
- *Un pourcentage représentatif des ménages du Nunavik doit être représenté par ces audits;*
- *Les audits énergétiques doivent être effectués autant dans des unités multilogements que dans des résidences unifamiliales;*
- *Les audits énergétiques devraient viser les ménages qui consomment principalement en 2e tranche d'énergie du tarif DN et ceux qui y consomment toujours. L'étude devrait également prévoir auditer quelques ménages qui ne consomment pas ou peu en 2e tranche d'énergie du tarif DN, à titre de comparaison;*
- *Les audits énergétiques devraient être réalisés sur une période suffisamment longue (idéalement 12 mois continus pour colliger des données sur la consommation en électricité au cours des quatre saisons ou minimalement quatre (4) mois pour couvrir les*

mois les plus froids au Nunavik, à savoir les mois de janvier, février et mars, et deux (2) mois durant l'été);

- *Le nombre de personnes par unités multilogements ou par résidences unifamiliales devrait être noté;*
- *Les audits énergétiques devraient inclure des unités multilogements et résidences unifamiliales sans et avec une problématique de surpeuplement, pour fin de comparaison;*
- *Les caractéristiques techniques des principaux appareils électroménagers ainsi que leur nombre devraient être indiqués;*
- *Les données techniques des équipements composant les chambres mécaniques ainsi que leur nombre devraient être indiqués;*
- *Le nombre d'heures de fonctionnement de chacun des principaux appareils électroménagers ainsi que des équipements composant les chambres mécaniques devrait également être mesuré.* ». [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles il n'a pas été possible de commencer à réaliser les audits demandés par la Régie avant l'automne 2018.
- 7.2 Veuillez confirmer que le Distributeur sera en mesure de dresser un premier portrait de la situation des 14 villages du Nunavik dès le dossier tarifaire qui sera déposé en juillet 2019.
- 7.3 Veuillez expliquer si l'ARK a été impliquée dans la mise sur pied et la méthodologie de l'audit. Veuillez élaborer.
- 7.4 Veuillez indiquer comment chacun des points des recommandations de l'ARK énumérés en référence (iii) sont pris en considération dans les audits en cours et à venir. Veuillez élaborer plus particulièrement sur les points soulignés par la Régie.
- 7.5 À propos du deuxième paragraphe en référence (ii), veuillez préciser les modalités du programme « *Remplacement de produits d'éclairage dans les bâtiments Affaires du Nunavik* », en indiquant notamment en quelle proportion ce remplacement est pris en charge par le Distributeur.
- 7.6 Veuillez indiquer si le programme de conversion de l'éclairage résidentiel au DEL a été complété au Nunavik. Sinon :
 - 7.6.1. Veuillez en expliquer les raisons.
 - 7.6.2. Veuillez confirmer que les audits permettront d'identifier les besoins de conversion.
 - 7.6.3. Veuillez élaborer sur la rentabilité et la possibilité de prise en charge à 100 % et dès 2019 des conversions de l'éclairage résidentiel qui restent à faire.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0032](#), p. 44;
 - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 126;
 - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 34.

Préambule :

(i) « *« énergie de référence » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui représente une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation. Ce profil est établi à partir des valeurs réelles enregistrées pendant la plage horaire correspondante de la période de référence, exclusion faite des valeurs minimales et maximales, et la moyenne des valeurs retenues est ajustée en fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique. »*

(ii) « *En revanche, elle tient compte indirectement de la variation de la température extérieure par l'ajustement de l'énergie moyenne mesurée pendant les heures de pointe de la période de référence avec la différence de consommation enregistrée pendant les heures d'ancrage.*

Ces périodes d'ancrage débutent 5 heures avant les heures de pointe critique et sont d'une durée de 3 heures. C'est cet ajustement qui permet de capter l'impact de la température extérieure dans le calcul. »

(iii) « *pour permettre la communication d'alertes courriel et notifications au moyen d'une application mobile pour aviser la clientèle des événements de pointe critique. »*

Demandes :

- 8.1 Veuillez présenter une version visant une meilleure compréhension de la définition du préambule (i) en y intégrant des éléments de la réponse 45.1 de la DDR n° 1 de la Régie, notamment ceux concernant l'ajustement par rapport aux périodes d'ancrage. Veuillez, au besoin, ajouter des explications à la section 9 afin d'y intégrer des éléments de la réponse 45.1.
- 8.2 Veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur afin de s'assurer que l'effet température estimée chez un client selon l'examen des périodes d'ancrage est raisonnable, considérant les variations réelles de la température.
- 8.3 Veuillez expliquer pourquoi le texte des tarifs ne fait référence qu'aux communications par courriel, au préambule (iv), sans mentionner l'usage d'application mobile, tel que mentionné au préambule (iii).

