

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5
DE LA RÉGIE**

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.4 (B-0105).**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Un CER provisoire au montant de 17,7 M\$**
 2 **crédeur, selon la mise à jour présentée dans la demande de renseignements**
 3 **n° 2 de la Régie¹, sera comptabilisé dans les états financiers réglementaires**
 4 **au 31 décembre 2018, conformément à la décision de la Régie D-2018-132². Le**
 5 **tableau R-2.1-A présente les écritures comptables pour l'année 2018**
 6 **découlant de cette décision.**

**TABLEAU R-2.1-A :
ÉCRITURES COMPTABLES POUR L'ANNÉE 2018 À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2018-132**

en M\$	Dt	Ct
Vente de l'immeuble au 31 octobre 2018		
Comptabilisation du CER provisoire au 31 octobre 2018		
Gain sur disposition	17,7	
@ CER - gain 140 Crémazie		17,7

¹ Pièce HQD-14, document 1.2 (B-0090), question 3.2.

² Dossier R-4051-2018, décision D-2018-132, paragraphe 37.

1 **Considérant que le Distributeur comptabilisera un CER provisoire de 17,7 M\$**
2 **dans ses états financiers réglementaires en 2018, le tableau R-2.1-B présente**
3 **les écritures comptables de l'année 2019 selon les scénarios demandés par la**
4 **Régie à la question 2.2, soit :**

- 5 **1. Si la régie acceptait la comptabilisation d'un gain sur disposition de**
6 **7,9 M\$ dans les résultats de 2019 et par conséquent la comptabilisation**
7 **de l'excédent de 9,8 M\$ dans les BNR d'ouverture au 1^{er} janvier 2019.**
- 8 **2. Si la Régie acceptait la comptabilisation de la totalité du gain de**
9 **disposition de 17,7 M\$ dans les résultats de 2019.**

TABLEAU R-2.1-B :
ÉCRITURE COMPTABLE POUR L'ANNÉE 2019
SELON LES SCÉNARIOS PROPOSÉS PAR LA RÉGIE

en M\$	Dt	Ct
1. Gain sur disposition de 7,9 M\$ constaté aux résultats		
CER - gain 140 Crémazie	17,7	
@ Gain sur disposition		7,9
@ BNR		9,8
2. Gain sur disposition de 17,7 M\$ constaté aux résultats		
CER - gain 140 Crémazie	17,7	
@ Gain sur disposition		17,7

10 **Le Distributeur versera dans les revenus requis de 2019 le gain que la Régie**
11 **l'autorisera à constater aux résultats dans sa décision à venir en mars 2019.**

12 **Le Distributeur tient à souligner que le scénario 1 est celui qui se rapproche le**
13 **plus des dispositions transitoires de l'ASC 842, en lui permettant de**
14 **comptabiliser le solde du gain reporté au 31 décembre 2018, soit 9,8 M\$, aux**
15 **BNR d'ouverture au 1^{er} janvier 2019 comme le stipule la norme ASC 842.**

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\$.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

- 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)).

Réponse :

2 **Le Distributeur rappelle que lors du dépôt de son complément de preuve, il ne**
3 **proposait pas de modalités de disposition du CER puisqu'il réitérait sa**
4 **proposition initiale de respecter les exigences de l'ASC 840 en vigueur et de**
5 **l'ASC 842 à compter du 1^{er} janvier 2019. À cet égard, il proposait alors de**
6 **comptabiliser en 2018 un gain sur disposition de 7,9 M\$ (incluant**
7 **l'amortissement du gain reporté pour un montant de 0,4 M\$) aux résultats à**
8 **partager avec la clientèle via le MTÉR et de renverser aux BNR d'ouverture du**
9 **1^{er} janvier 2019 le solde du gain reporté de 9,8 M\$.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur comprend de la question que le seuil est calculé en**
 2 **multipliant, ou en divisant le cas échéant, la cible de la référence (i), qui**
 3 **correspond à la moyenne des cinq dernières années, par le facteur de 80 %.**
 4 **Les résultats sont présentés au tableau R-3.1.**

**TABLEAU R-3.1 :
 CALCUL DE L'IMQ SELON LA MÉTHODE PROPOSÉE À LA QUESTION**

INDICATEURS	cible	seuil	résultat	pondération	points
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE					
1 ISC combiné R-C-A	7,34	6,52	8,20	15%	15,00%
2 Clients Grande puissance	7,65	6,80	8,50	5%	5,00%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE					
3 Indice de continuité normalisé	154	174	162	6,66%	4,05%
4 Nombre de pannes basse tension	29656	33363	26 911	6,67%	6,67%
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	153	173	134	6,67%	6,67%
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE					
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien	7,6	8,5	6,6	10%	10,00%
7 Taux de respect global des interruptions planifiées	76	67	81	10%	10,00%
SERVICES À LA CLIENTÈLE					
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	173	195	76	17%	17,00%
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	168	189	85	3%	3,00%
SÉCURITÉ					
10 Taux de fréquence des accidents	3,7	4,1	3,1	20%	20,00%
IMQ				100%	97,39%

- 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.

