

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. **Référence :** Pièce B-0005, page 56.

Préambule :

Le tableau 2A-4 présente une comparaison des prévisions des prix des combustibles.

Demande :

- 1.1 Veuillez expliquer comment sont établies les prévisions des combustibles du Distributeur sur la période 2010-2020. Veuillez notamment préciser comment l'évolution de ces prix sur ladite période est établie.

Réponse :

Comme précisé à la pièce HQD-6, document 7, page 7 du dossier R-3470-2001 Phase II, la prévision de moyen et long termes des prix des combustibles s'appuie sur un modèle analytique d'identités comptables « *judgemental* » d'offre et de demande mondiale de pétrole brut et d'offre et de demande nord-américaine de gaz naturel. À court terme (moins de 2 ans), le Distributeur retient la moyenne des prix à terme du pétrole brut sur le NYMEX du dernier mois disponible au moment d'établir la prévision. Pour le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta à court terme (moins de 2 ans) se référer à la réponse à l'engagement n° 3 dans le dossier R-3740-2010.

2. **Référence :** Pièce B-0005, page 71.

Préambule :

« Outre l'élasticité revenu du secteur Résidentiel et agricole, les autres élasticités n'ont pas été revues depuis le dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur ne jugeant pas nécessaire la révision de ces dernières. »

Demande :

- 2.1 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas révisé les élasticités revenus des autres secteurs de consommation.

Réponse :

La prévision de la demande au secteur résidentiel et agricole est effectuée à l'aide du modèle technico-économique REEPS (*Residential*

End-Use Energy Planning System). Dans ce modèle, l'évolution de la demande d'électricité de plusieurs appareils, notamment les produits électroniques de consommation (téléviseurs, décodeurs, consoles de jeux vidéo, cinéma maison, lecteur DVD, etc.), est directement liée à la croissance du revenu personnel disponible. Or, la part de ces appareils dans la consommation résidentielle a augmenté significativement au cours des dernières années, amenant une hausse inattendue des ventes d'électricité. L'élasticité revenu a donc été revue à la hausse pour tenir compte de ce phénomène. Puisqu'il s'agit d'une situation propre au secteur résidentiel, l'élasticité revenu n'a pas été modifiée pour les autres secteurs de consommation.

3. Référence : Pièce B-0005, page 131.

Préambule :

« Le Distributeur tient toutefois à mentionner qu'au cours de l'année 2010, des sondages auprès des clientèles Résidentielle et agricole et Commerciale et institutionnelle ont été réalisés. Lorsque les résultats de ces sondages seront disponibles et analysés, soit en 2010 et en 2011, le Distributeur procédera à la mise à jour des modèles de prévision de ces secteurs. La prévision présentée dans le Plan ne reflète donc pas ces nouvelles informations compte tenu de l'ampleur des travaux et des délais nécessaires à leur réalisation. »

Demande :

3.1 Veuillez indiquer si les modèles actuels génèrent des biais statistiquement significatifs à la hausse ou à la baisse. Le cas échéant, veuillez préciser les secteurs de consommation affectés et l'ampleur des biais observés.

Réponse :

Une actualisation de l'analyse de performance de la prévision des ventes d'électricité au Québec sur la période 1985-2009 a été réalisée en 2010.

Selon cette analyse, la prévision des ventes d'électricité au secteur résidentiel et agricole ne possède aucun biais statistiquement significatif, mis à part une légère évidence de sous-estimation pour l'horizon prévisionnel de 3 ans. À cet horizon, l'écart moyen observé est de -1,9 %.

Pour ce qui est du secteur commercial et institutionnel, la prévision des ventes d'électricité à ce secteur ne possède aucun biais statistiquement significatif.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 4. Références :** (i) Pièce B-0004, pages 13 et 14;
(ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur spécifie que la prévision de la demande qu'il présente tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les besoins en puissance. Le Distributeur considère à cette fin les économies d'énergie tendanciennes, les programmes mis en œuvre au cours des années 1990 ainsi que les interventions en efficacité énergétique en déploiement, dont la cible a été fixée à 11 TWh à l'horizon 2015.

Les données figurant au tableau 1, à partir desquelles la Régie procède à certains calculs, sont tirées du tableau 2.1-2 du Distributeur.

| Tableau 1 | | | | | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver | | | | | | | |
| | 2009-2010 | 2010-2011 | 2011-2012 | 2012-2013 | 2013-2014 | 2014-2015 | 2015-2016 |
| Impact (en MW) <i>Données tirées du tableau 2.1-2</i> | 1 100 | 1 320 | 1 530 | 1 790 | 2 050 | 2 300 | 2 530 |
| Variation par rapport à l'année précédente (en MW) (en %) <i>Calculs de la Régie</i> | | 220 20 % | 210 16 % | 260 17 % | 260 15 % | 250 12 % | 230 10 % |

La Régie observe que la variation annuelle de l'impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver décroît, entre les hivers 2010-2011 et 2015-2016, de 20 % à 10 %.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2011, le Distributeur présente ses objectifs en matière d'efficacité énergétique pour la période 2003-2015.

Les données figurant au tableau 2, à partir desquelles la Régie procède à certains calculs, sont tirées du tableau A-5 du Distributeur.

| Tableau 2 | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Impact énergétique – Période 2009-2015 | | | | | | | |
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| Impact en GWh ajoutés | | | | | | | |
| Total des programmes et activités du Distributeur | 852 | 760 | 805 | 902 | 927 | 949 | 798 |
| Marché affaires | 383 | 468 | 525 | 647 | 721 | 773 | 630 |
| <i>Données tirées du tableau A-5</i> | | | | | | | |
| Proportion des économies d'énergie du Marché affaires par rapport au Total | 45 % | 62 % | 65 % | 72 % | 78 % | 81 % | 79 % |
| <i>Calculs de la Régie</i> | | | | | | | |

La Régie observe que la proportion des économies d'énergie associée aux programmes et activités du distributeur dans le Marché affaires croît régulièrement de 45 % à environ 80 % entre 2009 et 2015.

Demandes :

- 4.1** Veuillez quantifier l'impact sur les besoins de puissance des économies d'énergie associées au Marché affaires, en les comparant notamment aux économies d'énergie associées au Marché résidentiel.

Réponse :

TABLEAU R-4.1
Impacts des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver (MW)

| | 2009-2010 | 2010-2011 | 2011-2012 | 2012-2013 | 2013-2014 | 2014-2015 | 2015-2016 |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Impact total | 1 100 | 1 320 | 1 530 | 1 790 | 2 050 | 2 300 | 2 530 |
| <i>Marché Résidentiel</i> | 450 | 550 | 640 | 760 | 860 | 960 | 1 030 |
| <i>Marché Affaires</i> | 650 | 770 | 900 | 1 040 | 1 190 | 1 350 | 1 510 |

Variation par rapport à l'année précédente (croissance annuelle)

Impact total

| | | | | | | | |
|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW | | 220 | 210 | 260 | 260 | 250 | 230 |
| en % | | 20% | 16% | 17% | 14% | 12% | 10% |

Marché Résidentiel

| | | | | | | | |
|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| en MW | | 100 | 90 | 120 | 100 | 100 | 70 |
| en % | | 22% | 16% | 18% | 14% | 11% | 7% |

Marché Affaires

| | | | | | | | |
|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW | | 120 | 130 | 140 | 150 | 160 | 160 |
| en % | | 19% | 17% | 16% | 15% | 13% | 12% |

Part du marché Affaires dans la croissance annuelle de l'impact en puissance des économies d'énergie

| | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 55% | 59% | 55% | 60% | 63% | 70% |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|

4.2 Veuillez distinguer, dans le tableau 1, l'impact des programmes d'économie d'énergie du Marché affaires de celui des autres programmes et interventions sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver.

Réponse :

TABLEAU R-4.2

| | 2009- 2010 | 2010- 2011 | 2011- 2012 | 2012- 2013 | 2013- 2014 | 2014- 2015 | 2015- 2016 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Impact total (marché Affaires) | 650 | 770 | 900 | 1 040 | 1 190 | 1 350 | 1 510 |
| <i>Économies d'énergie tendancielles</i> | 60 | 120 | 180 | 240 | 310 | 370 | 440 |
| <i>Programmes d'HQ déjà mis en œuvre</i> | 260 | 260 | 250 | 250 | 240 | 240 | 230 |
| <i>Interventions en efficacité énergétique en déploiement</i> | 330 | 390 | 460 | 540 | 640 | 730 | 830 |

Variation¹ par rapport à l'année précédente (croissance annuelle)

Impact total (marché Affaires)

| | | | | | | | |
|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW | | 120 | 130 | 140 | 150 | 160 | 160 |
| en % | | 19% | 17% | 16% | 15% | 13% | 12% |

Économies d'énergie tendancielles (marché Affaires)

| | | | | | | | |
|-------|--|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| en % | | 101% | 51% | 35% | 26% | 21% | 17% |

Programmes d'HQ déjà mis en œuvre (marché Affaires)

| | | | | | | | |
|--------------------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW ² | | 0 | 0 | -10 | 0 | 0 | 0 |
| en % | | -1% | -1% | -3% | -2% | -2% | -2% |

Interventions en efficacité énergétique en déploiement (Marché Affaires)

| | | | | | | | |
|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| en MW | | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 100 |
| en % | | 20% | 18% | 18% | 17% | 15% | 14% |

¹ Les variations sont calculées en prenant l'arrondi au 10 MW de la variation des impacts non-arrondis. Ceci peut amener une différence par rapport à la variation observée sur les impacts arrondis au 10 MW.

² En raison de l'arrondi au 10 MW, certaines variations prennent une valeur égale à zéro.

4.3 En tenant compte des réponses fournies en 4.1 et 4.2, veuillez expliquer le fait que la proportion des économies d'énergie du Marché affaires par rapport au total des programmes et activités du Distributeur croisse de près du double entre 2009 et 2015, mais que l'impact des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver ne croisse que de 20 % à 10 % annuellement au cours de la même période.

Réponse :

Il n'y a pas de lien entre l'augmentation de la proportion des économies d'énergie du marché Affaires et la diminution du taux de croissance de l'impact en puissance des économies d'énergie.

Pour la proportion des économies d'énergie du marché Affaires, le tableau R-4.1, tout comme dans le tableau 2 de la référence (ii), montre que la contribution du marché Affaires dans la croissance annuelle de l'impact en puissance des économies d'énergie est en hausse. La hausse présentée au tableau R-4.1 est toutefois moins importante que celle du tableau 2. Ceci s'explique en partie par ce qui suit :

| | Tableau R-4.1 dossier R-3748-2010 | Tableau 2 de la référence (ii) dossier R-3740-2010 |
|--|---|---|
| Composition des économies d'énergie | <ul style="list-style-type: none"> - les économies d'énergie tendanciennes - les programmes déjà mis en œuvre - les interventions en efficacité énergétique en déploiement : programmes du PGEÉ, programmes sous la responsabilité de l'AEÉ et projet CATVAR | <ul style="list-style-type: none"> - programmes du PGEÉ seulement |
| Effritement des mesures | <ul style="list-style-type: none"> - les impacts en puissance découlent des impacts énergétiques cumulatifs qui tiennent compte de l'effritement des mesures ayant débutées les années précédentes | <ul style="list-style-type: none"> - les impacts énergétiques sont des ajouts annuels et ne tiennent pas compte de l'effritement des mesures ayant débuté les années précédentes |

Par ailleurs, la différence entre la part du marché Affaires en énergie et en puissance s'explique aussi par le fait que les économies associées au marché Affaires sont généralement moins présentes à la pointe d'hiver que celles du marché résidentiel (notamment pour l'usage du chauffage des locaux).

Finalement, la Régie constate une apparente diminution du taux de croissance de 20 % à 10 % entre 2009 à 2015 (référence (i)). Ceci résulte du fait que la variation des quantités d'économies d'énergie (numérateur) est relativement constante sur la période 2009-2010 à 2015-2016 et ce, autant en énergie (environ 1,7 TWh par année) qu'en puissance (environ 240 MW par année), alors que l'impact total des économies d'énergie sur la prévision de la puissance à la pointe d'hiver (dénominateur) est à la hausse.

5. Référence : Pièce B-0005, page 70.

Préambule :

Le tableau 2A-13 présente l'effacement de la bi-énergie résidentielle pris en compte dans la prévision de la puissance à la pointe d'hiver.

Demande :

- 5.1** Veuillez indiquer, pour chacune des années du tableau 2A-13, le nombre de clients prévus à la bi-énergie résidentielle.

