

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-4057-2018

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2019-2020

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

2 octobre 2018

CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS (PIÈCE B-0043 – DOCUMENT STRATÉGIE TARIFAIRE AMENDÉ)

Question no. 1

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3 ;
- (ii) Pièce B-0043, page 66, tableau B-4 ;
- (iii) HQD, Dossier R-4011-2017, pièce B-0103, tableau 9A (Révision du 24 octobre 2017).

Préambule :

- Préambules (i) et (ii) : Tableaux présentant des résultats de calculs d'Hydro-Québec Distribution ;
- Préambule (iii) : Tableau présentant le coût d'achat de l'électricité patrimoniale pour 2018 :
- Tarifs D et DM : 3,43 ¢/kWh ;
 - Tarif L : 2,38 ¢/kWh.

Demande(s) :

1.1 Veuillez confirmer que les coûts de service (en M\$) pour 2018 et 2019 présentés au tableau B-3, colonnes A et B [référence (i)], incluent tous les coûts requis pour fournir le service aux différentes catégories de consommateurs indiquées au tableau B-3. Veuillez justifier votre réponse si elle est négative.

1.2 Veuillez confirmer que le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 2,39 ¢/kWh pour le tarif L pour 2019 [référence (ii)] tient compte de la non-indexation prévue pour ce tarif malgré le fait que le Distributeur indique à la référence (iii) un coût de 2,38 ¢/kWh pour 2018.

1.3 Veuillez confirmer que le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 3,46 ¢/kWh pour les tarifs D et DM pour 2019 [référence (ii)] tient compte de l'indexation prévue pour ces tarifs compte tenu du fait que le Distributeur évalue ce coût à 3,43 ¢/kWh pour 2018 [référence (iii)].

1.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « *l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts* » de 2,8% pour la catégorie « Grands industriels » indiqué au tableau B-3, colonne S [(référence (i))] tient compte de la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif. Veuillez expliquer votre réponse.

1.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « *l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts* » de - 0,4% pour la catégorie Domestiques indiqué au tableau B-3, colonne S [(référence (i))] tient compte de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif. Veuillez expliquer votre réponse.

1.6 Veuillez expliquer de la façon la plus précise possible l'expression « *Reflét du patrimonial (D et L)* » indiquée aux colonnes P, Q, et S, du tableau B-3 [référence (i)].

1.7 Veuillez préciser, selon la compréhension du Distributeur, ce que la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule quant au « *reflét du patrimonial – tarif D* ».

1.8 Veuillez indiquer si le « *rééquilibrage des tarifs généraux* » [référence (i)] nécessite ou non une hausse tarifaire de la catégorie Domestiques (+0,8%) plus élevée que sa variation des coûts entre 2018 et 2019 (moins 0,4 %). Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Question no 2

Références :

- (i) Pièce B-0006, page 6, lignes 8 à 23 ;
- (ii) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3, colonne S [catégorie Domestiques] ;
- (iii) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3, colonne S [catégorie Grands industriels].

Préambule :

- (i) Les tarifs actuellement en vigueur appliqués aux ventes prévues pour 2019 ne permettent pas de générer des revenus suffisants pour récupérer les revenus requis en vertu du MRI.
La hausse tarifaire de 0,8 %, nécessaire pour récupérer la totalité des revenus requis de 2019, s'explique principalement par :
 - l'évolution des coûts d'approvisionnements, soit les achats additionnels d'électricité requis pour répondre à la croissance de la demande et l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale (+2,2 %) ;
 - l'augmentation du coût du service de transport, attribuable principalement aux mises en service de projets majeurs de transport et aux besoins additionnels liés à la maintenance (+1,2 %) ;
 - l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle (+0,1 %) ;
 - la modification à une norme comptable ayant un effet sur la comptabilisation des impacts climatiques (-0,3 %) ;
 - les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant notamment de l'augmentation du nombre d'abonnements, du développement des marchés et de la croissance du secteur industriel (-2,4 %).
- (ii) Tableau B-3 montrant les résultats de calculs d'Hydro-Québec — colonne S, ajustement tarifaire catégorie Domestiques : moins 0,3 % ;
- (iii) Tableau B-3 montrant les résultats de calculs d'Hydro-Québec, colonne S, ajustement tarifaire catégorie Grands industriels : + 2,8 %.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'ajustement tarifaire de -0,3 % pour la catégorie Domestiques couvre toute sa part de « responsabilité » dans la couverture des hausses de coûts énumérées à la référence (i).

2.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'ajustement tarifaire de +2,8 % pour la catégorie Grands industriels a été calculé par Hydro-Québec selon les principes et méthodes approuvés par la Régie. Veuillez expliquer.

Interfinancement entre les catégories de consommateurs et causalité des coûts**Question no 3****Référence :**

(i) Pièce B-0030, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) :

TABLEAU 1 :
AJUSTEMENT TARIFAIRE ET INDICES D'INTERFINANCEMENT
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Indice d'interfinancement
Domestiques Généraux	0,8%	86,9 ⁽²⁾
G	0,8%	119,7
M	0,7%	127,5
LG	1,5% ⁽¹⁾	101,2
Sous-total - Généraux	0,8%	121,5
Grands industriels	0,2%	104,3

¹ Incluant une hausse des prix de 0,8 % et des revenus de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,2.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir les indices d'interfinancement des catégories de consommateurs indiquées au tableau 1 pour l'année 2018 avant les ajustements tarifaires prévus pour 2019-2020.

3.2 Veuillez démontrer que les ajustements tarifaires proposés par le Distributeur pour 2019-2020 respectent l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie sur l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

3.3 Veuillez démontrer que les ajustements tarifaires proposés par le Distributeur pour 2019-2020 reflètent la causalité des coûts.

3.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas d'ajuster les tarifs strictement en fonction de la variation de leurs coûts.

TARIFICATION DYNAMIQUE

Question no. 4

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 16, ligne 18 et ss.