Réponse :

1 **La méthode proposée aux questions 3.1 et 3.2 inclut une zone de performance**
2 **sans remise additionnelle à la clientèle, appliquée par indicateur, qui peut**
3 **s'apparenter à celle observée dans la méthode de Gazifère. En effet, pour des**
4 **pourcentages globaux de réalisation au-delà de 90%, le distributeur gazier a**
5 **droit à la totalité de sa part.**

6 **Toutefois, le Distributeur note que les seuils et cibles proposés dans la**
7 **question 3.1 sont définis de manière uniforme, sans égard à la variabilité qui**
8 **est importante pour certains indicateurs. En effet, il est plus contraignant pour**
9 **un indicateur à forte variabilité de rester dans une zone délimitée par des**
10 **pourcentages uniformes, que pour un indicateur à faible variabilité, puisque**
11 **ces pourcentages ne captent qu'une partie de cette forte variabilité.**

12 **À cet égard, le Distributeur rappelle qu'il a choisi, en cohérence avec le mode**
13 **actuel de suivi de sa performance, d'utiliser des indicateurs tels qu'ils sont**
14 **actuellement mesurés et suivis par la Régie. Ceci fait en sorte que certains**
15 **des résultats considérés sont davantage susceptibles d'afficher une plus**
16 **grande variabilité (ex : délai moyen de réponses en secondes, plutôt que le**
17 **pourcentage d'appels ayant été répondus dans un délai supérieur à X**
18 **secondes), sans que cela ne soit révélateur de variation dans la qualité du**
19 **service.**

20 **De plus, le Distributeur est d'avis que ses indicateurs de qualité de service**
21 **demeurent, à divers degrés, sujets à des aléas climatiques compte tenu qu'il**
22 **exploite un réseau essentiellement aérien, ce qui n'est pas nécessairement le**
23 **cas d'un distributeur gazier par exemple. Ceci est susceptible d'introduire une**
24 **plus grande variabilité de certains indicateurs.**

25 **Le Distributeur soutient donc que la méthode de liaison des indicateurs de**
26 **qualité de service au MTÉR doit tenir compte de la variabilité intrinsèque de**
27 **ses indicateurs, soit la variabilité due aux aléas hors de son contrôle.**

28 **En cas de recours à des seuils et cibles uniformes comme proposé à la**
29 **question 3.1, appliqués de façon individuelle à chacun des indicateurs (sans**
30 **possibilité de compensation), il est important de les ajuster pour les**
31 **indicateurs à forte variabilité, ce qui, par ailleurs, rend moins nécessaire le**
32 **recours à une évaluation globale.**

33 **De l'avis du Distributeur, il y a un compromis à faire entre l'emploi de seuils et**
34 **cibles résultant en des plages suffisamment larges pour tenir compte de la**

1 **variabilité des indicateurs les plus volatils, et l'utilisation, comme le propose**
2 **le Distributeur, d'une évaluation globale de la performance sur la base de la**
3 **variabilité des indicateurs. Le Distributeur est d'avis que sa méthode est à la**
4 **fois la plus robuste et la plus simple d'application.**

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.

Réponse :

1 **La méthodologie d'évaluation des réductions de puissance des participants**
2 **d'un programme ou d'une option tarifaire de GDP vise à refléter, au meilleur**
3 **des informations disponibles, les efforts réels de la part des participants.**
4 **Toutefois, il n'est pas possible de mesurer directement ces efforts de**

1 réduction. En conséquence, ils doivent être estimés en comparant la
2 consommation réelle (constatée) à une consommation de référence (qui ne
3 peut, par définition, être mesurée).

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.

Réponse :

4 **Le Distributeur rappelle que le nombre d'heures de disponibilité des moyens**
5 **de GDP permet leur inscription au bilan en puissance. Les événements de**
6 **GDP ne sont pas utiles uniquement à la pointe maximale de l'hiver, qui,**
7 **rappelons-le, n'est connue qu'a posteriori. Par conséquent, la rémunération**
8 **sur la base de l'effacement estimé reflète bien la contribution des clients pour**
9 **répondre aux besoins du Distributeur.**

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.

Réponse :

10 **Le programme GDP Affaires, tout comme les options d'électricité interruptible**
11 **et les options proposées de tarification dynamique, visent essentiellement à**
12 **combler des besoins en puissance. Si une contribution en énergie peut**
13 **effectivement être amenée par l'utilisation de ces moyens de puissance, celle-**
14 **ci n'est pas considérée dans la planification en énergie du Distributeur**
15 **compte tenu de la nature des moyens. Les décisions de transmettre les avis**
16 **d'interruption aux clients tiennent compte, en gestion opérationnelle, d'un**
17 **ensemble de facteurs, notamment les prix, la condition du réseau et des**
18 **interconnexions et la disponibilité des autres approvisionnements. Ces**
19 **éléments ne sont pas considérés dans l'exercice de planification de long**
20 **terme.**

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.

