

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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

**SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR
LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU**

1. **Références :** (i) Pièce [B-0006, p. 23;](#)
(ii) Pièce [B-0006, p. 23;](#)
(iii) Pièce [B-0006, p. 24.](#)

Préambule :

(i) « En suivi de la décision D-2018-025, le Distributeur confirme la mise en place de l'entente plus généreuse en 2018. Plus particulièrement, l'entente personnalisée Solution B Plus est offerte depuis le 3 avril 2018 au client dont le revenu est de 50 % ou moins du seuil de faible revenu pour qui cette entente est plus avantageuse que la Solution B. Le versement mensuel est basé sur 5 % de son revenu brut mensuel. Au 30 juin 2018, 1 738 ententes personnalisées Solution B Plus ont été conclues. » [nous soulignons]

(ii) « Le bilan du projet pilote, qui s'est déroulé sur une période de 14 mois, montre des résultats moins intéressants pour le groupe test que pour le groupe témoin tant sur l'aspect du taux d'encaissement que sur l'objectif d'encourager le client à se rendre au terme de l'entente. L'écart entre le groupe témoin et le groupe test n'est pas jugé statistiquement significatif pour la proportion des sommes attendues et payées. Toutefois, sur la base de la proportion des ententes rendues à terme, le Distributeur conclut que l'effacement graduel de la dette ne favorise pas le paiement régulier du versement de l'entente. » [nous soulignons]

(iii) « L'analyse de dossiers est dorénavant automatisée pour concentrer les efforts du représentant sur l'accompagnement du client. Le nouvel outil base le choix de l'entente sur le niveau de revenu du ménage : plus le revenu est bas, plus l'entente est généreuse. À terme, cela résultera en une augmentation du nombre d'ententes personnalisées et en une diminution du recours à l'entente sans frais d'administration, moins performante, facilitant ainsi le paiement régulier du versement attendu. » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir le nombre des clients que le Distributeur estime admissibles à l'entente personnalisée Solution B Plus. Veuillez également préciser la période sur laquelle s'échelonne cette entente.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime que cette nouvelle entente représentera environ**
2 **25 % du volume annuel des ententes personnalisées Solution B soit**
3 **environ 4 000 ententes en 2018 et 5 500 en 2019. La durée de l'entente de**
4 **paiement Solution B Plus est de 24 mois.**

1.2 Veuillez justifier le choix du 50 % du seuil de faible revenu pour qualifier l'admissibilité à l'entente personnalisée Solution B Plus.

Réponse :

5 **Comme mentionné à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072), du dossier**
6 **R-3980-2016, en réponse à la question 54.1 de la demande de**
7 **renseignement n°2 de la Régie, le seuil d'admissibilité à l'entente**
8 **personnalisée Solution B Plus a été établi à la suite de l'analyse des**
9 **données de Statistique Canada en 2012 sur les dépenses des ménages.**
10 **Celle-ci indique que les ménages dont le revenu se situe à 50 % du seuil**
11 **de faible revenu et moins consacrent un pourcentage anormalement élevé**
12 **de leur revenu brut au coût de l'électricité.**

1.3 Veuillez indiquer si la nouvelle entente inclut le soutien financier à la consommation pour les ménages ayant de grandes difficultés financières. Le cas échéant, veuillez expliquer.

Réponse :

13 **Comme pour l'entente personnalisée Solution B, le versement de l'entente**
14 **Solution B Plus est inférieur au coût de consommation mensuel. Voir**
15 **également la réponse à la question 43.2 de la demande de renseignement**
16 **de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3 (B-0083) du dossier**
17 **R-4011-2017. Les modalités de l'entente sont les mêmes que celles**
18 **testées lors du projet pilote.**

1.4 Veuillez indiquer l'impact de cette nouvelle entente sur le taux d'encaissement et le respect des ententes personnalisées.

Réponse :

1 **Le taux de respect ne peut être évalué qu'à la fin du terme, soit 24 mois**
2 **après la conclusion de l'entente de paiement. Le taux d'encaissement à ce**
3 **jour, sur les ententes personnalisées conclues d'avril à septembre 2018,**
4 **est de 74 % (comparativement à 70 % pour la même période en 2017, soit**
5 **une amélioration de quatre points de pourcentage). De même, le taux**
6 **d'encaissement pour l'ensemble des ententes MFR est passé de 67 %,**
7 **d'avril à septembre 2017, à 71 % en 2018 avec l'implantation de la phase 1**
8 **du centre d'accompagnement.**

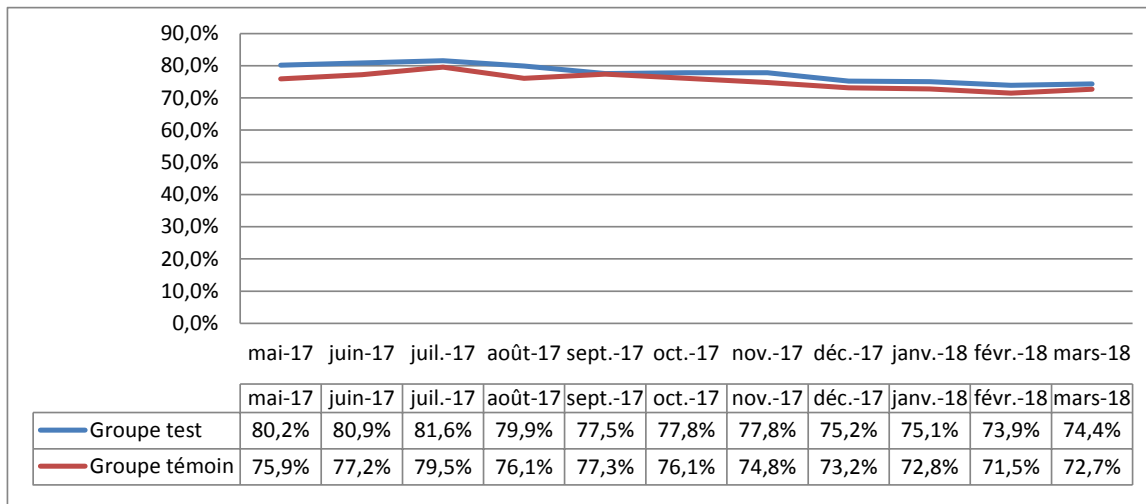
9 **Le Distributeur rappelle que, même si l'impact sur le taux d'encaissement**
10 **final au terme de l'entente n'était pas significatif, l'entente a pour effet de**
11 **réduire l'effort demandé aux clients à très faible revenu relativement au**
12 **paiement de leurs factures d'électricité.**

1.5 Veuillez produire un tableau montrant l'évolution du paiement des sommes attendues et du respect des ententes (indiquant les proportions respectives) pour les groupes témoin et test durant la période de février 2017 à avril 2018.

Réponse :

13 **Le Distributeur comprend que cette question fait référence au projet pilote**
14 **sur l'effacement graduel de la dette. La figure R-1.5 ci-dessous présente**
15 **les données mensuelles concernant le paiement des sommes attendues.**
16 **Quant au taux de respect, celui-ci ne pouvant être exprimé qu'à la fin du**
17 **terme de l'entente, il n'est pas possible d'en présenter une évolution. La**
18 **donnée finale est produite au tableau B-1 à la pièce HQD-1, document 1**
19 **(B-0006), annexe B.**

FIGURE R-1.5 :
RATIO MENSUEL DES SOMMES ENCAISSÉES SUR LES SOMMES ATTENDUES
PROJET PILOTE DE L'EFFACEMENT GRADUEL DE LA DETTE
RÉSULTATS DE MAI 2017 À MARS 2018¹



¹Période de suivi effectuée manuellement.

1.6 Veuillez expliquer comment l'augmentation des ententes personnalisées et la diminution du recours à l'entente sans frais d'administration permettent de faciliter le paiement régulier des versements attendus.

Réponse :

1 L'entente personnalisée permet d'offrir au client un versement plus
2 abordable que celui associé à l'entente sans frais d'administration
3 (nommée CFR avant avril 2018) facilitant ainsi le paiement régulier des
4 ententes. Le versement moyen des différentes solutions d'entente
5 personnalisée d'avril à septembre 2018 est de 110 \$ alors que celui de
6 l'entente sans frais est de 200 \$.

7 De plus, l'introduction de l'entente dite de « dernière chance » contribue à
8 l'augmentation des ententes personnalisées et à la diminution des
9 ententes sans frais. Le Distributeur rappelle que cette entente permet de
10 maintenir l'accès au client à une entente personnalisée malgré ses
11 difficultés à mener à terme une entente plutôt que de le limiter à l'entente
12 sans frais. En plus de versements moins onéreux, l'entente personnalisée
13 bénéficie aussi d'un suivi plus serré qui favorise le paiement régulier des
14 versements attendus.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE DU DISTRIBUTEUR

2. Référence : Pièce [B-0008](#), p. 12.

Préambule :

« Le nouvel indicateur Nombre de pannes basse tension est en hausse d'environ 8 % au 30 juin 2018 (12 620 pannes) comparativement à pareille date en 2017 (11 677 pannes). L'analyse des causes fait ressortir une augmentation plus marquée des pannes liées aux équipements (+ 238 pannes) et à la faune (+ 639 pannes). Considérant les grands froids hivernaux au début de 2018, les équipements, principalement les transformateurs et les fusibles, ont été soumis à des conditions climatiques difficiles qui ont eu un impact sur le nombre de pannes. Les pannes causées par la faune sont principalement associées aux petits mammifères. Les analyses se poursuivent et des actions d'amélioration seront mises en place pour réduire le nombre de ces pannes ». [nous soulignons]

Demande :

2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà, à ce stade-ci, identifié des actions d'amélioration. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur est à mettre en place un plan d'action visant l'optimisation**
2 **de la fiabilité de son réseau. Il est à noter que la principale cause des**
3 **pannes ayant un impact significatif chez le client demeure la végétation.**
4 **Ce plan d'action prévoit des actions d'amélioration particulières (entre**
5 **autres, l'amélioration des outils d'analyse et de diagnostic, la revue de**
6 **montages non optimaux, l'amélioration de la coordination des protections**
7 **du réseau) dont certaines visent à réduire le nombre de pannes basse**
8 **tension. L'objectif étant, dans un premier temps, de confirmer les**
9 **hypothèses avancées, peu d'interventions ont été menées à ce jour.**
10 **À titre d'exemple, le Distributeur a récemment émis une orientation quant**
11 **à l'utilisation d'une bretelle gainée et d'un « pare animal » sur les**
12 **montages de transformateurs aériens, qui devrait avoir pour effet de**
13 **diminuer les interruptions basse tension liées à la faune et à la végétation**
14 **sur les nouvelles installations ou les remplacements de transformateurs**
15 **aériens existants. Afin de confirmer les retombées envisagées par cette**
16 **piste d'amélioration, le Distributeur a mis en place un plan de correction**
17 **qui vise l'installation de bretelle gainée et de « pare animal » sur quelques**
18 **installations existantes particulièrement sollicitées.**

1 **Dans un second temps, si les conclusions s'avèrent positives, le**
2 **Distributeur devra statuer sur la meilleure stratégie de correction à**
3 **adopter dans une perspective de rentabilité, d'efficacité et de fiabilité du**
4 **service.**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 13;
(ii) Pièce [B-0008](#), p. 13.

Préambule :

(i) « [...] *Le Distributeur continue d'élargir son offre de libres-services sur le Web et de bonifier son application mobile afin de répondre aux attentes de la clientèle dans l'optique d'une plus grande autonomie et d'un accès facilité à divers services transactionnels et informationnels* ».

(ii) « *L'hiver 2017-2018 particulièrement froid a entraîné une augmentation, au premier semestre de 2018 par rapport à celui de 2017, des appels aux centres de relations clientèle (environ 3 % de plus) et du temps de traitement, ce qui a eu une incidence défavorable sur les résultats du Délai moyen de réponse téléphonique et du Taux d'abandon téléphonique. Les appels reçus concernaient les demandes d'information sur le solde de la facture et la consommation, la mise à jour de la mensualité des clients au Mode de versements égaux (MVE) mais aussi la prise d'une entente de paiement* ». [nous soulignons]

Demandes :

- 3.1 Veuillez préciser dans quelle mesure le Distributeur compte sur ses services web et son application mobile pour faire diminuer le délai moyen de réponse téléphonique et le taux d'abandon téléphonique.

Réponse :

5 **Les services Web et l'application mobile permettent aux clients de réaliser**
6 **des transactions en libre-service de façon autonome. Puisque**
7 **l'augmentation du taux de pénétration des services Web a un effet direct**
8 **sur les indicateurs reliés à la téléphonie, le Distributeur mise sur un**
9 **élargissement de son offre de services Web.**

3.2 Veuillez préciser si le Distributeur prévoit d'autres solutions pour améliorer les résultats de ces indicateurs.

Réponse :

1 **Le Distributeur prévoit poursuivre la bonification de son offre de services**
2 **Web en y ajoutant des fonctionnalités permettant aux clients d'effectuer**
3 **des transactions de façon autonome.**

4 **De plus, le Distributeur a ajouté les fonctionnalités de clavardage et de**
5 **réponse via les réseaux sociaux à son expérience client.**

6 **Les efforts pour faire connaître l'existence et les avantages de l'utilisation**
7 **des services Web seront maintenus.**

8 **L'augmentation des services ci-haut mentionnés a un effet direct sur les**
9 **indicateurs reliés à la téléphonie.**

MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Compte de nivellement pour aléas climatiques

4. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 10;
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 11.

Préambule :

(i) « Depuis le 1er janvier 2018, Hydro-Québec applique l'ASC 606, Revenue From Contracts With Customers qui remplace l'ASC 605, Revenue Recognition ».

(ii) « Bien que l'ASC 606 et l'ASC 605 visent toutes deux la comptabilisation des revenus découlant des activités ordinaires d'une entité, l'ASC 606 restreint son champ d'application uniquement aux produits qui découlent directement d'un contrat avec un client et vient définir, avec plus de précision que l'ASC 605, ce qui est considéré comme un contrat avec un client. Plus spécifiquement, l'ASC 606, contrairement à l'ASC 605, exclut de son champ d'application les revenus découlant de pratiques réglementaires répondant à la définition d'Alternative Revenue Programs, telle qu'elle est établie dans l'ASC 980, Regulated operations. Le FASB considère que ces revenus découlent d'un contrat entre l'entité et l'organisme de réglementation des tarifs plutôt que d'un contrat entre l'entité et ses clients.

Le compte de nivellement pour aléas climatiques, qui répond à la définition d'Alternative Revenue Programs comme définie dans l'ASC 980, Regulated Operations, est ainsi exclu du champ d'application de l'ASC 606 et le traitement comptable qui était appliqué

par le Distributeur jusqu'à présent doit être révisé afin de se conformer aux exigences de l'ASC 980. À cet effet, l'ASC 980 précise qu'une entité peut comptabiliser un actif réglementaire découlant d'un Alternative Revenue Program uniquement sous réserve du respect de certains critères, dont la récupération de ces revenus sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé. Les modalités de disposition actuellement autorisées par la Régie dans sa décision D-2009-016 pour le compte de nivellement pour aléas climatiques prescrivent un amortissement linéaire sur cinq ans, ce qui ne respecte pas les exigences de l'ASC 980 ». [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 Veuillez expliquer et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis, soit l'ASC 606, l'ASC 605 et l'ASC 980 qui justifient l'affirmation suivante : « l'ASC 606, contrairement à l'ASC 605, exclut de son champ d'application les revenus découlant de pratiques réglementaires répondant à la définition d'Alternative Revenue Programs, telle qu'elle est établie dans l'ASC 980, Regulated operations ». Veuillez déposer un tableau comparatif.

Réponse :

1 **Les bases de conclusions de l'ASU 2014-09, Revenue from Contracts with**
2 **Customers** spécifient que les *Alternative Revenue Programs* ne
3 représentent pas un contrat entre l'entité et ses clients et sont donc
4 exclus du champ d'application de l'ASC 606 :

5 **Scope**

6 *BC28. The Boards decided that Topic 606 should apply only to a*
7 *subset of revenue as defined in each of the Boards' conceptual*
8 *frameworks (that is, revenue from contracts with customers).*
9 *Revenue from transactions or events that does not arise from a*
10 *contract with a customer is not within the scope of Topic 606, and,*
11 *therefore, those transactions or events will continue to be*
12 *recognized in accordance with other Topics, for example:*

13 [...]

14 *d. For U.S. GAAP, changes in regulatory assets and liabilities arising*
15 *from alternative revenue programs for rate-regulated entities in the*
16 *scope of Topic 980 on regulated operations. (The FASB decided that*
17 *the revenue arising from those assets or liabilities should be*
18 *presented separately from revenue arising from contracts with*
19 *customers. Therefore, the FASB made amendments to Subtopic 980-*
20 *605, Regulated Operations—Revenue Recognition.)*

21 **[Le Distributeur souligne]**

1 De plus, l'ASC 606 réfère à l'ASC 980-605 pour la comptabilisation des
2 revenus et l'information à fournir pour les contrats d'entités à tarifs
3 réglementés qui sont hors de son champ d'application.

4 ***Regulated Operations—Revenue Recognition***

5 ***606-10-60-6 For guidance on recognizing revenue and disclosure***
6 ***requirements for contracts that are not within scope of this Topic by***
7 ***entities with regulated operations, see Subtopic 980-605.***

8 **[Le Distributeur souligne]**

9 Le paragraphe 980-605-05-01 mentionne que les dispositions de la norme
10 ASC 980 pour les *Alternative Revenue Programs* sont dans la sous-
11 section 980-605.

12 ***980-605-05-01 This Subtopic provides guidance for revenue***
13 ***recognition in alternative revenue programs.***

14 Le champ d'application de l'ASC 605 quant à lui, était plus général et ne
15 prévoyait aucune exclusion.

16 ***Transactions***

17 ***605-10-15-2 The guidance in this Subtopic applies to the following***
18 ***types of transactions and revenue recognition considerations:***

19 ***a. Revenue and gains***

20 ***b. Installment and cost recovery methods of revenue recognition***

TABLEAU R-4.1
TABLEAU COMPARATIF DES NORMES APPLICABLES AVANT ET APRÈS L'ADOPTION
DE L'ASC 606 AU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

	Avant l'entrée en vigueur de l'ASC 606 (Avant 2018)	Après l'entrée en vigueur de l'ASC 606 (au 1 ^{er} janvier 2018)
Normes en vigueur	ASC 605, <i>Revenue Recognition</i>	ASC 606, <i>Revenue from Contracts with Customers</i>
Exclusions du champ d'application	Aucune exclusion	Plusieurs exclusions : dont <i>Alternative Revenue Programs</i>
Normes appliquées par le Distributeur au compte de nivellement pour aléas climatiques • Revenus • Actifs/ passifs	<ul style="list-style-type: none"> • ASC 605, <i>Revenue Recognition</i> • ASC 825, <i>Financial Instruments</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • ASC 980, <i>Regulated Operations</i> • ASC 980, <i>Regulated Operations</i>
Qualification du compte de nivellement pour aléas climatiques	Actifs/ passifs financiers	Actifs/ passifs réglementaires

4.2 Veuillez expliquer et déposer les extraits pertinents de la norme ASC 980 qui justifient l'affirmation suivante : « l'ASC 980 précise qu'une entité peut comptabiliser un actif réglementaire découlant d'un *Alternative Revenue Program* uniquement sous réserve du respect de certains critères, dont la récupération de ces revenus sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé ».

Réponse :

- 1 **Le paragraphe 980-605-25-4c spécifie la période de recouvrement de**
2 **24 mois pour les actifs réglementaires découlant des *Alternative Revenue***
3 ***Programs* :**

1 **980-605-25-4** *Once the specific events permitting billing of the*
2 **additional revenues** *under Type A and Type B programs¹ have been*
3 **completed, the regulated utility shall recognize the additional**
4 **revenues if all of the following conditions are met:**

5 **a. The program is established by an order from the utility's**
6 **regulatory commission that allows for automatic adjustment of**
7 **future rates. Verification of the adjustment to future rates by the**
8 **regulator would not preclude the adjustment from being considered**
9 **automatic.**

10 **b. The amount of additional revenues for the period is objectively**
11 **determinable and is probable of recovery.**

12 **c. The additional revenues will be collected within 24 months**
13 **following the end of the annual period in which they are recognized.**

14 **[Le Distributeur souligne]**

15 **Le Distributeur tient à préciser que les dispositions de l'ASC 980-605 ne**
16 **traitent pas de la comptabilisation des soldes créditeurs (montants dus**
17 **aux clients) pouvant également résulter d'*Alternative Revenue Programs*.**
18 **Ces montants doivent être comptabilisés en tant que passifs**
19 **réglementaires, car ils sont considérés comme des «remboursements» de**
20 **revenus passés conformément à l'ASC 980-405-25-1. La norme ne limite**
21 **pas la période de remboursement comme elle le fait pour la période de**
22 **recouvrement liée à un actif réglementaire découlant d'un *Alternative***
23 ***Revenue Program*.**

24 ***Regulator-Imposed Liabilities***

25 **980-405-25-1** *Rate actions of a regulator can impose a liability on a*
26 **regulated entity. Such liabilities are usually obligations to the**
27 **entity's customers. The following are the usual ways in which**
28 **liabilities can be imposed and the resulting accounting:**

29 **a. A regulator may require refunds to customers. Refunds can be**
30 **paid to the customers who paid the amounts being refunded;**
31 **however, they are usually provided to current customers by**
32 **reducing current charges. Refunds that meet the criteria of accrual**

¹ **980-605-25-2** *Type A programs adjust billings for the effects of weather abnormalities or broad external factors or to compensate the utility for demand-side management initiatives (for example, no-growth plans and similar conservation efforts). Type B programs provide for additional billings (incentive awards) if the utility achieves certain objectives, such as reducing costs, reaching specified milestones, or demonstratively improving customer service.*

1 *of loss contingencies (see paragraph 450-20-25-2) shall be recorded*
2 *as liabilities and as reductions of revenue or as expenses of the*
3 *regulated entity.*

4 *b. A regulator can provide current rates intended to recover costs*
5 *that are expected to be incurred in the future with the understanding*
6 *that if those costs are not incurred future rates will be reduced by*
7 *corresponding amounts. If current rates are intended to recover*
8 *such costs and the regulator requires the entity to remain*
9 *accountable for any amounts charged pursuant to such rates and*
10 *not yet expended for the intended purpose, the entity shall not*
11 *recognize as revenues amounts charged pursuant to such rates. The*
12 *usual mechanism used by regulators for this purpose is to require*
13 *the regulated entity to record the anticipated cost as a liability in its*
14 *regulatory accounting records. Those amounts shall be recognized*
15 *as liabilities and taken to income only when the associated costs are*
16 *incurred. (For related implementation guidance, see paragraph 980-*
17 *405-55-1).*

18 *c. A regulator can require that a gain or other reduction of net*
19 *allowable costs be given to customers over future periods. That*
20 *would be accomplished, for rate-making purposes, by amortizing the*
21 *gain or other reduction of net allowable costs over those future*
22 *periods and reducing rates to reduce revenues in approximately the*
23 *amount of the amortization. If a gain or other reduction of net*
24 *allowable costs is to be amortized over future periods for rate-*
25 *making purposes, the regulated entity shall not recognize that gain*
26 *or other reduction of net allowable costs in income of the current*
27 *period. Instead, it shall record it as a liability for future reductions of*
28 *charges to customers that are expected to result.*

4.3 Dans le cas d'une température très froide ou très chaude, dont les montants créditeur ou débiteur du compte de nivellement serait de l'ordre de 100 M\$, est ce que la position du Distributeur serait d'amortir le compte de nivellement sur période de deux ans en vertu de l'ASC 980? Veuillez commenter.

Réponse :

29 **D'emblée, le Distributeur précise qu'il demande à la Régie d'autoriser la**
30 **modification des modalités de disposition de l'ensemble des soldes liés à**
31 **son compte de nivellement pour aléas climatiques, qu'ils soient à recevoir**
32 **ou à remettre à la clientèle. Il est d'avis que la disposition sur une période**
33 **différente selon que le solde soit à remettre ou à recevoir, amènerait une**

1 **complexité quant à la comptabilisation et aux suivis, notamment pour la**
2 **raison suivante :**

- 3 • **Un solde initialement estimé comme étant à recevoir sur la base de**
4 **4 mois réels pourrait se renverser et, ainsi, être à remettre à la**
5 **clientèle sur la base de 12 mois réels, l'inverse pouvant également**
6 **se produire.**

7 **Le Distributeur est d'avis que sa proposition est celle qui permet de**
8 **maintenir, comme assise première, le principe de compatibilité des**
9 **méthodes comptables utilisées aux fins réglementaires et statutaires,**
10 **principe reconnu et préconisé par la Régie dans ses décisions**
11 **D-2010-020², D-2012-021³ et D-2015-189⁴.**

12 **Néanmoins, advenant le cas où la proposition du Distributeur a pour effet**
13 **que la disposition de soldes importants (à titre d'exemple, de l'ordre de**
14 **100 M\$) sur une période de deux ans suivant leur constatation a un**
15 **impact tarifaire significatif ou encore qu'il juge qu'il ne peut autrement**
16 **respecter son engagement de limiter la hausse tarifaire sous le niveau de**
17 **l'inflation, le Distributeur évaluerait alors la possibilité de proposer à la**
18 **Régie des modalités de disposition exceptionnelles comme il l'a d'ailleurs**
19 **fait par le passé.**

- 4.4 Si la Régie maintenait l'amortissement sur 5 ans pour les fins réglementaires, veuillez indiquer les incidences entre les états financiers à vocation générale et les états financiers réglementaires.

Réponse :

20 **Le Distributeur réitère qu'il privilégie, lorsque possible, le principe de**
21 **compatibilité des méthodes comptables.**

22 **Si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période d'amortissement**
23 **de 5 ans des soldes débiteurs (à recevoir de la clientèle) du compte de**
24 **nivellement pour aléas climatiques, ce traitement comptable ne pourrait**
25 **pas être reflété dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec.**
26 **Cette différence de traitement comptable créerait un écart entre les états**
27 **financiers statutaires et réglementaires, notamment, au niveau du**
28 **bénéfice net et de l'actif total et entraînerait, au statutaire, un non**
29 **appariement des revenus et des charges.**

² R-3703-2009 – Phase 1, paragraphe 53.

³ R-3768-2011, paragraphe 45.

⁴ R-3927-2015, paragraphe 28.

1 **Toutefois, si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période**
2 **d'amortissement de 5 ans des soldes créditeurs (à remettre à la clientèle),**
3 **il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statutaire et**
4 **réglementaire puisque, comme mentionné à la réponse à la question 4.2,**
5 **la norme ne limite pas la période de remboursement comme elle le fait**
6 **pour la période de recouvrement d'un actif réglementaire découlant d'un**
7 ***Alternative Revenue Program*.**

8 **En conséquence, le solde cumulatif du compte de nivellement pour aléas**
9 **climatiques pourrait être composé du solde de plusieurs années pour**
10 **lesquelles les montants comptabilisés et les périodes d'amortissement au**
11 **réglementaire ne seraient pas harmonisés avec ceux utilisés au statutaire.**
12 **Cela entraînerait le maintien de deux registres comptables et**
13 **complexifierait le suivi et la conciliation entre les données statutaires et**
14 **les données réglementaires.**

15 **Or, la proposition du Distributeur de modifier de façon générale les**
16 **modalités de disposition de ce compte afin d'en limiter la période**
17 **d'amortissement à 2 ans, est celle qui permet le plus possible de**
18 **maintenir comme assise première la compatibilité des méthodes**
19 **comptables. Les écarts entre la comptabilité statutaire et réglementaire se**
20 **limiteraient aux seuls cas où le Distributeur proposerait des modalités de**
21 **dispositions exceptionnelles, dans les circonstances invoquées au**
22 **dernier paragraphe de la réponse à la question 4.3.**

- 5. Références :** (i) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 9;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 10;
(iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 11 et 12.

Préambule :

Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur fournit à la Régie les réponses suivantes :

(i) « *La Régie cherche à comprendre la différence entre l'interprétation des normes des PCGR des États-Unis applicables au compte de stabilisation de la température d'Hydro-Québec et celle des distributeurs gaziers, Gaz Métro et Gazifère.*

6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, le compte de stabilisation de la température est un actif ou un passif financier et son traitement réglementaire en vigueur, soit un amortissement de 5 ans, est conforme aux PCGR des États-Unis applicables aux sociétés en général. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme ».

En réponse à la question 6.2, le Distributeur fournit les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis qui justifient le traitement expliqué à la question 6.1 : ASC 980-10-15-5 et ASC 825-10-20.

(ii) « 6.3 Selon les références (ii) et (iii), les comptes de stabilisation de la température de Gaz Métro et de Gazifère représentent un actif ou un passif réglementaire qui entrent dans le champ de la norme ASC 980, dont l'amortissement permis pour les états financiers statutaires est au plus de 24 mois (2 ans). Veuillez expliquer.

Réponse :

Il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, Regulated Operations ».

(iii) « 6.6 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec présente son compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale alors que les distributeurs gaziers présentent leur compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de la norme ASC 980. Veuillez expliquer les éléments qui justifient une interprétation différente des PCGR des États-Unis, pour des comptes de même nature.

Réponse :

Comme expliqué à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0033), page 5, du dossier R-3768-2011, les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus selon la normale climatique qui sont comptabilisés dans le compte de nivellement de la température autorisés par la Régie de l'énergie représentent, pour le Distributeur, un droit (obligation) légal et contractuel de recevoir de la clientèle (ou l'obligation de remettre à celle-ci) de la trésorerie à une date future. Conséquemment, ces écarts sont présentés comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale.

Malgré que ces comptes d'écarts de revenus liés aux aléas climatiques sont considérés de même nature par la Régie, il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, Regulated Operations ». [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, pour les années 2017 et précédentes, le compte de stabilisation pour aléas climatiques se qualifie comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 605 et à compter de 2018, le compte ne se qualifie plus comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 606 mais plutôt comme des actifs ou passifs réglementaires en

vertu de l'ASC 980. Veuillez faire le lien avec la norme ASC 825. Veuillez justifier et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis.

Réponse :

1 **Pour les années 2017 et précédentes, les revenus découlant du compte de**
2 **nivellement pour aléas climatiques étaient comptabilisés en vertu de**
3 **l'ASC 605. Ainsi, les montants à recevoir ou à payer qui en découlaient se**
4 **qualifiaient comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 825,**
5 ***Financial Instruments*. Le traitement réglementaire autorisé, soit une**
6 **période de récupération de ces sommes sur 5 ans, était conforme à ces**
7 **normes, car il s'agissait de la période au cours de laquelle le Distributeur**
8 **était en droit de recevoir ou de remettre les sommes à la clientèle.**

9 **À compter de 2018, les revenus découlant du compte de nivellement pour**
10 **aléas climatiques sont exclus du champ d'application de l'ASC 606. En**
11 **effet, l'ASC 606 restreint son champ d'application uniquement aux**
12 **produits découlant d'un contrat directement avec un client et vient définir**
13 **avec plus de précision ce qui est considéré comme un contrat avec un**
14 **client. Les bases de conclusions de l'ASC 606 mentionnent que les**
15 ***Alternative Revenue Programs* sont exclus du champ d'application de**
16 **cette norme. Ainsi, suivant l'adoption de l'ASC 606, le compte de**
17 **nivellement pour aléas climatiques, qui répond à la définition d'un**
18 ***Alternative Revenue Program*, est exclu du champ d'application de**
19 **l'ASC 606 et doit dorénavant être comptabilisé en vertu de l'ASC 980, à**
20 **titre d'actif ou passif réglementaire. En vertu de l'ASC 980, la période de**
21 **recouvrement d'un *Alternative Revenue Program* ne peut excéder deux**
22 **ans suivant la fin de l'année financière.**

23 **Pour les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis, voir les**
24 **réponses aux questions 4.1 et 4.2.**

5.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, pour les années 2017 et précédentes, le compte de stabilisation pour aléas climatiques se qualifie comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 605 et peuvent être amortis sur une période de 5 ans. À compter de 2018, le compte se qualifie comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de l'ASC 980 et peuvent être amortis sur période maximale de 2 ans. Veuillez justifier et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis.

Réponse :

25 **Voir la réponse à la question 5.1.**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 12;
(ii) Pièce [B-0024](#), p. 25.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'illustration de l'impact de l'application de l'ASC 980 sur le compte de nivellement pour aléas climatiques.

(ii) Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2018.

Demande :

6.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 2 (référence (i)) et du tableau A-1 (référence (ii)), avec les données du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2018.

Réponse :

1 **Le tableau R-6.1-A illustre l'impact de l'application de l'ASC 980 sur le**
2 **compte de nivellement pour aléas climatiques en tenant compte des**
3 **données de la période de janvier à septembre 2018.**

TABLEAU R-6.1-A :
IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)

	Solde prévu au 31/12/2018	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis							
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total	
Modalités en vigueur										
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)			(48,3)
Nivellement 2018 ¹	(45,6)	(47,3)	-	(9,5)	(9,5)	(9,5)	(9,5)	(9,5)	(9,5)	(47,3)
Intérêts			(3,2)	(2,7)	(1,9)	(1,2)	(0,4)	-	-	(9,4)
			(12,9)	(21,9)	(21,1)	(20,3)	(19,5)	(9,5)		(105,1)
Modalités proposées										
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)							(48,3)
Nivellement 2018 ¹	(45,6)		(22,8)	(22,8)						(45,6)
Intérêts			(0,8)	-						(0,8)
			(71,9)	(22,8)	-	-	-	-	-	(94,7)
Impacts			(59,0)	(0,9)	21,1	20,3	19,5	9,5		10,4

¹ Solde du compte de nivellement au 30 septembre 2018 de 44,9 M\$ et intérêts projetés d'octobre à décembre 2018 de 0,7 M\$.

4 **Le tableau R-6.1-B présente le détail du compte de nivellement pour aléas**
5 **climatiques pour la période de janvier à septembre 2018.**

TABLEAU R-6.1-B :
DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2018

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écart mensuels (k\$)	Écart mensuels (GWh)	
Janvier 2018										
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,73	7,27	6,92	9,46	4,33	5,36				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,59	3,46	3,33	5,66	0,77	1,75				
Écart de volume en GWh	540,3	5,7	(9,9)	62,0	29,0	21,3			648,4	+ froid
Écart de janvier 2018 (k\$)	(24 810,7)	(197,0)	330,1	(3 506,9)	(223,0)	(372,8)		(28 780,2)		
Solde à la fin de janvier 2018 (k\$)	(24 810,7)	(197,0)	330,1	(3 506,9)	(223,0)	(372,8)	0,0	(28 780,2)		
Intérêts de février 2018 (k\$)	(44,8)	(0,4)	0,6	(6,3)	(0,4)	(0,7)	(52,0)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,43	7,27	6,72	9,52	4,33	4,96				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,30	3,46	3,13	5,72	0,77	1,35				
Écart de volume en GWh	(393,2)	(3,1)	1,4	(16,3)	(83,0)	(22,1)			(516,4)	- froid
Écart de février 2018 (k\$)	16 893,3	107,7	(42,8)	934,6	637,7	298,0		18 828,5		
Solde à la fin de février 2018 (k\$)	(7 962,2)	(89,7)	287,9	(2 578,7)	414,3	(75,4)	(52,0)	(9 951,8)		
Intérêts de mars 2018 (k\$)	(15,9)	(0,2)	0,6	(5,2)	0,8	(0,2)	(20,0)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,15	7,27	7,07	9,67	4,33	4,12				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,02	3,46	3,48	5,87	0,77	0,51				
Écart de volume en GWh	(162,2)	(1,5)	1,6	(1,4)	(30,9)	(6,1)			(200,5)	- froid
Écart de mars 2018 (k\$)	6 516,0	51,8	(56,6)	80,3	237,3	31,1		6 859,9		
Solde à la fin de mars 2018 (k\$)	(1 462,1)	(38,1)	231,8	(2 503,5)	652,4	(44,4)	(72,0)	(3 091,9)		
Intérêts d'avril 2018 (k\$)	(2,8)	(0,1)	0,4	(4,8)	1,3	(0,1)	(6,1)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,85	7,33	5,00	8,51	4,54	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,72	3,52	1,41	4,71	0,98	(0,19)				
Écart de volume en GWh	704,0	7,1	28,5	60,1	92,4	41,9			933,9	+ froid
Écart d'avril 2018 (k\$)	(26 180,6)	(251,5)	(403,7)	(2 828,3)	(905,0)	77,7		(30 491,3)		
Solde à la fin d'avril 2018 (k\$)	(27 645,5)	(289,7)	(171,4)	(5 336,7)	(251,3)	33,2	(78,1)	(33 583,2)		
Intérêts de mai 2018 (k\$)	(55,3)	(0,579)	(0,3)	(10,7)	(0,5)	0,1	(67,3)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,21	7,34	4,64	8,51	4,36	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,07	3,52	1,05	4,71	0,80	(0,19)				
Écart de volume en GWh	(16,5)	(0,2)	(0,9)	6,9	(3,7)	0,2			(14,2)	- chaud
Écart de mai 2018 (k\$)	507,4	6,9	9,4	(322,9)	29,5	0,4		230,7		
Solde à la fin de mai 2018 (k\$)	(27 193,4)	(283,4)	(162,3)	(5 670,3)	(222,3)	33,7	(145,4)	(33 352,6)		

TABLEAU R-6.1-B (SUITE) :
DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2018

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écart mensuels (k\$)	Écart mensuels (GWh)	
Intérêts de juin 2018 (k\$)	(52,6)	(0,5)	(0,3)	(11,0)	(0,4)	0,1	(64,8)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,03	7,34	3,27	8,51	4,35	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,90	3,52	(0,32)	4,71	0,79	(0,19)				
Écart de volume en GWh	(11,3)	0,1	(1,3)	(6,4)	(20,9)	(2,5)			(42,3)	- chaud
Écart de juin 2018 (k\$)	326,5	(2,0)	(4,3)	301,4	164,8	(4,7)		781,8		
Solde à la fin de juin 2018 (k\$)	(26 919,5)	(285,9)	(166,9)	(5 379,9)	(57,9)	29,1	(210,2)	(32 570,7)		
Intérêts de juillet 2018 (k\$)	(53,8)	(0,6)	(0,3)	(10,8)	(0,1)	0,1	(65,6)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,02	7,34	3,89	8,51	4,35	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,88	3,52	0,30	4,71	0,79	(0,19)				
Écart de volume en GWh	153,3	0,9	8,4	17,6	54,5	14,4			249,0	+ chaud
Écart de juillet 2018 (k\$)	(4 414,3)	(31,9)	(24,8)	(827,1)	(428,8)	26,8		(5 700,1)		
Solde à la fin de juillet 2018 (k\$)	(31 387,6)	(318,3)	(192,0)	(6 217,7)	(486,8)	55,9	(275,8)	(38 270,8)		
Intérêts d'août 2018 (k\$)	(62,8)	(0,6)	(0,4)	(12,4)	(1,0)	0,1	(77,1)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,08	7,34	3,86	8,51	4,34	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,95	3,52	0,27	4,71	0,78	(0,19)				
Écart de volume en GWh	95,2	0,5	5,4	13,6	40,2	7,4			162,4	+ chaud
Écart d'août 2018 (k\$)	(2 805,7)	(19,3)	(14,6)	(642,0)	(314,1)	13,8		(3 782,0)		
Solde à la fin d'août 2018 (k\$)	(34 256,1)	(338,3)	(207,0)	(6 872,2)	(801,9)	69,8	(352,9)	(42 052,8)		
Intérêts de septembre 2018 (k\$)	(66,3)	(0,7)	(0,4)	(13,3)	(1,6)	0,1	(82,1)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,94	7,34	4,20	8,51	4,37	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,80	3,52	0,61	4,71	0,80	(0,19)				
Écart de volume en GWh	79,5	0,6	4,0	8,5	23,4	6,6			122,5	+ chaud
Écart de septembre 2018 (k\$)	(2 228,2)	(21,5)	(24,3)	(398,2)	(187,9)	12,2		(2 847,9)		
Solde à la fin de septembre 2018 (k\$)	(36 550,6)	(360,4)	(231,8)	(7 283,7)	(991,3)	82,2	(434,9)	(44 900,6)		
Écart de volume en GWh	988,9	10,1	37,1	144,5	101,0	61,1			1 342,7	+ froid

Contrat de location-exploitation

7. Référence : Pièce [B-0010](#), p. 13.

Préambule :

« Les modifications apportées par l'adoption de l'ASC 842 toucheront principalement la comptabilisation au bilan des contrats de location-exploitation par le preneur. La nouvelle norme exige notamment qu'un preneur de contrat de location comptabilise un actif (actif au titre du droit d'utilisation) et un passif (obligation locative) pour tous les contrats de location, à l'exception des contrats de moins de 12 mois pour lesquels le preneur peut faire le choix de convention comptable de se soustraire à cette obligation. Le tableau 3 résume les impacts de l'ASC 842 sur la comptabilisation par le preneur des contrats de location dont le principal impact est la comptabilisation au bilan d'actifs et passifs en lien avec les contrats de location exploitation ».

[nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez déposer les extraits pertinents de la norme ASC 842 qui justifient la comptabilisation au bilan d'actifs et passifs en lien avec les contrats de location exploitation.

Réponse :

1 **842-20-05-01**

2 ***This Subtopic addresses accounting by lessees for leases that have***
3 ***been classified as finance leases or operating leases in accordance***
4 ***with the requirements in Subtopic 842-10. Lessees shall follow the***
5 ***requirements in this Subtopic as well as those in Subtopic 842-10.***

6 **[Le Distributeur souligne]**

7 **842-20-20, Glossary**

8 **Lease Liability**

9 ***A lessee's obligation to make the lease payments arising from a***
10 ***lease, measured on a discounted basis.***

11 **Lessee**

12 ***An entity that enters into a contract to obtain the right to use an***
13 ***underlying asset for a period of time in exchange for***
14 ***consideration.***

1 **Right-of-Use Asset**

2 **An asset that represents a lessee's right to use an underlying**
3 **asset for the lease term**

4 **842-20-25-1**

5 **At the commencement date, a lessee shall recognize a right-of-use**
6 **asset and a lease liability.**

7 **842-20-30-1**

8 **At the commencement date, a lessee shall measure both of the**
9 **following:**

10 **a. The lease liability at the present value of the lease payments**
11 **not yet paid, discounted using the discount rate for the lease at**
12 **lease commencement (as described in paragraphs 842-20-30-2**
13 **through 30-4)**

14 **b. The right-of-use asset as described in paragraph 842-20-30-5.**

15 **842-20-30-5**

16 **At the commencement date, the cost of the right-of-use asset shall**
17 **consist of all of the following:**

18 **a. The amount of the initial measurement of the lease liability**

19 **b. Any lease payments made to the lessor at or before the**
20 **commencement date, minus any lease incentives received**

21 **c. Any initial direct costs incurred by the lessee (as described in**
22 **paragraphs 842-10-30-9 through 30-10).**

8. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 13 et 14;
(ii) Décision [D-2017-043](#), dossier R-3897-2014 Phase 1, p. 65.

Préambule :

(i) « Les montants qui seront comptabilisés en vertu de l'ASC 842 en lien avec les contrats de location-exploitation sont actuellement en cours d'évaluation. Ces contrats de location-exploitation seront majoritairement comptabilisés au Centre de services partagés (CSP).

Une analyse détaillée de cette norme a permis de conclure que la comptabilisation des contrats de location-exploitation au bilan n'aura pas d'impact sur les revenus requis du Distributeur. En effet, l'actif au titre du droit d'utilisation découlant d'un contrat de location exploitation ne constitue pas une dépense en investissement

justifiant un rendement sur le capital, au même titre qu'un contrat de location-acquisition, qui lui est économiquement similaire à l'acquisition d'une immobilisation financée par voie de dette. Ainsi, le Distributeur juge que les actifs en lien avec les contrats de location-exploitation ne doivent pas être intégrés à la base de tarification.

[...]

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le fait que les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification ». [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre de l'implantation du MRI, la Régie indique que :

« [262] En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification ».

Demandes :

8.1 Veuillez justifier la « demande à la Régie d'approuver le fait que les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification » dans le contexte du MRI dans lequel l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification sont des éléments couverts par la Formule d'indexation.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à souligner que la présente demande aurait été**
2 **identique quel que soit le mode de réglementation en vigueur, de type**
3 **MRI ou basé sur le coût de service. En effet, indépendamment du cadre**
4 **réglementaire régissant l'établissement des revenus requis, l'impact**
5 **serait identique puisqu'il vise à exclure un élément et non à le traiter de**
6 **façon spécifique.**

7 **Il est important de noter que le principal objectif de l'ASC 842 est de**
8 **fournir de l'information additionnelle aux utilisateurs des états**
9 **financiers concernant les obligations découlant des contrats de**
10 **location et que cette nouvelle norme ne vise pas à modifier la nature**
11 **des contrats de location-exploitation. À cet effet, les bases de**
12 **conclusion de l'ASC 842 viennent préciser les objectifs de la norme**
13 **ainsi que les différences existant entre les contrats de**
14 **location-exploitation et les contrats de location-acquisition :**

15 **BC8. On the basis of extensive due process and significant input**
16 **received from financial statement users, the Board concluded that**
17 **Topic 842 provides users with more relevant information on and a**

1 *more faithful representation of leasing arrangements for both*
2 *lessees and lessors than previous GAAP. The Board developed*
3 *Topic 842 principally to improve users' understanding about*
4 *lessees' obligations under lease contracts. Topic 842 provides*
5 *transparent and economically neutral information about the*
6 *assets and liabilities that arise from leases, which is in contrast to*
7 *the incomplete information provided about leases in previous*
8 *GAAP that did not recognize the assets and liabilities that arise*
9 *from most leases[...].*

10 **BC61. In contrast to the recognition of lease cost for finance**
11 **leases, Topic 842 recognizes a single lease cost for operating**
12 **leases on the basis of the pattern in which the benefits conveyed**
13 **by the lease are consumed, which is generally (but not always) on**
14 **an equal basis over the lease term. This difference in lease cost**
15 **recognition for finance and operating leases is based on the view**
16 **of some Board members that a single operating lease cost more**
17 **appropriately reflects the economics of operating leases than the**
18 **separate recognition of interest and amortization that Topic 842**
19 **requires for finance leases. This conclusion is consistent with**
20 **those Board members' view that operating leases grant different**
21 **rights to and impose different obligations on the lessee such that**
22 **they are not economically equivalent to other acquisitions of**
23 **nonfinancial assets because operating leases merely grant the**
24 **lessee the right to direct the use of the lessor's asset during the**
25 **lease term and do not expose the lessee to (or permit the lessee**
26 **to benefit from) changes in the value of the underlying asset.**

27 **[Le Distributeur souligne]**

28 **Ainsi, dans le contexte où la nature des contrats de**
29 **location-exploitation ne sera pas modifiée par l'entrée en vigueur de**
30 **l'ASC 842 et que la présentation aux charges d'exploitation sera**
31 **identique à celle prescrite par l'ASC 840, il n'y a pas lieu d'en modifier**
32 **le traitement réglementaire aux fins du calcul des revenus requis et du**
33 **rendement sur la base de tarification. Ceci justifie la demande du**
34 **Distributeur d'exclure de la base de tarification les actifs au titre du**
35 **droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation,**
36 **puisque aucun rendement sur la base de tarification n'est accordé**
37 **actuellement sur les contrats de location-exploitation.**

8.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon la proposition du Distributeur, il y aura une différence entre l'actif total statutaire et la base de

tarification. Mais il n'y aura aucune différence entre les résultats statutaires et les résultats réglementaires. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que tout comme pour les comptes d'écart**
2 **hors base de tarification, un écart se créera entre l'actif total statutaire**
3 **et la base de tarification lors de la comptabilisation d'un contrat de**
4 **location-exploitation chez le Distributeur. Le Distributeur confirme qu'il**
5 **n'y aura aucune différence entre les résultats statutaires et**
6 **réglementaires en lien avec les contrats de location-exploitation.**

8.3 Veuillez fournir un estimé de l'actif du Distributeur en vertu de l'ASC 842 relié aux contrats de location-exploitation, pour l'année témoin 2019.

Réponse :

7 **Le Distributeur n'anticipe aucun impact sur l'actif en lien avec les**
8 **contrats de location-exploitation à la date de transition à l'ASC 842, soit**
9 **le 1^{er} janvier 2019, puisque les contrats de location identifiés à ce jour**
10 **visent essentiellement des baux immobiliers qui seront comptabilisés**
11 **au Centre de Services Partagés. Il est toutefois important de noter que**
12 **les travaux d'analyse des impacts de l'implantation de l'ASC 842 sont**
13 **toujours en cours et qu'il n'est donc pas exclu que de nouveaux**
14 **impacts soient identifiés ultérieurement. De plus, le Distributeur tient à**
15 **souligner qu'il n'est pas en mesure d'estimer l'impact sur l'actif des**
16 **nouveaux contrats qui entreront en vigueur en 2019 ou des**
17 **modifications qui pourraient être apportées aux contrats existants au**
18 **cours de l'année 2019, puisque ces données ne sont pas disponibles à**
19 **l'heure actuelle.**

Exercice de révision des durées de vie utile

9. **Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 15 et 16.

Préambule :

« Dans sa décision D-2017-043, la Régie juge que l'amortissement est un des éléments couverts par la Formule d'indexation. »

L'amortissement étant inclus dans la formule et de ce fait, étant indexé à chacune des trois années pour lesquelles s'applique l'indexation, la date d'application des révisions des durées de vie utile n'est plus un élément affectant le niveau d'amortissement demandé aux fins de fixation des tarifs. Dans ce contexte, il apparaît au Distributeur que, d'un point de vue réglementaire, les révisions de durée de vie utile peuvent s'appliquer aux mêmes dates que celles d'application pour les états financiers à vocation générale. De plus, le Distributeur considère que ce traitement doit s'appliquer à l'ensemble des révisions de durées de vie utile puisqu'il serait impraticable d'avoir deux traitements distincts selon que l'impact soit inférieur ou supérieur à 15 M\$ ». [nous soulignons]

Demande :

9.1 Veuillez expliquer en quoi il serait impraticable d'avoir deux traitements distincts selon que l'impact soit inférieur ou supérieur à 15 M\$. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'avis que la date d'application des révisions de**
2 **durée de vie utile ne doit pas être déterminée selon que l'impact est**
3 **inférieur ou supérieur à 15 M\$. Le moment de la comptabilisation d'une**
4 **révision de durée de vie utile ne devrait pas être assujetti à l'impact**
5 **monétaire qui en découle.**

6 **Un traitement comptable distinct amènerait une difficulté en termes de**
7 **suivi dans les registres réglementaires vs statutaires. Ce suivi s'en**
8 **verrait complexifié pour les catégories d'actifs dont la durée de vie utile**
9 **peut être révisée à plus d'une reprise.**

10 **Le Distributeur est donc d'avis que les révisions de durée de vie utile**
11 **d'un point de vue réglementaire doivent être appliquées aux mêmes**
12 **dates que celles utilisées pour les états financiers à vocation générale.**

10. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 16;
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 17;
(iii) Pièce [B-0010](#), p. 18.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a procédé au cours du deuxième trimestre de 2018 à la révision de la durée de vie utile pour les catégories d'actifs des Transformateurs aériens et des Interrupteurs aériens de distribution. Leurs durées de vie utile ont été prolongées respectivement de 30 à 40 ans, et de 25 à 40 ans ».

(ii) « L'exercice de révision de durée de vie utile des transformateurs aériens a été complété en 2018. Cette révision, applicable au 1er avril 2018 pour les états

financiers à vocation générale, fait passer la durée de vie utile de cette catégorie d'immobilisations de 30 à 40 ans. Ce faisant, et en appliquant la même date de révision de la durée de vie utile au réglementaire et au statutaire, soit le 1er 16 avril 2018, des écarts favorables de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ sont respectivement créés en 2018 et 2019.

Le Distributeur considère que cette révision de durée de vie utile se qualifie à titre de Facteur Z. D'une part, il s'agit d'un événement dont le Distributeur ne pouvait prévoir l'occurrence au moment de l'établissement des revenus requis de l'année 2018, première année d'application du MRI. D'autre part, les impacts sur les revenus requis qui en découlent dépassent largement le seuil de 15 M\$ retenu par la Régie ».

(iii) « Le Distributeur souhaite porter à l'attention de la Régie que le délai entre la date d'application au 1er avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI ».

[nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez commenter sur le contrôle du Distributeur quant à la date de l'exercice de révision des durées de vie utile.

Réponse :

1 **Le Distributeur planifie la réalisation des études de durée de vie utile,**
2 **mais ne peut toutefois prévoir le délai de leur réalisation. Ce délai**
3 **dépend de la complexité technique de l'actif, des données et**
4 **ressources nécessaires à la réalisation des études ainsi que de la**
5 **disponibilité d'un expert habilité à les mener à terme. Le Distributeur**
6 **n'est donc pas en mesure de prévoir, aux fins de l'inclusion des**
7 **impacts dans l'établissement des tarifs, la date de finalisation des**
8 **rapports, ni les recommandations qui seront émises par les experts.**

9 **Selon l'ASC 250, *Accounting changes and error corrections*, l'effet d'un**
10 **changement d'estimation comptable doit être comptabilisé de manière**
11 **prospective au cours de la période où le changement survient. Ainsi,**
12 **aux fins de l'établissement des états financiers statutaires,**
13 **Hydro-Québec reflète les révisions de durée de vie utile dans le**
14 **trimestre où les conclusions sont finalisées.**

10.2 Veuillez expliquer l'affirmation du Distributeur à l'effet que « *le délai entre la date d'application au 1^{er} avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI* ».

Réponse :

1 Le Distributeur rappelle qu'il n'a déposé aucune demande de
2 reconnaissance d'un Facteur Z lié aux révisions des durées de vie
3 utiles dans le cadre de ses dossiers R-3987-2014 (phase 1) et
4 R-4011-2017 (phase 3) du MRI.

5 Bien que la date d'application de la révision de la durée de vie utile soit
6 le 1^{er} avril et bien que la Régie ait rendu la décision interlocutoire
7 D-2018-057 le 16 mai, décision qui ne faisait aucunement mention du
8 traitement à apporter aux exercices de révision des durées de vie, le
9 Distributeur a préféré, dans ce contexte, attendre la décision finale de
10 la Régie sur les caractéristiques du MRI, dont la détermination des
11 Facteurs Z, avant de déposer sa demande.

12 Ainsi, le Distributeur considère avoir agi de façon diligente dans sa
13 démarche malgré le fait qu'il ait attendu d'avoir les motifs sous-jacents
14 à la décision finale de la Régie afin d'évaluer la recevabilité de sa
15 demande en regard de ces motifs.

10.3 Dans le futur, est-ce que la date d'application serait le 1^{er} janvier (2018), bien que le Distributeur a procédé au cours du deuxième trimestre (2018) à la révision de la durée de vie utile? Veuillez élaborer.