Réponse :

TABLEAU R-5.1

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <i>en milliers</i> | 128,0 | 128,9 | 129,7 | 130,4 | 131,0 | 131,5 | 131,9 | 132,2 | 132,4 | 132,5 | 132,5 |

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0004, pages 28 et 29;
 - (ii) Pièce B-0005, pages 64 à 66;
 - (iii) Dossier R-3648-2007, pièce B-1, HQD-1, document 2, page 58;
 - (iv) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 52 et 53;
 - (v) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 52.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur considère important de poursuivre ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en gestion de la consommation afin de mieux gérer et réduire l'appel de puissance de sa clientèle. [...] le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection.* »

(ii) Le tableau 2A-10 présente la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver des usages suivants : le chauffage au secteur Résidentiel et agricole, l'eau chaude au secteur Résidentiel et agricole ainsi que le chauffage au secteur Commercial et institutionnel. Le chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole représente 30 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2009-2010 et connaît une croissance annuelle moyenne de 1,1 %. Le Distributeur précise que sans le Plan global en efficacité énergétique du Distributeur (le PGEÉ), cette croissance serait de 1,6 %.

(iii) Dans le précédent plan d'approvisionnement, la croissance annuelle moyenne de la puissance à la pointe due au chauffage était estimée à 0,8 %, et de près de 1,2 % sans le PGEÉ.

(iv) Le Distributeur présente ses activités de R&D, de démonstration et d'évaluation des chauffe-eau solaires. Les résultats d'impact en énergie et en puissance (ces derniers entre 27 % et 45 %) devraient être confirmés début 2011.

(v) Le Distributeur indique que les nouveaux chauffe-eau électriques à trois éléments qu'il a évalués au Laboratoire des technologies de l'énergie (le LTÉ) pour le marché résidentiel ont, selon les premières évaluations, un potentiel technico-économique « de l'ordre de 15 à 30 MW sur un horizon de cinq ans ».

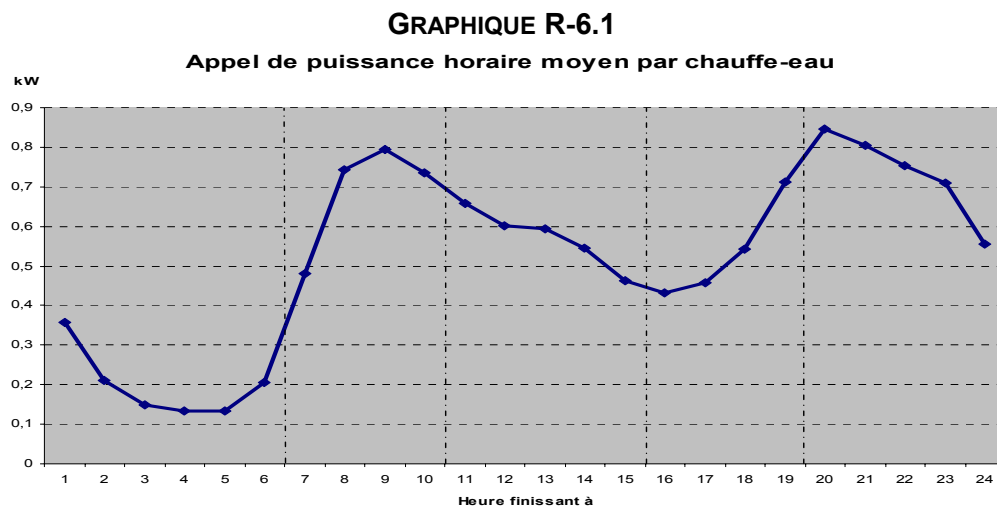
Demandes :

6.1 Veuillez donner plus d'information sur le parc de chauffe-eau électriques résidentiels au Québec, le nombre de chauffe-eau, leur contribution unitaire à la pointe hivernale par abonnement résidentiel, le profil journalier de consommation en fonction des soutirages d'eau, etc.

Réponse :

En 2010, le nombre de chauffe-eau électriques résidentiels au Québec a été estimé à 2,8 M, soit 91 % de la totalité des chauffe-eau individuels. Ce parc est réparti environ à parts égales entre les chauffe-eau de 40 gallons et de 60 gallons. L'appel de puissance moyen par chauffe-eau, coïncidant à la pointe hivernale, est de l'ordre de 0,5 kW.

Compte tenu de la diversité de l'appel de puissance d'un parc de chauffe-eau électrique, le profil journalier moyen de la puissance soutirée par chauffe-eau pour une journée d'hiver est montré dans le graphique qui suit.



- 6.2 Veuillez élaborer sur les nouveaux chauffe-eau à trois éléments et déposer l'étude du LTÉ ainsi que toute autre étude sur le potentiel d'effacement à la pointe dans la production d'eau chaude que le LTÉ pourrait avoir complétée, sur les chauffe-eau solaires notamment.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-8, document 8, dans le dossier R-3740-2010, le Distributeur a lancé un programme de chauffe-eau à trois éléments pour le marché résidentiel à l'automne 2010. Ce programme fait suite au projet pilote que l'IREQ a mené sur les chauffe-eau à trois éléments de 2006 à 2008. Le rapport de l'IREQ est fourni à l'annexe A de la présente pièce. Le concept du nouveau chauffe-eau à trois éléments consiste à modifier un chauffe-eau électrique conventionnel de 60 gallons muni de deux éléments de 3,8 kW chacun, afin d'y ajouter un élément intermédiaire de 3,0 kW (le troisième élément) et de réduire la puissance de l'élément inférieur à une puissance nominale de 0,8 kW. Le but est de faire fonctionner l'élément de faible puissance le plus longtemps possible et de recourir aux éléments de puissance élevée lorsque nécessaire.

Les études du Distributeur ont montré que l'utilisation d'un chauffe-eau à trois éléments, comparativement à un chauffe-eau à deux éléments, permet de réduire les besoins de puissance à la pointe d'hiver de l'ordre de 0,1 kW par chauffe-eau. Ces études reposent sur les résultats du projet pilote de l'IREQ et de la connaissance des profils de charge du réseau que possède le Distributeur.

Quant aux chauffe-eau solaires, l'IREQ s'est doté depuis 2007 d'un banc d'essai destiné à évaluer, en conditions réelles, les apports énergétiques de systèmes solaires associés au chauffage de l'eau domestique. Le Distributeur dépose, à l'annexe A de la présente pièce, un article qui a paru dans la publication *L'Infobec* de l'*American Society of Heating, Refrigerating and Air-conditioning Engineers inc.* (ASHRAE), chapitre du Québec, édition de février 2011. Cet article brosse un portrait de l'ensemble de l'étude et en présente toutes les conclusions.

Les résultats des essais réalisés au cours des années 2008 à 2010 ont montré que la contribution moyenne à la baisse de puissance dans les périodes de pointe d'hiver varierait entre 0 et 55 %. Lorsque la période de grand froid est longue, une seule journée plus nuageuse amène le réservoir à se vider de ses réserves. Pour un parc de chauffe-eau solaires, l'IREQ estime qu'il est improbable que la réduction de puissance soit supérieure à 25 %.

Afin de consolider les résultats de ses recherches, l'IREQ participe actuellement, dans le cadre d'un projet pilote de chauffe-eau solaires avec l'Agence de l'efficacité énergétique, à un projet de mesurage de la performance des systèmes réels installés dans des résidences. Le rapport final est attendu au printemps 2012 et couvrira une année de mesurage.

CRITÈRES DE FIABILITÉ

7. **Référence :** Pièce B-0004, pages 35 et 36.

Préambule :

« Si la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle retenue lors du précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur a cependant [...] modifié son portefeuille d'approvisionnement [...].

Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a connu les changements suivants :

[...]

- ajustements liés aux soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques. Sur la base des caractéristiques des soumissions retenues, le taux de réserve de ce moyen a été ajusté à 60 % au lieu de 40 % prévu initialement; » [nous soulignons]*

Par ailleurs, la Régie constate, à partir du tableau 4.2-1, que le taux de réserve requise pour l'ensemble des approvisionnements est de l'ordre de 10 %.

Demande :

7.1 Veuillez justifier le taux de réserve de 60 % pour les petites centrales hydrauliques. Veuillez présenter vos hypothèses et vos sources.

Réponse :

L'ajustement du taux de réserve pour les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques est basé sur les facteurs d'utilisation mensuels de janvier prévus par les soumissionnaires dans leurs offres. Ce taux théorique pourra être ajusté dans le futur sur la base des données réelles de la production des centrales.

- 8. Références :** (i) Pièce B-0004, pages 36 et 37;
(ii) Pièce B-0004, page 21.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte dans le modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS). Ce modèle considère la demande de façon déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen.

Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. » [nous soulignons]

(ii) Par ailleurs, le Distributeur révisé l'aléa global sur les besoins en puissance à la baisse. Cette révision découle d'une révision à la baisse de l'aléa climatique à la pointe d'hiver et de la réduction de l'incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique.

Demandes :

- 8.1** Veuillez préciser les éléments qui amènent le Distributeur à considérer que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité.

Réponse :

Dans le modèle de fiabilité MARS (« Multiple Area Reliability Simulator ») utilisé par le Distributeur pour ses analyses de fiabilité, la demande est prise en compte de façon déterministe. Afin de simuler les différents scénarios de demande autour du scénario moyen, le modèle utilise des facteurs multiplicateurs. Dans les exercices actuels d'analyse de fiabilité, les simulations permettent de couvrir 90 % des cas possibles de demande en supposant une distribution normale de l'aléa global. Or, l'équilibre serré du bilan en puissance lors des prochaines années amène le Distributeur à revoir la couverture du nombre de cas possibles autour du scénario moyen dans ses exercices de fiabilité. Concrètement, cela pourrait se traduire par une plus grande couverture du risque lié à la demande.

- 8.2 Étant donné que le Distributeur révisé à la baisse l'aléa global sur les besoins en puissance, veuillez expliquer pourquoi le modèle d'évaluation de la fiabilité MARS, qui utilise l'aléa global sur les besoins en puissance pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen, pourrait sous-évaluer la réserve requise.

Réponse :

Le traitement des multiplicateurs d'incertitude dans le modèle MARS est indépendant de l'aléa global. En utilisant ces multiplicateurs, le modèle génère différents scénarios de demande autour du scénario moyen en tenant compte de l'écart type associé à l'aléa global. C'est la pondération attribuée à ces scénarios qui pourrait être sous-évaluée. Dans un tel cas, que l'aléa global soit révisé à la baisse ou à la hausse, la réserve requise pourrait être sous-évaluée.

- 8.3 Veuillez expliquer comment a été établie la provision de 100 à 250 MW.

Réponse :

Les provisions pour l'année courante et à moyen terme ont été établies à partir de simulations qui permettaient d'augmenter la couverture d'un plus grand nombre de scénarios autour de la moyenne.

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

9. **Référence :** Pièce B-0004, page 56.

Préambule :

En ce qui a trait à l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le Distributeur mentionne que « *des dépassements des niveaux de prestation de service inscrits dans l'entente actuelle sont régulièrement enregistrés, même en l'absence des éoliennes* ».

Demandes :

- 9.1 Pour chaque service complémentaire pour lequel des dépassements sont enregistrés, veuillez indiquer la fréquence et l'ordre de grandeur de ces dépassements.

Réponse :

Le tableau R-9.1 présente les résultats de l'analyse des dépassements concernant le service de réglage de production (suivi de la charge), pour la période 2005 à 2009. Conformément à la définition de ce service (page 143 de la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 3A), un dépassement est enregistré à chaque fois que le changement dans la contribution horaire d'électricité fournie par le Producteur excède 11 % de la valeur maximale journalière (en MW) sans excéder 3 000 MW. À la lecture du tableau R-9.1, le nombre annuel moyen de dépassements s'élève à 33 et le niveau annuel moyen est d'un peu plus de 6 GWh.

**TABLEAU R-9.1
(RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES)**

| Réglage de production (suivi de la charge) | | |
|---|-----------------------------------|--------------|
| Année | Nombre de dépassements | MWh |
| 2005 | 20 | 2 159 |
| 2006 | 33 | 10 303 |
| 2007 | 8 | 1 291 |
| 2008 | 50 | 8 911 |
| 2009 | 52 | 7 536 |
| Moyenne | 33 | 6 040 |

En ce qui concerne les dépassements des balises concernant la provision pour écart de prévision court terme de la demande – au cours des six premières heures (± 500 MW) et pour le lendemain ($\pm 1 500$ MW) – des évaluations sont actuellement en cours et seront disponibles sous peu.

