

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

**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS ET REVENUS DE REVENTE D'ÉNERGIE EN
2012**

VOLUME D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 8 :
« Du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2012, près de 335 GWh sont attribuables aux surplus qui ne peuvent être revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale. »

Demande(s) :

1.1 Veuillez décrire la méthode et le processus utilisés par le Distributeur pour estimer le volume d'électricité patrimoniale inutilisée qui ne peut être revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Pour chacune des heures de l'année 2012, le Distributeur calcule les quantités d'énergie résiduelles à acheter ou à revendre sur les marchés. Aux heures où des surplus sont constatés, le Distributeur considère ces quantités d'énergie comme de l'électricité patrimoniale inutilisée lorsque le prix de l'électricité patrimoniale est supérieur au prix de revente pour cette heure, évalué sur la base des prix forwards d'électricité au cours du mois d'avril 2011.

1.2 Veuillez indiquer si la Régie de l'énergie (la Régie) ou un autre organisme externe a validé ou non la méthode et le processus utilisés par le Distributeur pour estimer ce volume. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Réduire les achats d'électricité patrimoniale permet de limiter la perte de revendre des approvisionnements post-patrimoniaux en surplus à un prix inférieur à 25,74 \$/MWh. Le Distributeur reflète ainsi les décisions prises en mode opérationnel et s'assure de minimiser les coûts d'approvisionnement. .

Cette approche a été notamment présentée à la Régie dans le dossier R-3740-2010 et cette dernière n'a émise aucun commentaires particulier à ce sujets, si ce n'est que d'approuver les approvisionnements au global (voir la décision D-2011-028, paragraphe 168).

APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2012

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« **2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012**

2.2.1. Stratégie proposée

La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur. »

Préambule :

Dans sa décision D-2011-144 (page 8), la Régie écrit :

«*La Régie juge pertinent d'examiner au présent dossier la question des approvisionnements, incluant les transactions financières avec le Producteur, sous l'angle des coûts et des prévisions de coûts générés par les approvisionnements pour l'année tarifaire 2012* ». Dans cet esprit, il est donc essentiel d'obtenir des renseignements relativement aux approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012 incluant la stratégie proposée par le Distributeur à la référence (i).

Demande(s) :

2.1 Veuillez confirmer que la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande pour la période 2011-2027 et la stratégie proposée par le Distributeur dans le présent dossier (référence i) n'ont jamais été examinés par la Régie, ni dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 ni dans d'autres dossiers.

Réponse :

La prévision de la demande de mai 2011 ainsi que le déploiement des moyens qui en découlent ont également été utilisés dans le cadre de la demande d'approbation de la suspension des livraisons de TCE pour 2012 (R-3765-2011) et de la demande d'approbation de l'Entente globale de modulation (R-3775-2011).

Le déploiement des moyens présenté dans le présent dossier tarifaire est tout à fait conforme à la stratégie présentée dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010) et contribue à minimiser les coûts d'approvisionnement, considérant que le Distributeur ne peut différer l'énergie des contrats en base et cyclable en 2012.

2.2 Dans le cas où la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les références utiles à leur examen.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.3 Veuillez démontrer que la stratégie proposée par le Distributeur dans le présent dossier minimise le coût des approvisionnements et maximise les revenus de la revente d'énergie pour la période 2011-2027.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que la baisse des besoins observée au cours des dernières années sur l'horizon 2011-2027 est telle qu'il ne peut plus différer d'énergie en 2012 et espérer la reprendre avant la fin des conventions. Considérant l'incertitude au niveau de l'évolution de la demande et de l'offre, le Distributeur minimise ses risques en revendant ces surplus dès maintenant. Ce faisant, il se conforme ainsi à l'esprit et à la lettre des conventions, en vertu desquelles les reports d'énergie doivent raisonnablement être faits en vue de répondre aux besoins futurs de la clientèle, et le solde du compte ramené à zéro à l'expiration des contrats. La décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable n'est donc pas le résultat d'analyses économiques.

La solution la plus avantageuse pour la clientèle afin de disposer de ces surplus est de procéder aux transactions financières avec le Producteur, , ce qui évitent au Distributeur d'assumer tous les frais associés à l'alternative à ces transactions, soit la revente sur les marchés. Cette solution représente un gain d'environ 24 M\$. Le Distributeur s'assure ainsi de maximiser ses revenus de la revente des surplus.

La Régie a reconnu, dans sa décision D-2011-028 au paragraphe 167, les transactions financières comme représentant un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

Enfin, le Distributeur rappelle qu'il ne gère pas l'équilibre offre-demande en spéculant sur l'évolution des prix ou sur tout autre événement incertain. De plus, en vertu des Conventions d'énergie différée, le Distributeur ne peut utiliser ces dernières à des fins spéculatives, ce qui signifie qu'il ne peut ni différer ni rappeler de l'énergie pour la revendre.

2.4 En réponse à la question précédente, veuillez décrire la méthodologie utilisée par le Distributeur pour ce faire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

2.5 Dans le cas où le Distributeur n'a pas fait d'exercice de minimisation des coûts et de maximisation des revenus, veuillez indiquer sur quelle base la Régie devrait considérer l'admission des coûts générés par la stratégie proposée par le Distributeur dans les revenus requis du Distributeur de l'année 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

MISE À JOUR DE MAI 2011 DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE LA PÉRIODE
2011-2020 ET DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la **mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011**, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. » (nos soulignés).

(ii) HQD-5, Document 1, page 10 :

« Le Distributeur a **mis à jour son portefeuille d'approvisionnements de long terme** en fonction des éléments suivants :

- report de douze et dix-huit mois respectivement des livraisons d'énergie des parcs éoliens *de l'Érable* et *des Moulins* dont les mises en service commerciales étaient prévues pour le 1er décembre 2011 ;
- devancement de six mois des livraisons d'énergie du parc éolien *St-Robert- Bellarmin* dont la mise en service commerciale était prévue pour le 1er décembre 2012.

Considérant cette mise à jour, l'ensemble des contrats de long terme, avant déploiement des moyens de gestion, procurerait des approvisionnements en énergie de 13,0 TWh en 2012. Compte tenu des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,5 TWh, le Distributeur fait donc face à des surplus énergétiques de 6,6 TWh. » (nos soulignés)

Demandes :

3.1 Veuillez fournir :

- les besoins énergétiques visés par le Plan (en TWh);
 - les besoins à la pointe visés par le Plan (en MW) et,
 - la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance (en MW)
- de chacune des années de la période 2011-2020 calculés sur la base de la mise à jour de la prévision de la demande de mai 2011.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 15.4 et 15.5 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

3.2 Veuillez fournir *le bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants (en TWh)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.1-1 de la pièce HQD-1, Document 1, page 31 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

Réponse :

Le Distributeur n'a pas produit ce bilan puisqu'il ne lui est d'aucune utilité dans le présent dossier.

3.3 Veuillez fournir *le bilan en énergie après déploiement des nouveaux moyens de gestion (en TWh)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.4-3 de la pièce HQD-1, Document 1, page 52 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.4 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

3.4 Veuillez fournir *le bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion (en MW)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.4-4 de la pièce HQD-1, Document 1, page 53 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

Réponse :

Voir la réponse la question 15.5 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

SOLDE DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE À L'ÉCHÉANCE DES CONVENTIONS

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :
« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne **un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée** à l'échéance des conventions. »

Demandes :

4.1 Veuillez fournir la méthode de calculs, les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour lui permettre d'affirmer que le solde du compte d'énergie serait de 2 TWh à l'échéance des conventions d'énergie différée (en 2027) [référence i].

Réponse :

Le Distributeur évalue pour chacune des années de 2012 à 2027 les quantités mensuelles d'énergie à rappeler ou à différer considérant la contribution des contrats de long terme et de l'électricité patrimoniale. Le solde de 2 TWh à l'échéance des Conventions est le résultat de la baisse des besoins de 27 TWh à l'horizon de 2027 et prend en compte le report des livraisons de TCE à 2018, également attribuable à la baisse des besoins à approvisionner.

Ainsi, tel que présenté à la réponse à la question 15.4 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.1, tableaux 15.4-A et 15.4-B), si les quantités de 1,2 TWh faisant l'objet d'une transaction financière en 2012 étaient plutôt différées, elles s'ajouteraient au solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions.

4.2 Veuillez fournir une comparaison des coûts de la période 2011-2027 et de ceux de l'année 2012 de la stratégie alternative de revente graduelle des 2 TWh de surplus énergétiques sur la période 2012-2027 avec ceux découlant de la stratégie proposée par le Distributeur telle qu'indiquée à la pièce HQD-5, Document 1, page 9.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

Référence : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :
« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur **l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée** et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Sur cette base, **le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012**, mais verra plutôt à reconduire les **transactions financières avec le Producteur**. » (nos soulignés)

Demandes :

4.3 Veuillez élaborer davantage, chiffres à l'appui, les raisons pour lesquelles le Distributeur prévoit ne plus différer l'énergie du contrat cyclable (référence i) et l'incidence de cette stratégie sur les coûts d'approvisionnements de l'année 2012 et sur les coûts d'approvisionnements totaux de la période 2011-2027.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

4.4 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, pourquoi « *l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020* » (référence i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

4.5 Veuillez indiquer l'incidence de la stratégie mentionnée à la question précédente sur les coûts d'approvisionnements de l'année 2012 et sur les coûts d'approvisionnements totaux de la période 2011-2027. Veuillez préciser, chiffres à l'appui, l'incidence de cette stratégie sur l'utilisation du compte d'énergie différée et les transactions financières avec le Producteur en 2012, ainsi que sur les coûts d'approvisionnements de 2012.