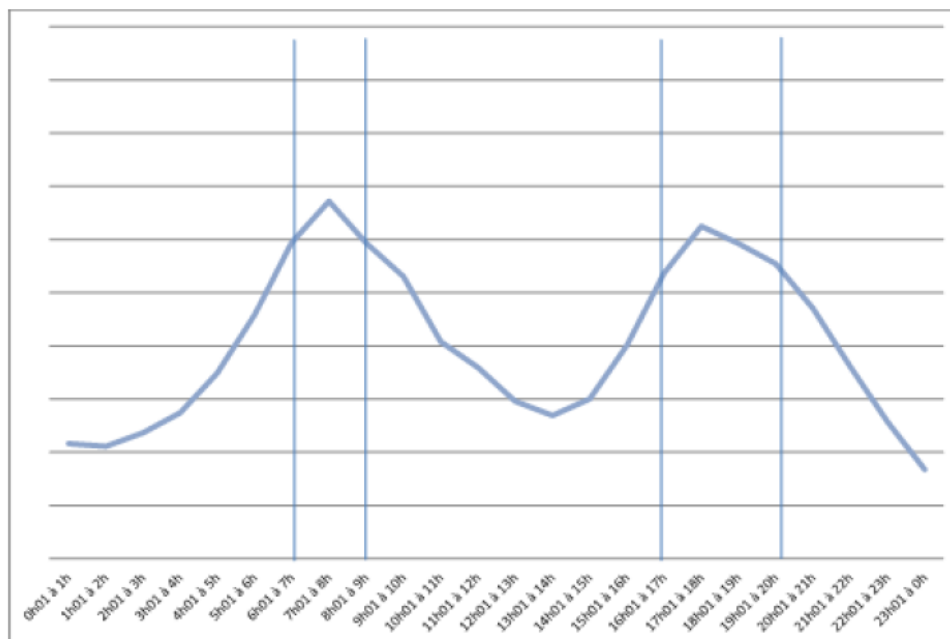
Préambule :

- (i) **4.2.1. Besoins du Distributeur**

Aux fins de l'élaboration d'options de tarification dynamique, des périodes de pointe ont été définies sur la base de l'analyse du profil de charge du Distributeur.

À titre illustratif, le Distributeur présente à la figure 3 son profil de charge horaire moyen observé, sur une période de 24 heures, lors des journées les plus froides des 4 derniers hivers. Les deux périodes de pointe correspondent aux heures de plus forte consommation de la clientèle du Distributeur et se retrouvent dans des plages horaires de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.

FIGURE 3 :
PROFIL DE CHARGE HORAIRE MOYEN POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU
JOURNÉE EN POINTE HIVERNALE



Demande(s) :

4.1 Veuillez fournir les valeurs (en MW) des intervalles de l'axe vertical de la figure 3.

4.2 Veuillez fournir une estimation des quantités de puissance qui seraient réduites à la suite de la mise en œuvre de la tarification dynamique et des moyens de gestion de la puissance (GDP) respectivement.

Question no. 5**Référence :**

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) Considérant ce profil de charge, des options visant une réduction de la consommation durant ces périodes de 3 ou 4 heures permettraient de réduire les besoins en puissance à la pointe et contribueraient à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle.

Demande(s) :

5.1 Veuillez indiquer si le préchauffage et autres mesures de déplacement du moment de consommation pourraient ou non diminuer les impacts de la tarification dynamique sur la réduction des coûts au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

5.2 Veuillez fournir une estimation de la consommation en puissance (kW) qui serait déplacée avant et après les périodes critiques par un client qui opterait pour la tarification dynamique.

Question no. 6**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 10 et ss.

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. (nos soulignés)

Demande(s) :

6.1 Veuillez indiquer les critères et méthodes qu'utilise le Distributeur pour déterminer la séquence d'application des moyens suivants de gestion de la puissance :

- Options d'électricité interruptible ;
- GDP Affaires ;
- Options de tarification dynamique.

6.2 Veuillez indiquer les critères qu'utilise le Distributeur pour déterminer la durée de la période de réduction de la consommation avant l'envoi d'une demande aux clients.

6.3 Veuillez indiquer si le Distributeur demandera aux clients aux tarifs de pointe critique de réduire leur consommation tous en même temps ou à tour de rôle. Veuillez expliquer.

6.4 Veuillez fournir une estimation de la durée moyenne par année des réductions de la consommation qui seraient demandées par Hydro-Québec dans le cadre de l'application de la tarification dynamique.

6.5 Veuillez fournir une estimation de l'espérance d'utilisation de l'option CPC (Crédit en pointe critique) et de l'option TPC (Tarif de pointe critique) pour des conditions climatiques normales.

6.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'il serait possible que pour un hiver donné, les clients aux tarifs CPC et TPC ne reçoivent aucune compensation financière, malgré le fait que certains auraient effectué certaines dépenses pour participer à la tarification dynamique. Veuillez expliquer.

Question no. 7**Référence :**

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 15 et ss.

Préambule :

- (i) 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.

Demande(s) :

7.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne tient pas compte des coûts évités de transport et de distribution dans l'établissement des options tarifaires de tarification dynamique.

7.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne donne pas aux clients aux tarifs dynamiques 100% du coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an.

7.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a retenu un signal de prix de 50 \$/kW-hiver alors qu'il offre 70 \$/kW-hiver aux participants au Programme GDP Affaires.

7.4 Veuillez fournir le positionnement de la Tarification Dynamique parmi les moyens de gestion de la puissance aux heures de pointe.

7.5 Veuillez donner un aperçu ou une estimation des quantités de puissance (en MW) qui pourraient être inscrites dans le bilan en puissance du Distributeur à l'horizon de 2025-2026 grâce aux options de tarification dynamique.

7.6 Veuillez fournir une démonstration de la rentabilité des options de tarification dynamique proposées par le Distributeur au signal de prix de 50 \$/kW-hiver [référence (i)].

Question no. 8**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 19 et ss.

Préambule :

- (i) 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). (nos soulignés)

Demande(s) :

8.1 Étant donné que le nombre d'heures de réduction de la consommation doit être inférieur ou égal à 100 heures, veuillez confirmer que les clients aux tarifs de pointe critique ne reçoivent pas l'équivalent de 50 \$/kW-hiver dans la plupart des cas. Veuillez expliquer.

8.2 Veuillez justifier votre affirmation à l'effet que « *ce prix [de 50 ¢/kWh] est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation* » [référence (i)].

Question no. 9**Référence(s) :**

- (i) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy - Prepared by Planification et fiabilité, Direction Approvisionnement en électricité, Hydro-Québec Distribution - December 5, 2017. », page 31 ;
- (ii) Idem, page 12.

Préambule :

- (i) A recent program, consisting of mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021. All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures.
- (iii) Before any load disconnection will occur, a series of emergency operating procedures (EOPs) will be invoked.

Demande(s) :

9.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les options de tarification dynamique seront traitées comme une mesure d'exploitation d'urgence [Emergency Operating Procedures (EOPs)] - au même titre que le Programme GDP Affaires – juste avant les interruptions de service. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Question no. 10**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 18, ligne 22 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 19, ligne 1 et ss. ;
- (iii) Pièce B-0030, page 19, ligne 11 et ss. ;

Préambule :

- (i) 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.
- (ii) [Cas 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.

