

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE L'UMQ  
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**



**1. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 2B, page 86, tableaux 2B-1 et 2B-2.

**Préambule :**

Le tableau 2B-1 indique la valeur des principales variables démographiques, économiques et énergétiques retenues pour le scénario fort de la demande d'électricité. Le tableau 2B-2 fait de même pour le scénario faible.

**Demandes :**

- 1.1** Pour chacune des variables identifiées aux tableaux 2B-1 et 2B-2, veuillez indiquer votre évaluation de la probabilité que la valeur de cette variable se retrouve à l'extérieur de la fourchette présentée dans les tableaux. (Par exemple, quelle est la probabilité, selon votre évaluation, que le prix du pétrole brut WTI ne se situe pas entre 68,09 \$US/baril et 92,12 \$US/baril en 2011).

**Réponse :**

**Démographie :**

**Il n'y a pas d'évaluation récente de la probabilité de réalisation de chacun des scénarios de la prévision démographique d'Hydro-Québec Distribution. Pour faire une telle évaluation, il faudrait comparer les scénarios d'anciennes prévisions aux résultats observés.**

**La fourchette de scénarios du Distributeur ressemble à celles de l'Institut de la Statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada en termes d'écart par rapport au scénario moyen. Pour la population, ces organismes estiment habituellement que leurs fourchettes de perspectives sont suffisantes pour couvrir plus de 75 % des probabilités de réalisation à moyen et long terme. Peu d'organismes réalisent des projections de ménages à moyen et long terme ; l'ISQ en fait et sa fourchette de scénarios ressemble à celle du Distributeur.**

**Économie :**

**L'analyse de performance de la prévision économique, réalisée en 2010, montre que les scénarios faible et fort sur un horizon de 10 ans couvrent généralement 65 % des risques de variation du PIB total au Québec.**

**Les autres variables économiques prévues à long terme (PIB manufacturier, PIB tertiaire, revenu personnel disponible) sont des**

composantes du PIB total et leur probabilité de réalisation découle de celle du PIB total. Les fluctuations du PIB manufacturier sont plus importantes, mais la fourchette des scénarios fort et faible de cette variable est plus large.

À moyen et long terme, il n'y a pas de prévision des mises en chantier, car elles sont arrimées sur la formation de ménages.

**Prix des combustibles :**

Bien que le Distributeur ne dispose pas de cette information sous cette forme, il est possible d'évaluer grossièrement l'intervalle de confiance dans lequel se situe sa prévision des prix des combustibles à l'aide de l'outil fourni par l'agence gouvernementale américaine « *Energy Information Administration* » (EIA) sur son site web (dans la section *Short Term Energy Outlook* ou STEO). Pour un intervalle de confiance de 80 %, les prix pour décembre 2011 varient entre 59,33 \$US/baril et 130,60 \$US/baril (cf. STEO November 2010). Si l'on réduit l'intervalle de confiance à 50 %, les prix varient entre 71,52 et 108,34 \$/baril. Il est néanmoins probable que, pour la moyenne annuelle des prix des combustibles, la fourchette de prix considérée par le Distributeur couvre un intervalle de confiance plus près de 80 %, car la volatilité s'accroît au fil des mois et le prix d'un mois donné est plus volatile que le prix moyen d'une année.

Pour le long terme, cette même agence fournit également des scénarios fort et faible, qui s'écartent respectivement de -51 % et de +57 % du scénario moyen à l'horizon 2020, soit une fourchette nettement plus large que celle considérée par le Distributeur ( $\pm 15$  %). Dans sa dernière prévision de long terme (December 2010, *Annual Energy Outlook 2011*), l'EIA considère ainsi une fourchette allant de 52,82 à 169,12 \$US2009/baril pour 2020.

Pour le prix du gaz naturel, la volatilité est encore plus forte, car il est sujet à des variations liées à l'état des stocks et aux conditions climatiques, ce qui amène à un intervalle de confiance de la prévision réduit par rapport à celui du prix du pétrole brut.

- 1.2 Dans le cas où les probabilités demandées à la question 1.1 ne seraient pas disponibles, veuillez expliquer, pour chaque variable, le choix des valeurs retenues dans les tableaux 2B-1 et 2B-2.