Réponse :

Le fait de reporter les livraisons de TCE en 2015 ou en 2018 n'a aucun impact sur les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le report des livraisons de TCE au-delà de 2018 n'aurait pas permis d'éviter que le solde du compte d'énergie différée soit positif à l'échéance des conventions compte tenu du fait que les rappels d'énergie à ces

horizons sont déjà au maximum. D'ailleurs, le Distributeur compte sur la contribution de TCE à compter de 2018 pour répondre aux besoins d'hiver en énergie et en puissance.

4.6 Veuillez justifier les coûts additionnels prévus pour l'année 2012 qui résultent de la modification de la prévision de la demande de long terme (période 2012-2020) et de la stratégie de gestion des approvisionnements proposée par le Distributeur dans le présent dossier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

4.7 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que la proposition du Distributeur de ne plus différer d'énergie en 2012 et d'effectuer des transactions financières avec le Producteur pour la même année (référence i) minimiserait le coût total des approvisionnements que supportera l'ensemble des consommateurs et maximiserait les revenus de revente du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

4.8 Le Distributeur reconnaît à la référence (i) que sa gestion du compte d'énergie différée et ses transactions financières avec le Producteur en 2012 repose sur certaines hypothèses. Veuillez confirmer que l'utilisation d'autres hypothèses conduirait à des *coûts des transactions financières avec le Producteur en 2012* différents de ceux retenus par le Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

4.9 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'approche de gestion des approvisionnements de la période 2011-2027 du Distributeur ne tient pas compte de la variabilité de la demande de sa clientèle, considérant entre autres l'énoncé suivant du Distributeur :
«*Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation.* » (HQD-5, Document 1, pages 9).(nos soulignés)

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il évalue les coûts d'approvisionnement prévisionnels sur la base d'un scénario moyen de demande à

conditions climatiques normales. Toutefois, pour répondre efficacement aux aléas de la demande ou de l'offre en mode opérationnel, le Distributeur peut compter sur la flexibilité dont il s'est doté au cours des dernières années, notamment l'entente de suspension des livraisons de TCE, les conventions d'énergie différée de même que les transactions financières portant sur les quantités d'énergie du contrat en base ne pouvant plus être différée. L'Entente globale de modulation lui permettra d'accroître cette flexibilité et de limiter considérablement ses transactions d'achat et de revente sur les marchés, réduisant, par le fait même, les coûts d'approvisionnement.

Voir également la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'UMQ à la pièce HQD-14, document 12.2.

4.10 Veuillez indiquer si l'approche de gestion des approvisionnements de la période 2011-2027 du Distributeur a des impacts ou non sur les coûts des approvisionnements en 2012. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

COÛTS DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM) EN 2012

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, pages 9 à 10 :

« Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. En effet, l'utilisation de l'EGM est fortement tributaire des aléas de la demande et de l'offre, en particulier de l'aléa climatique et de l'aléa sur la production éolienne, ce qui n'est pas pris en compte dans un scénario déterministe. Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. De plus, conformément au déploiement des moyens en puissance présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le présent dossier tarifaire incorpore le service de puissance complémentaire que procurerait l'EGM durant les mois d'hiver et qui correspond à 15 % de la puissance éolienne installée. »

(ii) HQD-5, Document 1, page 13 :

« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels (3 M\$)** prévus dans l'EGM. De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les

mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$ » (nos soulignés)

Demande(s) :

5.1 Veuillez **justifier** le besoin de services complémentaires **additionnels** en 2012 (référence ii) dont la négociation serait toujours en cours avec le Producteur au moment de la préparation du dossier tarifaire, selon la note de bas de page no. 4 de la page 13 de la pièce HQD-5, Document 1.

Réponse :

Conformément à ce que le Distributeur a mentionné dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020, les trois études déposées lors de l'État d'avancement de 2009, permettaient de constater que « non seulement la production éolienne affectait le niveau de services requis, mais que des dépassements des niveaux de prestation de service inscrits dans l'entente actuelle [*entente sur les services complémentaires*] sont régulièrement enregistrés, même en l'absence des éoliennes » (Voir la page 56 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3748-2010).

Les trois études ainsi mentionnées contiennent toute l'information quant à l'importance de ces dépassements et aux méthodes d'évaluation utilisées pour les mesurer.

Par contre, la rémunération des dépassements qui seraient attribuables à la croissance de la charge depuis l'établissement de l'électricité patrimoniale, requiert des travaux additionnels.

5.2 Veuillez fournir les calculs des coûts se rapportant respectivement :

- au service de puissance complémentaire (1,6 M\$);
- aux services complémentaires additionnels (3M\$);
- au gain attribuable au service de modulation (4,2 M\$);
- ainsi qu'à tous les autres coûts et revenus reliés à l'EGM pour l'année 2012 (référence ii).

Réponse :

Le coût du service de puissance complémentaire est établi conformément à la méthode utilisée dans le dossier R-3775-2011, soit la quantité de puissance complémentaire acquise multipliée par 10 \$/kW-hiver en dollars de 2011.

Le coût des services complémentaires additionnels constitue une provision, dans la mesure où les deux parties étaient toujours en discussion lors de la préparation du dossier tarifaire.

Le Distributeur tient à préciser que la portée de l'entente est limitée aux services complémentaires additionnels requis pour la production éolienne. Par contre, d'autres services complémentaires reliés à la croissance de la charge au-delà de l'électricité patrimoniale pourraient devoir être acquis. Toutefois, compte tenu de l'incertitude sur les coûts reliés à ces derniers, la provision de 3 M\$ demeure une approche prudente. Elle ne pourrait cependant être interprétée comme une valeur négociée.

Les explications quant au gain attribuable au service de modulation sont fournies en réponse à la question 6.2.

5.3 Veuillez fournir les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour calculer chacun des coûts et des revenus reliés à l'EGM en 2012 mentionnés à la question précédente.

Réponse :

Voir la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3775-2011, ainsi que les annexes 1 et 2 de la même pièce.

Voir également la réponse à la question 20.1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 du présent dossier.

5.4 Veuillez démontrer la validité de vos méthodes de calculs des coûts et des revenus reliés à l'EGM en 2012, incluant les revenus de revente au Producteur du solde du compte d'énergie modulable.

Réponse :

Voir la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3775-2011, ainsi que les annexes 1 et 2 de la même pièce. Voir également les résultats de l'analyse de sensibilité présentés à la section 3.3.1 de la même pièce.

5.5 Veuillez comparer les méthodes de calculs reliés à l'EGM utilisées par le Distributeur dans le présent dossier avec celles décrites dans le dossier R-3775-2011 (Dossier R-3775-2011, HQD-1, Document 1, page 17).

Réponse :

Voir les réponses aux questions 20.1 et 20.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

GAIN ATTRIBUABLE AU SERVICE DE MODULATION EN 2012

Références : (i) HQD-5, Document 1, pages 9 à 10 :

« Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. »

(ii) HQD-5, Document 1, page 13 :

« De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une **estimation** du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$ » (nos soulignés)

Demandes:

6.1 Veuillez préciser la base méthodologique du « gain attribuable au service de modulation » mentionné aux références i et ii.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 20.1 et 20.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

6.2 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » ou les « gains attribuables à l'EGM » correspondent à la différence des coûts totaux des scénarios avec et sans modulation dont la méthode de calculs est illustrée au dossier R-3775-2011, à la pièce HQD-1, Document 1, page 16? Veuillez élaborer votre réponse et fournir des explications détaillées.

Réponse :

Plus précisément, le gain attribuable au service de modulation correspond à la réduction des coûts d'approvisionnement découlant de l'Entente de modulation. Cette réduction des coûts est estimée conformément aux méthodes présentées dans la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3775-2011, qui ont permis d'obtenir les résultats du tableau 3.1 de la même pièce. La différence entre le gain de 4,2 M\$, qui figure au présent dossier, et l'évaluation de 3,8 M\$

présentée au tableau 3.1 est expliquée en réponse aux questions 20.1 et 20.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

Ainsi, le gain relié à l'Entente de modulation s'inscrit en réduction des coûts d'approvisionnement, lesquels ont été préalablement établis dans un contexte où l'Entente de modulation ne serait pas en vigueur.

6.3 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » de 4,2 M\$ en 2012 (référence ii) tient compte du coût du service de modulation et des revenus de la revente au Producteur du solde du compte de modulation tels que décrit à la pièce HQD-1, Document 1, page 16, du dossier R-3775-2011?

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

6.4 Serait-il exact d'affirmer que *la précision* du « gain attribuable au service de modulation » dépend des hypothèses émises par le Distributeur sur la production horaire des éoliennes et sur les aléas climatiques tels que reconnus par le Distributeur au dossier R-3775-2011, page 14 de HQD-1, Document 1?

Réponse :

Toute évaluation économique dépend des hypothèses prises en considération. Les hypothèses utilisées pour l'évaluation du gain attribuable au service de modulation sont présentées au dossier R-3775-2011.

6.5 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » dépend également de la gestion de l'EGM du Distributeur?

Réponse :

De manière générale, les coûts d'approvisionnement sont toujours tributaires des décisions de gestion, avec ou sans Entente de modulation.

6.6 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » dépend également du prix de l'énergie sur le marché?

Réponse :

Cet aspect est abordé dans le cadre du dossier sur l'Entente globale de modulation. Voir à cet effet, l'analyse de sensibilité déposée au tableau 3.6 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3775-2011.

6.7 Veuillez **concilier l'estimation** du « gain attribuable au service de modulation » de 4,2 M\$ en 2012 soumise dans le présent dossier et « *l'écart des coûts totaux (gain de l'EGM)* » de 3,8 M\$ soumis dans le dossier R-3775-2011, HQD-1, Document 1, page 17, tableau 3.1.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 20.1 et 20.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.