- (iii) [Cas du TPC] 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.

Demande(s) :

10.1 Veuillez confirmer que le Distributeur tiendra compte des réductions de la consommation réalisées grâce aux options de tarification dynamique dans ses achats de puissance afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement tout en respectant le critère de fiabilité de la Régie.

10.2 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez décrire le plus précisément possible la manière dont le Distributeur détermine les quantités de puissance à acheter à l'automne et en hiver d'une année donnée.

10.3 Si la réponse à la question 10.1 est négative, veuillez en fournir les raisons.

10.4 Veuillez fournir une estimation du prix d'achat de puissance correspondant à 100 heures d'utilisation aux heures de pointe du Distributeur.

10.5 Veuillez décrire la méthode qu'utilisera le Distributeur pour déterminer le nombre d'événements de pointe critique selon la rigueur de chaque hiver [références ii et iii].

Question no. 11

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 19, ligne 13 et ss.

Préambule :

- (i) 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.

Demande(s) :

11.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que dans le cas discuté par le Distributeur à la référence (i), c'est l'ensemble de la clientèle du Distributeur qui financera l'accroissement d'économies réalisables par les clients au TPC.

Question no. 12

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 20, ligne 4 et ss.

Préambule :

(i) Par cet exercice [de consultation de la clientèle], le Distributeur a cherché à :

[...]

- évaluer le niveau de sensibilité aux prix ;

Demande(s) :

12.1 Veuillez décrire de la façon la plus détaillée possible les résultats de l'évaluation du niveau de sensibilité aux prix réalisée par le Distributeur.

12.2 Si le Distributeur offrait le même niveau de récompense que dans le cas du Programme GDP Affaires, soit 70 \$/kW-hiver, est-ce qu'il obtiendrait plus de réductions de la consommation aux heures de pointe ?

12.3 Veuillez indiquer les impacts potentiels d'une baisse et d'une hausse du prix de 50 \$/kW respectivement.

Question no. 13**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 20, ligne 15 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 21, ligne 12 et ss.

Préambule :

- (i) Pour répondre à ces objectifs, il était nécessaire de cibler des participants qui étaient de prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique afin de réunir des participants loquaces et contributifs au processus. (nos soulignés)
- (ii) Au total, 38 clients ont participé aux 5 groupes de discussion. Il est ressorti que la quasi totalité des participants (36 sur 38) choisiraient d'essayer l'une des trois options présentées plutôt que de rester au tarif D.

Demande(s) :

13.1 Veuillez indiquer s'il serait normal que la quasi-totalité des participants, soit 36 sur 38, choisissent d'essayer l'une des trois options de tarification dynamique [référence ii] compte tenu du fait que le Distributeur a choisi de consulter seulement les participants qui étaient de prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique [référence i].

13.2 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure ou non d'estimer le pourcentage de sa clientèle domestique qui opterait pour différentes options de tarification dynamique.

13.3 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez en fournir une estimation.

Question no. 14**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 22, ligne 17 et ss.

Préambule :

- (i) Les participants soulèvent de nombreux questionnements et craintes quant à la capacité de déplacer ou à effacer des charges, quant au niveau d'efforts requis pour réaliser des économies significatives, de même qu'à la façon dont les économies seront calculées. La clientèle sondée est prête à déplacer ou à réduire l'utilisation de la laveuse/sécheuse à linge, l'aspirateur, le lave-vaisselle, les douches ainsi que les bains, et dans une moindre mesure la cuisinière le soir et le chauffage. Dans l'ensemble, les participants trouvent indispensable que le Distributeur les accompagne dans leur choix de tarif et, à cet égard, l'idée d'un simulateur tarifaire personnalisé et automatisé leur plaît. (nos soulignés)

Demande(s) :

14.1 Veuillez indiquer si le Distributeur présentera aux clients qui choisiront les tarifs dynamiques la façon dont les économies seront calculées.

14.2 Veuillez indiquer si le Distributeur offrira ou non à chaque client qui choisira les tarifs dynamiques un simulateur tarifaire personnalisé et automatisé.

Question no. 15**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 25, ligne 22 et ss.

Préambule :

- (i) 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.

Demande(s) :

15.1 Veuillez indiquer une date approximative à partir de laquelle les clients pourront choisir différentes options de tarification dynamique.

15.2 Veuillez indiquer les critères et méthodes qu'utilisera le Distributeur pour limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique pour l'hiver 2019-2010.

15.3 Veuillez indiquer la nature de l'encadrement que le Distributeur cherchera auprès de la Régie pour limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique pour l'hiver 2019-2010.

Question no. 16**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 26, ligne 7 et ss.

Préambule :

- (i) Pour calculer le crédit auquel le client a droit, le Distributeur doit comparer la consommation du client lors de l'événement de pointe critique avec sa consommation dite de référence.
Celle-ci représente une estimation de ce que le client aurait consommé en l'absence d'événement de pointe critique, d'après son profil normal de consommation.

Demande(s) :

16.1 Veuillez indiquer si la méthode de calcul des crédits envisagée par le Distributeur fera ou non l'objet d'une validation par un organisme externe.

Question no. 17**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 31, ligne 1 ;
- (ii) Pièce B-0030, page 31, tableau 11.

Préambule :

- (i) L'effacement 1 de 10 kWh par événement de pointe critique peut correspondre à une baisse de la température de consigne du chauffage de 2 °C effectuée au moment de l'événement dans l'ensemble de la maison. Il est à noter que le cumul de gestes pourrait permettre au participant de réaliser davantage d'économies.

(ii)

**TABLEAU 11 :
ILLUSTRATION D'ÉCONOMIES POTENTIELLES**

Effacement par événement de pointe critique	Économie potentielle pour des efforts soutenus pendant 30 événements de pointe critique
2 kWh	30 \$
5 kWh	75 \$
10 kWh	150 \$

Demande(s) :

17.1 Veuillez fournir vos calculs et hypothèses menant à l'affirmation présentée à la référence (i) et aux résultats montrés au tableau 11.

17.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'économie potentielle est directement proportionnelle au nombre d'événements de pointe critique par hiver sous le contrôle du Distributeur.

Question no. 18**Référence(s) :**

(i) Pièce B-0032, page 46, article 2.71.