9.2 Veuillez indiquer les causes des dépassements enregistrés.

Réponse :

L'introduction de la production variable, telle la production éolienne, constitue une première cause de dépassement. Les études déposées dans le cadre de l'état d'avancement 2009 permettent d'évaluer, de manière prospective, les dépassements aux services de régulation de fréquence, de réglage de production et de provisions pour aléas. Ces études peuvent être consultées sur le site Internet de la Régie :

http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_Régulation%20de%20la%20fréquence.pdf

http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_Réglage%20de%20production%20-%203000MW%20éol.pdf

http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_Provisions%20pour%20aléas.pdf

Les changements dans la structure de la demande sont également responsables de l'accroissement des dépassements enregistrés depuis la mise en place de l'électricité patrimoniale. La réduction des charges industrielles stables et leur remplacement par une croissance accrue au secteur résidentiel engendre des variations horaires accrues et des aléas additionnels sur les prévisions de court terme.

- 9.3** Si des dépassements enregistrés sont liés à l'approvisionnement patrimonial, veuillez indiquer à quel moment l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial sera révisée.

Réponse :

Tel que mentionné dans la réponse à la question 9.1, les balises déterminées dans l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*, laissent à découvert un certain nombre de dépassements, lesquels sont considérés normaux, dans le contexte où de telles balises peuvent difficilement couvrir tous les événements possibles.

Toutefois, le Distributeur constate de plus en plus de dépassements, notamment au chapitre du service de réglage de production, pour les raisons énumérées en réponse à la question 9.2.

Ces dépassements exigent, de la part du Producteur, une plus grande flexibilité et ce dernier demande une rémunération additionnelle, laquelle est actuellement en négociation dans le cadre de l'entente globale de modulation.

Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il ne peut accorder une rémunération additionnelle pour des services qui sont reliés à l'électricité patrimoniale.

- 9.4** Si les dépassements enregistrés sont liés aux approvisionnements postpatrimoniaux ou à l'accroissement postpatrimonial de la charge, veuillez indiquer comment sont traités ces dépassements. Veuillez notamment indiquer si le Distributeur doit compenser Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour les dépassements enregistrés. Si oui, veuillez en indiquer les modalités et les prix.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 9.2 et 9.3.

- 9.5** Veuillez indiquer si Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) estime que les niveaux de prestation des services complémentaires devraient être révisés à la hausse. Si oui, veuillez indiquer comment les tarifs du Transporteur en matière de services complémentaires seront intégrés dans l'entente globale de modulation.

Réponse :

Le niveau de prestation de certains services complémentaires est déterminé par le Transporteur. À titre d'exemple, les quantités de réserve tournante et de réserve arrêtée requises sont déterminées par le Transporteur. Si le Transporteur devait exiger une augmentation des quantités de ces services, la tarification applicable serait celle prévue aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

- 10. Référence :** Pièce B-0018, pages 14 et 15.

Préambule :

Le Distributeur dépose les résultats additionnels relatifs au rapport sur l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence.

Demande :

- 10.1** Veuillez déposer le rapport final, incluant les recommandations qui découlent des résultats additionnels.

Réponse :

Le document demandé est fourni en annexe B de la présente pièce.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 87 et 88;
 - (ii) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente les scénarios fort et faible de la prévision de la demande.
- (ii) Selon l'article 30 du Guide de dépôt, le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, en précisant « *les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus* ».

Demande :

- 11.1** Veuillez présenter les stratégies d'approvisionnement d'une part en énergie et d'autre part en puissance, advenant des scénarios fort ou faible de la demande dans le cadre du présent Plan.

Réponse :

La stratégie d'approvisionnement présentée dans le Plan est axée sur une flexibilité accrue des moyens de gestion du Distributeur.

Ainsi, advenant qu'un scénario de demande plus forte se présentait, le Distributeur a plusieurs possibilités pour faire face à ce scénario. Notamment, les rappels d'énergie différée pourront être augmentés et les quantités différées réduites. Le redémarrage de la centrale de TCE pourra être devancé ou la contribution additionnelle associée à des livraisons modulables de TCE, le cas échéant, pourra être accrue. Enfin, le contrat de cyclable avec le Producteur pourra être utilisé de façon plus importante. Au niveau des besoins en puissance, l'appel d'offres planifié pourra être devancé et les quantités demandées plus importantes que prévu.

Dans le cas d'un scénario de demande plus faible, les quantités d'énergie rappelée et différée pourraient être ajustées, bien que le solde à la fin des conventions demeure un enjeu. Les stratégies utilisées en 2010 et 2011 pour la gestion du solde pourraient être utilisées à nouveau, soit la mise en place de transactions financières

avec le Producteur pour réduire les quantités d'énergie du contrat en base. Comme les approvisionnements sont déjà réduits significativement pour faire face à une demande anticipée assez faible pour les prochaines années, les reventes seraient probablement augmentées si une demande plus faible se concrétisait. Pour le bilan en puissance, l'appel d'offres prévu pourrait être repoussé et les quantités recherchées seraient plus faibles qu'anticipé.

Dans tous les cas, la mise en place de l'entente globale de modulation permettra une meilleure adéquation entre les approvisionnements et la demande et facilitera les ajustements face à des variations, à la hausse ou à la baisse, de la demande prévue.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0004, pages 52 et 53;
 - (ii) Pièce B-0005, page 205;
 - (iii) Pièce « Liste des soumissions retenues », dossier A/O 2009-02 – Appel d'offres de 500 MW d'énergie éolienne issue de projets autochtones et communautaires, rendue publique le 20 décembre 2010 sur le site du Distributeur (<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ao-200902/pdf/soumissions-retenues.pdf>);
 - (iv) Pièce B-0004, pages 32 et 33;
 - (v) Pièce B-0004, page 34.

Préambule :

- (i) La section 4.4.3 montre les bilans en énergie (tableau 4.4-3) et en puissance (tableau 4.4-4) après le déploiement des nouveaux moyens de gestion.
- (ii) Le Distributeur présente un tableau (tableau 4D) de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée après déploiement des nouveaux moyens, et ce, jusqu'en 2027, soit à l'expiration des conventions.
- (iii) Le tableau en référence présente la liste des soumissions retenues dans le cadre du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02), pour un total de 291,4 MW.
- (iv) Le Distributeur mentionne à cette référence qu'il « a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat en base et a plutôt convenu d'une transaction de vente avec le Producteur. Celle-ci permet de prendre livraison de l'énergie seulement lorsque le besoin est requis, tout comme c'est le cas pour les livraisons du contrat cyclable. L'entente, lorsque requise, couvrira chacune des périodes décrites dans les conventions (été, automne et hiver). Les quantités non requises par le Distributeur seront revendues au Producteur à quelques heures d'avis, selon un indice de marché ».
- (v) Selon le tableau 4.1-2, le Distributeur ne prévoit plus de transactions financières avec le Producteur après 2011, et ce, pour le reste de l'horizon du présent plan.

Demandes :

12.1 Les tableaux 4.4-3, 4.4-4 et 4D sont établis en prenant en compte 500 MW de puissance provenant du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02). Veuillez présenter l'impact sur ces tableaux de la prise en compte de 291,4 MW de puissance provenant du troisième appel d'offres éolien (A/O 2009-02).

Réponse :

Les tableaux R-12.1 prennent en compte le 291,4 MW obtenu du 3^e appel d'offres éolien (A/O 2009-02).

**TABLEAU R-12.1-A
BILAN EN ÉNERGIE AVEC LES QUANTITÉS DU 3^E APPEL D'OFFRES ÉOLIEN,
APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION (EN TWH)**

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Besoins visés par le Plan d'approvisionnement | 184,8 | 185,6 | 186,6 | 188,1 | 193,0 | 196,6 | 197,1 | 197,6 | 197,9 | 198,3 |
| - Volume d'électricité patrimoniale | 178,6 | 178,6 | 178,8 | 178,8 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 |
| = Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial | 6,2 | 7,0 | 7,8 | 9,3 | 14,2 | 17,7 | 18,2 | 18,7 | 19,1 | 19,5 |
| - Approvisionnements non patrimoniaux de long terme | 5,8 | 7,2 | 9,4 | 11,4 | 14,5 | 16,9 | 17,4 | 17,6 | 17,8 | 17,7 |
| • TransCanada Energy | - | - | - | - | 1,1 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| • HQP - Base et cyclable | 4,0 | 3,1 | 2,5 | 2,5 | 3,4 | 4,3 | 4,8 | 5,0 | 5,2 | 5,0 |
| • Biomasse (incluant Tembec) | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| • Éolien I : 990 MW | 1,4 | 2,3 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,7 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,7 |
| • Éolien II : 2000 MW | 0,1 | 1,4 | 3,3 | 4,7 | 5,5 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 |
| • Éolien III : 500 MW | - | - | 0,0 | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| • Biomasse II : 125 MW | - | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| • Petite hydraulique : 150 MW | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| = AAR (Surplus) après déploiement des nouveaux moyens | 0,4 | (0,2) | (1,6) | (2,1) | (0,4) | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 1,3 | 1,8 |
| • Achats de court terme | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 0,5 | 0,9 | 1,1 | 1,3 | 1,4 | 2,0 |
| • Reventes | (0,0) | (0,8) | (2,3) | (2,8) | (0,9) | (0,0) | (0,3) | (0,2) | (0,2) | (0,2) |

Réponses à la demande de renseignements n°2
de la Régie

TABLEAU R-12.1-B
BILAN EN PUISSANCE AVEC LES QUANTITÉS DU 3^E APPEL D'OFFRES ÉOLIEN,
APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION (EN MW)

| | 2010 - 2011 | 2011 - 2012 | 2012 - 2013 | 2013 - 2014 | 2014 - 2015 | 2015- 2016 | 2016- 2017 | 2017- 2018 | 2018- 2019 | 2019- 2020 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Besoins à la pointe visés par le Plan | 36 625 | 37 232 | 37 613 | 37 976 | 38 566 | 39 298 | 39 565 | 39 740 | 39 880 | 39 949 |
| + Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité | 3 466 | 3 672 | 3 920 | 4 154 | 4 273 | 4 353 | 4 382 | 4 401 | 4 417 | 4 424 |
| - Électricité patrimoniale (incluant réserve) | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| = Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale | 2 649 | 3 462 | 4 091 | 4 688 | 5 397 | 6 209 | 6 505 | 6 699 | 6 855 | 6 931 |
| - Approvisionnements non patrimoniaux | 2 431 | 2 953 | 3 226 | 3 561 | 4 356 | 4 684 | 4 684 | 4 684 | 4 684 | 4 684 |
| • TCE | - | - | - | - | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 |
| • HQP - Base et cyclable | 1 150 | 1 300 | 1 200 | 1 200 | 1 250 | 1 400 | 1 400 | 1 400 | 1 400 | 1 400 |
| <i>Dont : Puissance rappelée</i> | 550 | 700 | 600 | 600 | 650 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| • Contrats de biomasse (incluant Tembec) | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| • Éolien (3 344 MW) ⁽¹⁾ | - | 337 | 549 | 718 | 822 | 941 | 941 | 941 | 941 | 941 |
| • Biomasse II (125 MW) | - | - | 51 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| • Petite hydraulique (150 MW) | - | 23 | 27 | 109 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| • Entente globale de modulation | 156 | 169 | 275 | 359 | 411 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 |
| • Électricité interruptible | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 |
| • Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| = Puissance additionnelle requise | 220 | 510 | 870 | 1 130 | 1 040 | 1 530 | 1 820 | 2 020 | 2 170 | 2 250 |
| - Contribution des marchés de court terme | 220 | 510 | 870 | 1 100 | 1 040 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| = Puissance additionnelle requise | - | - | - | - | - | 430 | 720 | 920 | 1 070 | 1 150 |
| <i>(besoins arrondis)</i> | | | | | | | | | | |

Note (1) : Le contrat de Les Méchins (150MW) est exclus. Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec HQP. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%.