Réponse :

16 En regard du principe de compatibilité des méthodes comptables
17 utilisées aux fins statutaires et réglementaires et comme mentionné à
18 la pièce HQD-3 document 2⁵, la proposition du Distributeur consiste à
19 appliquer dorénavant à des fins réglementaires les révisions de durée
20 de vie utile à la même date que celle utilisée pour les états financiers à
21 vocation générale, soit dans le trimestre où les conclusions sont
22 finalisées.

11. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 17 et 18;
(ii) [Décision D-2012-024](#), dossier R-3776-2011.

⁵ HQD-3, document 2 (B-0010), page 16.

Préambule :

(i) « L'exercice de révision de durée de vie utile des transformateurs aériens a été complété en 2018. Cette révision, applicable au 1er avril 2018 pour les états financiers à vocation générale, fait passer la durée de vie utile de cette catégorie d'immobilisations de 30 à 40 ans. Ce faisant, et en appliquant la même date de révision de la durée de vie utile au réglementaire et au statutaire, soit le 1er avril 2018, des écarts favorables de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ sont respectivement créés en 2018 et 2019.

[...]

L'impact de 31,2 M\$ pour l'année 2018 relatif à la révision de durée de vie utile des transformateurs aériens n'ayant pu être intégré dans l'établissement des revenus requis autorisés de 2018, le Distributeur demande la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser cet impact ainsi que les intérêts y afférents, et ce, conformément à sa demande présentée à la section 6.

Il propose également de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019 afin de remettre à la clientèle l'intégralité de l'impact favorable de 2018.

[...]

Le Distributeur souhaite porter à l'attention de la Régie que le délai entre la date d'application au 1er avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI ».

(ii) Dans sa décision D-2012-024, la Régie mentionne :

« [144] La Régie demande au Distributeur de procéder, dorénavant, à la révision des durées de vie utile à compter du 1er janvier, tel qu'approuvé par la Régie aux fins de la fixation des tarifs ».

Demandes :

11.1 Veuillez commenter votre demande d'appliquer la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens au 1^{er} avril 2018 au regard du principe de non rétroactivité tarifaire.

Réponse :

1 **Dans sa décision D-2017-125, la Régie a procédé à une revue des**
2 **principes entourant la non rétroactivité tarifaire. Tout en réitérant que le**
3 **principe général demeure celui du caractère prospectif des tarifs, il**
4 **appert néanmoins que ce principe n'est pas immuable et que la Régie**
5 **conserve une discrétion, qu'elle pourra exercer en fonction des**
6 **circonstances particulières à chaque demande.**

7 **Toujours dans le cadre de sa décision D-2017-125, la Régie a**
8 **considéré, parmi les circonstances pouvant justifier une exception au**
9 **principe général de non rétroactivité des tarifs, l'impact bénéfique**
10 **d'une application anticipée sur les revenus requis. Le maintien de la**

1 compatibilité des méthodes comptables a également été considéré de
2 même que les impacts opérationnels pouvant découler du choix d'une
3 date.

4 Le Distributeur soutient que les circonstances de la présente demande
5 découlant du nouveau contexte d'établissement des revenus requis
6 aux fins de fixation des tarifs justifient une modification des dates
7 d'application des révisions de la durée de vie utile, dont l'application de
8 celle relative aux transformateurs aériens au 1^{er} avril 2018. Les raisons
9 qui sous-tendent la position du Distributeur sont les suivantes :

- 10 • Une application dès le 1^{er} avril 2018 est bénéfique pour
11 l'ensemble de la clientèle du Distributeur puisqu'elle représente
12 une diminution des revenus requis de 2019 de 30,6 M\$.
- 13 • La proposition du Distributeur est celle qui permet de maintenir,
14 comme assise première, le principe de compatibilité des
15 méthodes comptables utilisées aux fins réglementaires et
16 statutaires, principe reconnu et préconisé par la Régie dans ses
17 décisions D-2010-020⁶, D-2012-021⁷ et D-2015-189⁸.
- 18 • Conformément à la D-2012-024⁹, le Distributeur a dû maintenir
19 depuis 2012 des registres différents afin de concilier
20 l'application à des fins réglementaires des dates de révisions de
21 vie utile différentes de celles utilisées à des fins statutaires. À la
22 lumière de l'expérience passée, il constate que le maintien de
23 registres différents amène une importante lourdeur.
- 24 • Dans le cadre du MRI, la Régie juge que l'amortissement est un
25 des éléments couverts par la Formule d'indexation¹⁰. Le
26 Distributeur est d'avis que le nouveau cadre réglementaire
27 justifie la revue de la date d'application des révisions des durées
28 de vie utile, celle-ci n'étant plus un élément affectant le niveau
29 d'amortissement demandé aux fins de fixation des tarifs.
 - 30 ○ L'amortissement des années 2, 3 et 4 du MRI étant inclus
31 dans la formule d'indexation, la date d'application des
32 révisions de durée de vie utile au 1^{er} janvier de l'année
33 suivante n'est plus pertinente ;

⁶ R-3703-2009 – Phase 1, paragraphe 53.

⁷ R-3768-2011, paragraphe 45.

⁸ R-3927-2015, paragraphe 28.

⁹ Décision D-2012-024, paragraphe 144.

¹⁰ Décision D-2017-043, paragraphe 262.

est important de préciser qu'il existe peu de littérature concernant les transformateurs aériens de distribution ». [nous soulignons]

Demands :

12.1 Veuillez déposer et commenter la démographie des transformateurs aériens.

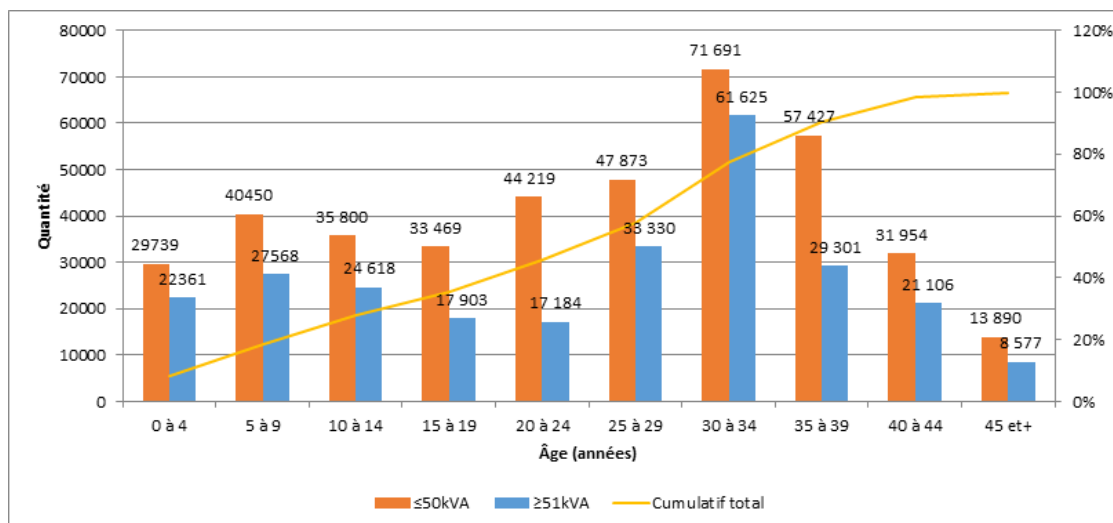
Réponse :

1 L'âge moyen des transformateurs aériens de distribution est de 25 ans.
2 Ce parc relativement jeune s'explique par les événements suivants :

- 3 • Une part importante a été installée au cours des 15 dernières
- 4 années en raison d'une croissance du réseau ;
- 5 • Durant les années 1980 et 1990, les programmes d'amélioration
- 6 de la qualité du service et des problèmes de parafoudres ont
- 7 conduit à de nombreux remplacements ;
- 8 • La conversion de lignes à 4, 12 et 25 kV a entraîné le
- 9 remplacement de transformateurs de 2,4, 7,2 et 8 kV ;
- 10 • Le resserrement des normes environnementales concernant les
- 11 BPC depuis 1985 a nécessité de nombreux remplacements.

12 Le graphique R-12.1 illustre la démographie des transformateurs
13 aériens d'une capacité de ≤ 50 kVA et de ≥ 51 kVA.

**TABLEAU R-12.1 :
DÉMOGRAPHIE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS**



12.2 Veuillez expliquer en quoi « l'isolation est l'élément qui dicte la durée de vie utile des transformateurs ».

Réponse :

1 **Ne comportant aucune pièce mobile, électronique ou d'automatisme, la**
2 **composition d'un transformateur aérien est simple. Un transformateur**
3 **est un réservoir en acier rempli d'huile servant à refroidir et protéger**
4 **contre l'humidité un enroulement formé de bobines en cuivre et en**
5 **aluminium. Il est scellé par un joint d'étanchéité, protégé des**
6 **intempéries par un parafoudre et des surcharges par un fusible. Les**
7 **causes de défaillances sont ainsi limitées.**

8 **À l'intérieur du réservoir, l'enroulement est isolé avec un papier**
9 **imprégné de résine. C'est la qualité de cette isolation qui dicte la durée**
10 **de vie technique d'un transformateur puisqu'elle protège cet**
11 **enroulement de l'effet de la dégradation dû aux variations thermiques.**

12.3 Veuillez indiquer les durées de vie physique actuelles et réelles pour l'ensemble des transformateurs aériens, dont 2 % ont plus de 45 ans.

Réponse :

12 **Le Distributeur souhaite préciser les éléments suivants en ce qui a trait à**
13 **la durée de vie physique et à la durée de vie utile :**

14 • **La durée de vie physique correspond à la période entre le début**
15 **du fonctionnement d'une pièce d'équipement à l'état neuf et le**
16 **moment où cette pièce doit être retirée, car elle ne fonctionne plus**
17 **dans un mode d'opération spécifique à Hydro-Québec. La durée**
18 **de vie physique pour une catégorie d'actifs est évaluée à partir de**
19 **données d'inspection ou d'études de l'IREQ.**

20 **Les experts de l'IREQ ont analysé le mécanisme de dégradation**
21 **des transformateurs aériens et ont fait le constat que la durée de**
22 **vie physique pourrait dépasser 40 ans sans toutefois être en**
23 **mesure d'analyser de façon plus précise compte tenu du fait que**
24 **seulement 2 % des transformateurs ont plus de 45 ans.**

25 • **La durée de vie utile d'un actif tient compte de l'impact des**
26 **pratiques de maintenance et de l'analyse des causes de**
27 **remplacement. Elle correspond à la période durant laquelle**
28 **Hydro-Québec s'attend à pouvoir utiliser les transformateurs**
29 **aériens.**

1 Par ailleurs, le tableau R-12.1 fourni en réponse à la question 12.1
2 présente la démographie des transformateurs aériens du Distributeur,
3 soit la durée de vie écoulée actuelle et réelle des appareils.

12.4 Veuillez déposer les données de balisage (durée de vie physique et durée de vie utile) et expliquer davantage sur le fait que les « données de balisage obtenues sont générales et ne permettent pas de comparer l'effet de facteurs influents ».

Réponse :

4 À la lecture des documents et articles publiés par l'IEEE¹¹ et le CEATI¹²,
5 le Distributeur a fait le constat que la littérature disponible concerne
6 principalement les transformateurs de puissance et non les
7 transformateurs de distribution.

8 De plus, les données présentées par le CEATI proviennent de
9 sondages, et non d'une étude exhaustive comme celle réalisée par le
10 Distributeur. Ainsi, les données de balisage du CEATI ne permettent
11 pas de comparer l'effet de facteurs influents, dont les pratiques de
12 maintenance et les conditions d'exploitation, et par conséquent ne sont
13 pas pertinentes dans le cadre de cette étude.

14 Le Distributeur tient à réitérer que les données de balisage ne doivent
15 pas avoir préséance sur les conclusions des analyses d'experts quant
16 à la détermination de la durée de vie utile des actifs.

Facteur Z générique et compte de neutralisation

13. Références : (i) Pièce [B-0010](#), p. 19;
(ii) Décision [D-2018-067](#), p. 100.

Préambule :

(i) « Dans ce contexte et dans le cadre du MRI, le Distributeur pourra être amené à demander l'examen par la Régie de certains événements à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où les coûts afférents à ces événements imprévisibles excèdent 15 M\$.

¹¹ Institute of Electrical and Electronics Engineers

¹² Center of Energy Advancement through Technological Innovation

De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation ». [nous soulignons]

(ii) Dans sa décision D-2018-067, la Régie mentionne :

« [473] En ce qui a trait aux investissements, la décision D-2017-043 a déjà statué que si le Distributeur souhaitait réaliser des investissements majeurs non prévus et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il pourrait demander à la Régie de traiter de tels investissements en exogène.

[474] Cependant, la Régie précise à la section 5.1 de la présente décision qu'en matière d'investissement, il faut que l'impact annuel sur les revenus requis dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$ ». [nous soulignons]

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer si les « coûts afférents à ces événements imprévisibles » comprennent le total des charges d'exploitation et des charges capitalisables. Veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur entend par « coûts afférents à ces événements**
2 **imprévisibles », l'impact sur les revenus requis d'une année donnée,**
3 **soit principalement les rubriques suivantes, le cas échéant :**
- 4 • **charges d'exploitation ;**
 - 5 • **amortissement ;**
 - 6 • **rendement de la base de tarification.**

13.2 Selon la proposition du Distributeur, est-ce que le total des coûts (exploitation/capital) d'un événement imprévisible doit dépasser le seuil de 15 M\$ pour qu'il puisse comptabiliser cet impact dans le Facteur Z? Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Selon la proposition du Distributeur, l'impact sur les revenus requis**
2 **d'une année donnée doit dépasser le seuil de 15 M\$ pour qu'il puisse**
3 **comptabiliser cet impact dans le Facteur Z.**

4 **Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3 Veuillez faire le lien avec la décision D-2018-067 (référence (ii)) qui précise qu'« *il faut que l'impact sur les revenus requis dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

5 **Voir réponse à la question 13.1.**

Question à Concentric :

13.4 Veuillez déposer, si disponible, une étude de balisage et/ou commenter sur la création d'un Facteur Z générique et d'un compte de neutralisation, tel que demandé par le Distributeur, en s'appuyant sur l'expérience des autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

Réponse de Concentric :

6 **Concentric has not performed a benchmarking study regarding the**
7 **establishment of a Neutralization account and the process that**
8 **provides for regulatory review of the proposed recovery Z-factor**
9 **expenditures. Concentric considers the HQD proposal to be reasonable**
10 **and administratively efficient.**

14. Références : (i) Pièce [B-0010](#), p. 19;
(ii) Dossier R-4009-2017, pièce [B-0002](#).

Préambule

(i) « *Dans ce contexte et dans le cadre du MRI, le Distributeur pourra être amené à demander l'examen par la Régie de certains événements à titre d'exogène (Facteur*

Z) dans la mesure où les coûts afférents à ces événements imprévisibles excèdent 15 M\$.

De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation.

Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie ».

(ii) Demande conjointe du Transporteur et du Distributeur relative aux modifications de conventions comptables ASC 715, *Compensation-Retirement Benefits* et pour la création de comptes d'écarts.

Demandes :

14.1 Le Distributeur indique en préambule ce qui suit : « *le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie* ». Veuillez indiquer de quelle façon le Distributeur entend informer la Régie.

Réponse :

1 **Le Distributeur entend informer la Régie par lettre de son intention de**
2 **présenter dans son prochain dossier tarifaire un Facteur Z qui**
3 **comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel**
4 **événement imprévisible et, le cas échéant, un compte de neutralisation**
5 **lorsque l'impact pour une année donnée n'a pu être intégré dans**
6 **l'établissement des revenus requis.**

7 **Néanmoins, dans les cas où les enjeux spécifiques au dossier**
8 **nécessiteraient un examen particulier, le Distributeur propose le**
9 **maintien du processus actuel, soit le dépôt d'un dossier distinct à la**
10 **Régie. À titre d'exemples, les modifications de référentiels comptables**

1 (passage aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis) ou les projets majeurs
2 d'envergure, tel le projet LAD.

14.2 Le Distributeur indique que « Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie ». Veuillez expliquer en quoi cette approche minimise le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie.

Réponse :

3 De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement
4 un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des
5 impacts et le dépôt d'une demande à la Régie.

6 Le Distributeur considère que l'envoi d'une lettre à la Régie permettrait
7 d'informer cette dernière plus rapidement de son intention de présenter
8 un Facteur Z dans son prochain dossier tarifaire que s'il avait à
9 déposer une requête accompagnée d'une preuve au soutien de sa
10 demande, allégeant ainsi le processus réglementaire.

14.3 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser si le facteur z générique et le compte de neutralisation visent à remplacer les demandes de compte d'écarts qui surviennent parfois en cours d'année pour capter l'impact de coûts qui n'ont pas été considérés lors de l'établissement des tarifs, par exemple comme celle formulée dans le dossier R-4009-2017 (référence (ii)). Veuillez expliquer.

Réponse :

11 Le Distributeur confirme que le facteur Z générique et le compte de
12 neutralisation permettront de remplacer les demandes de compte
13 d'écarts qui surviennent en cours d'année pour capter l'impact des
14 coûts qui n'ont pas été considérés lors de l'établissement des tarifs. Ce
15 Facteur Z générique éliminera également tout possible enjeu lié à la
16 rétroactivité.

17 Ainsi, le facteur Z générique se compare aux éléments spécifiques du
18 régime réglementaire pré-MRI alors que le compte de neutralisation
19 correspond à un compte d'écarts et de report. Les modifications
20 découlant de l'ASC 715 (dossier R-4009-2017) de même que le compte
21 d'écarts y afférent en sont un exemple.

14.4 Dans l'affirmative à la question précédente, veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur entrevoit l'examen de l'ensemble des événements versés au facteur Z générique lors du dossier tarifaire subséquent, compte tenu que le traitement de demandes comme celle formulée dans le dossier R-4009-2017 (référence (ii)). Plus particulièrement, veuillez élaborer sur la façon de concilier le calendrier tarifaire avec l'examen de ces événements.

Réponse :

1 **Le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui**
2 **comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un**
3 **événement de nature imprévisible pour lequel, à défaut d'un traitement**
4 **en Facteur Z, il n'aurait aucun moyen raisonnable pour récupérer les**
5 **coûts qu'il occasionnerait sur la durée du MRI.**

6 **Il précise toutefois qu'une fois l'événement imprévisible identifié, sa**
7 **proposition consiste à créer un facteur Z distinct pour chacun des**
8 **événements de nature imprévisible.**

9 **L'examen d'un événement ayant fait l'objet d'une lettre informant la**
10 **Régie de l'intention du Distributeur de présenter un Facteur Z se fera**
11 **de façon similaire au traitement actuel relatif à la révision des durées**
12 **de vie utile des transformateurs, soit dans le cadre du prochain dossier**
13 **tarifaire.**

14 **L'examen des autres facteurs Z nécessitant le dépôt d'un dossier**
15 **distinct se fera de façon similaire au dossier R-4009-2017 relatif aux**
16 **modifications découlant de l'ASC 715.**

17 **Dans tous les cas, la Régie se prononcera au cas le cas sur la**
18 **qualification à titre d'exogène des coûts comptabilisés dans le**
19 **Facteur Z et, le cas échéant, sur la pertinence et les modalités de**
20 **disposition du compte de neutralisation.**

21 **Une fois autorisé par la Régie, chaque facteur Z fera l'objet d'un suivi**
22 **annuellement dans le cadre de ses dossiers tarifaires.**

Remplacement des systèmes de conduite du réseau (SCR)

15. Références :
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 20;
 - (ii) Dossier R-4047-2018, pièce [B-0005](#), p. 23;
 - (iii) Décision [D-2017-043](#), p. 63 à 65.

Préambule :

(i) « Le Transporteur et le Distributeur ont déposé, le 21 juin 2018, la demande R-4047-2018 relative au remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Le Distributeur y demande d'autoriser la création d'un compte d'écarts et de reports « CER », hors base de tarification, pour y comptabiliser tous les coûts qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun en considérant le MRI qui lui est applicable.

Dans ce contexte, le Distributeur pourra être amené à demander le traitement des coûts afférents à ce projet à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où ceux-ci excèdent 15 M\$ et d'y adjoindre, si l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, un CER qui se traduira par un compte de neutralisation conformément à la demande du Distributeur présentée à la section 6.

N'ayant pas complété l'évaluation des coûts du projet, le Distributeur n'est pas à ce jour en mesure de préciser s'il entend déposer une telle demande ».

(ii) Dans le dossier R-4047-2018, le Transporteur et le Distributeur indiquent que :

« 5. Estimation des coûts d'avant-projet

Les coûts estimés de l'avant-projet à inclure aux CÉR sont présentés au Tableau 2. Pour le Transporteur, les coûts prévus de l'avant-projet sont de 19,3 M\$. Pour le Distributeur, les coûts prévus de l'avant-projet sont de 9,9 M\$.

[...]

Les investissements prévus en 2018 comprennent essentiellement l'infrastructure, le matériel et les logiciels requis pour accueillir les systèmes hâtifs. Pour le Transporteur, ceci inclut la mise en place de la zone informatique électrique. Dans son dossier tarifaire 2018, ces investissements du Transporteur pour 2018 étaient évalués à environ 15 M\$.

6. Estimation des coûts de projet

Comme indiqué précédemment, le choix du fournisseur sera déterminant dans l'évaluation des coûts de projet. Néanmoins, une évaluation préliminaire des coûts a été faite selon le niveau de détail disponible à ce jour sur les différents produits logiciels disponibles commercialement et à partir d'hypothèses raisonnables. Le coût du Projet du Transporteur est présentement estimé à environ ██████\$ et celui du Distributeur à environ ██████\$. Les projets SCR-T et SCR-D s'inscrivent dans la catégorie d'investissement « maintien des actifs ». Le Transporteur et le Distributeur déposeront les coûts finaux associés à leur projet respectif à la fin de l'avant-projet ».

(iii) Dans sa décision D-2017-043, la Régie mentionne que :

« [252] Selon la Régie, l'exercice permet de constater qu'il est raisonnable d'inclure à la fois l'amortissement et le rendement sur la base de tarification dans la Formule d'indexation. La Régie juge que l'évolution de ces postes combinés est suffisamment prévisible et raisonnablement sous le contrôle du Distributeur pour être incluse dans la Formule d'indexation.

[...]

[261] La Régie ne croit donc pas nécessaire, ni souhaitable, d'inclure un mécanisme de suivi des dépenses en immobilisation. Cependant, et tel que le Distributeur le suggère dans son argumentation concernant l'inclusion de l'amortissement, si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z.

[...]

[262] En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification ». [nous soulignons]

Demandes :

15.1 Veuillez expliquer le traitement réglementaire relatif au SCR proposé par le Distributeur : création d'un CER (R-4047-2018), et possiblement d'un facteur Z et d'un compte de neutralisation.

Réponse :

1 **Lors du dépôt du dossier R-4047-2018¹³, l'objectif du compte d'écart**
2 **et de report « CER » demandé par le Distributeur était alors de pouvoir**
3 **capter les coûts potentiels du projet qui n'auraient pas été reflétés**
4 **dans les revenus requis lors de l'établissement des tarifs, dans la**
5 **mesure où ceux-ci rencontreraient le seuil établi pour les exogènes.**

6 **Dans le présent dossier, le Distributeur raffine sa proposition et**
7 **propose plutôt la création d'un Facteur Z générique pour le traitement**
8 **d'événements imprévisibles rencontrant le seuil de 15 M\$ et d'y**
9 **adjointre, le cas échéant, un compte de neutralisation lorsque l'impact**
10 **d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des**
11 **revenus requis. Cette proposition vise à alléger le traitement**
12 **réglementaire, entre autres, lorsqu'une telle situation se présente.**

13 **Ainsi, advenant le cas où l'impact annuel sur les revenus requis des**
14 **coûts potentiels du projet relatif au SCR excède 15 M\$, le Distributeur**
15 **pourra, conformément à la proposition exposée à la pièce HQD-3,**

¹³ R-4047-2018, HQTD-3, document 1 (B-0009), section 6

1 document 2 (B-0010)¹⁴, traiter ces coûts à titre de Facteur Z et y
2 adjoindre un compte de neutralisation, ce dernier opérant de la même
3 façon que le CER demandé au dossier R-4047-2018.

4 Ce faisant, le compte de neutralisation permettra la prise en compte
5 ultérieure dans les revenus requis des coûts encourus pendant une
6 année témoin dont les montants étaient imprévus au moment de la
7 fixation des tarifs.

15.2 Dans le contexte du MRI applicable au Distributeur (référence (iii)), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande un CER pour le coût du projet, dont les coûts d'avant-projet de 9,9 M\$ et les impacts sur les revenus requis sont inférieurs au seuil de 15 M\$. Veuillez élaborer.

Réponse :

8 N'ayant pas complété l'évaluation des coûts du projet, le Distributeur a
9 jugé prudent de demander la création d'un CER dès le dépôt initial de
10 la demande d'autorisation du projet. Toutefois, le Facteur Z et le
11 compte de neutralisation ne seront utilisés que si l'impact sur les
12 revenus requis d'une année donnée dépasse le seuil de 15 M\$ reconnu
13 par la Régie.

14 Le Distributeur n'est toujours pas en mesure de préciser s'il entend
15 déposer une telle demande.

16 Le Distributeur souligne qu'advenant que la Régie approuve la création
17 d'un Facteur Z générique et d'un compte de neutralisation y étant
18 associé, le cas échéant, la demande du Distributeur présente
19 l'avantage d'éviter la multiplication de telles demandes, de façon
20 préventive, dans le cadre des différents projets susceptibles de générer
21 des impacts majeurs sur les revenus requis.

15.3 Veuillez indiquer si le Distributeur entend déposer une demande d'un facteur Z dans la mesure où le coût total du projet du Distributeur est présentement estimé à environ ██████\$. Si oui, veuillez expliquer pourquoi la demande n'a pas été soumise dans le présent dossier. Veuillez élaborer.

Réponse :

22 Voir la réponse à la question 15.2.

¹⁴ HQD-3, document 2 (B-0010), section 6.

**PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MÉCANISME DE
RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI) DU DISTRIBUTEUR**

Indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR et méthode de liaison

16. Référence : Pièce [B-0011](#), p. 7.

Préambule :

« Aux fins du développement de l'IMQ (section 1.5), le Distributeur considère chacun de ces champs d'intervention comme d'égale importance. »

Demande :

16.1 Veuillez indiquer pour quels motifs le Distributeur considère les cinq champs d'intervention comme d'égale importance.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas cherché à prioriser un ou des champs**
2 **d'intervention au détriment des autres, ou en fonction de l'importance**
3 **relative de chacun. L'objectif du MRI étant d'inciter le Distributeur à une**
4 **plus grande efficacité sans toutefois porter atteinte à la qualité du**
5 **service, le Distributeur estime que le maintien de la qualité du service**
6 **doit se vérifier dans chaque champ d'intervention.**

17. Références : (i) Pièce [B-0011](#), p. 8 à 11;
(ii) Pièce [B-0011](#), p. 11;
(iii) Pièce [B-0011](#), p. 21, Tableau A-1;
(iv) Dossier R-4024-2107, pièce [B-0032](#), p. 2.

Préambule :

(i) Comme mesure globale de la satisfaction de l'ensemble de sa clientèle, le Distributeur propose les 10 indices de satisfaction suivants :

1. ISC combiné R-C-A;
2. ISC Clients Grande puissance;
3. Indice de continuité normalisé;
4. Nombre de pannes basse tension;
5. Durée moyenne des interruptions par client;
6. Délai moyen de raccordement simple en aérien;
7. Taux de respect global des interruptions planifiées;
8. Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels;
9. Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux;

10. Taux de fréquence des accidents.

(ii) « *Eu égard à la volonté de la Régie que soit maintenue la qualité du service, le Distributeur propose, pour chacun des dix indicateurs retenus, une cible de performance égale à la moyenne des valeurs de l'indicateur observées durant les cinq dernières années, soit de 2013 à 2017 (« la cible »). L'historique de cinq ans est utilisé pour évaluer la qualité du service moyenne offerte à la clientèle, ce qui permet d'atténuer l'impact des variations conjoncturelles qui pourraient affecter une valeur annuelle. Cette approche est cohérente avec l'analyse des résultats des indicateurs de qualité du service par rapport à l'historique cinq ans effectué dans le cadre des dossiers tarifaires. Un tel historique constitue d'ailleurs un repère stable pour la gestion des activités du Distributeur ».*

(iii) Le Distributeur présente un tableau illustrant le calcul de son IMQ.

(iv) « *Les indices de qualité de service reflètent intégralement ceux qui s'appliquaient au Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, aux pages 21 à 23 [...] Advenant un résultat individuel de 50 % ou moins, le distributeur obtient un pourcentage de réalisation de 0 % pour l'indice concerné ».* [nous soulignons]

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer les motifs du Distributeur de ne pas retenir une moyenne mobile pour établir la cible, plutôt que la moyenne fixe décrite à la référence (ii).

Réponse :

1 **La moyenne fixe décrite à la référence (ii) est représentative de la**
2 **performance pré-MRI du Distributeur pour chaque indicateur. Dans la**
3 **mesure où il s'agit de s'assurer que les gains d'efficience permis par le**
4 **MRI ne sont pas réalisés au détriment de la qualité du service, le**
5 **Distributeur estime que c'est à l'aune de cette performance pré-MRI**
6 **qu'il y a lieu de vérifier le maintien de la qualité du service, et cela sur**
7 **la durée du MRI.**

17.2 En analysant les résultats présentés au tableau de la référence (iii), la Régie note un bris dans les données des deux indicateurs relatifs au champ d'intervention Services à la clientèle. Comme indiquée à la référence (ii), la cible, basée sur une moyenne simple de cinq ans, sera donc établie à un niveau de performance inférieur à ce qui a pu être réalisé dans les récentes années. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit un traitement statistique particulier pour le calcul des cibles dans pareil cas.

Réponse :

1 Le Distributeur ne prévoit de traitement statistique particulier que pour
2 les variables dont la mesure a été changée au cours de la période
3 2013-2017. Pour les deux indicateurs reliés au champ d'intervention
4 Services à la clientèle, aucun changement méthodologique au niveau
5 de la mesure n'a eu lieu au cours de cette période. Les données
6 relatives à ces deux indicateurs ne présentent pas de bris mais
7 montrent une évolution témoignant de l'impact favorable des services
8 mis en place par le Distributeur en 2016 et en 2017. Néanmoins, une
9 période de deux ans est relativement restreinte pour évaluer avec
10 certitude l'impact des services mis en place. Le Distributeur choisit
11 donc, par souci de cohérence et d'application des principes énoncés
12 lors de la séance de travail¹⁵, utiliser l'historique de cinq ans comme
13 référence pour évaluer le maintien de la qualité de service.

14 En procédant de la sorte, le Distributeur évite le recours à une analyse
15 au cas par cas pour chacun des indicateurs.

17.3 Veuillez préciser si le calcul actuel de l'IMQ indiqué à la référence (iii) pose un
risque qu'une faible performance d'un indicateur soit compensée par une
excellente performance de quelques indicateurs. Veuillez élaborer.

Réponse :

16 La méthode proposée par le Distributeur vise à évaluer de manière
17 globale la qualité du service à l'égard des champs prescrits par la
18 Régie. Elle est cohérente avec le suivi des indicateurs de qualité de
19 service, réalisé par la Régie lors des précédents dossiers tarifaires,
20 analysés d'un point de vue global¹⁶. L'IMQ est à même de mesurer la
21 variation nette de la qualité du service.

22 D'un point de vue théorique, l'occurrence simultanée de faibles
23 performances de certains indicateurs et d'excellentes performances
24 d'autres indicateurs est possible. Dans la pratique, l'occurrence de
25 résultats très divergents est peu probable. En effet, le Distributeur
26 rappelle qu'il a pour objectif de fournir à ses clients une alimentation
27 électrique fiable et un service à la clientèle accessible et de qualité, ce
28 à quoi contribuent les différents champs d'intervention visés par
29 chacun des indicateurs.

¹⁵ HQD-3, document 3.1 (B-0054).

¹⁶ Décision D-2017-022, paragraphe 61.

1 **Dans ce contexte, le Distributeur ne considère pas l'occurrence**
2 **simultanée de performances faibles et excellentes comme étant un**
3 **risque pouvant altérer le suivi d'un point de vue global de la qualité de**
4 **son service. Par conséquent, il n'a pas réalisé de tests de sensibilité.**

17.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des tests de sensibilité afin d'évaluer ce risque. Veuillez élaborer.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 17.3.**

17.5 Veuillez commenter l'opportunité d'intégrer une approche similaire à celle d'Énergir présentée à la référence (iv) ou une autre méthode pour contrer ce risque.

Réponse :

6 **Le Distributeur commente, en réponse à la question 19.5, l'utilisation**
7 **de la méthode d'Énergir, présentée à la référence (iv). Voir aussi la**
8 **réponse à la question 17.3, dans laquelle le Distributeur explique qu'il**
9 **n'y a pas de risque associé à la compensation des performances des**
10 **indicateurs.**

Question à Concentric :

17.6 Le Distributeur a choisi dix indicateurs de satisfaction de la clientèle, cités à la référence (i) et une méthodologie d'établissement des cibles, précitée à la référence (ii). Veuillez indiquer si vous avez effectué une étude de balisage sur ces éléments auprès des autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains. Dans l'affirmative, veuillez la déposer. Dans la négative, veuillez élaborer sur les motifs des choix d'indicateurs et de méthodologie du Distributeur.

Réponse de Concentric :

11 **Concentric has not performed a benchmarking study or contributed to**
12 **the Distributor's choice of indicators. Concentric was consulted**
13 **regarding the Distributor's methodology for linking service quality to**
14 **the earnings sharing mechanism. Our assessment of the methodology**
15 **is presented in the response to OC's information request n° 2, HQD-14,**
16 **Document 8.2, Question 2.2.**

18. Référence : Pièce [B-0011](#), p. 12 et 13.

Préambule :

« La première étape du calcul de l'IMQ consiste en une uniformisation des indicateurs en utilisant une méthode qui s'apparente à la technique de standardisation employée en statistique. Lors de cette étape, chaque indicateur est, dans un premier temps, comparé à une cible. Concernant les indicateurs pour lesquels une valeur plus élevée indique une variation favorable, la différence entre la valeur réalisée de l'indicateur et la cible est retenue comme valeur d'écart. C'est le cas de l'indice de satisfaction de la clientèle (ISC) et de l'indicateur Taux de respect global des interruptions planifiées. Quant aux indicateurs pour lesquels une valeur plus élevée indique une variation défavorable, la différence entre la cible et la valeur réalisée est retenue comme valeur d'écart.

L'écart ainsi constaté pour un indicateur donné permet d'apprécier l'évolution de cet indicateur pour une année donnée par rapport à l'historique.

Ensuite, comme les écarts n'ont pas tous la même échelle de mesure, ils sont ramenés sur une échelle de mesure comparable. Ainsi, l'écart pour un indicateur donné est divisé par l'écart-type de cet indicateur évalué sur les cinq années historiques précédant l'implantation du MRI, soit 2013 à 2017 ».

Demande :

18.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a analysé d'autres méthodes d'uniformisation des indicateurs que celle décrite à la référence. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas analysé d'autres méthodes d'uniformisation; il a**
2 **eu recours à la technique généralement utilisée en méthodes**
3 **quantitatives. Les raisons pour lesquelles le Distributeur a eu recours à**
4 **cette technique sont les suivantes :**

- 5 • **Les indicateurs ont tous des niveaux, volatilités, échelles et**
6 **unités de mesure différents ;**
- 7 • **Une fois uniformisés, les indicateurs sont comparables, leurs**
8 **valeurs sont indépendantes de l'unité de mesure et ont la même**
9 **moyenne et la même variabilité ;**
- 10 • **Aucune information n'est perdue lors de l'uniformisation; les**
11 **profils de variation sont maintenus.**

12 **Ces éléments ont été expliqués lors de la séance de travail du 27**
13 **septembre 2018 tenue dans le cadre du présent dossier (voir la pièce**

1 **HQD-3, document 3.1 [B-0054], page 9). Voir également la réponse à la**
2 **question 19.5.**

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), p. 14;
 - (ii) Pièce [B-0011](#), tableau A-1;
 - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0032](#), p. 1 à 7.
 - (iv) Dossier R-3599-2006, pièce [B-23](#), p. 23.

Préambule :

(i) Le Distributeur précise ce qui suit à propos des modalités de liaison des indicateurs de performance au MTÉR :

« Le seuil de -1 indique une déviation moyenne des indicateurs composant l'IMQ d'un écart type par rapport à leur cible. Une déviation moyenne inférieure à ce seuil (IMQ se situant entre -1 et 0) appartient à la zone de performance acceptable à l'intérieur de laquelle le Distributeur considère que la qualité du service est confirmée.

Le recours à une telle zone s'explique tout d'abord par le fait que la moyenne cinq ans constitue avant tout une balise servant à situer la qualité du service en cours de MRI par rapport à l'historique récent. À ce titre, elle ne constitue pas un seuil strict à partir duquel il y aurait amélioration ou détérioration de la qualité du service. Comme indiqué à la section 1.4, cette moyenne est une synthèse des résultats de chaque indicateur pour les cinq années précédant l'implantation du MRI. Ainsi, ces différents résultats témoignent tous d'une prestation de service adéquate, alors que les valeurs pour chacune des années de l'historique se distribuent au-dessus ou en deçà de cette moyenne ».

(ii) 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.

(iii) Dans son rapport annuel, Énergir présente le sommaire des résultats des indices de maintien de la qualité de service pour l'exercice terminé le 30 septembre 2017. Elle indique ce qui suit :

« Les indices de qualité de service reflètent intégralement ceux qui s'appliquaient au Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, aux pages 21 à 28, à l'exception de l'indice « Émissions de gaz à effet de serre ». La description de cet indice est celle qu'Énergir a proposée dans le dossier R-3837-2013 et que la Régie a autorisée dans sa décision D-2014-077 ».

(iv) Le mécanisme incitatif d'Énergir convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN comportait les conditions d'accès à la bonification ou au trop-perçu suivantes :

«

- *Un seuil minimal de pourcentage global de réalisation de 85 % sera requis pour donner droit à 85 % de la bonification et du trop-perçu réel (part de Gaz Métro);*
- *Entre 85 % et 100 %, de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification et du trop-perçu réel conservé par Gaz Métro correspondra au pourcentage global de réalisation;*
- *En bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Gaz Métro n'aura droit à aucune bonification ».*

Demandes :

19.1 Veuillez confirmer que lorsque les indicateurs se situent dans la fourchette des valeurs observées entre 2013 et 2017, l'IMQ est supérieur à -1.

Réponse :

1 **Pour illustrer les valeurs possibles de l'IMQ à l'aide de la fourchette des**
2 **valeurs observées entre 2013 et 2017, le Distributeur a calculé les**
3 **valeurs de l'IMQ en utilisant, dans un cas, les meilleurs résultats et,**
4 **dans l'autre cas, les pires résultats observés durant cette période. Ces**
5 **résultats sont présentés aux tableaux R-19.1-A et R-19.1-B**
6 **respectivement.**

TABLEAU R-19.1-A

ILLUSTRATION DU CALCUL DE L'IMQ DU DISTRIBUTEUR SELON LES MEILLEURS RÉSULTATS DE LA PÉRIODE 2013-2017

INDICATEURS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	cible	écart type	meilleur résultat	indicateur uniformisé	pondération	indicateur pondéré
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE													
1 ISC combiné R-C-A													
indicateur initial	7,53	7,52	7,48	7,46	7,27								
indicateur révisé						8,10	8,20	8,15	0,11	8,20	0,45	15%	0,07
2 Clients Grande puissance													
indicateur initial		8,42	8,32	8,34	8,19	8,30							
indicateur révisé							8,50	8,50	0,08	8,50	0,00	5%	0,00
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE													
3 Indice de continuité normalisé			126	120	143	143	162	139	17	120	1,12	6,66%	0,07
4 Nombre de pannes basse tension			27 645	26 014	25 716	27 166	26 911	26 690	805	25 716	1,21	6,67%	0,08
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)			214	100	108	134	134	138	45	100	0,84	6,67%	0,06
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE													
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien			6,1	6,6	7,7	7,1	6,6	6,8	0,6	6,1	1,13	10%	0,11
7 Taux de respect global des interruptions planifiées			91	91	93	92	88						
indicateur initial			84	84	86	85	81	84	2	86	1,00	10%	0,10
indicateur révisé et historique reconstruit													
SERVICES À LA CLIENTÈLE													
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels			237	174	205	87	76	156	71	76	1,13	17%	0,19
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux			231	158	190	93	85	151	63	85	1,05	3%	0,03
SÉCURITÉ													
10 Taux de fréquence des accidents			4,0	4,0	3,4	3,6	3,3						
indicateur initial			3,6	3,6	2,9	3,4	3,1	3,3	0,3	2,9	1,33	20%	0,27
indicateur révisé et historique reconstruit													
IMQ												100%	0,98

TABLEAU R-19.1-B
ILLUSTRATION DU CALCUL DE L'IMQ DU DISTRIBUTEUR SELON LES PIRES RÉSULTATS DE LA PÉRIODE 2013-2017

INDICATEURS		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	cible	écart type	pire résultat	indicateur uniformisé	pondération	indicateur pondéré
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE														
1	ISC combiné R-C-A													
	indicateur initial	7,53	7,52	7,48	7,46	7,27								
	indicateur révisé						8,10	8,20	8,15	0,11	8,10	-0,45	15%	-0,07
2	Clients Grande puissance													
	indicateur initial		8,42	8,32	8,34	8,19	8,30							
	indicateur révisé							8,50	8,50	0,08	8,50	0,00	5%	0,00
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE														
3	Indice de continuité normalisé			126	120	143	143	162	139	17	162	-1,35	6,66%	-0,09
4	Nombre de pannes basse tension			27 645	26 014	25 716	27 166	26 911	26 690	805	27 645	-1,19	6,67%	-0,08
5	Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)			214	100	108	134	134	138	45	214	-1,69	6,67%	-0,11
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE														
6	Délai moyen de raccordement simple en aérien			6,1	6,6	7,7	7,1	6,6	6,8	0,6	7,7	-1,50	10%	-0,15
7	Taux de respect global des interruptions planifiées			91	91	93	92	88						
	indicateur initial			84	84	86	85	81	84	2	81	-1,50	10%	-0,15
	indicateur révisé et historique reconstruit													
SERVICES À LA CLIENTÈLE														
8	Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels			237	174	205	87	76	156	71	237	-1,14	17%	-0,19
9	Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux			231	158	190	93	85	151	63	231	-1,27	3%	-0,04
SÉCURITÉ														
10	Taux de fréquence des accidents			4,0	4,0	3,4	3,6	3,3						
	indicateur initial			3,6	3,6	2,9	3,4	3,1	3,3	0,3	3,6	-1,00	20%	-0,20
	indicateur révisé et historique reconstruit													
IMQ													100%	-1,08

1 Ainsi, la valeur de l'IMQ serait de 0,98 si l'on ne retient que les
2 meilleurs résultats des indicateurs observés entre 2013 et 2017.

3 À l'opposé, un IMQ basé sur les pires résultats pour cette période se
4 chiffrerait à -1,08. Le Distributeur tient à souligner que, dans un tel
5 scénario, les pires résultats historiques du champ d'intervention
6 Satisfaction de la clientèle ne sont pas représentatifs des pires
7 résultats à venir puisque très peu de résultats historiques sont
8 disponibles à la suite de la révision récente de ces indicateurs.

9 Selon les résultats historiques des années 2013 à 2017, l'IMQ pourrait
10 donc avoir une valeur inférieure à -1. Par ailleurs, compte tenu de la
11 volatilité des indicateurs ainsi que d'un nombre insuffisant de résultats
12 historiques pour le champ d'intervention Satisfaction de la clientèle,
13 l'ensemble des valeurs possibles des indicateurs pourrait se situer
14 hors de la fourchette des valeurs observées entre 2013 et 2017. Ainsi,
15 la réalisation d'un IMQ inférieur à -1,08 n'est pas à exclure.

19.2 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur de l'IMQ lorsque les indicateurs correspondent à leur meilleur résultat observé entre 2013 et 2017.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 19.1.**

19.3 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur de l'IMQ lorsque les indicateurs correspondent à leur pire résultat observé entre 2013 et 2017.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 19.1.**

19.4 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur des indicateurs qui donne lieu à un IMQ de -2. Puisqu'il existe une infinité de possibilités, veuillez considérer la valeur des indicateurs de la sous-question précédente et veuillez leur appliquer une variation uniforme de telle sorte que l'IMQ se chiffre à -2.

Réponse :

1 Le tableau R-19.4 présente le scénario d'un IMQ de -2. Le Distributeur a
2 utilisé le scénario illustré au tableau R-19.1-B, soit celui où les pires
3 résultats historiques sur la période 2013-2017 sont retenus. À partir de
4 ces valeurs, le Distributeur a fait varier uniformément les indicateurs
5 uniformisés jusqu'à l'obtention d'un IMQ de -2.

TABLEAU R-19.4
ILLUSTRATION DU CALCUL D'UN IMQ DU DISTRIBUTEUR ÉGAL À -2

INDICATEURS	cible	écart type	résultat	indicateur uniformisé	pondération	indicateur pondéré	
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE							
1 ISC combiné R-C-A	8,15	0,11	7,84	-2,83	15%	-0,43	
2 Clients Grande puissance	8,50	0,08	8,23	-3,43	5%	-0,17	
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE							
3 Indice de continuité normalisé	139	17	167	-1,67	6,66%	-0,11	
4 Nombre de pannes basse tension	26 690	805	28 568	-2,33	6,67%	-0,16	
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	138	45	221	-1,85	6,67%	-0,12	
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE							
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien	6,8	0,6	8,0	-1,93	10%	-0,19	
7 Taux de respect global des interruptions planifiées	84	2	78	-2,81	10%	-0,28	
SERVICES À LA CLIENTÈLE							
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	156	71	245	-1,25	17%	-0,21	
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	151	63	239	-1,39	3%	-0,04	
SÉCURITÉ							
10 Taux de fréquence des accidents	3,3	0,3	3,7	-1,40	20%	-0,28	
IMQ						100%	-2,00

6 Le Distributeur est d'avis que la majorité des résultats hypothétiques
7 donnant lieu à un IMQ de -2, présentés au tableau R-19.4, sont
8 plausibles.

19.5 Veuillez identifier les liens entre la méthode proposée en (i) et celle décrite en (iii) et (iv). Veuillez identifier les avantages et inconvénients de chacune des deux méthodes.

Réponse :

9 Lors de la séance de travail du 27 septembre 2018 tenue dans le cadre
10 du présent dossier, le Distributeur a présenté les principes qui ont
11 guidés le choix de sa méthode de liaison des indicateurs de qualité du
12 service au MTÉR. Ceux-ci sont la simplicité d'application, l'objectivité
13 de la mesure, la cohérence avec le mode actuel de suivi de la qualité du
14 service auprès de la Régie et l'ancrage dans la performance historique.

15 Le Distributeur n'a pas retenu une méthode s'apparentant à celle
16 d'Énergir puisque, selon lui, elle contrevient à ces principes.
17 Effectivement, dans la méthodologie d'Énergir, les indicateurs sont

1 évalués en fonction de plusieurs références dont le Distributeur ne
2 peut trouver le fondement dans l'historique. Une première référence
3 dans cette évaluation est le mode de calcul de la réalisation des
4 indices, en vertu duquel le résultat des indicateurs est transformé en
5 fonction d'une équation¹⁷ dont la valeur des paramètres n'est pas
6 démontrée. Une seconde référence intervient pour plusieurs
7 indicateurs qui sont définis selon un pourcentage par rapport à une
8 cible, c'est le cas de la rapidité de réponse aux urgences, de la rapidité
9 de réponse aux appels téléphoniques, ainsi que la satisfaction de la
10 clientèle. La valeur de ces cibles, par exemple 35 minutes pour la
11 rapidité de réponse aux situations d'urgence, est une référence qui
12 influence le résultat de l'indicateur. Encore une fois, la valeur de cette
13 référence n'est pas démontrée dans la preuve d'Énergir. Enfin, les
14 conditions d'accès à la bonification ou au trop-perçu comportent
15 encore des références, ou seuils, dont les valeurs ne sont pas
16 démontrées.

17 Les différents niveaux de comparaison à des références en font une
18 méthode complexe qui ne rencontre pas le principe de simplicité du
19 Distributeur. L'absence de démonstration à l'aide de l'historique des
20 valeurs de référence, ou seuils, va à l'encontre de la perception du
21 Distributeur d'une méthode objective et ancrée dans l'historique récent
22 de la qualité du service.

23 Le Distributeur retient néanmoins la similitude du lien entre le mode de
24 calcul de la réalisation des indices et le seuil de -1 dans la liaison de
25 l'IMQ au MTÉR dans le mécanisme du Distributeur. La transformation
26 des indicateurs dans la méthode décrite aux références (iii) et (iv)
27 assigne une valeur de 100% aux indicateurs qui ont, par exemple, un
28 résultat entre 92% et 100%. Similairement, l'IMQ du Distributeur ne fait
29 état d'une détérioration de la qualité du service qu'à partir d'une valeur
30 inférieure à -1.

¹⁷ Voir notamment la page 27 de la référence (iv).

Clause de sortie

20. Référence : Pièce [B-0011](#), p. 30.

Préambule :

La firme Concentric compare le critère de sortie avant et après application du mécanisme de partage des écarts de rendement (MTÉR) du Distributeur. En conclusion de cette analyse, elle indique ce qui suit :

« As illustrated in Table 4, the exit clause is triggered when pre-MTÉR earnings reach 500 basis points on the upside and 150 basis points on the downside. However, the triggers are identical at ±150 basis points when the comparison is based on post-MTÉR earnings. An examination of HQD's actual earnings over the past 10 years indicates that these thresholds would have been reached only once, prior to 2014 when the ROE was adjusted to 8.2%, suggesting that the triggers are realistic ».
[nous soulignons]

Demandes:

20.1 Veuillez expliquer les calculs qui ont été effectués sur les données du bénéfice des dix dernières années du Distributeur (2008 à 2017).

Réponse :

1 **Les tableaux R-20.1-A et R-20.1-B présentent le calcul des taux de**
2 **rendement réels ainsi que les écarts avec les taux de rendement**
3 **autorisés pour les années 2008 à 2017.**

TABLEAU R-20.1-A :
TAUX DE RENDEMENT RÉELS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rendement (M\$) (A)	298,2	345,9	447,3	367,3	335,5	430,5	408,6	315,1	275,9	344,5
Base de tarification (M\$) (B)	9 861,2	9 741,4	9 989,8	10 305,6	9 895,7	10 138,8	10 550,5	10 590,2	10 771,6	10 733,6
Structure du capital (C)	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Taux de rendement réel (A/(B X C))	8,640%	10,145%	12,793%	10,183%	9,687%	12,132%	11,065%	8,501%	7,318%	9,170%

TABLEAU R-20.1-B :
TAUX DE RENDEMENT RÉELS VS AUTORISÉS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Réel	8,640%	10,145%	12,793%	10,183%	9,687%	12,132%	11,065%	8,501%	7,318%	9,170%
Autorisé	7,740%	6,985%	7,849%	7,320%	6,369%	6,189%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%
Écart	0,900%	3,160%	4,944%	2,863%	3,318%	5,943%	2,865%	0,301%	-0,882%	0,970%

4 **Comme démontré au tableau R-20.1-B, 2013 représente la seule année**
5 **où l'écart entre le taux de rendement réel et celui autorisé est supérieur**
6 **à 500 points de base.**

20.2 Veuillez déposer un tableau, s'il est disponible, montrant ces calculs pour chacune des dix dernières années (2008 à 2017).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 20.1.**

Rapport annuel 2019

- 21. Références :** (i) Rapport annuel 2017, pièce [B-0008](#);
(ii) Rapport annuel 2017, pièce [B-0014](#).

Préambule :

(i) Sur la base d'un coût de service, le Distributeur présente la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus pour l'année 2017 (« ligne par ligne »).

(ii) Sur la base d'un coût de service, le Distributeur présente la base de tarification (données mensuelles et moyenne des 13 soldes) pour l'année 2017 (« ligne par ligne »).

Demandes :

21.1 Est-ce que le Distributeur compte déposer dans son rapport annuel 2019, les composantes détaillées des revenus requis réalisées en 2019 et la base de tarification détaillée et réalisée en 2019 (données mensuelles et moyenne des 13 soldes)? Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

2 **Le Distributeur n'entend pas déposer dans son rapport annuel 2019 les**
3 **composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus**
4 **requis faisant partie de la formule d'indexation.**

5 **Il rappelle que dans la décision D-2017-043, la Régie énonce au**
6 **paragraphe 231 : «... qu'il faut envisager l'inclusion des éléments**
7 **couverts par la formule d'indexation avec une vision d'ensemble plutôt**
8 **qu'avec une approche « ligne par ligne. » De plus, elle ajoute : «... qu'il**
9 **peut arriver qu'un item dont la croissance historique ou prévue est plus**
10 **faible vienne compenser un autre item dont la croissance historique ou**
11 **prévue est plus forte que la croissance générale de la formule**
12 **d'indexation. »**

1 Ainsi, de la décision de la Régie d'intégrer les charges d'exploitation,
2 les achats de combustibles, les taxes, les frais corporatifs,
3 l'amortissement et le rendement à la formule d'indexation, le
4 Distributeur comprend que la Régie lui accorde une enveloppe globale
5 lui permettant de couvrir ses besoins annuels pour ces éléments,
6 l'utilisation de cette enveloppe relevant de sa gestion interne.

7 Conséquemment, le Distributeur rappelle que dans le cadre du MRI, les
8 composantes détaillées autorisées des revenus requis faisant partie de
9 la formule d'indexation et celles de la base de tarification n'existent
10 pas. Le Distributeur se questionne donc sur la pertinence de fournir ce
11 niveau de détail en mode réel alors que seul le montant global autorisé
12 issu de la formule est disponible. Une analyse comparative détaillée
13 entre les données réelles et celles autorisées ne peut donc pas être
14 réalisée.

15 Le Distributeur comprend alors que les seules fins de fournir les
16 composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus
17 requis faisant partie de la formule d'indexation sont celles de comparer
18 les résultats réels de l'année avec ceux de l'année précédente. En
19 regard de cet objectif, le Distributeur a clairement exprimé sa position à
20 la Régie en réponse à la question 20.6 du Rapport annuel 2017¹⁸.

