

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3933-2015

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

1^{er} octobre 2015

**Traitement comptable des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro
(pièces B-0002, B-0015 et B-0059)**

Question no 1**Références :**

- (i) Pièce B-0002, page 2;
- (ii) Pièce B-0059, page 4.

Préambule :

- (i) « 12. Le Distributeur demande l'approbation du traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe présenté à la section 4 de la pièce HQD-3, document 2. »
- (ii) « L'intéressée [ACEF de Québec] souhaite aussi aborder certains autres enjeux non mentionnés à la Décision. Parmi les enjeux que souhaite aborder l'ACEFQ, les coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy Ltd et Gaz Métro et le traitement comptable de ces coûts. Il est respectueusement soumis qu'un tel sujet relève davantage du dossier R-3925-2015. » (nos soulignés)

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer en détail chacun des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro qui sont en lien avec les coûts de service de 2015 et 2016 et avec les ajustements tarifaires de 2016-2017 proposés par le Distributeur dans le présent dossier. Veuillez préciser dans quels tableaux ou documents de la preuve du Distributeur on peut retrouver ces coûts.

1.2 Veuillez confirmer que le Distributeur ne propose aucun traitement comptable des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro dans le cadre du dossier R-3925-2015 contrairement à son affirmation à la référence (ii).

1.3 Si le Distributeur a proposé des traitements comptables dans le cadre du dossier R-3925-2015, veuillez les décrire et indiquer leurs différences et leurs similitudes avec le traitement comptable décrit à la pièce B-0015, page 11 [voir préambule de la question no 2 ci-dessous].

Question no 2**Référence :**

- (i) Pièce B-0015, page 11.

Préambule :

- (i) « 4. UTILISATION DE LA CENTRALE DE TCE EN PÉRIODES DE POINTEs

4.1 Entente avec TCE

Le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

Puisqu'une prestation de service est attendue de TCE (la puissance), le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009 seront renversés.

4.2 Entente avec Gaz Métro

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité. » (Note de bas de page omise) [nos soulignés]

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que le traitement comptable basé sur les factures reçues mentionné à la référence (i) ne dispense pas le Distributeur de justifier dans chaque dossier tarifaire les quantités d'électricité et du gaz qui seraient achetées éventuellement en vertu des ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro. Veuillez élaborer votre réponse.

2.2 Le Distributeur affirme à la référence (i) que les ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro visent à lui fournir de la puissance en périodes de pointe hivernales. Veuillez indiquer comment le Distributeur fera la répartition des sommes indiquées dans une facture de TransCanada Energy par besoins en puissance du mois de décembre d'une année donnée et ceux des mois d'hiver de l'année suivante.

2.3 Veuillez décrire la méthode qu'utilisera le Distributeur pour départager la facture d'approvisionnement du gaz qui serait utilisé en deux années financières différentes.

2.4 Dans le dossier R-3925-2015 (pièce HQD-2, document 2, page 8), le Distributeur affirmait qu'il aurait à payer des coûts fixes à TransCanada Energy et Gaz Métro même si, pour une année donnée, il ne reçoit aucun service utile (de la puissance en périodes de pointe) de ces entreprises, par exemple, pendant un hiver « chaud ». Veuillez décrire le mode de traitement comptable des coûts fixes dans le cas où le Distributeur ne reçoit aucun service utile et la façon de répartir ces coûts fixes aux différentes catégories de consommateurs.

2.5 L'entente avec TransCanada Energy (l'Entente) prévoit des coûts fixes sans égard à la quantité d'électricité livrée et des coûts variables. Veuillez indiquer si le traitement comptable proposé par le Distributeur dans le présent dossier distingue ces coûts ou si tous les coûts reliés à l'Entente seront amalgamés en un seul poste de coût.

2.6 Veuillez indiquer si le Distributeur distingue dans sa méthode de traitement comptable proposée les coûts de puissance et les coûts de l'énergie associée.

2.7 Veuillez expliquer, à l'aide d'exemples, le « renversement » mentionné à la référence (i).

2.8 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients de la méthode de traitement comptable des coûts proposée par le Distributeur. Veuillez les comparer avec ceux d'une méthode alternative.

2.9 Veuillez indiquer si la méthode de traitement comptable proposée par le Distributeur a des incidences sur :

- 2.9.1 La répartition des coûts par catégories de consommateurs selon la méthode de répartition approuvée par la Régie;
- 2.9.2 Les coûts associés aux contrats spéciaux.

Veuillez expliquer et décrire les incidences, le cas échéant.

Question no 3

Référence :

(i) Dossier R-3925-2015, pièce HQD-01-04, page 14.

Préambule :

(i) “At any time after the approval of this Definitive Agreement by the Régie, the Purchaser may deliver a notice to the Supplier confirming the delegation and allocation of this Definitive Agreement to either of Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be. For greater certainty, the consent of the Supplier is not required for such delegation and allocation. From and after the delivery of such notice, the term “Purchaser” shall be deemed to mean Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be, for all purposes under this Definitive Agreement.”
(nos soulignés)

Demande :

3.1 Veuillez décrire le traitement comptable envisagé par le Distributeur dans le cas où une facture de TransCanada Energy Ltd couvre à la fois les besoins du Distributeur et du Producteur pour une année donnée, par exemple, les besoins du Distributeur en janvier et ceux du Producteur pour les mois suivants.

Question no 4

Référence :

(i) Dossier R-3925-2015, pièce HQD-02, document 5, page 6.

Préambule :

(i) « 6. Références : i) R-3925-2015-, HQD-1, doc. 1, p. 11

Préambule :

i) « Par ailleurs, si les ententes n'étaient pas conclues, le Distributeur n'encourra aucuns frais à l'égard de TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant atteindre 1,2 M\$ en décembre 2015, devra être versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus. »

Demandes :

6.1 Veuillez préciser qui serait responsable d'acquitter cette pénalité de 1,2M\$. [...]

Réponse [du Distributeur]:

Le Distributeur souligne que le montant de 1,2 M\$ ne représente pas une pénalité mais plutôt le montant maximal que Gaz Métro doit engager rapidement afin de débiter les travaux de construction des installations d'entreposage et de vaporisation du GNL, et ce, pour en assurer la disponibilité au 1er décembre 2018.

Si la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, alors le montant de 1,2 M\$ serait acquitté par le Distributeur et inclus à ses coûts d'approvisionnement.» (nos soulignés)

Demandes :

4.1 Les frais de Gaz Métro mentionnés à la référence (i) seront-ils traités comme des coûts d'approvisionnement en électricité ou des charges d'exploitation courante (coûts d'études) de l'année 2015? Veuillez justifier votre proposition.

4.2 Étant donné que ces frais sont dépensés en 2015 en vue d'un service débutant en décembre 2018 selon la référence (i), le Distributeur traitera comment ces frais dans ce cas?