6.8 À la page 22 de la pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3775-2011, le Distributeur présente un cas où le coût du scénario « avec modulation » est supérieur à celui du scénario « sans modulation » de 7,0 M\$ en 2012 (cas de climatologie froide, moyenne des cas contenus entre la moyenne +1 écart-type et le cas maximum). Veuillez confirmer qu'il s'agit d'une **perte** attribuable au service de modulation (ou à l'EGM) et que cette situation pourrait se produire en 2012.

Réponse :

Cette question dépasse le cadre du présent dossier et relève plutôt de l'analyse du dossier portant sur la demande d'approbation de l'Entente globale de modulation (dossier R-3775-2011).

6.9 Veuillez confirmer que dans la pratique, les gains ou pertes attribuables à l'EGM peuvent être inférieurs ou supérieurs à 4,2 M\$ en 2012. Veuillez élaborer votre réponse et préciser les facteurs qui influencent le « gain ou perte attribuable au service de modulation ».

Réponse :

Étant donné que les coûts d'approvisionnement de l'année 2012 sont le résultat d'un exercice de planification, et considérant les aléas de l'offre et de la demande, notamment l'aléa climatique, ainsi que l'incertitude associée aux paramètres économiques et énergétiques, tous les coûts d'approvisionnement seront en pratique inférieurs ou supérieurs aux coûts présentés dans le cadre du présent dossier, que ceux-ci soient attribuables ou non à l'Entente de modulation.

La section 3.3.1 de la pièce HQD-1, document 1 au dossier R-3775-2011 présente une analyse de sensibilité de l'évaluation des gains retirés de l'Entente de modulation.

6.10 Dans le cas où il y a une perte attribuable à l'EGM en 2012, le Distributeur récupérera-t-il cette perte ultérieurement? Si oui, par quel mécanisme réglementaire? Si non, pourquoi?

Réponse :

Les coûts réels reliés à l'Entente de modulation, tout comme les coûts réels assumés pour l'ensemble des approvisionnements, seront intégrés dans le compte de pass-on et reflétés dans les dossiers tarifaires subséquents.

6.11 Veuillez indiquer les mesures par lesquelles le Distributeur comptabilise les gains ou pertes attribuables à l'EGM.

Réponse :

Le Distributeur verra à effectuer, auprès de la Régie, le suivi annuel de l'ensemble de ses coûts d'approvisionnement, incluant ceux découlant de l'Entente de modulation.

6.12 Veuillez indiquer les mesures par lesquelles la Régie peut vérifier l'exactitude des gains ou pertes attribuables à l'EGM.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.11.

COÛTS DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2012

Référence : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :

« Un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de 2,1 TWh du contrat en base, est également inclus dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme. Aucun montant lié aux transactions financières relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012. »

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer, de façon la plus précise possible, pourquoi dans le présent dossier le Distributeur prévoit des transactions financières avec le Producteur au coût de 17,3 M\$ en 2012, alors que dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur

indiquait qu'aucune transaction financière avec le Producteur ne serait requise après 2011.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

7.2 Veuillez fournir la méthode de calculs, les données et hypothèses utilisées par le Distributeur pour évaluer le montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur en 2012 (référence i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

7.3 Veuillez expliquer pourquoi « Aucun montant lié aux transactions financières relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012 » (référence i).

Réponse :

Le niveau prévu des prix de marché est tel que le prix de référence des transactions financières portant sur les livraisons du contrat cyclable est toujours inférieur au prix de l'énergie au contrat.

7.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne peut revendre au Producteur ses surplus à leur prix coûtant (coût réel d'acquisition), notamment les surplus provenant des contrats avec le Producteur.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il a signé le contrat en base avec le Producteur en 2003, en vertu duquel il s'engageait à prendre livraison de 3,1 TWh par année pendant vingt ans à compter de 2007. Tout comme pour l'entente de suspension des livraisons intervenue avec TCE, le Distributeur a négocié avec le Producteur des modalités qui font des transactions financières une solution nettement avantageuse par rapport à la revente sur les marchés.

Le Distributeur tient également à rappeler que, outre le contrat d'électricité patrimoniale, ses contrats et ententes avec le Producteur sont réalisés sur une base commerciale.

7.5 Veuillez expliquer pourquoi le Producteur peut acheter de l'énergie en surplus du Distributeur, sans avoir à tenir compte des coûts de transport d'électricité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.3 du RNCREQ à la pièce HQD-14, document 8.

**PRÉCISION DE LA PRÉVISION DES COÛTS DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES
AVEC LE PRODUCTEUR**

Références :

(i) HQD-5, Document 1, page 15 :

« Ces transactions (financières avec le Producteur), dont le coût prévu au dossier tarifaire R-3740-2010 était de 22 M\$ pour le contrat en base, se sont soldées par un coût réel de 2,7 M\$. Cet écart est attribuable à une augmentation des prix sur le marché de référence et à une demande plus forte pendant les mois d'été. De plus, les modalités des transactions prévues pour le contrat cyclable ont permis de dégager un gain de 2,7 M\$. Par conséquent, les transactions financières avec le Producteur se sont soldées par un **coût nul** pour l'année 2010. » (nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, page 25, tableau A-1, Année 2010 :

- Coût total des transactions financières avec le Producteur présenté dans le dossier tarifaire R-3740-2010 : 21,9 M\$;
- Coût réel des transactions financières avec le Producteur : 0 M\$.

Préambule :

Le Distributeur a reconnu aux références (i) et (ii) que la marge d'erreur de sa prévision des coûts des transactions financières avec le Producteur en 2010 était très grande.

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris des mesures pour réduire la marge d'erreur de sa prévision des coûts des transactions financières avec le Producteur ou non.

Réponse :

Tel que mentionné à la référence (i), l'écart entre le coût prévu de 22 M\$ et le coût réel nul est principalement attribuable à la hausse des prix de marché par rapport à la prévision utilisée dans le dossier R-3740-2010 et à la hausse de la demande.

8.2 Dans l'affirmative, veuillez indiquer les mesures prises par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

8.3 Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

CLASSIFICATION DES COÛTS RELIÉS À L'EGM

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :

« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels** (3 M\$) prévus dans l'EGM. De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$ » (nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, Annexe B, page 29 (tableau).

Demandes:

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le coût de puissance complémentaire (1,6 M\$ en 2012 selon la référence i) et le coût de services complémentaires (3 M\$ en 2012 selon la référence i) sont considérés par le Distributeur comme faisant partie des *coûts d'approvisionnement de long terme* à la référence (ii).

Réponse :

Les services complémentaires ainsi que la puissance complémentaire sont réputés être acquis en vertu d'une entente de plus d'un an (l'Entente globale de modulation).

9.2 Veuillez expliquer pourquoi le « gain anticipé relatif à l'EGM » (-4,2 M\$ en 2012 selon la référence i) n'est pas considéré comme faisant partie des coûts d'approvisionnement de long terme à la référence (ii).

Réponse :

Le Distributeur a choisi de présenter le gain anticipé relatif à l'EGM distinctement des approvisionnements de court et de long terme puisque l'entente aura un impact sur le déploiement des moyens de court terme (achats et reventes sur les marchés) et ceux de long terme (électricité patrimoniale, contrats en base et cyclable d'HQP).

De plus, le Distributeur aurait pu attendre que l'Entente de modulation soit approuvée par la Régie pour intégrer le gain anticipé associé à l'Entente aux coûts d'approvisionnement de l'année tarifaire 2013-2014. Il a plutôt choisi d'en faire bénéficier sa clientèle dès l'année tarifaire 2012-2013.

**INTÉGRATION DU COÛT DE SERVICES COMPLÉMENTAIRES ADDITIONNELS À
TITRE DE PROVISION**

Références : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :
« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels** (3 M\$) prévus dans l'EGM. »
(ii) HQD-5, Document 1, page 13, note de bas de page :
« Les discussions étant toujours en cours au moment de la préparation du dossier tarifaire, ce montant de 3 M\$ est intégré **à titre de provision**. »

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer la différence entre l'intégration d'un coût à titre de provision, tel serait le cas du coût de services complémentaires additionnels de 3 M\$ en 2012 selon le Distributeur (référence i), et l'intégration d'un coût n'ayant pas le caractère provisionnel.

Réponse :

Le montant de 3 M\$ est qualifié de provision de manière à refléter le fait que les discussions étaient toujours en cours au moment de la préparation du dossier tarifaire.

Dans le cas d'une provision, comme dans celui d'une estimation, il s'agit de coûts prévus pour faire face à des besoins de puissance. Donc, le traitement réglementaire et l'impact sur les tarifs seraient les mêmes.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le compte de *pass-on* permet de capter les écarts entre les coûts des approvisionnements encourus et les coûts reconnus par la Régie de telle sorte que les clients ne paient ultimement ni plus ni moins que les coûts d'approvisionnements réels.

10.2 Dans votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur les traitements réglementaires et les impacts potentiels sur les tarifs applicables aux consommateurs québécois découlant de ces deux modes d'intégration des coûts.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.

10.3 Dans le cas où il n'y aurait pas de décision de la Régie sur la demande d'approbation de l'EGM (dossier R-3775-2011) avant la fin de l'audience du présent dossier, selon le Distributeur, comment la Régie devrait-elle traiter les coûts reliés à l'EGM et le gain attribuable à l'EGM dans le présent dossier?