Préambule :

(i) **2.71 Avis d'événement de pointe critique**

À partir du moment où l'option s'applique, Hydro-Québec avise le client par courriel, à l'adresse indiquée dans son Espace client, avant 17 h le jour précédant l'événement de pointe critique, en lui précisant l'heure de début et de fin de l'événement. Si un événement de pointe critique a lieu le lendemain de l'acceptation d'Hydro-Québec, le courriel d'avis peut être transmis après 17 h.

Demande(s) :

18.1 Veuillez confirmer qu'un client, par exemple un MFR ou une personne âgée, qui n'a pas d'ordinateur chez lui, peut tout de même adhérer aux options de tarification dynamique, tant qu'il fournit au Distributeur une adresse courrielle électronique.

18.2 Veuillez indiquer si le Distributeur offrira ou non des séances d'information relatives à la tarification dynamique destinées aux personnes qui ne sont pas familières avec les courriels électroniques.

Question no. 19**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 32, ligne 10 et ss.

Préambule :

- (i) L'envergure globale des coûts de services à la clientèle et du système d'information clientèle sont estimés à environ 6 M\$. Les coûts de commercialisation, ceux associés à l'augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi qu'à certains développements informatiques ne sont pas précisés pour l'instant et s'ajouteront à ce montant.

Demande(s) :

19.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que tous les coûts mentionnés à la référence (i) seront supportés par l'ensemble de la clientèle du Distributeur, et non par les catégories de consommateurs aux tarifs dynamiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Question no. 20**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 32, ligne 14 et ss.

Préambule :

- (i) Afin d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, le développement de la solution informatique doit débuter à l'automne 2018. Advenant des changements à la portée du projet, ceux-ci auraient un impact sur l'échéancier et les coûts d'implantation.

Demande(s) :

20.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur débutera à l'automne 2018 le développement de la solution informatique requise pour une implantation de la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, avant même l'audience de son dossier tarifaire R-4057-2018 et les délibérations de la Régie. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

20.2 Dans le cas hypothétique où la Régie refuse ou modifie la portée du projet, veuillez confirmer (ou infirmer) que tous les coûts liés à la tarification dynamique non-autorisés par la Régie seront à la charge du Distributeur.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ (PIÈCE B-0017)

Suivi de l'année 2018 (pièce B-0017, page 5, ligne 1 et ss.)

Question no. 21

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0017, page 5, ligne 8 et ss.

Préambule :

- (i) Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 795,5 M\$ pour l'année 2018, incluant le coût de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour. Il s'agit d'une hausse de 30,3 M\$ par rapport au coût présenté dans le dossier tarifaire 2018-2019 et reconnu dans la décision D-2018-025. Cet écart s'explique notamment par la hausse des achats d'électricité de court terme afin de faire face aux aléas de températures du début de l'année 2018. Le tableau 1 présente, pour l'année 2018, la prévision des besoins et les moyens déployés pour y répondre ainsi que les écarts par rapport à la prévision reconnue dans le précédent dossier tarifaire. (nos soulignés)

TABLEAU 1 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2018

	2018 (D-2018-025)			2018 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,7			182,1			0,4		
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	14,0			14,2			0,1		
Approvisionnement postpatrimoniaux	16,9			17,4			0,6		
Approvisionnements de long terme	16,9	1 730,2	102,6	16,6	1 687,1	101,4	-0,2	-43,1	-1,2
Approvisionnements de court terme	0,0	35,0	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,8	73,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,0	0,6	66,9	0,8	74,4	95,0	0,8	73,8	28,1
<i>dont l'entente cadre</i>	-	-	-	-	-	-	s.o.	-	s.o.
Achats de puissance	s.o.	34,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	-0,3	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,0	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	-	-2,7	-
<i>dont interventions en GDP</i>	s.o.	16,1	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	-	4,6	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9	1 765,2	104,6	17,4	1 795,5	103,1	0,6	30,3	-1,6

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

Demande(s) :

21.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'électricité patrimoniale inutilisée augmentera en 2018 alors que le Distributeur a besoin de plus d'énergie par rapport à la quantité reconnue dans la décision D-2018-025.

21.2 Veuillez fournir une estimation des quantités d'énergie (en GWh) et de puissance de pointe (en MW) qui seraient requises pour permettre au Distributeur de faire face aux aléas de la température du début de l'année 2018.

21.2 Veuillez fournir une estimation du montant d'achat d'énergie (en M\$) requise pour faire face aux aléas de la température du début de l'année 2018.

21.3 Veuillez indiquer les raisons de la hausse des coûts des approvisionnements de court terme de 73,8 M\$ indiquée au tableau 1.

21.4 Veuillez préciser si la hausse de 73,8 M\$ est due uniquement aux aléas de la température du début de l'année 2018 ou non.

21.5 Veuillez indiquer les raisons de la baisse des coûts de l'option d'électricité interruptible (moins 0,3 M\$) et de la hausse des coûts des interventions en GDP (+ 4,6 M\$) respectivement.

Question no. 22

Références :

- (i) Pièce B-0024, page 15, ligne 4 et ss. ;
- (ii) D-2018-025, paragraphes 267-268, pages 77 à 78.

Préambule :

- (i) L'écart prévu entre le montant autorisé de 16,1 M\$ et l'évaluation des sommes relatives aux appuis financiers du premier trimestre 2018 (hiver 2017-2018) et celles de décembre 2018 (hiver 2018-2019), soit 20,7 M\$, représente un montant de 4,6 M\$ (débiteur). Ainsi, le Distributeur a versé aux revenus requis de l'année 2019 un montant de 4,7 M\$, incluant des intérêts débiteurs de 0,1 M\$. [nos soulignés]
- (ii) [267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.

[268] La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation. » (D-2018-025, pages 77 à 78) [nos soulignés].

Demandes :

22.1 Veuillez justifier le dépassement de 4,7 M\$ du budget autorisé par la Régie pour le Programme GDP Affaires pour l'année 2018.

Respect de l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113 (par. 62 et 63)**Question no. 23****Référence(s) :**

- (i) Régie de l'énergie, D-2018-113, par. 62 et 63, page 14 et ss.

Préambule :

[62] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier le Guide du participant pour l'hiver 2018-2019 afin de prévoir la limite suivante :

Le montant de l'appui financier pour l'hiver 2018-2019 correspond au moindre des deux montants suivants :

a) Le montant de l'appui financier tel que présenté à l'article 2.1 du Guide du participant, à savoir :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2. »

ou,

b) Le montant de l'appui financier reçu par le participant pour sa participation au programme de l'hiver 2017-2018.