- 9. Références :**
- (i) Pièce [C-OC-0009](#), p. 25;
 - (ii) Pièce [C-ROEÉ-0013](#), p. 18 et p. 19;
 - (iii) Pièce [C-UPA-0009](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0062](#), p. 130 et p. 131;
 - (v) Pièce [B-0062](#), p. 132;
 - (vi) Pièce [B-0066](#), p. 26.

Préambule :

(i) « OC recommande à la Régie d'accepter, sur une base limitée, la proposition du Distributeur de déployer les options CPC et TPC. Avant le déploiement de ces options pour l'ensemble de la clientèle, OC recommande à la Régie qu'elle demande au Distributeur une analyse indépendante des résultats du déploiement limité. »

(ii) « D'emblée, bien que plutôt favorable à l'initiative d'Hydro-Québec, le ROEÉ conteste la validité statistique des résultats des rencontres d'Ad-Hoc.

[...]

Pour le moment, les résultats présentés et la démarche d'Hydro-Québec, bien qu'intéressante, semblent encore embryonnaires pour le ROEÉ.

C'est pourquoi le ROEÉ considère qu'il faut rester prudent avec l'initiative. Selon lui, sa réussite à long terme passe par la certitude que le programme proposé à l'ensemble de la population québécoise est efficace. Sinon, il pourrait rapidement se discréditer. Donc, selon le ROEÉ, il est important que l'ensemble des paramètres qui pourraient nuire ou favoriser le programme soient étudiés. En ce sens, Le ROEÉ recommande donc à la Régie de demander à Hydro-Québec d'amorcer un processus d'amélioration continue afin de favoriser une amélioration des habitudes de vie.

[...]

Il semble important pour le ROEÉ que pour réussir un projet de tarification dynamique, il faut démontrer du succès pour de petits groupes représentatifs de la consommation québécoise plutôt que de rapidement faire une campagne nationale.

En ce sens et bien que le ROEÉ accueille favorablement l'idée du distributeur de limiter le nombre d'abonnements à 20 000 utilisateurs pour la première année, il considère qu'il serait probablement plus efficace de prendre une approche encore plus prudente à court terme pour favoriser le succès à long terme.

Selon le ROEÉ, alors qu'Hydro-Québec propose des projets pilotes pour les programmes d'efficacité énergétique ou pour la tarification dynamique pour les clients affaires, il devrait le faire également pour la clientèle résidentielle. Il serait d'ailleurs logique de faire le projet dans

différentes localités avec différents contextes et profil de consommation de sorte à voir comment la clientèle répond à ce type d'initiative à travers le territoire. »

(iii) « *Le Distributeur justifie cette non-inclusion de la clientèle facturée en puissance dans la tarification dynamique par le fait qu'il s'agit d'un déploiement progressif et qu'un nombre limité de 20 000 abonnements seront admissibles aux différentes options aux tarifs D et G. D'ailleurs, dans sa réponse à la demande de renseignement no 1 de l'UPA, le Distributeur avance que « le déploiement progressif des nouvelles options proposées permettra au Distributeur de modifier, au besoin, tant son offre tarifaire et les modalités qui y sont associées que sa mise en oeuvre pour en assurer son succès à la lumière des résultats en termes d'impact sur la consommation et des commentaires recueillis auprès de la clientèle participante ».*

Pour l'UPA, une option tarifaire, qui peut être modifiée au besoin et pour laquelle un déploiement progressif est prévu, ressemble davantage à un projet-pilote qu'à un nouveau tarif. »

(iv)

Segments de la clientèle au tarif D:	Consommation annuelle (kWh)	Consommation (kWh)						
		en 1 ^{re} tranche - seuil à 40 kWh-jour		en 2 ^e tranche		durant les heures critiques		
		en période d'été	en période d'hiver	en période d'été	en période d'hiver	durant les 100 heures critiques	durant les 50 heures critiques	durant les 25 heures critiques
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101							
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102							
Propriétaires non-TAE	14 982							
Locataires	11 315							
Clients MFR	14 153							
Clients agricoles	30 487							
Clients moyens:								
Moyenne des clients D	16 902							
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 261							
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 254							