21 De plus, le Distributeur tient à ajouter les deux éléments suivants :

- 22 • D'une part, l'enveloppe de coûts reconnue par la formule
23 d'indexation reflète la contrainte imposée par le taux
24 d'indexation retenu via le facteur de croissance combiné lequel
25 intègre un taux d'efficacité implicite.
- 26 • D'autre part, le mécanisme de traitement des écarts (MTÉR)
27 actuellement en vigueur jumelé aux indicateurs de performance
28 proposés fait en sorte que le Distributeur se doit d'être efficace
29 dans la gestion de son réseau et dans ses activités de service à
30 la clientèle.

31 Ainsi, dépendamment des priorités, le pouvoir de gestion que le
32 Distributeur exerce sur l'enveloppe soumise à la formule d'indexation
33 pourra faire en sorte que pour une année donnée se dégage un écart
34 favorable ou défavorable par rapport au montant global autorisé. Le
35 pouvoir de gestion de l'enveloppe accordée au Distributeur lui
36 permettra donc de décider d'engager des coûts essentiels à son réseau
37 ou à ses activités de service à la clientèle au-delà de l'enveloppe

¹⁸ HQD-12, document 1 [B-0066]

1 autorisée, sachant que ces coûts additionnels n'ont pas été considérés
2 dans les revenus requis autorisés, le niveau de la formule d'indexation
3 reconnue devenant ainsi une cible et non un maximum.

4 Dans ce contexte, le Distributeur prévoit déposer le montant global des
5 coûts réels couverts par la formule d'indexation, ce montant étant
6 comparé au montant global de la formule d'indexation qui sera
7 autorisée. De la même façon, le Distributeur entend déposer seulement
8 le montant total de la base de tarification réelle puisque celle-ci sert à
9 déterminer l'écart de rendement à remettre à la clientèle selon le MTÉR.

21.2 Dans le cadre du MRI applicable en 2019, veuillez indiquer quel sera le contenu des pièces (i) et (ii) déposées dans le rapport annuel 2019.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 21.1.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 22. Références :**
- (i) Pièce B-0012, p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 35, tableau C-2;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0015](#), p. 32, tableau B-2;
 - (iv) Pièce [B-0012](#), p. 31, tableau B-1.

Préambule :

(i) « Aux tarifs D, DM et DP, l'écart total de +846 GWh découle d'une baisse moins importante qu'anticipé de la consommation unitaire résidentielle. Cet écart s'explique entre autres par une croissance de la rémunération des salariés plus importante qu'anticipé et une baisse d'un point de pourcentage du taux d'inoccupation des logements, soit la baisse la plus importante des dix dernières années ». [nous soulignons]

(ii) Au tableau C-2 intitulé Impact des variables explicatives sur les ventes par secteurs, on peut y lire que l'impact estimé d'une hausse de 1 % de la rémunération réelle des salariés se traduit en des ventes additionnelles de l'ordre de +70 GWh aux tarifs D et DM.

(iii) Au tableau B-2 intitulé Comparaison de la prévision économique du Québec, on peut constater que le Distributeur prévoyait une croissance de la rémunération des salariés du Québec de +1,2 % pour l'année témoin 2018.

(iv) Au tableau B-1 intitulé Comparaison de la prévision économique du Québec, le taux de croissance de la rémunération des salariés prévu par le Distributeur pour

2018 est de +1,8 %. Ce taux de croissance est supérieur de +0,6 % par rapport à la prévision du Distributeur pour 2018 (référence (iii)), et inférieur de -1,3 % par rapport au taux réel de constaté pour 2017.

Demandes :

22.1 Relativement à l'écart total de +846 GWh constaté entre l'année historique 2017 et l'année de base 2018 aux tarifs D, DM et DP (référence (i)), veuillez préciser (en GWh) la portion de l'écart constaté attribuable à la croissance de la rémunération des salariés ainsi que celle attribuable à la baisse du taux d'inoccupation des logements. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les autres facteurs pouvant expliquer cet écart favorable.

Réponse :

1 **Tout d'abord, le Distributeur précise que l'écart de +846 GWh ne**
2 **correspond pas à l'écart entre l'année historique 2017 et l'année de**
3 **base 2018, mais bien à celui, pour l'année 2018, entre les prévisions du**
4 **présent dossier tarifaire et celles acceptées dans la décision**
5 **D-2018-025.**

6 **L'impact sur les ventes résidentielles de la baisse du taux**
7 **d'inoccupation est d'environ 100 GWh et celui de la hausse de la**
8 **rémunération des salariés, d'environ 200 GWh. Pour ce qui est de**
9 **l'impact de la rémunération réelle des salariés indiqué au tableau C-2**
10 **(référence ii), le Distributeur précise que le tableau aurait dû indiquer**
11 **+120 GWh au lieu de +70 GWh.**

12 **Le reste de l'écart est attribuable à une baisse moindre qu'anticipée de**
13 **la consommation unitaire résidentielle. L'analyse du prochain sondage**
14 **sur l'utilisation de l'électricité au secteur résidentiel pourrait apporter**
15 **d'autres facteurs pouvant expliquer cet écart favorable. Cette analyse**
16 **sera disponible pour le prochain dossier tarifaire.**

22.2 Dans l'éventualité où la valeur de l'écart (en GWh) attribuable à la sous-estimation du taux de croissance de la rémunération des salariés du Québec, obtenue réponse à la question 22.1, soit supérieure à +70 GWh (référence (ii)), veuillez expliquer cette valeur sachant que l'écart prévisionnel n'est que de +0,6 %, donc inférieur à +1 % (référence (iv)).

Réponse :

17 **Le Distributeur rappelle que la prévision acceptée dans la décision**
18 **D-2018-025 a été produite au début de l'année 2017. Ainsi, la**
19 **sous-estimation du taux de croissance de la rémunération des salariés**
20 **doit considérer l'écart de croissance cumulatif sur les années 2017 et**
21 **2018, soit 1,6 %.**

1 **Pour ce qui est de l'impact de la rémunération réelle des salariés sur**
2 **les ventes indiqué au tableau C-2, voir la réponse à la question 22.1.**

22.3 Veuillez préciser ce que représente, en nombre d'abonnements résidentiels, une baisse d'un point de pourcentage du taux d'inoccupation des logements (référence (i)). Veuillez également présenter les autres hypothèses permettant au Distributeur de conclure en un impact en GWh tel que celui présenté en réponse à la question 22.1. Veuillez déposer les références relatives au taux d'inoccupation des logements.

Réponse :

3 **Le Distributeur tient à préciser que le nombre de logements inoccupés**
4 **ne modifie pas le nombre d'abonnements résidentiels. En fait, la**
5 **variation du taux d'inoccupation se reflète plutôt dans la**
6 **consommation unitaire par abonnement.**

7 **Selon l'Enquête sur les logements locatifs, réalisée en octobre 2017 par**
8 **la Société canadienne d'hypothèques et de logements (SCHL), 3,4 % du**
9 **parc locatif du Québec était vacant. Cette baisse d'un point de**
10 **pourcentage du taux d'inoccupation global des logements locatifs (le**
11 **taux était de 4,4 % en 2016) est la plus importante baisse depuis dix**
12 **ans. Sur un parc estimé d'environ 840 000 logements, cela représente**
13 **une hausse de 8 400 logements occupés en 2017. Pour les fins de son**
14 **analyse, le Distributeur a retenu un impact de 10 000 kWh pour chaque**
15 **logement inoccupé en moins.**

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

23. Référence : Pièce [B-0021](#), p. 6.

Préambule :

Dans le cadre de la Formule d'indexation, le Distributeur présente un facteur de croissance des activités liées à la croissance d'abonnements (Facteur G) de 0,74 % : 0,98 % pondéré à 75 %, soit la part présumée des coûts variables.

Demandes :

23.1 Veuillez fournir le nombre d'abonnements de l'année historique 2017, de l'année de base 2018 et de l'année témoin 2019 ainsi que le nombre reconnu en 2018.

Réponse :

- 1 Le tableau R-23.1 présente les informations demandées concernant le
2 facteur de croissance des abonnements (Facteur G).

TABLEAU R-23.1 :
CALCUL DU FACTEUR G POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2019

	Année historique 2017 ¹	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025 ²	Année de base	
Nombre d'abonnements au Québec	4 279 496	4 319 241	4 320 296	4 361 696
<i>Croissance vs D-2018-025</i>			42 455 0,98%	

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-10, document 2 (B-0059), tableau 7

² Dossier R-4011-2017, pièce HQD-2, document 1 (B-0009), tableau A-1

23.2 Veuillez fournir le détail du calcul de la croissance du nombre des abonnements de 0,98 %.

Réponse :

- 3 Voir la réponse à la question 23.1.

24. **Références :** (i) Pièce [B-0021](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0021](#), p. 15;
(iii) Pièce [B-0021](#), p. 15.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 5, l'ensemble des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique sur la période 2017-2019 (incluant TEQ).

TABLEAU 5 :
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (M\$)

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Charges d'exploitation	14,0	17,0	17,0	40,8
Amortissement	156,4	145,6	143,5	127,0
Rendement de la base de tarification	42,5	37,1	35,7	30,7
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	212,9	199,7	196,2	198,5
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	609,0	524,2	504,5	429,3

(ii) Le Distributeur présente au tableau 10, l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement sur la période 2017-2019.

TABLEAU 10 :
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	12,7	12,6	12,6	18,5
Rendement de la base de tarification	28,5	29,4	29,4	44,6
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT	41,2	42,0	42,0	63,1
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	408,1	415,0	416,0	622,9

(iii) Le Distributeur présente au tableau 11, l'ensemble des coûts liés à la révision de durée de vie utile des transformateurs aériens de 2018 et 2019.

TABLEAU 11 :
RÉVISION DE DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS (M\$)

	Année de base 2018	Année témoin 2019
Amortissement	-31,2	-38,2
Rendement de la base de tarification	0,8	3,6
RÉVISION DE DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS	-30,4	-34,6
Impact sur la base de tarification (moyenne 13 soldes)	12,0	50,3

Demandes :

24.1 Veuillez fournir deux tableaux distincts, selon le même format du tableau 5, soit pour la rubrique « Interventions en efficacité énergétique » et la rubrique « TEQ ».

Réponse :

1 Les tableaux R-24.1-A et R-24.1-B présentent l'ensemble des coûts liés
2 aux rubriques Interventions en efficacité énergétique et TEQ
3 respectivement.

4 Le Distributeur mentionne que, comme décrit à la pièce HQD-9,
5 document 2 (B-0024)¹⁹ du présent dossier, les coûts présentés au
6 tableau R-24.1-B concernent uniquement les montants versés à la base
7 de tarification avant 2012.

¹⁹ HQD-9, document 2 (B-0024), page 18.

**TABLEAU R-24.1-A :
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (M\$)**

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Charges d'exploitation	14,0	17,0	17,0	40,8
Amortissement	141,0	130,2	128,1	113,7
Rendement de la base de tarification	38,8	34,5	33,1	29,1
TOTAL	193,8	181,7	178,2	183,6
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	556,4	487,0	467,4	406,5

**TABLEAU R-24.1-B :
TEQ
COÛTS LIÉS AUX MONTANTS VERSÉS À LA BASE DE TARIFICATION AVANT 2012 (M\$)**

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	15,4	15,4	15,4	13,3
Rendement de la base de tarification	3,7	2,6	2,6	1,6
TOTAL	19,1	18,0	18,0	14,9
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	52,5	37,1	37,1	22,8

24.2 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Interventions en efficacité énergétique » et la rubrique « TEQ », pour les années suivantes :

- Année historique 2017;
- D-2018-025;
- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

Réponse :

1 **Le tableau R-24.2 présente l'information demandée pour les rubriques**
 2 **Interventions en efficacité énergétique, TEQ, Contributions à des**
 3 **projets de raccordement et Révision de durée de vie utile des**
 4 **transformateurs aériens.**

TABLEAU R-24.2 :
BASE DE TARIFICATION – FACTEURS Y ET Z (EN MILLIERS DE \$)

	1 ^{er} janvier	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept	31 oct	30 nov	31 déc	Moyenne
ANNÉE HISTORIQUE 2017														
Facteurs Y														
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique														
Interventions en efficacité énergétique	623 532	611 781	600 031	588 280	576 529	564 778	553 027	541 277	529 526	517 775	506 024	494 273	526 849	556 437
Programmes et activités de TEQ	60 260	58 974	57 688	56 402	55 116	53 831	52 545	51 259	49 973	48 687	47 402	46 116	44 830	52 545
Total	683 792	670 755	657 719	644 682	631 645	618 609	605 572	592 536	579 499	566 462	553 426	540 389	571 679	608 982
Contributions à des projets de raccordement	414 741	413 700	412 556	411 515	410 474	408 565	407 527	406 488	405 449	404 411	403 372	401 540	405 086	408 110
DÉCISION D-2018-025														
Facteurs Y														
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique														
Interventions en efficacité énergétique	547 523	536 674	525 825	514 976	504 127	493 278	482 429	471 580	460 731	449 882	439 033	428 184	477 335	487 044
Programmes et activités de TEQ	44 830	43 544	42 258	40 973	39 687	38 401	37 115	35 829	34 544	33 258	31 972	30 686	29 400	37 115
Total	592 353	580 218	568 083	555 948	543 814	531 679	519 544	507 409	495 274	483 140	471 005	458 870	506 735	524 159
Contributions à des projets de raccordement	409 746	408 697	407 649	406 601	405 552	404 504	404 144	403 097	402 049	400 325	398 387	403 771	540 286	414 985
ANNÉE DE BASE 2018														
Facteurs Y														
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique														
Interventions en efficacité énergétique	526 849	516 172	505 495	494 819	484 142	473 465	462 789	452 112	441 435	430 758	420 082	409 405	458 728	467 404
Programmes et activités de TEQ	44 830	43 544	42 258	40 973	39 687	38 401	37 115	35 829	34 544	33 258	31 972	30 686	29 400	37 115
Total	571 679	559 716	547 754	535 791	523 829	511 866	499 904	487 941	475 979	464 016	452 054	440 091	488 129	504 519
Contributions à des projets de raccordement	405 086	404 015	402 957	401 899	400 841	399 732	393 729	392 692	391 655	390 617	397 318	396 266	631 073	415 991
Facteur Z														
Révision de durée de vie utile des transformateurs	0	0	0	0	3 462	6 924	10 387	13 849	17 311	20 773	24 236	27 698	31 160	11 985
ANNÉE TÉMOIN 2019														
Facteurs Y														
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique														
Interventions en efficacité énergétique	458 728	449 258	439 788	430 318	420 848	411 378	401 908	392 438	382 968	373 498	364 028	354 558	405 088	406 523
Programmes et activités de TEQ	29 400	28 293	27 186	26 079	24 972	23 864	22 757	21 650	20 543	19 436	18 328	17 221	16 114	22 757
Total	488 129	477 552	466 974	456 397	445 820	435 242	424 665	414 088	403 511	392 933	382 356	371 779	421 202	429 281
Contributions à des projets de raccordement	631 073	629 527	627 981	626 435	624 890	622 829	622 241	620 699	619 158	617 219	615 679	614 139	625 751	622 894
Facteur Z														
Révision de durée de vie utile des transformateurs	31 160	34 346	37 532	40 717	43 903	47 089	50 275	53 461	56 647	59 832	63 018	66 204	69 390	50 275

24.3 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », pour les années suivantes :

- Année historique 2017;
- D-2018-025;
- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 24.2.**

24.4 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Révision de durée de vie utile des transformateurs aériens », pour les années suivantes :

- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 24.2.**

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

Question no 25 rectifiée

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 11;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 15;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0175](#), p.14.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 7, l'évolution des contributions annuelles à des projets de raccordement (M\$).

TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Autorisé ⁽¹⁾	Année de base	Réel
2006			76,0
2007		20,2	-4,5
2008		-0,3	-5,8
2009			-1,2
2010	-3,6	-3,6	-2,8
2011	-0,2	-0,4	-0,3
2012	87,0	-19,0	-24,2
2013	60,6	31,3	32,9
2014	6,5	-4,7	
2015	212,0	114,5	116,7
2016	155,7	212,2	215,5
2017	30,3	7,5	2,8
2018	142,8	238,6	
2019	13,2		

⁽¹⁾ Année témoin pour 2019

(ii) Le Distributeur présente au tableau 10, l'évolution de l'ensemble des contributions à des projets de raccordement (M\$).

TABLEAU 10 :
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	12,7	12,6	12,6	18,5
Rendement de la base de tarification	28,5	29,4	29,4	44,6
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT	41,2	42,0	42,0	63,1
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	408,1	415,0	416,0	622,9

(iii) Dans sa preuve sur l'implantation d'un MRI, le Distributeur présente au tableau 1, l'historique des écarts (année/année antérieure) en M\$ et en %.

TABLEAU 1 :
HISTORIQUE COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR 2004-2016 (M\$)

	Réel (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Réels / Année ant.
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	47,4	10,4	28%
2013	154,2	106,8	225%
2014	98,3	(55,9)	-36%
2015	110,6	12,3	13%
2016	26,5	(84,1)	-76%
	802,5		

Demandes :

25.1 Veuillez déposer l'évolution sur la période de 2006 à 2019 de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », selon le même format du tableau 7 (référence (i)), pour chacun des éléments suivants:

- Charge d'amortissement;
- Rendement de la base de tarification;
- Base de tarification (moyenne des 13 soldes).

Veuillez également indiquer l'écart entre le réel et l'autorisé (en M\$ et %).

Réponse :

- 1 **Le tableau R-25.1 présente l'information demandée pour les années 2006**
2 **à 2019.**

**TABLEAU R-25.1:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT**

Années	Charge d'amortissement				Rendement de la base de tarification				Base de tarification (moyenne 13 soldes)			
	Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2006	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100%	-	5,847	5,847	100%
2007	-	1,1	1,1	100%	-	6,0	6,0	100%	-	73,941	73,941	100%
2008	1,7	1,3	(0,4)	-24%	7,3	5,5	(1,8)	-25%	93,953	69,119	(24,834)	-26%
2009	1,3	1,1	(0,2)	-15%	5,1	4,4	(0,7)	-14%	68,178	61,591	(6,587)	-10%
2010	1,3	1,7	0,4	31%	4,3	4,2	(0,1)	-2%	56,979	57,314	0,335	1%
2011	1,0	1,7	0,7	70%	3,9	3,9	-	0%	53,764	53,857	0,093	0%
2012	1,9	2,1	0,2	11%	4,6	4,7	0,1	2%	68,243	71,554	3,311	5%
2013	0,9	2,2	1,3	144%	2,2	4,8	2,6	118%	33,782	75,169	41,387	123%
2014	4,0	3,9	(0,1)	-3%	7,7	7,3	(0,4)	-5%	107,435	101,993	(5,442)	-5%
2015	8,3	6,3	(2,0)	-24%	18,1	13,4	(4,7)	-26%	256,228	191,094	(65,134)	-25%
2016	8,9	11,2	2,3	26%	21,1	25,7	4,6	22%	303,646	373,241	69,595	23%
2017	12,3	12,7	0,4	3%	28,1	28,5	0,4	1%	407,247	408,110	0,863	0%
2018	12,6	12,6	-	0%	29,4	29,4	-	0%	414,985	415,991	1,006	0%
2019	18,5	18,5	-	0%	44,6	44,6	-	0%	622,894	622,894	-	0%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

25.2 Veuillez déposer l'historique des écarts (année/année antérieure) de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » sur la période de 2006 à 2019, selon le même format du tableau 1 (référence (iii)), pour chacun des éléments suivants:

- Charge d'amortissement;
- Rendement de la base de tarification;
- Base de tarification (moyenne des 13 soldes).

Réponse :

1 **Le tableau R-25.2 présente l'information demandée pour les années 2006**
2 **à 2019.**

**TABLEAU R-25.2:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT**

Années	Charge d'amortissement			Rendement de la base de tarification			Base de tarification (moyenne 13 soldes)		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure
2006	-	-	-	0,5	-	-	5,847	-	-
2007	1,1	1,1	-	6,0	5,5	1100%	73,941	68,094	1165%
2008	1,3	0,2	18%	5,5	(0,5)	-8%	69,119	(4,822)	-7%
2009	1,1	(0,2)	-15%	4,4	(1,1)	-20%	61,591	(7,528)	-11%
2010	1,7	0,6	55%	4,2	(0,2)	-5%	57,314	(4,277)	-7%
2011	1,7	-	0%	3,9	(0,3)	-7%	53,857	(3,457)	-6%
2012	2,1	0,4	24%	4,7	0,8	21%	71,554	17,697	33%
2013	2,2	0,1	5%	4,8	0,1	2%	75,169	3,615	5%
2014	3,9	1,7	77%	7,3	2,5	52%	101,993	26,824	36%
2015	6,3	2,4	62%	13,4	6,1	84%	191,094	89,101	87%
2016	11,2	4,9	78%	25,7	12,3	92%	373,241	182,147	95%
2017	12,7	1,5	13%	28,5	2,8	11%	408,110	34,869	9%
2018	12,6	(0,1)	-1%	29,4	0,9	3%	415,991	7,881	2%
2019	18,5	5,9	47%	44,6	15,2	52%	622,894	206,903	50%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

25.3 Veuillez déposer l'historique des écarts (année/année antérieure) sur la période 2006 à 2018, selon le même format du tableau 1 (référence (iii)), pour chacun des éléments suivants :

- Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes), excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques, IEÉ et TEQ²⁰;
- Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes), excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques, IEÉ et TEQ²¹ ainsi que l'ensemble des « Contributions à des projets de raccordement ».

Veuillez également comparer les résultats et commenter.

Réponse :

1 **Le tableau R-25.3 présente l'information demandée pour les années 2006**
 2 **à 2018.**

**TABLEAU R-25.3 :
 BASES DE TARIFICATION HISTORIQUES**

Années	(A) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEÉ, TEQ et autres ²			(B) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEÉ, TEQ et autres ² ainsi que Contributions à des projets de raccordement			Comparaison des résultats (A) - (B) Contributions à des projets de raccordement		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Année / Année antérieure
2006	8 246,574			8 240,727			5,847		
2007	8 460,251	213,677	2,6%	8 386,310	145,583	1,8%	73,941	68,094	0,8%
2008	8 922,925	462,674	5,5%	8 853,806	467,496	5,6%	69,119	(4,822)	-0,1%
2009	8 898,627	(24,298)	-0,3%	8 837,036	(16,770)	-0,2%	61,591	(7,528)	-0,1%
2010	8 844,330	(54,297)	-0,6%	8 787,016	(50,020)	-0,6%	57,314	(4,277)	0,0%
2011	8 897,149	52,819	0,6%	8 843,292	56,276	0,6%	53,857	(3,457)	0,0%
2012	8 846,861	(50,288)	-0,6%	8 775,307	(67,985)	-0,8%	71,554	17,697	0,2%
2013	9 072,187	225,326	2,5%	8 997,018	221,711	2,5%	75,169	3,615	0,0%
2014	9 430,120	357,933	3,9%	9 328,127	331,109	3,7%	101,993	26,824	0,3%
2015	9 762,125	332,005	3,5%	9 571,031	242,904	2,6%	191,094	89,101	0,9%
2016	10 051,093	288,968	3,0%	9 677,852	106,821	1,1%	373,241	182,147	1,8%
2017	10 124,631	73,538	0,7%	9 716,521	38,669	0,4%	408,110	34,869	0,3%
2018	10 185,972	61,341	0,6%	9 770,987	54,466	0,6%	414,985	6,875	0,1%
2019 ³	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	622,894	207,909	1,9%

¹ Autorisé pour 2018

² Excluant les autres rubriques suivantes:

- Actifs au titre de prestations constituées (2006 à 2011)
- Coûts liés aux sorties d'actifs (2006 à 2008)
- Avantages complémentaires de retraite (2006 à 2011)
- Frais reportés du tarif BT (2006 à 2011)

³ Voir pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 15.

3 **Le Distributeur constate des variations importantes dans les**
 4 **pourcentages d'écarts année / année antérieure (dernière colonne du**
 5 **tableau) pour les années 2007, 2015, 2016 et 2019. Cependant, il est**

²⁰ Excluant d'autres rubriques pour les fins de comparaison (par exemple en 2006 : « Actif au titre des prestations constituées » et « Coûts liés aux sorties d'actifs »). Veuillez indiquer une note au tableau s'y afférent.

²¹ *Idem.*

1 important de souligner que la seule analyse de ces variations n'est pas
2 suffisante pour conclure sur le traitement des contributions à des projets
3 de raccordement dans la Formule d'indexation ou à titre de Facteur Y et
4 qu'on ne peut faire le lien entre ces pourcentages et celui de la Formule
5 d'indexation.

6 Le Distributeur est d'avis que seuls les coûts intégrés aux revenus requis
7 découlant des contributions à des projets de raccordement doivent être
8 considérés, comme présenté en réponse aux questions 25.1 et 25.2, soit
9 un montant total de 63,1 M\$ pour 2019.

10 Ainsi, l'imprévisibilité des montants et l'absence de contrôle sur les
11 projets, jumelés au constat que l'évolution des coûts liés à ces projets
12 n'est pas cohérente avec la trajectoire définie par la Formule d'indexation,
13 amènent le Distributeur à demander le traitement des contributions à titre
14 de Facteur Y.

15 Par ailleurs, le Distributeur souhaite apporter les commentaires suivants
16 relativement à la base de tarification totale (colonnes B):

- 17 • L'écart de 2008 s'explique principalement par la mise en service du
18 projet SIC.
- 19 • En 2010, le Distributeur a modifié la méthode d'amortissement des
20 immobilisations passant de la méthode à intérêts composés à la
21 méthode linéaire.
- 22 • D'importantes révisions de durées de vie utile d'actifs ont été
23 effectuées au 1^{er} janvier 2013.
- 24 • Les écarts de 2013 à 2016 sont en majeure partie attribuables au
25 projet LAD.

26. Référence : Pièce [B-0021](#), p.13 et 14.

Préambule :

« Le tableau 9 illustre et compare pour les trois années d'application de la Formule d'indexation l'évolution attendue de l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement dans le cas où cette rubrique est traitée en bloc à titre d'élément couvert par la Formule d'indexation et dans le cas où elle est traitée en coût de service.

**TABLEAU 9 :
CONTRIBUTIONS CUMULATIVES TOTALES (M\$)**

	D-2018-025 (1)	Formule d'indexation (2)				Coût de service (3)				Variation (manque à gagner)			
		2019	2020	2021	Total	2019	2020	2021	Total	2019	2020	2021	Total
Amortissement	12,6	12,8	13,0	13,2	39,0	18,5	18,7	19,1	56,3	5,7	5,7	5,9	17,3
Rendement	29,4	29,9	30,3	30,8	91,0	44,6	43,8	43,6	132,0	14,7	13,5	12,8	41,0
	42,0	42,7	43,3	44,0	130,1	63,1	62,5	62,7	188,3	20,4	19,1	18,7	58,2

(1) Amortissement voir Dossier R-4011-2017, HQD-9, document 7, tableau 13 (B-0040)

Rendement, BT moyenne de 414,985 M\$ (voir Dossier R-4011-2017, HQD-19, document 1, section 5 (B-0232)) x 7,083 %

(2) Soit le montant de la colonne D-2018-025 indexé @ 1,6% (voir tableau 2) pour 2019, et maintenu fixe pour 2020 et 2021

(3) Les années 2020 et 2021 tiennent compte d'une prévision de contributions de 11,3 M\$ et de 79,6 M\$ respectivement

Suivant les données présentées au tableau, il appert que le manque à gagner pour les trois années d'application du MRI s'élève à 58,2 M\$, chacune des années étant affectée par l'impact de la contribution de 2018 comme illustré au tableau 8.

Le Distributeur constate donc que le traitement des contributions dans la Formule d'indexation introduit pour les trois prochaines années un biais récurrent dont l'impact sur les revenus requis dépasse le seuil de 15 M\$ ».

Demande :

26.1 Veuillez expliquer comment a été établi les prévisions des contributions de 11,3 M\$ en 2020 et 79,6 M\$ en 2021, présentées à la note 3 du tableau 9. Veuillez qualifier la « prévisibilité » de ces prévisions.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur présente au tableau R-26.1 les contributions prévues pour**
- 2 **2020 et 2021.**

**TABLEAU R-26.1 :
CONTRIBUTIONS PRÉVUES EN 2020 ET 2021 (M\$)**

	2020	2021
Projets en croissances du Transporteur ¹	-	-
Autres contributions	11,3	79,6
Troisième appel d'offres éolien A/O 2009-02	(0,9)	58,5
Quatrième appel d'offres éolien A/O 2013-01	-	16,3
Producteurs privés	(1,0)	-
Grands clients	13,2	4,8
TOTAL	11,3	79,6

¹ 2020 - aucune contribution du Distributeur n'est requise

2021 - aucune contribution du Distributeur n'a été établie puisque qu'elle dépasse l'horizon d'analyse

1 **Établissement des prévisions**

2 Les prévisions comprennent les contributions du Distributeur aux projets
3 de croissance du Transporteur et les Autres contributions.

4 • **Projets de croissance du Transporteur**

5 L'établissement de la prévision de la contribution pour les projets de
6 croissance s'appuie sur le plan des charges. Le Distributeur rappelle
7 que le processus d'établissement de la prévision a été décrit dans le
8 cadre du dernier dossier tarifaire²².

9 La planification des besoins a été établie au printemps 2018 et est
10 basée sur le plus récent plan des charges du Distributeur soit celui de
11 l'automne 2017. Le Distributeur précise que la prévision est limitée aux
12 projets dont la mise en service sera effectuée sur un horizon de
13 trois ans (fin 2020).

14 Pour 2020, aucune contribution du Distributeur n'est requise puisque
15 l'allocation maximale du Transporteur couvre entièrement les coûts
16 estimés des projets. La contribution requise du Distributeur
17 représente une somme redevable au Transporteur.

18 Pour 2021, le Distributeur n'a fait aucune prévision puisque l'année
19 visée dépasse son horizon d'analyse.

20 • **Autres contributions**

21 Les autres contributions concernent les appels d'offres relatifs à
22 l'intégration des parcs éoliens, aux producteurs privés ainsi qu'aux
23 grands clients. Elles sont basées sur le coût des projets liés aux
24 diverses ententes conclues entre le Distributeur et ses partenaires et
25 sont intégrées à la prévision de l'année où leur mise en service est
26 prévue.

27 **Prévisibilité des prévisions**

28 Comme mentionné dans la pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 11, le
29 Distributeur note, plus particulièrement depuis l'année 2015,
30 d'importantes variations des montants de contribution à des projets de
31 raccordement.

32 Le degré d'imprévisibilité est particulièrement élevé pour les projets de
33 croissance du Transporteur, notamment quant à la date de la mise en

²² Dossier R-4011-2017, HQD-15, document 1.4 (B-0115), réponse à la question 8.1.

1 service des projets majeurs. Pour 2020, de nombreux facteurs,
2 mentionnés à la pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 12, lignes 1 à 7,
3 dont le délai important entre l'établissement de la prévision et le début
4 des travaux influencent de façon importante l'acuité de la prévision de la
5 contribution requise. Le Distributeur décrit plus amplement les facteurs
6 qui affectent l'acuité des prévisions dans sa réponse à la question 12.4
7 d'OC à la pièce HQD-14, document 8.1. L'année 2021 ne présente aucun
8 montant, puisqu'elle dépasse l'horizon d'analyse du Distributeur.

9 Le Distributeur réitère que l'établissement de la prévision de la
10 contribution requise est tributaire de nombreux aléas et qu'à son avis, elle
11 ne cadre pas dans la trajectoire définie par la Formule d'indexation. Le
12 Distributeur soutient que les contributions à des projets de raccordement
13 devraient être traitées à titre de Facteur Y.

27. Références : (i) Pièce [B-0021](#), p. 22;
(ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0232](#), p. 7 à 9.

Préambule :

(i) « Le tableau A-2 présente, conformément à la décision D-2018-067, le calcul du taux pondéré appliqué à la Formule d'indexation. Ce calcul est basé sur les coûts reconnus pour 2018, soit de 2 587,6 M\$ avant l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement demandé à titre de Facteur Y ». [nous soulignons]

**TABLEAU A-2 :
FACTEUR I – TAUX PONDÉRÉ 2019**

Répartition des coûts couverts par la Formule d'indexation selon la décision D-2018-067	Rémunération	Autres coûts	Total
Charges d'exploitation (incluant le rendement des fournisseurs)	376,4	741,8	1 118,2
<i>Masse salariale - Activités de base</i>	571,5		
<i>Moins : Portion capitalisable de la Masse salariale</i>	(195,1)		
<i>Facturation interne et autres</i>		741,8	
Achats de combustible		85,9	85,9
Amortissement (excluant IEÉ, TEQ et nivellement)		552,1	552,1
Taxes (excluant TEQ)		60,6	60,6
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs		18,6	18,6
Frais corporatifs (excluant le coût de retraite et son CER)	15,4	15,4	30,7
Rendement (excluant IEÉ et TEQ)		721,5	721,5
	391,7	2 195,9	2 587,6
Facteur de pondération	15,1%	84,9%	100,0%
Taux pondéré 2019 (année civile)			1,17%
EERH pour le Québec - Tableau 14-10-0203-01 (anc. 281-0026, CANSIM) (moyenne 3 ans)	2,1%		
IPC Québec - Tableau 18-10-0004-01 (anc. 326-0020, CANSIM) (moyenne 12 mois)		1,0%	

(ii) Le Distributeur présente les revenus requis détaillés et autorisés en 2018.

Demandes :

27.1 Veuillez fournir le calcul basé sur les coûts reconnus pour 2018, soit de 2 545,6 M\$ après l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement demandé à titre de Facteur Y, selon le même format du tableau A-2.

Réponse :

1

Le tableau R-27.1 présente l'information demandée.

TABLEAU R-27.1 :
FACTEUR I – TAUX PONDÉRÉ 2019
AJUSTÉ DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Répartition des coûts couverts par la Formule d'indexation ¹	Rémunération	Autres coûts	Total
Charges d'exploitation (incluant le rendement des fournisseurs)	376,4	741,8	1 118,2
<i>Masse salariale - Activités de base</i>	571,5		
<i>Moins : Portion capitalisable de la Masse salariale</i>	(195,1)		
<i>Facturation interne et autres</i>		741,8	
Achats de combustible		85,9	85,9
Amortissement (excluant IEE, TEQ, contributions à des projets de raccordement et nivellement)		539,5	539,5
Taxes (excluant TEQ)		60,6	60,6
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs		18,6	18,6
Frais corporatifs (excluant le coût de retraite et son CER)	15,4	15,4	30,7
Rendement (excluant IEE, TEQ et contributions à des projets de raccordement)		692,1	692,1
	391,7	2 153,9	2 545,6
Facteur de pondération	15,4%	84,6%	100,0%
Taux pondéré 2019 (année civile)			1,17%
EERH pour le Québec - Tableau 14-10-0203-01 (anc. 281-0026, CANSIM) (moyenne 3 ans)	2,1%		
IPC Québec - Tableau 18-10-0004-01 (anc. 326-0020, CANSIM) (moyenne 12 mois)		1,0%	

¹ Selon la décision D-2018-067 après l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement demandé à titre de facteur Y.

1 **Malgré l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement,**
2 **le taux pondéré 2019 demeure à 1,17 % et la formule d'indexation 2019**
3 **reste inchangée à 2 586,5 M\$.**

4 **Le Distributeur n'a pas reflété dans le tableau de la référence (i) l'impact**
5 **de l'ajout du nouveau facteur Y dans le calcul du taux pondéré puisque,**
6 **dans sa décision D-2018-067²³, la Régie retient une pondération fixe pour**
7 **la durée du MRI en fonction des montants respectifs autorisés dans ses**
8 **décisions D-2018-025 et D-2018-030 ainsi que dans sa décision D-2018-067**
9 **qui reclasse certains éléments de coûts dans la Formule d'indexation ou**
10 **en Facteur Y ou Facteur Z.**

²³ Décision D-2018-067, paragraphe 109.

27.2 Veuillez fournir le détail du calcul de la rubrique « Masse salariale –Activités de base » (571,5 M\$), la portion capitalisable de la masse salariale (-195,1 M\$) et la rubrique « Facturation internes et autres » (741,8 M\$). Veuillez faire le lien avec les données détaillées des revenus requis autorisés en 2018 (référence (ii)).

Réponse :

- 1 **Le tableau R-27.2 présente la conciliation des rubriques de charges**
- 2 **d'exploitation utilisées dans le calcul du taux pondéré appliqué à la**
- 3 **formule d'indexation.**

TABLEAU R-27.2 :
CONCILIATION DES COMPOSANTES DES CHARGES D'EXPLOITATION
ACTIVITÉ DE BASE 2018 (M\$)

	Rémunération		Autres coûts	Total	Références
	Masse salariale - Activités de base	Portion capitalisable			
Demande R-4011-2017 :					
Masse salariale	571,9	(195,3)			Pièce HQD-8, document 2 (B-0026), tableau 1 Portion des coûts capitalisés sur la masse salariale : dossier R-4011-2017, pièce HQD-5, document 2 (B-0021), tableau 9 (39,4 / 115,4)
Facturation interne et autres			591,4		
	571,9	(195,3)	591,4	968,0	Pièce HQD-8, document 1 (B-0025), tableau 2 Pièce HQD-20, document 1 (B-0177), tableau 4
Impacts décision D-2018-025 :					
Masse salariale	(13,1)			(13,1)	Coupure de 42,5 M\$ des charges d'exploitation dont 24,6 M\$ touchant la formule d'indexation (Dossier R-4011-2017, pièce HQD-19, document 1, pages 7 et 8) Coupure de 15,9 M\$ excluant celle liée à la Végétation de 2,8 M\$ (par. 312)
Autres charges directes			(6,5)	(6,5)	Coupure de 21,6 M\$ excluant celles liées aux IEE de 8 M\$ (par. 386), à la Végétation de 6,8 M\$ (par. 428) et au CER - Prog. Conversion à l'électricité de 0,3 M\$
Facturation interne			(5,0)	(5,0)	Coupure des charges de la VPTIC (par. 340)
	(13,1)		(11,5)	(24,6)	
Impacts décision D-2018-067 :					
Refus de certains facteurs Y demandés (remis dans la base)					
Stratégie clientèle à faible revenu	4,0		25,3	29,3	Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 1 (B-0025), tableau A-1
Mauvaises créances			71,0	71,0	Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 1 (B-0025), tableau A-1
Maîtrise de la végétation	8,7		65,8	74,5	Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 1 (B-0025), tableau A-1 ajusté des coupures de la décision D-2018-025 (masse salariale de 2,8 M\$, par. 312 et services professionnels de 6,8 M\$, par. 428)
	12,7		162,1	174,8	
Ajustement portion capitalisable de la Masse salariale		0,2	(0,2)	-	
Dossier R-4057-2018 :					
Masse salariale	571,5	(195,1)			Portion des coûts capitalisés sur la masse salariale : dossier R-4011-2017, pièce HQD-5, document 2 (B-0021), tableau 9 (39,4 / 115,4)
Facturation interne et autres			741,8		
	571,5	(195,1)	741,8	1 118,2	Pièce HQD-8, document 1 (B-0021), tableau A-2

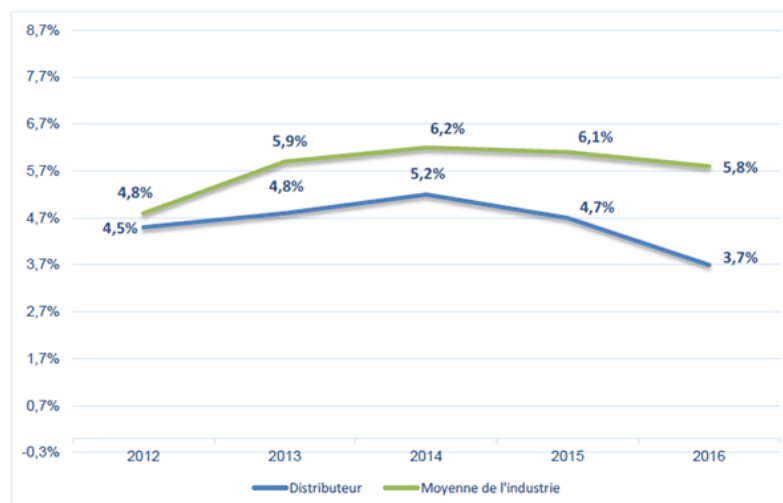
INDICATEUR DE PERFORMANCE RELATIF AUX INVESTISSEMENTS

28. Références : (i) Pièce [B-0022, p. 25](#);
(ii) Pièce [B-0022, p. 26 et 27](#).

Préambule :

(i)

FIGURE A-1 :
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE



« L'indicateur de la moyenne de l'industrie affiche une stabilité depuis 2013 (année où deux compagnies en particulier expliquent la croissance de 4,8 % à 5,8 %). Pour sa part, l'indicateur du Distributeur poursuit sa décroissance amorcée en 2014, après deux années d'augmentation de ses investissements en raison notamment du projet Lecture à distance (LAD) ».

(ii) « Plusieurs étapes se sont avérées nécessaires afin de déterminer les facteurs ayant une relation directe et stable avec les investissements additionnels requis. Le Distributeur a axé ses travaux sur les investissements dans son programme d'équipements et sur ceux requis pour le renouvellement des actifs. Ces deux catégories représenteront environ 45 % des investissements en 2019.

Programme d'équipements

En 2019, les investissements dans le programme d'équipements compteront pour environ la moitié de la catégorie Croissance de la demande. Ces investissements visent notamment à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements du réseau de distribution. Ils permettent

également d'assurer la conformité du réseau aux critères d'architecture normalisés et à solutionner les problèmes de surcharge des postes satellites.

Le Distributeur a analysé la croissance globale du nombre d'abonnés de même que l'évolution de la charge globale de l'ensemble du réseau de distribution afin d'évaluer leur corrélation avec le niveau d'investissements lié au programme d'équipements. Or, le Distributeur conclut qu'il n'y a aucune corrélation directe entre ces éléments puisque les projets liés au programme d'équipements sont initiés sur la base de problèmes déclenchés par la croissance locale. Il ne peut, par conséquent, se servir de cette corrélation comme base à l'établissement d'un indicateur interne.

[...]

La particularité des projets en programme d'équipements est qu'ils répondent à des enjeux locaux difficiles à capter avec des indicateurs de croissance à l'échelle du réseau de distribution. De plus, sur une base historique, les investissements ne représentent qu'une fraction des besoins du réseau, le reste étant inscrit aux charges d'exploitation. Pour ces raisons, il est difficile d'établir un lien direct entre les budgets d'investissement et les besoins du réseau, notamment sur une base annuelle. Ainsi, le Distributeur n'entrevoit pas être en mesure d'élaborer des indicateurs probants pour juger du caractère raisonnable des investissements en programme d'équipements.

[...]

Renouvellement des actifs :

Les investissements pour le renouvellement des actifs comptent pour près des deux tiers des montants de la catégorie Maintien des actifs. Les principaux actifs visés sont les poteaux, les conducteurs et câbles (aériens et souterrains), les structures souterraines et les canalisations, ainsi que les transformateurs (aériens et souterrains).

[...]

Considérant que les transformateurs aériens constituent une bonne proportion des actifs, le Distributeur s'est d'abord concentré sur les transformateurs aériens pour valider sa démarche.

Le réseau de distribution compte un peu plus de 680 000 transformateurs aériens. Selon la planification actuelle, le taux de remplacement planifié est de l'ordre de 1 % du parc actuel de transformateurs, dont 85 % est lié à des causes externes pour lesquelles le Distributeur ne peut se prémunir. Ces chiffres sont basés sur une moyenne historique. En tenant compte des analyses plus détaillées effectuées par le Distributeur, le taux de remplacement planifié serait de 1,1 %. Cet écart étant négligeable, les résultats de cette analyse ne permettent pas d'améliorer significativement pour le moment la planification des investissements ». [nous soulignons]

Demandes :

28.1 Veuillez fournir les données qui ont permis de calculer la proportion des investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties du Distributeur pour la période de 2013 à 2016.

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-28.1 l'information demandée.

TABLEAU R-28.1 :
VALEURS SERVANT AU CALCUL DE L'INDICATEUR (M\$ US)¹

	2012	2013	2014	2015	2016
Investissements	584,6	631,9	669,7	537,0	422,7
Immobilisations non amorties au 31 décembre	13 077,6	13 220,3	12 777,3	11 445,5	11 387,6

2 ¹ Taux de change fournis par First Quartile Consulting

28.2 Veuillez indiquer les étapes que le Distributeur a jugé nécessaires pour déterminer les facteurs ayant une relation directe avec les investissements additionnels requis.

Réponse :

3 Les projets du programme d'équipements sont généralement justifiés par la
4 croissance de la charge. Pour identifier les facteurs influençant les
5 investissements dans cette catégorie, le Distributeur a tenté de trouver des
6 corrélations entre les investissements annuels et divers paramètres globaux
7 en lien avec la croissance.

8 Dans un premier temps, une courbe des investissements historiques a été
9 établie sur l'horizon 2005 à 2016. Les montants réels ont été indexés à
10 l'inflation pour être sur une base comparable.

11 Dans un deuxième temps, cette courbe des investissements a été comparée à
12 l'évolution du nombre de nouveaux abonnements. Le même exercice a été fait
13 avec l'évolution de la demande en puissance à la pointe ou la moyenne de
14 charge sur les lignes de distribution. Aucune de ces comparaisons n'a permis
15 d'établir une corrélation directe.

28.3 Étant donné que les investissements dans le programme d'équipements et dans le renouvellement des actifs représentent environ 45 % des investissements de 2019, veuillez indiquer si parmi les 55 % des investissements qui restent, il y aurait des éléments qui peuvent être pertinents dans l'analyse du Distributeur.

Réponse :

1 Parmi les 55 % des investissements restants, la principale catégorie est
2 Alimentation des abonnés. Le Distributeur évalue annuellement le coût par
3 nouvel abonnement en divisant les investissements en alimentation des
4 abonnés sur le nombre de nouveaux abonnements. D'ailleurs, à la page 17 de
5 la pièce HQD-9, document 1 (B-0022), le Distributeur mentionne que ce coût
6 unitaire peut difficilement servir d'indicateur pour apprécier le caractère juste
7 et raisonnable des investissements. L'objectif du Distributeur est de répondre
8 aux besoins de ses clients en mettant en œuvre une solution technique idéale,
9 et ce, au moindre coût. Plusieurs facteurs peuvent avoir une incidence sur le
10 coût des travaux, notamment les types d'équipements installés,
11 l'environnement, l'étendue du territoire à desservir ainsi que l'obligation de
12 desservir.

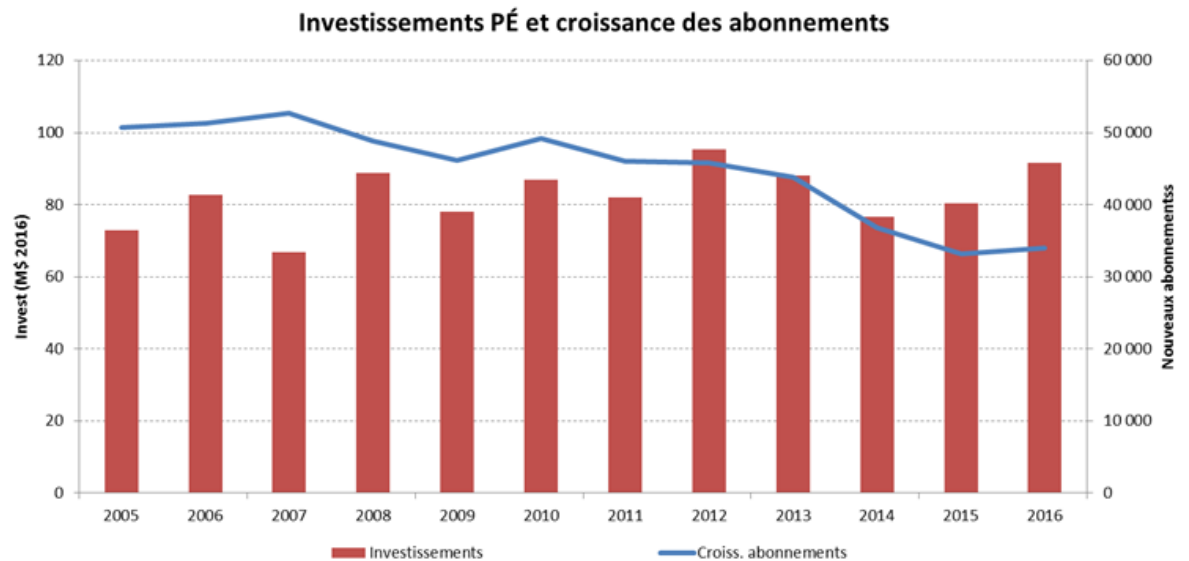
28.4 Veuillez présenter les résultats de l'analyse sur la croissance globale du nombre d'abonnés et l'évolution de la charge globale de l'ensemble réseau de distribution.

Réponse :

13 Le Distributeur précise que l'analyse mentionnée à la référence (ii) visait à
14 évaluer la corrélation entre le niveau d'investissements lié au programme
15 d'équipements et l'évolution de la charge globale ou de la croissance globale
16 du nombre d'abonnements et non la corrélation entre la croissance des
17 abonnements et l'évolution de la charge globale.

18 À titre indicatif, la figure R-28.4 présente l'évolution des investissements réels
19 (en \$2016) en programme d'équipements et la courbe de tendance des
20 nouveaux abonnements. Ces derniers connaissent une tendance à la baisse
21 depuis dix ans alors que les investissements en programme d'équipements
22 fluctuent autour d'une moyenne de 83 M\$ par année, calculée à partir des
23 montants annuels indexés. Même si l'augmentation des abonnements peut se
24 traduire en une augmentation de la charge, l'effet sur le niveau des
25 investissements n'est pas immédiat. De plus, il est utile de mentionner qu'il
26 existe une variabilité importante de la consommation selon le type
27 d'abonnement. Aussi, d'autres facteurs sont pris en compte, comme le niveau
28 de la charge déjà transitée dans les lignes de distribution, la configuration du
29 réseau, la nature de la charge et la capacité des équipements. Comme
30 mentionné à la référence (ii), les projets liés au programme d'équipements
31 sont initiés sur la base de la croissance locale.

FIGURE R-28.4 :
CORRÉLATION ENTRE LES INVESTISSEMENT EN PROGRAMMES D'ÉQUIPEMENTS ET LE
NOMBRE DE NOUVEAUX ABONNEMENTS



1 **Comme mentionné à la référence (ii), le Distributeur conclut que l'évolution de**
 2 **la charge globale ou l'évolution de la croissance globale des abonnements ne**
 3 **seraient pas de bons indicateurs du niveau d'investissements liés au**
 4 **programme d'équipements.**

28.5 Selon le Distributeur, les investissements sur le programme d'équipements
représentent qu'une fraction des besoins du réseau. Veuillez quantifier cette fraction.

Réponse :

5 **Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier cette fraction. Elle résulte du**
 6 **mécanisme de planification des investissements, lequel priorise l'ensemble**
 7 **des besoins du réseau pour atteindre un équilibre avec la force de travail**
 8 **disponible. La mise en œuvre des projets prévus dans le programme**
 9 **d'équipements peut être retardée en raison de facteurs exogènes au profit**
 10 **d'investissements plus prioritaires comme les défauts et imprévus et**
 11 **l'alimentation des abonnés. Pour le programme d'équipements, le Distributeur**
 12 **ne comptabilise pas l'ensemble des besoins mais seulement les besoins**
 13 **prioritaires qui sont convertis en projets et présentés à la Régie sous forme**
 14 **de demandes d'autorisation des investissements.**

28.6 Veuillez indiquer la part des transformateurs dans les actifs à renouveler.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas réalisé à ce jour une analyse détaillée pour l'ensemble**
2 **de ses actifs mais estime la proportion des transformateurs remplacés entre**
3 **20 % et 25 % des actifs à renouveler de la catégorie Maintien des actifs. Le**
4 **taux de remplacement des transformateurs aériens est de l'ordre de 1 % par**
5 **année basé sur l'historique des dernières années. Ce remplacement s'effectue**
6 **en Maintien des actifs ou en Croissance de la demande.**

7 **Basé sur la durée de vie restante au registre et la démographie actuelle, le**
8 **Distributeur estime une augmentation de son taux de remplacement de l'ordre**
9 **de 0,1 % par année.**

10 **Les causes externes auxquelles le Distributeur fait référence sont les**
11 **événements climatiques (vent, neige humide, verglas, foudre), les événements**
12 **liés à la présence de végétation ainsi que les accidents impliquant des**
13 **véhicules. À ces causes externes s'ajoutent les changements de capacité et**
14 **les modifications de réseau pour diverses raisons (par exemple, une**
15 **reconfiguration d'une portion de réseau).**

28.7 Veuillez indiquer la moyenne historique sur laquelle le Distributeur se base pour planifier le remplacement des transformateurs. Veuillez également préciser la nature des causes externes pour lesquelles le Distributeur ne peut pas se prémunir. Veuillez expliquer.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 28.6.**

17

28.8 Veuillez fournir les résultats des analyses effectuées par le Distributeur quant au renouvellement des actifs, notamment, celles sur les transformateurs.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 28.6.**

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS

- 29. Références :** (i) Pièce [B-0024](#), p. 29 et 9;
(ii) Rapport annuel 2017, pièce [B-0016](#), p. 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision d'avril (4 mois réels et 8 mois projetés) du compte de *pass-on* pour l'année 2018. Il indique que :

« Établi sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le solde du pass-on 2018 de 36,6 M\$ (débiteur) est versé aux revenus requis de l'année témoin 2019. Ce montant inclut un ajustement de 25,0 M\$ (débiteur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2017, comptabilisé en 2018. En effet, les données finales de l'entente globale cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est comptabilisé l'année subséquente » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 4, le compte de *pass-on* pour l'année historique 2017, dont un ajustement de 2,8 M\$ (débiteur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2016, comptabilisé en 2017.

Demandes :

29.1 Veuillez expliquer l'écart entre l'ajustement relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2017 (25,0 M\$) et celui pour l'année réelle de 2016 (2,8 M\$).

Réponse :

1 L'ajustement à l'entente globale cadre, comptabilisé dans l'année
2 subséquente à l'année à laquelle il se réfère, représente l'écart entre les
3 relevés des livraisons d'énergie patrimoniale en vertu de l'entente globale
4 cadre, comme déposé en suivi de la décision D-2016-043, et celles connues
5 lors de la fermeture de l'année financière.

6 Ainsi, les ajustements à l'entente globale cadre 2016 et 2017 réfèrent à deux
7 années différentes et le Distributeur juge qu'il ne serait pas pertinent
8 d'expliquer l'écart entre l'ajustement de ces deux années puisque chacun de
9 ces calculs est effectué avec des données de référence différentes.

10 Toutefois, l'ajustement à l'entente globale cadre pour l'année 2017 est plus
11 important que ceux observés au cours des années passées et s'explique en
12 grande partie par l'écart entre les données officialisées en fin d'année par le
13 Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours
14 d'année.