Réponse :

1 Lors de la demande d'approbation des contrats découlant de l'appel d'offres
2 A/O 2015-01, le Distributeur a déposé un rapport de balisage réalisé par
3 Merrimack Energy Group³ comparant les contrats retenus avec les prix des
4 principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est américain.
5 Dans ce balisage, Merrimack référait aux coûts anticipés pour de nouvelles
6 unités de production (CONE, ou *Cost of New Entry*) publiés par différents ISO
7 (ISO-NE, PJM, NYISO) et certaines analyses réalisées par des firmes
8 indépendantes pour ces entités. Les coûts des nouvelles unités de production
9 sont basés sur le prix des turbines à gaz et leurs coûts d'opération et de
10 maintenance. Le rapport présentait alors des CONE variant entre 142 et
11 185 \$CA/kW-an (\$2018) et concluait, sur cette base, que les prix obtenus lors
12 de l'appel d'offres A/O 2015-01 étaient plus bas que l'alternative de construire
13 de nouveaux équipements.

14 En novembre 2017, le NYISO a publié le rapport *Annual Update for 2018-2019*
15 *ICAP Demand Curves*⁴, dans lequel le CONE pour des ajouts pour l'hiver 2018-
16 2019 est évalué à 167 \$CA/kW-an. De même, en avril 2018, the Brattle Group a
17 préparé pour PJM le rapport *PJM Cost of New Entry*⁵. Pour l'hiver 2022-2023,
18 le CONE pour une turbine à gaz est estimé à 137 \$CA/kW-an. Sur la base de
19 ces informations, le Distributeur est en mesure de conclure que l'ordre de
20 grandeur des coûts utilisés à des fins de comparaison avec les prix obtenus
21 dans l'appel d'offres A/O 2015-01 par Merrimack Energy Group en 2015
22 demeure similaire. Il constate en outre que les mêmes équipements, soit une
23 turbine à gaz, sont utilisés dans les marchés voisins pour estimer le coût des
24 nouvelles unités de production à venir au cours des prochaines années.

- 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)).

³ Dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 3 (B-0007).

⁴ http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_icapwg/meeting_materials/2017-11-06/DCR%20AU%202017%2011062017%20ICAPWG.pdf

⁵ <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2018/20180420-pjm-2018-cost-of-new-entry-study.ashx?la=en>

Réponse :

1 Tout d'abord, comme il l'indique à sa réponse citée au préambule (i), et pour
2 les raisons invoquées en réponse à la question 5.1, le Distributeur considère
3 que les prix obtenus lors de l'appel d'offres A/O 2015-01 sont toujours
4 appropriés comme base pour établir le coût futur d'un approvisionnement en
5 puissance de long terme.

6 En référence (ii), l'intervenant soulève que le prix futur payé par le Distributeur
7 pourrait être moindre puisqu'une disponibilité en été pourrait ne pas être
8 requise et que la durée des contrats pourrait être réduite.

9 Le Distributeur rappelle d'abord que les approvisionnements de long terme
10 qu'il lui faut acquérir ne doivent pas compromettre la contribution des
11 marchés de court terme. Pour cette raison, ils ne doivent pas utiliser les
12 interconnexions existantes, ce qui implique la construction de nouveaux
13 équipements dans la zone de réglage du Québec ou, à défaut, d'une nouvelle
14 interconnexion. Dans ces cas, considérant les investissements importants
15 que les fournisseurs auraient à assumer, un contrat d'approvisionnement sur
16 une période plus courte que 20 à 25 ans résulterait fort probablement en un
17 coût plus élevé. Par ailleurs, si les fournisseurs potentiels disposaient de
18 capacités disponibles à même des équipements existants, les prix offerts
19 refléteraient leur coût d'opportunité ou les prix pouvant potentiellement être
20 soumis par les concurrents lors de l'appel d'offres.

21 De plus, le Distributeur maintient que le coût qui doit être payé par le
22 Distributeur pour ce type d'approvisionnement est le coût total annuel du
23 service. Le coût pourrait potentiellement être réduit si le fournisseur avait la
24 possibilité de vendre une portion de la puissance sur d'autres marchés en
25 période hors hiver. Cependant, comme mentionné au dossier R-3980-2016⁶ et
26 noté par la Régie dans sa décision D-2017-022⁷, la valorisation d'un nouvel
27 équipement par la revente de puissance en dehors de la période d'hiver n'est
28 pas possible étant donné la non-disponibilité de capacités de transport ferme
29 sur les interconnexions à très long terme. Le Distributeur mentionne que ce
30 contexte n'a pas changé.

31 Par ailleurs, le Distributeur doit pouvoir compter sur un portefeuille diversifié
32 d'approvisionnements, dont certains doivent être disponibles toute l'année,
33 bien que d'autres puissent être disponibles en hiver seulement, comme le
34 sont les moyens de gestion de la demande en puissance.