Données tirées du Tableau 3, pièce B-0043, p. 14

« 46.1 Veuillez préciser si le calibrage du TPC permet d'assurer une neutralité pour le client moyen type au tarif D ou si elle prévaut pour l'ensemble des segments de la clientèle au tarif D. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le calibrage du TPC n'a pas été réalisé pour les clients moyens et segments de la clientèle au tarif D présentés au tableau du préambule (ii) puisque les données de consommation qui y sont associées sont des données bimestrielles de facturation et non des données horaires de consommation. Le Distributeur ne peut donc assurer que le calibrage du TPC est neutre pour ces segments. »

(v) « *Le Distributeur propose de limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique, pour la première année d'application, à un total d'environ 20 000 abonnements. La répartition entre les clientèles domestique et commerciale de même que celle entre les options offertes n'est pas fixée afin de laisser la marge de manoeuvre au Distributeur pour l'adapter en fonction des résultats obtenus lors de la période de recrutement et, ainsi, de maximiser l'adhésion à l'une ou l'autre de ces options et à l'une ou l'autre de ces clientèles.*

Le Distributeur favorise une approche prudente pour assurer le succès de l'application de la tarification dynamique, qui nécessite le recours à des données horaires qui ne sont pas utilisées actuellement aux fins de la facturation, de même que pour optimiser la stratégie d'accompagnement et le support offert aux centres de relation clientèle. À la lumière des résultats obtenus au cours du premier hiver, le Distributeur pourra proposer de poursuivre le déploiement progressif ou d'offrir la tarification dynamique à l'ensemble de la clientèle. »

(vi) « *Pour la clientèle au tarif D, le Distributeur fera des invitations à adhérer à l'une ou l'autre des deux options de tarification dynamique à un nombre limité de clients éligibles, lesquels seront sélectionnés au hasard. Le nombre d'invitations sera restreint pour éviter l'insatisfaction de clients qui pourraient se voir refuser l'adhésion à l'une des options tarifaires, compte tenu du nombre limité de places en raison du déploiement progressif.*

Pour les clients au tarif G, le Distributeur utilisera une démarche du type « premier arrivé, premier servi », sans invitation personnalisée. Cette démarche, différente de celle utilisée pour la clientèle domestique, se justifie par le faible engouement constaté lors des groupes de discussion. » [nous soulignons]

« Le Distributeur ne demande pas d'encadrement spécifique à la Régie quant à la manière d'effectuer le déploiement progressif des options proposées. Le Distributeur demande à la Régie d'approuver notamment les articles 2.73 et 2.82 proposés des Tarifs lui permettant de limiter le nombre d'abonnements admissibles aux options pour l'hiver 2019-2020, tels qu'ils sont présentés à la pièce HQD-13, document 3 (B-0032). »

Demandes :

- 9.1 Veuillez élaborer sur ce qui distingue l'approche de déploiement progressif proposée par le Distributeur d'une approche de type projet-pilote, en présentant les avantages et inconvénients de chacune.
- 9.2 Veuillez élaborer sur la méthodologie proposée par le Distributeur pour choisir les 20 000 abonnements qui pourront faire partie de la première année du déploiement progressif. Veuillez préciser le nombre d'invitations qu'entend faire le Distributeur et comment il entend s'assurer que cet échantillon sera représentatif de sa clientèle et de ses différents segments.
- 9.3 Veuillez expliquer ce qu'entend le Distributeur lorsqu'il affirme, au préambule (vi), que les clients éligibles seront sélectionnés au hasard. Veuillez confirmer si le Distributeur entend s'assurer d'inclure des abonnements appartenant à chacun des segments de clientèle du tarif D, tel que présentés du préambule (iv). Veuillez commenter.

CONDITIONS DE SERVICE

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0032](#), p. 211;
 - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 112 et 113;
 - (iii) Conditions de service, article 5.1.1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose d'ajouter la disposition suivante dans les Tarifs :

« 10.6 Restriction concernant les abonnements

Hydro-Québec peut refuser la demande de changement de tarif ou de résiliation de l'abonnement du client si cette demande a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les présents Tarifs ».