[63] En conséquence, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires. Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. Si la contribution des participants en volume de puissance fourni à l'hiver 2018-2019 devait être moindre que les 287 MW, créant un solde créditeur, ce solde devra être porté au compte d'écart créé antérieurement pour le Programme. (nos soulignés)

Demande(s) :

23.1 Veuillez fournir vos estimations relatives aux approvisionnements et à leurs coûts révisés conformément à l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113, notamment celles présentées dans les tableaux suivants :

- Tableau 1 (pièce B-0017, page 5) ;

- Tableau 4 (pièce B-0017, page 8) ;
- Tableau 5 (pièce B-0017, page 9) ;
- Tableau 6 (pièce B-0017, page 10).

Veillez fournir des explications pertinentes relatives à vos révisions.

Approvisionnements en puissance en 2018 et 2019

Question no. 24

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0017, page 8, ligne 1 et ss.

Préambule :

La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 927 MW pour l'année 2019.

Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens supplémentaires totalisant 1 720 MW pour combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance, dont :

- 1 000 MW d'apport de l'option d'électricité interruptible ;
- environ 320 MW provenant des interventions en gestion de la demande en 7 puissance (GDP) ;
- 150 MW d'achats prévus sur les marchés de court terme (UCAP) ;
- 250 MW d'abaissement de tension.

Dans l'éventualité d'apports différents au bilan de l'option d'électricité interruptible ou de la GDP, les achats sur les marchés de court terme pourront être ajustés.

Demande(s) :

24.1 Veuillez fournir, pour 2018 et 2019 respectivement, vos plus récentes évaluations des contributions en puissance (en MW) et en énergie (en GWh) et des coûts associés (en M\$) des moyens d'approvisionnement ou de gestion de la puissance suivants :

1. Options tarifaires de tarification dynamique ;
2. Options d'électricité interruptible ;
3. GDP Affaires ;
4. GDP Résidentiel ;
5. GDP Bâtiments d'Hydro-Québec ;
6. Achats sur les Marchés de court terme (UCAP) ;
7. Abaissement de tension ;
8. Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 ;
9. Transactions bilatérales.

24.2 Veuillez préciser les composantes des coûts associés aux marchés de court terme (UCAP).

PRÉVISION DE LA DEMANDE (PIÈCE B-0012)**Question no. 25****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 6, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) La transition énergétique mondiale en cours influencera l'évolution des ventes du Distributeur, notamment en raison de l'émergence de la production photovoltaïque. Le nombre d'installations photovoltaïques en production distribuée pourrait atteindre plusieurs milliers à la fin de l'année 2019. La prévision de l'année témoin 2019 inclut une réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de cette technologie. Il est à noter que dans le contexte particulier des bas tarifs d'électricité du Québec, l'incertitude quant au rythme et l'ampleur de cette pénétration est importante.

Demande(s) :

- 25.1 Veuillez fournir la définition et les composantes de la production photovoltaïque en production distribuée mentionnée à la référence (i).
- 25.2 Veuillez fournir l'historique de la *réduction des ventes* attribuable à la pénétration de la production photovoltaïque au Québec, notamment ceux de 2017 et 2018.
- 25.3 Veuillez indiquer la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer « *la réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de cette technologie* » [référence (i)].
- 25.4 Veuillez préciser si cette méthode est une partie intégrante ou non du modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande.
- 25.5 Veuillez expliquer comment le Distributeur a réussi à quantifier une réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de la production photovoltaïque sur des ventes d'électricité totales de 173 178 GWh pour l'année 2019, soit 0,0069 % (référence : pièce B-0017, page 5, ligne 1).

Question no. 26**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 8, ligne 10 et ss.

Préambule :

- (i) À court terme, grâce à la bonne tenue de l'emploi et la croissance attendue des salaires, la consommation des ménages devrait continuer à soutenir l'activité économique. De plus, le dernier budget déposé par le gouvernement du Québec prévoit une hausse significative de la croissance des dépenses des ministères, de sorte que le PIB du secteur des services devrait progresser de 2,0% en 2018 et de 1,7 % en 2019. Seule ombre au tableau, la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) pourraient nuire à la croissance de certaines entreprises exportatrices du secteur industriel PME. Somme toute, le Distributeur prévoit que le PIB manufacturier devrait croître de 2,3% en 2018 et de 1,7 % en 2019. (nos soulignés)

Demande(s) :

26.1 Veuillez indiquer si le modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande peut refléter ou non les impacts de la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA). Dans l'affirmative, veuillez décrire les techniques et les paramètres utilisés.

26.2 Veuillez indiquer si les taux de croissance prévus du PIB manufacturier de 2,3 % en 2018 et de 1,7 % en 2019 reflètent ou non la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA).

Question no. 27**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 9, ligne 3 et ss.

Préambule :

- (i) Quant aux efforts de développement des marchés visant les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG.

Demande(s) :

27.1 Veuillez fournir les ventes d'énergie (en GWh) et les besoins en puissance à la pointe correspondants (en MW) du secteur « Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs » pour 2017, 2018 et 2019.

27.2 Veuillez préciser si le Distributeur a tenu compte ou non de la nature interruptible de cet usage.

Question no. 28**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 15, ligne 19 et ss.

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 2018-2019 atteindront 38 387 MW, soit une hausse de 443 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2017-2018. Cet écart découle de la croissance prévue des ventes au secteur commercial et institutionnel, de même qu'au secteur résidentiel et agricole. (nos soulignés)

Demande(s) :

Le Distributeur affirme à la référence (i) que sa prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages.

28.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut prévoir avec une précision raisonnable ses besoins en puissance à la pointe d'hiver à partir des besoins en énergie qui demanderaient moins de puissance à la pointe par unité d'énergie, par exemple le chauffage électrique avec des thermostats programmables, de nouvelles habitudes de consommation des clients, et les usages d'électricité interruptibles. Veuillez élaborer votre réponse.

28.2 Veuillez fournir les besoins en puissance (en MW) associés respectivement aux ventes d'énergie du secteur commercial et institutionnel et du secteur résidentiel et agricole pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019.

Question no. 29**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 15, ligne 25 ss.

Préambule :

- (i) Par ailleurs, la pointe de l'hiver 2017-2018, survenue le 28 décembre 2017, a été supérieure de 397 MW à celle annoncée dans le dossier R-4011-2017, et ce, en raison des températures plus froides que la normale de l'hiver 2017-2018 (+239 MW) et d'un écart de +158 MW sur les besoins en puissance normalisés.

Demande(s) :

29.1 Veuillez indiquer les facteurs expliquant l'écart de +158 MW sur les besoins en puissance normalisés de l'hiver 2017-2018.