35 Ainsi, le Distributeur maintient que les prix obtenus lors de l'appel d'offres
36 A/O 2015-01 sont des prix concurrentiels et obtenus dans un contexte récent,

⁶ Dossier R-3980-2016, pièce HQD-4, document 4 [B-0021], page 5.

⁷ Décision D-2017-022, paragraphes 194 à 207, notamment les paragraphes 204 et 205.

1 **similaire à celui qui prévaut aujourd’hui et pour lequel le Distributeur**
2 **n’entrevoit pas de changements au cours des prochaines années.**

5.3 Veuillez commenter le signal de coût évité de long terme proposé par l’AQICIE-CIFQ en référence (iii).

Réponse :

3 **Le signal de coût évité doit refléter au mieux les coûts d’un**
4 **approvisionnement à la marge. Le Distributeur étant responsable de la fiabilité**
5 **et de la sécurité des approvisionnements, il doit pouvoir compter sur des**
6 **approvisionnements garantis. Pour cette raison, les contrats en énergie de**
7 **long terme du Distributeur visent généralement des livraisons d’énergie**
8 **fermes et, par conséquent, le coût de ces approvisionnements comporte une**
9 **portion relative à la puissance, et ce, que celle-ci soit établie à part dans le**
10 **prix, qu’elle soit incluse dans un prix total ou, comme pour l’éolien, qu’elle**
11 **soit incluse par le biais d’un autre service comme le service d’intégration**
12 **éolienne. Ainsi, le coût pour l’équilibrage, incluant la portion garantie de**
13 **puissance du service, est indissociable de la fourniture de l’énergie et, de ce**
14 **fait, ce coût ne peut être retiré du signal de coût évité en énergie de long**
15 **terme.**

**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)).

Réponse :

1 **Le Distributeur soutient que beaucoup d'efforts sont déployés afin de**
 2 **développer une offre de programmes qui réponde aux besoins spécifiques de**
 3 **chaque réseau.**

4 **Afin de maximiser l'adhésion des clients, le Distributeur effectue le**
 5 **déploiement des programmes selon une approche par projet, ce qui signifie**
 6 **qu'un programme de remplacement des thermostats, par exemple, sera**
 7 **déployé au sein d'un réseau en particulier pendant une période donnée.**
 8 **L'objectif de l'approche par projet est d'assister les clients dans leurs**
 9 **démarches du début à la fin, de concentrer les efforts et de rejoindre le plus**
 10 **de clients possibles.**

11 **Le Distributeur souligne qu'il est parfois confronté à des situations qui**
 12 **l'oblige à retarder ou reporter ou même à annuler le déploiement certaines**
 13 **offres comme par exemple, l'éloignement, le manque de ressources**
 14 **spécialisées sur place, l'absence de masse critique en termes de nombre de**
 15 **logements justifiant le déplacement d'experts externes pour la réalisation des**
 16 **travaux, les périodes spécifiques pendant l'année pour le transport de**
 17 **marchandises dans le cas de la non-disponibilité des produits sur place.**

18 **Le Distributeur présente au tableau R-6.1 des exemples de cas réels en lien**
 19 **avec les situations ci-haut mentionnées pour illustrer ses propos.**

TABLEAU R-6.1
EXEMPLES DE SITUATIONS JUSTIFIANT L'ÉCART ENTRE LES PRÉVISIONS ET LES
RÉSULTATS POUR LES PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN RÉSEAUX
AUTONOMES

2017	Annulation du programme visant l'utilisaton de la minuterie pour chauffe-moteur au Nunavik	Les résultats du projet pilote dans 3 villages du Nunavik n'ont pas été concluants
2017	Report du programme d'éclairage efficace pour la clientèle affaires au Nunavik	Les résultats du projet pilote ont été concluants toutefois, les enjeux de transport des marchandises pour ce réseau obligent le report de ce projet.
2017	Annulation du programme d'isolation de l'entretoit pour la clientèle Affaires en Haute Mauricie	Les audits énergétiques réalisés avant le début de ce programme n'ont pas été concluants.
2018	Potentiel en économies d'énergie plus élevé que prévu pour le programme d'éclairage efficace pour la clientèle affaires au Nunavik	Le Distributeur constate, à la suite des visites effectuées à ce jour pour la prise d'inventaire dans les villages, que le volume de produits à remplacer est plus important qu'anticipé. Ainsi, la réalisation des travaux prévus dans le village Kuujuuaq en 2018 est reportée en 2019. Toutefois, pour l'ensemble du projet, les résultats en économies d'énergie et budgétaires seront plus élevés que prévu.

1 **De plus, le Distributeur a présenté à la pièce HQD-7, document 3 de ses**
2 **rapports annuels des années 2015 à 2017⁸, les explications d'écart entre les**
3 **valeurs autorisées et les résultats obtenus pour ses programmes en réseaux**
4 **autonomes. Pour les années 2018 et 2019, voir la réponse à la question 33.2**
5 **de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14,**
6 **document 1.1 (B-0062).**

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.