4.3 Veuillez préciser l'année financière où ces frais seront constatés. Veuillez justifier votre réponse.

Prévision de la demande en énergie et en puissance (pièce B-0018)

Question no 5

Références :

- (i) Pièce B-0018, page 5;
- (ii) Pièce B-0018, page 8;
- (iii) Dossier R-3864-2013, pièce HQD-1, document 2, annexe 2^E, page 61.

Préambule :

- (i) « Contexte général

Depuis juin 2014, les prix mondiaux de l'énergie ont baissé et entraîné dans leur chute les prix d'autres ressources de base et la valeur de plusieurs devises. [...]

Compte tenu de ce contexte, le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 171 241 GWh pour l'année témoin 2016, [...] » (nos soulignés)

- (ii) « La dévaluation du dollar canadien au cours de la dernière année a fortement stimulé les exportations internationales du Québec (+7,3%). [...]

Le Distributeur prévoit des ventes de 41 438 GWh aux tarifs G, G9 et M et de 8 898 GWh aux tarifs LG et H pour l'année témoin 2016. » (nos soulignés)

- (iii) :

« Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire 2013-2014 (R-3814-2012), il s'est doté d'outils additionnels consistant en des modèles de régression linéaire multiple pour chacun des secteurs de consommations.

Au secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur intègre à sa prévision de court terme les résultats d'une régression linéaire multiple entre les ventes à ce secteur et les variables présentées pour ce secteur au tableau 2E-1.

À noter, qu'à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique telles :

- La consommation unitaire des équipements électriques ;
- Le taux de diffusion des équipements électriques ;
- L'efficacité des équipements électriques ;
- Des données techniques sur les habitations (superficie, nombre d'occupants et autres). »

Demandes :

5.1 Le Distributeur affirme à la référence (i) qu'il tient compte du « contexte général » constaté depuis juin 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité de 2016. Veuillez décrire en détail comment le Distributeur tient compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité pour l'année témoin 2016.

5.2 Le Distributeur affirmait dans le dossier R-3864-2013 [référence (iii)] que sa prévision des ventes d'électricité utilise un ou des modèles de *régression linéaire multiple*.

5.2.1 Veuillez indiquer les poids relatifs de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien dans les données historiques utilisées par le Distributeur pour sa régression linéaire.

5.2.2 Veuillez élaborer sur leurs impacts sur la précision des ventes d'énergie prévues pour 2016.

5.3 Veuillez décrire les liens entre la dévaluation du dollar canadien mentionnée à la référence (ii) et la prévision des ventes d'électricité pour l'année témoin 2016.

Question no 6

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 7.

Préambule :

(i) « L'actualisation des variables reliées à la normale climatique explique une baisse de 150 GWh des ventes entre 2014 et 2015 et une hausse de 150 GWh entre 2015 et 2016 ». (nos soulignés)

Demande :

6.1 Veuillez expliquer pourquoi l'actualisation des variables reliées à la normale climatique occasionne des impacts contraires pour 2014-2015 et 2015-2016.

Question no 7

Références:

(i) Pièce B-0018, page 7;

(ii) Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

(i) « Les ventes prévues au tarif DT pour 2015 diminuent en raison principalement de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc bi-énergie résidentielle. » (nos soulignés)

(ii) « Au tarif DT, l'écart négatif de 162 GWh est attribuable en partie à une diminution plus importante que celle prévue des abonnements à ce tarif » (nos soulignés)

Demandes :

7.1 Veuillez élaborer sur la méthode et les données utilisées par le Distributeur pour réaliser sa prévision des ventes d'énergie au tarif DT.

7.2 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour refléter l'évolution récente du parc bi-énergie résidentielle mentionnée à la référence (i) compte tenu que le Distributeur utilise pour ses prévisions des ventes la technique de « *régression linéaire multiple* » basée sur des données historiques.

7.3 Veuillez indiquer si le modèle de « *régression linéaire multiple* » utilisé par le Distributeur pour sa prévision des ventes utilise les données relatives au nombre d'abonnements au tarif DT.

Question no 8

Références :

(i) Pièce B-0018, page 13;

(ii) Pièce B-0023, page 6, tableau 2.

Préambule :

- (i) « Le taux de pertes de distribution et de transport prévu pour l'année 2016 est de 7,8%. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les taux de pertes observées au cours des dernières années ».
- (ii) La référence (ii) indique des taux de pertes de 7,56%, 7,72% et 7,82% respectivement pour les années 2014, 2015 et 2016.

Demandes :

8.1 Veuillez justifier le taux de pertes de 7,8% pour 2016.

8.2 Veuillez expliquer la croissance des taux de pertes de distribution et de transport entre 2014 et 2016 indiquée à la référence (ii).

Question no 9**Références :**

- (i) Pièce B-0018, page 13;
- (ii) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

(i) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2015-2016 atteindront 38 049 MW, soit une croissance de 0,4 % ou de 170 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2014-2015. Cette croissance proviendra notamment de celle des ventes au secteur résidentiel et agricole de même qu'au secteur commercial et institutionnel. Outre la croissance de la demande en énergie, l'actualisation des conditions climatiques normales à la pointe de l'hiver 2015-2016 explique une augmentation de +160 MW par rapport aux conditions climatiques normales retenues pour l'hiver 2014-2015. À cet effet, la pointe de l'hiver 2014-2015 a été supérieure de 835 MW à celle acceptée dans la décision D-2015-0188, et ce, principalement en raison des températures plus froides que la normale survenues le 8 janvier 2015. » [Note de bas de page omise] (nos soulignés)

(ii) "6.3. Tarif de développement économique

Dans sa décision D-2015-01817, la Régie demandait au Distributeur « (...) de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique », incluant les volumes d'énergie offerts à ce tarif et une mise à jour de la simulation de rentabilité du tarif. Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation. » [Note de bas de page omise] (nos soulignés)

Demandes :

9.1 Veuillez décrire en détail la méthodologie et les données utilisées par le Distributeur pour passer de la prévision en énergie par usages à la prévision des besoins en puissance [référence (i)].

9.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le passage de la prévision en énergie par usages à la prévision des besoins en puissance est purement mathématique, sans aucun autre ajustement ou intervention arbitraire.

9.3 Veuillez fournir l'historique le plus long possible du rapport entre les besoins en puissance et ceux en énergie par usages.

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur effectue un traitement particulier ou non pour la prévision des besoins en puissance des abonnés au tarif DT. Si oui, veuillez le décrire.

9.5 Veuillez préciser si la puissance prévue de 38 049 MW pour l'hiver 2015-2016 mentionnée à la référence (i) tient compte ou non de l'acceptation potentielle des demandes d'adhésion au tarif de développement économique [référence (ii)]. Veuillez expliquer.