29.2 Veuillez décrire les méthodes et outils utilisés par le Distributeur pour prendre en considération les impacts des températures dans sa prévision des besoins en énergie et en puissance de court terme aux fins de sa gestion des approvisionnements.

Caractéristiques de consommation des véhicules électriques (Pièce B-0012, page 17 et ss.)**Question no. 30****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 19, ligne 4 ss.

Préambule :

- (i) L'ajout de la recharge de 400 000 véhicules a pour effet d'augmenter la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée. L'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire à celle retenue par le Distributeur dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*. Dans le cas spécifique de la recharge à domicile, l'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,6 kW par véhicule électrique.

Demande(s) :

Le Distributeur affirme à la référence (i) que « [l']ajout de la recharge de 400 000 véhicules a pour effet d'augmenter la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée. ».

30.1 Veuillez indiquer un ordre de grandeur de la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée.

30.2 Veuillez préciser s'il s'agit ou non de la pointe d'hiver de l'ensemble des usages d'électricité.

30.3 En tenant compte des résultats de l'étude des caractéristiques de consommation des véhicules électriques effectuée par le Distributeur, veuillez indiquer si les *périodes d'appel* pour réduire la consommation d'énergie définies dans le Programme GDP Affaires et dans les options tarifaires de tarification dynamique sont encore appropriées ou non. Veuillez expliquer.

Question no. 31**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0012, page 5, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) 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).

Principaux éléments de contexte

En plus du contexte économique, l'évolution de la demande d'électricité est affectée par une baisse de l'intensité énergétique. (nos soulignés)

Demande(s) :

31.1 Veuillez décrire les travaux effectués par le Distributeur depuis le dernier dossier tarifaire (R-4011-2017) afin d'améliorer la précision de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance.

31.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait appel ou non aux experts et spécialistes externes pour l'aider dans l'amélioration et la perfection de sa méthode de prévision de la demande. Dans l'affirmative, veuillez en décrire les travaux et réalisations. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Besoin en puissance prévu pour la détermination du coût de transport de la charge locale**Question no. 32****Références :**

- (i) Pièce B-0020, page 3, ligne 1 ;
- (ii) HQT, dossier R-4058-2018, pièce B-0035, page 5, ligne 1 et ss. ;
- (iii) Pièce B-0012, page 15, ligne 20 et ss.

Préambule :**Préambule (i) :**

1. COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2019

- 1 Le tableau 1 présente le détail du coût du service de transport pour l'année 2019.

**TABLEAU 1 :
COMPOSANTES DU COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2019 (M\$)**

Tarif de transport 2019 estimé à l'égard de la charge locale	3 070,8
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	(14,9)
Compte d'écarts 2018 (Charge locale et revenus de point à point)	4,6
Coût du service de transport 2019	3 060,5

Préambule (ii) :

Besoins de la charge locale

La charge locale est constituée de l'ensemble des besoins de transport des clients du Distributeur, à l'exclusion des clients des réseaux autonomes. La prévision des besoins de transport pour la charge locale est de 38 313 MW pour l'année 2019. (nous soulignons)

Préambule (iii) :

Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 atteindront 38 387 MW, soit une hausse de 443 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2017-2018. (nous soulignons)

Demandes :

32.1 Veuillez expliquer la différence et la similitude entre les « *besoins de transport pour la charge locale de 38 313 MW pour l'année 2019* » [référence (ii)] retenus par le Transporteur pour la détermination du coût de transport de la charge locale et « *les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 de 38 387 MW* » prévus par le Distributeur dans le présent dossier [référence (iii)].

32.2 Veuillez fournir une conciliation détaillée de ces deux valeurs considérant l'ampleur du coût de transport que supportera l'ensemble de la clientèle du Distributeur [3 065 M\$ selon l'évaluation du Distributeur présentée à la référence (i)].

32.3 Veuillez décrire les mesures prises par Hydro-Québec Distribution pour s'assurer de l'objectivité et de la rigueur de sa détermination des besoins prévus en puissance qu'elle transmet à Hydro-Québec TransÉnergie pour l'établissement du coût de transport de la charge locale.

32.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'aucun comité ou organisme externe à Hydro-Québec Distribution n'a donné d'avis ou de commentaires sur la qualité ou la précision de la valeur prévue des

besoins en puissance que transmet la division Hydro-Québec Distribution à la division Hydro-Québec TransÉnergie pour l'établissement du coût de transport de la charge locale. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

COÛTS ÉVITÉS (PIECE B-0015)

Question no. 33

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 10, ligne 11 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.
- (iii) Pièce B-0049, page 18 et 20;
- (iv) Pièce B-0015, page 11, ligne 6 et ss.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs de coûts évités pour le transport et la distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-4011-2017. Exprimés en \$ 2018, le coût évité de transport est de 50,07 \$/kW-an et celui de la distribution, de 18,12 \$/kW-an. (nos soulignés)
- (ii) Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande. Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution.
Plus spécifiquement, les coûts évités sont obtenus par le rapport entre les investissements, exprimés en M\$, et la croissance des besoins des clients, exprimés en MW. En additionnant les frais annuels d'exploitation et les taxes sur les services publics, un coût unitaire total (en \$/kW) est calculé. Par la suite, les coûts évités sont calculés en faisant une annuité croissante (sur 30 ans pour la distribution et sur 40 ans pour le transport).
Ces coûts évités ainsi calculés permettent d'estimer l'impact à la marge d'un MW additionnel (ou réduit) en terme de devancement (ou de report) d'investissements sur les réseaux. (nos soulignés)
- (iii) Document présenté à la séance de travail du 26 septembre 2018.

- (iv) La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et de distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable. (nous soulignons)

Demande(s) :

33.1 Veuillez confirmer que les coûts évités de transport et de distribution soumis dans le présent dossier sont calculés sur la base d'une estimation des coûts réalisée en 2008 pour la période 2009-2018 (référence (iii)).

33.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur n'a pas révisé ses estimations de coûts requises pour l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution depuis 2008, mis à part l'indexation des coûts estimés [référence (iv)].

33.3 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur n'a « *pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et de distribution* » dans sa détermination des coûts évités de transport et de distribution [référence (ii)].

33.4 Veuillez indiquer si les investissements considérés pour la détermination des coûts évités de transport comprennent ou non ceux associés respectivement aux :

- Installations d'interconnexion avec les réseaux étrangers ;
- Lignes de raccordement des centrales éoliennes au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie ;
- Lignes de raccordement des centrales de production d'électricité d'Hydro-Québec Production au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie.