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.4 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE RELATIVEMENT À L'ANNÉE RÉELLE

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, pages 14 à 15 :

« Par souci d'allègement de son dossier tarifaire, le Distributeur propose pour le futur de verser les informations portant sur l'année réelle, telles qu'elles apparaissent à la section 3.1 de la présente pièce pour 2010, dans ses prochains rapports annuels en faisant les références requises dans le dossier tarifaire. Le Distributeur rappelle que cette proposition vise à mettre davantage l'accent sur l'année de base et sur l'année témoin projetée, dans le dossier tarifaire, et à regrouper, dans le rapport annuel, toutes les informations, explications et justifications portant sur les années historiques. » (Nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, page 15 :

« Somme toute, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de 2010 a été supérieur de 100,7 M\$ à la prévision intégrée au dossier tarifaire 2010-2011. Cet écart est détaillé au tableau 7. »

Demande :

11.1 Dans l'éventualité où la Régie accepterait la proposition du Distributeur exprimée à la référence (i), veuillez indiquer si le Distributeur s'engage à signaler à la Régie les faits saillants de l'année réelle dans le dossier tarifaire, par exemple l'écart très important (100,7 M\$) de coût des approvisionnements postpatrimoniaux indiqué à la référence (ii).

Réponse :

Cette proposition du Distributeur vise à alléger le dossier tarifaire en déplaçant les informations sur l'année historique vers le rapport annuel de façon à les regrouper à un seul endroit.

Par conséquent, dans la perspective où la Régie accepte la proposition du Distributeur, les faits saillants et les explications sur les écarts

relatifs aux approvisionnements se retrouveraient uniquement dans le rapport annuel. Le Distributeur entend indiquer les références utiles dans son dossier tarifaire afin de faciliter la recherche d'information.

Le Distributeur rappelle que les rapports annuels sont accessibles facilement sur le site Web de la Régie.

AUGMENTATION DES BESOINS EN ÉTÉ EN 2010

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 15 :

« L'année 2010 s'est caractérisée par une demande plus faible en période d'hiver, occasionnant une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée de 0,4 TWh, et une demande accrue en été. Cette demande plus forte en été provient essentiellement du secteur résidentiel et d'une demande additionnelle de Rio Tinto Alcan qui faisait face à une faible hydraulité sur son réseau. Cette situation amenant un risque de dépassement horaire élevé, le Distributeur a dû recourir davantage aux marchés de court terme pendant la période d'août à octobre. La revente d'énergie a par conséquent été réduite de 0,2 TWh. »

Demande(s) :

12.1 Veuillez fournir les parts respectives du secteur résidentiel et de Rio Tinto Alcan dans l'augmentation de la demande qui a été évoquée par le Distributeur à la référence (i).

Réponse :

Le Distributeur ne peut pas fournir l'augmentation de la demande de l'été 2010, non anticipée en 2009, du client Rio Tinto Alcan mentionnée à la référence. Toutefois, sur un écart des ventes totales de +1,7 TWh pour les mois de juillet et août 2010, entre la prévision du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et celle de l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, +0,5 TWh est attribuable au secteur résidentiel et agricole et +1,2 TWh provient du secteur industriel Grandes entreprises.

12.2 Veuillez confirmer, chiffres à l'appui, que malgré le recours additionnel aux marchés de court terme pendant la période d'août à octobre de 2010 et la réduction de la revente d'énergie, la vente à Rio Tinto Alcan a été rentable pour le Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur n'effectue pas d'analyse de rentabilité des ventes par client.

MISE À JOUR DU TARIF DT ET SON CALIBRAGE

MÉTHODE UTILISÉE PAR LE DISTRIBUTEUR POUR CALIBRER LE TARIF DT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 28 :

« Le calibrage du tarif DT permet d'établir le niveau d'économie du client au tarif DT et ultimement, d'évaluer son intérêt à continuer de fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. »

Demande(s) :

13.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour établir le niveau d'économie du client au tarif DT.

Réponse :

Sur la base du cas type, le Distributeur estime la facture au tarif D en mode TAE. Il estime ensuite la facture énergétique en mode bi-énergie, c'est-à-dire la facture d'électricité au tarif DT ainsi que la facture associée à la consommation de mazout en période de pointe. L'écart entre les deux factures duquel est retranché le différentiel des frais d'entretien correspond à l'économie nette du client DT à fonctionner en mode bi-énergie.

13.2 Veuillez décrire la méthode et les moyens pris par le Distributeur pour évaluer l'intérêt des clients au tarif DT à continuer à fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe.

Réponse :

Le niveau de l'économie du client DT est le principal moyen utilisé par le Distributeur pour évaluer l'intérêt du client à continuer de fonctionner en mode bi-énergie. Par ailleurs, c'est en suivant le niveau du prix du mazout par rapport au prix de pointe du tarif DT que le Distributeur évalue l'intérêt du client bi-énergie à s'effacer en période de pointe.

CALIBRAGE ACTUEL DU TARIF DT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 28 :

« Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type. Celui-ci correspond à une résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal pour laquelle les besoins de chauffage des locaux ainsi que le profil de consommation d'électricité sans usage estival particulier (climatisation ou chauffage de piscine), sont établis actuellement en fonction de la normale climatique 1963-1991. La consommation du cas type selon la normale climatique 1963-1991 est présentée au tableau 23. »

Demande(s) :

14.1 Veuillez confirmer que le calibrage actuel du tarif DT se base uniquement sur un seul cas type décrit à la référence (i), sans tenir compte de la diversité des superficies des maisons et des habitudes de consommation des clients au tarif DT.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Toutefois, le Distributeur souligne que ce cas type est représentatif du parc bi-énergie DT. En effet, celui-ci est composé à 85 % de résidences unifamiliales. De plus, la consommation annuelle moyenne d'électricité d'environ 24 700 kWh (médiane à 22 100 kWh) de l'ensemble des clients au tarif DT se compare à celle du cas type après effacement et sans usages estivaux qui s'élève à 22 517 kWh.

14.2 Veuillez fournir le pourcentage du cas type dans l'ensemble des clients du tarif DT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

**DÉTERMINATION DES PRIX D'ÉNERGIE DU TARIF DT POUR ASSURER LA
NEUTRALITÉ TARIFAIRE**

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 29 :

« Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D. »

Demande(s) :

15.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par « neutralité tarifaire avant effacement ».

Réponse :

Tel qu'explicité en preuve, la neutralité tarifaire avant effacement signifie qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE, qui n'utilise que l'électricité pour combler ses besoins de chauffage tant hors pointe qu'en pointe, est identique à celle au tarif D.

15.2 L'expression « avant effacement » signifie-t-elle qu'on suppose que le client au tarif DT utilise de l'électricité, au lieu du mazout, pendant les heures où la température est en dessous de -12 (ou -15) degrés Celsius (période de pointe du tarif DT).

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 « L'économie nulle avant effacement » constaté au tableau 25 de la pièce HQD-12, Document 2, page 34, résulte-t-elle du calibrage du tarif DT (prix hors pointe de 4,30 ¢/kWh et de pointe de 20,61 ¢/kWh) montré à la même pièce, selon la normale climatique Ouranos 2012?

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

15.4 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour établir les prix d'énergie hors pointe et en pointe du tarif DT, en assurant la « neutralité tarifaire avant effacement ».

Réponse :

Le Distributeur utilise des consommations pour chacun des usages (chauffage des locaux, de l'eau et usages de base) du cas type. Il répartit ensuite ces consommations à l'aide d'un profil mensuel de consommation préétabli entre la 1^{re} et la 2^e tranche d'énergie du tarif D ainsi qu'entre la période hors pointe et la période de pointe du tarif DT à l'aide des degrés-heures de chauffage de la normale climatique Ouranos.

Pour établir la neutralité tarifaire avant effacement, le Distributeur estime d'abord la facture au tarif D. Selon la stratégie tarifaire proposée (ici, une hausse uniquement du prix de pointe), le Distributeur

détermine les prix d'énergie du tarif DT par itérations de manière à obtenir une facture équivalente lorsque le client DT ne s'efface pas.

15.5 Veuillez préciser les types de profils de consommation (profils horaires, profils journaliers, etc.) utilisés par le Distributeur pour calculer les factures des clients types au tarif D et DT respectivement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.4.

15.6 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour tenir compte du chauffage des locaux et des usages de base et du chauffage de l'eau dans la détermination des factures des clients types au tarif D et au tarif DT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.4.

ÉCONOMIE AVANT EFFACEMENT ET ÉCONOMIE RÉELLE APRÈS EFFACEMENT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 30 :
« Le tarif DT calibré à partir de ce cas type confère donc aux clients au tarif DT une économie avant effacement (figure 7) et une économie réelle après effacement supérieures à l'économie estimée par le Distributeur (figure 8). »
(ii) Figure 8, HQD-12, Document 2, page 32.

Demande(s) :

16.1 Veuillez confirmer que « *l'économie avant effacement* » ne tient pas compte des montants payés par le client au tarif DT pour du mazout et l'entretien de son système bi-énergie.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

16.2 Veuillez indiquer si « *l'économie réelle après effacement* » mentionnée à la référence (i) et « *l'économie nette annuelle après effacement* » mentionnée à la référence (ii) tiennent compte ou non des frais d'entretien des systèmes de chauffage.

Réponse :

Le Distributeur confirme que « l'économie réelle après effacement » et « l'économie nette annuelle après effacement » tiennent compte des frais d'entretien des systèmes de chauffage.

AJUSTEMENT DU CAS TYPE SELON LA NORMALE CLIMATIQUE OURANOS

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 32 :

« Le Distributeur propose d'ajuster annuellement le cas type sur la base de la normale climatique Ouranos définie en 2007 aux fins de la prévision de la demande. Reconnue par la Régie dans sa décision D-2008-024, cette normale climatique est basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971. Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur utilise la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 pour établir le tarif DT au 1er avril 2012. » (Nos soulignés).

Demande(s) :

17.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour ajuster annuellement le cas type du tarif DT.