29.2 Veuillez déposer la mise à jour de la prévision sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés du compte de *pass-on* pour l'année 2018, selon le même format du tableau B-1.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur présente au tableau R-29.2 la prévision du compte de**
- 2 ***pass-on* 2018 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés.**

**TABLEAU R-29.2 :
PRÉVISION DE SEPTEMBRE (9/3) DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE 2018**

(1) Catégories de consommateurs	(2)-(5) Écart volume patrimonial				(6)-(9) Écart volume postpatrimonial				(10)-(13) Écart prix postpatrimonial				(14)-(17) Écart de revenus				(18) Pass-on
	GWh base (A) (B)	GWh prévus (F)	(¢/kWh)	(M\$)	GWh base (A)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(¢/kWh) Base (C)	(¢/kWh) prévu (F)	GWh base (A)	(M\$)	GWh base (D)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(M\$)
Domestique																	
Tarifs D et DM	57 874	55 840	3,43	69,9	5 812	5 715	11,31	10,9	11,58	11,31	5 812	15,6	63 584	61 554	4,14	83,9	12,5
Tarif DP	1 004	926	3,04	2,4	101	95	11,35	0,7	11,62	11,35	101	0,3	1 103	1 020	3,81	3,1	0,2
Tarif DT	2 379	2 383	2,82	(0,1)	239	244	11,38	(0,6)	11,65	11,38	239	0,6	2 614	2 627	3,59	(0,5)	0,4
Total	61 257	59 148	-	72,1	6 151	6 053	-	11,1	-	-	6 151	16,5	67 300	65 201	-	86,6	13,1
Petite et moyenne puissance																	
Tarifs G et à forfait	8 755	8 459	3,06	9,1	879	866	11,35	1,5	11,62	11,35	879	2,4	9 619	9 325	3,80	11,2	1,8
Tarif d'éclairage public et sent.	511	523	2,71	(0,3)	51	54	11,31	(0,3)	11,58	11,31	51	0,1	561	577	3,48	(0,5)	0,1
Tarif M	29 026	28 246	2,81	22,0	2 915	2 891	11,27	2,7	11,54	11,27	2 915	7,8	31 890	31 136	3,56	26,8	5,6
Tarif G9	1 007	897	2,86	3,1	101	92	11,33	1,1	11,60	11,33	101	0,3	1 107	989	3,59	4,2	0,3
Tarif LG	8 739	8 469	2,87	7,7	878	867	11,16	1,2	11,42	11,16	878	2,3	9 601	9 336	3,62	9,6	1,7
Tarif H	7	7	2,80	0,0	1	1	11,22	(0,0)	11,48	11,22	1	0,0	7	7	3,77	0,0	0,0
Total	48 045	46 601	2,85	41,6	4 825	4 769	-	6,2	-	-	4 825	12,9	52 784	51 370	-	51,2	9,5
Grande puissance																	
Tarif L	24 675	23 275	2,38	33,3	2 478	2 382	11,12	10,7	11,38	11,12	2 478	6,5	27 094,0	25 657	3,17	45,6	4,9
Contrats spéciaux - sans ajust.	20 057	24 490	2,38	(105,5)	2 014	2 506	11,11	(54,7)	11,37	11,11	2 014	5,3	22 016	26 997	3,19	(158,9)	4,0
Total	44 733	47 765	-	(72,2)	4 492	4 888	-	(44,0)	-	-	4 492	11,9	49 110	52 653	-	(113,3)	9,0
Total incluant les contrats spéciaux	154 034	153 514	2,92	41,5	15 468	15 711	11,24	(26,7)	11,51	11,24	15 468	41,3	169 195	169 225	-	24,5	31,5
TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX	133 977	129 024		147,0	13 454	13 205		28,0			13 454	36,0	147 179	142 228		183,4	27,5
Ajustement de l'entente globale cadre 2017				24,1				(4,0)				8,8					28,9
Contrats spéciaux				3,1				(0,6)				1,4					3,9
AJUSTEMENT DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE 2017, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX (E)				20,9				(3,4)				7,4				-	25,0
PASS-ON 2018 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)				167,9				24,6				43,4				183,4	52,5

(A) Les volumes réels patrimoniaux et postpatrimoniaux sont répartis par catégories de consommateurs proportionnellement aux besoins d'approvisionnement.
 (B) Le volume de consommation patrimoniale est ajusté, le cas échéant, pour refléter la variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu.
 (C) Les coûts postpatrimoniaux réels par catégories de consommateurs ont le même signal de prix que les coûts postpatrimoniaux prévus selon la méthode horaire "(colonne 11)".
 (D) Volume de ventes réelles excluant les volumes d'approvisionnement provenant des interruptions et de la variation du taux de pertes indiqué à la note (B).
 (E) La répartition du montant relatif à l'entente globale cadre 2017 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2017 (comme déposé dans le rapport annuel à la Régie) et le compte de pass-on réel 2017 recalculé pour intégrer les données finales de l'entente globale cadre 2017.
 (F) Référence R-4011-2017, HQD-19, document 4, tableaux 9A et 9B.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**GDP résidentielle**

- 30. Références :** (i) Pièce [B-0026](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 25 et 27.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente l'état d'avancement de ses projets-pilotes ou expérimentaux de charges résidentielles télécommandées ou interruptibles. Certains résultats n'ont pas été concluants.

(ii) Aux tableaux A-1 et A-3, le Distributeur demande un budget additionnel de 3 M\$ pour un impact additionnel de 5,3 MW pour les *Charges interruptibles résidentielles*.

Demande :

30.1 Veuillez présenter les mesures et les projets de *Charges interruptibles résidentielles* pour lesquels le Distributeur réclame un budget en référence (ii), en justifier le budget réclamé et expliquer comment l'impact de 5,3 MW a été évalué.

Réponse :

1 Les différents projets pilotes réalisés au courant des dernières années et
2 présentés à la section 4.1.3 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0026) ont
3 permis au Distributeur d'identifier des solutions technologiques visant
4 notamment la chauffe des résidences comme ayant un potentiel important en
5 gestion de la demande en puissance.

6 Le Distributeur travaille actuellement à concevoir un programme de gestion
7 de la puissance de façon à profiter de l'engouement croissant de la population
8 pour la domotique. Au cours du 2^e semestre de 2019, le Distributeur envisage
9 déployer un programme visant entre autres l'installation de thermostats qui
10 intègrent une technologie permettant la télécommande à distance auprès de
11 3 500 résidences de clients facturés au tarif D. Le Distributeur s'assurera que
12 les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages
13 associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW
14 économisé.

15 Le tableau R-30.1 présente la prévision budgétaire et gains en puissance pour
16 2019.

TABLEAU R-30.1 :
PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2019 DU PROGRAMME CHARGES
INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

Charges (M\$)	Investissements (M\$)	MW
1,5	2,1	5,3

1 La prévision aux charges (1,5 M\$) correspond aux coûts de commercialisation
2 qui sont souvent plus importants la première année pour faire connaître le
3 programme auprès de la clientèle visée. Plus spécifiquement, ces dépenses
4 serviront notamment à couvrir les coûts reliés à la mise en place de la
5 stratégie de commercialisation du Distributeur et aux activités
6 promotionnelles par le biais d'actions de communication sur divers canaux
7 (web, médias sociaux, publicités radio, télévision, etc.).

8 La prévision aux investissements (2,1 M\$) concerne les coûts d'exploitation et
9 de suivi du programme ainsi que les coûts d'équipements et d'installation
10 chez les 3 500 résidences visées, ce qui équivaut à environ 600 \$/résidence.

11 Le gain en puissance (5,3 MW) correspond à un gain moyen annuel de
12 1,5 kW/résidence. Il est basé sur les résultats obtenus à la suite du projet de
13 démonstration *Charges de chauffage à plinthes interruptibles* qui a pris fin en
14 2018. En effet, suite aux mesurages complétés en 2018 et l'analyse des
15 données, le Distributeur a pu établir le gain moyen en puissance entre 1 et
16 2 kW/résidence en fonction du nombre de thermostats contrôlés chez les
17 participants au projet.

31. Référence : Pièce [B-0026](#), p. 15.

Préambule :

« D'une période de pointe à l'autre, le gain moyen de tous les clients s'est situé dans une plage de valeurs comprises entre 4,9 et 7,0 kW. Le gain moyen pour les cinq périodes de pointe télécommandées a été estimé à 6,0 kW. La température extérieure prévalant pendant chacune des périodes de pointe explique en bonne partie la variation du gain. En effet, les résultats montrent que le gain est d'autant plus élevé qu'il fait froid à l'extérieur. L'événement du 3 février 2017 est celui où le gain moyen du groupe est le plus faible, soit 4,9 kW, et il correspond à une température extérieure de -7,6°C, une valeur anormalement chaude pour une période de pointe. En excluant cet événement particulier, le gain moyen de tout le groupe de participants est de 6,2 kW pour l'ensemble de l'hiver ». [nous soulignons]

Demands :

31.1 Veuillez expliquer les raisons de la pointe du 3 février 2017 alors que la météo était favorable cette journée.

Réponse :

1 **Comme les périodes d'interruption pour les deux volets du projet pilote**
2 **devaient être synchronisées, le choix du 3 février 2017 a été fait quelques**
3 **jours auparavant afin de donner le préavis de 48 heures requis aux clients du**
4 **volet comportemental. Or, la météo s'est écartée plus que prévu de la**
5 **prévision initiale de -17°C, d'où la température plus chaude.**

6 **Par ailleurs, cette interruption supplémentaire a tout de même été bénéfique,**
7 **car elle a permis une validation additionnelle du fonctionnement des**
8 **systèmes de télécommandes.**

31.2 Pour les cinq dernières années, veuillez indiquer la fréquence des « événements particuliers » au cours de la période hivernale, soit les pointes de consommation observées à une date où la température était anormalement chaude.

Réponse :

9 **Il n'y a eu aucun moment, au cours des cinq dernières années, où la pointe de**
10 **consommation est survenue lorsque la température était anormalement**
11 **chaude.**

32. Référence : Pièce [B-0026](#), p. 15.

Préambule :

« En ce qui concerne la nouvelle offre proposée dans ce sondage (c'est-à-dire qu'Hydro-Québec télécommanderait les systèmes de chauffage biénergie à distance), une proportion de 5 % seulement indique y être « certainement ouverts » alors que 22 % y seraient « probablement ouverts ». À l'inverse, environ les deux tiers des clients DT consultés ne semblent pas démontrer d'intérêt pour une telle offre de biénergie télécommandée qui nécessiterait un changement au tarif D ».

Demands :

32.1 Veuillez déposer le questionnaire du sondage et le cas échéant, les informations complémentaires demandées aux clients DT sondés.

Réponse :

1 **Les questions et les résultats du sondage sont présentés à l'annexe A.**

32.2 Veuillez expliquer et élaborer sur les résultats présentés en préambule.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 32.1. Les raisons expliquant ce faible intérêt**
3 **n'ont pas été sondées.**

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#);
 - (ii) Dossier R-4043-2018, pièce [B-0018](#), p. 4;
 - (iii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0011](#), p. 85 à 87 ;
 - (iv) [État d'avancement 2017](#) du plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 20;
 - (v) Dossier R-4046-2017, pièce [C-ROEE-0004](#);
 - (vi) Dossier R-4046-2017, pièce [B-0017](#), p. 4.

Préambule :

(i) La Régie ne trouve aucune mention du Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA) dans la preuve relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur. La Régie observe une diminution du budget et des résultats anticipés pour les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes entre la décision D-2018-025 et la présente demande du Distributeur, le premier passant de 8,7 millions à 3,6 millions de dollars en 2019 tandis que les seconds passent de 4,8 GWh à 1,7 GWh ;

(ii) Transition énergétique Québec (TEQ) présente les prévisions de réduction de la consommation énergétique en Gigajoules, pour les années 2018-2019 à 2022-2023 ci-dessous :

Réseaux autonomes							
77.1. Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (HQ)							
77.1. Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (SPN)							
78.1. Mettre en place des projets de démonstration technologique en réseaux autonomes (HQ)							
78.2. Utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces (HQ)							
79.1. Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone (HQ)							
80.1. Intégrer l'énergie renouvelable dans les réseaux isolés (TEQ)							IND
81.1. Normes pour les bâtiments du Nord Québécois (TEQ)		0	224	2 473	2 697	2 697	8 091
82.1. Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) en réseaux autonomes (HQ)	499 297	0	0	0	0	0	499 297
82.2. Déployer toutes les mesures d'économie d'énergie rentables et commercialement acceptables pour la clientèle incluant la sensibilisation (HQ)	14 400	14 400	14 400	14 400	14 400	14 400	72 000

(iii) Le Distributeur présente les Tableaux 3E-1, 3E-2 et 3E-3 incluant, ci-dessous, la fin du tableau 3E-3 indiquant l'impact global du PUEÉ pour l'ensemble des réseaux autonomes :

Réseaux autonomes											
Économies d'énergie:											
Besoins en énergie (GWh)	18,3	26,2	28,1	29,9	31,8	33,6	35,4	37,3	39,1	41,0	42,8
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	5,2	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0	8,5	8,9	9,4	9,8	
Utilisation efficace de l'énergie:											
Besoins en énergie (GWh)	223,5	227,6	232,9	238,4	244,8	249,5	254,9	260,1	266,1	270,2	275,0
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	66,2	67,4	68,9	70,5	72,3	73,6	75,1	76,6	78,3	79,5	

(iv) Le Distributeur explique :

« Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit assurer la fiabilité des approvisionnements tout en minimisant les coûts. Ainsi, pour faire face aux déficits de puissance prévus sur l'horizon du Plan, les interventions en efficacité énergétique sont priorisées afin de réduire les besoins, suivies par le déploiement de moyens permettant de retarder l'implantation d'équipements permanents de production.

Le Distributeur poursuivra sa campagne de sensibilisation en efficacité énergétique pour l'hiver 2017-2018 auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière adopte les comportements éconergétiques par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de pointe.

De plus, le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les réseaux admissibles et le Distributeur validera régulièrement sa rentabilité économique suivant l'évolution du mode de production de l'électricité dans ces réseaux. [nous soulignons]

(v) Le Distributeur mentionne :

« Les clients actuellement inscrits continueront de recevoir une compensation à l'achat du combustible et de bénéficier du service d'entretien, de dépannage et de remplacement des équipements.

[...]

Par contre, d'ici à ce que la stratégie soit établie, nous n'accepterons aucune nouvelle inscription au programme ».

(vi) Le Distributeur explique :

« Le projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré est un projet majeur. Les études en cours et futures permettront au Distributeur de préciser les coûts, les délais de réalisation ainsi que les risques.

Le Distributeur réalisera le raccordement des Îles-de-la-Madeleine si les évaluations préliminaires se confirment. [nous soulignons]

Demandes :

33.1 Veuillez confirmer que le Distributeur n'envisage pas de contribution du Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA) après l'année 2018-2019, tel qu'indiqué aux références (i) et (ii).

Réponse :

1 Le Distributeur précise que le PUEÉ ne fait pas partie des interventions en
2 efficacité énergétique présentées au présent dossier tarifaire. En effet, ce
3 programme vise des économies de mazout à la centrale et non d'électricité
4 chez les clients. Il est comptabilisé à titre de coûts de combustible²⁴, rubrique
5 de coûts étant désormais assujettie à la Formule d'indexation. En
6 conséquence, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir les budgets
7 associés à ce programme pour 2019.

8 En lien avec la référence (ii), il précise qu'il ne prévoit pas mettre fin au PUEÉ
9 dans les réseaux autonomes en 2019, soit l'année visée par le présent
10 dossier, ainsi que sur l'horizon de 5 ans du Plan directeur de Transition
11 Énergétique Québec (TEQ).

33.1.1. Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur l'impact de l'arrêt du PUEÉRA sur les éléments suivants :

- Consommation de combustibles fossiles dans les réseaux autonomes pour la fourniture d'électricité;
- Frais d'exploitation pour le Distributeur, notamment l'achat de combustibles;
- Besoin additionnel en investissement au niveau de chaque réseau autonome.

Réponse :

12 Sans objet.

33.1.2. Le cas échéant, veuillez mettre à jour les estimations du Distributeur quant à la contribution du PUEÉRA pour 2018-2019 et ses prévisions pour 2019-2020, en GWh, en GW et les budgets associés.

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 33.1.

33.2 Veuillez concilier la diminution du budget et de l'impact des interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes à la référence (i) et le maintien des économies d'énergie en réseaux autonomes à l'action 82.2 de la référence (ii).

²⁴ À titre d'exemple, voir R-4011-2017, HQD-8, document 6 (B-0031), tableau 2.

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-33.2 l'évolution de la prévision
2 énergétique et budgétaire des interventions en efficacité énergétique en
3 réseaux autonomes.

TABLEAU R-33.2 :
ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE
DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

D-2018-025		Résultats anticipés 2018		Écart		2019 (R-4057-2018)	
Budget TOTAL	Économies d'énergie	Budget TOTAL	Économies d'énergie	Budget TOTAL	Économies d'énergie	Budget TOTAL	Économies d'énergie
8,7	4,8	6,0	3,9	(2,7)	-0,9	3,6	1,7

4 Les écarts entre le budget autorisé 2018 (D-2018-025) et le résultat anticipé
5 s'explique principalement par les raisons suivantes :

- 6 • l'annulation du programme d'Isolation des entretoits aux Îles-de-la-
7 Madeleine chez la clientèle affaires, le potentiel étant inexistant ;
- 8 • le report en 2019 de la fin du programme de Remplacement de produits
9 d'éclairage dans les bâtiments Affaires du Nunavik prévue initialement
10 en 2018.

11 La prévision budgétaire et énergétique pour 2019 permet de poursuivre les
12 programmes actuellement déployés en réseaux autonomes. Le Distributeur ne
13 peut inclure à ce jour, l'implantation de nouvelles mesures en efficacité
14 énergétique qui pourraient découler d'analyses comme celles de la scierie à
15 Opitciwan en Haute-Mauricie et les audits supplémentaires au Nunavik dont
16 les résultats sont attendus en 2019.

17 En lien avec la référence (ii) et le maintien des économies d'énergie en
18 réseaux autonomes à l'action 82.2 du Plan directeur de TEQ, le Distributeur
19 rappelle la mention faite par TEQ dans sa lettre du 7 septembre 2018, lors du
20 dépôt du complément de preuve demandé par la Régie dans le dossier
21 R-4043-2018²⁵ :

22 « Pour la production du Plan directeur en transition, innovation et
23 efficacité énergétiques du Québec 2018–2023, les informations
24 transmises à TEQ sur les interventions en efficacité énergétique
25 par HQD correspondent à la prévision annuelle de l'année 2018
26 disponible à la date de transmission de l'information (printemps
27 2018). En continu pendant l'année, le Distributeur revoit au besoin
28 sa planification annuelle, ceci en respectant les budgets autorisés

²⁵ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-B-0065-Demande-Dec-2018_09_07.pdf

1 par la Régie de l'énergie. Pour les années subséquentes (2019 à
2 2022), le Distributeur a reporté cette même prévision voulant
3 démontrer qu'il maintiendra ses efforts en efficacité énergétique. »

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

34. Référence : Pièce [B-0027](#), p. 4.

Préambule :

« 1.1.5. Pénalité – résiliation de contrat

L'année de base 2018 inclut un montant non récurrent de 46,5 M\$ qui découle de l'imposition d'une pénalité à un client industriel pour mettre fin à son contrat de fourniture d'électricité. »

Demande :

34.1 Veuillez indiquer quand le Distributeur a pu confirmer l'encaissement du montant de 46,5 M\$ qui est associé à la rubrique pénalité-réalisation de contrat.

Réponse :

4 Le Distributeur a pu confirmer la pénalité à recevoir de 46,5 M\$ en mars 2018,
5 laquelle a été encaissée le 24 avril 2018.

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE

35. Références : (i) Pièce [B-0028](#), p. 5 et 6;
(ii) Pièce [B-0028](#), p. 6;
(iii) Pièce [B-0028](#), p. 6 et 7;
(iv) Pièce [B-0028](#), p. 7 et 8;
(v) Pièce [B-0028](#), p. 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique :

« Toutefois, malgré ces efforts de communication, le Distributeur est souvent confronté à de la résistance et des retards, causant ainsi des délais dans la conversion de tension d'un groupe de lignes de distribution d'électricité, dont celles alimentant les clients visés. Cette résistance des clients est notamment liée au fait qu'ils se voient dans l'obligation de déboursier des sommes pour un projet initié par le Distributeur.

Pour ces raisons, le Distributeur propose trois mesures qui faciliteraient, d'une part, les relations avec les clients et, d'autre part, qui clarifieraient les actions pouvant être réalisées par le Distributeur lorsqu'il est confronté à de la résistance des clients. Ces mesures sont :

- la bonification des compensations offertes aux clients;
- la clarification des CS quant à la possibilité d'interrompre le service d'électricité;
- l'ajout d'un avis aux tiers pouvant être touchés par la conversion de tension ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur mentionne :

« D'ici 2030, plus de 20 postes du Transporteur situés à Montréal seront convertis à la tension 25 kV. En cohérence avec ces projets de conversion des postes, le Distributeur procédera à la conversion de tension de plusieurs lignes de distribution d'électricité, laquelle touchera environ 470 clients. Ces clients devront procéder à des travaux afin de mettre aux normes leur installation électrique pour qu'elle puisse recevoir la tension 25 kV. Or, la plupart de ces clients sont alimentés en souterrain dans des endroits hautement densifiés. L'espace disponible étant par conséquent restreint, les travaux requis pour la mise aux normes sont plus onéreux pour le client ».

(iii) Le Distributeur explique :

« À la suite d'un avis du Distributeur informant le client d'une prochaine conversion de tension, ce dernier doit déterminer, entre la basse tension et la moyenne tension, le mode d'alimentation le plus approprié en fonction de ses besoins et paramètres de consommation futurs. Le client, alimenté à 12 kV et dont les équipements actuels sont incompatibles à la nouvelle tension 25 kV, requiert généralement un avis technique d'une firme d'ingénierie reconnue. La réalisation d'une étude de faisabilité de l'une ou l'autre des options possibles en fonction de son profil permet en outre d'aider le client à choisir un nouveau mode d'alimentation et, par le fait même, d'accélérer son processus de conversion.

Dans ce contexte, le Distributeur propose d'offrir au client une compensation d'un montant maximum de 10 000 \$ afin de faire réaliser ce type d'étude. Sur la base de son expérience, le Distributeur juge ce montant raisonnable et suffisant pour permettre au client de bien confirmer son choix en fonction de ses besoins actuels et futurs ». [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur indique :

« le Distributeur propose d'assumer une partie des coûts, en offrant une compensation d'un montant maximum de 60 000 \$ aux clients qui devraient installer une CSI ou une CHS. Ce montant représente le coût moyen d'installation d'une base de CSI et une portion du coût des ouvrages civils ». [nous soulignons]

(v) Le Distributeur propose :

« Le Distributeur propose également d'ajouter un bloc intitulé « Interruption du service d'électricité » à l'article 16.2.3. Il y serait notamment indiqué que si les travaux requis par le client ne sont pas effectués, le Distributeur transmet alors un avis d'interruption de service, et ce, au moins 9 jours avant la date de la conversion de tension ».

Demandes :

35.1 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer pour chacune des cinq dernières années :

35.1.1. Le nombre total de projets de conversion de tension et le nombre total de clients ayant dû réaliser des travaux de mise aux normes de leurs installations électriques en raison de ces projets.

Réponse :

1 Le Distributeur n'est pas en mesure de scinder par année les données
2 demandées par la Régie.

3 Toutefois, en date du 12 octobre 2018, pour les années 2012 à 2018, le
4 Distributeur dénombre 53 projets de conversion de tension (représentant
5 59 lignes de distribution d'électricité) et 34 clients qui ont dû réaliser des
6 travaux de mise aux normes.

7 À l'heure actuelle, aucun projet n'a été en péril et aucun client n'a été
8 interrompu pour cause de retard ou de non-exécution des travaux. Le
9 Distributeur a toujours pu s'adapter notamment en modifiant la planification
10 de ses propres travaux ou en modifiant la solution technique (par exemple :
11 transfert du client sur un autre poste).

12 Le Distributeur tient à mentionner que cela représente des démarches
13 complexes demandant beaucoup d'énergie notamment en termes de relances
14 faites aux clients et en logistique. À titre d'exemple, le Distributeur doit parfois
15 repousser ou devancer certains travaux pour laisser le temps à certains
16 clients d'être finalement prêts et devancer les mandats d'ingénierie auprès
17 des firmes impliquées. Par ailleurs, lorsque le Distributeur modifie la solution
18 technique et prend la décision de transférer un client sur un autre poste 12 kV,
19 cette solution est souvent temporaire jusqu'à la conversion de cet autre
20 poste.

21 Au surplus, les prochaines années seront caractérisées par de nombreuses
22 conversions de tension sur l'île de Montréal, principalement au centre-ville.
23 Dans ce contexte, le Distributeur réitère que la plupart des clients qui seront
24 visés sont alimentés en souterrain dans des endroits hautement densifiés.
25 L'espace disponible étant par conséquent restreint, les travaux requis pour la

1 **mise aux normes sont plus complexes et plus onéreux pour le client. Les**
2 **propositions visent ainsi à prévenir les difficultés qui pourraient surgir dans le**
3 **cadre de ces projets de conversions.**

35.1.2. Le nombre total de clients ayant dû réaliser des travaux de mise aux normes de leurs installations électriques en raison de projet de conversion de tension du Distributeur et ayant généré des retards dans l'exécution des projets du Distributeur.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 35.1.1.**

35.1.3. Le nombre de projets de conversion de tension retardés spécifiquement en raison de la résistance et des retards des clients pour effectuer les travaux de mise aux normes des installations électriques.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 35.1.1.**

35.2 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer les postes et lignes de distribution d'électricité du Distributeur visées par la conversion des postes du Transporteur d'ici 2030.

Réponse :

6 **Le tableau R-35.2 présente les postes du Transporteur et le nombre de lignes**
7 **de distribution qui seront à convertir d'ici 2030 pour chacun de ces postes.**

8 **La conversion des postes De Lorimier et Fleury a débuté cette année, en 2018,**
9 **tandis que celle des postes Bélanger et Bourassa a débuté en 2015 et se**
10 **poursuivra jusqu'en 2019.**

11 **Pour les postes Rosemont et Beaumont, la conversion de tension débutera en**
12 **2030 et se poursuivra jusqu'en 2033, en vertu des prévisions actuelles.**

TABLEAU R-35.2
POSTES ET NOMBRE DE LIGNE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ VISÉS PAR UNE
CONVERSION DE TENSION D'ICI 2030.

Nom du poste actuel à convertir	Nom du futur poste 25 kV (si connu)	Nb de lignes de distribution
Bélanger 12 kV	Bélanger 25 kV	28
Bourassa 12 kV	Henri-Bourassa 25 kV	15
De Lorimier 12 kV	De Lorimier 25 kV	16
Fleury 12 kV	Fleury 25 kV	19
Atwater 12 kV	St-Patrick 25 kV	15
St-Jean 12 kV	Dollard-des-Ormeaux 25 kV	17
Dorval 12 kV	Lachine 25 kV	8
Montréal-Nord 12 kV	St-Michel 25 kV	24
Jeanne d'Arc 12 kV	Hochelaga 25 kV	18
Laurent 12 kV		14
Hampstead 12 kV		18
Rockfield 12 kV		24
Central 12 kV	Des Irlandais 25 kV	24
Dorchester 12 kV		34
Reed 12 kV		12
Bout-de-l'île 12 kV		8
Longue-Pointe 12 kV		27
Berri 12 kV		11
Maisonneuve 12 kV		24
Rosemont 12 kV		18
Beaumont 12 kV		24
Total		398

35.3 En lien avec la référence (iii), veuillez justifier davantage le montant de la compensation établi par le Distributeur et élaborer sur l'expérience du Distributeur relative à la détermination de ce montant. Veuillez notamment indiquer si le Distributeur a effectué un balisage des coûts pour ce type d'étude auprès de firmes d'ingénierie ou de clients.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas effectué de balisage pour déterminer le montant de la**
2 **compensation. Il a toutefois établi ce montant en se basant sur les temps**
3 **standards pour effectuer le travail et une estimation des taux horaires pour les**
4 **ingénieurs et les techniciens, en se basant sur ceux mentionnés dans le**
5 ***Guide de rémunération de l'Association des firmes de génie-conseil du***
6 ***Québec.***

35.4 En lien avec la référence (iv), pour l'ensemble des clients ayant installé une cabine de sectionnement intégré ou une chambre de sectionnement hors sol au cours des cinq dernières années afin de répondre aux exigences du Distributeur, veuillez indiquer les estimations du Distributeur relatives :

35.4.1. au coût moyen des travaux totaux;

Réponse :

7 **Le coût des travaux varie d'un client à l'autre en fonction de l'âge de son**
8 **installation électrique et des travaux qu'il souhaite faire en même temps que**
9 **ceux directement liés au projet de conversion de tension.**

10 **De manière générale, le Distributeur estime que le coût moyen d'une cabine**
11 **de sectionnement isolé (« CSI ») se situe entre 50 000 et 60 000 \$ environ.**
12 **Pour une chambre de sectionnement hors sol (« CHS »), le Distributeur estime**
13 **les coûts entre 30 000 et 100 000 \$ environ, dépendamment des situations.**

14 **À cela s'ajoute le coût des ouvrages civils. Le Distributeur estime que le coût**
15 **moyen des ouvrages civils est d'environ 40 000 \$, ce qui inclut notamment les**
16 **conduits, la base de transformateurs, l'excavation, le remblai et l'asphaltage.**

17 **Dans les deux cas, le Distributeur offrirait une compensation pouvant aller**
18 **jusqu'à 60 000 \$.**

19 **Le Distributeur estime qu'environ une centaine de CHS et environ 75 CSI**
20 **devront être installées par les clients d'ici 2030.**

35.4.2. au coût moyen des ouvrages civils;

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 35.4.1.**

35.4.3. au coût moyen assumé par le client et celui pris en charge par le Distributeur.

Réponse :

2 **Avec les compensations actuellement en vigueur, le client absorbe, de**
3 **manière globale, plus ou moins 80 % de la facture totale des travaux liés à la**
4 **conversion de tension, le reste étant couvert par les compensations. Cela**
5 **n'inclut toutefois pas les crédits d'alimentation que le client peut recevoir en**
6 **vertu de l'article 10.3 des Tarifs.**

7 **Dans le cas d'un client alimenté en souterrain, ce dernier supporte une plus**
8 **grande part de la facture que celui alimenté en aérien en raison des coûts**
9 **supplémentaires à déboursier lors de la mise aux normes, notamment pour**
10 **une CSI ou une CHS et les ouvrages civils.**

11 **Avec les nouvelles compensations proposées par le Distributeur, ce dernier**
12 **estime que le client alimenté en souterrain aura sensiblement la même part à**
13 **payer que celui alimenté en réseau aérien. La bonification des compensations**
14 **permettra de rembourser une grande portion des coûts que le client doit payer**
15 **pour rendre l'alimentation de son installation électrique via un réseau**
16 **souterrain conforme aux normes en vigueur.**

17 **Le Distributeur tient à préciser que la proportion de la facture de conversion**
18 **couverte par les compensations est tributaire de l'état de l'installation**
19 **électrique du client et des travaux effectués par ce dernier en surplus de ceux**
20 **directement liés à la conversion de tension. En effet, si le client décide**
21 **d'apporter des modifications supplémentaires à son installation électrique**
22 **alors que celles-ci ne sont pas requises, la proportion couverte par les**
23 **compensations sera ainsi moindre.**

24 **Le Distributeur tient également à préciser que, dans le cadre d'un projet de**
25 **conversion de tension, il va au-delà des compensations offertes au client**
26 **puisqu'il ne lui facture pas les travaux électriques relatifs à la modification du**
27 **branchement du distributeur en raison de la modification de l'installation**
28 **électrique, sans augmentation de l'intensité nominale du coffret de**
29 **branchement. En vertu de l'article 8.2.1, cette demande d'alimentation devrait**
30 **être au frais du client. Toutefois, dans le cadre d'un projet de conversion de**

1 **tension, ces frais sont supportés par le Distributeur en raison du fait que ce**
2 **dernier est l'initiateur de la demande.**

35.5 Veuillez indiquer si et comment le Distributeur a pris en compte les éventuelles contraintes liées aux activités de ces clients dans la détermination du délai de 9 jours mentionné à la référence (v).

Réponse :

3 **Le Distributeur réitère qu'il ne transmet un avis d'interruption qu'en dernier**
4 **recours étant donné qu'il est conscient des contraintes qu'une telle action**
5 **peut représenter pour les activités du client.**

6 **Le délai de 9 jours associé à l'avis d'interruption du service d'électricité**
7 **comme précisé dans l'article 7.2.2 des CS a pour objectif, dans ces cas,**
8 **d'inciter le client à contacter le Distributeur avant l'interruption de service afin**
9 **d'établir clairement les prochaines étapes.**

10 **Le Distributeur tient toutefois à mentionner que plusieurs actions et relances**
11 **précèdent l'avis d'interruption.**

12 **Dans les semaines qui suivent l'autorisation d'un projet de conversion de**
13 **poste par la Régie, le Distributeur avise les clients qui seront visés par la**
14 **conversion de la ligne ou du groupe de lignes de distribution les alimentant.**
15 **Conformément au CS, cet avis se fait au moins 24 mois avant la conversion de**
16 **tension prévue.**

17 **Dès le début du projet, une rencontre est tenue avec le client afin de discuter**
18 **des différentes options qui s'offrent à lui et un échéancier est préparé, lequel**
19 **prévoit des jalons et des échéances.**

20 **Par la suite, tout au long du processus, le Distributeur communique tant**
21 **verbalement que par écrit avec le client afin de valider les étapes qui ont été**
22 **franchies et celles qui restent à accomplir.**

23 **À défaut de rencontrer les échéances et advenant que les travaux ne soient**
24 **toujours pas exécutés malgré les différentes relances, des avis de retard sont**
25 **transmis au client. Dans ces avis, le Distributeur mentionne au client son**
26 **retard et les conséquences pouvant mener jusqu'à l'interruption de service**
27 **étant donné que l'installation électrique ne sera plus en mesure de recevoir la**
28 **tension d'alimentation. En outre, par le biais de ces avis, le Distributeur incite**
29 **le client à entrer en contact avec lui.**

30 **Enfin, si le Distributeur est toujours confronté à des retards, il transmet, en**
31 **dernier recours, un avis d'interruption.**

- 36. Références :** (i) Décision [D-2017-072](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0028](#), p. 11.

Préambule :

- (i) La Régie écrit :

« [23] Elle demande également au Distributeur de communiquer avec tous les clients qui ont une entrée électrique de 400 A, afin de les informer de l'élargissement de l'option de retrait et de la possibilité d'obtenir un compteur non communicant aux conditions qui s'appliqueront ».

- (ii) Le Distributeur écrit :

« Le Distributeur prévoit faire le même type de refonte pour les pages Web dédiées à la clientèle résidentielle. »

Demandes :

36.1 Veuillez indiquer les actions menées par le Distributeur pour informer les clients mentionnés à la référence (i) en 2017 et en 2018.

Réponse :

1 **Entre les mois d'octobre 2017 et février 2018, le Distributeur a transmis**
2 **environ 82 000 lettres aux clients ayant une installation électrique**
3 **monophasée de 320 A ou de 400 A et qui avaient :**

- 4 • **un abonnement dont seule l'énergie avait été facturée dans les douze**
5 **derniers mois ; ou**
6 • **un abonnement pour lequel le seuil de facturation de la puissance avait**
7 **été légèrement dépassé.**

8 **Les envois ont été modulés afin de respecter la capacité de réponse**
9 **téléphonique des services à la clientèle et la planification des activités de**
10 **mesurage. De plus, le Distributeur a informé en priorité les clients qui avaient**
11 **fait une plainte sur ce sujet.**

12 **Par ailleurs, dans la Foire aux questions disponible sur son site Web, le**
13 **Distributeur a ajouté une question relativement à la possibilité d'opter pour un**
14 **compteur non-communicant pour les clients ayant une installation électrique**
15 **d'au plus 400 A. Voir le lien suivant :**

16 <http://www.hydroquebec.com/residentiel/faq.html>

36.2 Veuillez indiquer l'échéancier prévu par le Distributeur pour la réalisation de la refonte des pages web dédiées à la clientèle résidentielle, mentionnée à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le Distributeur prévoit que la refonte des pages Web dédiées à la clientèle**
2 **résidentielle sera mise en ligne au courant de l'année 2019.**

37. Référence : Décision [D-2017-118](#), p. 165.

Préambule :

À la référence, la Régie écrit :

« [681] *En regard de la proposition de l'APCHQ à l'effet que toute demande de prolongement ou de modification de réseau soit assortie d'une caution de la part du demandeur, la Régie ne juge pas opportun de mettre sur pied un groupe de travail. Toutefois, elle demande au Distributeur de faire un suivi sur la possibilité d'exiger une telle caution pour certaines demandes de prolongement ou de modification de réseau lors d'un prochain dossier tarifaire* ».

Demande :

37.1 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement de la réflexion du Distributeur quant à la possibilité d'exiger une caution telle qu'indiquée à la référence.

Réponse :

3 **À la suite des rencontres tenues avec l'APCHQ dans le cadre de la phase 2 du**
4 **dossier R-3964-2016, il a été convenu qu'il n'était pas requis d'aller de l'avant**
5 **avec la caution notamment parce qu'elle représenterait une avenue trop**
6 **complexe à mettre en œuvre.**

38. Références : (i) Pièce [B-0028](#), p. 21 et 25;
(ii) Conditions de service en vigueur, articles 7.1.2 et 14.3.

Préambule :

(i) Le Distributeur modifie les articles 7.1.2 et 13.7 des Conditions de service comme suit :

« 7.1.2 *Cas d'interruption du service d'électricité avec avis*
Hydro-Québec peut refuser ou interrompre le service d'électricité dans l'un ou l'autre des cas ci-dessous. Avant d'interrompre le service, elle transmet un avis d'interruption.
[...]

e) *L'installation électrique ou le compteur n'a pas été approuvée ou autorisée par une autorité compétente en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable. [...] ».*

*« 13.7 Appareillage de mesure fourni par Hydro-Québec
L'électricité qui vous est livrée est mesurée au moyen de l'appareillage de mesure choisi, fourni et installé par Hydro-Québec. Le compteur installé doit être approuvé ou autorisé par une autorité compétente en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable.
Les modalités suivantes s'appliquent :
[...] ».*

Le Distributeur justifie ces modifications en indiquant qu'il souhaite mieux faire ressortir le rôle de Mesures Canada dans l'homologation des compteurs qui sont installés chez les clients, notamment dans le contexte des sceaux échus.

(ii) En vertu des articles 7.1.2 et 14.3 des Conditions de service, le Distributeur dispose de certains droits :

- En vertu de l'article 14.3, bloc 1, paragraphe a) des Conditions de service, le Distributeur peut accéder à une propriété desservie, notamment pour l'enlèvement de tout équipement qui lui appartient, y incluant un compteur dont le sceau est échu.
- En vertu de l'article 7.1.2, alinéa 1, paragraphe b) des Conditions de service, le Distributeur peut interrompre le service lorsqu'il n'a pas accès à ses équipements.
- En vertu de l'article 14.3, bloc 4 des Conditions de service, le Distributeur peut facturer des frais d'inaccessibilité et des frais mensuels de relève lorsqu'il n'a pas accès à un compteur autre qu'un compteur communicant. Les frais mensuels de relève cessent de s'appliquer lorsque le service est interrompu ou lorsque le compteur est remplacé par un compteur communicant.

Demandes :

38.1 Veuillez préciser le problème auquel le Distributeur souhaite remédier par l'ajout des mots « ou le compteur » à l'article 7.1.2, alinéa 1, paragraphe (e) des Conditions de service.

Réponse :

1 **Le Distributeur propose l'ajout des « ou le compteur » à l'article 7.1.2, alinéa 1,**
2 **paragraphe (e) principalement par souci de clarté, dans la lignée des**
3 **modifications apportées dans le cadre du dossier R-3964-2016.**

4 **L'ajout vise notamment à préciser la possibilité pour le Distributeur de**
5 **procéder à une interruption de service lorsque le sceau d'un compteur est**
6 **échu et que, par conséquent, ce dernier n'est plus conforme à *Loi sur***
7 ***l'inspection de l'électricité et du gaz* ou de ses règlements.**

8 **De plus, malgré les modalités relatives à l'accès aux équipements, aucune**
9 **modalité actuellement en vigueur ne vient clairement mentionner la situation**
10 **des sceaux échus.**

38.2 Veuillez préciser la nécessité d'ajouter une disposition permettant au Distributeur d'interrompre le service d'électricité lorsque le sceau d'un compteur est échu, considérant les articles indiqués à la référence (ii), lesquels permettent notamment au Distributeur d'accéder à une propriété desservie pour enlever ses équipements et d'interrompre le service lorsque cet accès est refusé.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 38.1.**

38.3 Le Distributeur justifie la modification à l'article 7.1.2 alinéa 1, paragraphe e) des Conditions de service en indiquant qu'il souhaite faire mieux ressortir le rôle de Mesures Canada dans l'homologation des compteurs qui sont installés chez les clients, notamment dans le contexte des sceaux échus. Veuillez préciser les autres situations visées par le terme « notamment ».

Réponse :

2 **Le Distributeur tient à mentionner que le mot « spécifiquement » aurait dû être**
3 **utilisé en lieu et place du mot « notamment » dans cette phrase. Voir**
4 **également la réponse à la question 38.1.**

38.4 Veuillez préciser les dispositions législatives ou réglementaires auxquelles le Distributeur réfère lorsqu'il indique que le compteur doit être approuvé ou autorisé par une autorité compétente « en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable ».

Réponse :

5 **Comme mentionné en réponse à la question 38.1, le Distributeur fait référence**
6 **à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, et plus spécifiquement à**
7 **l'article 9 de cette loi qui mentionne que le compteur destiné à établir un**
8 **montant exigible pour l'électricité fournie peut être mis en service seulement**
9 **s'il a d'abord été vérifié et scellé conformément à la *Loi sur l'inspection de***
10 ***l'électricité et du gaz* ou de ses règlements.**

- 39. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 21;
(ii) Conditions de service en vigueur, article 21.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur modifie comme suit l'article 7.1.2 alinéa 1, paragraphe h) des Conditions de service :

« h) L'installation électrique ou tout équipement de production d'électricité raccordé au réseau de distribution d'électricité et exploité en parallèle de celui-ci n'est pas conforme aux exigences techniques des présentes conditions de service ou, malgré la demande d'Hydro-Québec, les causes de perturbation du réseau ne sont pas éliminées ».

Le Distributeur justifie comme suit ces modifications :

« Ajout par souci de clarté et pour inciter les clients à installer l'équipement de production de façon conforme. Ces précisions visent à indiquer aux clients que si les équipements de production d'électricité sont raccordés en parallèle avec le réseau de distribution d'électricité sans l'autorisation préalable du Distributeur ou s'ils perturbent le réseau, les clients peuvent être sujets à une interruption de service alimentant leur lieu de consommation ».

(ii) L'article 21.1 des Conditions de service définit les termes « installation électrique » et « exigence technique » comme suit :

« installation électrique : tout équipement électrique et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de raccordement. L'installation électrique comprend le branchement du client »;

« exigence technique : tout ce qui est exigé pour que l'installation électrique du client soit compatible avec le réseau d'Hydro-Québec, ou pour répondre à tout autre besoin lié à l'installation et à l'exploitation de ce réseau ».

Demandes :

39.1 Veuillez préciser les exigences techniques des Conditions de service applicables aux équipements de production raccordés au réseau de distribution d'électricité.

Réponse :

1 **L'installation électrique du client comprend tout équipement de production**
2 **d'électricité.**

3 **Ainsi, l'installation électrique doit demeurer conforme aux exigences**
4 **techniques de l'article 15.2 et suivants des CS en étant compatible avec le**
5 **réseau de distribution d'électricité, même après le raccordement d'un**
6 **équipement de production d'électricité.**

7 **À cet effet, il s'agit de s'assurer que tout ajout d'équipement de production**
8 **d'électricité à une installation électrique n'ait pas de conséquence comme, par**

1 exemple, causer des perturbations sur le réseau, nuire au service d'électricité
2 des autres clients et compromettre la sécurité des représentants du
3 Distributeur.

4 De plus, lors de l'installation d'un tel équipement, le client doit respecter
5 certaines normes et exigences, selon sa situation. Celles-ci sont
6 complémentaires aux CS et sont précisées sur le site Web du Distributeur à
7 l'adresse suivante :

8 <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/documentation.html>

39.2 Veuillez préciser si la définition actuelle de l'expression « *exigences techniques* » à l'article 21.1 des Conditions de service englobe les exigences applicables aux équipements de production d'électricité raccordés au réseau de distribution d'électricité et exploités en parallèle de celui-ci. Veuillez élaborer.

Réponse :

9 **Le Distributeur considère que la définition d' « exigences techniques » est**
10 **conforme étant donné que l'équipement de production d'électricité est**
11 **ultimement raccordé à l'installation électrique du client et que celle-ci doit être**
12 **compatible avec le réseau de distribution d'électricité. En complément, voir la**
13 **réponse à la question 39.1.**

40. Références : (i) Pièce [B-0028](#), p. 8;
(ii) Conditions de service en vigueur, article 7.1.2.

(i) « Comme mentionné précédemment, malgré les efforts de communication déployés, le Distributeur est parfois confronté aux retards pris par les clients dans leurs travaux, causant ainsi un report dans la conversion de tension d'un groupe de lignes de distribution d'électricité. Bien qu'il puisse, dans ces cas, en vertu de l'article 7.1.2 alinéa 1 paragraphe g), interrompre le service d'électricité de ces clients, le Distributeur juge opportun de mieux préciser la modalité et de la situer dans le contexte précis des conversions de tension ». [nous soulignons]

(ii) « 7.1.2 Cas d'interruption du service d'électricité avec avis Hydro-Québec peut refuser ou interrompre le service d'électricité dans l'un ou l'autre des cas ci-dessous. Avant d'interrompre le service, elle transmet un avis d'interruption. Vous êtes en défaut de paiement. [...] »

g) Vous n'utilisez pas l'électricité conformément aux exigences relatives aux éléments suivants :

- la revente d'électricité (article 13.1);

- le raccordement d'un équipement en amont de l'appareillage de mesure d'Hydro-Québec (article 13.8);
- les caractéristiques techniques de l'installation électrique (article 15.2.1) ;
- la puissance disponible (article 15.2.2) ».

Demande :

40.1 Veuillez indiquer les extraits de l'article 7.1.2 alinéa 1 paragraphe g) et des articles auxquels cet article réfère qui permettent au Distributeur d'interrompre le service lorsqu'un client résiste ou retarde les travaux préalables à la conversion de tension. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur considère qu'un client qui résiste ou retarde les travaux**
2 **préalables à la conversion de tension n'utilise pas l'électricité conformément**
3 **aux exigences relatives aux caractéristiques techniques de l'installation**
4 **électrique de l'article 15.2.1.**

5 **L'article 15.2.1 paragraphe c), mentionne que le client doit faire en sorte que**
6 **son installation électrique permette son alimentation selon le mode**
7 **d'alimentation convenue. Ce paragraphe réfère en outre au chapitre 16, qui**
8 **traite de l'alimentation à la tension 25 kV et du processus de conversion de**
9 **tension (articles 16.2.2 et 16.2.3).**

10 **Ainsi, lorsque le client résiste ou retarde les travaux préalables à la**
11 **conversion de tension, ce dernier ne se conforme pas à l'une des exigences**
12 **relatives aux caractéristiques techniques de l'installation électrique.**

41. Référence : Pièce [B-0032](#), p. 54, 68 et 70.

Préambule :

Le Distributeur propose d'ajouter les articles 3.5, 4.7 et 4.13 au texte des Tarifs. Ces articles se lisent comme suit :

« Par ailleurs, si un client met fin à son abonnement de courte durée et en souscrit un autre pour la livraison d'électricité au même endroit et à des fins semblables à l'intérieur d'un délai de 12 périodes mensuelles consécutives, ces deux abonnements sont considérés comme étant un seul et même abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale ».

Le Distributeur justifie ces ajouts comme suit :

« Ajout d'une disposition afin d'éviter qu'un client ne mette fin à son abonnement pour se soustraire à la facturation de sa puissance à facturer minimale ». [nous soulignons]

Demandes :

41.1 Veuillez préciser le nombre de cas où le Distributeur a été confronté à des situations telle que celle soulignée en préambule.

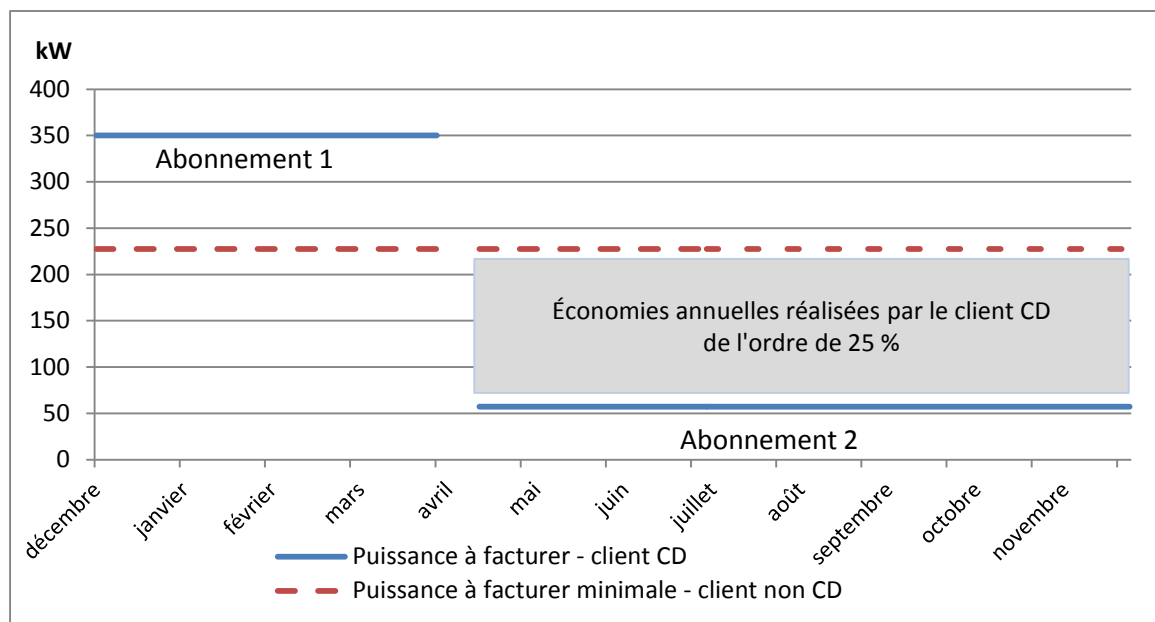
Réponse :

1 **Sur la base des données de référence de 2017, le Distributeur évalue qu'une**
 2 **douzaine de clients au tarif M, œuvrant dans plusieurs secteurs d'activités et**
 3 **régions administratives du Québec, aurait été impactée par sa proposition. Au**
 4 **tarif G, aucun client n'aurait été touché.**

5 **Cette proposition vise à corriger une iniquité envers le reste de la clientèle. En**
 6 **effet, les modalités relatives aux abonnements de courte durée ne visent pas à**
 7 **permettre à un client qui utilise, au même endroit et à des fins semblables,**
 8 **des équipements tout au long de l'année, à se soustraire à ses obligations**
 9 **minimales quant à la puissance à facturer.**

10 **L'exemple ci-dessous démontre comment un client pourrait utiliser les**
 11 **modalités actuelles de courte durée pour se soustraire à sa puissance à**
 12 **facturer minimale (PFM), en scindant un abonnement annuel en deux**
 13 **abonnements de courte durée par un arrêt de ses opérations pendant une**
 14 **courte période.**

FIGURE R-41.1-A :
ILLUSTRATION DE L'IMPACT DE DEUX ABONNEMENTS DE COURTE DURÉE
SUR LA PUISSANCE À FACTURER



1 La figure R-41.1-A illustre qu'un client, en fonction des modalités actuelles,
2 n'assumerait que sa puissance appelée, sans être contraint par la PFM. Si le
3 client met fin à son abonnement à la fin du mois de mars, par exemple, et qu'il
4 reprend ses activités à la mi-avril, il se soustrait à sa PFM. Alors que la prime
5 de puissance devrait s'appliquer sur près de 230 kW pour la période d'avril à
6 novembre, elle ne s'applique en réalité que sur la puissance réelle, soit 50 kW.

7 Le Distributeur rappelle que la facturation de la puissance de tous ses tarifs
8 comprend une puissance à facturer minimale afin d'assurer que les clients
9 assument leur juste part des coûts de puissance et que ces coûts soient
10 récupérés sur une base annuelle.

41.2 Veuillez préciser si, dans certains cas, un client pourrait vouloir mettre fin à son
abonnement et en souscrire un nouveau à l'intérieur d'un délai de 12 périodes
mensuelles consécutives, pour des raisons autres que celle de se soustraire à la
facturation de la puissance à facturer minimale. Dans l'affirmative, pour ces cas, est-il
justifié de considérer les deux abonnements visés comme étant un seul et même
abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale. Veuillez
élaborer.

Réponse :

11 **Oui. La proposition du Distributeur vise à régler un problème d'iniquité.**

12 **Voir également la réponse à la question 41.1.**

42. Référence : Pièce [B-0032](#), p. 211.

Préambule :

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 ».*

Demandes :

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

Réponse :

13 **Comme indiqué à la pièce HQD-13, document 1 (B-0030), le Distributeur ne**
14 **propose pas une nouvelle modalité mais plutôt d'ajouter dans les Tarifs une**
15 **condition qui existe déjà dans les Conditions de service (art. 5.1.1). Cette**

1 modalité, approuvée par la Régie dans la décision D-2015-018 et reconduite
2 dans le cadre du dossier R-3964-2016 avec la décision D-2017-118, vise
3 notamment à contrer les demandes récurrentes de changement de tarif qui
4 permettraient aux clients de se soustraire à leur facturation de puissance en
5 changeant de nom de titulaire d'abonnement, en prétendant un changement
6 au niveau des opérations ou en résiliant un abonnement pour un court laps de
7 temps.

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

42.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur pourrait déterminer que la demande du client a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs.

Réponse :

12 **Le Distributeur pourra le déterminer en constatant des demandes récurrentes**
13 **de changement de tarif d'un client et en le questionnant davantage au sujet de**
14 **ses opérations et de ses besoins.**

STRATÉGIE TARIFAIRE

43. **Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 8;
 - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 17;
 - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 5;
 - (iv) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0002](#), p. 4 et 10;
 - (v) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0040](#), p. 8;
 - (vi) Décision [D-2006-34](#), p. 72;
 - (vii) Pièce [B-0015](#), p. 23.