Réponse :

7 **Afin de se conformer à la décision de la Régie (réf. viii), le Distributeur réalise**
8 **des audits énergétiques supplémentaires dans les villages les plus peuplés**
9 **non-visités lors de la première phase. Ces audits additionnels permettront**
10 **d'avoir un échantillon suffisamment représentatif des habitations de**
11 **l'ensemble du Nunavik. Les résultats de ces audits serviront ensuite d'intrants**

⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RapportsAnnuels_DistribTransp.html

1 à une étude de potentiel en efficacité énergétique et en GDP pour les 14
2 villages du Nunavik. Les résultats de ces différentes études seront déposés
3 lors du prochain dossier tarifaire.

4 Par ailleurs, concernant la référence (vii), le Distributeur aimerait préciser que,
5 contrairement à ce qui est indiqué dans le mémoire de l'ARK, le chauffage des
6 remises est déjà admissible au PUEÉ en réseaux autonomes⁹.

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 (Kuujuarapik 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,

⁹ Voir dossier R-4011-2017, NS, volume 3, 7 décembre 2017, pages 218-219.

quatre autres villages Kuujuuaq, Salluit, Puvirnituq 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.

Réponse :

1 **Au Québec, très peu de firmes expérimentées en audits énergétiques en**
2 **réseaux autonomes sont capables de retenir les services de techniciens**
3 **chevronnés durant plusieurs semaines. Comme ces firmes connaissent un pic**
4 **d'activité au printemps, lors de la période forte du marché de la revente de**
5 **maisons au Québec, il devient alors difficile de réserver pendant plusieurs**
6 **semaines de suite leur service, que ce soit au printemps ou durant les**
7 **vacances estivales. C'est pour ces raisons que les deux phases d'audits de**
8 **2014 et 2018 ont eu lieu à l'automne.**

9 **Par ailleurs, avant la réalisation des audits, le Distributeur tenait à faire part de**
10 **son approche à l'ARK en leur déposant un protocole à des fins de discussion.**

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.

Réponse :

11 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à 6.2.**

7.3 Veuillez expliquer si l'ARK a été impliquée dans la mise sur pied et la méthodologie de l'audit. Veuillez élaborer.

Réponse :

12 **L'ARK a été rencontrée une première fois au mois de mai 2018 pour lui faire**
13 **part du plan du Distributeur visant à répondre aux demandes découlant de la**
14 **décision D-2018-025. Un protocole détaillant la démarche et la méthodologie**
15 **proposées a également été soumis à l'ARK, au début du mois de septembre.**

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.

Réponse :

16 **Le tableau R-7.4 résume les réponses du Distributeur aux recommandations**
17 **de l'ARK.**

**TABLEAU R-7.4 :
RÉPONSES AUX RECOMMANDATIONS DE L'ARK**

Recommandations de l'ARK	Réponses du Distributeur
Les audits énergétiques doivent être réalisés au sein des 14 villages du Nunavik.	Les audits énergétiques ont lieu dans les 10 plus grands villages du Nunavik. L'étude de potentiel en efficacité énergétique qui découlera notamment de ces audits portera quant à elle sur les 14 villages et permettra de transposer des éléments « micro » (audits) en portrait plus « macro » (étude de potentiel).
Les audits énergétiques doivent notamment viser à mesurer la consommation des équipements des chambres mécaniques à l'aide du sous-mesurage.	Selon le Distributeur, les audits énergétiques visent à donner un portrait global de la consommation énergétique d'une habitation dans le but de formuler des recommandations en efficacité énergétique.
Les audits énergétiques doivent viser les ménages du Nunavik.	Le Distributeur est d'avis que les audits énergétiques doivent viser les habitations du Nunavik dans lesquelles résident les ménages.
Un pourcentage représentatif des ménages du Nunavik doit être représenté par ces audits.	Le Distributeur estime avoir un échantillon suffisamment représentatif d'habitations pour pouvoir tirer les conclusions nécessaires et servir d'intrants à l'étude de potentiel en efficacité énergétique.
Les audits énergétiques doivent être effectués autant dans des unités multilogements que dans des résidences unifamiliales.	C'est le cas.
Les audits énergétiques devraient viser les ménages qui consomment principalement en 2 ^e 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 2 ^e tranche d'énergie (...).	C'est le cas.
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 (...).	Puisque le Distributeur disposera de données de consommation annuelle de mazout et d'électricité pour une habitation, il n'estime pas cette recommandation justifiée.
Le nombre de personnes par unités multilogements ou par résidences unifamiliales devrait être noté.	C'est le cas.
Les audits énergétiques devraient inclure des unités multilogements et résidences unifamiliales sans et avec une problématique de surpeuplement, pour fin de comparaison.	C'est le cas.
Les caractéristiques techniques des principaux appareils électroménagers ainsi que leur nombre devraient être indiqués.	Sans être trop intrusifs, les auditeurs procèdent à un recensement des principaux appareils électroménagers présents dans les habitations. Toutefois, les auditeurs ne notent pas la marque ni les caractéristiques techniques de chaque appareil répertorié.
Les données techniques des équipements composant les chambres mécaniques ainsi que leur nombre devraient être indiqués.	Lors des audits, les techniciens prennent des photos des équipements dans les chambres mécaniques et notent la puissance des appareils inscrite sur les plaques signalétiques qui sont visibles.
Le nombre d'heures de fonctionnement de chacun des principaux appareils électroménagers ainsi que des équipements composant les chambres mécaniques devrait également être mesuré.	Cette recommandation, même en réseau intégré, est relativement complexe et coûteuse à réaliser en raison des équipements requis et du processus de relève des données. Par ailleurs, cette approche requiert une excellente coopération de la part des habitants, voire même un environnement contrôlé.