Réponse :

L'ajustement pour un réchauffement climatique de 0,3°C par décennie à partir de 1971, intégré à la normale climatique Ouranos définie en 2007, a pour effet de diminuer graduellement, au fil des ans, les degrés-heures de chauffage ainsi que les degrés-heures de chauffage sous -12°C. Le Distributeur ajustera en conséquence les besoins de chauffage ainsi que les différentes répartitions utilisées aux fins du calibrage du tarif DT.

17.2 Veuillez préciser la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer les degrés-heures de chauffage et le nombre d'heures où la température est inférieure au seuil critique (-12 °C).

Réponse :

Les degrés-heures de chauffage et le nombre d'heures sous -12°C proviennent directement de la normale climatique Ouranos définie en 2007.

17.3 Veuillez confirmer que l'ajustement annuel du cas type que propose le Distributeur tient compte du réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

17.4 Serait-il moins économique pour le Distributeur et pour l'ensemble de sa clientèle d'ajuster le seuil de température définissant la période de pointe du tarif DT (-12 °C ou -15 °C actuellement), considérant les besoins de pointe du Distributeur et ses ressources d'approvisionnement?

Réponse :

Pour maintenir son parc bi-énergie actuel, le Distributeur doit s'assurer, outre sa propre rentabilité, que les clients bi-énergie continuent de trouver un intérêt à fonctionner en mode bi-énergie et que l'industrie du mazout continue d'approvisionner ces clients bi-énergie en pointe.

Le Distributeur est d'avis que tout ajustement du seuil de température du tarif DT risquerait de compromettre le parc bi-énergie. La hausse du seuil (par exemple, de -12°C à -8°C) augmenterait la consommation de mazout et engendrerait une diminution de l'économie du client, mettant en péril la rentabilité de la bi-énergie de son point de vue. À l'inverse, la baisse du seuil (par exemple, de -12°C à -15°C) diminuerait la consommation de mazout, ce qui compromettrait davantage la rentabilité de l'industrie du mazout à approvisionner les clients bi-énergie.

**PROPOSITION D'AJUSTEMENT DU TARIF DT DU DISTRIBUTEUR POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2012-2013**

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 33 :

« Le Distributeur propose de recalibrer au 1er avril 2012 le tarif DT pour tenir compte du cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 en haussant uniquement le prix de pointe. » (Nos soulignés).

(ii) HQD-12, Document 2, page 33 :

« Cette stratégie est en ligne avec l'actuelle stratégie qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe. Par ailleurs, la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client. »

Demande(s) :

18.1 L'affirmation du Distributeur à la référence (i) signifie-t-elle que le recalibrage du tarif DT pour l'année tarifaire 2012-2013 vise uniquement à assurer la « *neutralité tarifaire avant effacement* » avec le tarif D, considérant l'énoncé suivant du Distributeur : « *Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D.* » (HQD-12, Document 2, page 29)

Réponse :

Bien que l'objectif du recalibrage du tarif DT soit de rétablir la neutralité tarifaire avant effacement, la stratégie de hausser uniquement le prix de pointe permet de rencontrer cet objectif tout en minimisant l'impact du recalibrage sur l'économie après effacement.

18.2 Veuillez indiquer toutes les raisons qui incitent le Distributeur à proposer de hausser uniquement le prix de pointe en 2012-2013.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.

18.3 Veuillez préciser si le maintien de l'actuelle stratégie qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe fait partie des facteurs considérés par le Distributeur dans sa proposition de hausser uniquement le prix de pointe pour l'année tarifaire 2012-2013.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 18.1.

18.4 Veuillez **démontrer, chiffres à l'appui**, que « *la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client* » (référence ii).

Réponse :

Le Distributeur a étudié les deux principaux ajustements possibles pour recalibrer le tarif DT, soit une hausse uniquement du prix de pointe et à l'opposé, une hausse uniquement du prix hors pointe. L'impact d'un recalibrage effectué en variant l'un et l'autre des prix d'énergie se situe invariablement entre ces deux analyses.

Le tableau suivant permet de constater la diminution plus importante des économies lorsque le recalibrage du tarif DT s'effectue en haussant uniquement le prix hors pointe.

**Tableau R-18.4 - Recalibrage illustratif du tarif DT
 à revenus constants pour tenir compte
 de la normale climatique Ouranos 2012 –
 HAUSSE DU PRIX HORS POINTE**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,67 ¢/kWh Pointe @ 18,32 ¢/kWh	Avant effacement	0 \$	21 \$	134 \$
		Après effacement *	37 \$	57 \$	171 \$

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Tel qu'indiqué au tableau 25 de la pièce HQD-12, document 2, la stratégie de recalibrer le tarif DT en haussant uniquement le prix de pointe diminue les économies après effacement de 118 à 96 \$. Le Distributeur juge qu'une diminution supplémentaire de l'économie irait à l'encontre de son objectif de maintenir l'intérêt du client à fonctionner en mode bi-énergie. Par ailleurs, en haussant uniquement le prix de pointe, le Distributeur s'assure de disposer d'une marge de manœuvre plus importante pour faire face à une éventuelle hausse des prix du mazout et maintenir l'intérêt du client à s'effacer en période de pointe. Voir également la réponse à la question 52.1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.

18.5 Veuillez indiquer les ajustements alternatifs qui ont été étudiés par le Distributeur et décrire leurs avantages et inconvénients.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.4.

18.6 Dans le cas où le Distributeur n'a pas étudié d'ajustements alternatifs à sa proposition, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.4.

18.7 Veuillez fournir les données et résultats d'un ajustement similaire à celui appliqué depuis les dernières années pour le tarif D, c'est-à-dire hausser plus le prix de pointe que le prix hors pointe.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.4.

18.8 En réponse à la question précédente, veuillez comparer les économies avant et après effacement résultant de l'ajustement alternatif avec celles de l'ajustement proposé par le Distributeur pour 2012-2013 pour chacun des cas suivants :

- 1) Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux particuliers);
- 2) Cas type (Ouranos 2012 avec climatisation +800 kWh);
- 3) Cas type (Ouranos 2012 avec climatisation et piscine chauffée + 4 800 kWh).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.4.

AJUSTEMENT POTENTIEL DU PRIX HORS POINTE

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 34 :

« Par ailleurs, la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client».

(ii) HQD-12, Document 2, page 37 :

« Le Distributeur a d'ailleurs mentionné, lors des demandes tarifaires R-3708-2009 et R-3740-2010, la possibilité de diminuer le prix hors pointe comme moyen d'accroître l'économie du client bi-énergie advenant une nouvelle flambée du prix du mazout. Le niveau actuel des prix du mazout et les prévisions dans un horizon de moyen terme ne nécessitent pas pour l'instant que le Distributeur propose une telle réduction.»

Demande :

19.1 Veuillez confirmer que, dans le contexte économique prévisible de 2012-2013, toute augmentation du prix hors pointe aura pour effet de diminuer l'économie du client au tarif DT, toutes choses étant égales par ailleurs.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

NIVEAU D'ÉCONOMIE D'ENVIRON 200 \$ EN TERMES RÉELS

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 36 :

« À titre illustratif, le Distributeur présente un scénario où une économie d'environ 200 \$ en termes réels permettrait d'assurer la rentabilité du tarif DT tant du point de vue du client que du Distributeur. »

(ii) HQD-12, Document 2, page 37 :

« Et malgré l'ajustement du cas type sur la base de la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012, l'économie annuelle nette des frais d'entretien se maintient à son niveau de 2011, soit 119 \$ à un prix du mazout de 1,03 \$/litre (voir tableau 29) ».

Demande(s) :

20.1 Veuillez justifier le choix du niveau d'économie d'environ 200\$, considérant que l'économie moyenne après effacement est de 247 \$ pour la période 1995-2010 (données climatiques réelles) selon l'évaluation du Distributeur présentée à la figure 8 de la pièce HQD-12, Document 2, page 32.

Réponse :

Le Distributeur estime qu'une économie après effacement à conditions climatiques normales d'environ 200 \$ est suffisante pour maintenir l'intérêt du client à fonctionner en mode bi-énergie sans nuire à la rentabilité du parc bi-énergie pour le Distributeur. Ce niveau est d'ailleurs similaire à la moyenne des économies à conditions climatiques normales qui s'élève à 214 \$ pour la période 1995-2010.

L'écart positif entre l'économie moyenne après effacement à conditions climatiques réelles (247 \$) et normales (214 \$) s'explique essentiellement par le fait que les températures constatées au cours de la période 1995-2010 ont été en moyenne supérieures à la normale.

20.2 Veuillez expliquer pourquoi l'économie annuelle nette des frais d'entretien n'était que de 119\$ en 2011 (référence ii), alors que l'économie moyenne après effacement est de 247\$ pour la période 1995-2010 selon la référence citée à la question précédente.

Réponse :

Ces économies font référence à deux situations différentes. L'économie de 119 \$ correspond à une économie à conditions climatiques normales en 2011 alors que l'économie de 247 \$ fait référence à une économie moyenne à conditions climatiques réelles pour la période de 1995 à 2010.

Demande de renseignements préparée par l'analyste Jean-François Blain

TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS DES PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ ET NON AUTORISÉS

- Référence(s) :**
- (i) HQD-3 doc 4, page 5, lignes 1 à 5.
 - (ii) R-3644-2007, D-2008-024, page 68.
 - (iii) R-3677-2008, D-2009-016, pages 20 et 21.
 - (iv) R-3738-2010, D-2011-039, page 34.