9.6 Veuillez fournir une estimation de la puissance totale en MW ou kW des trois projets de développement économique mentionnés à la référence (ii).

9.7 Veuillez indiquer la date d'émission de la prévision du besoin en puissance de 2015-2016 mentionné à la référence (i).

9.8 Veuillez indiquer la date de communication au Transporteur du besoin en puissance du Distributeur pour calculer la facture de transport de la charge locale.

9.9 Veuillez indiquer la performance de vos prévisions des « besoins en puissance du Distributeur » ces dernières années.

9.10 Veuillez fournir un ou des indicateurs de performance de vos prévisions des besoins en puissance.

Question no 10

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 16.

Préambule :

(i) « Un contexte économique plus favorable que celui prévu s'est traduit par des ventes plus importantes que prévu dans le secteur pâtes et papiers. »(nos soulignés)

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer l'écart entre les ventes prévues et les ventes réelles dans le secteur pâtes et papiers de façon plus précise autre que le terme « contexte économique » évoqué à la référence (i).

10.2 Veuillez indiquer les paramètres ou facteurs décrivant le « contexte économique » dans les modèles de prévision du Distributeur qui pourraient être mieux évalués pour augmenter la performance de la prévision des ventes d'énergie du Distributeur.

10.3 Veuillez indiquer les mesures qui pourraient être implantées par le Distributeur pour améliorer la performance de ses prévisions :

10.3.1 - du « contexte économique » évoqué à la référence (i);

10.3.2 - des besoins en énergie par usages;

10.3.3 - et des besoins en puissance du Distributeur.

Approvisionnements en électricité (pièce B-0023, HQD-6, document 1)

Question no 11

Référence :

(i) Pièce B-0023, page 5.

Préambule :

(i) « 1. SUIVI DE L'ANNÉE 2015

Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2015 sont estimés à 189,4 TWh, soit 4,2 TWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2015-20161 (voir les explications à la section 2 de la pièce HQD-4, document 2).

Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à 7,3 TWh, en baisse de 0,2 TWh par rapport à la prévision reconnue par la Régie dans la décision D-2015-018, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 17,9 TWh, en hausse de 4,1 TWh. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (3,2 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh). »

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'utilise pas davantage de l'électricité patrimoniale au lieu d'achats d'énergie de court terme plus coûteux pour satisfaire les besoins additionnels de 4,2 TWh en 2015 mentionnés à la référence (i).

11.2 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que la stratégie d'approvisionnement indiquée à la référence (i) minimise les coûts à supporter par la clientèle du Distributeur.

11.3 Veuillez fournir :

- 11.3.1 La quantité de puissance (en MW);
- 11.3.2 Le volume d'énergie (en TWh ou GWh);
- 11.3.3 les coûts de puissance et d'énergie (en M\$)

de chacun des principaux blocs d'achats d'énergie et de puissance de court terme en 2015.

11.4 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, pourquoi le Distributeur rappelle 0,5 TWh en 2015 alors qu'il laisse inutilisée une quantité importante (7,3 TWh) d'électricité patrimoniale.

11.5 Veuillez indiquer, chiffres à l'appui, s'il serait plus économique pour le Distributeur de rappeler davantage d'énergie et de diminuer ses achats de court terme.

Question no 12

Référence :

(i) Pièce B-0023, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) Le tableau 1 indique des coûts de 280,8 M\$ et de 31,1 M\$ pour les achats d'énergie (3,5 TWh) et de puissance sur les marchés de court terme respectivement pour l'année de base 2015.

Demandes :

12.1 Veuillez fournir le détail du coût de 280,8 M\$ d'achats d'énergie en 2015 sur les marchés de court terme.

12.2 Veuillez préciser si le coût de 280,8 M\$ inclut ou exclut la composante « puissance ».

12.3 Veuillez ventiler le coût d'achats de puissance de 31,1 M\$ sur les marchés de court terme par principaux blocs de puissance et indiquer les quantités de puissance correspondantes en MW.

12.4 Veuillez indiquer le coût de l'option d'électricité interruptible pour l'année de base 2015 et sa puissance en MW.

12.5 Veuillez préciser si le coût d'achats de puissance de 31,1 M\$ inclut ou exclut le coût d'énergie associée.

12.6 Veuillez démontrer que les achats d'énergie et de puissance de court terme mentionnés à la référence (i) ont été acquis de façon prudente et économique pour satisfaire les besoins de la clientèle du Distributeur.

Question no 13

Références :

- (i) Pièce B-0023, page 7;
- (ii) Pièce B-0023, page 10, tableau 5, notes de bas de page no (1);
- (iii) Décision D-2015-014, paragraphe 215.

Préambule :

(i) :

« La contribution prévue des contrats de long terme pour l'année 2016 est de 15,0 TWh. Celle-ci prend en considération les éléments suivants :

- aucune quantité d'énergie différée en vertu des Conventions d'énergie différée ni revendue sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la mise en oeuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* adoptée le 20 avril 2015 (la « Loi sur le budget 2014 ») ;
- aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée) ;
- la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle considérant le processus d'appel d'offres actuellement en cours pour l'acquisition du service d'intégration éolienne, comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-0142 ; »

(ii) : « Contribution basée sur les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle avec garantie de puissance de 35%. »

(iii):

« [215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les

autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre. »

Demandes :

13.1 Veuillez confirmer que la « *Loi sur le budget 2014* » mentionnée à la référence (i) défend le Distributeur de revendre d'énergie sur les marchés seulement à partir de sa date d'adoption, soit le 20 avril 2015.

13.2 Veuillez indiquer si la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle mentionnée aux références (i) et (ii) respecte le paragraphe 215 de la décision D-2015-014. Veuillez élaborer votre réponse.

13.3 Veuillez indiquer s'il y a ou non une différence en terme de coûts d'intégration éolienne et de coûts d'achats d'énergie de court terme en 2016 entre le scénario de reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle et celui indiqué au paragraphe 215 de la décision D-2015-014.

13.4 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez fournir une estimation des impacts sur les coûts d'approvisionnement de 2016.

13.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur prévoit ne pas rappeler l'énergie des Conventions d'énergie différées en 2016.

Question no 14**Références :**

- (i) Pièce B-0023, page 10, tableau 5 (Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance – Hiver 2015-2016 – Année témoin »;
- (ii) Pièce B-0023, page 10.

Préambule :

- (i) Le tableau 5 indique une quantité de 150 MW associée aux « *autres approvisionnements de long terme* » pour l'hiver 2015-2016.
- (ii) « Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend le coût fixe relatif à la centrale de TCE, ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2016 et les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe. » (nos soulignés)

Demande(s) :

14.1 Veuillez indiquer la composition des « *autres approvisionnements de long terme* » indiqués à la référence (i) et leurs coûts correspondants.

14.2 Veuillez fournir la ventilation des 150 MW associés aux « *autres approvisionnements de long terme* » mentionnés à la référence (i) par contrats d'achats d'énergie de long terme et contrats d'achats de puissance de long terme.