33.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité de *transport* de 50 \$/kW-an [référence (i)] représente tous les coûts (investissements, exploitation, et taxes) nécessaires pour transporter un kilowatt supplémentaire pendant un an (utilisation annuelle), et non uniquement pendant de plus courtes périodes. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

33.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité de *distribution* de 18,12 \$/kW-an [référence (i)] représente tous les coûts (investissements, exploitation, et taxes) nécessaires pour distribuer un kilowatt supplémentaire pendant un an (utilisation annuelle), et non uniquement pendant de plus courtes périodes. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Coûts évités et les tarifs de développement économique**Question no. 34****Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 39, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (I) Dans sa décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de poursuivre le suivi du TDÉ. Le tableau 12 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la marge, qui est basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitées lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites.

**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

Demande(s) :

34.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur utilise un coût de transport à la marge de 0,2 cent/kWh dans le cas des projets aux tarifs de développement économique pour la période 2015-2026 (valeur présentée dans le présent dossier, référence (i), tableau 12), et non le coût évité de transport soumis dans le présent dossier (pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.). Veuillez élaborer votre réponse.

34.2 Veuillez expliquer la différence et la similitude entre le coût évité de transport soumis dans le présent dossier (pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.) et le coût de transport à la marge utilisé pour les projets aux tarifs de développement économique [référence (i)].

34.3 Veuillez indiquer si le Distributeur adopterait ou non la méthode consistant à calculer des coûts de transport à la marge utilisée dans l'étude des projets de développement économique pour sa méthode d'établissement des coûts évités. Veuillez expliquer.

34.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne tient pas compte des coûts marginaux (coûts évités) de distribution dans le cas des projets aux tarifs de développement économique.

Coûts évités et le Programme GDP Affaires

Question no. 35

Référence(s) :

- (i) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires), Pièce B-0004, page 14, ligne 29 et ss.
- (ii) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires), Pièce B-0004, page 15, tableau 4.

Préambule :

- (i) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires) :
Le Programme [GDP Affaires] vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur. En contrepartie, le Distributeur verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance ³² effectuée pendant ces périodes. (nos soulignés)
- (ii) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires) :

**TABLEAU 4 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

Demande(s) :

35.1 Veuillez confirmer que le but du Programme GDP Affaires est « *d'inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur* » [référence (i)].

35.2 Veuillez confirmer que les coûts évités de transport et de distribution présentés à la référence (ii) ont été calculés par le Distributeur selon leurs définitions respectives précisées à la pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss., pour une utilisation pendant toutes les heures d'une année donnée (utilisation annuelle).

35.3 Veuillez expliquer comment une réduction de la demande de puissance des *clients Affaires* pendant les périodes de pointe hivernales du Distributeur peut éviter certains investissements en transport et en distribution normalement requis pour une utilisation annuelle des réseaux [référence (ii)] (voir définition des coûts évités à la pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.).

Coûts évités et les options de tarification dynamique

Question no. 36

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 16, ligne 3 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 17, ligne 15 et ss.

Préambule :

- (i) Pour ajouter un moyen additionnel permettant de repousser les besoins d'approvisionnement de long terme en puissance, le Distributeur propose, dans le présent dossier, d'offrir aux clientèles domestiques et affaires des options tarifaires de tarification dynamique, soit le crédit en pointe critique et le tarif de pointe critique. Compte tenu du contexte et du service rendu par ces options tarifaires, le Distributeur a calibré leur structure sur la base du coût évité de puissance de long terme. (nous soulignons)
- (ii) 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. (nos soulignés)

Demande(s) :

L'ACEF de Québec constate que le Distributeur a « calibré » le signal de prix de 50 \$/kW-hiver applicable aux options de tarification dynamique à une valeur moins élevée que le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an [référence (ii)], en excluant les coûts évités de transport et de distribution.

36.1 Veuillez préciser les éléments de contexte [référence (i)] qui justifient la non-considération des coûts évités de transport et de distribution dans la « calibration » du signal de prix applicable aux options de tarification dynamique.

36.2 Veuillez préciser les éléments relatifs au service rendu [référence (i)] qui justifient un signal de prix applicable aux options de tarification dynamique largement moins élevé que le coût évité de fourniture.

Question no. 37

Référence(s) :

(i) Pièce B-0015, page 8, ligne 1 et ss.

Préambule :

TABLEAU 1 :
BILAN EN ÉNERGIE (TWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
- Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Le bilan en énergie présente encore des surplus sur l'ensemble de la période 2019-2026. Ces surplus se traduisent par de l'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur⁹.

Demande(s) :

37.1 Veuillez indiquer les besoins en énergie des chaînes de blocs pour chacune des années de la période 2019 – 2026 qui ont été considérés dans le bilan en énergie montré au tableau 1.

37.2 Veuillez fournir le bilan en énergie le plus à jour.

37.3 Veuillez indiquer les impacts des besoins en énergie associés aux chaînes de blocs sur les coûts évités présentés par le Distributeur dans le présent dossier.

Question no. 38

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 8, ligne 17 et ss ;
- (ii) Pièce B-0015, page 9, ligne 8 et ss. ;
- (iii) Loi sur la Régie de l'énergie (article 74.1).

Préambule :

- (i) Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). (nous soulignons)

- (ii) Afin de refléter ces tendances, à savoir une baisse accentuée à court terme et plus faible à moyen et long termes, le Distributeur propose de réviser à la baisse le taux d'indexation du coût évité à long terme, tout en gardant comme prix de référence le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne. Ainsi :
 - le signal de coût évité de long terme est de **8,0 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018). (nous soulignons)

- (iii) 74.1 Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.
La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:
 - 1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;
 - 2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; (nous soulignons)

Demande(s) :

38.1 Veuillez expliquer pourquoi à partir de 2028 [pièce B-0015, page 8, ligne 13 et ss.], le Distributeur ne pourrait que compter sur l'énergie éolienne [références (i) et (ii)], alors que le Producteur cherche à vendre de l'hydroélectricité à l'étranger et que l'article 74.1 de la Loi sur la Régie exige un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

38.2 Veuillez compléter votre bilan en énergie montré à la pièce B-0015, page 8, pour les années 2027 et 2028.

Question no. 39

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 9, ligne 15 et ss. et tableau 2.

Préambule :

Différenciation pointe et hors pointe des marchés

Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures) est considérée. En utilisant une moyenne mobile sur 5 ans¹³, cet écart des prix DAM, New York – Zone M (IMPORT) entre les heures de pointe et celles hors pointe est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh), comme présenté au tableau 2. Cet écart est alors appliqué au coût évité d'énergie.