Préambule :

(i) « Le Distributeur réitère une fois de plus que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2019 à 2023 se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 9,12 ¢/kWh ». [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur insiste sur le fait que le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. Il s'agit d'une approche légitime et probante.

D'abord, le Distributeur est depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques. Il en résulte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2018 à 2023 se situent sous le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 8,92 ¢/kWh ». [nous soulignons]

(iii) « Le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019, soit une croissance de 4 880 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2018.

Cette prévision est supérieure de 4 124 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018 de 169 055 GWh (voir le tableau A-1). Cette croissance marquée est attribuable tant à la clientèle résidentielle (1,1 TWh), dû à la hausse du nombre d'abonnements, qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh), en raison essentiellement du développement des marchés, notamment celui de l'usage des chaînes de blocs. La croissance des activités industrielles explique le reste de la croissance de la demande (1,6 TWh) ».

(iv) « La demande potentielle en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est donc largement supérieure aux capacités d'approvisionnement du Distributeur en puissance et en énergie.

[...]

Cette forte demande potentielle est donc de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie.

[...]

Les demandes annoncées par les clients utilisant de la technologie des chaînes de blocs, y compris du minage de cryptomonnaies, ont été massives, soudaines, inattendues et simultanées, ce qui ne permet pas au Distributeur de procéder à l'attribution de capacité disponible selon une méthode du « premier arrivé, premier servi ». À toutes fins pratiques, ces demandes ont été présentées en même temps ». [nous soulignons]

(v) « Selon les résultats du processus de sélection et la décision D-2018-084 concernant les réseaux municipaux, le Distributeur pourrait revoir et ajuster en conséquence les volumes destinés à ce secteur d'activité. Ce processus de sélection permettra au Distributeur de sonder le marché et d'acquérir une connaissance relative aux propositions des soumissionnaires.

En effet, sur un horizon de cinq ans, le Distributeur serait en mesure d'approvisionner ses nouveaux clients pour des volumes au-delà du 500 MW à partir des volumes inutilisés de l'électricité patrimoniale, donc à moindre coût.

Au-delà de l'horizon de cinq ans, dans un contexte où le volume de l'électricité patrimoniale serait pleinement utilisé, le Distributeur devrait avoir recours à d'autres moyens d'approvisionnement en énergie à des prix plus élevés pour combler les besoins de ce secteur d'activité en plus d'une croissance potentielle des autres secteurs. Dans ce cas, les coûts engendrés par les nouveaux approvisionnements viendraient réduire de façon significative les revenus nets découlant de la vente d'énergie au secteur de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. D'ailleurs, plus le bloc attribué est grand, plus cet effet est marqué. Ainsi, dans ce contexte, les coûts d'approvisionnement pourraient s'avérer supérieurs aux revenus générés par les nouveaux clients de ce secteur d'activité ». [nous soulignons]

La Régie note que le Distributeur soulignait, au dernier dossier tarifaire, qu'il était depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques, tel que souligné au préambule (ii), ce qui justifiait de revoir la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D.

Le Distributeur réitère, cette année, que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D, tel que souligné au préambule (i).

Par ailleurs, le Distributeur présente au présent dossier une prévision des ventes supérieure de 4 124 GWh à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018 de 169 055 GWh, tel qu'indiqué à la référence (iii).

De plus, le Distributeur invoque, au Dossier R-4045-2018, qu'il fait face à une forte demande potentielle de clients utilisant la technologie des chaînes de blocs qui est de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et qui nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie. Il précise que ces demandes ont été massives, soudaines, inattendues et simultanées, tel que souligné au préambule (iv).

(vi) « La justification du Distributeur relative à l'écart entre les tranches d'énergie, telle qu'elle apparaît au dossier R-3541-2004, est toujours valable. Il ajoute toutefois à sa justification le signal des coûts marginaux. Le Distributeur rappelle qu'un prix fixé en fonction du coût marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa consommation ». [nous soulignons]

(vii)

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/kWh DE 2019

Coûts évités Clients au tarif D											
(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage de l'eau	6,72	5,22	5,32	5,42	5,53	5,63	7,15	7,29	7,43	7,57	13,37
Fourniture - Transport	5,44	4,04	4,11	4,19	4,27	4,35	5,84	5,95	6,07	6,18	11,95
Transport - Charge locale	0,94	0,87	0,89	0,91	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04
Distribution	0,34	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38
Chauffage des locaux	9,10	6,92	7,06	7,20	7,34	7,49	10,26	10,47	10,68	10,89	16,33
Fourniture - Transport	6,43	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
Transport - Charge locale	1,96	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
Distribution	0,71	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
Tous les usages	7,66	5,90	6,02	6,13	6,25	6,37	8,37	8,53	8,70	8,87	14,52
Fourniture - Transport	5,79	4,18	4,26	4,34	4,42	4,51	6,47	6,59	6,72	6,85	12,46
Transport - Charge locale	1,37	1,26	1,29	1,32	1,34	1,37	1,40	1,42	1,45	1,48	1,51
Distribution	0,50	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

La Régie constate que le prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif D de 9,12 ¢ au 1^{er} avril 2018 est supérieur aux coûts évités pour le chauffage des locaux de 7,21 ¢/kWh en moyenne pour les 5 premières années (2019-2023), mais inférieur aux coûts évités moyens de 11,73 ¢/kWh pour les 5 dernières années (2024-2028), et bien inférieur au coût évité de long terme, à l'horizon de 10 ans, de 16,33 ¢/kWh, en hausse de plus de 38 % par rapport à 11,79 ¢/kWh au dernier dossier tarifaire.

Demandes :

43.1 Veuillez expliquer comment le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années diffère par rapport à ce qui était présenté au dossier R-4011-2017, considérant les nouvelles prévisions de vente du Distributeur ainsi que le développement d'une forte demande potentielle, soudaine et inattendue, en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Réponse :

1 **Outre les efforts de développement de marché du Distributeur, le contexte**
2 **énergétique du présent dossier est similaire à celui présenté au dossier**
3 **R-4011-2017, soit un contexte caractérisé par un ralentissement de la**
4 **croissance des ventes d'électricité.**

5 **Pour ce qui est des efforts de développement de marché, les principaux**
6 **changements consistent en des ventes additionnelles pour l'usage**
7 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs qui ont amplement compensé**
8 **l'abandon du programme de conversion à l'électricité.**

9 **Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il a déposé une mise à jour du bilan en**
10 **énergie selon l'intégration envisagée des charges pour usage**

1 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs dans le dossier R-4045-2018,**
2 **en réponse à la question 4.6 de la demande de renseignements n° 3 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0049), page 14. Ce bilan présente une**
4 **réduction des surplus et une augmentation des achats d'énergie sur la**
5 **période 2020 à 2024. Aucun nouvel approvisionnement de long terme en**
6 **énergie n'est toutefois requis sur l'horizon de planification. De plus, étant**
7 **donné l'effacement demandé en pointe pour ces nouvelles charges, l'impact**
8 **sur le bilan en puissance est négligeable.**

43.2 Considérant l'évolution du contexte énergétique et l'incertitude quant à l'impact de la demande en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, veuillez élaborer sur l'importance de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D.

Réponse :

9 **Le Distributeur réitère qu'il est important d'appliquer dès à présent une**
10 **hausse uniforme des prix d'énergie au tarif D d'autant plus que la demande en**
11 **électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs n'a**
12 **pas d'impact significatif sur l'évolution des coûts évités.**

43.3 Considérant que pour assurer une utilisation optimale des ressources le signal de prix devrait être fixé en fonction du coût marginal de long terme, veuillez élaborer sur les circonstances, les avantages et inconvénients d'utiliser un signal de prix de 2^e tranche d'énergie basé sur les coûts évités moyens des 5 premières années (2019-2023), plutôt que des 5 dernières années (2024-2028) d'un horizon à long terme de 10 ans.

Réponse :

13 **Il n'y a que des avantages à suivre l'évolution des coûts évités sur l'horizon**
14 **de 10 ans, mais aucun à suivre uniquement les 5 premières ou dernières**
15 **années, ni à fixer une cible absolue. C'est en se basant sur l'évolution des**
16 **coûts évités de long terme que le Distributeur en est venu à la conclusion qu'il**
17 **est justifié d'appliquer dès à présent une hausse uniforme des prix d'énergie**
18 **afin d'assurer une utilisation optimale des ressources.**

19 **Comme mentionné à la référence (vi), l'écart entre les tranches d'énergie doit**
20 **refléter le mieux possible la structure des coûts marginaux de long terme.**
21 **Ainsi, le tableau R-43.3 présente, pour la catégorie de clients au tarif D, les**
22 **coûts évités en ¢/kWh courants pour le chauffage des locaux généralement**
23 **facturé au prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D et pour les usages de base**
24 **(éclairage, électroménagers et chauffage de l'eau) généralement facturés au**
25 **prix de la 1^e tranche. Afin de pouvoir les comparer aux prix actuels d'énergie**

1 du tarif D, sur une base comparable, ces coûts évités sont également
2 présentés en ¢/kWh de 2018.

TABLEAU R-43.3 :
COÛTS ÉVITÉS DU CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DES USAGES DE BASE
POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D

En ¢/kWh courants	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage des locaux	6,92	7,06	7,20	7,34	7,49	10,26	10,47	10,68	10,89	16,33
<i>Fourniture - Transport</i>	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
<i>Transport - Charge locale</i>	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
<i>Distribution</i>	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
Usages de base	5,22	5,32	5,42	5,52	5,63	7,12	7,26	7,40	7,55	13,32
<i>Fourniture - Transport</i>	3,97	4,04	4,12	4,20	4,28	5,75	5,86	5,97	6,08	11,83
<i>Transport - Charge locale</i>	0,92	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
<i>Distribution</i>	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40
En ¢/kWh de 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage des locaux	6,79	6,79	6,79	6,79	6,78	9,11	9,11	9,11	9,11	13,40
<i>Fourniture - Transport</i>	4,38	4,38	4,38	4,37	4,37	6,70	6,70	6,70	6,70	10,98
<i>Transport - Charge locale</i>	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
<i>Distribution</i>	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Usages de base	5,11	5,11	5,11	5,10	5,10	6,33	6,32	6,32	6,31	10,93
<i>Fourniture - Transport</i>	3,89	3,89	3,88	3,88	3,87	5,10	5,10	5,09	5,09	9,71
<i>Transport - Charge locale</i>	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
<i>Distribution</i>	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33

3 Deux hausses plus prononcées sont constatées sur l'horizon de 10 ans, soit
4 en 2024 et en 2028. Premièrement, la hausse du coût évité total du chauffage
5 des locaux en 2024 est attribuable à un besoin pour de nouveaux
6 approvisionnements de long terme en puissance en période d'hiver. Le coût
7 évité total du chauffage des locaux en 2024 exprimé en \$2018 s'élève à
8 9,11 ¢/kWh. Ainsi, le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie (9,12 ¢/kWh) reflète
9 déjà la prise en compte du coût d'approvisionnement de long terme en
10 puissance.

11 Toutefois, la structure des coûts évités n'est pas reflétée adéquatement dans
12 la structure des prix d'énergie du tarif D puisque le ratio des coûts évités du
13 chauffage de locaux par rapport à ceux des usages de base est de 1,44, alors
14 que le ratio entre les deux prix d'énergie du tarif D est de 1,54. Ainsi, le coût
15 évité de long terme de 2024 pourrait justifier une hausse appliquée en totalité
16 sur le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D.

17 Deuxièmement, une nouvelle hausse du coût évité est constatée en 2028. Elle
18 est attribuable à un besoin pour de nouveaux approvisionnements de long
19 terme en énergie applicables pour toutes les heures de l'année. Ce coût évité
20 de long terme en énergie de 8 ¢/kWh (\$2018) s'applique donc autant pour les
21 usages de base que pour le chauffage des locaux.

1 Le fait que le signal des coûts évités de long terme en énergie s'applique à
2 toute l'énergie consommée, qu'il s'agisse d'un kWh facturé au prix de la 1^{re} ou
3 de la 2^e tranche, réduit le ratio des coûts évités de chauffage par rapport à
4 ceux des usages de base à 1,23.

5 Ce plus grand déséquilibre entre la structure des coûts évités de long terme et
6 la structure actuelle des prix d'énergie du tarif D pourrait même justifier une
7 hausse appliquée en totalité sur le prix de la 1^{re} tranche. Toutefois, cette
8 approche n'est pas privilégiée par le Distributeur. De plus, comme le prix de la
9 2^e tranche serait inférieur au coût évité total de long terme du chauffage
10 reflétant un signal de prix équilibré en énergie et en puissance, le gel du prix
11 de la 2^e tranche ne pourrait pas se justifier.

12 Bien qu'il considère qu'il y a une limite au rôle de redistribution de la richesse
13 que la Régie confère au prix de la 2^e tranche, le Distributeur est conscient des
14 impacts sur les petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu,
15 qu'aurait une hausse appliquée davantage sur le prix de la 1^{re} tranche.
16 L'application d'une hausse uniforme des prix d'énergie, telle qu'il est proposé
17 par le Distributeur, constitue dans ce contexte une stratégie plus équilibrée,
18 permettant de mieux refléter la structure des coûts évités de long terme tout
19 en atténuant les impacts pour les petits consommateurs.

20 Par ailleurs, le Distributeur considère qu'il n'y a aucun avantage à faire fi du
21 phénomène de l'autoproduction, sous prétexte qu'il n'a pas atteint un seuil
22 critique. Le Distributeur est d'avis qu'il est justifié d'agir de façon proactive
23 plutôt que de réagir à un phénomène. Aucun client du Distributeur, pas même
24 ceux facturés uniquement à la 1^{re} tranche, ne sera épargné si le signal de prix
25 de la 2^e tranche incite de plus en plus de clients à se tourner vers
26 l'autoproduction, accroissant ainsi le manque à gagner à récupérer auprès du
27 reste de la clientèle.

28 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur soumet respectueusement que
29 le contexte énergétique reflété dans l'évolution des coûts évités ainsi que la
30 transition énergétique en cours démontrent qu'il est temps de réduire
31 davantage le rythme de croissance du prix de la 2^e tranche et d'appliquer une
32 hausse uniforme des prix d'énergie au tarif D.

43.4 Veuillez expliquer la forte hausse des coûts évités au tarif D prévu en 2028 et indiquer
quelle confiance place le Distributeur dans sa prévision de coût évité pour le chauffage
des locaux de 16,33 ¢/kWh.

Réponse :

1 La hausse des coûts évités au tarif D en 2028 reflète le besoin pour de
2 nouveaux approvisionnements de long terme en énergie qui, selon l'état
3 actuel du bilan du Distributeur, survient en 2028.

4 Voir à cet effet la pièce HQD-4, document 3 (B-0015), pages 8 et 9, pour les
5 explications relatives au bilan en énergie et à la détermination du coût évité
6 d'approvisionnement de long terme.

7 Ce coût évité de 8,0 ¢/kWh en \$2018 est par la suite indexé de 2 % jusqu'en
8 2028, et réparti, notamment, à l'usage Chauffage des locaux au tarif D en
9 fonction des caractéristiques de consommation appropriées.

10 La prévision du coût évité pour le chauffage des locaux reflète donc le
11 meilleur signal dont dispose le Distributeur.

43.5 Veuillez expliquer comment devrait être prise en compte et intégrée cette valeur de
coût évité pour le chauffage des locaux de 16,33 ¢/kWh dans la structure tarifaire des
tarifs domestiques.

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 43.3.

44. Références : (i) Pièce [B-0043](#), p. 19;
(ii) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 9;
(iii) Pièce [B-0043](#), p. 29.

Préambule :

(i) « *En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle. Considérant des plages de 3 ou 4 heures, une limite de 100 heures pendant l'hiver correspond à un maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver.*

[...]

Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.

Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de

prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4) ». [nous soulignons]

(ii)

HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS

Option d'électricité interruptible*		
	Heures	Appels
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

La Régie note qu'outre le signal de prix différent entre l'option de crédit à la pointe critique (CPC) proposé au dossier tarifaire 2019, à 50 \$/kW et le programme GDP Affaires à 70 \$/kW, le Distributeur propose une compensation 100 % variable en fonction du nombre d'heures des événements de pointe critique appelés durant un hiver pour l'option CPC, contre une compensation 100 % fixe quelque soit le nombre d'heures des événements de GDP appelés durant un hiver.

Sur la base du nombre moyen d'heures d'interruption des 5 derniers hivers des programmes GDP Affaires et d'option d'électricité interruptible (OÉI), soit de 23 heures ou 30 heures si on utilise le nombre d'heures maximum pour l'OÉI, le kW effacé dans le cadre du programme GDP Affaires est rémunéré à hauteur de 70 \$, par opposition à 11,50 \$ ou 15,00 \$ par kW, selon le nombre d'heures moyen ou maximum des 5 derniers hivers à l'option CPC.

(iii) « Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier. »

Demandes :

44.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge suffisamment incitatif pour maximiser les résultats en terme d'effacement, tel que souligné au préambule (ii), un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe à l'option CPC, par opposition

au 70 \$/kW-hiver versé au programme GDP Affaires, considérant que le CPC ne sera versé que pour le nombre d'heures réelles d'effacement.

Réponse :

1 **Comme mentionné aux réponses aux questions 5.1 et 5.3 de la demande de**
2 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038) du**
3 **dossier R-4041-2018, la comparaison entre les programmes commerciaux ou**
4 **options tarifaires doit nécessairement inclure toutes les modalités afférentes**
5 **et non pas uniquement le niveau de la compensation accordée ou encore la**
6 **répartition entre les composantes fixe et variable.**

7 **Le signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu pour le CPC découle avant tout**
8 **d'une volonté du Distributeur de ne pas favoriser cette option au détriment du**
9 **TPC. En effet, jugeant le prix de pointe critique de 50 ¢/kWh du TPC comme un**
10 **signal suffisamment élevé pour inciter le client à s'effacer, mais sans courir le**
11 **risque de le dissuader à y adhérer, le Distributeur ne pouvait pas fixer le crédit**
12 **du CPC à un niveau supérieur sans risquer de cannibaliser le TPC.**

13 **De plus, le signal de prix du CPC doit être apprécié par rapport à l'absence**
14 **totale de risque de la part du client adhérant à cette option par rapport au TPC**
15 **ou au programme GDP Affaires.**

16 **D'une part, un client au CPC qui ne serait pas en mesure de s'effacer lors d'un**
17 **événement de pointe critique donné paierait ultimement son électricité au tarif**
18 **de base alors que s'il souscrit au TPC, la consommation d'électricité lui serait**
19 **facturée à un prix de 50 ¢/kWh.**

20 **D'autre part, contrairement au programme GDP Affaires, chaque événement**
21 **de pointe critique au CPC est indépendant des autres, ce qui le rend moins**
22 **pénalisant. Ainsi, un client au CPC qui ne serait pas en mesure de s'effacer**
23 **lors d'un événement donné serait facturé au tarif de base alors que s'il**
24 **souscrit au programme GDP Affaires, il verrait son effacement moyen**
25 **diminuer et ainsi son niveau d'appui financier.**

44.2 En considérant que le nombre d'appels au cours des 5 derniers hivers a été entre 3 et 13 par hiver et de 7,4 appels en moyenne, veuillez élaborer sur la stratégie qu'entend utiliser le Distributeur quant à la tarification dynamique en termes de séquençement des moyens de gestion de la demande et de fréquence à laquelle il pourrait avoir recours aux options de tarification dynamique par rapport au programme GDP Affaires et à l'OÉI. Veuillez estimer, selon cette stratégie, quel aurait pu être le nombre d'appels d'heures critiques au cours de chacun des 5 derniers hivers si les options CPC et TPC avaient été en vigueur.

Réponse :

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

9 Par ailleurs, les stratégies passées du Distributeur étant établies en fonction
10 des moyens qui étaient disponibles, des conditions climatiques et autres
11 circonstances spécifiques à chacun des cinq hivers, il est difficile d'estimer
12 une contribution *a posteriori*. Avec une connaissance parfaite de la demande
13 d'une année donnée, l'entièreté de la stratégie serait révisée afin d'optimiser
14 l'utilisation de l'électricité patrimoniale, et ce, avant même l'ajout d'un moyen
15 de gestion.

16 De plus, le Distributeur verra à intégrer une réduction de la contribution en
17 puissance concernant la tarification dynamique dans sa planification à long
18 terme. Pour les premières années, l'impact sera moins significatif.

19 Comme le calibrage du TPC assure une neutralité tarifaire pour 100 heures de
20 pointe critique, le Distributeur tendra à utiliser au maximum les heures de
21 pointe critique prévues dans les modalités de ce tarif par souci d'équité
22 envers le reste de la clientèle. Pour le CPC, le Distributeur ne se fixe pas
23 d'objectif précis quant au nombre d'heures de pointe critique. Il tendra plutôt
24 à l'utiliser pour un nombre suffisant d'heures afin de fidéliser la clientèle y
25 adhérent et bâtir un bassin suffisant pour inscrire éventuellement les MW
26 effacés à son bilan.

44.3 Veuillez préciser le nombre d'heures de pointe critique moyen par hiver utilisé par le Distributeur pour le calibrage du TPC afin d'assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, tel qu'affirmé au préambule (iii). Veuillez élaborer sur les différents tests et hypothèses retenus afin d'assurer la neutralité tarifaire du TPC.

Réponse :

27 L'exercice de calibrage du TPC a été effectué en supposant 100 heures de
28 pointe critique, le maintien d'une structure tarifaire similaire à celle du tarif de
29 base tout au long de l'année et le maintien des prix du tarif de base en période
30 d'été. Il a été réalisé à partir de profils normalisés de consommation horaire
31 provenant d'un échantillon représentatif de la population du Programme

1 d'établissement des profils de consommation (PEPC). Par exemple, pour le
2 tarif DPC, le Distributeur s'est assuré qu'il soit neutre, en moyenne, tant pour
3 l'ensemble des clients que pour les segments de clients résidentiels
4 fortement, moyennement ou peu influencés par la température.

- 45. Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 20;
 - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 44;
 - (iii) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 31;
 - (iv) Pièce [B-0043](#), p. 19;
 - (v) Pièce [B-0043](#), p. 21.

Préambule :

(i) « *Crédit en pointe critique (« CPC »)*

Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en période d'hiver, sur appel du Distributeur. Pour chaque événement de pointe critique, l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors d'un événement.

Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne pouvant que diminuer selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.

Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au CPC diminue puisqu'en l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique ». [nous soulignons]

(ii) « « *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.*

« énergie effacée » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui correspond à la différence entre l'énergie de référence et l'énergie consommée pendant l'événement de pointe critique. Cette valeur ne peut être négative.

[...]

« période de référence » : selon que l'événement de pointe critique a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique ».

(iii) « 2.2.2 Puissance de référence

La puissance de référence est établie à partir de la régression linéaire des puissances moyennes pendant les Périodes de pointe d'Hydro-Québec au cours de l'hiver 2017-2018, à l'exception des puissances moyennes des Événements de GDP. La régression linéaire est faite en fonction de la température moyenne enregistrée par la station météorologique la plus proche.

Il est à noter que, pour chaque compteur, une courbe distincte de la puissance de référence est établie pour les périodes de GDP d'avant-midi et d'après-midi.

2.2.3 Puissance réelle

La puissance réelle correspond à la moyenne de l'appel de puissance enregistré par le compteur au cours de l'Événement de GDP. » [nous soulignons]

(iv) « Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique ». [nous soulignons]

(v) « À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver. Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand nombre d'heures ». [nous soulignons]

Demandes :

45.1 La Régie note que, contrairement à ce qui se fait pour le programme de GDP Affaires, tel que souligné à la référence (iii), l'énergie de référence à l'option CPC ne semble pas tenir compte de la variation de la température entre la période de référence et celle à la pointe critique, tel que souligné à la référence (ii). Veuillez commenter si cette absence de prise en compte de la variation des températures peut avoir pour effet de sous-estimer l'impact des efforts déployés par les clients et sous-estimer les crédits qu'ils pourraient recevoir.

Réponse :

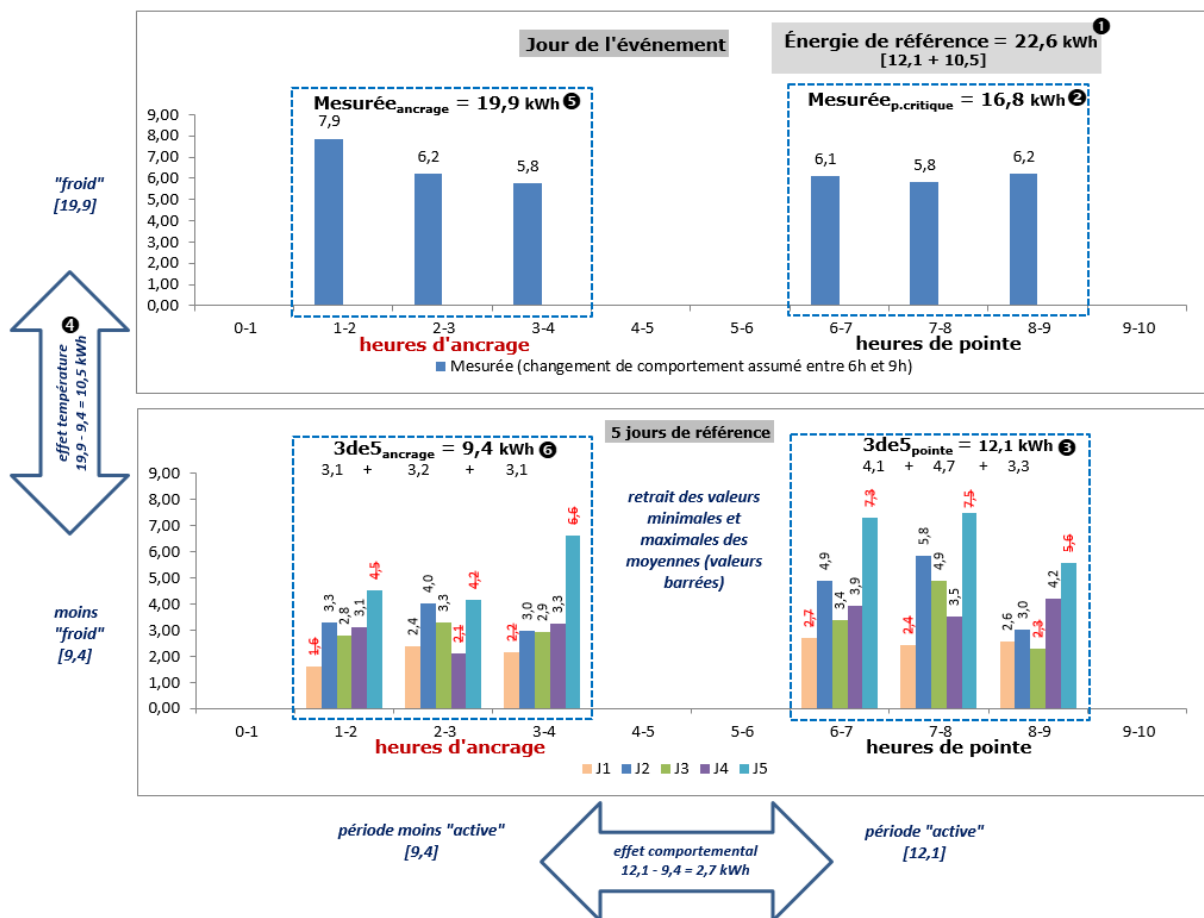
- 1 **Pour le CPC, la variation des températures enregistrées est prise en compte**
- 2 **différemment du programme GDP Affaires.**
- 3 **Comparativement à la méthode dite de « régression linéaire saisonnière »**
- 4 **utilisée pour le programme GDP Affaires, la méthode de calcul retenue afin**
- 5 **d'estimer l'énergie de référence au CPC, dite « 3 de 5 ajustée », n'utilise**

1 effectivement pas directement les données de température extérieure. En
2 revanche, elle tient compte indirectement de la variation de la température
3 extérieure par l'ajustement de l'énergie moyenne mesurée pendant les heures
4 de pointe de la période de référence avec la différence de consommation
5 enregistrée pendant les heures d'ancrage.

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

9 La figure R-45.1 illustre le calcul de l'énergie effacée pour un exemple
10 d'heures de pointe critique du matin.

FIGURE R-45.1 :
CALCUL DE L'ÉNERGIE EFFACÉE
EXEMPLE D'HEURES DE POINTE CRITIQUE DU MATIN (6 H À 9 H)



11 Les calculs suivants sont requis pour obtenir la valeur de l'énergie effacée :

1 **Énergie effacée = Énergie de référence ① – énergie mesurée lors de l'événement de**
2 **pointe critique ②**

3 Dans notre exemple : 5,8 kWh = 22,6 ① – 16,8 ②

4 où

5 **Énergie de référence ① = Énergie moyenne « 3 de 5 pointe » ③ + Ajustement**
6 **via les heures d'ancrage ④**

7 Dans notre exemple : 22,6 kWh ① = 12,1 ③ + 10,5 ④

8 où

9 **Énergie moyenne « 3 de 5 pointe » ③ : Somme de la moyenne des**
10 **valeurs de consommation réelles enregistrées à chaque heure de la**
11 **plage horaire correspondante aux heures de pointe de la période de**
12 **référence, exclusion faite des valeurs de consommation minimales et**
13 **maximales.**

14 **Ajustement via les heures d'ancrage ④ = Énergie mesurée lors des**
15 **heures d'ancrage précédant l'événement de pointe critique ⑤ – Énergie**
16 **moyenne « 3 de 5 ancrage » ⑥.**

17 Dans notre exemple : 10,5 kWh ④ = 19,9 ⑤ - 9,4 ⑥

18 où

19 **Énergie mesurée lors des heures d'ancrage précédant**
20 **l'événement de pointe critique ⑤ : énergie consommée durant**
21 **les heures d'ancrage précédant l'événement de pointe critique.**
22 **Selon que les heures de pointe ont lieu entre 6 et 9 h ou entre 16**
23 **et 20 h, les heures d'ancrage correspondent, pour la même**
24 **journée, aux heures comprises respectivement entre 1 et 4 h ou**
25 **entre 11 et 14 h. Le résultat est ajusté en fonction du nombre**
26 **d'heures de la période de pointe critique.**

27 **Énergie moyenne « 3 de 5 ancrage » ⑥ : Somme de la moyenne**
28 **des valeurs de consommation réelles enregistrées à chaque**
29 **heure de la plage horaire correspondante aux heures d'ancrage**
30 **(entre 1 et 4 h ou entre 11 et 14 h) des journées associées à la**
31 **période de référence, exclusion faite des valeurs de**
32 **consommation minimales et maximales.**

45.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas, au texte du préambule (ii), d'ajuster l'énergie de référence à l'option CPC de la même façon qu'il le fait pour la puissance de référence au programme GDP Affaires, soit en tenant compte de la

température tel que souligné à la référence (iii). Veuillez préciser ce qui, techniquement, empêcherait le Distributeur d'effectuer un tel ajustement, le cas échéant.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne propose pas d'ajuster l'énergie de référence au CPC de la**
2 **même façon qu'il le fait pour la puissance de référence au programme GDP**
3 **Affaires, car le profil de consommation des clients résidentiels et celui des**
4 **clients de petite puissance visés par le CPC diffèrent de celui de l'ensemble**
5 **des clients visés par le programme GDP Affaires. La méthode de « régression**
6 **linéaire saisonnière » s'applique très bien à cette dernière clientèle puisque**
7 **l'appui financier n'est versé qu'après la saison et que le profil de**
8 **consommation de cette clientèle présente très peu de variation quotidienne.**

9 **Pour le CPC, la méthode de calcul « 3 de 5 ajustée » a été retenue afin**
10 **d'estimer l'énergie de référence pour les raisons qu'elle :**

- 11 • **présente une performance statistique équivalente à celle de la**
12 **« régression linéaire saisonnière » ;**
- 13 • **permet une rétroaction rapide au client y adhérant afin qu'il puisse**
14 **constater le fruit de ses efforts et, ainsi, les ajuster au besoin ;**
- 15 • **s'adapte rapidement aux changements de comportement du ménage ;**
- 16 • **ne requiert qu'un historique de quelques semaines ;**
- 17 • **est plus transparente pour le client qui voudrait estimer son énergie de**
18 **référence à partir des données de consommation disponibles sur son**
19 **Espace client.**

45.3 Veuillez expliquer le choix du Distributeur et la nécessité, le cas échéant, à ce que le signal de prix soit le même à l'option CPC et TPC, soit 50 \$/kW, ce qui se traduit par 0,50 ¢/kWh, tel que souligné au préambule (iv).

Réponse :

20 **Le Distributeur vise à proposer une offre de tarification dynamique diversifiée**
21 **afin de favoriser l'adhésion des clients et, ainsi, de maximiser l'impact**
22 **favorable de la tarification dynamique sur la gestion de son bilan énergétique.**

23 **Les résultats des groupes de discussion montrent que les options proposées**
24 **répondent aux différents besoins et attentes de la clientèle.**

25 **Le choix du Distributeur d'envoyer le même signal de prix vise à ne pas**
26 **favoriser une option au détriment de l'autre.**

1 **Voir également la réponse à la question 44.1.**

45.4 Considérant les similarités entre l'option CPC et le programme GDP Affaires, et considérant que la conséquence d'un faible nombre d'événements de pointe critique durant un hiver réduit le potentiel d'économies réalisables à l'option CPC, tel que souligné au préambule (i), alors qu'il augmente le potentiel d'économies réalisables à l'option TCP, tel que souligné au préambule (v), veuillez commenter sur la possibilité, les avantages et inconvénients d'utiliser le même signal de prix pour l'option CPC que celui proposé au programme GDP Affaires, soit 70 \$/kW ou 0,70 ¢/kWh.

Réponse :

2 **Pour les raisons invoquées aux réponses aux questions 44.1 et 45.3, le**
3 **Distributeur ne voit aucun avantage à utiliser pour le CPC le même signal de**
4 **prix que celui du programme GDP Affaires.**

46. **Références :** (i) Pièce [B-0043](#), p. 29;
(ii) Pièce [B-0043](#), p. 14.

Préambule :

(i) « Le TPC est calibré à partir du tarif régulier proposé au 1^{er} avril 2019 en tenant compte du fait que, pendant un maximum de 100 heures de pointe critique durant la période d'hiver, la consommation est facturée à un prix de 50 ¢/kWh comme explicité à la section 4.3.2. D'autres éléments doivent également être considérés dans l'exercice de calibrage du TPC.

Le calibrage du TPC doit tenter de limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes, c'est-à-dire les clients qui verraient une baisse de leur facture d'électricité sans qu'ils aient à modifier leur profil de consommation ou qui auraient intérêt à accroître leur consommation hors pointe pour profiter du prix le plus bas sans effacement en période de pointe.

[...]

Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier ». [nous soulignons]

(ii) La Régie produit le format de tableau suivant dont les données sont tirées du Tableau 3 de la pièce B-0043.

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

Demandes :

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 :

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

7 **Comme mentionné en réponse à la question 44.3, le calibrage du TPC a été**
 8 **réalisé à partir des profils normalisés de consommation horaire provenant**
 9 **d'un échantillon représentatif de la population du Programme d'établissement**
 10 **des profils de consommation (PEPC) et permet d'assurer une neutralité pour**
 11 **l'ensemble de la clientèle du tarif D de même que pour les segments de clients**
 12 **résidentiels fortement, moyennement ou peu influencés par la température**
 13 **pour 100 heures de pointe critique.**

46.2 En se basant sur le profil de consommation de l'hiver 2017-2018 et en intégrant la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 40 kWh/jour, veuillez estimer la consommation en 1^{ère} et 2^e tranche d'énergie des différents segments de la clientèle au tarif D ainsi que celle des clients moyens en complétant le tableau au préambule (ii). Veuillez estimer la consommation de chaque segment de la clientèle et des clients moyens lors de 100 heures critiques du Distributeur, ainsi que lors des 50 et 25 heures les plus critiques du Distributeur.

Réponse :

- 1 Le Distributeur n'est pas en mesure de compléter le tableau au préambule (ii)
- 2 comme demandé pour la raison invoquée en réponse à la question 46.1. Il
- 3 peut toutefois le compléter pour les segments utilisés pour le calibrage du
- 4 tarif DPC.

TABLEAU R-46.2 :
CONSOMMATION DES SEGMENTS UTILISÉS POUR LE CALIBRAGE DU TARIF DPC
DU 1^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Consommation annuelle moyenne (kWh)						
		1 ^o tranche (40 kWh/jour)		2 ^o tranche		Événements de pointe critique ¹		
		Été	Hiver	Été	Hiver	100 heures (hyp. calibrage)	50 heures (scénario Régie)	25 heures (scénario Régie)
Ensemble des clients D	16 010	7 789	4 840	0	3 381	408	211	107
Clients résidentiels D fortement influencés par la température	16 827	7 678	4 840	128	4 181	449	232	119
Clients résidentiels D moyennement influencés par la température	9 378	6 357	3 021	0	0	131	66	30
Clients résidentiels D peu influencés par la température	15 688	9 069	4 840	0	1 779	333	173	88

¹ Les kWh associés aux événements de pointe critique doivent être déduits de la consommation en 2^e tranche en hiver, à l'exception des clients résidentiels peu influencés par la température pour lesquels ils doivent être déduits de la consommation en 1^{re} tranche en hiver.

47. Référence : Pièce [B-0043](#), p. 27.

Préambule :

« Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020.

[...]

Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne s'appliqueront qu'aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW.

Pour la clientèle de moyenne puissance (tarifs M et G9), seul un TPC est proposé puisque celle-ci a déjà accès au programme GDP Affaires. Cette clientèle, qui comprend les stations de ski, a fait part au Distributeur de son intérêt à poursuivre sa participation au programme. Pour le TPC, compte tenu des opinions mitigées des participants de cette clientèle aux groupes de discussion, il est proposé d'offrir ce type de tarif dans le cadre d'un projet pilote à un nombre restreint de clients (de 15 à 20 abonnements) ciblés par le Distributeur. [nous soulignons]

Demandes :

47.1 Veuillez indiquer dans quelles circonstances et à quel niveau le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées.

Réponse :

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

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

47.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur entend limiter l'application des options CPC et TPC aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW, considérant que les clients qui ont un appel de puissance supérieur à 50 kW ont un potentiel d'effacement plus grand et qu'ils ne sont pas tous admissibles au programme GDP Affaires puisque ce dernier requiert un effacement minimal de 200 kW.

Réponse :

17 **Le Distributeur tient à préciser qu'il s'agit d'une contrainte temporaire. En**
18 **effet, afin de limiter la portée du projet, le déploiement progressif est limité à**
19 **20 000 abonnements aux tarifs D et G pour lesquels seule l'énergie est**
20 **enregistrée dans le système de facturation L'application d'options de**
21 **tarification dynamique pour des abonnements pour lesquels l'énergie et la**
22 **puissance sont enregistrées dans le système de facturation nécessiterait le**
23 **développement d'une solution technologique et opérationnelle plus poussée.**
24 **Le choix d'offrir d'abord la solution à un nombre limité de participants issus**
25 **de la clientèle de masse s'inscrit dans une approche prudente de**
26 **déploiement.**

1 **Voir également la réponse à la question 47.1. Cette stratégie en deux temps a**
2 **d'ailleurs été utilisée pour déployer avec succès des solutions comme le**
3 **Portrait de consommation ou, plus récemment, la refonte de la facture.**

4 **De plus, le projet pilote de TPC pour un nombre restreint de clients aux**
5 **tarifs G9 et M, réalisé en parallèle du déploiement progressif du CPC et du**
6 **TPC aux clients des tarifs D et G, permettra d'obtenir des informations utiles à**
7 **un déploiement plus massif de ces options, notamment aux abonnements**
8 **pour lesquels la puissance est facturée.**

47.3 Veuillez élaborer sur les motifs et les moyens par lesquels le Distributeur entend cibler à un nombre restreint de clients l'offre de l'option TPC dans le cadre du projet pilote proposé. Veuillez préciser quels secteurs d'activité ou types de clientèle seraient visés.

Réponse :

9 **Le Distributeur estime qu'il est prudent, dans le cadre d'un projet pilote, de**
10 **limiter l'adhésion à un faible nombre de clients démontrant un intérêt pour ce**
11 **genre d'option tarifaire et pouvant modifier leurs opérations compte tenu :**

- 12 • **des opinions mitigées des participants de la clientèle de moyenne**
13 **puissance aux groupes de discussion en regard d'un tarif pointe**
14 **critique ;**
- 15 • **des enjeux opérationnels associés notamment au déploiement d'une**
16 **facturation sur la base de données horaires.**

17 **Cette clientèle est caractérisée par une grande diversité d'activités et, par**
18 **conséquent, d'équipements, d'opérations et de besoins, ce qui milite en**
19 **faveur d'un accompagnement personnalisé des clients afin d'augmenter le**
20 **potentiel d'économies ainsi que de favoriser une expérience positive et une**
21 **plus grande contribution à la gestion du bilan énergétique.**

22 **Le Distributeur entend cibler les stations de ski et les clients provenant**
23 **notamment des secteurs agricole et manufacturier.**

48. **Références :**
- (i) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 56;
 - (ii) Pièce [B-0043](#), p. 41;
 - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 15;
 - (iv) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0115](#), p. 6;
 - (v) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 15;
 - (vi) Pièce [B-0043](#), p. 41.

Préambule :

(i)

TABLEAU 14 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri-monial	Achats	Puis.	Four-niture	Trans- port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

(ii)

TABLEAU 12 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDÉ	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDÉ	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDÉ	3,0	0,07	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDÉ	3,0	0,13	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDÉ	3,1	0,14	0,2	3,5	0,2	3,7	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDÉ	3,1	0,17	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDÉ	3,2	0,19	0,25	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,2
2024	TDÉ + transition	3,3	0,23	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDÉ + transition	3,3	0,26	1,47	5,1	0,2	5,3	(0,5)	4,8	-10,0%	5,3
2026	TDÉ + transition	3,4	0,29	1,50	5,2	0,2	5,4	(0,3)	5,1	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 5,445%		2,9	0,1	0,4	3,4	0,2	3,6	0,2	3,9	-17,9%	4,7

La Régie note certaines irrégularités dans les tableaux démontrant la neutralité du TDÉ au présent dossier, tel qu'il apparaît au préambule (ii), par rapport au tableau déposé au dossier R-4011-2017, reproduit au préambule (i).

Entre autres, sur les 9 années de prévisions de 2018 à 2026, la Régie constate que le total du coût à la marge est plus élevé au présent dossier pour 6 des 9 années. Or, le montant de l'annuité couvrant la période 2015-2026 diminue, passant de 3,8 à 3,6 ¢/kWh. Elle note également que la hausse prévue au tarif L entre 2018 et 2026 passe de 4,0 % au dernier

dossier tarifaire, à 8,2 % au présent dossier tarifaire. Le montant des annuités pour le tarif L de 4,7 ¢/kWh et pour le prix cible moyen à 3,9 ¢/kWh, semblent également erronés.

(iii) « C'est dans un contexte de surplus énergétiques que le Distributeur a proposé l'option de Tarif de développement économique (TDÉ). Afin de s'assurer que celui-ci permet de concilier les intérêts des clients participants et celui de l'ensemble de la clientèle, le Distributeur procède à son évaluation en utilisant les coûts évités qui reflètent le plus précisément possible la situation de surplus et la nature des demandes additionnelles au TDÉ. Ainsi, il utilise le signal de coût évité d'énergie de court terme et applique celui d'hiver uniquement au nombre d'heures d'achats prévues par le Distributeur sur les marchés de court terme. Cette évaluation est réalisée chaque année dans le cadre du dossier tarifaire afin de s'assurer que les conditions qui permettent d'offrir cette option sont encore respectées ». [nous soulignons]

(iv) « Coût évité en énergie

Méthodologie

D'une part, les prix à terme sont la meilleure estimation disponible de la valeur de l'énergie sur les marchés limitrophes. Pour cette raison, ils ont été retenus comme signal du coût évité à court terme. Les prix à terme de l'électricité sur le marché de New York sont en général disponibles pour une période de deux à quatre années. Au-delà de cet horizon, la prévision des prix de l'électricité est basée sur la croissance des prix à terme du gaz naturel.

Afin d'atténuer la volatilité du signal du coût évité, le Distributeur collecte les prix à terme sur les douze derniers mois et calcule un prix moyen basé uniquement sur les mois d'hiver. Par la suite, le Distributeur ramène les prix annuels en annuité croissante afin d'obtenir un indicateur stable et « lissé ».

D'autre part, en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés ». [nous soulignons]

(v) « Le Distributeur présente au tableau 12 son coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé. Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE ».

TABLEAU 12 :
COÛT MARGINAL AUX HEURES DE FORTE POINTE
OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ

Hiver	Coût (\$/MWh)
2015-2016	111,76\$
2016-2017	124,22\$
2017-2018	246,56\$
Moyenne	180,08\$

(vi) « Le Distributeur a conclu, jusqu'à présent, des ententes avec 23 clients. Treize d'entre eux, principalement des centres de données, bénéficiaient du TDÉ au 31 mars 2018. Le tableau 13 présente la consommation prévue de ces 13 projets ».

**TABLEAU 13 :
CONSOMMATION ADDITIONNELLE DES CLIENTS BÉNÉFICIAIRE DU TDÉ**

Industrie	Demandes acceptées	TDÉ en vigueur	
		Nombre	MW prévus
Centre de données	10	7	82
Technologie «des chaînes de blocs»	8	5	53
Autres	5	1	182
Total	23	13	317

Demandes :

48.1 Veuillez fournir une version corrigée du tableau 12 de la référence (ii) en présentant les données avec deux décimales. Veuillez fournir une version Excel fonctionnelle du tableau, incluant les formules et le détail des calculs effectués.

Réponse :

1 **Le tableau de simulation de la neutralité du TDÉ du présent dossier,**
2 **apparaissant à la référence (ii), ne présente pas d'irrégularités.**

3 **En ce qui a trait au coût total à la marge, le Distributeur a constaté que**
4 **l'application du taux réel d'actualisation était erronée et devait être corrigée. Il**
5 **a donc appliqué la correction dans le présent dossier, soit dans le tableau 12**
6 **cité en référence (ii). Compte tenu du fait que cette correction s'applique à**
7 **toutes les composantes du coût à la marge ainsi qu'au prix cible moyen, celle-**
8 **ci n'a pas d'impact significatif sur le résultat de la neutralité (colonne**
9 **« Écart »).**

10 **Pour permettre à la Régie de comparer le tableau 12 tel qu'il a été déposé**
11 **dans le présent dossier (référence ii) avec le tableau 14 déposé dans le**
12 **dossier tarifaire R-4011-2017 (référence i), le Distributeur dépose le**
13 **tableau R-48.1-A qui est une version révisée de ce dernier en appliquant la**
14 **même correction relativement au taux réel d'actualisation.**

TABLEAU R-48.1-A :
SIMULATION CORRIGÉE DE NEUTRALITÉ DU TDÉ POUR LE TARIF L
DOSSIER R-4011-2017, PIÈCE B-0047, PAGE 56

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourm	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	0,51	3,92	-20,0%	4,90
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	0,35	3,95	-20,0%	4,93
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	0,61	3,95	-20,0%	4,94
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	0,62	3,98	-20,0%	4,98
2019	TDE	2,98	0,01	0,24	3,22	0,20	3,42	0,60	4,02	-20,0%	5,03
2020	TDE	3,04	0,01	0,24	3,29	0,20	3,49	0,57	4,06	-20,0%	5,08
2021	TDE	3,10	0,04	0,25	3,38	0,20	3,58	0,52	4,10	-20,0%	5,13
2022	TDE	3,16	0,09	0,25	3,50	0,20	3,70	0,44	4,14	-20,0%	5,18
2023	TDE	3,22	0,12	0,26	3,60	0,20	3,80	0,38	4,18	-20,0%	5,23
2024	TDE + transition	3,29	0,14	1,44	4,87	0,20	5,07	(0,58)	4,48	-15,1%	5,28
2025	TDE + transition	3,35	0,17	1,47	4,99	0,20	5,19	(0,38)	4,81	-9,8%	5,34
2026	TDE + transition	3,42	0,21	1,50	5,13	0,20	5,33	(0,23)	5,10	-5,4%	5,39
Annuité 2015-2026		2,85	0,10	0,45	3,40	0,18	3,58	0,31	3,89	-18,0%	4,75
		<i>5,053%</i>	<i>2,993%</i>								

Tx nominal Tx réel

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Le Distributeur désire de plus faire une mise à jour de la simulation de la neutralité du TDÉ du présent dossier tarifaire relativement au nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme. En effet, la simulation telle qu'elle a été présentée à la référence (ii) ne prenait pas en compte la toute dernière prévision du nombre d'heures d'achats au moment du dépôt du présent dossier. À noter que cette mise à jour modifie certains résultats sur une base annuelle, mais n'a pas d'impact sur le résultat de la neutralité sur la période d'analyse.

Le tableau R-48.1-B présente la simulation de neutralité du TDÉ en fonction du nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme présenté au tableau R-48.5 en réponse à la question 48.5.

TABLEAU R-48.1-B :
MISE À JOUR DE LA SIMULATION DE NEUTRALITÉ DU TDÉ POUR LE TARIF L

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif L			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	0,51	3,92	-20,0%	4,90
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	0,35	3,95	-20,0%	4,93
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	0,61	3,95	-20,0%	4,94
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	0,62	3,98	-20,0%	4,90
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	0,45	3,92	-20,0%	4,91
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	0,39	3,98	-20,0%	4,98
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	0,37	4,04	-20,0%	5,05
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	0,29	4,05	-20,0%	5,06
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	0,27	4,12	-20,0%	5,15
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	(0,71)	4,44	-15,0%	5,22
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	(0,50)	4,77	-10,0%	5,30
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	(0,32)	5,07	-5,0%	5,34
Annuité 2015-2026		2,85	0,15	0,45	3,45	0,18	3,63	0,24	3,87	-17,9%	4,71
<i>5,445%</i>											
<i>3,377%</i>											

Tx nominal Tx réel

1 Le résultat de la simulation du présent dossier, corrigée pour le nombre
2 d'heures d'achats sur les marchés de court terme, est présenté dans le fichier
3 Excel HQD-14-1.1_R-48.1_R-48.2.xlsx.

48.2 Veuillez fournir les mêmes tableaux de simulation de la neutralité du TDÉ et leur version Excel pour les tarifs LG et M.

Réponse :

4 Les tableaux R-48.2-A et R-48.2-B présentent les simulations de la neutralité du
5 TDÉ pour les tarifs LG et M (incluant la mise à jour pour le nombre d'heures
6 d'achats sur les marchés de court terme).

TABLEAU R48.2-A :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ POUR LE TARIF M (INDUSTRIEL)

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif M : 1000kW			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Rabais	Tarif M ^{5,6}
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	2,33	5,74	-20,0%	7,18
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	2,21	5,81	-20,0%	7,26
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	2,42	5,77	-20,0%	7,32
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	2,45	5,81	-20,0%	7,32
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	2,41	5,88	-20,0%	7,36
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	2,41	6,01	-20,0%	7,52
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	2,47	6,13	-20,0%	7,66
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	2,43	6,19	-20,0%	7,74
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	2,48	6,33	-20,0%	7,92
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	1,71	6,86	-15,0%	8,07
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	2,16	7,42	-10,0%	8,24
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	2,55	7,94	-5,0%	8,36
Annuité 2015-2026		2,85	0,15	0,45	3,45	0,18	3,63	2,19	5,83	-18,1%	7,11
		<i>5,445%</i>	<i>3,377%</i>								

Tx nominal *Tx réel*

TABLEAU R48.2-B :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ POUR LE TARIF LG

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif LG			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Rabais	Tarif LG ^{5,6}
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	1,22	4,63	-20,0%	5,79
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	1,12	4,71	-20,0%	5,88
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	1,41	4,75	-20,0%	5,94
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	1,47	4,83	-20,0%	5,85
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	1,27	4,75	-20,0%	5,90
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	1,30	4,90	-20,0%	6,05
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	1,37	5,03	-20,0%	6,18
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	1,37	5,13	-20,0%	6,27
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	1,45	5,30	-20,0%	6,43
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	0,64	5,79	-15,0%	6,58
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	1,05	6,32	-10,0%	6,74
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	1,44	6,83	-5,0%	6,85
Annuité 2015-2026		2,85	0,15	0,45	3,45	0,18	3,63	1,18	4,82	-16,3%	5,76
		<i>5,445%</i>	<i>3,377%</i>								

Tx nominal *Tx réel*

1 Les simulations se retrouvent également dans le fichier Excel
2 HQD-14-1.1_R-48.1_R-48.2.xlsx.

48.3 Pour chacun des tableaux de simulation de la neutralité du TDÉ, veuillez calculer l'annuité couvrant les périodes 2019-2026. Veuillez commenter l'affirmation suivante : la décision de maintenir l'option du TDÉ pour les nouveaux clients doit reposer sur la neutralité du tarif au moment où il est offert, et que cette neutralité doit être calculée pour les années à venir à partir du moment où il est offert.