14.3 Veuillez préciser si l'entente de fourniture de puissance en périodes de pointe hivernales avec TCE fait partie des « *autres approvisionnements de long terme* » du tableau 5 [référence (i)].

14.4 Veuillez indiquer les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe et ses contributions en puissance en MW pour l'hiver 2015-2016 et 2016-2017.

14.5 Veuillez fournir une estimation du coût d'achat de puissance sur les marchés de court terme pour la même quantité de puissance que celle qui serait fournie par la centrale de TCE en périodes de pointe en 2016 [référence (ii)].

Question no 15

Référence :

(i) Pièce B-0023, tableau 6.

Préambule :

(i) :

TABLEAU 6 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2014			2015			2016		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	12,5	1 189,0	94,8	14,4	1 418,8	98,7	15,0	1 527,6	102,0
COURT TERME	2,7	521,0	s.o.	3,5	311,8	s.o.	0,3	63,7	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	2,7	502,6	183,8	3,5	290,8	80,3	0,3	20,2	75,1
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	43,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible		7,7			12,8			11,1	
dont nouvelles interventions en GDP					2,3			8,8	
SERVICE DE TRANSPORT								-	
TOTAL	15,3	1 709,9	111,9	17,9	1 730,6	96,9	15,2	1 591,4	104,4

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Demandes :

15.1 Pour l'année 2016, le tableau 6 indique un coût de 13,6 M\$ (43,5 M\$ moins 11,1 M\$ moins 8,8 M\$) d'achats de puissance de court terme autres que l'option d'électricité interruptible et les nouvelles interventions en GDP. Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé le montant de 13,6 M\$ et fournir la quantité de puissance correspondante.

15.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût de 13,6 M\$ d'achats de puissance de court terme exclut le coût de l'utilisation de TCE en périodes de pointe compte tenu que l'entente avec TCE vise le long terme.

15.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les coûts des achats de puissance de court terme en M\$ présentés au tableau 6 [référence (i)] excluent les coûts associés à la composante « énergie » des achats de puissance du Distributeur. Veuillez expliquer.

Question no 16

Référence :

(i) Pièce B-0023, page 17, tableau A-1, ligne intitulée « Autres approvisionnements de long terme ».

Préambule :

(i) La référence (i) indique des coûts de 1,2 M\$, 1,0 M\$, et 1,2 M\$ associés aux « *Autres approvisionnements de long terme* » respectivement pour 2014, 2015 et 2016.

Demande :

16.1 Veuillez indiquer si les coûts indiqués à la référence (i) ont un lien quelconque avec les ententes avec TCE et Gaz Métro et préciser leur nature.

Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de pass-on 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015**Question no 17****Références :**

- (i) Pièce B-0016, page 7, ligne 1;
- (ii) Pièce B-0041, page 11, ligne 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur affirme à la référence (i) que selon les modalités de disposition en vigueur, un montant de 127,8 M\$ devrait être versé aux revenus requis 2016.

(ii) « **4.3. Compte de *pass-on* projeté pour l'achat d'électricité 2015**

Évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le montant du *pass-on* 2015 s'établit à 127,8 M\$ (débitéur) et est versé aux revenus requis de 2016. Ce montant inclut un ajustement de 0,4 M\$ (créditeur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2014 comptabilisé en 2015. 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. » (nos soulignés)

Demandes :

17.1 Veuillez élaborer sur la précision du montant de 127,8 M\$ associé au compte de pass-on de 2015.

17.2 Veuillez fournir une estimation du montant du compte de pass-on 2015 en se basant sur 8 mois réels et 4 mois projetés.

17.3 Veuillez indiquer si le Distributeur maintient ou non sa proposition de modification exceptionnelle des modalités de disposition des soldes des comptes de pass-on 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015 suite à une évaluation plus récente du compte de pass-on 2015.

Question no 18**Référence :**

- (i) Pièce B-0016, page 8.

Préambule :

(i) « Cette demande est conforme au souci de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle, principes retenus dans sa décision D-2008-024 dans laquelle elle reconnaît l'importance d'une approche au cas par cas et repris plus récemment dans sa décision D-2015-018. » (nos soulignés)

Demandes :

18.1 Afin d'aider la Régie et les intervenants à apprécier les impacts de la demande du Distributeur sur la stabilité tarifaire, veuillez fournir un ordre de grandeur des hausses tarifaires de 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021 pour chacun des scénarios suivants :

18.1.1 - Maintien des modalités actuelles de disposition des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques;

18.1.2 - Modification de ces modalités selon la proposition du Distributeur.

Taux d'inflation (pièce B-0017)

Question no 19

Référence :

(i) Pièce B-0017, page 3, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur utilise un taux d'inflation de 2,0% pour 2016 qui est prévu par la Vice-Présidence Comptabilité et Contrôle et la Vice-Présidence Financement, Trésorerie et Caisse de retraite d'Hydro-Québec.

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a participé ou non dans la prévision du taux d'inflation effectuée par la Vice-Présidence Comptabilité et Contrôle et la Vice-Présidence Financement, Trésorerie et Caisse de retraite d'Hydro-Québec.

19.2 Veuillez justifier l'utilisation par le Distributeur du taux d'inflation de 2% pour 2016, alors que le taux d'inflation prévu de 2015 n'est que de 0,5%.

19.3 Veuillez comparer le taux d'inflation prévu de 2016 adopté par le Distributeur avec ceux prévus par d'autres organismes.

19.4 Veuillez indiquer les impacts de la prévision du taux d'inflation sur différentes évaluations et prévisions du Distributeur pour le présent dossier.

19.5 Veuillez indiquer les mesures qui pourraient être implantées pour améliorer la précision du taux d'inflation que le Distributeur utilise.

19.6 Veuillez comparer les avantages et les inconvénients de l'option de l'utilisation du taux d'inflation au Canada avec celle du taux d'inflation au Québec.

Coûts évités (pièce B-0021, HQD-4, document 4)

Question no 20

Référence :

(i) Pièce B-0021, page 5.

Préambule :

(i) « Pour l'horizon de long terme, il correspond désormais au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) ;

- À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation).»

Demandes :

20.1 Veuillez justifier de la façon la plus détaillée et la plus complète possible la proposition du Distributeur décrite à la référence (i).

20.2 Veuillez expliquer les calculs des prix de 20 \$/kW-hiver et de 106 \$/kW-an indiqués à la référence (i). Veuillez préciser vos hypothèses et références.

20.3 Veuillez expliquer quand on doit se référer aux coûts évités exprimés en \$/kW-hiver et en \$/kW-an respectivement dans le cas spécifique du Distributeur.