TABLEAU R-12.1-C
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE AVEC LES QUANTITÉS DU 3^E APPEL D'OFFRES ÉOLIEN, APRÈS DÉPLOIEMENT
DES NOUVEAUX MOYENS
(EN MW ET EN TWH)

Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée
Données mensuelles (MW) et annuelles (TWh)

Sommaire des contrats en base et cyclable

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|
| Janvier | 0 | 0 | 0 | 550 | 700 | 600 | 600 | 650 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 775 | 800 | 0 | 0 |
| Février | 0 | 0 | 0 | 700 | 600 | 500 | 500 | 550 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 775 | 800 | 0 | 0 |
| Mars | 0 | -600 | -400 | 250 | 0 | -150 | -200 | 150 | 250 | 350 | 400 | 450 | 450 | 450 | 550 | 600 | 725 | 10 | 0 | 0 |
| Avril | 0 | -600 | -600 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -100 | -100 | -50 | -100 | -100 | 0 | 150 | 250 | 0 | 0 | 0 |
| Mai | 0 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -350 | -350 | -250 | -100 | -50 | 0 | 0 | 0 |
| Juin | -500 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -350 | -350 | -300 | -200 | -100 | 0 | 0 | 0 |
| Juillet | -500 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Août | -500 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -200 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Septembre | -500 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Octobre | -600 | -600 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -250 | -250 | -350 | -300 | -200 | -100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembre | 0 | -600 | 0 | 0 | -200 | -350 | -350 | -50 | 50 | 150 | 200 | 250 | 200 | 200 | 300 | 300 | 425 | 0 | 0 | 0 |
| Décembre | -200 | -350 | 0 | 400 | 350 | 200 | 300 | 450 | 600 | 750 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 775 | 0 | 0 | 0 |
| Total annuel | -2,1 | -4,2 | -0,7 | 1,4 | -0,7 | -1,2 | -1,2 | -0,5 | 0,1 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 1,1 | 1,7 | 2,3 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| Total différé | -2,1 | -4,2 | -0,7 | 0,0 | -1,9 | -2,2 | -2,2 | -1,8 | -1,7 | -1,6 | -1,6 | -1,4 | -1,6 | -1,6 | -1,3 | -0,8 | -0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total rappelé | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,2 | 0,9 | 1,0 | 1,3 | 1,8 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,7 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| Solde | -2,1 | -6,3 | -7,0 | -5,6 | -6,4 | -7,6 | -8,8 | -9,3 | -9,3 | -8,8 | -8,2 | -7,4 | -6,8 | -6,2 | -5,1 | -3,4 | -1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Réponses à la demande de renseignements n°2
de la Régie

Contrat en base - 350 MW

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Janvier | 0 | 0 | 0 | 550 | 700 | 600 | 600 | 650 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 325 | 0 | 0 | 0 |
| Février | 0 | 0 | 0 | 700 | 600 | 500 | 500 | 550 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 325 | 0 | 0 | 0 |
| Mars | 0 | -350 | -350 | 250 | 0 | -150 | -200 | 150 | 250 | 350 | 400 | 450 | 450 | 450 | 550 | 600 | 325 | 0 | 0 | 0 |
| Avril | 0 | -350 | -350 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -100 | -100 | -50 | -100 | -100 | 0 | 150 | 250 | 0 | 0 | 0 |
| Mai | 0 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -350 | -350 | -250 | -100 | -50 | 0 | 0 | 0 |
| Juin | -350 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -350 | -350 | -300 | -200 | -100 | 0 | 0 | 0 |
| Juillet | -350 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Août | -350 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -200 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Septembre | -350 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -250 | -150 | 0 | 0 | 0 |
| Octobre | -350 | -350 | 0 | 0 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -350 | -300 | -250 | -350 | -300 | -200 | -100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembre | 0 | -350 | 0 | 0 | -200 | -350 | -350 | -50 | 50 | 150 | 200 | 250 | 200 | 200 | 300 | 300 | 325 | 0 | 0 | 0 |
| Décembre | -200 | -350 | 0 | 400 | 350 | 200 | 300 | 450 | 600 | 750 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 325 | 0 | 0 | 0 |
| Total différé | -1,4 | -2,6 | -0,5 | 0,0 | -1,9 | -2,2 | -2,2 | -1,8 | -1,7 | -1,6 | -1,6 | -1,4 | -1,6 | -1,6 | -1,3 | -0,8 | -0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total rappelé | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,2 | 0,9 | 1,0 | 1,3 | 1,8 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Solde | -1,4 | -4,0 | -4,5 | -3,2 | -3,9 | -5,1 | -6,3 | -6,9 | -6,8 | -6,3 | -5,7 | -4,9 | -4,3 | -3,7 | -2,6 | -0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Contrat cyclable - 250 MW

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Janvier | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 800 | 0 | 0 |
| Février | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 800 | 0 | 0 |
| Mars | 0 | -250 | -50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 10 | 0 | 0 |
| Avril | 0 | -250 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mai | 0 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Juin | -150 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Juillet | -150 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Août | -150 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Septembre | -150 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Octobre | -250 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembre | 0 | -250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| Décembre | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 0 | 0 |
| Total différé | -0,6 | -1,7 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total rappelé | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 1,1 | 0,0 | 0,0 |
| Solde | -0,6 | -2,3 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -2,5 | -1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

12.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a toujours l'intention d'avoir recours à une transaction de vente avec le Producteur pour 2011, compte tenu des révisions apportées aux tableaux de la question précédente. Veuillez justifier.

Réponse :

La révision présentée à la réponse à la question 12.1 montre que le solde d'énergie différée serait écoulé à la fin de l'hiver 2025 après l'intégration des quantités octroyées lors du 3^e appel d'offres éolien. L'objectif du Distributeur étant d'écouler le solde d'ici la fin des contrats, soit au cours de la période 2025-2027, ce résultat ne modifie en rien l'utilisation des transactions de vente avec le Producteur pour 2011.

De plus, ces résultats ne supposent aucune contrainte au niveau des rappels d'énergie, soit jusqu'à un maximum de 800 MW.

12.3 Veuillez confirmer que le Distributeur a toujours l'intention de ne pas recourir à une telle transaction dans les années subséquentes. Dans la négative, veuillez indiquer les quantités associées aux transactions prévues et les années auxquelles elles sont prévues.

Réponse :

Selon le scénario moyen de la demande présenté dans le Plan, le Distributeur confirme qu'il ne serait pas requis de recourir à ce type de transactions, visant à réduire l'énergie associée au contrat en base, au-delà de 2011.

13. Référence : Pièce B-0004, page 42.

Préambule :

« Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.

Dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente, que ce soit pour des considérations techniques ou commerciales, le Distributeur envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance. »

Demandes :

- 13.1** Veuillez décrire plus précisément les caractéristiques visées de la modulation envisagée avec TCE (durée, date d'entrée en vigueur, formes de modulation, nombre d'heures de fonctionnement en hiver, nombre d'arrêts-départs par an, prix de la puissance et de l'énergie, taux de livraison, délais d'appel, etc.) et le lien avec l'entente globale de modulation mentionnée au présent Plan.

Réponse :

Les discussions entre TCE et le Distributeur concernant l'utilisation en mode modulable de la centrale de TCE demeurent embryonnaires puisque les besoins du Distributeur sont limités à court terme.

Le Distributeur et TCE n'ont que brièvement échangé sur les possibilités et les contraintes techniques et économiques du fait d'une utilisation modulable plutôt qu'en service de base. Les discussions pourront reprendre au moment où un scénario plus concret d'utilisation de la centrale sera défini.

Néanmoins, les caractéristiques d'une telle centrale permettent de dégager ce qui suit :

- **Il y a des coûts associés au nombre d'arrêts/départs demandés par le Distributeur ;**
- **La desserte du client vapeur à même les chaudières de récupération des turbines requiert un certain nombre d'heures d'utilisation consécutives de la centrale, en deçà duquel les chaudières auxiliaires doivent demeurer en opération ;**
- **Les contrats de fourniture de gaz doivent comporter une flexibilité suffisante.**

- 13.2** Veuillez élaborer sur les alternatives actuellement envisagées par le Distributeur afin d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance, dans l'éventualité où les discussions avec TCE ne mèneraient pas à une entente.

Réponse :

Advenant qu'une entente de modulation de la centrale de TCE ne s'avère pas possible, le Distributeur s'en remettra à ses autres moyens, dont les conventions d'énergie différée et les transactions de court terme, afin d'assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance.

- 14. Références :** (i) Pièce B-0004, page 42;
(ii) Pièce B-0004, page 32.

Préambule :

(i) « Le Distributeur est intéressé à accroître la flexibilité du contrat avec TCE en visant un apport de sa centrale à Bécancour spécifiquement en période d'hiver. Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.

Dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente, que ce soit pour des considérations techniques ou commerciales, le Distributeur envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance. »

(ii) « Conformément aux dispositions du contrat original, les livraisons d'énergie du contrat cyclable (250 MW) seront programmées en fonction des besoins du Distributeur. Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan. »

Demandes :

14.1 Dans le but d'équilibrer les bilans en énergie et en puissance, veuillez présenter les coûts pour le Distributeur de la stratégie d'utilisation des livraisons modulables provenant de la centrale de TCE par rapport à celle du contrat cyclable conclu avec le Producteur.

Réponse :

Le choix du mode optimal d'utilisation de la centrale de TCE, qu'il soit saisonnier, mensuel, hebdomadaire ou sur appel quotidien, ne peut être arrêté avant que l'ensemble des considérations techniques et économiques aient été discutées entre les parties et qu'un scénario d'utilisation de la centrale ne soit plus précis. Voir la réponse à la question 13.1.

Puisque le scénario d'utilisation de la centrale de TCE n'est actuellement pas précisé, les discussions entre le Distributeur et TCE demeurent embryonnaires. Pour cette raison, il n'est donc pas possible de procéder à des analyses comparatives de coûts.

14.2 Veuillez élaborer sur la comparaison des coûts éventuels de la puissance fournie par TCE selon des livraisons modulables par rapport aux coûts de puissance sur les marchés de court terme.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

- 14.3** Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser la centrale de TCE pour remplacer la centrale de Tracy et pour répondre à des besoins éventuels du Producteur. Veuillez indiquer si les discussions avec TCE impliquent également le Producteur et préciser quelles seraient les modalités de partage de la centrale de TCE aux plans technique et financier.

Réponse :

Les discussions actuelles et à venir entre le Distributeur et son fournisseur TCE concerne uniquement l'éventualité d'obtenir des livraisons modulables plutôt qu'en base.

Aucune discussion n'a eu lieu entre le Distributeur et le Producteur quant aux possibilités d'utiliser la centrale de TCE pour répondre aux besoins du Producteur, au cours des prochaines années.

- 15. Références :** (i) Pièce B-0004, page 42;
(ii) Pièce B-0004, page 53.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que « *Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale. Étant donné son caractère moins certain, la puissance additionnelle du bloc de 400 MW est considérée comme une ressource supplémentaire, susceptible de contribuer aux bilans en énergie et en puissance. Elle n'a donc pas été incluse dans le bilan après déploiement des moyens de gestion existants (voir le tableau 4.2-2). Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario* ».

(ii) Le tableau 4.4-4 montre le bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion, et fait notamment état de puissances rappelées (aux contrats de base et cyclable avec le Producteur) inférieures à 800 MW (maximum permis par les conventions) pour les pointes des années 2010-2011 (550 MW) à 2014-2015 (600 MW). Ce tableau montre aussi, pour les mêmes périodes de pointes, des besoins en contribution des marchés de court terme variant entre 220 MW (2010-2011) et 1 100 MW (2013-2014).

Demandes :

- 15.1** Veuillez évaluer les probabilités que le bloc de 400 MW de puissance additionnelle ne soit pas disponible aux moments jugés opportuns par le Distributeur et élaborer sur les risques d'inclure ce bloc au bilan en puissance en tant que nouveau moyen de gestion.

Réponse :

Le Distributeur ne peut présumer des engagements du Producteur non plus que de l'utilisation qu'il fait de ses moyens de production. Il peut cependant présumer qu'il pourra accéder à ce bloc de puissance lorsqu'il sera disponible.

Le Distributeur a énoncé, à la section 4.4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, sa stratégie de gestion du risque en cas de non disponibilité des 400 MW de puissance additionnelle. Elle fait état d'achats sur le marché de New York pour combler les besoins de puissance et d'énergie et d'achats de puissance sur les marchés plus éloignés.

- 15.2** Veuillez élaborer sur les raisons qui justifient l'utilisation de retours des conventions d'énergie différée aux contrats de base et cyclable à des puissances plus faibles que la puissance maximale permise par les conventions (800 MW), alors que des approvisionnements de court terme sont prévus pour équilibrer le bilan en puissance.

Réponse :

Les rappels sont dictés par des besoins en énergie.