Réponse :

1 **Les tableaux R-48.3-A, B et C présentent les résultats de la simulation de**
2 **neutralité du TDÉ pour les tarifs L, LG et M, respectivement, en calculant**
3 **l'annuité pour la période 2019-2026.**

4 **Le Distributeur a toujours considéré que l'analyse de la contribution du tarif**
5 **devait porter sur toute la période de surplus anticipé, soit à compter de 2015,**
6 **pour les raisons suivantes :**

- 7 • **Le TDÉ vise à inciter des entreprises, œuvrant souvent à**
8 **l'international, à s'implanter ou à accroître leur charge au Québec. Or,**
9 **le délai pour la mise en service des installations peut s'avérer plus ou**
10 **moins long selon le projet.**
- 11 • **Le fait de calculer la neutralité du TDÉ à compter de l'année 2019, par**
12 **exemple, réduit la marge de manœuvre dégagée par le tarif, toutes**
13 **choses étant égales par ailleurs. Cependant, le Distributeur rappelle**
14 **que l'objectif fondamental du TDÉ est non seulement de permettre**
15 **d'écouler les surplus, mais d'attirer au Québec des entreprises dans**
16 **de nouveaux secteurs d'activité porteurs de développement**
17 **économique. Au terme de l'application de la réduction tarifaire, ces**
18 **clients seront assujettis aux tarifs réguliers. Ils auront permis au**
19 **Distributeur de diversifier sa base de clients, au bénéfice de**
20 **l'ensemble de la clientèle.**

21 **C'est pour ces raisons, que le Distributeur considère que la mise à jour, à**
22 **chaque dossier tarifaire, de la simulation visant à s'assurer que le TDÉ**
23 **demeure neutre, doit être examinée sur l'ensemble de la période d'application**
24 **de la réduction tarifaire.**

TABLEAU R-48.3-A :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ AU TARIF L POUR LA PÉRIODE 2019-2026

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif L			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	0,45	3,92	-20,0%	4,91
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	0,39	3,98	-20,0%	4,98
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	0,37	4,04	-20,0%	5,05
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	0,29	4,05	-20,0%	5,06
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	0,27	4,12	-20,0%	5,15
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	(0,71)	4,44	-15,0%	5,22
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	(0,50)	4,77	-10,0%	5,30
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	(0,32)	5,07	-5,0%	5,34
Annuité 2015-2026		3,06	0,18	0,62	3,86	0,19	4,05	0,07	4,12	-16,7%	4,95
		<i>5,445%</i>	<i>3,377%</i>								

Tx nominal Tx réel

TABLEAU R-48.3-B :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ AU TARIF LG POUR LA PÉRIODE 2019-2026

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif LG			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Rabais	Tarif LG ^{5,6}
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	1,27	4,75	-20,0%	5,90
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	1,30	4,90	-20,0%	6,05
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	1,37	5,03	-20,0%	6,18
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	1,37	5,13	-20,0%	6,27
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	1,45	5,30	-20,0%	6,43
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	0,64	5,79	-15,0%	6,58
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	1,05	6,32	-10,0%	6,74
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	1,44	6,83	-5,0%	6,85
Annuité 2015-2026		3,06	0,18	0,62	3,86	0,19	4,05	1,20	5,26	-14,4%	6,14
		<i>5,445%</i>	<i>3,377%</i>								

Tx nominal Tx réel

TABLEAU R-48.3-C :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ AU TARIF M POUR LA PÉRIODE 2019-2026

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif M : 1000kW			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Rabais	Tarif M ^{5,6}
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	2,41	5,88	-20,0%	7,36
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	2,41	6,01	-20,0%	7,52
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	2,47	6,13	-20,0%	7,66
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	2,43	6,19	-20,0%	7,74
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	2,48	6,33	-20,0%	7,92
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	1,71	6,86	-15,0%	8,07
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	2,16	7,42	-10,0%	8,24
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	2,55	7,94	-5,0%	8,36
Annuité 2015-2026		3,06	0,18	0,62	3,86	0,19	4,05	2,26	6,32	-16,6%	7,58
		<i>5,445%</i>	<i>3,377%</i>								

Tx nominal Tx réel

48.4 Veuillez expliquer le doublement de la hausse prévue au tarif L entre 2018 et 2026, passant de 4,0 % à 8,2 %, depuis le dernier dossier tarifaire. Veuillez préciser comment a été établi le prix du tarif L en indiquant les hypothèses sous-jacentes.

Réponse :

1 **Le prix du tarif L a été établi sur la base des hausses tarifaires prévues lors de**
 2 **la préparation du cadre financier de long terme du Distributeur disponible lors**
 3 **de la préparation de chacun des dossiers tarifaires, lesquelles correspondent**
 4 **à sa meilleure évaluation du moment. Ainsi, ces hausses tarifaires peuvent**
 5 **changer de façon substantielle d'une année à l'autre à la suite de la mise à**
 6 **jour de plusieurs paramètres et hypothèses découlant de l'évolution du**
 7 **contexte du Distributeur.**

8 **Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que le fait d'utiliser soit les**
 9 **hausses tarifaires prévues au cadre financier de long terme du Distributeur ou**
 10 **l'inflation de 2 % (pour les tarifs M et LG) et 1 % pour le tarif L, ne change pas**
 11 **les conclusions en ce qui concerne la neutralité du TDÉ, tant pour ce dossier**
 12 **que pour ceux des années antérieures.**

48.5 Veuillez fournir le nombre d'heures où des achats sur les marchés de court terme étaient prévus pour chacune des années de 2015 à 2026 et qui ont servi au calcul du coût à la marge des achats au Tableau 12 du préambule (ii).

Réponse :

1 Le tableau R-48.5 présente l'information demandée. Pour les années 2019 à
2 2026, il s'agit du nombre d'heures d'achat sur les marchés de court terme tel
3 qu'il est prévu dans le bilan en énergie du présent dossier tarifaire.

4 Pour les années 2015 à 2018, il s'agit du nombre d'heures d'achat qui était
5 prévu pour ces années au moment du dépôt de chacun des dossiers
6 tarifaires.

**TABLEAU R-48.5 :
NOMBRE D'HEURES D'ACHATS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**

Année	Nb d'heures d'achats sur les marchés
2015	701
2016	624
2017	31
2018	27
2019	629
2020	1 035
2021	1 005
2022	1 211
2023	1 349
2024	1 611
2025	1 711
2026	1 866

48.6 Veuillez fournir les coûts utilisés pour les achats sur les marchés de court terme pour chacune des années de 2015 à 2026, et qui ont servi au calcul du coût à la marge des achats au Tableau 12 du préambule (ii).

Réponse :

7 Les coûts à la marge utilisés pour les achats sur les marchés sont les coûts
8 évités en énergie de court terme tels qu'ils sont établis lors de chacun des
9 dossiers tarifaires. Pour le présent dossier, ce coût évité est de 4,1 ¢/kWh
10 indexé à l'inflation (voir la pièce HQD-4, document 3 [B 0015], page 8), et pour
11 les dossiers précédents, voir :

- 12 • R-4011-2017, HQD-4, document 4 (B-0019), page 5 (pour l'année 2018) ;
- 13 • R-3980-2016, HQD-4, document 4 (B-0021), page 5 (pour l'année 2017);
- 14 • R-3933-2015, HQD-4, document 4 (B-0021), page 5 (pour l'année 2016) ;
- 15 • R-3905-2014, HQD-4, document 4 (B-0018), page 5 (pour l'année 2015).

48.7 Veuillez confirmer que le signal de coût évité d'énergie de court terme qui est appliqué au nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme prévues par le Distributeur est un signal de prix moyen applicable à l'ensemble des 2904 heures d'hiver, tel que souligné aux préambules (iii) et (iv). Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**
2 **Comme l'indique le tableau R-48.5, le nombre d'heures d'achats sur les**
3 **marchés de court terme augmente à partir 2019 de façon substantielle au**
4 **cours des années, justifiant ainsi de considérer le coût évité d'énergie de**
5 **4,1 ¢/kWh, basé sur la moyenne de l'anticipation des prix pour les 4 mois**
6 **d'hiver. À titre illustratif le Distributeur prévoit effectuer des achats sur les**
7 **marchés pour 629 heures en 2019, ce qui implique que ces achats**
8 **s'effectueront sur une période couvrant au moins 2 mois d'hiver. Le**
9 **Distributeur mentionne que le signal de coût évité pour la période d'hiver, en**
10 **ne considérant que les mois de janvier et février, par exemple, ne serait pas**
11 **sensiblement différent de la moyenne des 4 mois d'hiver, puisqu'il serait de**
12 **4,7 ¢/kWh (\$ 2018).**

48.8 Considérant que depuis 2017 le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la fine pointe, donc nécessairement à des prix plus élevés, tel que souligné au préambule (iv), et considérant que le coût marginal moyen payé par le Distributeur aux heures de fine pointe, tel que celui constaté au préambule (v) pour les 3 derniers hivers, a été beaucoup plus élevé que le signal de coût évité pour la période d'hiver proposé aux dossiers tarifaires, veuillez confirmer que la méthode d'évaluation des coûts à la marge utilisée pour le TDÉ, tel que présentée au préambule (iii), peut sous-estimer les coûts réels du tarif. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

13 **L'évaluation de la neutralité du TDÉ se fait en mode prévisionnel. De ce fait, le**
14 **coût évité utilisé correspond à la meilleure prévision de la valeur de l'énergie**
15 **sur le marché de New York pour les années futures. Ce coût évité, basé sur**
16 **les prix à terme du NYMEX pour New York, fluctue en fonction des**
17 **anticipations des agents sur ce marché et ils sont la meilleure anticipation des**
18 **prix dont le Distributeur dispose pour le futur. Ces éléments justifient que le**
19 **meilleur signal pour mesurer la neutralité du TDÉ demeure le coût évité de**
20 **court terme.**

1 **En effet, les prix historiques sont influencés par les conditions de marché, le**
2 **niveau de la demande à alimenter, des problèmes de réseaux et d'autres**
3 **facteurs qui sont intrinsèques aux prix obtenus ou observés. Ces conditions**
4 **spécifiques ne reflètent pas les prix futurs.**

48.9 Veuillez fournir, sur la même base que celle utilisée pour produire l'information à la référence (v), le coût moyen d'achat d'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE pour les 25 heures de fine pointe les plus chargées, les 50 heures, les 100 heures et les 300 heures de fine pointe, pour les hivers 2013-2014 à 2017-2018.

Réponse :

5 **Le tableau R-48.9 présente l'information demandée. Le Distributeur a classé**
6 **les heures de chaque hiver en fonction des besoins réguliers du Distributeur,**
7 **puis a extrait les prix de la Nouvelle-Angleterre aux heures les plus chargées**
8 **(de plus forte demande).**

9 **Le Distributeur souligne le fait que le programme GDP Affaires, dont les**
10 **heures d'appel sont le sujet de la référence (v), est applicable à des heures**
11 **restreintes et spécifiques. Aussi, comme les appels du programme**
12 **GDP Affaires sont faits pour des blocs d'heures fixes, certaines des heures**
13 **d'appel pourraient ne pas se retrouver dans les heures les plus chargées. Il**
14 **n'est donc pas possible de faire un parallèle direct entre la référence (v) et le**
15 **tableau R-48.9.**

16 **Par ailleurs, le terme fine pointe n'implique pas nécessairement que le**
17 **Distributeur se trouve en mode achat sur les marchés de court terme. Cela**
18 **dépend de la climatologie d'un hiver donné et du niveau des besoins à**
19 **approvisionner. De plus, il est possible que les moyens à la disposition du**
20 **Distributeur lui permettent de rencontrer la demande aux heures de pointe,**
21 **sans recourir au marché.**

22 **Ainsi, malgré le fait que les prix sur les marchés externes puissent être plus**
23 **élevés que le coût évité de court terme, le Distributeur n'est pas**
24 **nécessairement en mode achat sur ces marchés ou auprès de contreparties à**
25 **ces heures.**

TABLEAU R-48.9 :
COÛT MOYEN D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ SUR LE MARCHÉ DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE,
AUGMENTÉ DES FRAIS LIÉS AU TRANSPORT ET AU SPEDE,
POUR LES HEURES LES PLUS CHARGÉES DES 5 DERNIERS HIVERS

Hiver	Coût (\$/MWh)			
	25 heures les plus chargées	50 heures les plus chargées	100 heures les plus chargées	300 heures les plus chargées
2013-2014	383,57 \$	351,99 \$	332,62 \$	290,55 \$
2014-2015	187,79 \$	183,85 \$	176,31 \$	163,19 \$
2015-2016	112,23 \$	106,42 \$	101,07 \$	88,43 \$
2016-2017	149,25 \$	137,18 \$	119,13 \$	101,53 \$
2017-2018	302,26 \$	281,79 \$	266,49 \$	224,31 \$

48.10 Veuillez proposer des pistes de raffinement à la méthode d'évaluation des coûts à la marge utilisée pour la simulation de neutralité du TDÉ afin de mieux refléter le fait que le coût des achats d'électricité à la fine pointe est plus élevé que le coût moyen de l'ensemble des heures d'hiver. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **Compte tenu des éléments énoncés en réponse aux questions 48.8 et 48.9, le**
2 **Distributeur est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'apporter des ajustements à la**
3 **simulation de la neutralité du TDÉ.**

4 **Le signal de coût évité pour des approvisionnements de court terme, étant**
5 **sujet aux conditions de marché, peut fluctuer parfois de façon significative**
6 **entre deux dossiers tarifaires ; le signal est ainsi passé de 5,2 ¢/kWh (dossier**
7 **R-4011-2017) à 4,1 ¢/kWh dans le présent dossier. Les analyses de sensibilité**
8 **sur cette variable (à la hausse comme à la baisse) permettent d'évaluer de**
9 **façon simple le risque.**

48.11 Veuillez ventiler par tarif les demandes acceptées concernant les centres de données, la technologie des chaînes de blocs et les autres demandes.

Réponse :

- 1 Le tableau R-48.11 présente la ventilation des demandes acceptées au TDÉ
2 par tarif et par secteur d'activité.

**TABLEAU R-48.11 :
VENTILATION DES DEMANDES ACCEPTÉES AU TDÉ**

Secteur d'activité	Tarif actuel	TDÉ en vigueur	Nombre de projets	MW prévus au contrat	MWh/an prévus à terme
Centre de données	LG	Oui	3	19	158 118
	M	Non ¹	2	40	332 880
		Oui	4	17	138 977
	s. o. ²	Non	1	6	47 304
	Total		10	82	677 279
Technologie des chaînes de blocs	G	Non	1	6	46 516
	LG	Non ¹	1	20	166 440
		Oui	1	10	70 737
	M	Non	1	2	12 483
Oui		4	16	133 152	
	Total		8	53	429 328
Autres	LG	Non ¹	1	14	98 112
		Oui	1	13	45 552
	s. o. ²	Non	3	155	1 136 172
	Total		5	182	1 279 836
Total			23	317	2 386 443

1 Au moment du dépôt de la demande tarifaire, deux clients au tarif LG et un client au tarif M ne bénéficiaient pas encore du TDÉ. En date d'aujourd'hui, ces trois clients en bénéficient.

2 Le projet du client n'est pas en service.

48.12 Veuillez estimer le potentiel des ventes annuelles des demandes acceptées au TDÉ par type de demande et par tarif, ainsi que l'impact sur les besoins en puissance.

Réponse :

- 3 Voir la réponse à la question 48.11 pour le potentiel de ventes annuelles et
4 l'impact sur les besoins en puissance.

ANNEXE A :

RAPPORT

**« SONDAGES AUPRÈS DES CLIENTS ET DES EX-CLIENTS AU
TARIF DT »**

RÉALISÉ PAR AD HOC RECHERCHE

(RÉPONSE À LA QUESTION 32.1)



Sondages auprès des clients et des ex-clients au tarif DT

Novembre 2017



La méthodologie	3
Les faits saillants	8
Les résultats détaillés – Clients actuels	13
• Les sources et les systèmes de chauffage	14
• Le tarif DT	18
• La baisse du prix du tarif DT	35
• Une nouvelle offre à l'étude	42
• Le dépliant et le site Internet	45
• Le profil des répondants	53
Les résultats détaillés – Ex-Clients	56
• Les sources et les systèmes de chauffage	57
• Le tarif DT	62
• L'impact de la baisse des prix du printemps 2017	76
• Le dépliant	82
• Une nouvelle offre à l'étude	86
• Le profil des répondants	89
Les annexes	
1 Les questionnaires	
2 La logique du questionnaire Clients actuels pour les questions concernant les baisses de prix du tarif DT	



LA MÉTHODOLOGIE

CONTEXTE & OBJECTIF



- Les sondages ont pour objectifs de mesurer la notoriété et l'appréciation de la récente baisse de prix du tarif DT, ainsi que de déterminer l'appréciation d'une offre à l'étude permettant des économies monétaires en échange de l'effacement de la charge de chauffage électrique en période de pointe via une télécommande.
- Le présent rapport présente les résultats des sondages auprès des **clients actuellement au tarif DT** et des **clients ayant abandonné le tarif DT**.

OBJECTIFS DÉTAILLÉS – CLIENTS ACTUELS



- Les **principaux objectifs** de ce sondage sont de :
 - déterminer les sources et les systèmes de chauffage des clients du tarif DT;
 - recueillir les raisons d'adhérer au tarif DT;
 - mesurer l'importance de l'impact de certains facteurs sur la décision d'adhérer au tarif;
 - évaluer la satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT;
 - jauger la probabilité de délaisser le tarif DT et comprendre les raisons;
 - cerner les incitatifs à continuer d'adhérer au tarif DT;
 - estimer la notoriété de la baisse de prix réalisée au printemps 2017;
 - cerner l'impact de cette baisse de prix;
 - évaluer l'intérêt à l'égard de la nouvelle offre à l'étude pour les clients au tarif régulier;
 - déterminer la notoriété et la lecture du dépliant envoyé avec la facture;
 - connaître le taux de visite du site Internet d'*Hydro-Québec*;
 - découvrir le niveau de compréhension perçu du tarif DT.

OBJECTIFS DÉTAILLÉS – EX-CLIENTS



- Les **principaux objectifs** de ce sondage sont de :
 - déterminer les sources et les systèmes de chauffage des anciens clients du tarif DT;
 - évaluer la satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT;
 - comprendre les raisons qui ont motivé à demander le retrait du tarif DT;
 - mesurer l'importance de l'impact de certains facteurs sur la décision de délaisser le tarif;
 - jauger la probabilité que les clients adhèrent à nouveau au tarif DT;
 - évaluer la notoriété de la baisse de prix réalisée au printemps 2017;
 - cerner l'impact de cette baisse de prix;
 - déterminer la notoriété et la lecture du dépliant envoyé avec la facture;
 - évaluer l'intérêt à l'égard de la nouvelle offre à l'étude pour les clients au tarif régulier.

POPULATION – CLIENTS ACTUELS



- La population de ce sondage est composée de l'ensemble des clients d'*Hydro-Québec* **actuellement au tarif DT**.
- La population est constituée des personnes pouvant être jointes au téléphone et étant aptes à s'exprimer en français ou en anglais.

POPULATION – EX-CLIENTS



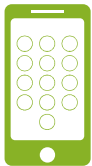
- La population de ce sondage est composée des **clients ayant abandonné le tarif DT**.
- La population est constituée des personnes pouvant être jointes au téléphone et étant aptes à s'exprimer en français ou en anglais.

ÉCHANTILLONNAGE



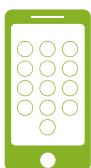
- *Hydro-Québec* a fourni trois listes à *Ad hoc recherche*, soit une liste de clients actuels, une liste d'ex-clients ayant abandonné le tarif DT entre le 1^{er} avril et le 10 octobre 2017 et une liste d'ex-clients ayant abandonné le tarif DT entre le 1^{er} janvier et le 31 mars 2017.
- Les répondants ont été sélectionnés aléatoirement au sein de ces listes.
- La liste des ex-clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril a été priorisée à celle des ex-clients ayant abandonné le tarif DT avant le 1^{er} avril.

MÉTHODE DE COLLECTE – CLIENTS ACTUELS



- **Sondage téléphonique** réalisé du **17 octobre au 1^{er} novembre 2017** auprès des clients résidentiels d'*Hydro-Québec* présentement au tarif DT.
 - Au final, **300 clients ont répondu au sondage**.
 - Le **taux de réponse était de 35,8 %** (voir l'annexe 1).

MÉTHODE DE COLLECTE – EX-CLIENTS



- **Sondage téléphonique** réalisé du **12 au 28 octobre 2017** auprès des clients résidentiels d'*Hydro-Québec* ayant abandonné le tarif DT.
 - La liste fournie par *Hydro-Québec* comprenait des clients résidentiels ayant abandonné le tarif DT **avant et après le 1^{er} avril 2017**.
 - Tous les clients de la liste ayant abandonné après le 1^{er} avril 2017 ont été appelés. Par la suite, des clients ayant abandonné avant le 1^{er} avril 2017 ont aussi été contactés, dans le but d'atteindre l'objectif de 300.
 - Au final, **302 clients ont répondu au sondage**, ce qui a permis d'obtenir un **taux de réponse de 50,0 %**.
 - Cet échantillon est constitué de 265 clients qui ont abandonné après le 1^{er} avril et de 37 clients qui ont abandonné avant.

QUESTIONNAIRES



- Des versions préliminaires des questionnaires ont été conçues par *Hydro-Québec* selon les objectifs de l'étude. Les questionnaires ont été ensuite révisés, traduits, programmés et pré-testés par *Ad hoc recherche* (voir l'annexe 2).
- La durée moyenne du questionnaire est de **9,5 minutes** pour les clients actuels et de **10,1 minutes** pour les ex-clients.

FORMATION DES INTERVIEWERS



- L'équipe assignée à ce projet était constituée d'interviewers expérimentés de notre firme.
- Cette équipe a bénéficié d'une formation spécifique sur le questionnaire, ainsi que sur le contexte et les objectifs de l'étude.
- La formation a été donnée par les responsables du projet chez *Ad hoc recherche*.

PRÉCISION DES RÉSULTATS



- Le tableau ci-contre illustre la marge d'erreur maximale à un niveau de confiance de 95 %.
- Les flèches **↑↓** indiquent les différences significatives entre les sous-groupes à un niveau de confiance de 95 % ou plus, entre les sous-groupes présentés.

	Population (N)	Échantillon (n)	Marge d'erreur maximale*
Clients actuels	N.D.	n = 300	± 5,2 %
Ex-clients	N = 1697	n = 302	± 5,1 %
Ex-clients récents	N = 621	n = 265	± 4,6 %
Ex-clients anciens	N = 1076	n = 37	± 15,8 %

TRAITEMENT DES DONNÉES



- Au terme de la collecte, *Ad hoc recherche* a procédé à la codification des questions ouvertes, ainsi qu'à la validation des données par la production de fréquences simples et via une série de tests permettant de déceler des incohérences.
- Les données provenant des clients actuels ont été pondérées selon la région (Montréal RMR, Québec RMR et ailleurs au Québec), la langue (français et anglais) et le type de facturation (Internet ou papier). Les données provenant des ex-clients n'ont pas été pondérées.
- Les logiciels *SPSS* et *Stat-Xp* ont été utilisés pour effectuer le traitement des données, qui a été entièrement réalisé sur nos systèmes informatiques. Toutes les questions du questionnaire ont été croisées par une série de variables explicatives.
- Le lecteur est invité à consulter l'annexe 3 pour examiner les résultats de l'enquête sous forme de tableaux statistiques détaillés.



LES FAITS SAILLANTS

Les clients actuels sont satisfaits de la biénergie au tarif DT.

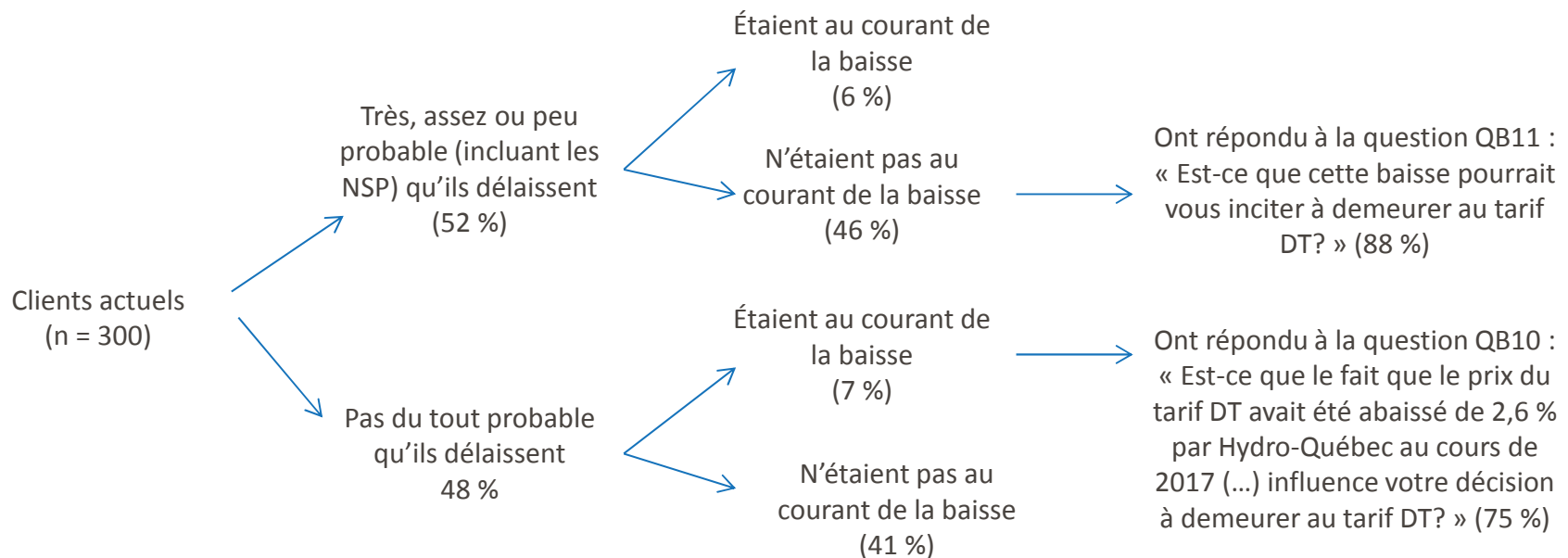
- Parmi ceux qui ont personnellement fait le choix d'adhérer au tarif DT (soit 58 % des clients actuels), **les considérations monétaires** représentent **le principal motif d'adhésion** (cité par 72 %).
- **Le taux de satisfaction** à l'égard de la biénergie au tarif DT **est élevé** chez les clients actuels (96 % de satisfaits dont 60 % de très satisfaits).
- Quand on leur demande s'ils sont **satisfaits des économies réalisées avec le tarif DT** par rapport à la facture qu'ils auraient s'ils étaient tout à l'électricité au tarif régulier d'Hydro-Québec, 77% se disent satisfaits (47% très satisfaits).

La baisse a une faible notoriété mais un bon impact parmi ceux qui en entendent parler.

- **Environ un client actuel sur dix** (14 %) était **au courant de la baisse** des prix du printemps 2017.
- Parmi ceux qui n'ont pas du tout l'intention de délaisser le tarif DT et qui étaient au courant de la baisse (soit 7 % de la base totale), **les trois quarts** (75 %) disent que la baisse du printemps 2017 **les a incités** dans leur décision de **demeurer au tarif DT** (attribuant une note de 7 à 10 sur 10, où 0 indique que ça ne les a pas incités et 10 que ça les a incités beaucoup).
 - **Plus des deux tiers** (68 %) disent même que cela les **a beaucoup incités** (notes de 9 et 10 sur 10).
 - Cela représente 5 % des clients actuels.

- Parmi les clients actuels pour qui il est très, assez ou peu probable de délaissier le tarif DT (incluant ceux qui ne se sont pas prononcés) et qui n'étaient pas au courant de la baisse (soit 46 % de la base), **près de neuf sur dix (88 %)** seraient **incités** à demeurer au tarif DT lorsqu'on leur présente la baisse.

- Cela représente 40 % des clients actuels.



Les ex-clients sont satisfaits de la biénergie au tarif DT, mais quittent ce tarif en raison de problème avec leur équipement.

- **Les ex-clients** démontrent **une bonne satisfaction** à l'égard du tarif DT (89 % de satisfaits dont 48 % de très satisfaits).
- La plupart ont **délaissé le tarif DT** en raison d'un **système de chauffage défectueux, trop âgé** (70 % dont 60 % de raison principale) ou **peu performant** (11 % dont 6 % de raison principale) ou parce que leur assureur ne voulait **plus assurer leur système** de chauffage (7 % dont 2 % de raison principale).
 - **Peu** ont quitté pour **des raisons monétaires** (22 % dont 13 % de raison principale)
 - Ils évoquent notamment le **coût de l'autre source d'énergie** (13 % dont 6 % de raison principale), le **coût de l'électricité au tarif DT** (8 % dont 5 % de raison principale) ou d'une insatisfaction à l'égard des **économies** (3 % tous en raison principale).

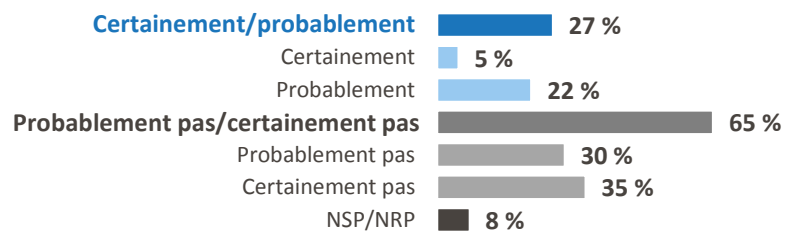
La baisse de tarif est presque passée inaperçue et son impact est plutôt modeste.

- **Seulement 14 %** des ex-clients ayant quitté après le 1^{er} avril 2017 **étaient au courant de la baisse du tarif DT du printemps 2017**.
- Ainsi, **la baisse du printemps 2017 a un impact modéré**.
 - Parmi les clients qui ont abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril et qui n'étaient pas au courant de la baisse, **un quart** (25 %) disent qu'ils n'auraient **probablement pas ou certainement pas délaissé** le tarif DT, s'ils avaient eu connaissance de la baisse.
 - Parmi les clients qui ont abandonné le tarif DT avant le 1^{er} avril, **une proportion semblable** (24 %) auraient **réagi pareillement**.

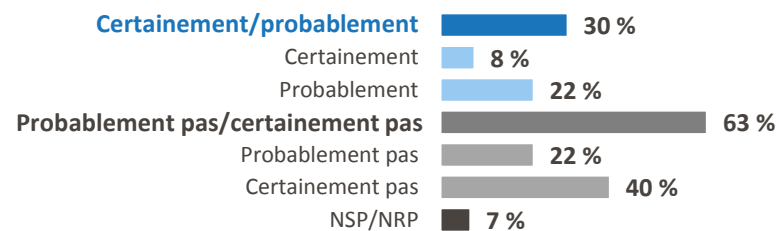
La nouvelle offre à l'étude ne remporte pas un franc succès.

- Après la présentation de la nouvelle offre à l'étude, **les clients actuels et les ex-clients affichent des intérêts similaires.**
- En effet, **environ trois répondants sur dix** indiquent être **ouverts à l'idée**, qu'ils soient des clients actuels ou des ex-clients.
 - De façon plus précise, **moins d'un sur dix** est **certainement intéressé**, tandis que **plus de deux sur dix** le sont **probablement**.
 - Selon nous, par le biais de cette offre, *Hydro-Québec* souhaite rassurer ses clients quant aux fluctuations des coûts d'énergie. Or, les clients actuels comme les ex-clients ne semblent pas préoccupés par cette notion de risque.
 - Parmi les clients actuels, les répondants étant peu ou pas du tout satisfaits de la biénergie au tarif DT affichent un taux plus élevé de « certainement / probablement » que ceux qui se disent très ou assez satisfaits (58 % c. 25 % et 28 %).

Clients actuels



Ex-clients





LES RÉSULTATS DÉTAILLÉS – CLIENTS ACTUELS





LES SOURCES ET LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE

Les sources et systèmes de chauffage et les équipements possédés



La combinaison mazout-électricité est la plus couramment utilisée par les clients du tarif DT.

- Plus de huit clients du tarif DT sur dix (83 %) utilisent du mazout.
- Le gaz naturel est utilisé par un client sur dix (11 %).
- Le propane et les granules représentent de très faibles proportions (4 % et 1 % respectivement).

La très grande majorité ont utilisé leurs deux sources l'hiver dernier.

- L'hiver dernier, la quasi-totalité des clients (97 %) ont utilisé les deux sources d'énergie de leur système biénergie.
- Les rares clients n'ayant pas utilisé les deux sources (3 %) ont indiqué que leur système était brisé (4 mentions sur 9).

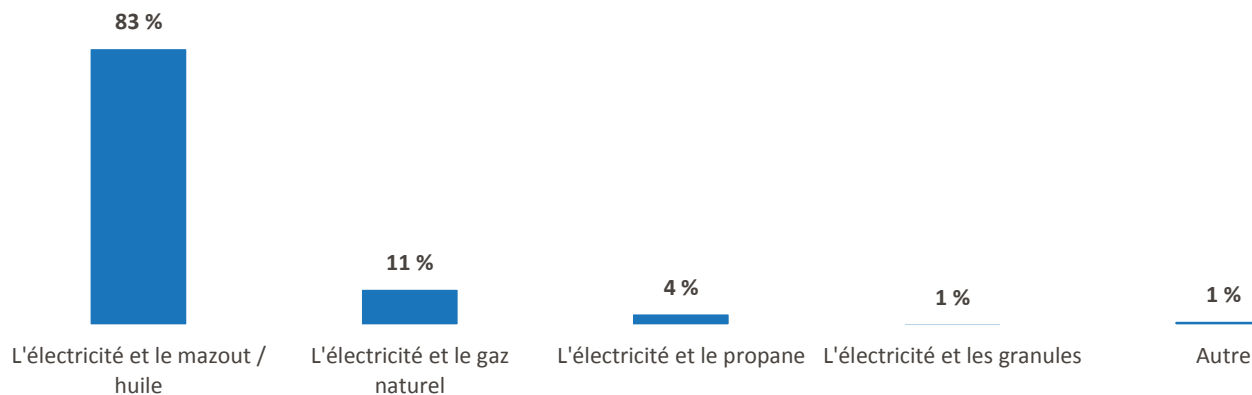
Les équipements possédés par les clients du tarif DT.

- Environ huit clients sur dix climatisent leur habitation (81 %).
- Plus de un client sur deux ont une thermopompe centrale (56 %).
- Finalement, environ un sur dix a une piscine chauffée à l'électricité (11%) ou un spa à l'extérieur (7 %).

Les sources d'énergie



QA1 Quelles sont les deux sources d'énergie de votre système de chauffage biénergie (que vous les utilisiez ou non)?



	Total n = 300	Région		
		RMR Montréal n = 150	RMR Québec n = 30	Ailleurs n = 120
L'électricité et le mazout/huile	83 %	83 %	94 %	82 %
L'électricité et le gaz naturel	11 %	15 % ↑	0 % ↓	7 %
L'électricité et le propane	4 %	2 % ↓	6 %	6 %
L'électricité et les granules	1 %	1 %	0 %	1 %
Autre	1 %	0 % ↓	0 %	4 % ↑

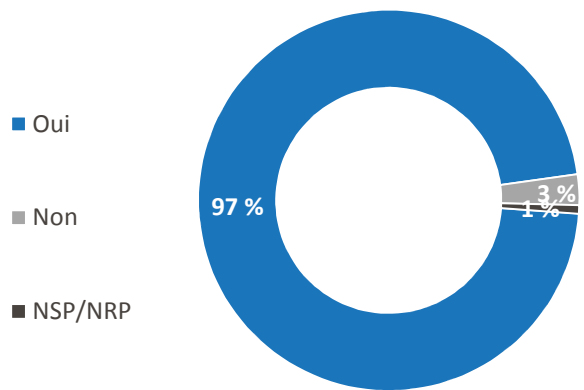
Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

L'utilisation des deux sources d'énergie



QA2 L'hiver dernier, avez-vous utilisé les deux sources d'énergie de votre système biénergie?



QA2a Pourquoi n'avez-vous pas utilisé vos deux sources d'énergie?

Plusieurs réponses possibles.

n = 8*

Système électrique brisé ou vieux	2
Système au combustible brisé ou vieux	2
La thermopompe ne fonctionne pas à une certaine température	1
Pas rentable	1
Nous n'avons pas de calorifère électrique	1
Voulait essayer le chauffage au gaz	1
Le prix du mazout	1

*Note : la taille de l'échantillon étant petite (n < 10), le nombre de mentions est présenté au lieu des proportions.

Note : la somme des mentions peut excéder le nombre de répondants car ces derniers pouvaient donner plus d'une réponse.

	Total n = 300	A une thermopompe		A une climatisation		A une piscine chauffée à l'électricité	
		Oui n = 160	Non n = 139	Oui n = 235	Non n = 65	Oui n = 34	Non n = 266
QA2 L'hiver dernier, a utilisé les deux sources d'énergie du système bi-énergie							
Oui	97 %	97 %	97 %	97 %	95 %	97 %	97 %
Non	3 %	3 %	2 %	2 %	5 %	0 %	3 %
NSP/NRP	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	3 %	1 %



LE TARIF DT



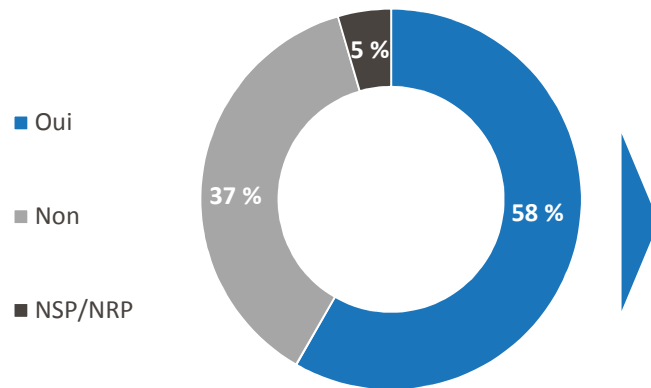
Les considérations monétaires sont le motif d'adhésion le plus cité spontanément.

- Environ six clients sur dix (58 %) ont **personnellement fait le choix** d'adhérer au tarif DT.
- Parmi eux...
 - **Sept sur dix** (72 %) évoquent spontanément **des considérations monétaires**.
 - **Les deux tiers** (66 %) citent **les économies réalisées sur la facture d'électricité** comme motif qui les a conduits à adhérer au tarif DT.
 - **Environ une personne sur dix** mentionne le **prix élevé du combustible** (15 %).

Les raisons de choisir le tarif DT



QB1 Est-ce votre ménage (vous ou une autre personne de votre ménage) qui a personnellement fait le choix d'adhérer au tarif DT?



QB1a Quel est le principal motif qui vous a conduit à adhérer au tarif DT? Y en a-t-il d'autres?

n = 175

Des considérations monétaires

72 %

Économies réalisées sur la facture d'électricité grâce au tarif avantageux de la biénergie

66 %

Le prix élevé du combustible

15 %

Réduire l'utilisation de combustible/faire des économies de combustible

5 %

Le changement/l'achat d'équipement

15 %

Besoin de climatiser la maison

8 %

Changement d'équipement

4 %

On changeait la fournaise/changement d'équipement

4 %

La subvention

10 %

A reçu une subvention d'Hydro-Québec

9 %

Une meilleure performance/efficacité

8 %

Besoin d'une résidence plus confortable, mieux chauffée

6 %

Conseillé par un tiers

5 %

Les autres raisons liées à l'autre source d'énergie

5 %

Ne plus dépendre uniquement du combustible

4 %

L'environnement/souci de l'environnement

4 %

NSP/NRP

7 %

Note : seules les mentions de plus de 3 % sont présentées dans ce tableau. La somme des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

Les raisons de choisir le tarif DT (suite)



	Total n = 300	Région		
		RMR Montréal n = 150	RMR Québec n = 30	Ailleurs n = 120
QB1 Le ménage a personnellement fait le choix d'adhérer au tarif DT				
• Oui	58 %	55 %	44 %	69 % ↑
Non	37 %	43 % ↑	36 %	28 % ↓
NSP/NRP	5 %	3 %	21 % ↑	3 %

	Total n = 175	A une thermopompe		A une climatisation	
		Oui n = 90	Non n = 84	Oui n = 137	Non n = 38
QB1a Le principal motif qui a conduit à adhérer au tarif DT					
Les économies	67 %	72 %	61 %	65 %	75 %
Économies réalisées sur la facture d'électricité grâce au tarif avantageux de la biénergie	66 %	71 %	60 %	64 %	72 %
Réduire l'utilisation de combustible/faire des économies de combustible	5 %	2 %	8 %	4 %	6 %
Les raisons liées à l'autre source d'énergie	20 %	14 % ↓	28 % ↑	21 %	17 %
Le prix élevé du combustible	15 %	12 %	19 %	16 %	11 %
Ne plus dépendre uniquement du combustible	4 %	1 % ↓	8 % ↑	4 %	6 %
Le changement/l'achat d'équipement	15 %	19 %	11 %	16 %	12 %
Besoin de climatiser la maison	8 %	14 % ↑	2 % ↓	10 % ↑	0 % ↓
Changement d'équipement	4 %	5 %	3 %	4 %	7 %
On changeait la fournaise/changement d'équipement	4 %	2 %	6 %	4 %	5 %
La subvention	10 %	7 %	13 %	7 % ↓	18 % ↑
A reçu une subvention d'Hydro-Québec	9 %	7 %	13 %	7 %	16 %
Une meilleure performance/efficacité	8 %	10 %	5 %	9 %	5 %
Besoin d'une résidence plus confortable, mieux chauffée	6 %	8 %	4 %	7 %	2 %
Conseillé par un tiers	5 %	5 %	5 %	6 %	0 %
L'environnement/souci environnemental	4 %	3 %	4 %	4 %	3 %
NSP/NRP	7 %	6 %	7 %	7 %	5 %

Base : ensemble des répondants

Note 1 : seules les mentions de plus de 3 % sont présentées à la QB1a. La somme des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

Note 2 : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.



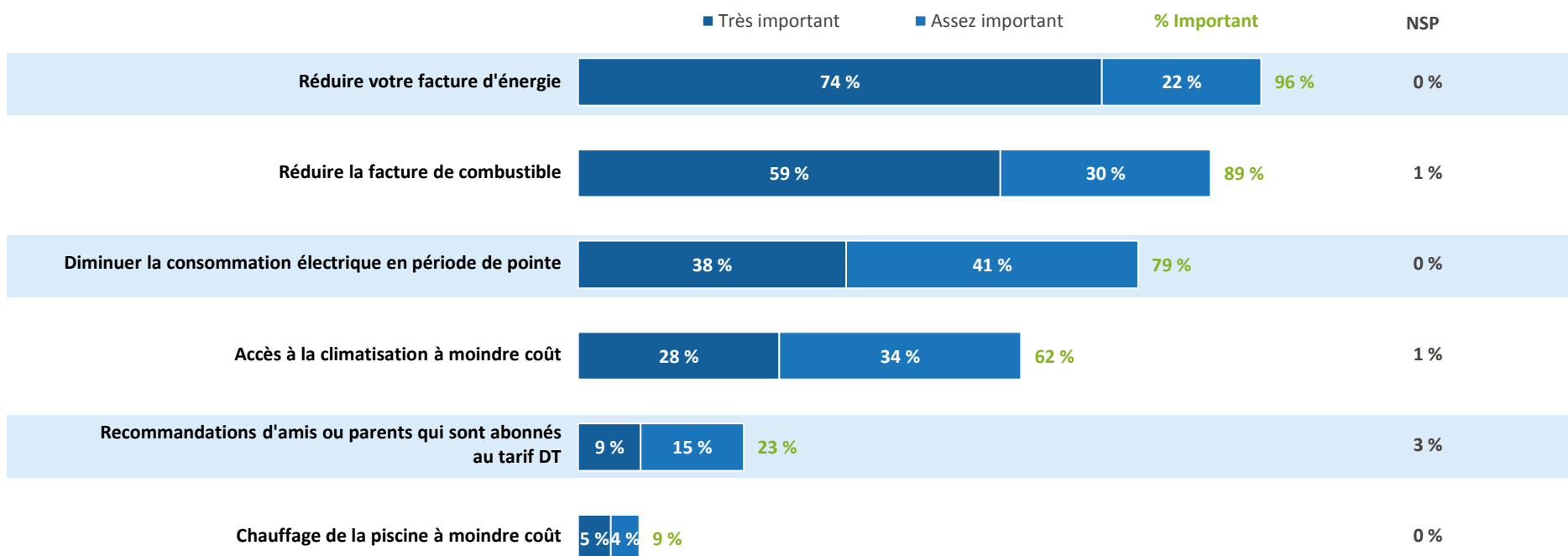
En assisté, la baisse de la facture d'énergie et de la facture de combustible sont les facteurs les plus importants.

- **La quasi-totalité des clients (96 %)** considèrent que **réduire la facture d'énergie** est un **facteur important** dans la décision d'adhérer au tarif DT. **Les trois quarts (74 %)** disent même que cela a un **impact très important**.
 - Les **répondants ayant un niveau de scolarité universitaire**, les **foyers de deux personnes** et ceux qui **reçoivent la facture papier** sont plus enclins à le juger important.
 - Rappelons que ce motif est le plus cité spontanément par ceux qui ont personnellement choisi d'adhérer au tarif DT.
- La **baisse de la facture de combustible** est importante pour **neuf clients sur dix (89 %)**, voire très importante pour six sur dix (59 %).
- La **diminution de la consommation électrique en période de pointe** et **l'accès à la climatisation à moindre coût** arrivent ensuite, avec 79 % et 62 % de clients les estimant importants respectivement *.
- Pour finir, les **recommandations** ou le **chauffage de la piscine à moindre coût** sont des facteurs **moins déterminants** (23 % et 9 % d'importance respectivement).
 - Parmi ceux qui ont une piscine chauffée (soit 24 personnes), ce dernier facteur obtient un score d'importance plus élevé (important : 67 %; très important : 36 %).

L'importance de certains facteurs



QB2 Est-ce que les éléments suivants ont été des facteurs très, assez, peu ou pas du tout importants dans votre décision d'adhérer au tarif DT?



Base : répondants ayant personnellement fait le choix d'adhérer au tarif DT (n = 175)

* Pour la climatisation et le chauffage de la piscine, seuls ceux qui possédaient ces usages répondaient à ces questions.

L'importance de certains facteurs Selon les sous-groupes



	Total n = 175	Région			Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT		
		RMR Montréal n = 80	RMR Québec n = 13*	Ailleurs n = 82	Très satisfait n = 115	Assez satisfait n = 53	Peu ou pas du tout satisfait n = 7*
QB2 L'importance des facteurs suivants dans la décision d'adhérer au tarif DT							
a Réduire votre facture d'énergie							
% Important	96 %	97 %	100 %	94 %	97 %	96 %	71 %
Très important	74 %	82 % ↑	59 %	65 % ↓	80 % ↑	60 % ↓	57 %
e Réduire la facture de combustible							
% Important	89 %	86 %	100 %	92 %	91 %	85 %	86 %
Très important	59 %	64 %	47 %	55 %	68 % ↑	40 % ↓	57 %
f Diminuer la consommation électrique en période de pointe							
% Important	79 %	76 %	82 %	82 %	79 %	82 %	41 %
Très important	38 %	37 %	50 %	37 %	42 %	30 %	12 %
c Accès à la climatisation à moindre coût							
% Important	62 %	72 % ↑	30 %	54 % ↓	67 %	55 %	31 %
Très important	28 %	34 %	9 %	24 %	35 % ↑	16 % ↓	0 %
b Recommandations d'amis ou parents qui sont abonnés au tarif DT							
% Important	23 %	23 %	32 %	22 %	24 %	20 %	26 %
Très important	9 %	12 %	6 %	5 %	12 % ↑	2 % ↓	12 %
d Chauffage de la piscine à moindre coût							
% Important	9 %	5 %	6 %	13 %	7 %	15 %	0 %
Très important	5 %	2 %	0 %	9 % ↑	3 %	8 %	0 %

Base : répondants ayant personnellement fait le choix d'adhérer au tarif DT

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

*Note 1 : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

*Note 2 : pour la climatisation et le chauffage de la piscine, seuls ceux qui possédaient ces usages répondaient à ces questions.

La satisfaction à l'égard du tarif DT



Dans un premier temps, les clients actuels étaient invités à indiquer leur satisfaction globale à l'égard de la biénergie au tarif DT. Par la suite, nous les interrogeons sur leur satisfaction à l'égard...

- *des économies réalisées avec le tarif DT par rapport à la facture qu'ils auraient si leur système de chauffage était tout à l'électricité au tarif régulier d'Hydro-Québec;*
- *de la réduction des coûts de climatisation en été, s'ils climatisent leur habitation;*
- *de la réduction des coûts de chauffage de la piscine; s'ils chauffent leur piscine à l'électricité.*

Globalement, Hydro-Québec satisfait largement ses clients avec le tarif DT.

- La quasi-totalité des clients actuels (96 %) se disent **satisfaits**.
- Six clients sur dix (60 %) disent même être **très satisfaits**.

- Les **personnes insatisfaites** (soit 9 personnes) font surtout référence au **coût de l'électricité** (4 personnes) ou aux **économies trop faibles** (3 personnes) pour expliquer leur mécontentement.

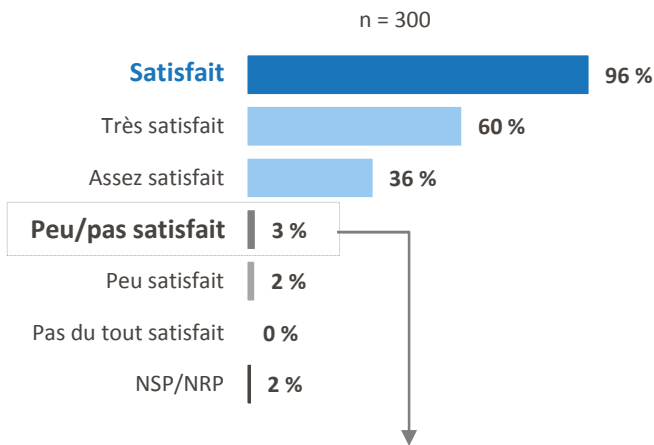
La satisfaction à l'égard des éléments spécifiques est excellente.

- Environ sept clients sur dix disent être **satisfaits des éléments suivants** :
 - Des économies réalisées au tarif DT en comparaison avec le tarif régulier (77 %);
 - De la réduction des coûts de climatisation (77 %) *;
 - De la réduction des coûts de chauffage de la piscine (67 %) *.

La satisfaction à l'égard du tarif DT



QB3 En général, diriez-vous que vous êtes très, assez, peu ou pas du tout satisfait(e) d'être à la biénergie au tarif DT?



	Région			A une climatisation		A une piscine chauffée à l'électricité	
	RMR Montréal n = 150	RMR Québec n = 30	Ailleurs n = 120	Oui n = 235	Non n = 65	Oui n = 34	Non n = 266
Satisfait	96 %	90 %	97 %	97 %	92 %	100 %	95 %
Très satisfait	63 %	53 %	57 %	62 %	54 %	50 %	62 %
Assez satisfait	33 %	37 %	40 %	35 %	39 %	50 %	34 %
Peu ou pas du tout satisfait	2 %	6 %	3 %	2 %	6 %	0 %	3 %
Peu satisfait	2 %	4 %	3 %	2 % ↓	6 % ↑	0 %	3 %
Pas du tout satisfait	0 %	3 % ↑	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Ne sait pas	2 %	4 %	0 %	2 %	2 %	0 %	2 %

QB3a Pourquoi n'êtes-vous pas satisfait(e) de la biénergie au tarif DT? Plusieurs réponses possibles.

Le coût du tarif DT/de l'électricité	4
Risque de payer plus cher au tarif DT qu'au tarif D	1
Trop d'heures à haut tarif	1
L'augmentation à partir de moins 12 degrés	1
Trop grande augmentation de la facture	1
Les économies (pas assez d'économies)	3
Le coût de l'autre source d'énergie	1
L'autre source d'énergie est trop chère	1
Coûts pour changer le réservoir	1
Autre	2
Problèmes techniques avec les installateurs	1
Assurances	1
Cheminée à chemiser	1

n = 9*

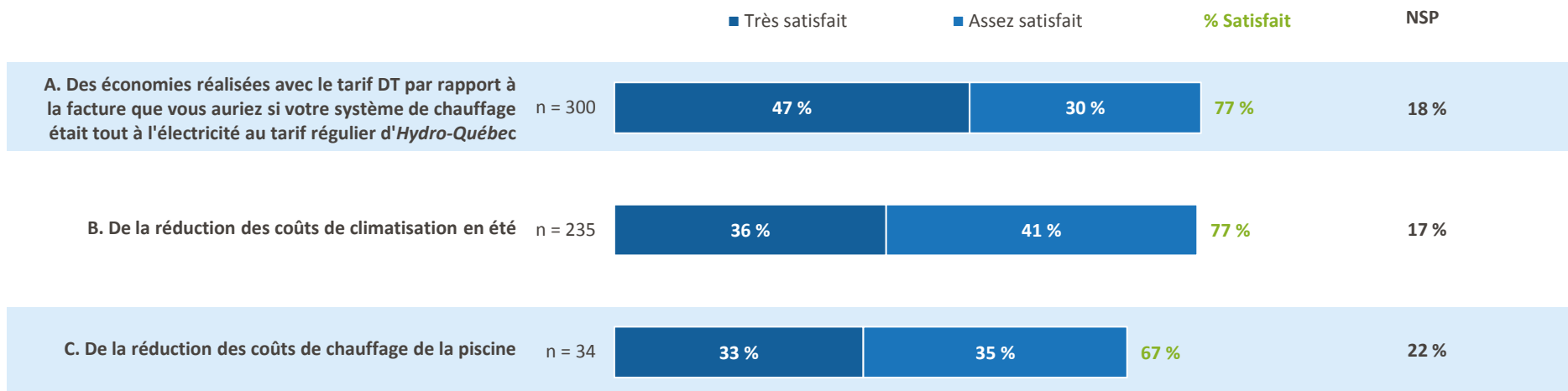
*Note : la taille de l'échantillon étant très petite (n < 10), le nombre de mentions est présenté plutôt que les proportions.

Note : la somme des mentions peut excéder le nombre de répondants puisque ces derniers pouvaient donner plus d'une réponse.

La satisfaction à l'égard de certains éléments



QB4 De façon plus spécifique, êtes-vous très, assez, peu ou pas du tout satisfait(e) des éléments suivants?



Base : QB4a : ensemble des répondants

QB4b : répondants climatisant leur habitation

QB4c : répondants ayant une piscine chauffée à l'électricité

La satisfaction à l'égard de certains éléments Selon les sous-groupes



	Total	Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT			Probabilité qu'ils délaissent		
		Très satisfait	Assez satisfait	Peu ou pas du tout	Probable	Peu probable	Pas du tout probable
QB4 Satisfaction globale à l'égard des éléments suivants :							
a Des économies réalisées avec le tarif DT par rapport à la facture que vous auriez si votre système de chauffage était tout à l'électricité au tarif régulier d'Hydro-Québec	n = 300	n = 178	n = 109	n = 9*	n = 29*	n = 122	n = 140
% Satisfait	77 %	87 % ↑	68 % ↓	33 %	50 %	78 %	84 % ↑
Très satisfait	47 %	68 % ↑	16 % ↓	0 %	17 %	44 %	57 % ↑
b De la réduction des coûts de climatisation en été	n = 235	n = 144	n = 83	n = 5*	n = 22*	n = 92	n = 113
% Satisfait	77 %	80 %	75 %	66 %	86 %	75 %	78 %
Très satisfait	36 %	51 % ↑	11 % ↓	28 %	23 %	34 %	41 %
c De la réduction des coûts de chauffage de la piscine	n = 34	n = 18*	n = 16*		n = 3*	n = 15*	n = 15*
% Satisfait	67 %	76 %	59 %		57 %	85 %	57 %
Très satisfait	33 %	60 %	5 %		0 %	31 %	44 %

Base : QB4a : ensemble des répondants

QB4b : répondants climatisant leur habitation

QB4c : répondants ayant une piscine chauffée à l'électricité

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).



Un client sur dix estime qu'il est probable qu'il abandonne le tarif DT au cours des prochaines années.

- **Un client sur dix (10 %)** considère que l'abandon est **très (4 %) ou assez (6 %) probable**.
- À l'inverse, **plus de huit clients du tarif DT sur dix (87 %)** affirment qu'il est **peu (40 %) ou pas du tout (48 %) probable** qu'ils abandonnent ce tarif au cours des prochaines années.