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.

Réponse :

1 **Le programme couvre l'ensemble des clients Affaires dans les villages au**
2 **Nunavik aux tarifs G, G9, M et MA. Le Distributeur considère également**
3 **l'adhésion de certains clients au tarif DN qui ont une vocation Affaires. Les**
4 **camps saisonniers et les roulottes sont exclus du programme.**
5 **Le Distributeur prend en charge 100 % du coût des travaux de remplacement**
6 **des produits d'éclairage.**

7.6 Veuillez indiquer si le programme de conversion de l'éclairage résidentiel au DEL a été complété au Nunavik. Sinon :

Réponse :

7 **Le programme de remplacement de l'éclairage résidentiel au Nunavik a débuté**
8 **en 2013 et s'est terminé le 31 décembre 2015. Ce programme visait le**
9 **remplacement des ampoules incandescentes par des ampoules**
10 **fluocompactes pour l'intérieur et par des ampoules DEL pour l'extérieur. Lors**
11 **du remplacement, la technologie DEL était peu disponible dans les réseaux**
12 **autonomes situés au nord du Québec.**

7.6.1. Veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 7.6.**

7.6.2. Veuillez confirmer que les audits permettront d'identifier les besoins de conversion.

Réponse :

14 **Comme le remplacement de l'éclairage s'est terminé il y a peu de temps, le**
15 **Distributeur n'a pas inclus l'identification des besoins de conversion de**
16 **l'éclairage dans les audits.**

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.

Réponse :

1 **Le programme de remplacement de l'éclairage s'est terminé il y a à peine trois**
2 **ans. Le fait de remplacer les ampoules fluocompactes, un produit déjà**
3 **efficace, par des ampoules DEL, ne présente qu'un très faible potentiel**
4 **d'économies d'énergie.**

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.

Réponse :

1 Le Distributeur précise d'abord qu'une version modifiée de la réponse à la
2 question 45.1 citée au préambule (ii) a été déposée en réponse à la
3 question 9.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce
4 HQD-14, document 1.3 (B-0100).

5 Afin de détailler la façon dont l'effet de la température est considéré dans le
6 calcul de l'énergie effacée, le Distributeur propose d'ajouter une définition aux
7 articles 2.67 et 3.11 et de modifier celle de l'énergie de référence, soit :

8 Nouvelle définition :

9 « *ajustement pour la température* » : une valeur, exprimée en kilowattheures,
10 qui correspond à la différence entre :

- 11 - la somme des valeurs réelles enregistrées à chaque heure durant la
12 période de 3 heures consécutives débutant 5 heures avant le début d'un
13 événement de pointe critique et
- 14 - la somme des moyennes des valeurs réelles enregistrées à chaque heure
15 durant les périodes de 3 heures consécutives débutant 5 heures avant
16 toutes les plages horaires pertinentes de la période de référence, soit
17 celles de la nuit ou de l'après-midi, selon que l'événement de pointe
18 critique a lieu le matin ou le soir, exclusion faite des valeurs minimale et
19 maximale de chaque heure.

20 Cette valeur est ajustée au prorata du nombre d'heures comprises dans
21 l'événement de pointe critique.

22 Définition modifiée :

23 « *énergie de référence* » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui
24 représente une estimation de la consommation d'énergie du client pendant
25 l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation.
26 ~~Ce profil est établi à partir~~ Cette valeur correspond à la somme des
27 moyennes des valeurs réelles enregistrées à chaque heure pendant la plage
28 ~~horaire correspondante~~ pertinente de la période de référence, exclusion faite
29 des valeurs minimales et maximales de chaque heure, et de l'ajustement
30 pour la température ~~exclusion faite des valeurs minimales et maximales, et~~
31 ~~la moyenne des valeurs retenues est ajustée en fonction de la~~
32 ~~consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent~~
33 ~~l'événement de pointe critique.~~

34 La version anglaise se décline comme suit :

35 Nouvelle définition :

36 “*temperature adjustment*”: a value, expressed in kilowatthours, that is equal
37 to the difference between:

- 38 – the sum of the actual values recorded each hour during the period of
39 3 consecutive hours beginning 5 hours before the start of the critical
40 peak event, and
- 41 – the sum of the averages of the actual values recorded each hour during
42 the periods of 3 consecutive hours beginning 5 hours before the start of
43 all relevant time ranges in the reference period, namely the nightly ranges

1 if the critical peak event occurs in the morning or the afternoon ranges if
2 it occurs in the evening, excluding the minimum and maximum values for
3 each hour.