Le Distributeur préconise les rappels dans le cadre des conventions d'énergie différée lorsque les besoins de puissance sont couplés à des besoins en énergie importants (FU élevés).

Ce n'est qu'à partir de l'hiver 2014-2015 que les besoins en énergie justifient l'utilisation maximale des conventions, soit des rappels totaux atteignant le plafond de 800 MW.

- 15.3** Veuillez présenter, le cas échéant, une analyse des coûts reliés aux approvisionnements de court terme en puissance comparativement aux coûts de la puissance reliés aux retours d'énergie des contrats de base et cyclable.

Réponse :

La capacité d'interconnexion avec le marché de New York constitue le principal lien disponible offrant des approvisionnements en puissance fiables, disponibles à la pointe et où un marché concurrentiel est en place. De ce fait, le coût des achats de court terme en puissance correspond au prix de la puissance UCAP dans l'État de New York.

En vertu de l'article 2.2.11 des conventions d'énergie différée, le coût de la puissance associée aux rappels d'énergie d'hiver est également déterminé par le prix de marché de la puissance UCAP dans l'État de New York, sous réserve de l'application d'un plancher de 2 \$/kW-mois.

Strictement sur cette base, le coût de la puissance de ces deux approvisionnements est comparable.

Par ailleurs, les approvisionnements provenant du marché de New York sont limités par la capacité des interconnexions (1 100 MW). Ainsi, tout ce que le Distributeur peut acquérir au Québec, au même prix que le marché de New York, permet de repousser l'échéance d'investissements nécessaires à l'augmentation des capacités d'interconnexion.

- 16. Références :** (i) Pièce B-0004, pages 27 et 28;
(ii) Pièce B-0005, page 176;
(iii) Pièce B-0004, page 48.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente la contribution des marchés de court terme en puissance à la pointe et mentionne qu'« *Un inventaire complet des capacités disponibles des interconnexions est d'ailleurs présenté à l'annexe 4A* ». Il indique aussi que « *Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1100 MW* ».

(ii) Le tableau 4A-2 présente l'état 2010-2015 de la capacité d'importation utilisée pour établir la contribution de chaque marché de court terme. Ce tableau montre notamment une capacité théorique (sous réserve des règles de priorité de l'IESO) de 1 250 MW sur le marché ontarien via l'interconnexion Ontario – Outaouais (ON), pour un grand total de 3 200 MW sur l'ensemble des marchés disponibles au Distributeur.

(iii) Le Distributeur présente des pistes de solutions qu'il envisage afin d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, et mentionne notamment qu'il « *entreprendra des démarches avec les réseaux voisins, notamment*

celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contraintes à ce type de produit ».

Demandes :

- 16.1** Veuillez commenter le potentiel d'achat de puissance en pointe sur les marchés de court terme, établi à 1 100 MW, compte tenu de la capacité théorique totale estimée de l'ordre de 3 200 MW sur les marchés voisins.

Réponse :

Afin de fixer le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de court terme, le Distributeur se réfère essentiellement aux mêmes conditions que celles qu'il a décrites dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Le Distributeur mentionnait alors que :

« [...] ce potentiel se limite à la contribution des zones de réglage qui présentent les caractéristiques suivantes :

- l'organisation des échanges, à l'intérieur d'une zone de réglage, permet d'acheter des produits de puissance garantie (comme le UCAP) sur une base concurrentielle ;**
- les ISO des zones de contrôle d'où provient le service en puissance ne seront vraisemblablement pas contraintes à rapatrier leurs ressources pour assurer la qualité du service sur leur propre territoire ;**
- Hydro-Québec TransÉnergie doit être en mesure de garantir la disponibilité du service de transport pendant la pointe du réseau pour une puissance injectée aux points désignés par Hydro-Québec Distribution. » (R-3648-2007, pièce HQD-1, document 2, page 225)**

L'application de ces conditions limite donc le potentiel d'achat aux interconnexions avec l'État de New York.

- 16.2** Veuillez présenter l'état des discussions entre le Distributeur et les réseaux voisins, notamment l'Ontario, visant à s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contraintes à ce type de produit ainsi que l'impact possible sur l'horizon du présent plan.

Réponse :

Ces discussions sont prévues au courant de l'année 2011.

- 17. Référence :** Pièce B-0005, page 189.

Préambule :

« Compte tenu de la quantité de ressources disponibles dans le réseau de New York, la capacité d'interconnexion représente définitivement une contrainte d'accès à de plus grandes quantités de puissance en hiver. Puisque le Transporteur devra éventuellement procéder à une réfection majeure des groupes convertisseurs du poste Châteauguay (réf. 6.1, page 42), il pourrait exister certaines opportunités pour rehausser la puissance disponible sur le chemin MASS-HQT. Cette avenue pourrait être analysée simultanément au projet de réfection. [...]

Si la nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre se réalisait, une capacité d'importation d'environ 1 000 MW pourrait être disponible à partir de ce marché. Les ressources existantes en Nouvelle-Angleterre pourraient alors facilement être offertes dans le cadre des appels d'offres du Distributeur. »

Demandes :

17.1 Veuillez préciser la date à laquelle sera complété le projet de réfection du poste Châteauguay.

Réponse :

Deux projets de réfection du poste Châteauguay ont déjà fait l'objet d'une autorisation de la Régie (D-2009-013 et D-2010-048). Ces projets portaient sur la réfection des systèmes de commande et sur la réfection de la partie conventionnelle du poste. Quant à la réfection des groupes convertisseur, le Transporteur n'a pas encore annoncé de date précise à laquelle il entend procéder à cette réfection.

17.2 Veuillez estimer la capacité d'importation prévue sur le chemin MASS-HQT à la suite de la réfection du poste Châteauguay.

Réponse :

Les études de transport qui seront adressées au Transporteur permettront d'obtenir cette information.

17.3 Veuillez indiquer la date de mise en service et l'endroit où est prévue la nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Veuillez donner plus de précisions sur ce projet.

Réponse :

Dans l'étude d'impact réalisée par le Transporteur relative à la demande de service de transport # 117T, le Transporteur estimait qu'une mise en service pour juin 2015 était jugée réalisable, dans la mesure où les activités d'avant-projet débutent au printemps 2010.

L'étude réalisée mentionne entre autres que de nouveaux convertisseurs seraient installés au poste des Cantons et qu'une nouvelle ligne à courant continu de ± 450 kV de 72 kilomètres serait requise. L'étude d'avant-projet en cours ainsi que l'information publique montre que la tension retenue pour projet est maintenant de ± 300 kV.

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0004, pages 48 et 49;
 - (ii) Pièce B-0004, page 49;
 - (iii) Pièce B-0004, page 51.

Préambule :

(i) « L'accès à de plus grandes quantités de puissance provenant des marchés hors Québec, notamment de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre, requiert nécessairement la mise à niveau des équipements en place ou la mise en place de nouveaux équipements de transport. Afin d'amorcer les démarches qui pourraient éventuellement donner lieu aux investissements requis, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.

[...]

Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui s'avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les volumes de puissance qu'il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d'un processus d'appel d'offres de long terme ou par l'augmentation du potentiel d'achat sur les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance. »

(ii) « Étant donné les besoins soutenus en puissance qui apparaissent à partir de l'hiver 2015-2016, un appel d'offres pour de nouveaux moyens devrait être lancé au plus tard en 2013 ».

(iii) « Préalablement au lancement d'un appel d'offres, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des différentes alternatives d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins. »

Demandes :

- 18.1** Veuillez préciser les besoins estimés et les stratégies envisagées (terme, délais de réalisation, types, quantités, etc.) par le Distributeur en matière d'investissements futurs en équipements de transport, afin d'accroître la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins pour équilibrer son bilan en puissance sur la durée du Plan.

Réponse :

Les besoins estimés sont présentés au tableau 4.4-4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

La stratégie du Distributeur s'articule autour du lancement d'un appel d'offres de long terme ouvert, pour la première fois, aux fournisseurs localisés dans les marchés limitrophes. À cet effet, le Distributeur entend appliquer la même procédure que celle habituellement suivie lors des appels d'offres limités à la production localisée au Québec. La méthode d'évaluation des coûts de transport sera toutefois ajustée afin d'intégrer les livraisons sur les interconnexions.

Les études préalables à cet appel d'offres viseront donc à établir, de manière préliminaire, les coûts d'intégration de nouvelles livraisons à partir de différents points d'interconnexion ou de nouvelle production rattachée à différentes zones sur le réseau du Transporteur. Elles fourniront également les échéances pour réaliser les travaux, incluant celles reliées à la mise en place de nouvelles capacités d'interconnexion.

Ces études devraient débuter en 2011 et considérer différents scénarios quant aux quantités de nouveaux approvisionnements en puissance et quant à la provenance des livraisons.

L'information découlant de ces études servira à évaluer et comparer les différentes soumissions, dans le cadre du processus d'appel d'offres. Tel que mentionné dans le Plan, l'appel d'offres sera lancé au plus tard en 2013, pour des livraisons à la pointe de 2015-2016. Le Distributeur devra obtenir les évaluations requises avant le lancement de son appel d'offres.

- 18.2** Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend obtenir du Transporteur des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.

18.3 Veuillez préciser si ces investissements doivent aussi permettre d'accroître les capacités d'échange avec les réseaux voisins. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les modalités de partage des coûts avec d'autres clients actuels ou potentiels du Transporteur.

Réponse :

Comme principe général, il est possible que les investissements réalisés pour accroître la capacité d'importation puissent permettre d'accroître la capacité d'exportation. La situation inverse est également possible.

Selon la compréhension du Distributeur, la question de l'attribution des coûts découlant d'une telle situation serait encadrée par les dispositions des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* concernant les demandes de services de transport des différents clients du Transporteur.

19. Références : (i) Pièce B-0004, page 49;
(ii) Pièce B-0004, pages 49 et 50.

Préambule :

(i) « *Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui s'avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les volumes de puissance qu'il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d'un processus d'appel d'offres de long terme ou par l'augmentation du potentiel d'achat sur les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance.* »

(ii) « *[...] il y a peu d'avantages à lancer un appel d'offres comportant un long délai entre l'octroi des contrats et le début des premières livraisons. En considérant également que de courts délais permettent une meilleure connaissance des caractéristiques et du niveau des besoins, un appel d'offres aura tout avantage à être lancé assez tardivement avant l'échéance des premiers besoins.*

[...]

Exigences communes à tous les contrats :

- *point de livraison sur le réseau du Transporteur ou à n'importe quel point d'interconnexion avec les réseaux voisins;*
- *durée minimum de cinq ans;*
- *puissance garantie sur une base continue entre le 1^{er} décembre et le 31 mars;*

- *aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie;*
- *dépôt de garanties par les fournisseurs à la signature des contrats.*

Les caractéristiques régissant l'appel de l'énergie associée à la puissance pourraient différer d'un contrat à l'autre. Les soumissionnaires seront toutefois incités à imposer le moins de restrictions possible quant au nombre d'heures d'appel de l'énergie par hiver et à proposer de courts délais d'appel. »

Demandes :

- 19.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à un balisage des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en puissance sur le marché nord-américain et en déposer le rapport le cas échéant. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas eu recours à ce type d'information afin de fixer les caractéristiques des éventuels contrats.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à un balisage. Il concentre plutôt ses efforts sur l'acquisition de connaissances relatives aux marchés qui lui sont directement accessibles et dont la pointe se produit en été : l'État de New York, la Nouvelle-Angleterre et l'Ontario. Ces trois marchés présentent des caractéristiques complètement différentes les uns par rapport aux autres et, de surcroît, ont peu de points en commun avec la structure en place au Québec.

Alors que dans l'État de New York la puissance est transigée sur des encans saisonniers, la Nouvelle-Angleterre a mis en place un marché à terme pour ce type de produit. L'Ontario n'a pas de marché de puissance, mais la majorité des producteurs sont liés par contrat avec le *Ontario Power Authority*, assorti d'une obligation de présenter des offres sur le marché horaire de l'énergie.

Le Distributeur doit donc définir un produit, dimensionné à ses besoins, adapté à la réglementation québécoise et qui intéressera les fournisseurs sur les marchés limitrophes.

- 19.2** Veuillez élaborer sur le choix de chacune des cinq caractéristiques envisagées pour cet appel d'offres de puissance. Veuillez notamment justifier que les futurs contrats doivent être d'une durée minimale de cinq ans, et non de plus courte durée, notamment en considérant le fait que le Distributeur désire être en mesure de faire face à un scénario de croissance plus faible de la demande en puissance.