[Nous soulignons]

- (ii) « 42.1 Veuillez expliquer le problème auquel le Distributeur souhaite remédier et l'ampleur de ce problème ainsi que la modalité visée.

Réponse :

Comme indiqué à la pièce HQD-13, document 1 (B-0030), le Distributeur ne propose pas une nouvelle modalité mais plutôt d'ajouter dans les Tarifs une condition qui existe déjà dans les Conditions de service (art. 5.1.1). Cette modalité, approuvée par la Régie dans la décision D-2015-018 et reconduite dans le cadre du dossier R-3964-2016 avec la décision D-2017-118, vise notamment à contrer les demandes récurrentes de changement de tarif qui permettraient aux clients de se soustraire à leur facturation de puissance en changeant de nom de titulaire d'abonnement, en prétendant un changement au niveau des opérations ou en résiliant un abonnement pour un court laps de temps.

Ainsi, la proposition n'a aucun impact du point de vue de la pratique mais la réitération de cette modalité dans le chapitre des Tarifs traitant des changements de tarifs pourrait assurer plus de transparence et de clarté pour le client. »

- (iii) Extrait de l'article 5.1.1 des Conditions de service en vigueur :

« a) Hydro-Québec peut refuser votre demande de résiliation dans les cas suivants :

- Vous devez des sommes à Hydro-Québec et vous continuez de bénéficier du *service d'électricité* au lieu de consommation visé par une *demande d'abonnement* ou de résiliation ;
- Votre demande a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs ou les présentes conditions de service. » [nous soulignons]

Demandes :

- 10.1 Veuillez confirmer que la proposition du Distributeur va au-delà de la modalité prévue à l'article 5.1.1 des Conditions de service, en ce qu'elle permettrait également au Distributeur de refuser une demande de changement de tarif.
- 10.2 Veuillez justifier votre proposition d'étendre la modalité prévue à l'article 5.1.1 des Conditions de service à une demande de changement de tarif.
- 10.3 Veuillez expliquer le problème auquel le Distributeur souhaite remédier par l'ajout d'une modalité lui permettant de refuser une demande de changement de tarif, ainsi que l'ampleur de ce problème.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 22;
 - (ii) Pièce [B-0072](#), p. 53.

Préambule :

(i) « *Si Hydro-Québec décide d'interrompre le service d'électricité parce que les travaux sur votre installation électrique nécessaires pour permettre l'alimentation de celle-ci selon le mode convenu et la conversion de tension à la date prévue n'ont pas été effectués conformément aux articles 15.2.1 et 16.2.3, et que cette interruption touche également d'autres clients, elle transmet par écrit à ces clients un avis d'au moins 30 jours de son intention d'interrompre le service d'électricité, en vous mettant en copie conforme* ». [nous soulignons]

(ii) « *Par ailleurs, le Distributeur propose également d'ajouter un avis aux autres clients d'un immeuble dont le service d'électricité dépend des travaux à exécuter par le propriétaire, qui est également le client avec qui le Distributeur est en contact dans le cadre d'une conversion de tension, afin de créer une pression supplémentaire sur ce dernier*. » [nous soulignons]

Demande :

- 11.1 Veuillez commenter la possibilité de remplacer le délai de 30 jours à la référence (i) par un délai de 60 ou 90 jours, dans le but de permettre aux tiers potentiellement affectés de se manifester auprès du client du Distributeur (ii).

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 27;
 - (ii) Conditions de service, article 7.2.2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose la modification suivante au texte des Conditions de service :

*« 16.2.3 Conversion de la tension de la ligne d'alimentation à 25 kV
Si les travaux sur votre installation électrique nécessaires pour permettre l'alimentation de celle-ci selon le mode convenu et la conversion de tension à la date prévue n'ont pas été effectués, Hydro-Québec vous transmet un avis d'interruption au moins 9 jours avant la date de la conversion de tension, comme il est prévu dans l'article 7.1.2. » [nous soulignons]*

- (ii) L'article 7.2.2 des Conditions de service prévoit :

« L'avis d'interruption doit vous être transmis par écrit au moins 9 jours avant l'interruption du service. »

Demande :

- 12.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur réfère à « la date de la conversion de tension » plutôt qu'à l'interruption de service.