Réponse :

---

*Original : 2011-03-15*

*HQD-4, Document 9  
Page 4 de 42*

**Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.3** Veuillez indiquer, pour chacune des années montrées aux tableaux 2B-1 et 2B-2, votre évaluation de la probabilité que l'ensemble de toutes les variables identifiées se situe à l'extérieur des valeurs indiquées dans ces tableaux.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

**2. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 2C, page 106, lignes 3 à 5.

**Préambule :**

*« Les ventes prévues aux grandes entreprises du secteur Industriel sont revues à la hausse de 3,8 TWh en 2010 en raison principalement de la demande additionnelle du client Rio Tinto Alcan qui fait face à une faible hydraullicité sur son réseau. »*

**Demande :**

- 2.1** Veuillez indiquer comment la prévision des ventes aux grandes entreprises du secteur industriel tient compte de la possibilité de devoir encore, au cours des années de 2011 à 2017, satisfaire des demandes additionnelles du client Rio Tinto Alcan suite à une faible hydraullicité sur son réseau.

**Réponse :**

**Dans le scénario moyen de la prévision de la demande, la consommation de ce client est supposée à hydraullicité normale. Les scénarios faible et fort prennent en compte certaines variations sur l'hydraullicité.**

**3. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 2E, page 134, lignes 1 à 11.

**Préambule :**

*« D'autre part, le Distributeur préconise l'utilisation de l'année de référence la plus récente possible.*

*Sur la base de ces travaux, le Distributeur, dans la révision d'août 2010, a établi les simulations horaires des besoins prévus en se basant sur les simulations de besoins québécois issues de Puisclim couvrant l'année civile 2009 et la saison hiver 2008-2009.*

*Par rapport à l'année de référence 2003, la nouvelle évaluation de l'aléa climatique sur les besoins annuels en énergie présente un écart type supérieur de +0,2 TWh. Pour ce qui est de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, l'écart type obtenu avec l'année de référence 2009 est inférieur d'environ 160 MW à celui obtenu avec l'année de référence 2003. Ces résultats sont pratiquement les mêmes sur tout l'horizon du Plan. »*

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur préconise l'utilisation de l'année de référence la plus récente possible.

**Réponse :**

**Tel qu'expliqué dans la pièce HQD-1, document 2, annexe 2E, page 131, du dossier R-3648-2007, les simulations horaires des besoins prévus sont obtenues en projetant 252 simulations horaires des besoins réguliers du Distributeur (BRD) de l'année de référence à l'année prévisionnelle désirée. Avec l'utilisation d'une année de référence la plus récente possible, l'écart entre l'année de référence et l'année de prévision est minimisé, ce qui réduit les erreurs possibles de prévision.**

- 3.2** Veuillez expliquer en quoi l'année de référence 2009 est représentative, étant donné notamment la baisse significative des ventes qu'elle a vécue, principalement au secteur industriel.

**Réponse :**

**Le fait que l'année 2009 ait connu des baisses significatives de ventes (principalement au secteur industriel) n'affecte pas la qualité des simulations horaires projetées, et ce pour deux raisons.**

**Les simulations horaires de besoins prévus se basent sur des simulations des besoins québécois issues du modèle *Puisclim***

d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions climatiques, modèle établi par Hydro-Québec TransÉnergie. Puisque le modèle *Puisclim* produit des simulations de besoins québécois avant baisses et grèves (incluant des fermetures des grands clients), les simulations horaires des besoins prévus qui en découlent sont elles aussi corrigées pour les baisses et grèves survenues à l'année de référence.

De plus, le Distributeur projette les composantes de chacune des 252 simulations horaires de ses besoins de l'année de référence à l'année prévisionnelle désirée en utilisant la prévision des besoins mensuels (et non annuels) des usages spécifiquement représentés et celle du total des besoins. Les usages considérés sont le chauffage, la climatisation, l'Industriel grandes entreprises et les usages de base complémentaires. Ainsi, la baisse de la demande survenue au cours de l'année 2009 est redressée à l'année projetée par l'utilisation d'un taux de croissance mensuel spécifique pour chacun des usages.