Réponse :

1- point de livraison sur le réseau du Transporteur ou à n'importe quel point d'interconnexion avec les réseaux voisins

Un fournisseur d'énergie localisé sur un marché limitrophe doit s'assurer d'avoir un point de raccordement avec le réseau du Transporteur. À cet égard, les fournisseurs et négociants sur les marchés limitrophes possèdent l'expérience pertinente pour sécuriser les services de transport requis.

2- durée minimum de cinq ans

Sachant qu'à chaque année, le Distributeur doit renouveler les contrats reliés aux achats de puissance sur les marchés de court terme (1100 MW) ainsi que les ententes reliées à l'électricité interruptible (850 MW), le recours à des termes plus longs pour les quantités additionnelles de puissance, permet de diversifier les échéances de renouvellement des contrats, ce qui réduit le risque relié à la renégociation d'une trop grande quantité d'approvisionnements en puissance lors d'une même année.

3- puissance garantie sur une base continue entre le 1^{er} décembre et le 31 mars

Ce type d'exigence est courant dans un contrat de puissance saisonnier et la période coïncide avec les besoins en puissance du Distributeur.

4- aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie

Un contrat de puissance dont l'objectif est de satisfaire les besoins de pointe comporte rarement une obligation de prendre livraison de quantités importantes d'énergie. Le Distributeur rappelle que les approvisionnements recherchés doivent combler les besoins de flexibilité que ses autres sources d'approvisionnement ne peuvent lui procurer et que la nature des besoins à combler est soumise à des aléas importants. À cet effet, le graphique 4.4-1, à la page 46 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, illustre l'impact que pourrait avoir, sur les besoins du Distributeur, un aléa climatique équivalant à un écart type.

5- dépôt de garanties par les fournisseurs à la signature des contrats

Ce type de clause est intégré couramment dans les contrats de long terme. Les garanties financières assurent au Distributeur d'être rémunéré en cas de défaut de livraison. Elles assurent ainsi qu'un éventuel fournisseur déploiera tous les efforts requis afin de fournir le service tout en respectant les échéances prévues au contrat.

Concernant la probabilité de réalisation d'un scénario de croissance plus faible, voir la réponse à la question 19.4.

- 19.3** Considérant les contraintes, conditions et paramètres énumérées à la référence (ii), veuillez estimer le nombre de soumissionnaires potentiels provenant des réseaux voisins qui pourront répondre à l'ensemble des exigences du Distributeur.

Réponse :

A priori, les conditions énumérées à la référence (ii) font partie des pratiques courantes dans l'industrie. En plus, la durée des contrats limitée à cinq ans permet de qualifier un équipement dont la durée de vie résiduelle est équivalente.

Quant au nombre de soumissionnaires potentiels, tout producteur participant aux marchés d'énergie et de puissance dans les marchés du Nord-Est américain est susceptible de répondre aux exigences du Distributeur.

- 19.4** Advenant un scénario de croissance plus faible de la demande en puissance, veuillez présenter la stratégie qu'adoptera le Distributeur par rapport aux livraisons de puissance qu'il recevra d'éventuels signataires de contrats pour une durée déterminée.

Réponse :

Advenant qu'un scénario de croissance plus faible se concrétise, le Distributeur dispose des moyens suivants pour ajuster ses approvisionnements en puissance selon différents cas de figure :

- 1- si la réduction de la prévision de la demande survient avant le lancement de l'appel d'offres : réduire les quantités recherchées par l'appel d'offres

À cet égard, la stratégie du Distributeur consiste à réduire, autant que possible, le délai entre le lancement de l'appel d'offres et le début des livraisons afin d'atténuer l'incertitude sur les quantités de puissance recherchées ;

- 2- si la réduction de la prévision de la demande survient pendant l'appel d'offres ou pendant l'analyse des soumissions : réduire les quantités de puissance octroyées au terme du processus d'appel d'offres ;
- 3- si la réduction des besoins survient après l'annonce des soumissions retenues : réduire les quantités de puissance acquises sur le marché de court terme ou les rappels d'énergie assortis de puissance qui proviennent des conventions d'énergie différée signées avec le Producteur ;
- 4- en dernier recours, le Distributeur peut également réduire les quantités d'électricité interruptible.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0004, page 49;
 - (ii) Pièce B-0005, page 188;
 - (iii) Pièce B-0004, pages 50 et 51;
 - (iii) Pièce B-0004, page 51;
 - (iv) Pièce B-0005, page 189.

Préambule :

(i) « À cet effet, il appert que peu de production non liée par contrat et disponible auprès de contreparties autres que le Producteur soit actuellement en place sur le réseau du Transporteur, alors que des quantités importantes sont disponibles en hiver dans les réseaux voisins. »

(ii) « À l'intérieur de la zone de réglage du Québec, la puissance disponible et non engagée par contrat est essentiellement détenue par le Producteur. »

(iii) « Tel que mentionné à la section précédente, le Distributeur prévoit que la production existante, notamment dans les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre, représentera la solution la plus concurrentielle, compte tenu des quantités qui y sont disponibles en période d'hiver. »

(iv) « Le coût des différentes offres dans la zone de réglage du Québec pourra être comparé aux offres proposées à partir des réseaux voisins, en combinant les prix proposés par les soumissionnaires et les coûts de transport issus des évaluations du Transporteur. »

(v) « Il existe actuellement plusieurs projets de centrales hydrauliques en construction, dont la puissance pourrait être offerte dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le Distributeur. Ces projets sont toutefois tous développés par un seul fournisseur potentiel qui pourrait avoir d'autres objectifs de mise en marché. »

Demandes :

20.1 À la référence (i), veuillez élaborer sur le fait qu'il y a peu de production non liée par contrat et disponible auprès de contreparties, autres que le Producteur, sur le réseau du Transporteur. Veuillez indiquer si le Distributeur s'attend à recevoir des offres à l'intérieur de la zone de réglage du Québec soumises par des contreparties autres que le Producteur.

Réponse :

Sur le réseau du Transporteur, en excluant le Producteur, il existe actuellement certains équipements de production appartenant à des producteurs privés. Ces producteurs sont en très grande majorité liés par contrat de long terme avec le Producteur.

20.2 À la référence (iii), veuillez indiquer ce qui permet au Distributeur d'affirmer que les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre représentent la solution la plus concurrentielle sur la durée du Plan.

Réponse :

Il existe actuellement dans ces marchés des équipements de production, dont la capacité n'est pas pleinement sollicitée durant la période hivernale. L'installation d'équipements équivalents dans la zone de réglage du Transporteur pourrait exiger des investissements importants.

20.3 À la référence (v), veuillez présenter les autres objectifs de mise en marché que pourrait avoir ledit fournisseur et indiquer les raisons pour lesquelles celui-ci ne répondrait pas de manière concurrentielle à un éventuel appel d'offres pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements en puissance.

Réponse :

Le Producteur n'est pas lié à une obligation de fournir cette puissance au Distributeur. S'il s'avérait plus lucratif de le faire, il pourrait vendre la puissance associée à ses nouvelles centrales sur un marché limitrophe.

21. Références : (i) Pièce B-0004, page 49;
(ii) Pièce B-0004, page 51;
(iii) Pièce B-0005, page 179;
(iv) Pièce B-0005, page 189;

- (v) Dossier R-3740-2010, pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 16.

Préambule :

(i) « *Compte tenu de ce constat, le Distributeur considère que des offres de puissance en provenance de nouveaux équipements ne pourraient concurrencer celles associées à des équipements existants. Il est donc improbable qu'un éventuel appel d'offres pour un produit de puissance, sans engagement ferme de prendre livraison de quantités fixes d'énergie, puisse favoriser la construction d'un nouvel équipement au Québec.* »

(ii) « *En effet, un appel d'offres pour le type de produit visé ne conduira vraisemblablement pas à la mise en place d'une nouvelle ressource, surtout dans le contexte où la capacité de production d'électricité en hiver existe en quantité suffisante dans le Nord-Est américain.* »

(iii) « *Il y a donc, pour le Québec, certaines opportunités d'approvisionnement en puissance à un coût potentiellement plus faible que ce que coûterait l'installation d'équipements dédiés uniquement à l'alimentation de la charge québécoise.* »

(iv) « *Par ailleurs, il est peu probable que les nouvelles installations qui seraient exclusivement dédiées à la fourniture d'un produit de puissance d'hiver, conforme à ce que recherche le Distributeur, puissent constituer une option concurrentielle sur le plan économique. En plus, ces nouvelles installations pourraient soulever des enjeux environnementaux non négligeables et présenter des risques liés à l'obtention des permis.* »

(v) « *Selon l'information dont dispose le Distributeur, l'évaluation du coût générique de 80 \$/kW-an [pour une nouvelle turbine à gaz dédiée à 50 % à ses besoins] est toujours valable. Ce coût pourra être réévalué avec plus de précision une fois que seront connus les résultats d'un appel d'offres en puissance que le Distributeur entend lancer au cours des prochaines années. Il pourra aussi être revu, au besoin, en fonction de l'évolution des marchés de puissance.* »

Demandes :

- 21.1** Veuillez indiquer si le Distributeur s'attend à obtenir un prix plus bas que 80 \$/kW-an, ou 26,67 \$/kW-hiver, comme résultat de l'appel d'offres qu'il entend lancer d'ici 2013 pour acquérir de nouveaux approvisionnements en puissance.

Réponse :

Le coût assumé pour les nouveaux approvisionnements en puissance dépendra non seulement de l'évolution des prix de puissance sur les marchés limitrophes, mais aussi des coûts pour assurer le service de transport afin d'alimenter la croissance de la charge avec des

approvisionnements qui proviendraient des points d'interconnexion. En considérant ces facteurs, le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer le prix résultant du futur appel d'offre prévu.

- 21.2** Si oui, est-ce à dire que le scénario de construction d'une nouvelle turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins en puissance du Distributeur n'est plus envisagé pour le moment? Veuillez élaborer.

Réponse :

Le coût de 80 \$/kW-an, cité en référence, est un coût générique associé à de nouveaux approvisionnements en puissance. Il n'est pas exclusivement associé à une technologie de production précise et constitue un indicateur de coût de puissance à la marge. Ce coût pourra d'ailleurs être révisé au besoin après l'appel d'offres.

- 22. Références :** (i) Pièce B-0005, pages 172 et 176;
(ii) Pièce B-0005, page 174;
(iii) Pièce B-0005, page 187;
(iv) Pièce B-0005, page 190.

Préambule :

(i) Les tableaux 4A-1 et 4A-2 présentent l'état de la situation pour la période 2010-2015 des capacités d'importation au Québec.

(ii) *« La production à pleine capacité des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur le point d'entrée Eel River (350 MW). Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion. »*

(iii) *« En plus, si une opportunité concrète d'achat de puissance à partir des Maritimes (ou en transit par cette zone de réglage) se présentait, il serait nécessaire d'en évaluer l'impact sur l'engorgement de la production éolienne provenant du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie. »*

(iv) *« Lorsque la centrale de Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick sera remise en service, la zone de réglage des Maritimes récupérera une marge de manœuvre qui pourrait être offerte dans le cadre d'un éventuel appel d'offres du Distributeur. Le transit de puissance provenant de la Nouvelle-Angleterre pourrait être envisagé. Par contre, des investissements en transport du réseau du Transporteur pourraient être requis afin d'éviter l'engorgement des approvisionnements fermes en puissance avec la production éolienne provenant de la Gaspésie. »*

Demandes :

22.1 Veuillez commenter les possibilités d'accroissement des capacités d'interconnexion pour la période 2015-2020.

Réponse :

La réalisation de certains projets du Transporteur, non reliés à la croissance des besoins du Distributeur, peuvent contribuer à créer de nouvelles opportunités pour augmenter plus facilement la capacité d'importation à partir des réseaux voisins.

Le projet de construction d'une nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre pourrait voir le jour au cours de 2015. La présence d'une telle interconnexion pourrait grandement faciliter l'établissement d'un lien d'importation, disponible à la pointe, à partir de la Nouvelle-Angleterre.

22.2 Compte tenu des investissements en transport actuellement prévus pour relier les éoliennes gaspésiennes au réseau du Transporteur et compte tenu du fait que le Distributeur ne prévoit pas que les éoliennes soient en production à pleine capacité à la pointe d'hiver (contribution à la pointe de 30 %), veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'envisage pas davantage d'importations en puissance via le point d'entrée Eel River sur la période 2010-2020.