20.4 Veuillez fournir les coûts de puissance de chacune des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01.

20.5 Veuillez démontrer que l'adoption de la valeur de 106 \$/kW/an indiqué à la référence (i) comme coût évité à compter de 2018-2019 reflète l'évolution des prix sur les marchés à long terme.

20.6 Veuillez indiquer les impacts potentiels de l'adoption éventuelle par la Régie des nouveaux coûts évités de puissance proposés par le Distributeur sur les activités, programmes ou projets du Distributeur, notamment ceux reliés aux projets de gestion de la puissance.

Stratégies pour l'année tarifaire 2016-2017 (pièce B-0051, HQD-14, document 2)

Question no 21

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la référence (i) les indices d'interfinancement de différentes catégories de consommateurs après l'ajustement tarifaire proposé pour 2016.

Demande :

21.1 Veuillez fournir les indices d'interfinancement de différentes catégories de consommateurs avant l'ajustement tarifaire proposé pour 2016, selon le format du tableau 1.

Question no 22

Références:

(i) Pièce B-0051, page 7, tableau 2;

(ii) Pièce B-0051, page 10, tableau 4.

Préambule :

(i) Tableau 2 intitulé « Tarifs domestiques proposés pour 2016 »;

(ii) Tableau 4 intitulé « Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique ».

Demandes :

22.1 Veuillez refaire les tableaux 2 et 4 en appliquant la stratégie actuelle pour les tarifs domestiques (gel de la redevance d'abonnement et hausse 2 fois plus importante pour la deuxième tranche d'énergie que pour la 1^{ère} tranche).

22.2 Veuillez refaire les tableaux 2 et 4 en gelant la redevance d'abonnement selon la stratégie actuelle et en appliquant une hausse uniforme pour la première et la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques.

22.3 Veuillez fournir une estimation du montant de revenus supplémentaires que le Distributeur obtiendrait grâce à la hausse de 1,9% du tarif bi-énergie résidentielle DT.

22.4 Veuillez fournir une estimation de la hausse tarifaire applicable sur les clients industriels de grande puissance et sur l'ensemble du reste de la clientèle du Distributeur dans l'hypothèse où on gela le tarif DT en 2016-2017 tout en donnant au Distributeur le même revenu requis que dans sa proposition de hausse tarifaire [les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire proposée sont présentés par le Distributeur à la pièce HQD-1, document 4].

Stratégie tarifaire pour les années postérieures à 2016-2017 (pièce B-0051, HQD-14, document 2)**Question no 23****Références :**

- (i) Pièce B-0051, page 18;
- (ii) Pièce B-0051, page 20;
- (iii) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2^{ème} rencontre : 12 juin 2015, page 32 (analyses du Distributeur)
- (iv) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2^{ème} rencontre : 12 juin 2015, page 32 (figures);
- (v) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{ère} rencontre : 30 avril 2015, page 38 (figures).

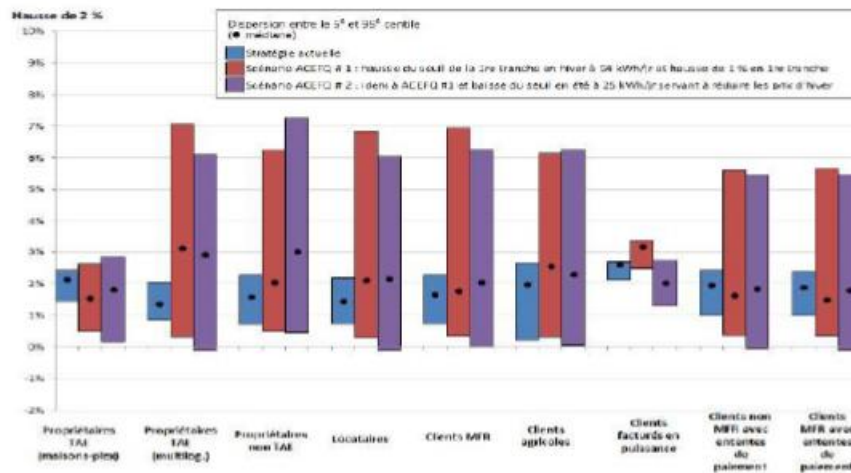
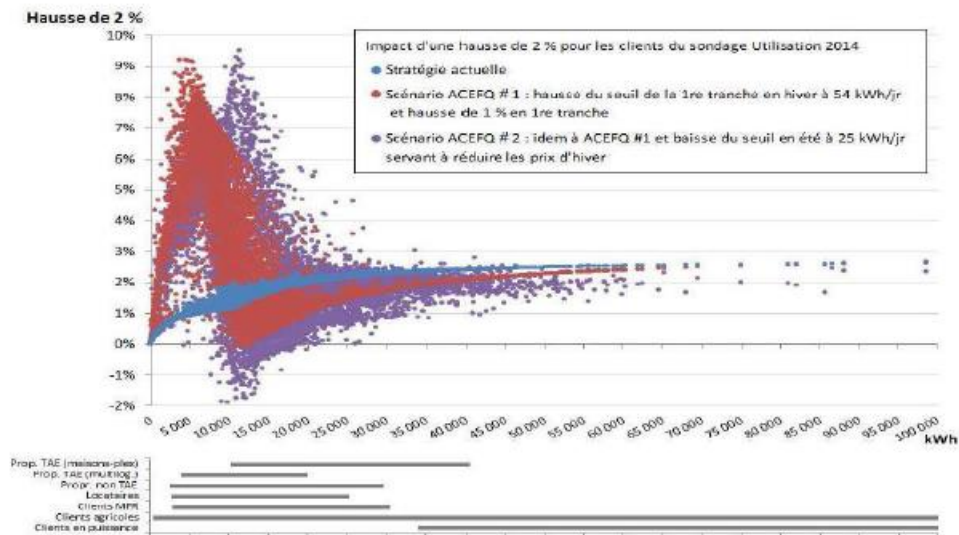
Préambule :

(i) « Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison.

Si l'objectif est de réduire la facture des ménages à faible revenu, d'autres avenues devraient plutôt être envisagées. Une augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche, par exemple, serait une façon moins complexe d'aider cette clientèle en atténuant les impacts tarifaires» (nos soulignés)

(ii) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, [...] (nos soulignés)

- (iii) « Constats p/r la stratégie actuelle
- Impact élevé pour les petits consommateurs, le prix des premiers kWh étant plus élevé
 - Plus de dispersion des impacts » (nos soulignés)
- (iv) Figures suivantes :



- (v) (figures non-reproduites).

Demandes :

23.1 Veuillez indiquer si la « *grande dispersion des impacts* » mentionnée à la référence (i) constituerait un motif pour le Distributeur de ne pas proposer à la Régie une structure saisonnière pour les tarifs domestiques dans les prochaines années. Veuillez élaborer votre réponse.

23.2 Veuillez fournir d'exemples d'autres distributeurs nord-américains qui considèrent « *la dispersion des impacts* » comme un obstacle à l'implantation des tarifs saisonniers.