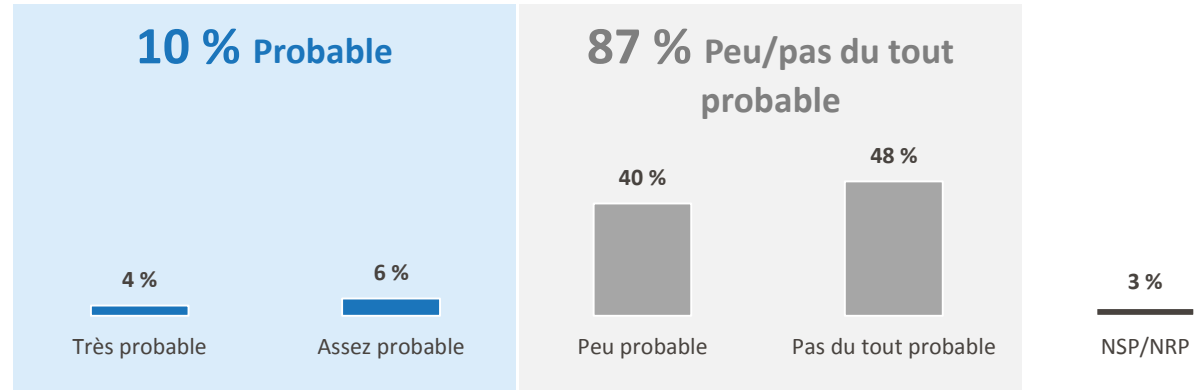
Le coût du tarif DT serait la principale raison d'abandonner le tarif DT.

- Sur la base de ceux qui disent qu'il est très, assez ou peu probable qu'ils abandonnent le tarif DT (soit 50 % de la base totale)...
 - Lorsqu'on interroge sur les raisons qui inciteraient à délaisser le tarif DT, les mentions les plus citées concernent **le coût du tarif DT/de l'électricité (40 %)**. En effet, **deux sur dix** évoquent le **coût de l'électricité au tarif DT** comparativement au tarif D par temps froid (22 %) ou **l'insatisfaction à l'égard des économies réalisées** avec le tarif DT (18 %).
 - Qu'ils indiquent qu'il est très / assez probable ou peu probable qu'ils abandonnent le tarif DT, **le coût du tarif DT / de l'électricité est le plus souvent cité** par ces clients.
 - Par ailleurs, **environ deux sur dix** citent le **changement d'équipement** car celui-ci est brisé ou trop vieux (25 %).
 - Cette raison est évoquée par un tiers (32 %) de ceux qui ont dit qu'il était très ou assez probable qu'ils délaisserent le tarif DT.
 - Finalement, le **coût de l'autre source/système** est cité par 19 %.
 - **Plus d'une personne sur dix (17 %)** ne s'est **pas prononcée**.
- **Une baisse du tarif DT serait un bon incitatif** puisque **près de neuf sur dix (85 %)** seraient **incités* à continuer** à utiliser ce tarif dans le futur. **Plus de six sur dix (61 %)** seraient même **beaucoup incités** (note de 9 ou 10 sur 10) *.

La probabilité d'abandon du tarif DT



QB5 Est-ce très, assez, peu ou pas du tout probable que vous délaissiez le tarif DT d'ici les prochaines années?



Base : ensemble des répondants (n = 300)

Probabilité d'abandon
50 %
 (10 % probable + 40 % peu probable)

QB5a Quelle est la principale raison qui vous inciterait à envisager à délaissier le tarif DT?

QB5b Y a-t-il d'autres raisons qui vous incitent à envisager de délaissier le tarif DT?
 Jusqu'à 2 réponses possibles.

	Ensemble des mentions	Raison principale
n = 151		
Le coût du tarif DT/de l'électricité	40 %	34 %
Coût de l'électricité au tarif DT comparativement au tarif D par temps froid	22 %	18 %
Pas satisfait des économies réalisées avec le tarif DT	18 %	15 %
L'équipement/l'entretien (changement d'équipement car bris ou trop vieux)	25 %	22 %
Le coût de l'autre source/système	19 %	13 %
Combustible trop dispendieux	14 %	8 %
Alternatives moins coûteuses	5 %	4 %
L'environnement (pour utiliser une source d'énergie plus propre)	6 %	4 %
La température	3 %	0 %
Pas satisfait de la performance de mon ancien système de chauffage/ancienne source d'énergie	2 %	0 %
Autre	13 %	9 %
Déménagement	3 %	3 %
Pour ne plus avoir deux systèmes de chauffage	4 %	2 %
NSP/NRP	17 %	17 %

Note 1 : seules les mentions de 2 % et plus sont présentées dans ce tableau selon l'ensemble des mentions.

Note 2 : la somme des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

La probabilité d'abandon du tarif DT (suite)



QB5a Quelle est la principale raison qui vous inciterait à envisager à délaissier le tarif DT?

QB5b Y a-t-il d'autres raisons qui vous incitent à envisager de délaissier le tarif DT?

Jusqu'à 2 réponses possibles.

Note 1 : seules les mentions de 2 % et plus sont présentées dans ce tableau selon l'ensemble des mentions.

Note 2 : la somme des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

	Ensemble des mentions n = 151	Base Très + assez probable n = 29*	Base Peu probable n = 122
Le coût du tarif DT/de l'électricité	40 %	47 %	39 %
Coût de l'électricité au tarif DT comparativement au tarif D par temps froid	22 %	22 %	22 %
Pas satisfait des économies réalisées avec le tarif DT	18 %	28 %	15 %
L'équipement/l'entretien (changement d'équipement car bris ou trop vieux)	25 %	32 %	24 %
Le coût de l'autre source/système	19 %	14 %	21 %
Combustible trop dispendieux	14 %	14 %	14 %
Alternatives moins coûteuses	5 %	0 %	6 %
L'environnement (pour utiliser une source d'énergie plus propre)	6 %	13 %	4 %
La température	3 %	10 %	1 %
Pas satisfait de la performance de mon ancien système de chauffage/ancienne source d'énergie	2 %	10 %	0 %
Autre	13 %	17 %	12 %
Pour ne plus avoir deux systèmes de chauffage	4 %	10 %	2 %
Déménagement	3 %	3 %	3 %
NSP/NRP	17 %	3 %	20 %

La probabilité d'abandon du tarif DT Selon les sous-groupes



QB5 Est-ce très, assez, peu ou pas du tout probable que vous délaissiez le tarif DT d'ici les prochaines années?

Total		Région		
n = 300		RMR Montréal n = 150	RMR Québec n = 30	Ailleurs n = 120
Probable	10 %	11 %	0 %	10 %
Très probable	4 %	6 % ↑	0 %	1 % ↓
Assez probable	6 %	6 %	0 %	9 %
Peu/pas probable	87 %	85 %	96 %	89 %
Peu probable	40 %	37 %	51 %	41 %
Pas du tout probable	48 %	48 %	45 %	48 %
NSP/NRP	3 %	3 %	4 %	2 %

Base : ensemble des répondants

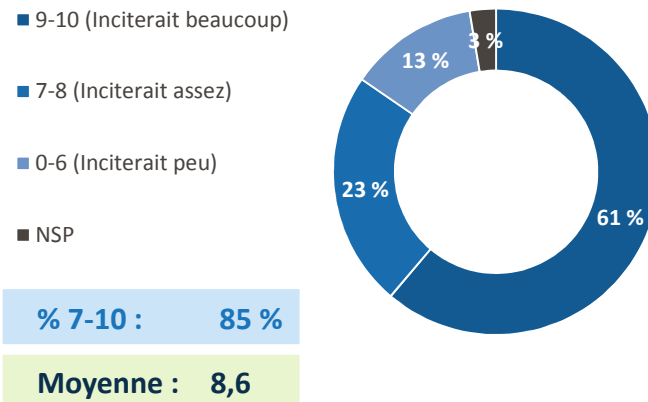
Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

L'attrait d'une baisse de tarif



QB6 Jusqu'à quel point une baisse du prix du tarif DT pourrait vous inciter à continuer à utiliser ce tarif dans le futur?

Pour répondre, veuillez utiliser une échelle de 0 à 10, où 0 indique que ça ne vous ne inciterait pas du tout et 10 que ça vous inciterait beaucoup.



	Total n = 151	Probabilité qu'ils délaissent		
		Probable n = 29*	Peu probable n = 122	Pas du tout probable
% 7-10	85 %	81 %	86 %	
9-10 (Inciterait beaucoup)	61 %	55 %	63 %	
7-8 (Inciterait assez)	23 %	25 %	23 %	
% 0-6 (Inciterait peu)	13 %	13 %	13 %	
NSP/NRP	3 %	7 %	2 %	
Moyenne	8,6	8,6	8,7	

Base : répondants qui envisagent très probablement, assez probablement ou peu probablement de délaissé le tarif DT (n = 151)

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

Les autres motivations à demeurer au tarif DT



QB7 Y a-t-il autre chose qui pourrait vous inciter à demeurer au tarif DT?

	Total
	n = 151
L'aspect financier	11 %
Économies/le prix	6 %
Baisse continue du prix du mazout	2 %
L'utilisation de l'équipement	3 %
L'état de l'équipement/meilleur système	2 %
La température extérieure	2 %
Le service	2 %
Autre	2 %
Le confort	2 %
Rien en particulier	81 %



LA BAISSSE DU PRIX DU TARIF DT

La baisse du prix du tarif DT

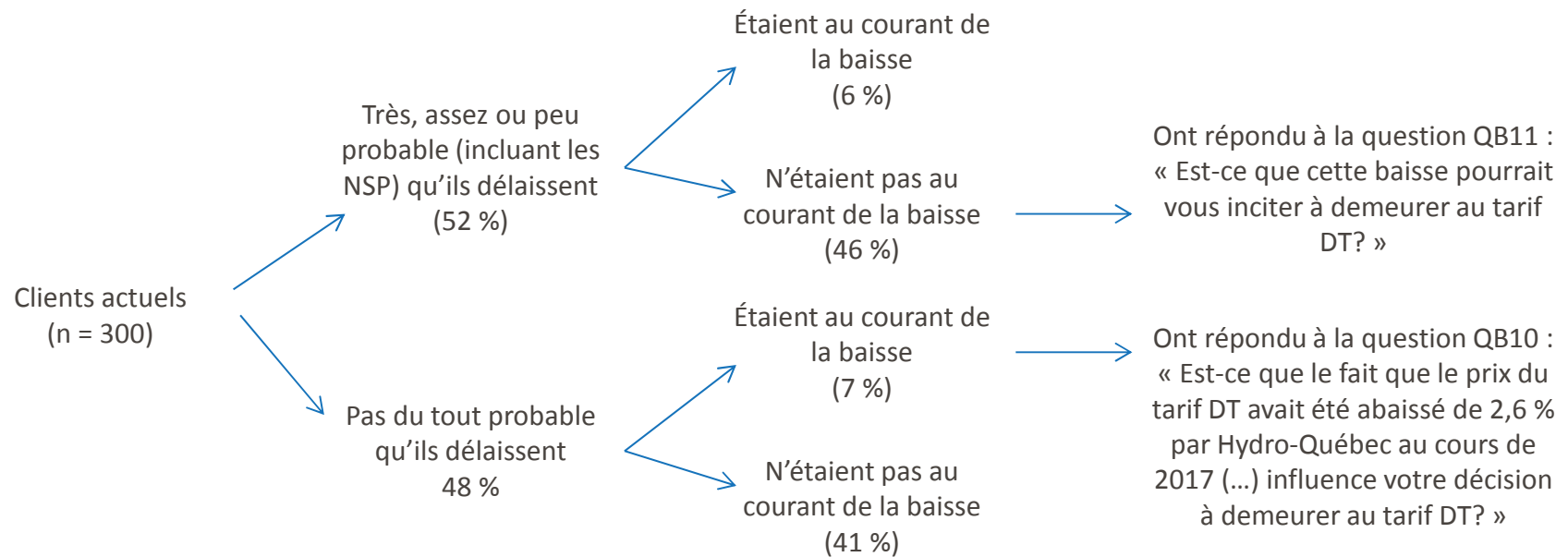


De façon à augmenter les économies des clients, le prix du tarif DT a baissé de 2,6 % le 1^{er} avril 2017 alors que le tarif résidentiel régulier a augmenté de 0,7 %. À cette occasion, Hydro-Québec a envoyé une communication intitulé « La biénergie et le tarif DT – Choix judicieux, tarif avantageux! » avec la facture.

L'objectif de cette section est de déterminer si la baisse du tarif a eu ou aurait eu un impact sur l'intention de demeurer au tarif DT. Par conséquent, l'impact a été évalué auprès...

- des clients actuels disant qu'il est très, assez ou peu probable qu'ils délaissent le tarif DT (incluant les « Ne sait pas ») et qui n'étaient pas au courant de la baisse du printemps;
- des clients actuels disant qu'il n'est pas du tout probable qu'ils délaissent le tarif DT et qui étaient au courant de la baisse du printemps.

Pour mieux comprendre les bases des questions suivantes, le diagramme qui suit explique la logique. Par ailleurs, une explication plus détaillée est présentée en annexe.





La notoriété de la baisse est faible.

- Environ un client sur dix (14 %) actuellement au tarif DT était au courant de la baisse des prix qui a eu lieu au printemps 2017.
 - Parmi eux...
 - Près de huit sur dix (77 %) ont pris connaissance de cette baisse par le biais d'une communication d'Hydro-Québec.
 - Plus précisément, les deux tiers (67 %) l'ont su en lisant le dépliant reçu avec la facture papier.

La baisse du printemps 2017 a eu un bon impact sur l'intention de demeurer au tarif DT.

- Parmi ceux qui n'ont pas du tout l'intention de délaisser le tarif DT et qui étaient au courant de la baisse (soit 7 % de la base totale*), les trois quarts (75 %) disent que la baisse du printemps 2017 les a influencés dans leur décision de demeurer au tarif DT**.
- Près de sept sur dix (68 %) disent même que cela les a beaucoup incités (notes de 9 et 10 sur 10)*.
 - Sur la base totale, cela représente 5 % des clients actuels.
- Parmi les clients actuels pour qui il est très, assez ou peu probable de délaisser le tarif DT (incluant ceux ayant indiqué « ne sait pas » à cette question) et qui, de plus, n'étaient pas au courant de la baisse du prix du tarif DT (soit 46 % de la base), près de neuf sur dix seraient incités à demeurer au tarif DT lorsqu'on leur présente la baisse (88 %; sur la base totale, cela représente 40 % des clients actuels).
 - Plus de la moitié (55 %) se disent certainement incités.
 - Ceux qui sont très satisfaits de la biénergie au tarif DT affichent des taux plus élevés (certainement/probablement : 97 % c. assez satisfaits : 83 %; certainement : 73 % c. 46 % respectivement***).

Une baisse supplémentaire en 2018 pourrait retenir une bonne proportion de clients qui auraient l'intention de quitter.

- Parmi ceux qui ont l'intention de délaisser le tarif DT malgré la baisse de 2017 (soit 12 % de la base totale), plus de huit sur dix (85 %) estiment qu'une baisse en 2018 les inciterait certainement (60 %) ou probablement (25 %) à demeurer au tarif DT.
- Près d'un sur dix (9 %) reste incertain.

* Les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n = 20).

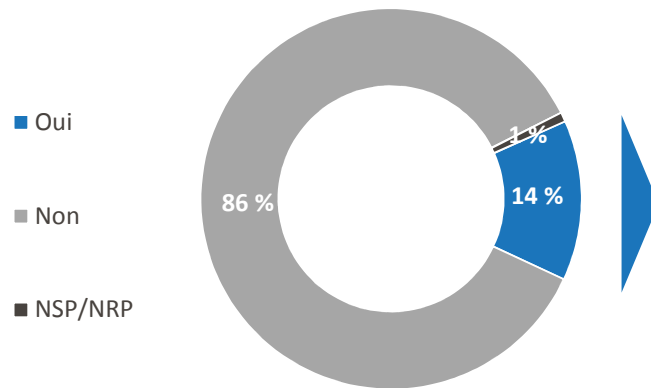
** Les répondants étaient invités à utiliser une échelle de 0 à 10, où 0 indique que ça ne les a pas incités du tout et 10 que ça les a incités beaucoup. Lors du traitement des données, nous avons considéré que les notes de 9 et 10 signifient « m'a beaucoup incité » et que les notes de 7 et 8 signifient « m'a incité assez » (sous-total : 7-10 « m'a incité »).

*** Le sous-groupe « pas du tout satisfaits » n'est pas commenté en raison de la petite taille d'échantillon (moins de 30 personnes).

La notoriété de la baisse

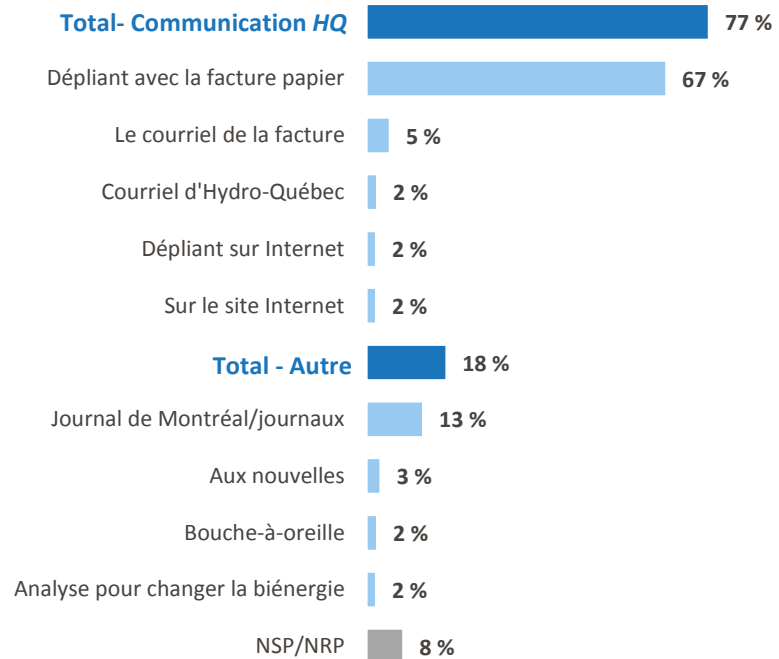


QB8 Étiez-vous au courant qu'au printemps 2017 le prix du tarif DT avait été baissé de façon à augmenter les économies des clients?



QB9 Comment avez-vous pris connaissance de cette baisse?
Jusqu'à 2 réponses possibles.

n = 39



Note : la somme des mentions/des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

L'impact de la baisse

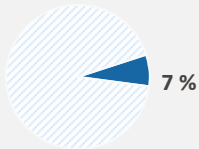
Base : pas du tout probable qu'ils délaissent et au courant de la baisse



QB10 Est-ce que le fait que le prix du tarif DT avait été abaissé de 2,6 % par *Hydro-Québec* au cours de 2017 tandis que le tarif régulier a augmenté de 0,7 % influence votre décision de demeurer au tarif DT?

Pour répondre, veuillez utiliser une échelle de 0 à 10, où 0 indique que ça ne vous a pas incité du tout et 10 que ça vous a incité beaucoup.

PAS DU TOUT PROBABLE DE DÉLAISSER ET AU COURANT DE LA BAISSÉ



Base : ensemble des répondants (n = 300)

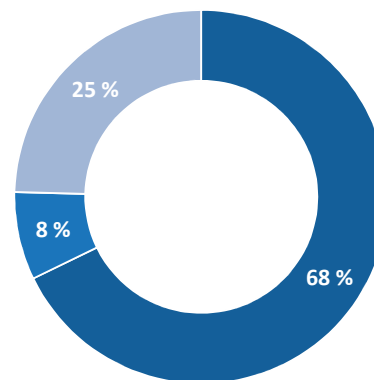
■ 9-10 (M'a incité beaucoup)

■ 7-8 (M'a incité assez)

■ 0-6 (M'a peu incité)

% 7-10 : 75 %

Moyenne : 7,3



L'impact de la baisse

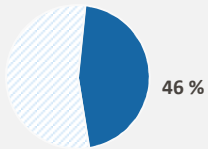
Base : très, assez ou peu probable qu'ils délaissent (incluant NSP) et pas au courant de la baisse



QB11 Le prix du tarif DT a été abaissé de 2,6 % par *Hydro-Québec* au cours de 2017 tandis que le tarif régulier a augmenté de 0,7 %.

Est-ce que cette baisse pourrait vous inciter à demeurer au tarif DT?

TRÈS, ASSEZ OU PEU PROBABLE DE DÉLAISSER (INCLUANT NSP) ET PAS AU COURANT DE LA BAISSE



46 %

Base : ensemble des répondants (n = 300)

Total n = 141	Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT		
	Très satisfait n = 54	Assez satisfait n = 78	Peu ou pas du tout n = 7*
Certainement/probablement 88 %	97 % ↑	83 % ↓	73 %
Certainement 55 %	73 % ↑	46 % ↓	13 %
Probablement 33 %	24 %	38 %	61 %
Certainement pas/probablement pas 11 %	3 % ↓	17 % ↑	13 %
Probablement pas 9 %	2 % ↓	14 % ↑	13 %
Certainement pas 2 %	2 %	3 %	0 %
NSP/NRP 1 %	0 %	0 %	14 %

Base : répondants ayant répondu qu'il est probable qu'ils délaissent le tarif DT ou qui ne se sont pas prononcés et qui n'étaient pas au courant de la baisse

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

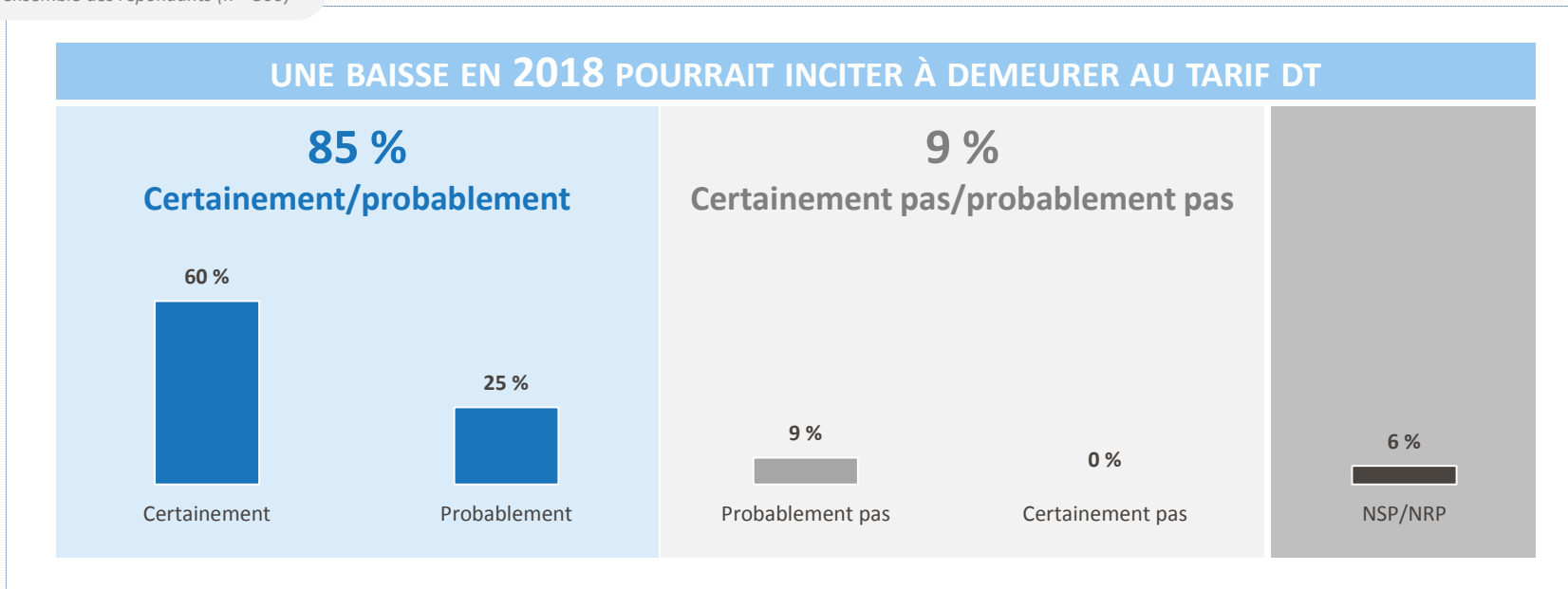
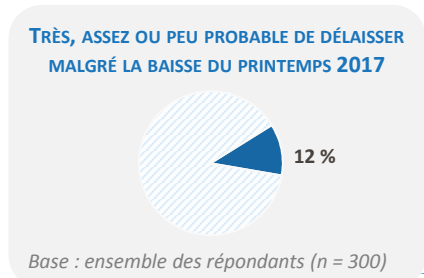
Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

L'impact d'une baisse en 2018



QB11a Hydro-Québec étudie la possibilité de baisser à nouveau le prix du tarif DT au cours de 2018.

Est-ce qu'une baisse additionnelle pourrait vous inciter à demeurer à ce tarif?





UNE NOUVELLE OFFRE À L'ÉTUDE

La nouvelle offre à l'étude



Hydro-Québec étudie actuellement une nouvelle offre (voir page suivante). Celle-ci a été présentée aux clients du tarif DT interrogés. Dans cette section, nous évaluons leur intérêt.

Un quart des clients actuels seraient ouverts à une nouvelle offre.

- Après la lecture de la nouvelle offre à l'étude, une proportion de 5 % indiquent y être **certainement ouverts** et **plus de deux sur dix (22 %)** y seraient **probablement ouverts**.
- À l'inverse, **un tiers (35 %)** répondent qu'ils ne seraient « **certainement pas** » ouverts et **trois sur dix (30 %)** qu'ils ne seraient « **probablement pas** » ouverts à cette nouvelle offre à l'étude.
 - Les répondants étant très satisfaits de la biénergie au tarif DT et ceux étant assez satisfaits démontrent moins d'intérêt que ceux qui sont peu ou pas du tout satisfaits (25 % et 28 % disant certainement / probablement c. 58 % respectivement).

L'intérêt envers une nouvelle offre à l'étude



QB12 *Hydro-Québec* étudie actuellement une nouvelle offre qui permettrait à ses clients résidentiels qui disposent d'un système biénergie de faire des économies sur leur facture d'électricité. Pour avoir accès à cette offre, les clients devraient être au tarif régulier d'*Hydro-Québec* (tarif D) et non au tarif DT (tarif biénergie).

Voici comment ça fonctionnerait :

Plutôt qu'être déterminé par la température extérieure, pendant un nombre limité d'heures dans l'année, *Hydro-Québec* actionnerait le système de chauffage au combustible du client à l'aide d'une télécommande. Le système de chauffage à l'électricité serait quant à lui éteint pendant ces heures. En échange du retrait du chauffage électrique, *Hydro-Québec* ferait bénéficier le client d'économies sur sa facture d'électricité. Si le client décidait d'utiliser malgré tout son système électrique, il ne serait pas désavantagé puisqu'il paierait sa facture au tarif régulier.

De prime abord, seriez-vous ouvert à la possibilité d'adhérer à une telle offre?

Total	Région			Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT		
	RMR Montréal	RMR Québec	Ailleurs	Très satisfait	Assez satisfait	Peu/pas du tout satisfait
n = 300	n = 150	n = 30	n = 120	n = 178	n = 109	n = 9*
Certainement/probablement	21 % ↓	37 %	35 % ↑	25 %	28 %	58 %
Certainement	4 %	5 %	7 %	6 %	5 %	0 %
Probablement	17 % ↓	32 %	28 %	19 %	23 %	58 %
Probablement pas/certainement pas	70 % ↑	53 %	60 %	70 % ↑	61 %	32 %
Probablement pas	31 %	22 %	30 %	33 %	28 %	10 %
Certainement pas	38 %	31 %	30 %	37 %	32 %	21 %
NSP/NRP	9 %	10 %	5 %	5 % ↓	12 % ↑	10 %

Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).



LE DÉPLIANT ET LE SITE INTERNET



Au printemps 2017, Hydro-Québec a envoyé un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT – Choix judicieux, tarif avantageux! » avec la facture.

Le dépliant obtient une notoriété limitée mais un bon taux de lecture.

- **Un quart (25 %) se rappelle avoir reçu le dépliant** avec la facture.
 - Cette proportion est **similaire quel que soit le type de facture reçue** (papier : 25 %; via Internet : 25 %).
- Parmi ceux qui s'en souviennent, **près des deux tiers (64 %) l'ont lu**.
 - **Un quart (24 %) l'ont lu en totalité**, tandis que **quatre sur dix (40 %) l'ont lu en partie**.
 - Sur la base totale, cela représente un taux de lecture de 16 %.
- Parmi ceux qui l'ont lu en totalité ou en partie, **six sur dix (61 %) considèrent que l'information a été utile**.

La section dédiée au tarif DT sur le site Internet est très peu visitée.

- **Une faible proportion (7 %) a visité la section dédiée** au système biénergie et au tarif DT sur le site Internet d'Hydro-Québec au cours de la dernière année.

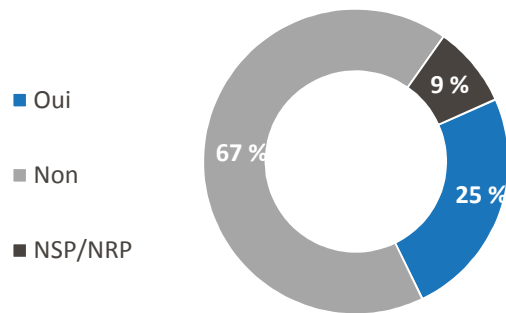
La notoriété du dépliant



QD1a Au printemps dernier, vous souvenez-vous d'avoir reçu avec votre facture un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT - Choix judicieux, tarif avantageux ! »?

n = 200

ONT REÇU LE DÉPLIANT AVEC LA FACTURE

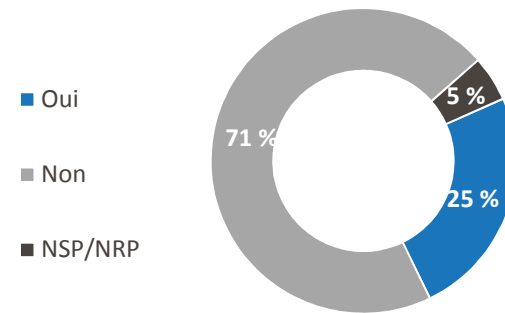


Se souvient d'avoir reçu le dépliant
25 %

QD1b Au printemps dernier, vous souvenez-vous d'avoir eu accès à un lien dans le courriel de votre facture vous menant à un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT - Choix judicieux, tarif avantageux ! »?

n = 100

ONT REÇU UN LIEN AVEC LE COURRIEL DE LA FACTURE

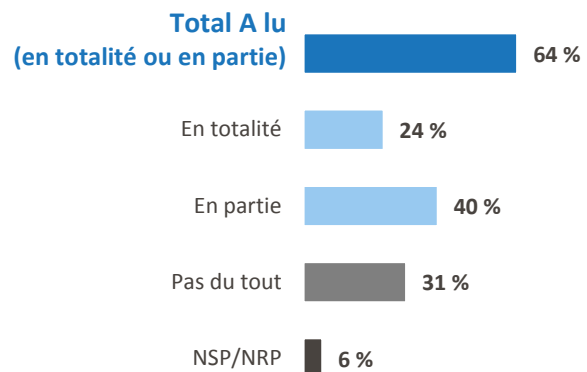


Base : répondants qui reçoivent les factures papier

Base : répondants qui reçoivent les factures via Internet



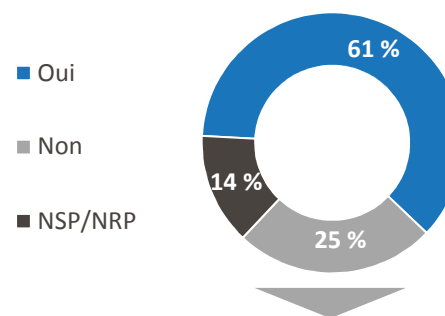
QD1c Avez-vous lu ce dépliant ...?



Base : répondants se souvenant d'avoir reçu le dépliant (n = 73)

QD1d Considérez-vous que l'information dans ce dépliant vous a été utile?

n = 49



QD1e Pour quelle raison l'information ne vous a pas été utile?

Une seule réponse possible.

n = 13*

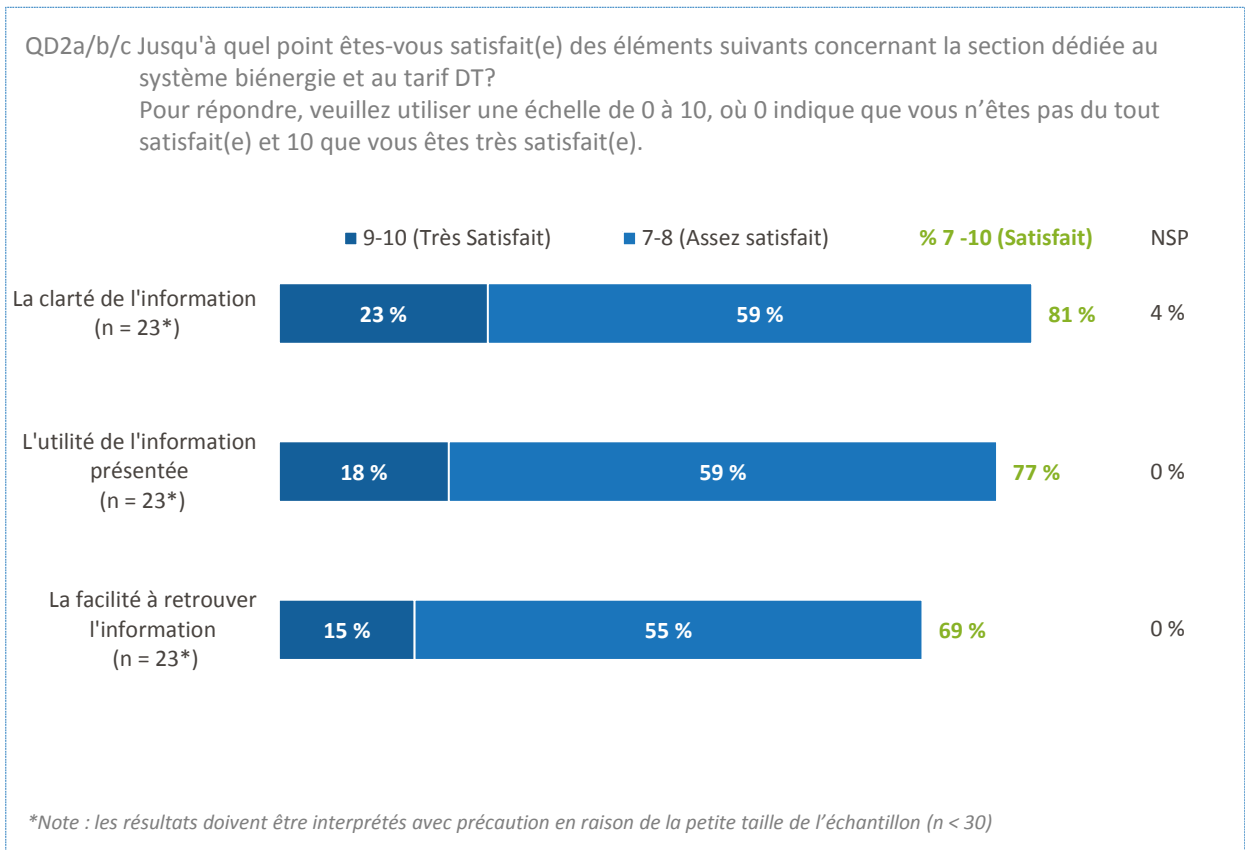
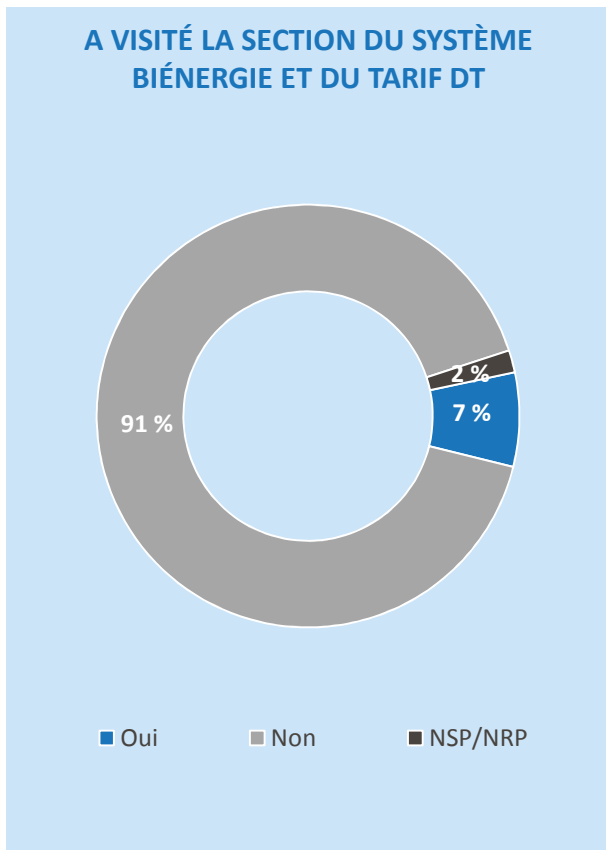
N'a rien appris de nouveau	4
Manque d'information	2
Information trop vague	1
N'a pas compris l'information	1
Aucune raison en particulier	3
NSP/NRP	2

*Note : la taille de l'échantillon étant petite (n < 30), le nombre de mentions est présenté au lieu des proportions.



QD2 J'aimerais maintenant vous parler du site Internet d'Hydro-Québec où une section est dédiée au système biénergie et au tarif DT.

Avez-vous visité cette section au cours de la dernière année?





Une grande proportion de clients perçoivent avoir une bonne compréhension du tarif DT.

- **Près de huit clients sur dix (79 %)** considèrent avoir une **bonne compréhension** du tarif DT. Plus précisément, **deux sur dix (21 %)** la jugent **très bonne** tandis que **près de six sur dix (57 %)** l'estiment **assez bonne**.

Un quart aimeraient avoir davantage d'information pour maximiser les économies.

- À la question « considérez-vous avoir suffisamment d'information pour maximiser vos économies au tarif DT », les **trois quarts (75 %)** ont **répondu par l'affirmative**.
- Ainsi, parmi le quart (24 %) qui estiment ne pas avoir assez d'information à ce sujet...
 - **La moitié (49 %)** souhaiteraient avoir **des informations sur l'aspect financier** tels que des économies/trucs (27 %) et des informations sur les tarifs (25 %).
 - **Environ deux sur dix (18 %)** aimeraient en connaître plus **sur le fonctionnement**.
 - **Près de quatre sur dix (38 %)** **ne savent pas** de quelle information ils ont besoin.

Le niveau de compréhension du tarif DT



QD3 Considérez-vous avoir une (LIRE) compréhension des modalités et du fonctionnement du tarif DT?

Total n = 300	A lu le dépliant		Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT			Était au courant de la baisse du printemps	
	En totalité/ en partie n = 49	Pas du tout n = 224	Très satisfait n = 178	Assez satisfait n = 109	Peu/pas du tout satisfait n = 9*	Oui n = 39	Non n = 258
Bonne 79 %	91 % ↑	75 % ↓	84 % ↑	74 %	63 %	96 % ↑	76 % ↓
Très bonne 21 %	30 %	18 %	27 % ↑	12 % ↓	11 %	35 % ↑	19 % ↓
Assez bonne 57 %	60 %	57 %	57 %	61 %	52 %	61 %	56 %
Mauvaise 19 %	10 % ↓	22 % ↑	13 % ↓	25 % ↑	21 %	2 % ↓	22 % ↑
Assez mauvaise 15 %	10 %	17 %	10 % ↓	22 % ↑	10 %	2 % ↓	17 % ↑
Très mauvaise 4 %	0 %	5 %	3 %	3 %	11 %	0 %	5 %
NSP/NRP 3 %	0 %	3 %	3 %	1 %	16 %	2 %	3 %

Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

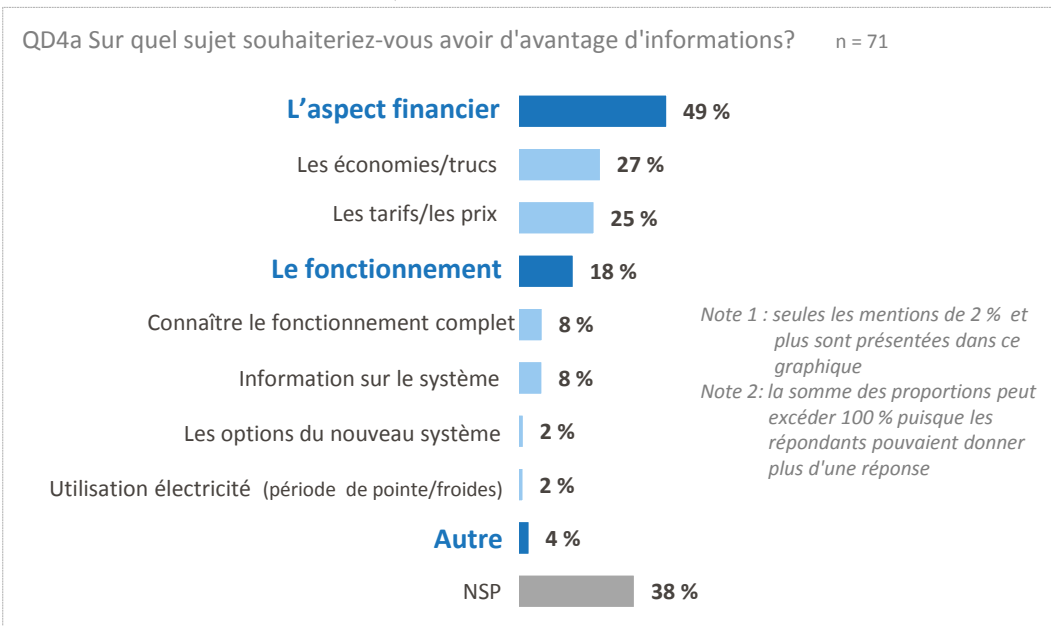
*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

Le niveau d'informations obtenues



QD4 Considérez-vous avoir suffisamment d'information pour maximiser vos économies au tarif DT?

Total n = 300	A lu le dépliant		Satisfaction à l'égard de la biénergie au tarif DT			Était au courant de la baisse du printemps	
	En totalité/ en partie n = 49	Pas du tout n = 224	Très satisfait n = 178	Assez satisfait n = 109	Peu/pas du tout satisfait n = 9*	Oui n = 39	Non n = 258
Oui 75 %	89 % ↑	70 % ↓	83 % ↑	65 % ↓	68 %	93 % ↑	72 % ↓
Non 24 %	11 % ↓	28 % ↑	15 % ↓	36 % ↑	21 %	7 % ↓	27 % ↑
NSP/NRP 1 %	0 %	1 %	1 %	0 %	10 %	0 %	1 %



Base : ensemble des répondants (n = 300)

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.



LE PROFIL DES RÉPONDANTS



		Total n = 300
QE1	A une thermopompe centrale Oui Non NSP	56 % 43 % 1 %
QE2	Climatise son habitation Oui Non	81 % 19 %
QE3ar	A une piscine chauffée à l'électricité Oui Non	11 % 89 %
QE4	A un spa à l'extérieur de la résidence Oui Non	7 % 94 %

Le profil sociodémographique



		Total n = 300
SEXE	Sexe	
	Homme	63 %
	Femme	37 %
QS2	Âge	
	25 à 34 ans	4 %
	35 à 44 ans	9 %
	45 à 54 ans	20 %
	55 à 64 ans	21 %
	65 ans ou plus	44 %
	NSP/NRP	2 %
QS3	Scolarité	
	Primaire/secondaire	37 %
	Collégial	24 %
	Universitaire	36 %
	NSP/NRP	2 %
QS4	Revenu annuel du ménage	
	Moins de 40 000 \$	15 %
	40 000 \$ à 79 999 \$	30 %
	80 000 \$ et plus	32 %
	NSP/NRP	23 %
QS1	Nombre de personnes dans le ménage	
	1	11 %
	2	45 %
	3 et plus	39 %
	NSP/NRP	4 %
	Moyenne	2,7



LES RÉSULTATS DÉTAILLÉS – EX-CLIENTS AU TARIF DT





LES SOURCES ET LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE

Les sources et systèmes de chauffage et les équipements possédés



La combinaison mazout-électricité était la plus fréquente chez les ex-clients du tarif DT.

- Quand ils étaient facturés au tarif DT, **la quasi-totalité des ex-clients** (92 %) possédaient des systèmes de chauffage utilisant **du mazout**. Le propane et le gaz naturel étaient peu utilisés (3 % et 2 % respectivement).

Seuls 7 % des ex-clients du tarif DT ont un système de chauffage en état de fonctionner avec les deux sources d'énergie.

- **Environ un ex-client sur sept** (14 %) a encore un système de chauffage biénergie dans sa résidence.
- Parmi eux...
 - **Plus de la moitié** (54 %) ont un système de chauffage **en état de fonctionner avec les deux sources d'énergie**.
 - Sur la base totale, cela représente 7 % des ex-clients du tarif DT (soit 22 personnes dans l'échantillon).
 - Le système de chauffage fonctionne **à l'électricité seulement pour plus de deux sur dix** (22 %, soit 3 % sur la base totale) **et au combustible seulement pour un sur dix** (10 %, soit 1 % sur la base totale).
 - **Un à deux sur dix** (15 %) affirment que leur système de chauffage biénergie n'est **plus fonctionnel**.
 - Sur la base totale, cette proportion s'élève à 2 %.

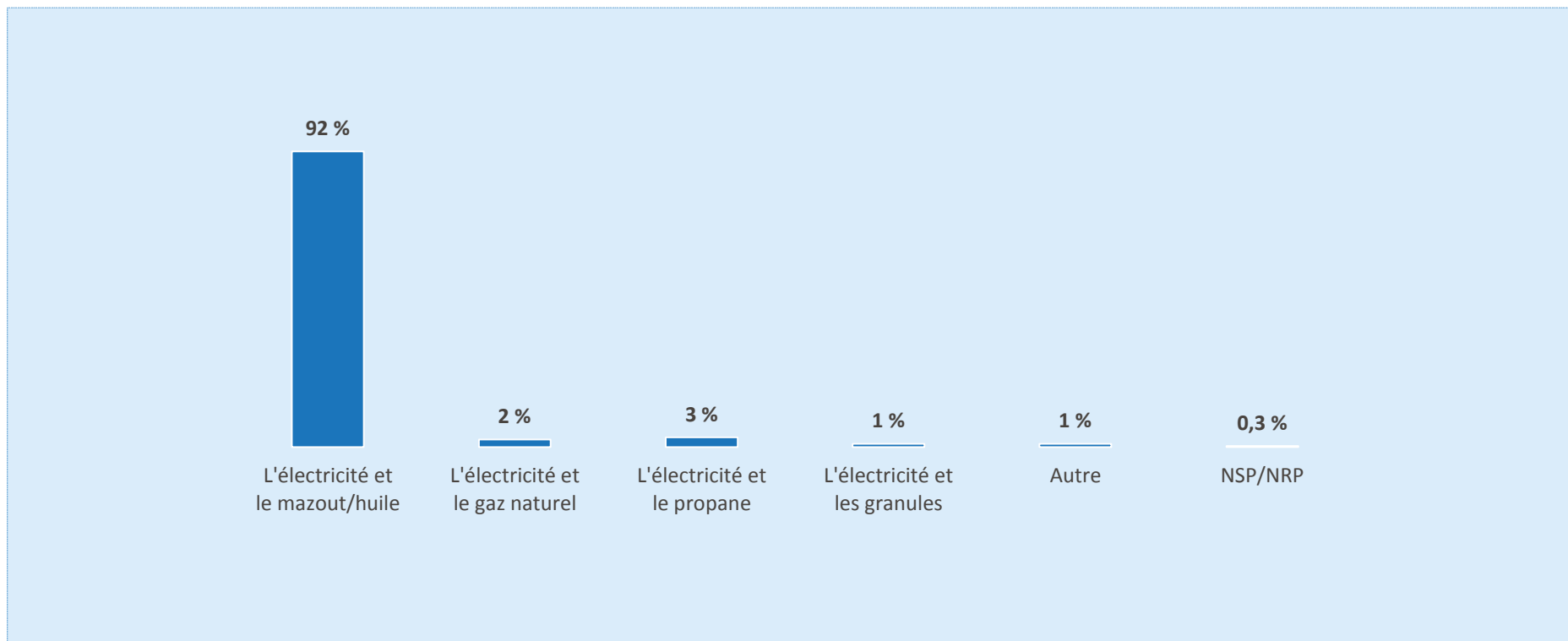
Les équipements possédés par les ex-clients du tarif DT.

- **Environ huit ex-clients sur dix** climatisent leur habitation (84 %) ou **ont une thermopompe** centrale (74 %).
- Par contre, **un sur dix** a une **piscine chauffée à l'électricité** (10 %) ou **un spa à l'extérieur** (8 %).

Les sources d'énergie



QB1 Quand vous étiez facturé au tarif DT, quelles étaient les deux sources d'énergie de votre système de chauffage biénergie?

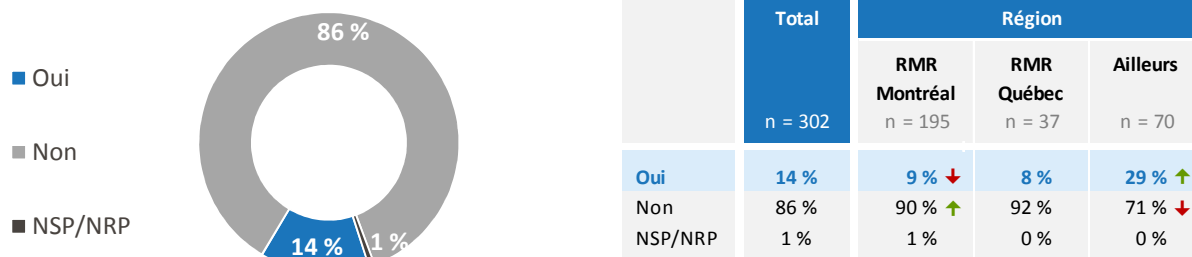




QB2 Avez-vous encore dans votre résidence un SYSTÈME DE CHAUFFAGE BIÉNERGIE, que vous l'utilisiez ou non et qu'il soit en état de marche ou non?

AU BESOIN : Ce genre de système utilise deux sources d'énergie en alternance, soit l'électricité et une autre source d'énergie comme le mazout (huile), le gaz naturel ou le propane

A UN SYSTÈME DE CHAUFFAGE BIÉNERGIE

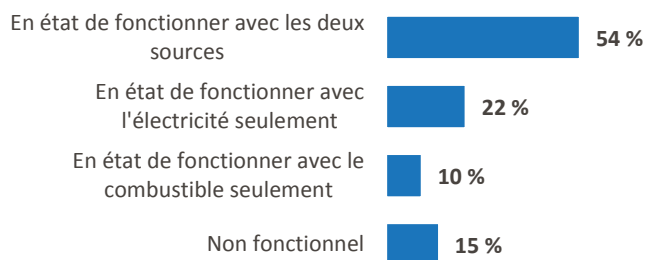


Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

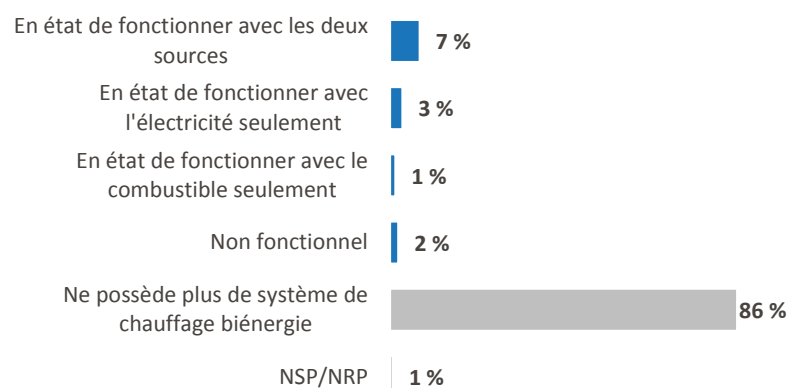
QB2a Votre système de chauffage biénergie est-il ...

SUR BASE A UN SYSTÈME DE CHAUFFAGE BIÉNERGIE



Base : répondants ayant un système de chauffage biénergie (n = 41)

SUR BASE TOTALE



Base : ensemble des répondants (n = 302)

Les équipements possédés



	Total
	n = 302
QE1 A une thermopompe centrale Oui Non	74 % 27 %
QE2 Climatise son habitation Oui Non	84 % 16 %
QE3ar La piscine est chauffée à l'électricité Oui Non	10 % 90 %
QE4 A un spa à l'extérieur de la résidence Oui Non	8 % 92 %



LE TARIF DT



Les ex-clients se disent majoritairement satisfaits du tarif DT.

- Lorsqu'on interroge les ex-clients du tarif DT sur leur satisfaction à l'égard de celui-ci...
 - **Près de neuf sur dix** (85 %) se disent **satisfaits**. D'une façon plus précise, **près de la moitié** (46 %) indiquent être **très satisfaits** et **quatre sur dix** (39 %) affirment être **assez satisfaits**.
- À l'inverse, **un sur dix** (11 %) est **peu satisfait ou ne l'est pas du tout**.
 - **Les principales raisons** d'insatisfaction sont liées à des **considérations monétaires**. En effet, **environ trois insatisfaits sur dix** évoquent spontanément **le coût du tarif DT/de l'électricité** (34 %), **les faibles économies** (31 %) ou **le coût de l'autre source d'énergie** (28 %).
 - Par ailleurs, **un quart** (25 %) mentionnent **d'autres désagréments** liés à l'autre source, tels que le manque d'efficacité du système (16 %), la pollution engendrée (3 %) ou encore les odeurs (3 %).

La satisfaction à l'égard du tarif DT



QA1 Avant de délaissier le tarif DT, étiez-vous très, assez, peu ou pas du tout satisfait(e) d'être à la biénergie au tarif DT?