Réponse :

Le Distributeur souhaite apporter des précisions quant à la contribution de la production éolienne. La nature du vent fait en sorte que les approvisionnements éoliens sont variables et partiellement prévisibles. Lors des heures de plus forte charge sur le réseau, les apports éoliens peuvent aussi bien être nuls qu'atteindre 100 % de la puissance installée. Lorsque la production est élevée, il est important, pour le Distributeur, d'être en mesure de l'acheminer vers les centres de consommation pour alimenter la charge.

Le pourcentage de 30 % de contribution en puissance est issu d'analyses statistiques, basées sur la performance simulée des éoliennes. Il indique que chaque mégawatt de production éolienne installée donne le même service en puissance que 0,3 MW d'un équipement dont le service est parfaitement garanti (sans panne). Les deux équipements permettent ainsi de rencontrer de façon équivalente le critère de fiabilité, à l'effet que l'espérance de délestage de charges ne doit pas excéder une journée par dix ans. Les résultats qui ont mené à l'évaluation de 30 % étaient basés sur l'hypothèse qu'aucune

production éolienne n'était congestionnée par des événements sur le réseau de transport lors des heures de forte charge sur le réseau. Dans le cas contraire, la contribution en puissance pourrait s'avérer plus faible que 30 %.

En ce qui concerne l'utilisation potentielle des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick, le Distributeur tient à préciser qu'il n'entend pas exclure les approvisionnements en puissance qui proviendraient de ce marché.

Le Transporteur n'affiche que le chemin NB-HQT sur OASIS et la capacité indiquée comprend les points d'entrée Madawaska et Eel River.

Le Distributeur souligne que le Transporteur doit réaliser des études d'impact à la suite de demandes précises qui lui seront adressées afin d'examiner les investissements requis et souhaitables afin d'intégrer toute nouvelle importation, qu'elle provienne du Nouveau-Brunswick ou d'ailleurs. Ces études prendront en considération les risques de congestion et les coûts qui y sont rattachés.

Bien qu'il soit prématuré d'exclure d'emblée tout scénario d'approvisionnement, l'utilisation de la pleine capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, telle qu'affichée sur OASIS, apparaît peu probable, compte tenu des constats effectués à la référence (ii). En plus, le Nouveau-Brunswick est un réseau dont la pointe se produit en hiver et peut avoir besoin de l'ensemble de ses ressources en même temps qu'Hydro-Québec.

23. Référence : Pièce B-0004, pages 57 à 60.

Préambule :

La section 6 fait état des modalités envisagées par le Distributeur dans le cadre d'une entente globale de modulation qui serait mise en place avec le Producteur. En remplacement de l'actuelle entente d'intégration éolienne, cette entente globale de modulation couvrirait les livraisons de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques.

À la page 57, le Distributeur indique que cette entente globale impliquerait la création, auprès du Producteur, d'un compte annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des contrats assujettis. L'entrée en vigueur de l'entente est planifiée pour le 1^{er} janvier 2012.

Aux pages 58 et 59, les graphiques 6.1-1 et 6.1-2 illustrent l'évolution prévue du compte de modulation horaire entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre, respectivement pour les années 2013 et 2017. Ces graphiques indiquent un taux maximum de retrait correspondant aux hivers 2012-2013 et 2013-2014 ainsi que 2016-2017 et 2017-2018. Ce taux serait établi avec un ajout de 15 % de la puissance éolienne.

À la page 59, le Distributeur énonce deux limites qui encadreraient les retraits et les ajouts au compte de modulation, soit le plafonnement des retraits horaires et le fait que le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer.

Demandes :

23.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des taux maximums de retrait illustrés aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2 pour janvier et décembre 2013 et pour toute l'année 2017.

Réponse :

Le taux de retrait maximum pour l'entente de modulation serait calculé comme suit :

Taux de retrait maximum =

Puissance contributive des contrats de biomasse, petite hydraulique et centrale de TCE (lorsqu'en opération)

+ Contribution attendue des parcs éoliens en fonction (30 % de la puissance installée)

+ Contribution complémentaire de 15 % de la puissance éolienne installée

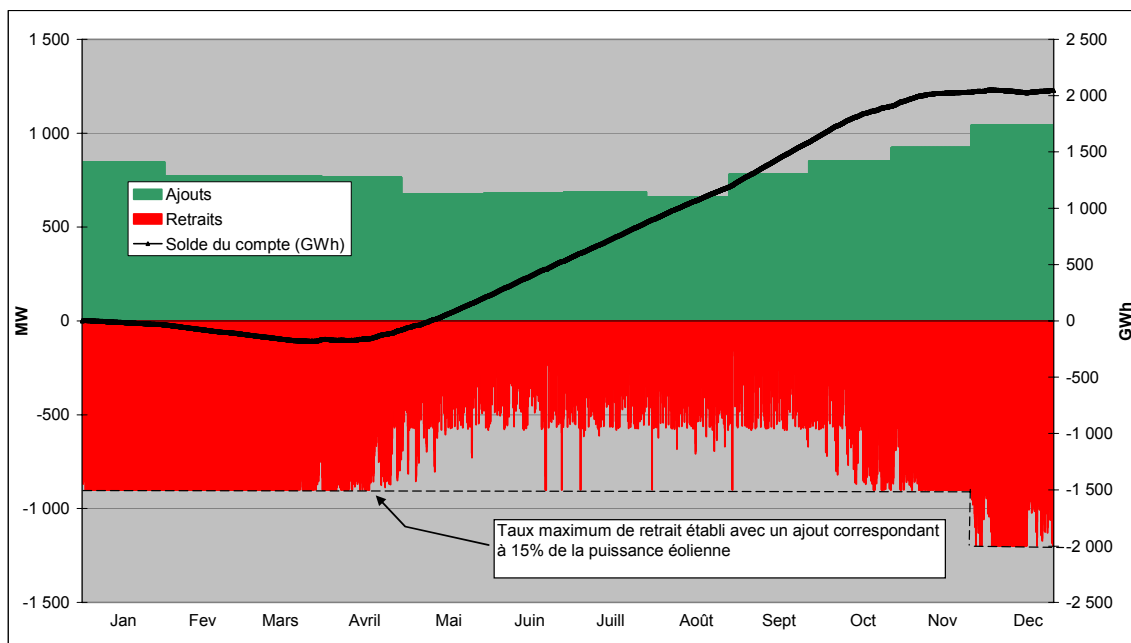
**TABLEAU R-23.1
DÉTAIL DU CALCUL DES TAUX DE RETRAIT MAXIMUM (EN MW)**

| | Taux de retraits maximum = | Biomasse + | Petite hydraulique + | Éolien + | Puissance complémentaire (15% de l'éolien) + | TCE |
|-------------------------|----------------------------|------------------|----------------------|------------------------|--|--------------------|
| Janvier à novembre 2013 | 903 | 68 (90% * 76) | 11 (40% * 27) | 549 (30% * 1830,6) | 275 (15% * 1830,6) | - |
| Décembre 2013 | 1201 | 68 (90% * 76) | 44 (40% * 109) | 726 (30% * 2420,5) | 363 (15% * 2420,5) | - |
| Année 2017 | 2089 | 68 (90% * 76) | 60 (40% * 150) | 1003 (30% * 3344,5) | 502 (15% * 3344,5) | 456 (90% * 507) |

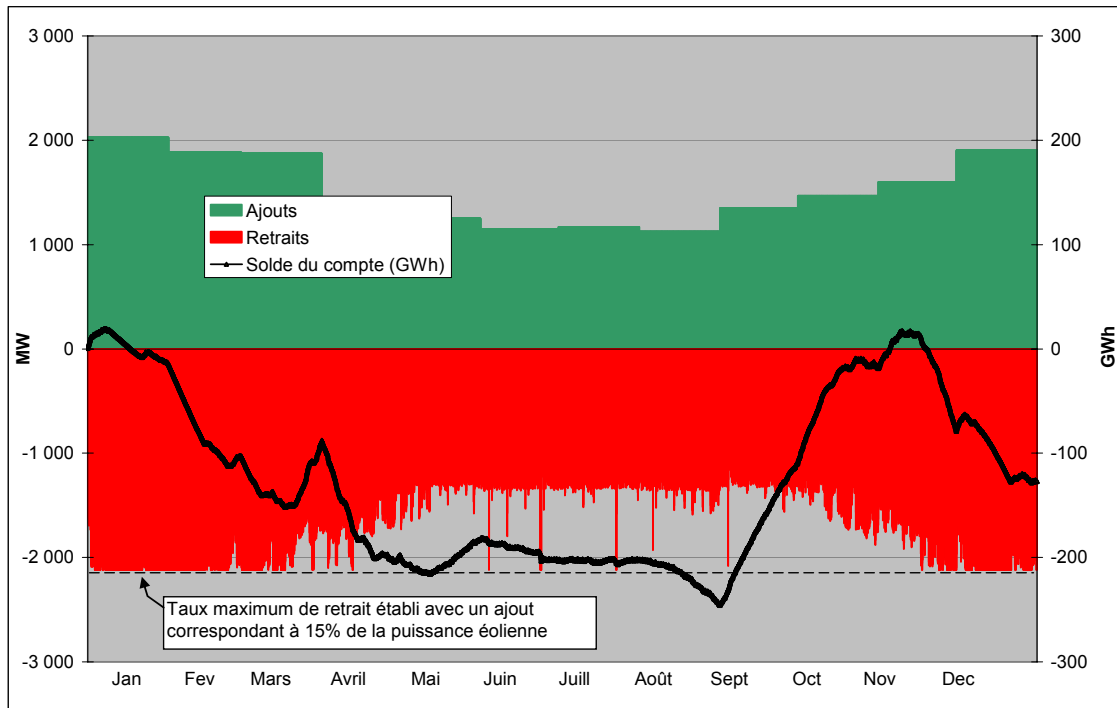
Le Distributeur tient à préciser que les graphiques 6.1-1 et 6.1-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 comportent une indication erronée. Il y est en effet précisé, dans l'encadré pointant sur la ligne pointillée, que le taux maximum de retrait illustré est établi avec un ajout correspondant à 15 % de la puissance éolienne, alors que les graphiques présentés ont plutôt été réalisés avec un ajout de 25 %.

Les graphiques suivants illustrent l'évolution du compte de modulation avec un taux maximum de retrait établi avec un ajout de 15 % de la puissance éolienne.

**GRAPHIQUE R-23.1-A
GRAPHIQUE 6.1-1 CORRIGÉ
ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2013**



**GRAPHIQUE R-23.1-B
GRAPHIQUE 6.1-2 CORRIGÉ
ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2017**



23.2 Veuillez indiquer s'il est prévu un taux minimum de retrait en été.

Réponse :

Les discussions au sujet de l'entente globale de modulation sont en cours avec le Producteur, il est donc prématuré de statuer sur ce type de modalités.

23.3 Le solde du compte de modulation est prévu être négatif à la fin de l'année 2017 (- 500 GWh). Veuillez concilier ce graphique avec la limite relative au solde du compte.

Réponse :

Le solde du compte de modulation présenté au graphique 6.1-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 est en effet négatif. Le Distributeur n'a pas présenté de résultats après l'application de mesures pour contrôler le solde du compte de modulation, étant donné que les modalités de

l'entente ne sont pas définies. Dans le cas où, en début d'une année donnée, un solde négatif est anticipé, le Distributeur devrait effectivement s'assurer que le solde soit nul à la fin de l'année. Les possibilités seraient alors de réduire les retraits du compte de modulation en utilisant davantage les autres moyens à la disposition du Distributeur, notamment en augmentant les livraisons provenant du contrat cyclable avec le Producteur et en procédant à des achats sur les marchés de court terme.

- 23.4** Veuillez confirmer que cette entente de modulation ne fournirait au Distributeur qu'un « service d'équilibrage » annuel sans « puissance complémentaire » autre que la contribution additionnelle possible de 15 % à 25 % pour l'éolien. Dans le cas où le solde de fin d'année serait négatif ou positif, veuillez indiquer si ces GWh seraient payables à l'un ou l'autre des partenaires de cette entente.

Réponse :

L'entente globale de modulation est différente d'un service d'équilibrage puisqu'elle permettra au Distributeur de répartir, à l'intérieur d'une même année et selon ses besoins, les livraisons d'énergie des contrats assujettis. La puissance complémentaire ajoutée avec l'entente globale de modulation correspondra en effet à la contribution additionnelle de 15 % à 25 % de la puissance installée éolienne.

Dans le cas où le Distributeur anticiperait un solde négatif du compte d'énergie différée, les possibilités qui s'offrent à lui sont décrites à la réponse à la question 23.3.