Préambule : À la référence (i), HQD cite le passage suivant de la décision D-2008-024 :

Dans la décision D-2008-024, la Régie a reconnu « qu'en principe, la base de tarification est établie sur une base de projection pour l'année témoin. Toutefois, ses projections devraient tenir compte du fait que les projets d'investissement de plus de 10 M\$ doivent être autorisés par la Régie (article 73 de la Loi) avant d'être inclus à la base de tarification. »

(ii) Dans la décision citée ci-dessus (D-2008-024, page 68), la conclusion de la Régie est énoncée dans les termes suivants :

«Compte tenu du fait que les montants sont relativement modestes, la Régie ne demande pas au Distributeur de mettre à jour la base de tarification 2008. Elle demande de n'inclure que les projets préalablement autorisés dans la base de tarification, lors des prochains dossiers tarifaires.»

(nous soulignons)

(iii) Aux pages 20 et 21 de la décision D-2009-016, la Régie motive son rejet de la proposition du Distributeur dans les termes suivants :

«La Régie note qu'un seul projet d'investissement a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi entre le dépôt et la décision sur le fond du présent dossier tarifaire, soit le projet de réaménagement de l'échangeur Dorval20. L'impact sur le revenu requis de l'année témoin 2009 est établi par le Distributeur à 0,1 M\$. La Régie estime que les délais sont souvent très longs entre la date projetée et la mise en service réelle du projet. Par exemple, pour le projet de lecture à distance de la consommation, des mises en service avaient été initialement prévues en 2007, puis en 2008 et maintenant en 2009.

La Régie ne retient pas l'établissement d'une règle systématique, telle que proposée par le Distributeur.»

(nous soulignons)

Aux paragraphes 131, 132 et 134 de la décision D-2011-039 (page 34) citée à la référence (iv), la Régie précise la nature de l'autorisation donnée au Transporteur et le contexte dans lequel cette décision s'inscrit :

131 Dans l'éventualité où un projet n'est pas autorisé avant la décision sur une demande tarifaire, la Régie accueille la proposition du Transporteur de modifier la règle existante et d'inscrire, dans un compte de frais reportés hors base, les montants afférents aux mises en service pris en compte dans la demande tarifaire de l'année témoin projetée.

132 Étant donné que les projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie ont été autorisés par la Régie avant la présente décision, la Régie autorise l'inclusion des montants de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$ dans la base de tarification projetée 2011.

(nous soulignons)

134 Lors de la prochaine demande tarifaire du Transporteur, la Régie examinera en détail, sur proposition de ce dernier, les modalités de disposition de ce compte.

(nous soulignons)

Demande(s) :

21.1 Veuillez confirmer le fait que la Régie n'a jamais autorisé l'inclusion des coûts afférents à des projets d'investissement non autorisés dans la base de tarification du Distributeur sauf, exceptionnellement, dans le cas d'un projet qui avait été autorisé entre le dépôt de la demande (tarifaire) et la décision sur le fond du dossier.

Réponse :

Avant la décision D-2008-024 de la Régie, le Distributeur incluait à sa base de tarification les mises en service découlant des projets d'investissement de plus de 10 M\$ autorisés ainsi que celles découlant des projets devant être autorisés.

De plus, dans la décision D-2008-024, la Régie a permis l'inclusion à la base de tarification 2008 du Distributeur de deux projets d'investissement de plus de 10 M\$ non autorisés. Il s'agissait à l'époque des projets « Lecture à distance de la consommation » et « Contrôle asservi de la tension ».

21.2 Veuillez confirmer le fait que, dans sa décision D-2011-039 citée en référence (i), la Régie a autorisé l'inclusion des montants associés aux projets Éolienne 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie dans la base de tarification du Transporteur parce que ces projets avaient été autorisés entre le dépôt de la demande et la décision sur le fond.

Réponse :

Malgré l'énoncé du paragraphe 132 de la Décision D-2011-039, le Distributeur ne peut présumer que c'est sur cette seule base que la Régie a autorisé l'inclusion des montants associés aux projets Éolienne 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie dans la base de tarification. Au paragraphe 130, la Régie indique aussi qu'elle est d'avis que la proposition du Transporteur vise à récupérer les coûts générés par les projets le plus rapidement possible.

21.3 Veuillez confirmer le fait que, suite à sa décision D-2011-039, la Régie n'a pas encore disposé de la proposition du Transporteur concernant les modalités de disposition d'un compte de frais reportés hors base.

Réponse :

Le Distributeur le confirme

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 6, lignes 8 à 11 et 14-15.

Préambule : (i) lignes 8 à 10
« (...) la Régie a permis, pour trois projets spécifiques, la création d'un compte de frais reportés hors base tarifaire, afin d'y comptabiliser les coûts afférents à la réalisation de ces projets. »

lignes 14-15

«Les modalités de disposition visant à récupérer ces coûts ont été approuvées dans la décision D-2010-022.»

Demande(s) :

22.1 Veuillez confirmer que les modalités de dispositions des coûts comptabilisés dans un compte de frais reportés hors base tarifaire telles qu'établies par la décision D-2010-022 ne sont pas remises en question par la proposition du Distributeur.

Dans la négative, veuillez identifier toute modification des modalités de disposition qui découlerait de la proposition du Distributeur (HQD-3 doc 4).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 6, lignes 16 à 20.

Préambule : (i) «Pour un projet connu au moment de la préparation d'une demande tarifaire et pour lequel le Distributeur s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire, (...) le Distributeur propose les modifications suivantes dans le cas où ce projet génère des coûts qui affectent les revenus requis du dossier tarifaire en préparation : (...) »

(nous soulignons)

Demande(s) :

23.1 Veuillez préciser la nature des critères en vertu desquels les coûts d'un projet pourraient être traités selon les modalités proposées par le Distributeur à HQD-3 doc 4.

Veuillez notamment indiquer :

- a) si la demande d'autorisation d'un projet d'investissement devrait avoir été soumise à la Régie avant le dépôt de la demande tarifaire;

Réponse :

Le principal critère est le fait que le projet soit connu au moment de la préparation d'une demande tarifaire et qu'il s'agisse d'un projet pour lequel le Distributeur s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire.

- b) dans quels cas, selon quels critères et selon quelles indications de la Régie, le Distributeur pourrait «s'attendre» à ce que la décision de la Régie sur l'autorisation d'un projet soit rendue avant celle portant sur une demande tarifaire.

Réponse :

Le Distributeur peut s'attendre à ce que la décision de la Régie sur l'autorisation d'un projet soit rendue avant celle portant sur une demande tarifaire lorsque la demande d'autorisation est soumise minimalement dans les deux à cinq mois avant la date de la décision du dossier tarifaire et ce, en conformité avec les délais prescrits au guide de dépôt.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 7, lignes 13 et 17-19.

Préambule : (i) « Cette proposition repose sur les considérations suivantes :
(...)
• Meilleure adéquation entre le moment où les coûts sont générés par les projets et le moment où ils sont récupérés ;
• Coûts de financement minimisés ; »

Demande(s) :

24.1 Veuillez démontrer en quoi la proposition est susceptible d'assurer une «meilleure adéquation» entre le moment (l'année tarifaire) où les coûts d'un projet sont inclus dans les revenus requis et le moment où ces coûts sont effectivement encourus par le Distributeur.

Réponse :

La proposition a pour effet d'assurer l'adéquation entre le moment où les coûts sont prévus être encourus et la récupération de ces coûts dans les tarifs.

24.2 Veuillez également démontrer en quoi les modalités proposées sont susceptibles de résulter en une réalisation des projets du Distributeur qui coïncide davantage avec le moment prévu initialement pour leur réalisation.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler que dans sa décision D-2003-93, la Régie « *estime que l'établissement de tarifs devant s'appliquer sur une période future est plus approprié lorsqu'il se fonde sur une prévision des coûts et des revenus plutôt que sur des données historiques.* » (page 13). Le Distributeur est d'avis que ce principe réglementaire est valable notamment pour les coûts des projets supérieurs à 10 M\$.

En outre, le Distributeur déploie tous les efforts afin de réaliser ses projets selon les échéanciers et coûts prévus, ce qui est notamment le cas du projet Lecture à Distance qui fait l'objet d'une planification rigoureuse et pour lequel des travaux préparatoires sont en cours. (Voir les dossiers R-3723-2010 et R-3770-2011)

24.3 Veuillez identifier les cas où les coûts de financement d'un projet pourraient effectivement être minimisés.

Réponse :

Les coûts de financement sont minimisés puisque la proposition du Distributeur permet d'éviter l'intégration des coûts afférents au projet à un compte de frais reportés sur lequel serait calculé un rendement.

24.4 Dans les cas où les coûts associés à un projet d'investissement sont inclus dans les revenus requis d'une année tarifaire mais que la réalisation d'un projet se trouve retardée, reportée ou annulée, veuillez décrire les modalités prévues pour corriger *a posteriori* les coûts non encourus qui auraient déjà fait l'objet d'une récupération tarifaire.

Réponse :

Les coûts de cette nature ne sont pas visés par un compte d'écart, tant pour les coûts associés à des reports, retards ou annulation qu'à des coûts visés par des mises en service plus importantes que prévues. Voir également la réponse à la question 24.2.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 8, lignes 1 à 6.

Préambule : À la référence (i), HQD identifie les coûts du projet (LAD) qui ont déjà été comptabilisés à la base de tarification de l'année témoin projetée 2012 et les charges d'exploitation s'y rapportant comptabilisées aux revenus requis 2012.

Demande(s) :

25.1 Dans l'éventualité où l'autorisation e la phase 1 du projet LAD ne serait accordée par la Régie qu'après sa décision finale dans le présent dossier tarifaire – et en supposant que le Distributeur puisse néanmoins effectuer les investissements et radiations prévus en 2012, veuillez indiquer les coûts de financement additionnels qui seraient encourus (en fonction des montants mentionnés à la référence (i)).