23.3 Veuillez justifier l'affirmation du Distributeur à la référence (i) que « *tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts* ».

23.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la « *dispersion des impacts* » mentionnée aux références (iii) et (iv) ne se reproduirait qu'à la première année lors du changement de la structure tarifaire, mais ne se répéterait pas pour les années suivantes. Veuillez commenter.

23.5 Veuillez indiquer la méthode de calculs des pourcentages de « *hausse* » indiqués aux graphiques de la référence (iv) et leurs significations.

23.6 Veuillez expliquer les différences et similitudes des pourcentages de « *hausse* » indiqués aux graphiques de la référence (iv) avec ceux intitulés « *Hausse tarifaire annualisée* » du graphique de la référence (v).

23.7 Veuillez préciser la base temporelle (horaire, journalière, etc.) des caractéristiques de consommation de la clientèle retenues par le Distributeur pour ses calculs.

23.8 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les pourcentages de hausse indiqués aux graphiques de la référence (iv) se rapportent aux factures d'électricité annuelles des clients du sondage Utilisation 2014. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

23.9 Si la réponse à la question précédente est positive, veuillez confirmer que le Distributeur se base sur une période de facturation de 60 jours. Si non, précisez la période de facturation supposée par le Distributeur pour ses calculs.

23.10 En ce qui concerne les résultats d'analyses du Distributeur présentés à la référence (iv), veuillez calculer et présenter les impacts sur la facture d'électricité de la clientèle en terme monétaire (\$) par tranches de consommation, [et non en pourcentages], pour chacun des 3 scénarios étudiés, soit le scénario de poursuite de la stratégie actuelle et les scénarios ACEFQ#1 et ACEFQ#2.

23.11 Veuillez présenter sous forme de graphique et commenter sur la « *dispersion des impacts* » du scénario demandé par la Régie à sa question 6.4 de la DDR no 2 de la Régie au Distributeur (pièce A-0010), soit une hausse de la 1^{ère} tranche limitée à 40 kWh/j pour les mois d'hiver seulement, compensée par une hausse du prix de la 2^{ème} tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1^{ère} tranche.

23.12 Veuillez calculer et présenter les pourcentages des clients par tranches de hausses de facture d'électricité pour chacun des 3 scénarios mentionnés à la question 23.10 et pour le scénario demandé par la Régie mentionné à la question 23.11 :

- Pourcentage des clients : nombre de clients / nombre total des clients;
- Tranches de hausses de facture annuelle : de -2% à 10% par pas de 1% tel qu'indiqué sur l'axe vertical du graphique de la référence (iv).

Question no 24**Référence :**

(i) Pièce B-0051, page 18.

Préambule :

(i) « Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison. » (nos soulignés)

Demandes :

24.1 À la demande de l'ACEF de Québec, le Distributeur a réalisé en dedans d'une semaine l'établissement de certains scénarios de tarifs saisonniers et l'analyse de leurs impacts sur la clientèle. De plus, la Régie a remarqué récemment que 8 des 18 distributeurs américains couverts par le balisage présenté en séance de travail ont une structure tarifaire et/ou des tarifs qui varient selon la saison [pièce A-0010, DDR no 2 de la Régie à Hydro-Québec, page 8]. Compte tenu de ceux-ci, veuillez expliquer en quoi une structure saisonnière « *complexifierait grandement les tarifs domestiques* » dans le cas du Distributeur.

24.2 Veuillez décrire les travaux à effectuer par le Distributeur pour implanter éventuellement les tarifs domestiques saisonniers, et fournir les coûts estimés des travaux d'implantation et leurs délais de réalisation.

24.3 Veuillez indiquer en quoi une structure saisonnière des tarifs domestiques « *complexifierait grandement leur application, notamment lors des changements de saison* ».

24.4 Le balisage effectué par le Distributeur et présenté à la séance de travail du 30 avril 2015 (page 56) indique que Ottawa Hydro et Toronto Hydro ont des tarifs TDT saisonniers à 3 périodes (creuse, médiane, et pointe) et que Georgia Power a des tarifs domestiques à 3 tranches pour chacune des 2 saisons été-hiver. Le Distributeur peut-il nous indiquer pourquoi la tarification saisonnière ne serait pas complexe en conception et en application chez ces entreprises?

24.5 Si la Régie voulait implanter des tarifs saisonniers dans le secteur domestique, le Distributeur serait en mesure de le faire à partir de quelle année (date le plus tôt)?

Question no 25**Références :**

(i) Pièce B-0051, page 20;

(ii) HQD, Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2ème rencontre : 12 juin 2015, page 24.

Préambule :

(i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, [...] » (nos soulignés)

(ii) « Baisse de la redevance avantage les petits consommateurs, incluant les petits agricoles, et a un impact à la hausse sur les plus grands (puisque les prix d'énergie sont plus élevés), dans tous les segments

- . Représente une baisse de la facture pour 45% des clients
- . Accentue leur contribution aux coûts ». (nos soulignés)

Demandes :

25.1 Veuillez indiquer la méthode et les données que le Distributeur utilise actuellement pour déterminer la redevance d'abonnement.

25.2 Veuillez expliquer les liens entre la redevance d'abonnement et le réseau de distribution de taille minimum que le Distributeur détermine à chaque dossier tarifaire pour sa répartition des coûts par catégories de consommateurs.

25.3 Veuillez indiquer la méthode et les données que le Distributeur utilisera éventuellement pour déterminer la facture minimale qui remplacerait la redevance d'abonnement.

25.4 L'ACEF de Québec note que l'évaluation présentée par le Distributeur à la page 47 de sa présentation à la séance de travail du 30 avril 2015 concerne le scénario de gel de la redevance combiné à la facturation minimale, alors que dans le présent dossier le Distributeur propose l'implantation de facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement. Veuillez comparer les impacts de ces deux approches sur les prix des composantes du tarif D et sur les factures de la clientèle domestique. Veuillez fournir d'exemples numériques.

25.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend ou non établir des factures minimales par saisons, par exemple hiver-été. Veuillez expliquer.

25.6 Veuillez fournir une estimation des consommations (kWh/jour, kWh/mois, kWh/60 jours, etc.) considérées par le Distributeur dans sa détermination de la facture minimale. Veuillez justifier.

25.7 Veuillez indiquer les impacts de la facturation minimale sur les prix de la 1^{ère} tranche d'énergie et de la 2^{ème} tranche d'énergie. Veuillez fournir quelques exemples selon les conditions de 2015-2016 ou de 2016-2017.

25.8 Veuillez indiquer si l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance serait appropriée ou non dans le cas où la Régie maintient la période de facturation de 60 jours.