Dans le cas où le Distributeur anticiperait un solde positif du compte d'énergie différée et advenant que l'entente stipulerait que le solde de fin d'année ne puisse dépasser un volume défini, alors le Distributeur pourrait soit augmenter ses quantités d'énergie différée, dans la mesure où le solde anticipé à la fin des conventions le permet, soit revendre les quantités requises afin d'éviter le dépassement du niveau cible.

- 23.5** Veuillez expliquer pourquoi le compte de modulation ne couvrirait pas, par exemple, une année débutant le 1^{er} avril et se terminant le 31 mars, afin de permettre au Distributeur d'approvisionner son compte de modulation avant la période d'hiver.

Réponse :

Puisque l'électricité patrimoniale est répartie sur une année civile, donc du 1^{er} janvier au 31 décembre, il est opportun d'établir le compte de modulation sur la même fenêtre de temps.

- 23.6** Veuillez expliquer pourquoi les retraits horaires seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis. Le Distributeur a-t-il envisagé l'option de retraits en hiver au delà de ce plafonnement, et, si oui, quels seraient le coût de cette puissance excédentaire et les modalités d'utilisation?

Réponse :

Le Distributeur considère déjà l'ajout de 15 % à 25 % de la puissance installée éolienne pour établir le taux maximum de retrait. Quant aux autres modalités discutées, soit la possibilité de retraits au-delà du taux de retrait maximum ou l'évaluation des coûts reliés à l'entente globale de modulation, les discussions avec le Producteur sont en cours et le Distributeur n'est pas en mesure de fournir de telles informations pour le moment.

- 24. Référence :** Pièce B-0004, pages 57 à 60.

Préambule :

La section 6 fait état des modalités envisagées par le Distributeur dans le cadre d'une entente globale de modulation qui serait mise en place avec le Producteur. En remplacement de l'actuelle entente d'intégration éolienne, cette entente globale de modulation couvrirait les livraisons de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques.

À la page 59, le Distributeur indique certaines limites qui viendraient encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation et mentionne qu'ils « *seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis [dont une contribution de 30 % pour les projets éoliens], à laquelle s'ajouterait une contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installée des parcs éoliens. Tel que mentionné à la section 4.4.1.3, le Distributeur souhaiterait que cette contribution en puissance complémentaire soit supérieure à 15 % et puisse atteindre 25 %* ».

Demandes :

- 24.1** Veuillez indiquer si l'entente envisagée par le Distributeur prévoirait spécifiquement la possibilité d'augmenter la contribution des projets éoliens au-

delà de 30 %, par exemple dans le cas où les données historiques sur la contribution de ces projets justifieraient une telle augmentation.

Réponse :

Les principes de l'entente en discussion, tels qu'élaborés jusqu'à maintenant, prévoient que la contribution propre des projets éoliens serait fixée à 30 %.

24.2 Dans l'affirmative, veuillez préciser si l'augmentation de la contribution des projets éoliens résulterait en une diminution d'autant de la contribution en puissance complémentaire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1.

24.3 Veuillez indiquer les avantages et les coûts associés à une contribution en puissance complémentaire de 25 % plutôt que de 15 %.

Réponse :

Les avantages à l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée seraient surtout reliées à la possibilité d'appeler facilement des quantités plus importantes d'énergie, afin d'être en mesure d'utiliser autant que possible les surplus d'énergie en été pour alimenter les besoins d'hiver.

Pour atteindre cet objectif, le Distributeur évalue présentement différentes possibilités. L'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée est une des solutions envisagées. Il est par conséquent prématuré d'en évaluer les coûts.

24.4 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage dans le cadre de cette entente globale de modulation un prix fixe, indexé annuellement, pour la puissance complémentaire (tel que dans l'entente d'intégration éolienne actuelle) ou plutôt basé sur une formule reflétant les prix de la puissance sur les marchés de court terme. Veuillez élaborer.

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours, il est prématuré de conclure sur les formules de prix qui seront mises en œuvre dans l'entente.

24.5 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage un prix fixe, indexé annuellement, pour l'énergie (tel que dans l'entente d'intégration éolienne actuelle) ou plutôt basé sur une formule reflétant les prix de l'énergie sur les marchés de court terme. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le service de modulation n'inclut aucun nouvel approvisionnement en énergie. Le service consiste plutôt à moduler les approvisionnements en énergie, notamment de sources variables, en fonction des besoins réels du Distributeur. Sous réserve du résultat des négociations, le prix envisagé pour le service de modulation est donc en soi indépendant des indices de prix du marché de l'énergie.

25. Références : (i) Pièce B-0004, tableau 4.4-4, page 53 ;
(ii) Pièce B-0004, pages 46 et 47;
(iii) Pièce B-0004, page 61.

Préambule :

(i) Le tableau 4.4-4 fait état de besoins additionnels en puissance qui excèdent la contribution des marchés de court terme.

(ii) Le Distributeur indique que « [...] *le bilan en puissance montre des besoins pour lesquels de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de l'horizon 2015-2016. Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégiera, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation. [...] Par ailleurs, l'analyse menée par le Distributeur sur le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir de chaque marché (voir l'annexe 4B) fait ressortir l'intérêt de recourir aux moyens disponibles dans les marchés voisins* ». Le Distributeur ajoute que « *la stratégie d'acquisition de nouvelles ressources implique deux démarches* », soit l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins et le lancement d'un appel d'offres.

(iii) Le Distributeur indique qu'une « *approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers. [...] Toutefois cette stratégie n'est pas sans coût et ne comporte aucune espérance de réduction de coût lorsqu'elle est répétée sur une longue période. Le Distributeur dispose plutôt d'un compte de frais reportés, qui, dans ces conditions et considérant que le portefeuille comporte peu d'approvisionnements dont le prix est volatil, constitue l'outil le plus approprié afin de réduire l'impact des fluctuations de coûts* ».

Demandes :

- 25.1** Veuillez identifier les risques associés aux besoins en puissance illustrés au tableau 4.4-4 de la référence (i). Le cas échéant, veuillez identifier les éléments de la stratégie de gestion des risques associés à la satisfaction de ces besoins en puissance.

Réponse :

Les risques associés aux besoins en puissance sont d'abord et avant tout reliés à l'obtention des quantités physiques d'électricité, pendant la pointe du réseau et de la disponibilité du transport requis dans les temps impartis.

La gestion des approvisionnements doit également envisager la possibilité de faire face à des scénarios de demande plus élevés. Dans une telle situation, l'ensemble des moyens prévus devra être déployé plus rapidement et les quantités visées par les appels d'offres devront être augmentées. Voir la réponse à la question 19.4 pour les stratégies de la gestion des scénarios de demande plus faible.

- 25.2** Considérant que l'une des stratégies du Distributeur pour combler ses besoins en puissance est le lancement d'un appel d'offres sur les marchés voisins, veuillez indiquer s'il pourrait s'avérer avantageux d'utiliser les dérivés financiers afin d'atténuer les risques associés à la fluctuation des prix.

Réponse :

Dans les marchés de puissance, il n'existe pas de produits dérivés sur les prix de puissance (à l'image des prix à terme pour l'énergie pour certaines zones), sur lesquels pourraient s'appuyer des transactions entre les réseaux.

Par ailleurs, il convient de constater que les fluctuations des prix de la puissance sont moins rapides que dans le cas des prix de l'énergie. Elles ne sont pas affectées de la même manière par le prix des commodités comme le gaz naturel.

Voir également la réponse à la question 25.3.

- 25.3** Veuillez élaborer davantage sur l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle l'utilisation de dérivés financiers « ne comporte aucune espérance de réduction de coût lorsqu'elle est répétée sur une longue période ». Veuillez indiquer dans

quel(s) contexte(s) l'utilisation de dérivés financiers pourrait entraîner une réduction de coût.

Réponse :

La fixation des coûts d'approvisionnements à l'aide de dérivés financiers élimine les risques de variations défavorables des prix de marché, mais élimine aussi les variations de prix qui auraient permis d'obtenir des coûts d'approvisionnements plus faibles. Que ce soit pour une seule ou plusieurs périodes, le recours aux dérivés financiers ne garantit en rien des coûts d'approvisionnements plus faibles pour le Distributeur. Une année donnée, les prix de marché peuvent être plus élevés que le prix fixé par des dérivés financiers, alors que l'année suivante, les prix de marché peuvent être plus faibles.

En outre, l'utilisation d'instruments tels que les dérivés financiers comporte un coût additionnel, soit celui associé aux frais de transaction de tels instruments.

L'utilisation de dérivés financiers n'a pas pour objectif de réduire les coûts d'approvisionnements, mais plutôt d'éliminer la volatilité à laquelle est exposé le Distributeur. Or, à ce titre, le Distributeur est d'avis qu'un compte de frais reportés est un outil qui répond mieux à ses besoins et ceux de sa clientèle.

**ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS
AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME**

- 26. Références :**
- (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 39 et 40;
 - (ii) Pièce B-5, HQD-1, document 2, annexe 5, pages 214 et 215.

Préambule :

- (i) Dans sa décision D-2008-133 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie indiquait que :

« Dans les prochains documents d'appel d'offres et dans les programmes d'achat d'électricité, la Régie demande au Distributeur de définir clairement les exigences techniques s'appliquant aux centrales de faible capacité. Pour s'assurer d'un traitement équitable, le Distributeur devra veiller à ce que ces centrales soient raccordées au réseau de distribution ou de transport au plus bas coût possible, en tenant compte de la nature, de l'emplacement et de la capacité de la centrale. »

(ii) Dans le présent Plan, le Distributeur mentionne que :

« En décembre 2006, le Distributeur indiquait à la Régie qu'il poursuivait sa réflexion sur la question du traitement des coûts de raccordement des centrales de petite taille. Sa principale préoccupation à cet égard demeure inchangée par rapport aux indications qu'il donnait à la Régie dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, à savoir le traitement équitable de toutes les sources d'approvisionnement, tel que la Loi sur la Régie de l'énergie l'exige.

Le Distributeur est d'avis que les projets raccordés sur le réseau de distribution doivent être assujettis à des pratiques qui tiennent compte des impacts réels de ces projets sur son réseau. Dans ce contexte, la réalisation d'une étude exploratoire tel que décrit à la section 2.2 permet de répondre à ce besoin.

D'autre part, le Distributeur et le Transporteur évaluent certaines pistes de solution afin de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins. »
[nous soulignons]

Demandes :

26.1 Veuillez faire état à ce jour des pistes de solution évaluées par le Distributeur et le Transporteur afin de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins.

Réponse :

Les solutions permettant de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production s'articulent autour des performances particulières des turbines éoliennes, de l'optimisation des liens de télécommunication, de l'exploitation optimale de la capacité des liens existants et du choix du point de raccordement des centrales. Ces mesures ont été mises en place par le Transporteur, notamment lors de l'appel d'offres AO-2009-02.

Voir aussi l'annexe 5C de la pièce HQD-1, document 2 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (R-3648-2007).

26.2 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sera en mesure d'établir un traitement adéquat des coûts de raccordement des centrales de petites tailles ainsi qu'un plan d'action.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.1.

SUVIS DE DÉCISION

- 27. Références :** (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 35;
(ii) Décision D-2009-107, dossier R-3689-2009, page 27.

Préambule :

(i) Dans la décision D-2008-133, la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi trimestriel englobant l'ensemble de ses activités d'approvisionnement de court terme, à l'achat comme à la vente, incluant les transactions sous dispense et les résultats des appels d'offres de court terme.

La Régie évalue la possibilité de demander uniquement la production d'un suivi annuel des activités d'achat et de vente du Distributeur. Les informations exigées par la décision D-2008-133 y seraient présentées sur une base trimestrielle et sur une année civile.

(ii) Dans la décision D-2009-107, la Régie demande au Distributeur de déposer le relevé des livraisons réalisées dans l'année en vertu de l'entente globale cadre, au plus tard le 30 avril de l'année suivante. Le relevé est présenté à partir des besoins réguliers du Distributeur (proxy) ainsi qu'à partir de la production des centrales du Producteur.

Demande :

27.1 Veuillez indiquer la date à laquelle les suivis annuels décrits au préambule pourraient faire l'objet d'un envoi unique à la Régie. Si la date proposée excède le 30 avril, veuillez faire état des contraintes du Distributeur.

Réponse :

Un suivi déposé au plus tard le 30 avril de chaque année conviendrait parfaitement.