**TABLEAU 2 :
COMPARAISON DES PRIX DAM, NEW YORK – ZONE M (IMPORT)
HEURES DE POINTE ET HEURES HORS POINTE (ANNUEL)**

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2013-2017
\$ CAN / MWh						
Pointe	42,26	61,64	39,36	28,59	30,87	40,54
Hors-pointe	31,62	39,77	25,46	18,71	20,71	27,25
Écart	10,63	21,87	13,90	9,89	10,16	13,29
Écart %	34%	55%	55%	53%	49%	49%

Demande(s) :

39.1 Veuillez expliquer de la façon la plus détaillée possible comment « l'écart est alors appliqué au coût évité d'énergie » tel que précisé à la référence (i).

39.2 Veuillez indiquer les impacts de l'hypothèse décrite à la référence (i) sur vos résultats de calculs des coûts évités d'énergie de court terme.

39.3 Veuillez indiquer si l'hypothèse décrite à la référence (i) permettrait ou non de distinguer adéquatement les coûts d'énergie destinée respectivement aux besoins de pointe (de 0 à 300 heures) et hors-pointe. Veuillez élaborer votre réponse.

Question no. 40

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 10, tableau 3.

Préambule :

**TABLEAU 3 :
BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable + A/0 2015-01	1 100	1 100	1 100	1 350	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Demande(s) :

40.1 Veuillez fournir le bilan en puissance le plus à jour.

Question no. 41

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 5, ligne 24 et ss. ;
(ii) Pièce B-0015, page 10, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) La Régie constate que l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement sont en lien direct avec la détermination des coûts évités et que « L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique⁴ ». Elle relève

également que le contexte énergétique et le bilan offre-demande qui en découle évoluent dans le temps, faisant en sorte :

- qu'il existe des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme ;

(nous soulignons)

- (ii) Le bilan en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon. Pour équilibrer son bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 100 MW sur les marchés de court terme. Au-delà, il doit se doter d'un approvisionnement de long terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance. Afin de refléter cette situation, les coûts évités en puissance sont déclinés ainsi :
- le signal de coût évité de court terme est de **20 \$/kW-hiver** (\$ 2018), indexé à l'inflation, reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
 - le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

Demande(s) :

41.1 L'ACEF de Québec constate que, malgré la remarque de la Régie [référence (i)], après un an, le Distributeur présente toujours des coûts évités de puissance avec des bonds importants [référence (ii)]. Veuillez commenter l'opportunité d'apporter des correctifs à la situation actuelle et fournir, le cas échéant, un calendrier de travail.

Question no. 42

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 11, ligne 6 et ss.

Préambule :

- (i) La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable.

Afin de bien capter l'évolution du contexte et son impact potentiel sur les coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur a débuté des travaux en 2018, qui sont toujours en cours. L'objectif de ces travaux est de réévaluer la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution utilisée jusqu'à présent en validant, entre autres, certaines des hypothèses, ainsi que d'analyser l'impact potentiel de l'intégration de nouvelles technologies de production distribuée dans le

futur. Le Distributeur prévoit présenter l'état d'avancement de ces travaux lors du dossier tarifaire 2020-2021. (nos soulignés)

Demande(s) :

42.1 Veuillez déposer les résultats de la validation des coûts estimés la plus récente mentionnée à la référence (i).

42.2 Veuillez indiquer les hypothèses actuelles qui seraient les plus susceptibles d'être réévaluées.

42.3 Veuillez indiquer s'il serait possible pour le Distributeur d'accélérer ses travaux de révision de la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution mentionnés à la référence (i) et fournir, le cas échéant, le calendrier de soumission des résultats à la Régie.

Question no. 43

Référence(s) :

- (i) HQT, Dossier R-4058-2018, pièce B-0038, page 7, ligne 8 et ss.

Préambule :

- (i) Le tarif unitaire du service de transport pour l'alimentation de la charge locale est le même que celui du tarif annuel du service de transport de point à point. L'évolution de la facture de la charge locale intègre pour l'année 2019 la croissance de 20,8 % des besoins de transport de la charge locale depuis l'année 2001, lorsque ces besoins étaient de 31 726 MW. En dollars courants, le montant de la facture de la charge locale pour l'année 2019 présente une augmentation de 32,8 % depuis l'année 2001. En dollars constants, il reflète une diminution de 4,2 % sur la même période, compte tenu de la croissance des besoins de transport. (nos soulignés)

Demande(s) :

43.1 Veuillez concilier votre méthode de détermination des coûts évités de transport résultant en un coût additionnel pour une croissance des besoins de transport de la charge locale avec le constat du Transporteur à l'effet que, « *[e]n dollars constants, il [le montant de la facture de la charge locale] reflète une diminution de 4,2 % sur la même période, compte tenu de la croissance des besoins de transport* » pour la période de 2001 à 2019 [voir référence (i)].

Question no. 44

Références :

- (i) Pièce B-0049, page 4 ;

- (ii) Pièce B-0049, page 13 ;
- (iii) Régie de l'énergie, D-2014-205, page 57 ;
- (iv) Pièce B-0049, page 33.

Préambule :

- (i) Le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts **futurs**.
- (ii) Établissement du coût évité en puissance
 - Le signal de coût évité pour un contrat d'approvisionnement correspond à une annuité établie à partir du coût moyen des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01 :
 - Ce coût reflète celui de construction d'une centrale de puissance sur le réseau Québec.
 - [...]
 - Ce signal est de 112 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation.
- (iii) « 3.11.3 DISPONIBILITÉ RECHERCHÉE
[239] Selon le Distributeur, le produit recherché devra être disponible en tout temps afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC, qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver. Il précise que cette contribution n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques.
[240] La Régie comprend des propos du Distributeur que cette exigence permet, d'une part, d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC et, d'autre part, n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques. En conséquence, la Régie approuve cette caractéristique. » (nos soulignés)

Préambule (iv) :

Utilisation des coûts évités – Gestion de la demande en puissance

[...]

Service rendu

- Service équivalent à un approvisionnement de long terme, si le bassin de clients qui participent permet de prévoir et maintenir une quantité de MW significative et stable.

Demandes :

44.1 Le Distributeur affirme à la référence (i) que le coût marginal (coût évité) est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs. Veuillez expliquer en détail pourquoi le coût du contrat d'approvisionnement découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 [référence (ii)] qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver [référence (iii)] serait approprié comme signal de prix pour des besoins futurs de puissance limités aux 100 heures les plus chargées d'un hiver donné (programme GDP Affaires et Options de tarification dynamique) [référence (iv)].