25.9 Veuillez comparer la facturation minimale et l'augmentation éventuelle de la redevance d'abonnement pour donner au Distributeur le même revenu minimum, par exemple en termes de bases méthodologiques, d'impacts sur la clientèle et sur les opérations/activités du Distributeur.

25.10 Veuillez décrire les travaux à effectuer par le Distributeur pour implanter la facturation minimale et fournir les coûts estimés des travaux d'implantation et leurs délais de réalisation.

25.11 Compte tenu de l'affirmation du Distributeur à la référence (ii), veuillez confirmer (ou infirmer) que, de manière générale, le maintien d'un niveau relativement faible de redevance d'abonnement favoriserait les petits consommateurs d'énergie incluant les ménages à faible revenu. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

25.12 Veuillez indiquer si le Distributeur envisagerait ou non le gel de la facture minimale dans les prochaines années dans l'hypothèse que la Régie acceptait l'implantation de la facture minimale en remplacement de la redevance minimale. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

25.13 Veuillez indiquer les impacts de la facturation minimale sur les factures d'électricité des ménages à faible revenu et sur les activités et programmes du Distributeur pour protéger cette classe de clientèle.

25.14 Veuillez indiquer le degré de « dispersion des impacts » dans l'éventualité d'une implantation de la facturation minimale.

Question no 26

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 20.

Préambule :

(i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1re tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, [...] » (nos soulignés)

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer que l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie pour « capter la notion de chauffage de base » a ses impacts sur la facture d'électricité des clients en été, considérant le fait que le Distributeur ne propose pas de tarifs saisonniers.

26.2 Veuillez indiquer le seuil de la première tranche en kWh/jour ou kWh par période de facturation pour « capter la notion de chauffage de base » selon la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i). Veuillez expliquer votre méthode de détermination de ce seuil.

26.3 Veuillez indiquer les impacts de l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie sur le prix de la deuxième tranche d'énergie.

26.4 Si l'on augmente le seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie pour « capter la notion de chauffage de base », quels seront les impacts sur les prix et la facture d'électricité en hiver et en été pour les ménages à faible revenu et pour l'ensemble de la clientèle domestique respectivement.

26.5 Veuillez fournir une estimation des coûts de service totaux actuels (couvrant les composantes : approvisionnement, transport, distribution et services à la clientèle, mais excluant la composante « abonnement ») associés respectivement à la première et à la deuxième tranche d'énergie du tarif domestique D.

26.6 Veuillez commenter sur la « dispersion des impacts » résultant de l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie proposée par le Distributeur.

Question no 27**Références :**

- (i) Pièce B-0051, page 20;
- (ii) Pièce B-0051, page 6.

Préambule :

(i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. »

(ii) :

4 Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs
5 domestiques, le Distributeur propose de ne pas reconduire pour le présent dossier la
6 stratégie tarifaire appliquée dans les dossiers tarifaires précédents. Une hausse tarifaire
7 uniforme au 1^{er} avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et
8 DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au
9 présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle⁴. Ces tarifs domestiques au
10 1^{er} avril 2016, incluant une hausse tarifaire de 1,9 % et tenant compte de l'orientation
11 proposée, sont présentés au tableau 2.

Demandes:

27.1 Veuillez fournir une estimation du signal de prix à la marge mentionné à la référence (i) et indiquer son évolution d'ici 2023. Veuillez expliquer vos calculs et préciser vos hypothèses.

27.2 Veuillez préciser si le signal de prix à la marge mentionné à la référence (i) reflète ou non la situation où le Distributeur dispose de surplus d'électricité patrimoniale jusqu'à 2023.

27.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le maintien dans les prochaines années de la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie mentionné à la référence (i) signifie une hausse plus importante en 2^{ème} tranche qu'en première comme pour ces dernières années.

27.4 Veuillez justifier, chiffres à l'appui, la proposition du Distributeur de maintenir la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge pour les années postérieures à 2016-2017 [référence (i)].

27.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur souhaite maintenir la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour les années postérieures à 2016-2017 [référence (i)], alors qu'il considère qu'une hausse uniforme au 1^{er} avril 2016 des composantes des tarifs domestiques serait équilibrée et équitable pour la clientèle [référence (ii)].

27.6 Veuillez commenter sur la possibilité de poursuivre dans les prochaines années la stratégie considérée par le Distributeur comme équilibrée et équitable pour la clientèle à la référence (ii).

27.7 Veuillez indiquer si la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs domestiques (tarif D2) causerait des impacts négatifs ou non sur la facture d'électricité des ménages à faibles revenus. Veuillez expliquer.

27.8 Veuillez indiquer le degré de « dispersion des impacts sur la clientèle » dans le cas de la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs domestiques (tarif D2).

Question no 28

Références:

- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{ère} rencontre : 30 avril 2015, Hydro-Québec Distribution, p. 36 [citée dans la DDR no 2 de la Régie au Distributeur, question no 3].
- (ii) Pièce B-0021, page 13, tableau A-1, ligne intitulé « Chauffage des locaux ».

Préambule :

- (i) « Le prix de la 2e tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014) ».
- (ii) Le Distributeur établit le coût évité du chauffage des locaux à 8,64 ¢/kWh en 2016. Ce dernier coût couvre toutes les composantes : fourniture-transport (6,31 ¢/kWh), transport-charge locale (1,71 ¢/kWh), et distribution (0,62 ¢/kWh).

Demandes :

- 28.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur compare, à la référence (i), le prix actuel de la 2^{ème} tranche d'énergie avec le coût évité en 2024.
- 28.2 Veuillez indiquer s'il serait plus correct de comparer les prix et les coûts évités de la même année.
- 28.3 Veuillez commenter sur le rapprochement entre le prix actuel de la 2^{ème} tranche d'énergie des tarifs domestiques (8,6 ¢/kWh) et le coût évité du chauffage des locaux en 2016 (8,64 ¢/kWh). Veuillez élaborer votre réponse.
- 28.4 Veuillez préciser si le rapprochement mentionné précédemment devrait être considéré ou non dans la conception de la stratégie tarifaire du secteur domestique pour les prochaines années.

Question no 29

Références :

- (i) Pièce B-0021, page 5;
- (ii) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

- (i) « 1. COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ
1.1. Coût évité de fourniture - transport

1.1.1. Indicateur de coût évité de l'énergie

Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.

Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

2016 à 2024 inclusivement :

- le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,6 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation ;
- le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation.

À compter de 2024 :

- le signal de prix est de 8,3 ¢/kWh (\$ 2015) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.» (nos soulignés)

(ii) :

- 15 Le tableau 6 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique.
 16 Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la
 17 puissance du présent dossier¹⁸, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du
 18 dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites¹⁹.