Réponse :

Le Distributeur estime à 0,5 M\$ en 2012 les coûts de financement additionnels liés à la charge d'amortissement, aux radiations ainsi qu'aux charges d'exploitation du projet LAD. Ce montant s'ajoute au 2,9 M\$ de rendement sur la base de tarification déjà considéré à la pièce HQD-3, document 4, page 8.

25.2 Veuillez comparer, d'une part, les coûts de financement additionnels qui seraient encourus dans la situation décrite à la question 25.1 avec, d'autre part, les inconvénients (et les coûts additionnels, s'il y a lieu) qui seraient associés à la situation décrite à la question 24.4 (projet dont les coûts sont déjà inclus aux revenus requis mais faisant l'objet d'un report).

Réponse :

La proposition du Distributeur respecte les principes réglementaires établis par la Régie dans la décision D-2003-93 et est cohérente avec l'approche réglementaire reconnue par la Régie pour les projets majeurs du Transporteur. La situation décrite à la question 24.4 est hypothétique et aucun coût ne peut être comparé à celui en réponse à la question 25.1.

PARAMÈTRES DU MODÈLE D'ÉTABLISSEMENT DES CHARGES D'EXPLOITATION
(Coûts de Distribution et Service à la clientèle, HQD-7 doc 1)

Référence(s) : (i) HQD-7 doc 1, page 7, lignes 9 à 16.
(ii) HQD-7 doc 11, page 3, Tableau 1.

Préambule : À la référence (i), le Distributeur explique l'augmentation des coûts de ses activités de base par les principaux facteurs suivants :

- « la progression combinée des charges de 2,4 % en 2012 comparativement à 2,3% en 2011. Ce facteur est composé d'une progression de l'ordre de 3 % de certains coûts salariaux découlant des augmentations et progressions salariales et d'une progression des autres charges à l'inflation de 2 % ;
- la croissance de ses activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 12,2 M\$ ou 1,1 % pour 2012. (...) »

À la référence (ii), le Distributeur présente l'évolution des autres charges de l'année historique 2010 à l'année témoin 2012.

Demande(s) :

26.1 Veuillez identifier les facteurs qui expliquent la progression de certains coûts salariaux à un rythme nettement supérieur à l'inflation.

Réponse :

L'ajustement économique entre les années 2011 et 2012 est de 2,0 % pour la quasi totalité du personnel régi par des conventions collectives de travail. À cette augmentation s'ajoute la progression dans les échelles salariales entre les années 2011 et 2012 qui est de 1,0 % en moyenne pour les différents groupes d'emploi du Distributeur.

26.2 Parmi les autres charges de l'année témoin 2012 présentées à la référence (ii), veuillez identifier celles reliées à des demandes pour lesquelles la Régie n'a pas encore rendu de décision.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les coûts du projet Lecture à distance (LAD) – phase I (R-3770-2011) ainsi que les coûts relatifs à l'étalement de la radiation du solde ATPC/PTPC (R-3768-2011) sont les seules demandes pour lesquelles la Régie n'a pas encore rendu de décision.

Référence(s) :

- (i) HQD-7 doc 1, page 8, Tableau 3.
- (ii) HQD-7 doc 1, pages 10 à 12, section 1.1.2.3.
- (iii) HQD-7 doc 1, page 9, lignes 17 à 20.

Préambule : À la référence (i), HQD présente les éléments spécifiques des charges d'exploitation.

À la référence (ii), HQD présente les nouveaux éléments spécifiques dont elle demande la reconnaissance pour l'année témoin 2012.

À la référence (iii), HQD propose de modifier l'un des critères acceptés par la Régie pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique.

« Le Distributeur propose toutefois d'apporter une précision relativement au critère 4. En effet, le seuil minimal de 5 M\$ ne devrait pas s'appliquer aux charges d'exploitation découlant d'un projet majeur supérieur à 10 M\$ puisque ces charges font partie intégrante du projet. »

Demande(s) :

27.1 Veuillez confirmer que deux des quatre «nouveaux éléments spécifiques» présentés à la référence (ii), soit le traitement de certains coûts du PGEÉ (R-3768-2011) et le projet Lecture à distance (LAD) – phase 1 (R-3770-2011), n'ont pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

27.2 Veuillez confirmer que les coûts découlant du projet LAD ne pourraient être inclus dans les revenus requis de l'année témoin 2012 que si la Régie approuve la proposition du Distributeur relative au traitement réglementaire des projets de plus de 10 M\$ et non autorisés (HQD-3 doc 4). Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

27.3 Veuillez confirmer que les charges de 3,9 M\$ en 2012 relatives au projet CATVAR ne pourraient être reconnues comme élément spécifique que si la Régie accepte la proposition du Distributeur à l'effet que le seuil minimal de 5 M\$ ne s'applique pas aux charges d'exploitation d'un projet majeur supérieur à 10 M\$ (référence (iii)).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

**INTRODUCTION DE NOUVEAUX PRODUITS *MIEUX CONSOMMER* AU MARCHÉ
RÉSIDENTIEL**

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, page 22, lignes 6 à 10.

Préambule : « En 2012, le Distributeur poursuit la promotion des fenêtres et portes-fenêtres éconergétiques. De plus, compte tenu de la disponibilité récente de fenêtres ENERGY STAR® coulissantes en aluminium, le Distributeur analyse l'opportunité d'intervenir avec une aide financière dans le segment de marché des immeubles multi-locatifs privés, ce segment comptant la plus faible pénétration de fenêtres éconergétiques. »

Demande(s) :

28.1 Veuillez expliquer le lien entre la disponibilité de nouvelles fenêtres ENERGY STAR coulissantes en aluminium et l'opportunité de faire la promotion de ce produit en particulier dans le segment de marché des immeubles multi-locatifs privés.

Réponse :

Le nombre de modèles de fenêtres ENERGY STAR coulissantes en aluminium a augmenté au cours des dernières années et a atteint une bonne diversité de l'offre par un nombre suffisant de manufacturiers. Parallèlement, le surcoût de la mesure a diminué de façon notable. Ces facteurs ouvrent une opportunité de faire la promotion de ce produit.

Voir également la réponse à la question 28.2.

28.2 Veuillez notamment énumérer les facteurs (caractéristiques et prix du produit, compatibilité avec les contraintes d'installation et caractéristiques des bâtiments, par exemple) qui destinaient ce produit plus particulièrement au segment de marché des immeubles multi-locatifs privés.

Réponse :

Les fenêtres coulissantes en aluminium sont les modèles privilégiés par les propriétaires d'immeubles multi-locatifs privés à cause de leur pérennité. Ils sont destinés presque exclusivement à ce marché. Le Distributeur prévoit donc analyser la possibilité de couvrir une partie ou la totalité du surcoût de fenêtres ENERGY STAR coulissantes en aluminium par rapport à un modèle qui n'a pas l'homologation. Le taux de pénétration des modèles ENERGY STAR est actuellement très faible et son surcoût est estimé à moins de 65 \$/mètre carré.

28.3 Veuillez préciser si, pour des bâtiments comparables, la promotion de ce produit est également envisagée dans le segment de marché socio communautaire. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur envisage aussi couvrir l'ensemble du segment sociocommunautaire. Il tiendra donc compte de ce segment dans son analyse d'opportunité.

28.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué (et /ou commencé à examiner) diverses options visant à assurer un partage équitable des bénéfices (économies d'énergie) entre les propriétaires des immeubles multi locatifs privés et les locataires, en particulier dans les cas où le coût du chauffage de l'espace est inclus dans le prix du loyer.

Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi et, notamment, identifier les obstacles qui empêcherait le Distributeur d'amorcer la résolution de cette problématique.

Réponse :

Le Distributeur n'envisage pas évaluer de telles options. Elles touchent la relation contractuelle entre un propriétaire et un locataire. Par contre, il est important de noter que l'installation d'un modèle de fenêtres ENERGY STAR coulissantes en aluminium augmentera le confort du locataire.

28.5 Veuillez identifier les facteurs qui, selon le Distributeur, expliqueraient que le segment de marché des immeubles multi locatifs privés compte la plus faible pénétration des fenêtres éconergétiques.

Réponse :

Les modèles éconergétiques en aluminium sont actuellement plus chers que les autres modèles en aluminium qui ne sont pas homologués ENERGY STAR.

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, page 22, lignes 12 à 15.

Préambule : « Le Distributeur compte poursuivre ses efforts d'information et d'influence auprès des consommateurs pendant leur processus de décision d'achat de téléviseurs.

De plus, la stratégie initiée en 2010 auprès des détaillants se poursuivra afin de stimuler l'offre d'appareils plus éconergétiques.»

Demande(s) :

29.1 Veuillez indiquer la valeur des économies d'énergie cumulées à ce jour par ce programme ou, en absence de mesure disponible, fournir l'appréciation de la pertinence de poursuivre ce programme faite par le Distributeur.

Réponse :

Au 30 septembre 2011, les gains énergétiques cumulés s'élevaient à 6,04 GWh.

29.2 Veuillez indiquer le nombre de participants (acheteurs) prévus par le Distributeur pour l'année de base 2011.

Réponse :

Le Distributeur a prévu rejoindre 80 000 participants.

29.3 Veuillez préciser dans quelle mesure les efforts promotionnels du Distributeur sont dirigés, respectivement, vers les acheteurs ou vers les détaillants.

Réponse :

Un incitatif financier est versé aux détaillants pour la vente de chaque téléviseur admissible. De plus, une formation ainsi que du matériel informatif sont offerts au personnel de vente des détaillants.

En ce qui concerne les acheteurs, du matériel informationnel et promotionnel est proposé au point de vente et un site Web expliquant le programme est disponible en ligne. De plus, un concours destiné aux acheteurs et aux conseillers en magasin a été lancé au printemps 2011.