4 This value is prorated according to the number of hours included in the
5 critical peak event.

6 **Définition modifiée :**

7 “reference energy”: a value, expressed in kilowatthours, representing the
8 customer’s estimated energy consumption during the critical peak event
9 according to the customer’s normal consumption profile. ~~This profile is
10 established based on~~ This value is equal to the sum of the averages of the
11 actual values recorded each hour during the corresponding relevant time
12 range in the reference period, excluding the minimum and maximum values
13 for each hour, and the temperature adjustment and the average of the
14 retained values is adjusted to factor in the customer’s energy consumption
15 during the hours preceding the critical peak event.

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.

Réponse :

16 Le Distributeur rappelle que l’énergie de référence, incluant son ajustement
17 pour la température, est une estimation de ce que le client aurait consommé si
18 aucun événement de pointe critique n’avait été appelé. Le seul moyen dont
19 dispose le Distributeur pour déterminer le caractère raisonnable de cette
20 estimation est la comparaison avec la méthode de régression linéaire
21 saisonnière qui tient également compte d’un ajustement pour la température.
22 Il appert de la réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements
23 n° 3 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.3 (B-0100) que les deux
24 méthodes sont comparables et les résultats sont jugés raisonnables.

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).

Réponse :

25 Dans les Tarifs, le Distributeur s’engage à transmettre les alertes d’événement
26 de pointe critique aux clients par courriel puisqu’il s’agit d’un moyen de
27 communication fiable et éprouvé. Ce moyen est d’ailleurs déjà utilisé pour
28 transmettre les avis d’interruption dans le cadre des autres options de gestion
29 de la puissance.

1 L'usage d'application mobile n'est pas identifié dans les Tarifs, car la
2 notification mobile peut être désactivée en tout temps. Le Distributeur ne peut
3 alors pas être assuré que l'alerte est bien reçue par le client.

4 Cependant, de façon à respecter la préférence d'une partie des clients, le
5 Distributeur prévoit transmettre également des notifications mobiles à ceux
6 qui ont téléchargé l'application Hydro-Québec.

9. **Références :**
- (i) Pièce [C-OC-0009](#), p. 25;
 - (ii) Pièce [C-ROEE-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 ROEE 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 ROEE.

C'est pourquoi le ROEE 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 ROEE, il est important que l'ensemble des paramètres qui pourraient nuire ou favoriser le programme soient étudiés. En ce sens, Le ROEE 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 ROEE 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 ROEE 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 ROEE, 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 œuvre 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 100 heures critiques	durant les 50 heures critiques	durant les 25 heures critiques
		période d'été	période d'hiver	période d'été	période d'hiver			
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 manœuvre 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.

Réponse :

1 **Bien qu'il y ait des similitudes entre un déploiement progressif et un projet**
2 **pilote, leur finalité est différente.**

3 **Contrairement à un projet pilote, un déploiement progressif, tel celui proposé**
4 **par le Distributeur pour les options de tarification dynamique, implique une**
5 **tarification viable à long terme, une solution technologique pérenne et des**
6 **processus plus optimaux. L'offre du Distributeur se veut ainsi structurante**
7 **donnant un signal de son engagement à long terme afin de favoriser**
8 **également l'engagement des clients.**

9 **Dans le contexte de développement d'un bassin suffisant de clients qui**
10 **viendront contribuer à réduire les besoins en puissance de long terme, le**
11 **Distributeur offrira, à compter de l'hiver 2019-2020, une offre globale à la**
12 **clientèle et différents outils pour la supporter et ainsi favoriser une**

1 participation active des clients qui y adhéreront. Le Distributeur souhaite
2 contrôler le déploiement de cette offre globale pour assurer un
3 accompagnement optimal de la clientèle en tenant compte de la rétroaction
4 des clients participants. Ainsi, en limitant à l'hiver 2019-2020 l'adhésion à un
5 nombre limité mais tout de même significatif de clients éligibles, le
6 Distributeur pourra s'assurer que les conditions sont favorables à un
7 déploiement plus large, et ce, pour assurer le succès de l'application de la
8 tarification dynamique.

9 Le choix du Distributeur d'opter pour un déploiement progressif plutôt que
10 pour un projet pilote reflète sa volonté d'aller de l'avant avec des types
11 d'options tarifaires déjà offertes chez plusieurs distributeurs d'électricité et
12 qui pourront à terme être accessibles à tous les clients sur une base
13 volontaire.

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.

Réponse :

14 Le Distributeur ne dispose pas d'informations relatives au type d'habitation du
15 client dans son système de facturation. Par conséquent, il ne peut envoyer
16 d'invitations en ciblant spécifiquement les différents segments de clientèle du
17 tarif D, présentés au préambule (iv). Le Distributeur rappelle que ces
18 segments de clientèle ont été produits dans le cadre des séances de travail
19 sur les tarifs domestiques en 2015, à partir des données de consommation
20 des participants au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché*
21 *résidentiel 2014*.