Total n = 302	Région			A une climatisation		A une piscine chauffée à l'électricité	
	RMR Montréal n = 195	RMR Québec n = 37	Ailleurs n = 70	Oui n = 254	Non n = 48	Oui n = 29*	Non n = 273
Satisfait 85 %	88 %	89 %	76 % ↓	87 %	77 %	90 %	85 %
Très satisfait 46 %	47 %	46 %	43 %	47 %	38 %	48 %	45 %
Assez satisfait 39 %	41 %	43 %	33 %	39 %	40 %	41 %	39 %
Peu/pas satisfait 11 %	10 %	3 %	16 %	10 %	15 %	3 %	11 %
Peu satisfait 6 %	6 %	3 %	6 %	6 %	4 %	0 %	6 %
Pas du tout satisfait 5 %	4 %	0 %	10 % ↑	4 %	10 %	3 %	5 %
NSP/NRP 4 %	2 %	8 %	9 %	4 %	8 %	7 %	4 %

QA1A Pourquoi n'étiez-vous pas satisfait(e) de la biénergie au tarif DT? Plusieurs réponses possibles.

n = 32

Le coût du tarif DT/de l'électricité	34 %	Les autres raisons liées à l'autre source d'énergie	25 %
Trop d'heures à haut tarif	13 %	Système pas assez efficace /équipement désuet	16 %
Risque de payer plus cher au tarif DT qu'au tarif D (tarif régulier)	9 %	Ça pollue	3 %
Ça coûte beaucoup plus cher en hiver	3 %	On a changé de source d'énergie	3 %
Consommation trop élevée	3 %	Les odeurs	3 %
Pas possible d'être à ce tarif avec foyer au gaz propane	3 %	L'entretien	6 %
Plus cher en été à cause de la climatisation	3 %	Obligation d'entretenir deux systèmes de chauffage	6 %
Les économies	31 %	Nécessite la surveillance du niveau d'huile	3 %
Pas assez d'économie	28 %	Autre	9 %
Pas d'économies avec la biénergie	3 %	Avoir la climatisation (thermopompe)	3 %
Le coût de l'autre source d'énergie est trop élevé	28 %	L'électricité ne chauffe pas assez	3 %
		Pas eu droit à la subvention avec thermopompe	3 %
		NSP/NRP	9 %

Note : la somme des mentions/des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.

Base : ensemble des répondants

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.



Spontanément, le retrait du tarif DT s'explique principalement par l'entretien ou le changement d'équipement.

- Quand on sonde les raisons qui ont motivé à demander le retrait du tarif DT, **une grande proportion d'ex-clients** citent **spontanément l'entretien ou le changement d'équipement**.
 - **Sept sur dix** (71 %) y font référence, dont **six sur dix** (60 %) le citent comme **raison principale**.
 - Parmi ceux qui ont un système toujours fonctionnel avec les deux sources d'énergie (22 personnes), la moitié évoquent l'entretien ou le changement d'équipement pour expliquer l'abandon du tarif DT.
- Suivent ensuite **les différentes raisons liées aux aspects monétaires** (22%), à savoir le coût de l'autre source (13%), le coût du tarif DT / de l'électricité (8%), les économies (pas satisfait des économies réalisées avec le tarif DT) (3%).
- **Un ex-client sur dix** mentionne le **manque d'efficacité** de l'ancien système (12 %) ou encore des **préoccupations environnementales** (11 %).

Les motivations à demander le retrait du tarif DT



QA2 Quelle est LA PRINCIPALE raison qui vous a motivé à demander le retrait du tarif DT? Une seule réponse possible.

QA2AR Y a-t-il d'autres raisons qui ont motivé votre décision à demander le retrait du tarif DT? Jusqu'à deux réponses possibles.

Ont mentionné le coût de l'autre source d'énergie ou le coût du tarif DT ou leur insatisfaction à l'égard des économies :
13 % comme raison principale
22 % dans l'ensemble des mentions.

	Ensemble des mentions	Raison principale
L'entretien/le changement d'équipement	71 %	60 %
Changement d'équipement (bris ou trop vieux)	70 %	60 %
Les coûts d'entretien/l'entretien	2 %	0 %
Le coût de l'autre source d'énergie (trop dispendieux)	13 %	6 %
La performance	12 %	7 %
Pas satisfait de la performance de mon ancien système de chauffage	11 %	6 %
L'environnement	11 %	4 %
Pour utiliser une source d'énergie plus propre	10 %	3 %
Le coût du tarif DT/de l'électricité	8 %	5 %
Coût de l'électricité au tarif DT comparativement au tarif D	4 %	3 %
Trop cher	4 %	1 %
Un problème avec les assurances (ne veulent pas assurer mon système de chauffage)	7 %	2 %
Les subventions	6 %	3 %
J'ai reçu une subvention du gouvernement : Chauffez vert	5 %	2 %
Se débarrasser de la biénergie/des deux systèmes	5 %	3 %
Pour ne plus avoir deux systèmes de chauffage	4 %	2 %
Les économies (pas satisfait des économies réalisées avec tarif DT)	3 %	3 %
Les inconvénients de l'autre source d'énergie	2 %	1 %
Odeurs d'huile/odeurs	2 %	0 %
Les difficultés à obtenir l'autre source	2 %	1 %
L'installation de la climatisation	2 %	1 %
Autre	11 %	3 %
Sécurité	2 %	0 %
Faire de l'espace au sous-sol	2 %	0 %
Conseillé par des vendeurs/électriciens	2 %	0 %
Nous n'étions plus admissibles	2 %	1 %

Base : ensemble des répondants (n = 302)

Note : seules les mentions de 2 % et plus de l'ensemble des mentions sont présentées dans ce tableau.

Les motivations à demander le retrait du tarif DT Selon les sous-groupes



QA2 Quelle est LA PRINCIPALE raison qui vous a motivé à demander le retrait du tarif DT? Une seule réponse possible.

QA2A Y a-t-il d'autres raisons qui ont motivé votre décision à demander le retrait du tarif DT? Jusqu'à deux réponses possibles.

	Total n = 302	Région			A abandonné		A un système biénergie en état de marche	
		RMR Montréal n = 195	RMR Québec n = 37	Ailleurs n = 70	Avant le 1er avril n = 37	Après le 1er avril n = 265	Oui n = 41	Non n = 259
L'entretien/le changement d'équipement	71 %	74 %	76 %	61 % ↓	57 % ↓	73 % ↑	59 % ↓	74 % ↑
Changement d'équipement (bris ou trop vieux)	70 %	71 %	76 %	61 %	57 %	71 %	59 %	72 %
Les coûts d'entretien/l'entretien	2 %	3 %	0 %	0 %	0 %	2 %	0 %	2 %
Le coût de l'autre source d'énergie (trop dispendieux)	13 %	13 %	16 %	11 %	8 %	14 %	10 %	14 %
La performance	12 %	12 %	16 %	9 %	3 %	13 %	10 %	12 %
Pas satisfait de la performance de mon ancien système de chauffage	11 %	12 %	11 %	6 %	3 %	12 %	7 %	11 %
L'environnement	11 %	13 %	11 %	7 %	3 %	13 %	0 % ↓	13 % ↑
Pour utiliser une source d'énergie plus propre	10 %	12 %	11 %	6 %	3 %	11 %	0 % ↓	12 % ↑
Le coût du tarif DT/de l'électricité	8 %	6 % ↓	8 %	14 % ↑	16 % ↑	7 % ↓	15 %	7 %
Coût de l'électricité au tarif DT comparativement au tarif D	4 %	2 % ↓	5 %	10 % ↑	14 % ↑	3 % ↓	12 % ↑	3 % ↓
Trop cher	4 %	4 %	3 %	4 %	3 %	4 %	2 %	4 %
Un problème avec les assurances (ne veulent pas assurer mon système de chauffage)	7 %	5 %	5 %	11 %	11 %	6 %	2 %	7 %
Les subventions	6 %	7 %	5 %	4 %	0 %	7 %	12 %	5 %
J'ai reçu une subvention du gouvernement : Chauffez vert	5 %	6 %	0 %	4 %	0 %	5 %	10 %	4 %
Se débarrasser de la biénergie/des deux systèmes	5 %	5 %	5 %	6 %	14 % ↑	4 % ↓	0 %	6 %
Pour ne plus avoir deux systèmes de chauffage	4 %	4 %	5 %	4 %	14 % ↑	3 % ↓	0 %	5 %
Les économies (pas satisfait des économies réalisées avec tarif DT)	3 %	4 %	3 %	3 %	5 %	3 %	2 %	4 %
Les inconvénients de l'autre source d'énergie	2 %	2 %	0 %	3 %	3 %	2 %	0 %	2 %
Odeurs d'huile/odeurs	2 %	2 %	0 %	3 %	0 %	2 %	0 %	2 %
Les difficultés à obtenir l'autre source	2 %	2 %	0 %	1 %	5 %	1 %	2 %	2 %
L'installation de la climatisation	2 %	1 %	3 %	3 %	0 %	2 %	0 %	2 %
Autre	11 %	10 %	14 %	11 %	5 %	11 %	15 %	9 %
Sécurité	2 %	2 %	3 %	3 %	0 %	3 %	0 %	3 %
Faire de l'espace au sous-sol	2 %	3 %	0 %	0 %	0 %	2 %	2 %	2 %
Conseillé par des vendeurs/électriciens	2 %	1 %	3 %	4 %	3 %	2 %	2 %	2 %
Nous n'étions plus admissibles	2 %	1 %	3 %	3 %	3 %	2 %	5 % ↑	1 % ↓

Base : ensemble des répondants

Note : seules les mentions de 2 % et plus sont présentées dans ce tableau.

Note : les flèches ↑ ↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.



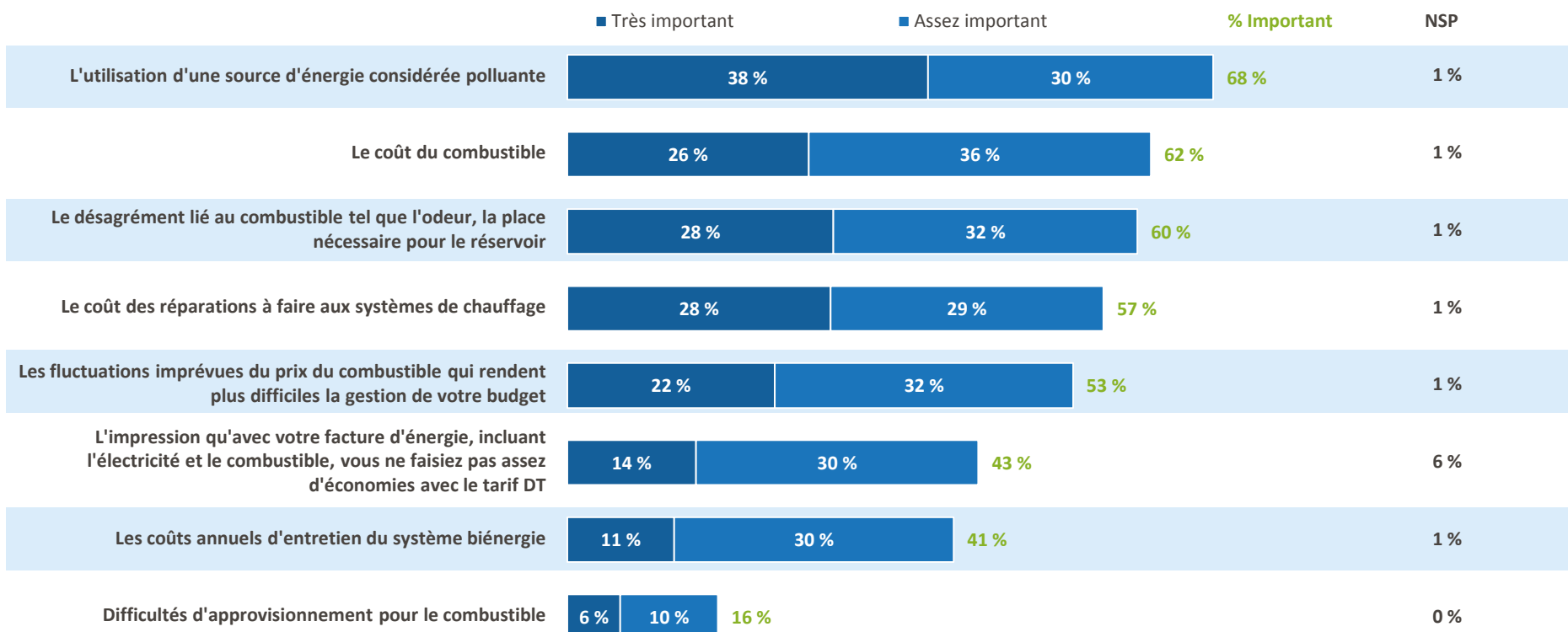
En assisté, certains facteurs gagnent en importance aux yeux des ex-clients du tarif DT.

- **Sept ex-clients sur dix (68 %)** estiment que **l'utilisation d'une source d'énergie considérée comme polluante** était un **facteur important** dans la décision de délaisser le tarif DT.
 - **Quatre sur dix (38 %)** disent même que cela a eu un **impact très important**.
 - Rappelons qu'en spontané, ce facteur était mentionné par un ex-client sur dix.
- Le **coût du combustible (62 %)**, les **désagréments liés au combustible (60 %)** et le **coût des réparations** à faire aux systèmes de chauffage (57 %) sont des facteurs **importants pour six ex-clients sur dix**.
 - Parmi eux, **environ un quart** les jugent même **très importants**.
- Par ailleurs, **les fluctuations imprévues du prix du combustible, l'impression de ne pas faire assez d'économies et les coûts annuels d'entretien** du système biénergie obtiennent **des scores plus modérés**, avec **quatre à cinq ex-clients sur dix** les considérant importants (53 %, 43 % et 41 % respectivement).
- À l'inverse, les difficultés d'approvisionnement du combustible est le facteur le moins important (16 % le disant important).

L'importance des facteurs dans la décision de délaisser le tarif DT



QA3A Je vais maintenant vous lire quelques facteurs et ensuite, je vais vous demander quel a été l'impact de chacun d'eux sur votre décision de délaisser le tarif DT. Est-ce que ce facteur a eu un impact très, assez, peu ou pas du tout important sur votre décision de délaisser le tarif?



L'importance de différents facteurs Selon les sous-groupes



QA3A Je vais maintenant vous lire quelques facteurs et ensuite, je vais vous demander quel a été l'impact de chacun d'eux sur votre décision de délaissier le tarif DT. Est-ce que ce facteur a eu un impact très, assez, peu ou pas du tout important sur votre décision de délaissier le tarif?

	Total n = 302	Région			A abandonné	
		RMR Montréal n = 195	RMR Québec n = 37	Ailleurs n = 70	Avant le 1er avril n = 97	Après le 1er avril n = 265
e L'utilisation d'une source d'énergie considérée polluante						
% Important	68 %	78 % ↑	65 %	43 % ↓	43 % ↓	72 % ↑
Très important	38 %	45 % ↑	43 %	16 % ↓	14 % ↓	42 % ↑
Assez important	30 %	33 %	22 %	27 %	30 %	30 %
b Le coût du combustible						
% Important	62 %	64 %	54 %	59 %	57 %	62 %
Très important	26 %	29 %	22 %	19 %	14 %	27 %
Assez important	36 %	35 %	32 %	40 %	43 %	35 %
d Le désagrément lié au combustible tel que l'odeur, la place nécessaire pour le réservoir						
% Important	60 %	66 % ↑	68 %	41 % ↓	35 % ↓	64 % ↑
Très important	28 %	31 %	38 %	16 % ↓	8 % ↓	31 % ↑
Assez important	32 %	35 %	30 %	26 %	27 %	33 %
a Le coût des réparations à faire aux systèmes de chauffage						
% Important	57 %	59 %	57 %	51 %	38 % ↓	59 % ↑
Très important	28 %	30 %	19 %	26 %	22 %	29 %
Assez important	29 %	28 %	38 %	26 %	16 %	31 %
g Les fluctuations imprévues du prix du combustible qui rendent plus difficiles la gestion de votre budget						
% Important	53 %	52 %	62 %	51 %	43 %	55 %
Très important	22 %	24 %	19 %	19 %	8 % ↓	24 % ↑
Assez important	32 %	29 %	43 %	33 %	35 %	31 %
h L'impression qu'avec votre facture d'énergie, incluant l'électricité et le combustible, vous ne faisiez pas assez d'économies avec le tarif DT						
% Important	43 %	42 %	62 % ↑	39 %	38 %	44 %
Très important	14 %	13 %	19 %	13 %	14 %	14 %
Assez important	30 %	29 %	43 %	26 %	24 %	31 %
c Les coûts annuels d'entretien du système biénergie						
% Important	41 %	45 % ↑	32 %	33 %	24 % ↓	43 % ↑
Très important	11 %	15 % ↑	3 %	6 %	5 %	12 %
Assez important	30 %	30 %	30 %	27 %	19 %	31 %
i Difficultés d'approvisionnement pour le combustible						
% Important	16 %	17 %	11 %	14 %	22 %	15 %
Très important	6 %	7 %	5 %	3 %	8 %	5 %
Assez important	10 %	11 %	5 %	11 %	14 %	10 %

L'importance de différents facteurs Selon les sous-groupes (suite)



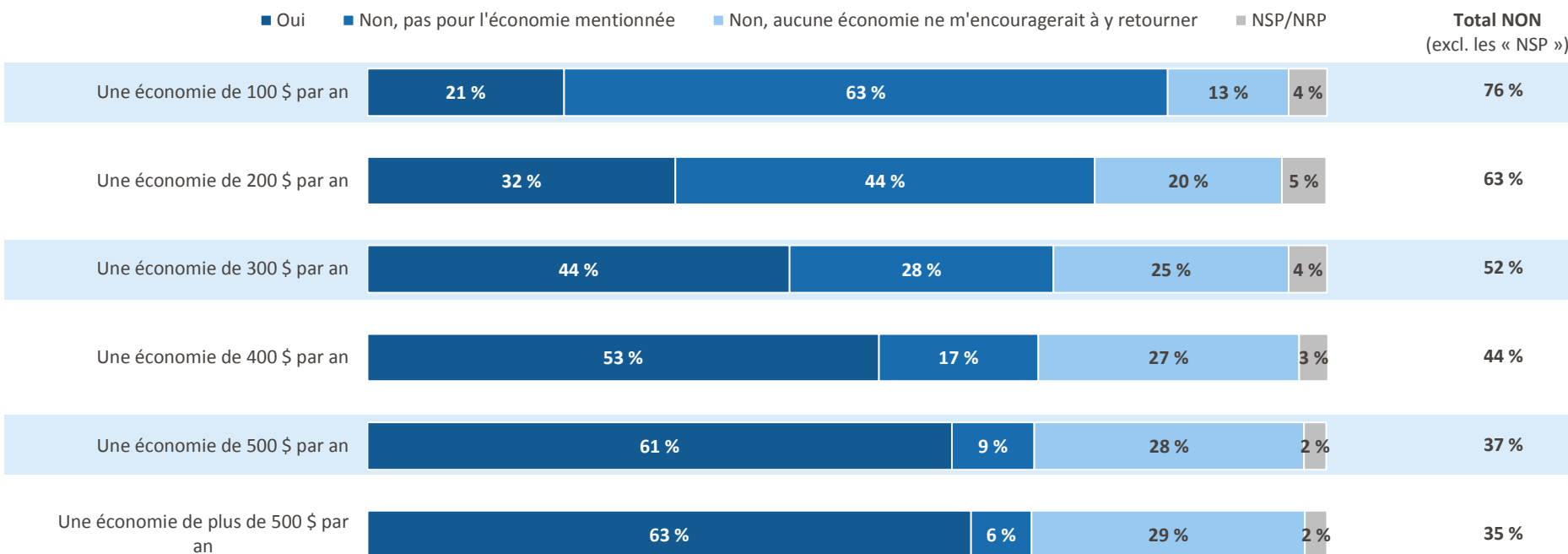
QA3A Je vais maintenant vous lire quelques facteurs et ensuite, je vais vous demander quel a été l'impact de chacun d'eux sur votre décision de délaisser le tarif DT. Est-ce que ce facteur a eu un impact très, assez, peu ou pas du tout important sur votre décision de délaisser le tarif?

	Total n = 302	A un système biénergie en état de marche		Satisfaction avant de délaisser			Probabilité qu'ils adhèrent à nouveau		
		Oui n = 41	Non n = 259	Très satisfait n = 138	Assez satisfait n = 119	Peu/pas du tout satisfait n = 32	Probable n = 36	Peu probable n = 117	Pas du tout probable n = 141
e L'utilisation d'une source d'énergie considérée polluante									
% Important	68 %	46 % ↓	72 % ↑	75 % ↑	65 %	59 %	61 %	65 %	74 %
Très important	38 %	17 % ↓	42 % ↑	39 %	41 %	28 %	28 %	34 %	44 % ↑
Assez important	30 %	29 %	31 %	36 %	24 % ↓	31 %	33 %	31 %	30 %
b Le coût du combustible									
% Important	62 %	59 %	62 %	56 %	64 %	75 % ↑	64 %	58 %	65 %
Très important	26 %	24 %	26 %	18 % ↓	29 %	47 % ↑	28 %	22 %	27 %
Assez important	36 %	34 %	36 %	38 %	35 %	28 %	36 %	36 %	38 %
d Le désagrément lié au combustible tel que l'odeur, la place nécessaire pour le réservoir									
% Important	60 %	44 % ↓	63 % ↑	62 %	59 %	63 %	50 %	62 %	63 %
Très important	28 %	20 %	30 %	30 %	26 %	34 %	17 %	20 % ↓	39 % ↑
Assez important	32 %	24 %	34 %	32 %	33 %	28 %	33 %	43 % ↑	24 % ↓
a Le coût des réparations à faire aux systèmes de chauffage									
% Important	57 %	44 %	59 %	58 %	59 %	53 %	47 %	60 %	57 %
Très important	28 %	24 %	29 %	31 %	26 %	28 %	14 %	24 %	34 % ↑
Assez important	29 %	20 %	30 %	27 %	33 %	25 %	33 %	36 % ↑	23 % ↓
g Les fluctuations imprévues du prix du combustible qui rendent plus difficiles la gestion de votre budget									
% Important	53 %	42 %	55 %	48 %	55 %	69 %	47 %	56 %	55 %
Très important	22 %	22 %	22 %	14 % ↓	26 %	44 % ↑	22 %	21 %	23 %
Assez important	32 %	20 %	33 %	34 %	29 %	25 %	25 %	35 %	32 %
h L'impression qu'avec votre facture d'énergie, incluant l'électricité et le combustible, vous ne faisiez pas assez d'économies avec le tarif DT									
% Important	43 %	46 %	43 %	28 % ↓	50 % ↑	75 % ↑	44 %	43 %	45 %
Très important	14 %	12 %	14 %	5 % ↓	13 %	44 % ↑	17 %	14 %	12 %
Assez important	30 %	34 %	29 %	23 % ↓	37 % ↑	31 %	28 %	29 %	33 %
c Les coûts annuels d'entretien du système biénergie									
% Important	41 %	34 %	42 %	35 % ↓	49 % ↑	44 %	33 %	41 %	43 %
Très important	11 %	12 %	11 %	9 %	13 %	16 %	14 %	8 %	13 %
Assez important	30 %	22 %	31 %	26 %	35 %	28 %	19 %	33 %	30 %
i Difficultés d'approvisionnement pour le combustible									
% Important	16 %	22 %	15 %	12 % ↓	19 %	25 %	17 %	13 %	18 %
Très important	6 %	7 %	5 %	4 %	7 %	6 %	6 %	2 % ↓	9 % ↑
Assez important	10 %	15 %	10 %	7 %	13 %	19 %	11 %	11 %	10 %

L'impact des économies



QA4A Auriez-vous considéré rester au tarif DT et chauffer à la biénergie pour une (LIRE)...?



Sans surprise, plus l'économie envisagée est grande, plus l'impact est important auprès des ex-clients du tarif DT.

- À partir de 400 \$, les ex-clients qui auraient considéré rester au tarif DT sont plus nombreux que ceux qui ne l'auraient pas considéré (53 % et 44 % respectivement).
 - Parmi ceux qui ont un système de chauffage fonctionnel avec les deux sources, la barrière se situe plutôt à 300 \$ (oui : 12 pers.; non : 9 pers.).
- Il est intéressant de noter que **près de trois sur dix** répondent qu'**aucune économie ne les encouragerait à y retourner**.

L'impact des économies Selon les sous-groupes



QA4A Auriez-vous considéré rester au tarif DT et chauffer à la biénergie pour une (LIRE)...?

Note explicative : Si le répondant dit « oui » à une économie, il est considéré comme disant « oui » aux économies suivantes. Si le répondant dit « non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner », il est considéré comme donnant cette réponse aux économies suivantes également.

	Total n = 302	Probabilité qu'ils adhèrent à nouveau		
		Probable n = 36	Peu probable n = 117	Pas du tout probable n = 141
a Une économie de 100 \$ par an				
Oui	21 %	47 % ↑	22 %	13 % ↓
TOTAL - Non	76 %	50 % ↓	77 %	83 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	63 %	44 % ↓	67 %	67 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	13 %	6 %	10 %	16 %
NSP/NRP	4 %	3 %	1 %	4 %
b Une économie de 200 \$ par an				
Oui	32 %	58 % ↑	33 %	24 % ↓
TOTAL - Non	63 %	39 % ↓	62 %	72 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	44 %	33 %	45 %	48 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	20 %	6 % ↓	17 %	24 % ↑
NSP/NRP	5 %	3 %	5 %	4 %
c Une économie de 300 \$ par an				
Oui	44 %	69 % ↑	47 %	34 % ↓
TOTAL - Non	52 %	28 % ↓	51 %	60 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	28 %	19 %	31 %	28 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	25 %	8 % ↓	21 %	31 % ↑
NSP/NRP	4 %	3 %	2 %	6 %
d Une économie de 400 \$ par an				
Oui	53 %	75 % ↑	57 %	44 % ↓
TOTAL - Non	44 %	17 % ↓	42 %	53 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	17 %	8 %	19 %	18 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	27 %	8 % ↓	23 %	35 % ↑
NSP/NRP	3 %	8 % ↑	1 %	4 %
e Une économie de 500 \$ par an				
Oui	61 %	81 % ↑	67 %	51 % ↓
TOTAL - Non	37 %	14 % ↓	33 %	46 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	9 %	6 %	9 %	9 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	28 %	8 % ↓	23 %	37 % ↑
NSP/NRP	2 %	6 %	1 %	3 %
f Une économie de plus de 500 \$ par an				
Oui	63 %	83 % ↑	69 %	53 % ↓
TOTAL - Non	35 %	11 % ↓	30 %	45 % ↑
Non, pas pour l'économie mentionnée	6 %	3 %	6 %	8 %
Non, aucune économie ne m'encouragerait à y retourner	29 %	8 % ↓	24 %	37 % ↑
NSP/NRP	2 %	6 %	1 %	3 %

Base : ensemble des répondants
Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.



Une faible proportion estime qu'une adhésion future est probable.

- **Plus de huit ex-clients du tarif DT sur dix (85 %)** affirment qu'il est **peu ou pas du tout probable** qu'ils adhèrent à nouveau à ce tarif au cours des prochaines années.
 - Cette proportion est plus élevée parmi **ceux dont le système biénergie n'est plus en état de marche (88 % c. 71 %)** et **ceux qui étaient au courant de la baisse du printemps (97 % c. 84 %)**.
 - Plus précisément, **quatre sur dix (39 %)** disent que cela est **peu probable**, tandis que **près de la moitié** sont **plus catégoriques** (pas du tout probable : 47 %).
- À l'inverse, **un ex-client sur dix (12 %)** juge qu'une adhésion à ce tarif est **probable**.
 - **Ceux ayant un système biénergie en état de marche, que ce soit avec une source ou deux sources, (29 % c. 9 %) y sont plus enclins.**
- Parmi les ex-clients dont le système est toujours fonctionnel dans les deux sources d'énergie (22 personnes), **les avis sont partagés**, la moitié répondant « peu ou pas du tout probable » et l'autre moitié, « très ou assez ».

Les économies sur la facture d'énergie sont la principale condition pour adhérer de nouveau au tarif DT.

- Parmi les ex-clients pour qui il est probable d'adhérer à nouveau au tarif DT...
 - **Quatre sur dix (42 %)** mentionnent **les économies sur la facture d'énergie** comme étant la principale condition qui les inciterait à adhérer à nouveau.
 - **Une minorité (6 %)** évoque **un équipement fonctionnel**.
 - Lorsqu'on comptabilise toutes les mentions liées à l'équipement, **près de deux personnes sur dix (17 %)** y font référence.
 - **Un quart (25 %)** ne s'est **pas prononcé**.

La probabilité d'adhésion au tarif DT



QA5 Est-ce très, assez, peu ou pas du tout probable que vous adhérez à nouveau au tarif DT au cours des prochaines années?

Total n = 302	Région			A un système biénergie en état de marche		Était au courant de la baisse du printemps	
	RMR Montréal n = 195	RMR Québec n = 37	Ailleurs n = 70	Oui n = 41	Non n = 259	Oui n = 36	Non n = 264
Probable 12 %	11 %	5 %	17 %	29 % ↑	9 % ↓	3 %	13 %
Très probable 5 %	6 %	0 %	6 %	12 % ↑	4 % ↓	3 %	6 %
Assez probable 7 %	5 %	5 %	11 %	17 % ↑	5 % ↓	0 %	7 %
Peu/pas probable 85 %	87 %	92 %	79 %	71 % ↓	88 % ↑	97 % ↑	84 % ↓
Peu probable 39 %	33 % ↓	49 %	49 %	42 %	38 %	47 %	38 %
Pas du tout probable 47 %	53 % ↑	43 %	30 % ↓	29 % ↓	50 % ↑	50 %	46 %
NSP/NRP 3 %	2 %	3 %	4 %	0 %	3 %	0 %	3 %

QA6 Quelle est la principale condition qui vous inciterait à adhérer à nouveau au tarif DT? n = 36

Les économies	44 %	Les coûts d'électricité	6 %
Économies sur la facture d'énergie	42 %	Augmentation du prix de l'électricité	3 %
Rapport coûts de l'équipement vs les économies	3 %	Pour avoir le tarif préférentiel	3 %
L'équipement	17 %	La sécurité (avoir la biénergie sécuritaire)	3 %
Avoir un équipement fonctionnel	6 %	Hydro-Québec (en attente de l'accord avec HQ)	3 %
Changer la thermopompe	3 %	Autre (diminution des heures à haut tarif)	3 %
Installation gratuite	3 %	NSP	25 %
Ne pas avoir de fournaise électrique	3 %		
Trouver un autre système à un bon prix	3 %		

Note 1 : seules les mentions de 2 % et plus sont présentées dans ce tableau.

Note 2 : la somme des mentions/des proportions peut excéder 100 % puisque les répondants pouvaient donner plus d'une réponse.



L'IMPACT DE LA BAISSÉ DES PRIX DU PRINTEMPS 2017

L'impact de la baisse des prix du printemps 2017



De façon à augmenter les économies des clients, le prix du tarif DT a baissé de 2,6 % le 1^{er} avril 2017 en comparaison du tarif résidentiel régulier qui a augmenté de 0,7 %. À cette occasion, Hydro-Québec a envoyé un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT – Choix judicieux, tarif avantageux! » avec la facture.

Les clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril ont pu recevoir ce dépliant tandis que les clients ayant abandonné le tarif DT avant le 1^{er} avril ne l'ont pas reçu.

Dans cette section, nous évaluons l'impact auprès de ces deux échantillons.

Parmi les ex-clients qui n'étaient pas au courant de la baisse (qu'ils aient quitté avant ou après le 1^{er} avril), un quart auraient pu rester au tarif DT s'ils avaient pris connaissance de cette baisse.

Parmi les clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril...

- **Plus d'un sur dix (14 %)** était **au courant de la baisse** au moment d'abandonner le tarif DT.
 - Cette proportion est plus élevée parmi les **ex-clients ayant lu le dépliant** (38 % c. 7 %).
 - Parmi eux...
 - **Environ sept sur dix (72 %)** ont pris connaissance de cette baisse **par le biais d'une communication d'Hydro-Québec**.
 - Trois sur dix (31 %) l'ont su en lisant le dépliant reçu avec la facture papier et deux sur dix (19 %) l'ont vu sur le site Internet.
 - **Deux personnes sur dix (19 %)** disent que **cette baisse les a fait hésiter** avant d'abandonner le tarif DT.
- Parmi ceux qui n'étaient pas au courant de la baisse (soit 86 %), **un quart (25 %)** disent qu'ils n'auraient **probablement pas ou certainement pas délaissé le tarif DT**, s'ils avaient pris connaissance de la baisse.

Parmi les clients ayant abandonné le tarif DT avant le 1^{er} avril...

- **Une proportion similaire (24 %)** dit qu'ils n'auraient **probablement pas ou certainement pas délaissé le tarif DT**, s'ils avaient pris connaissance de la baisse.

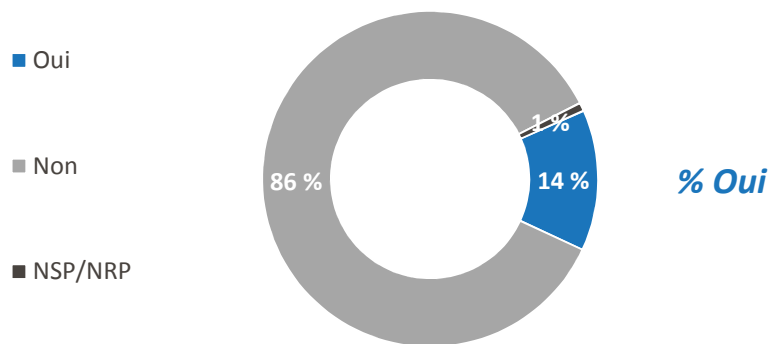
L'impact de la baisse de prix

Après de ceux ayant abandonné après le 1er avril 2017



QA7 Au moment où vous avez abandonné le tarif DT, étiez-vous au courant que le prix du tarif DT avait été baissé au printemps 2017 de façon à augmenter les économies des clients?

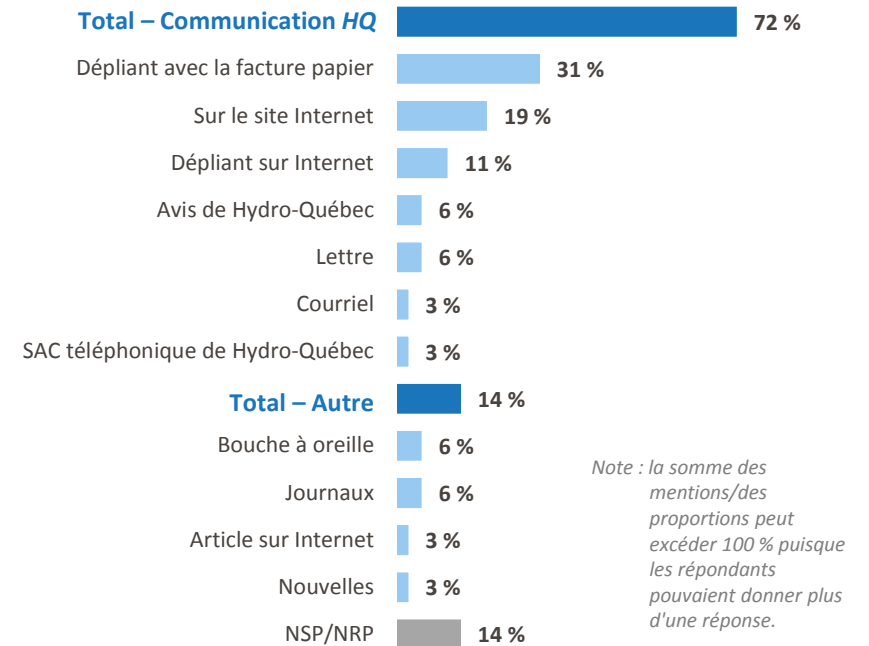
n = 265



	Total n = 265	A lu le dépliant	
		Oui n = 47	Non n = 193
Oui	14 %	38 % ↑	7 % ↓
Non	86 %	60 % ↓	92 % ↑
NSP/NRP	1 %	2 %	1 %

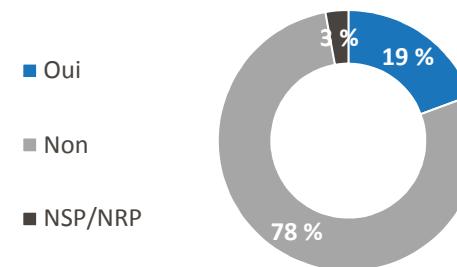
QA7a Comment avez-vous pris connaissance de cette baisse?
Jusqu'à deux réponses possibles.

n = 36



QA7b Est-ce que de savoir que le prix du tarif DT a baissé vous a fait hésiter avant d'abandonner le tarif DT?

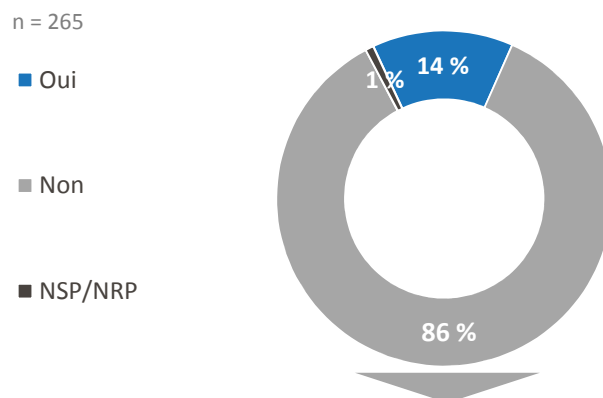
n = 36



L'impact de la baisse de prix Après de ceux ayant abandonné après le 1er avril 2017



QA7 Au moment où vous avez abandonné le tarif DT, étiez-vous au courant que le prix du tarif DT avait été baissé au printemps 2017 de façon à augmenter les économies des clients?



QA8 En effet, le prix du tarif DT a baissé de 2,6 % le 1er avril dernier en comparaison du tarif régulier, qui a lui augmenté de 0,7 %. Si vous aviez été au courant de cette baisse du prix du tarif DT, auriez-vous quand même délaissé le DT? Diriez-vous que vous auriez ... délaissé le DT?

Total n = 229	Satisfaction avant de délaissé		
	Très satisfait n = 103	Assez satisfait n = 93	Peu ou pas du tout satisfait n = 26*
Certainement/Probablement 73 %	74 %	70 %	81 %
Certainement 37 %	39 %	32 %	50 %
Probablement 36 %	35 %	38 %	31 %
Probablement pas/certainement pas 25 %	24 %	27 %	19 %
Probablement pas 17 %	17 %	18 %	12 %
Certainement pas 8 %	8 %	9 %	8 %
NSP/NRP 2 %	2 %	3 %	0 %

Base : répondants ayant abandonné le tarif DT après le 1er avril 2017

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).

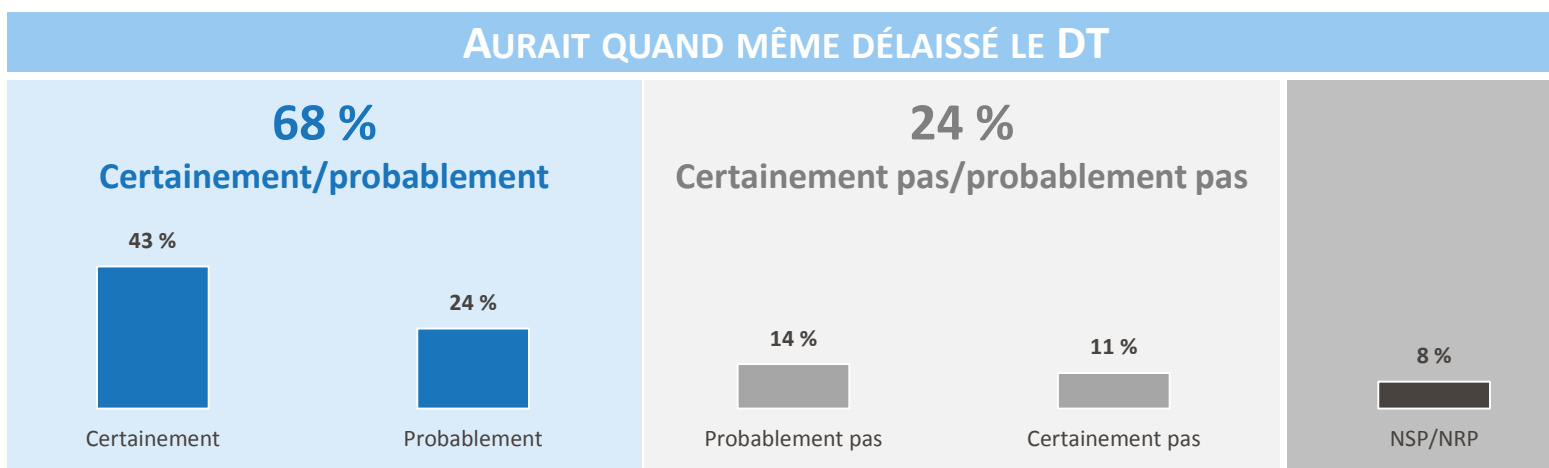
Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

L'impact de la baisse de prix Auprès de ceux ayant abandonné avant le 1er avril 2017



QA9 De façon à augmenter les économies des clients, le prix du tarif DT a baissé de 2,6 % le 1er avril dernier en comparaison du tarif résidentiel régulier, qui lui a augmenté de 0,7 %.

Au moment où vous avez abandonné le tarif DT, si cette baisse du prix du tarif DT avait été en vigueur, est-ce que vous auriez quand même délaissé le DT? Diriez-vous que vous auriez ... délaissé le DT?



L'impact de la baisse de prix – en résumé

Sur la base totale (abandon du tarif DT avant ou après le 1^{er} avril)



	Total	Satisfaction avant de délaisser			Probabilité qu'ils adhèrent à nouveau		
		Très satisfait	Assez satisfait	Peu/pas du tout satisfait	Probable	Peu probable	Pas du tout probable
QA7r Était au courant que le prix du tarif DT a baissé	n = 302	n = 138	n = 119	n = 32	n = 36	n = 117	n = 141
Oui	12 %	17 % ↑	9 %	6 %	3 %	15 %	13 %
Non	87 %	83 % ↓	90 %	94 %	94 %	86 %	87 %
NSP/NRP	1 %	1 %	1 %	0 %	3 %	0 %	1 %
QA7b Savoir que le prix du tarif DT a baissé a fait hésiter avant d'abandonner le tarif DT	n = 36	n = 23*	n = 11*	n = 2*	n = 1*	n = 17*	n = 18*
Oui	19 %	17 %	18 %	50 %	100 %	24 %	11 %
Non	78 %	78 %	82 %	50 %	0 %	71 %	89 %
NSP/NRP	3 %	4 %	0 %	0 %	0 %	6 %	0 %
QA89r Impact de la baisse auprès de ceux qui n'étaient pas au courant (aurait quand même délaissé le DT s'ils avaient été au courant de la baisse)	n = 266	n = 115	n = 108	n = 30	n = 35	n = 100	n = 123
Certainement/probablement	72 %	71 %	72 %	80 %	57 % ↓	73 %	78 %
Certainement	38 %	39 %	34 %	50 %	17 % ↓	29 % ↓	52 % ↑
Probablement	34 %	32 %	38 %	30 %	40 %	44 % ↑	26 % ↓
Probablement pas/certainement pas	25 %	26 %	24 %	17 %	43 % ↑	22 %	20 %
Probablement pas	17 %	17 %	17 %	10 %	29 % ↑	16 %	13 %
Certainement pas	9 %	10 %	7 %	7 %	14 %	6 %	7 %
NSP/NRP	3 %	3 %	4 %	3 %	0 %	5 %	2 %

Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes.

*Note : les résultats doivent être interprétés avec précaution en raison de la petite taille de l'échantillon (n < 30).



LE DÉPLIANT



Au printemps 2017, Hydro-Québec a envoyé un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT – Choix judicieux, tarif avantageux! » avec la facture. Les clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril ont pu recevoir ce dépliant tandis que les clients ayant abandonné le tarif DT avant le 1^{er} avril ne l'ont pas reçu.

Parmi les clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril, le dépliant obtient une notoriété limitée mais un bon taux de lecture parmi ceux qui s'en souviennent.

- **Un quart (23 %) se souvient avoir reçu le dépliant** avec la facture.
 - Cette proportion est **similaire quel que soit le type de facture reçue** (papier : 24 %; via Internet : 23 %).
- Parmi ceux qui s'en souviennent, **les trois quarts (76 %) l'ont lu**.
 - **Environ un tiers (34 %) l'a lu en totalité**, tandis que **quatre sur dix (42 %) l'ont lu en partie**.
 - Sur la base des clients ayant abandonné le tarif DT après le 1^{er} avril, cela représente 18 % de l'échantillon.
- Parmi ceux qui l'ont lu tout ou en partie, **plus de la moitié (55 %) considèrent que l'information a été utile**.

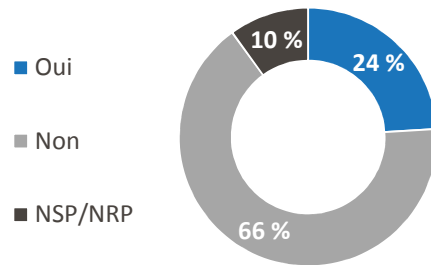
La notoriété du dépliant



QD1a Au printemps dernier, vous souvenez-vous d'avoir reçu avec votre facture un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT - Choix judicieux, tarif avantageux ! »?

n = 150

A REÇU LE DÉPLIANT AVEC LA FACTURE



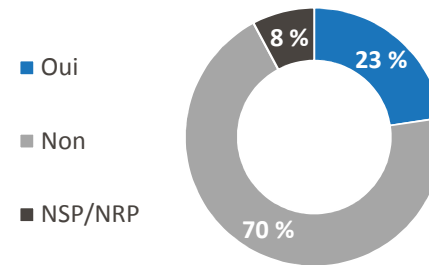
Se souvient d'avoir reçu le dépliant
23 %

Base : répondants ayant abandonné le tarif DT après le 1er avril 2017, qui reçoivent les factures papier

QD1b Au printemps dernier, vous souvenez-vous d'avoir eu accès à un lien dans le courriel de votre facture vous menant à un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT - Choix judicieux, tarif avantageux ! »?

n = 115

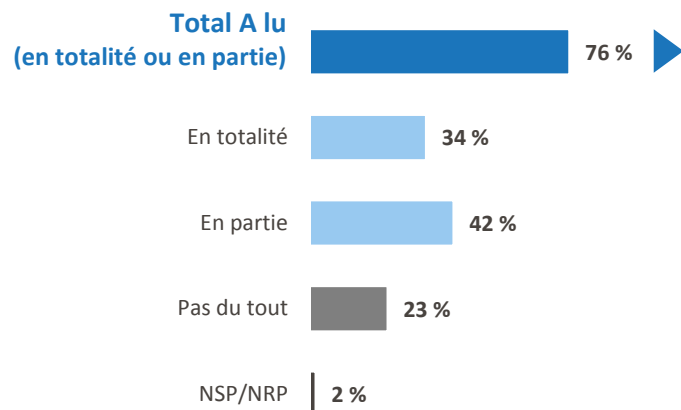
A REÇU UN LIEN AVEC LE COURRIEL DE LA FACTURE



Base : répondants ayant abandonné le tarif DT après le 1er avril 2017, qui reçoivent les factures via Internet



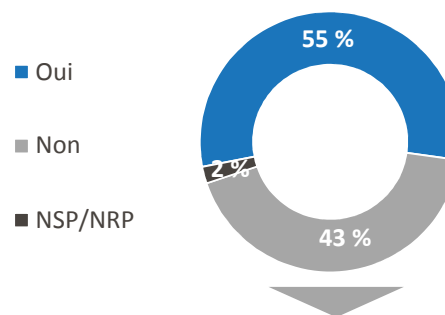
QD1c Avez-vous lu ce dépliant ...?



Base : répondants se souvenant d'avoir reçu le dépliant (n = 62)

QD1d Considérez-vous que l'information dans ce dépliant vous a été utile?

n = 47



QD1e Pour quelle raison l'information ne vous a pas été utile?

Une seule réponse possible.

n = 20*

Le changement était déjà fait, décision prise	6
Ça n'a pas changé notre opinion	5
N'informe pas, pas de nouvelles informations	5
Information contradictoire avec celle de l'électricien	1
NSP/NRP	3

*Note : la taille de l'échantillon étant petite (n < 30), le nombre de mentions est présenté au lieu des proportions.



UNE NOUVELLE OFFRE À L'ÉTUDE

Une nouvelle offre à l'étude



Hydro-Québec étudie actuellement une nouvelle offre (voir page suivante). Celle-ci a été présentée aux ex-clients du tarif DT interrogés. Dans cette section, nous évaluons leur intérêt à cet égard.

Trois ex-clients sur dix seraient ouverts à cette nouvelle offre à l'étude.

- Après la lecture de la nouvelle offre à l'étude, une proportion de **8 % des ex-clients du tarif DT** indiquent y être **certainement ouverts** et une proportion de **22 % signalent y être probablement ouverts**.
 - Les sous-groupes suivants affichent une plus grande ouverture :
 - les répondants disant qu'il est **probable** qu'ils adhèrent à nouveau au tarif DT (67 % de certainement/probablement c. peu probable : 30 % et pas du tout probable : 21 %);
 - ceux dont le **système biénergie est toujours en état de fonctionner** (54 % de certainement/probablement c. 26 %);
- À l'inverse, **quatre sur dix (40 %)** répondent qu'ils ne seraient « **certainement pas** » ouverts et **deux sur dix (22 %)** qu'ils ne seraient « **probablement pas** » ouverts à cette nouvelle offre à l'étude.

L'intérêt envers une nouvelle offre à l'étude

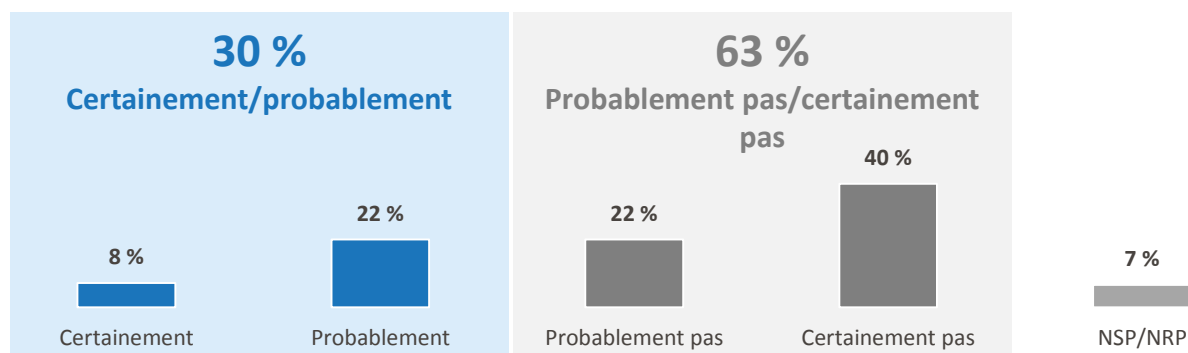


QB3 *Hydro-Québec* étudie actuellement une nouvelle offre qui permettrait à ses clients résidentiels qui disposent d'un système biénergie de faire des économies sur leur facture d'électricité. Pour avoir accès à cette offre, les clients devraient être au tarif régulier d'*Hydro-Québec* (tarif D) et non au tarif DT (tarif biénergie).

Voici comment ça fonctionnerait :

Plutôt qu'être déterminé par la température extérieure, pendant un nombre limité d'heures dans l'année, *Hydro-Québec* actionnerait le système de chauffage au combustible du client à l'aide d'une télécommande. Le système de chauffage à l'électricité serait quant à lui éteint pendant ces heures. En échange du retrait du chauffage électrique, *Hydro-Québec* ferait bénéficier le client d'économies sur sa facture d'électricité. Si le client décidait d'utiliser malgré tout son système électrique, il ne serait pas désavantagé puisqu'il paierait sa facture au tarif régulier.

De prime abord, seriez-vous ouvert à la possibilité d'adhérer à une telle offre?



	Région			Satisfaction avant de délaissier			A un système biénergie en état de marche		Probabilité qu'ils adhèrent à nouveau		
	RMR Montréal n = 195	RMR Québec n = 37	Ailleurs n = 70	Très satisfait n = 138	Assez satisfait n = 119	Peu ou pas du tout satisfait n = 32	Oui n = 41	Non n = 259	Probable n = 36	Peu probable n = 117	Pas du tout probable n = 141
Certainement/probablement	29 %	35 %	31 %	33 %	24 %	38 %	54 % ↑	26 % ↓	67 % ↑	30 %	21 % ↓
Certainement	8 %	14 %	4 %	11 %	4 % ↓	9 %	12 %	7 %	14 %	10 %	4 % ↓
Probablement	21 %	22 %	27 %	23 %	19 %	28 %	42 % ↑	19 % ↓	53 % ↑	20 %	16 % ↓
Certainement pas/probablement pas	67 % ↑	60 %	53 %	62 %	69 %	50 %	39 % ↓	66 % ↑	28 % ↓	62 %	73 % ↑
Probablement pas	24 %	14 %	21 %	20 %	25 %	19 %	10 % ↓	24 % ↑	14 %	30 % ↑	18 %
Certainement pas	43 %	46 %	31 %	41 %	44 %	31 %	29 %	43 %	14 % ↓	33 % ↓	55 % ↑
NSP/NRP	5 % ↓	5 %	16 % ↑	5 %	8 %	13 %	7 %	7 %	6 %	8 %	6 %



LE PROFIL DES RÉPONDANTS

Le profil sociodémographique



		Total
		n = 302
SEXE	Sexe	
	Homme	61 %
	Femme	39 %
QS2	Âge	
	18-34 ans	5 %
	35-54 ans	29 %
	55 ans et plus	65 %
	NR/NSP	1 %
QS3	Scolarité	
	Primaire/secondaire	39 %
	Collégial	27 %
	Universitaire	32 %
	NSP/NRP	2 %
QS4	Revenu du ménage	
	Moins de 40 000 \$	19 %
	40 000 \$ à 79 999 \$	34 %
	80 000 \$ et plus	28 %
	NSP/NRP	20 %
QS1	Nombre de personnes dans le ménage	
	1	15 %
	2	52 %
	3 et plus	31 %
	NSP/NRP	2 %
	Moyenne	2,5

Base : ensemble des répondants

Note : les flèches ↑↓ indiquent les différences significatives entre les sous-groupes



LES ANNEXES



L'ANNEXE 1

Les questionnaires



Clients actuels (v.
française)



Clients actuels (v.
anglaise)



Ex-clients (v.
française)



Ex-clients (v.
anglaises)



L'ANNEXE 2

La logique du questionnaire Clients actuels pour les questions concernant les baisses de prix du tarif DT

Questionnaire clients actuels - La baisse du prix du tarif DT

De façon à augmenter les économies des clients, le prix du tarif DT a baissé de 2,6 % le 1^{er} avril 2017 en comparaison du tarif résidentiel régulier qui a augmenté de 0,7 %. À cette occasion, Hydro-Québec a envoyé un dépliant intitulé « La biénergie et le tarif DT – Choix judicieux, tarif avantageux! » avec la facture.

Dans cette section, nous évaluons l'impact de cette baisse.

Pour mieux comprendre les bases des questions suivantes, voici la logique du questionnaire :