29.4 Veuillez fournir une appréciation de la justification de ce programme en fonction des résultats mesurables en fonction des tests de rentabilité usuels (TCTR, TP, TNT).

Réponse :

Le volet téléviseurs fait partie d'un ensemble de mesures, lesquelles sont regroupées sous le programme Mieux Consommer. L'analyse de rentabilité est réalisé sur l'ensemble du programme. Avant la mise en exploitation de ce volet, le Distributeur s'est assuré de sa rentabilité.

PGÉÉ - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, pages 23-24, section 5.1.3.1

Préambule : À la référence (i), HQD présente ses interventions en matière de rénovation énergétique pour les MFR dans le volet social, le volet communautaire – Coop - OBNL et pour le volet privé – municipalités.

L'Union des consommateurs tient à préciser qu'elle est favorable à la poursuite des interventions du Distributeur en collaboration avec ces intermédiaires institutionnels.

Demande(s) :

30.1 Veuillez expliquer quelles sont les initiatives considérées et / ou évaluées par le Distributeur pour assurer une meilleure participation des ménages à faible revenu, propriétaires - secteur privé, à ce programme.

Réponse :

Le Distributeur s'associe aux programmes de rénovation « Réno Québec » et « Réno Village » appuyés financièrement par la SHQ et visant les diverses municipalités. La responsabilité de la commercialisation et l'administration de ces programmes relèvent des municipalités participantes. Lorsqu'un citoyen se qualifie aux programmes « Réno Québec » et « Réno Village », la municipalité doit aussi lui offrir le programme du Distributeur.

Afin de maximiser la participation des clients, le Distributeur a rencontré les principales municipalités et quelques MRC participantes aux programmes pour expliquer la contribution d'HQD et en faire la promotion. À ce jour, ces efforts se sont traduits par la signature de huit ententes avec des municipalités qui se sont engagées à promouvoir et offrir le programme. Le Distributeur prévoit conclure quatre ententes additionnelles d'ici la fin de l'année 2011.

30.2 Veuillez notamment identifier les barrières de marché, économiques et socio-culturelles qui entravent, retardent, compliquent l'atteinte d'un meilleur taux de participation à ce programme dans le cas des MFR propriétaires – secteur privé.

Réponse :

De la part du Distributeur, tous les efforts sont déployés pour assurer le succès du programme. Les barrières sont liées aux paramètres des programmes « Réno Québec » et « Réno Village ». Notamment, le

propriétaire doit déboursier au moins le tiers (33 %) des coûts des travaux, ce qui peut représenter une somme importante.

Voir également la réponse à la question 1.11 du ROÉÉ.

30.3 Veuillez également identifier les approches ou solutions que le Distributeur a évaluées (ou celles qu'il examine présentement) pour amorcer une résolution de cette problématique.

Réponse :

Le Distributeur considère avoir déployé tous les efforts nécessaires.

30.4 Veuillez expliquer les résultats relativement modestes en terme d'économies d'énergie générées par ces interventions (4 GWh pour un budget de 5 M\$) en dépit des efforts déployés par le Distributeur.

Veuillez notamment qualifier votre réponse en tenant compte du PTÉ en matière de rénovation énergétique et des limitations découlant des PRI en cette matière.

Réponse :

Actuellement, le seul programme actif est celui de la ville de Montréal. Toutes les ententes dont il est fait référence à la question 30.1 ne se sont pas encore concrétisées par des projets réalisés et comptabilisés. Ces résultats arriveront plutôt à partir de 2012. Les quantités d'énergie mentionnées font référence à la seule ville de Montréal.

Voir également la réponse à la question 30.2.

Référence(s) : PGEÉ – Ménages à faible revenu
Question d'ordre général

Préambule : UC se préoccupe de l'adéquation entre les contributions tarifaires destinées au financement des activités en EÉ provenant des ménages à faible revenu et des ménages à budget modeste et leur taux de participation effectif aux bénéfices provenant des activités et programmes en cette matière. Cette problématique apparaît particulièrement importante et complexe à résoudre dans le secteur privé et dans le cas des locataires à faible revenu dont le coût du chauffage de l'espace est inclus dans le prix du loyer.

Demande(s) :

31.1 Veuillez présenter la réflexion du Distributeur sur ce sujet, e identifiant, d'une part, les défis particuliers que posent ces segments de la clientèle résidentielle et, d'autre part, les mesures et initiatives que le Distributeur a évaluées et/ou considère prometteuses pour assurer une participation de ces clientèles aux bénéfices des programmes en EÉ qui soit proportionnelle au financement de ses activités provenant de leurs tarifs.

Réponse :

Le Distributeur est conscient des conditions particulières de sa clientèle à faible revenu et des défis auxquels il fait face lors de la mise en place de mesures d'efficacité énergétiques pour cette clientèle. Les programmes du PGEÉ qui s'adresse spécifiquement à elle sont d'ailleurs adaptés de façon à permettre une participation maximale.

Le Distributeur souligne que le sujet des mesures visant la clientèle à faible revenu a été abondamment abordé lors des demandes budgétaires antérieures.

PROMOTION DE LA BI-ÉNERGIE

Référence(s) : (i) HQD-12 doc 2, pages 27 à 38.

Préambule : À la référence (i), le Distributeur présente une proposition de re calibrage du tarif DT notamment en fonction de l'évolution de la normale climatique et du prix mazout.

Demande(s) :

32.1 Veuillez présenter la position du Distributeur en ce qui concerne l'éventualité de subventionner des programmes visant l'effacement de la pointe et qui seraient destinés à d'autres formes d'énergie que le mazout.

Veuillez notamment commenter la possibilité d'offrir des incitatifs tarifaires ou autres pour la promotion du chauffage de l'espace à la biomasse (granules de bois), en identifiant les contraintes à satisfaire et les avantages que pourrait cela pourrait procurer.

Veuillez également répondre à cette question pour la situation particulière des réseaux autonomes (par exemple Iles de la Madeleine) en tenant compte de l'augmentation du

coût des achats de combustibles et de la nécessité de remplacer prochainement des équipements de production thermique arrivant à la fin de leur durée de vie utile.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas étudié cette éventualité. Bien que la très grande majorité des clients du tarif DT utilisent le mazout comme source d'appoint, tout système bi-énergie utilisant l'électricité comme source principale et un combustible comme source d'appoint est admissible au tarif DT s'il respecte toutes les conditions établies à l'article 26.1. des *Tarifs et conditions du Distributeur*. Les clients bi-énergie utilisant une autre source que le mazout disposent donc déjà d'un incitatif tarifaire, soit le tarif DT.

Tel que stipulé à l'article 7.3 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, le tarif DT ne s'applique pas dans les réseaux autonomes. Le Distributeur n'a aucun intérêt à inciter les clients se chauffant au mazout à se convertir à la bi-énergie puisque cette conversion engendrerait une hausse de la consommation électrique en réseaux autonomes et conséquemment, une hausse des coûts en réseaux autonomes. Le Distributeur dispose de la tarification dissuasive au nord du 53^e parallèle pour décourager la conversion à l'électricité, même partielle, du chauffage des locaux. De plus, le PUEÉ, qui est offert aux clients en réseaux autonomes tant au sud qu'au nord du 53^e parallèle, comporte déjà un important incitatif financier visant à encourager les clients à consommer du mazout pour combler la totalité de leurs besoins thermiques. Par ailleurs, les réseaux autonomes disposent déjà d'infrastructures pour le stockage et la livraison du mazout (à l'exception de la région de Schefferville), mais ne disposent pas de telles infrastructures pour les autres combustibles (granules, bois, gaz naturel).

TRAITEMENT DES CAS DE COMPTEURS CROISÉS

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 10, lignes 22 à 26.

Préambule : « À la lumière des statistiques présentées à la section 2.5, si le traitement de ces cas était fait selon les modalités proposées par le Distributeur, les corrections de factures apportées se traduiraient ainsi : (...) »

(nous soulignons)

Demande(s) :

33.1 Veuillez confirmer qu'il faudrait plutôt lire : « (...) statistiques présentées à la section 1.1.5 (...)»

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 11, lignes 2 et 3.

Préambule : « Dans 33 % des cas qui portent sur une durée inférieure à 6 mois, le Distributeur réclamerait la totalité de la correction, (...)»

(nous soulignons)

Demande(s) :

34.1 À des fins de précision et pour éviter toute divergence d'interprétation, ne serait-il pas préférable d'écrire : « Dans 33 % des cas parmi ceux qui portent sur une durée inférieure à 6 mois (...) »?

Réponse :

Le texte devrait se lire: « Pour 33 % des cas de compteurs croisés, soit ceux dont la durée de l'anomalie est inférieure à 6 mois, le Distributeur réclamerait la totalité de la correction ».

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 11, lignes 14 à 16.

Préambule : « Les facteurs déterminant des impacts financiers pour le Distributeur du traitement d'un cas de compteurs croisés sont la durée de l'anomalie, l'écart monétaire entre le montant réclamé et le montant remboursé ainsi que le coût de traitement par le Distributeur.»

(nous soulignons)

Demande(s) :

35.1 Puisque la proportion des montants effectivement réclamés ou remboursés ne peut pas être connue d'avance par le Distributeur, ne serait-il pas plus exact de dire que : «Les facteurs déterminant des impacts financiers pour le Distributeur du traitement d'un cas de compteurs croisés sont la durée de l'anomalie, l'écart monétaire entre le

montant qui peut être réclamé et le montant qui peut être remboursé ainsi que le coût de traitement par le Distributeur.» ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'écart monétaire est entre les montants réclamés et payés par les clients et les montants crédités et remboursés par le Distributeur.