22 La tarification dynamique devant être éventuellement offerte à tous les clients,
23 sous réserve des conditions d'admissibilité, il est nécessaire de recruter un
24 groupe de clients représentatif de l'ensemble de la clientèle afin de pouvoir
25 notamment évaluer l'intérêt et le taux d'adhésion des clients. Ces
26 informations permettront au Distributeur de cibler ses efforts dans le cadre
27 d'un déploiement plus large.

28 Ce groupe représentatif sera créé en sélectionnant des clients au hasard,
29 c'est-à-dire de façon aléatoire, parmi la population totale. Ainsi, chaque client
30 aura la même chance d'être invité à adhérer à l'une ou l'autre des options
31 tarifaires et, conséquemment, la distribution naturelle des clients à travers les
32 segments de clientèle présentés au préambule (iv) sera respectée grâce à

1 cette sélection aléatoire. Concrètement, pour créer ce groupe représentatif de
2 la population, un numéro sera attribué au hasard à chacun des clients qui
3 compose la population. Les clients avec les numéros de 1 à 10 000 seront
4 retenus pour le premier envoi d'invitations.

5 Des envois additionnels, dont le nombre sera établi en fonction de celui des
6 participants obtenus lors du premier envoi, seront effectués jusqu'à l'atteinte
7 des 20 000 participants visés. Pour ces envois additionnels, la même méthode
8 d'attribution aléatoire de numéros sera retenue.

9 Étant donné qu'un échantillon représentatif de la population aura été utilisé
10 pour les envois, il sera possible d'inférer l'intérêt et les taux d'adhésion à
11 l'ensemble de la population.

12 Enfin, il demeure que, bien que les invitations soient faites à partir d'un
13 échantillon représentatif de la population, les caractéristiques des clients qui
14 choisiront d'adhérer à l'une ou l'autre des options tarifaires pourront être
15 différentes de celles de la population. Autrement dit, l'importance de chacun
16 des segments mentionnés au préambule (iv) dans l'ensemble de la population
17 pourra être différente de celle qui sera observée, au final, parmi les
18 participants à chacune des options tarifaires. Celle-ci reflétera l'intérêt de
19 chacun de ces segments de clients pour chacune des options tarifaires.

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.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 9.2.**

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.

Réponse :

1 **En effet, le libellé proposé au nouvel article 10.6 des Tarifs vise notamment le**
2 **changement de tarif, élément qui n'est pas couvert dans les Conditions de**
3 **service. Les modalités de changement de tarif sont traitées uniquement dans**
4 **les Tarifs. La proposition du Distributeur vise simplement à clarifier pour le**
5 **client, au même endroit où il retrouve les restrictions concernant les**
6 **abonnements dans les Tarifs, qu'il ne peut se soustraire à ses obligations**
7 **tarifaires en résiliant un abonnement ou en changeant de tarif.**

1 **Comme mentionné en réponse à la question 42.1 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062), la**
3 **proposition n'a aucun impact du point de vue de la pratique puisque**
4 **l'article 5.1.1 des Conditions de service prévoit déjà le traitement en cas de**
5 **résiliation d'abonnement alors que les articles des Tarifs traitant de**
6 **l'établissement de la puissance à facturer minimale et celui traitant du choix**
7 **de tarif prévoient le traitement en cas de changement de tarif (notamment les**
8 **articles 3.4, 4.4, 4.12, 5.8 et 10.1).**

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.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 10.1.**

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.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 10.1.**

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).

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'avis qu'il est dans son intérêt de transmettre un avis le**
2 **plus tôt possible aux tiers potentiellement affectés par l'interruption de**
3 **service. Selon le libellé proposé, le Distributeur pourrait transmettre un avis**
4 **avant le délai minimal de 30 jours. Toutefois, le Distributeur transmettra cet**
5 **avis dès que possible, mais sans aller en-deçà du délai minimal de 30 jours**
6 **afin que les tiers puissent avoir le temps de réagir.**

7 **Le Distributeur considère que le fait d'avoir un délai d'au moins 60 jours ne lui**
8 **poserait pas de difficultés opérationnelles supplémentaires.**

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.

Réponse :

1 Bien que la conversion de tension représente, dans les faits, une interruption
2 de service dans ces cas, le Distributeur confirme que les mots « avant
3 l'interruption du service » devraient être utilisés dans la proposition de
4 l'article 16.2.3.

5 À cet effet, le Distributeur propose la modification suivante :

6 Si les travaux sur votre installation électrique nécessaires pour permettre
7 l'alimentation de celle-ci selon le mode convenu et la conversion de tension
8 à la date prévue n'ont pas été effectués, Hydro-Québec vous transmet un
9 avis d'interruption au moins 9 jours avant ~~la date de la conversion de~~
10 ~~tension~~ l'interruption du service, comme il est prévu dans l'article 7.1.2.