**TABLEAU 6 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/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	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,3	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2018	TDE	3,0	0,3	0,2	3,6	0,2	3,8	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,1	0,5	1,3	4,9	0,2	5,1	(1,0)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,6	1,4	5,1	0,2	5,3	(1,2)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,2	0,6	1,4	5,2	0,2	5,4	(1,0)	4,4	-15,0%	5,1
2022	TDE + transition	3,2	0,8	1,4	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2023	TDE + transition	3,3	1,0	1,4	5,7	0,2	5,9	(1,0)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 5,651%		3,0	0,5	0,8	4,3	0,2	4,5	(0,3)	4,2	-17,2%	5,0

Demandes :

29.1 Veuillez confirmer que le coût évité de l'énergie de 6,6 ¢/kWh (\$ 2015) indiqué à la référence (i) reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme, puisque le Distributeur considère que l'électricité patrimoniale ne sera pas disponible de 2016 à 2024 pour la période hivernale (décembre à mars) [situation de déficits énergétiques en période d'hiver mentionnée à la référence (i)]. Si votre réponse est négative, veuillez expliquer.

29.2 Veuillez expliquer pourquoi l'établissement des coûts évités d'énergie de long terme par le Distributeur ne tient pas compte des surplus d'électricité patrimoniale jusqu'à l'horizon de 2023-2024 [référence (i)], alors qu'il justifie l'introduction du tarif de développement économique par la présence

de surplus d'électricité patrimoniale pendant la même période [de 2015 à 2023] [référence (ii)]. [L'ACEF de Québec note qu'en 2016, le coût de l'électricité patrimoniale représente 85% (2,9/3,4=85%) du coût de fourniture associé au tarif de développement économique, selon l'évaluation du Distributeur présentée à la référence (ii)].

29.3 Le Distributeur affirme à la référence (ii) que le coût de fourniture applicable au tarif de développement économique est basé sur le coût évité de l'énergie et de la puissance soumis dans le présent dossier. Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que les coûts de fourniture applicables au tarif de développement économique de 3,2 et 3,4 ¢/kWh pour 2015 et 2016 indiqués à la référence (ii) sont basés sur les coûts évités présentés dans le présent dossier [référence (i)]. Veuillez expliquer et préciser vos hypothèses.

29.4 Veuillez indiquer si le coût de fourniture applicable au tarif de développement reflète ou non la « non-disponibilité » de l'électricité patrimoniale en période d'hiver de 2016 à 2024. Veuillez détailler vos traitements du coût évité de l'énergie et du coût de fourniture applicables au tarif de développement économique.

29.5 Veuillez commenter sur l'opportunité d'évaluer le coût évité de l'énergie de 2015 à 2023 applicable à la clientèle régulière du Distributeur de la même façon que celle adoptée pour évaluer le coût de fourniture du tarif de développement économique.

Question no 30

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 19.

Préambule :

(i) « Outre les mesures commerciales, des avenues tarifaires pourraient également être envisagées pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie. Puisque le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre reliée à la rentabilité du tarif, celle-ci pourrait être utilisée pour accroître davantage l'économie du client. » (nos soulignés)

Demandes :

30.1 Veuillez quantifier la marge de manœuvre du Distributeur à l'égard du tarif DT mentionnée à la référence (i).

30.2 Veuillez préciser les coûts évités utilisés par le Distributeur pour quantifier cette marge de manœuvre.

30.3 Veuillez indiquer si le niveau de prix de la puissance relativement élevé résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 inciterait ou non le Distributeur à développer davantage d'avenues tarifaires pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie résidentielle ou à le développer. Veuillez expliquer.

Question no 31

Références :

(i) Pièce B-0051, page 16;

(ii) Pièce B-0051, page 20.

Préambule :

(i) « Il faut rappeler que le taux de participation à une TDT [tarification différenciée dans le temps] optionnelle se situe généralement autour de 3 à 4%. [...]

En comparaison, les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe. De plus, ils sont généralement mieux acceptés par leur approche plus directe qui récompense le client pour ses gestes.» (nos soulignés)

(ii) « Les orientations privilégiés par le Distributeur sont : [...] le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. » (nos soulignés)

Demandes :

31.1 À la lecture des références (i) et (ii), l'ACEF de Québec comprend que le Distributeur propose à la Régie de ne pas implanter la TDT optionnelle dans les prochaines années. Veuillez confirmer notre compréhension.

31.2 Veuillez indiquer si dans sa proposition de ne pas introduire la TDT [référence (ii)], le Distributeur a considéré les facteurs suivants :

31.2.1 - Le Distributeur demande à la Régie d'approuver des contrats avec le Producteur et TCE pour l'achat de la puissance en hiver aux prix relativement élevés;

31.2.2 - Le Distributeur propose à la Régie dans le présent dossier d'approuver de nouveaux coûts évités de puissance relativement élevés qui justifieraient vraisemblablement plus d'investissements pour la gestion de la puissance de pointe;

31.2.3 - Le Distributeur paye au Transporteur d'année en année des frais importants de transport basés uniquement sur sa puissance de pointe;

31.2.4 - Le Distributeur complétera à court terme l'implantation de nouveaux compteurs facilitant l'implantation de la TDT;

31.2.5 - Baltimore Gas & Electric semble connaître un certain succès avec son programme de réduction de la demande de pointe combinant la gestion automatisée des systèmes de climatisation et de rabais tarifaires (taux de satisfaction de la clientèle de 92%) [source : pièce A-0010, DDR no 2 de la Régie au Distributeur, page 14, question 9, références (iii) et (iv)].

31.3 Veuillez indiquer si l'implantation de la TDT optionnelle en parallèle avec d'autres moyens de gestion de la pointe serait avantageuse pour la clientèle du Distributeur, sans affecter la rentabilité du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

31.4 Veuillez identifier les conditions de réalisation et les actions qu'entreprendrait le Distributeur dans l'éventualité où la Régie demandait au Distributeur d'implanter la TDT optionnelle pour le secteur domestique.

Suivis demandés par la Régie – Tarification au nord du 53^e parallèle (pièce B-0051)

Question no 32

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

(i) « Compte tenu qu'un plan d'action est en cours d'élaboration et que des mesures seront déployées, dès l'automne 2015, en collaboration avec l'Administration régionale Kativik, la Société Makivik et la Société d'habitation du Québec / Office municipal d'habitation Kativik, il est proposé de mettre en application à compter du 1^{er} avril 2016 l'augmentation graduelle du prix de la 2^e tranche d'énergie des tarifs domestiques au nord du 53^e parallèle (excluant le réseau de Schefferville). Ainsi, en appui aux mesures déployées, un signal de prix plus accentué sera offert pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse. Bien que ces mesures ne permettent pas d'éliminer entièrement la consommation en 2^e tranche, elles offriront à la clientèle des moyens de la réduire. »

Demandes:

32.1 Veuillez décrire les mesures déployées à l'automne 2015 mentionnées à la référence (i).

32.2 Veuillez préciser si l'élaboration du plan d'action mentionné à la référence (i) a été complétée ou non.