**4. Référence :**

[http://www.hydroquebec.com/4d\\_includes/surveiller/PcFR2011-007.htm](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2011-007.htm).

**Préambule :**

*« Hydro-Québec tient à remercier sincèrement tous ses clients de leur précieuse contribution durant cette période de froid intense. Elle remercie également les représentants des médias pour leur collaboration. Les efforts de la clientèle d'Hydro-Québec, à la suite de l'appel public lancé le dimanche 23 janvier, ont permis de réduire la pointe de consommation d'électricité d'environ 300 MW.*

*Compte tenu que les prévisions de la consommation de ce soir sont évaluées à 34 800 MW et que les températures froides s'estompent, Hydro-Québec lève les consignes de réduction de la consommation pendant les heures de pointe. Cependant, l'entreprise souhaite rappeler au public qu'une consommation responsable et raisonnable de l'électricité est toujours une excellente pratique et ce, à longueur d'année.*

*Rappelons que les besoins en électricité ont atteint un sommet sans précédent de 38 286 MW, à 7 h 38 hier matin. Au moment de cette pointe record, la température extérieure était de - 28 degrés Celsius à Montréal.* » (Nos soulignés)

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez fournir la valeur des besoins en électricité en puissance, normalisés pour les conditions climatiques, lors de l'heure de pointe de la journée du 24 janvier 2011.

**Réponse :**

**Le Distributeur a estimé de manière préliminaire la pointe normalisée de l'hiver 2010-2011 à 37 070 MW. L'erreur-type de cet estimation est de 130 MW, ce qui signifie que la valeur officielle de la pointe normalisée a une probabilité d'environ 70 % de se trouver à plus ou moins 130 MW de cette estimation.**

**La valeur officielle de la pointe normalisée de l'hiver 2010-2011 sera établie au cours du mois d'avril 2011.**

- 4.2 Veuillez fournir la liste de tous les appels au public de réduction de consommation faits par Hydro-Québec ou par le Distributeur au cours des 10 dernières années avec la réduction de pointe de consommation en MW observée pour chacun.

**Réponse :**

**Au cours des dix dernières années, l'appel au public fût utilisé trois fois, soit en 2004, en 2009 et en 2011.**

**TABLEAU R-4.2**

<b>Année</b>	<b>Réduction à la Pointe</b>	<b>Date</b>	<b>Jour</b>	<b>HE</b>
2004	800	15 janvier 2004	Jeudi	19
2009	600	16 janvier 2009	Vendredi	8
2011	300	24 janvier 2011	Lundi	8

**Voir aussi la réponse à la question 8.a de l'ACEF de l'Outatouais à la pièce HQD-4, document 2.**

5. **Référence :**



HQD-1, document 1, page 23, tableau 3.1-1.

**Préambule :**

Le tableau de la référence indique le sommaire des approvisionnements sous contrat prévus pour les années 2011 à 2020, notamment ceux découlant de l'appel d'offres A/O 2003-02.

**Demande :**

- 5.1 Veuillez fournir l'énergie annuelle (au GWh près) fournie par chaque parc éolien de l'appel d'offres A/O 2003-02 pour chaque année depuis la mise en service de chacun.

**Réponse :**

**TABLEAU R-5.1**

	MW installés	Début des livraisons	GWh réels				
			2006	2007	2008	2009	2010
Baie des Sables	109,5	22 novembre 2006	44	329	291	284	270
Anse-à-Valleau	100,5	10 novembre 2007		52	271	279	292
Carleton	109,5	22 novembre 2008			65	343	334
St-Ulric	127,5	20 novembre 2009				78	302

**6. Références :**

- i) HQD-1, document 2, annexe 3E, page 164, tableau 3E-1;
- ii) R-3742-2010, HQT-1, document 1, page 16, lignes 6 et 7.

**Préambule :**

- i) Le tableau 3E-1 donne la liste des contrats d'approvisionnements de long terme en vigueur. La liste comprend le projet Parc Bas-Saint-Laurent de 68,0 MW dans la municipalité de Ste-Luce.
- ii) « Le parc éolien Bas-St-Laurent de 68 MW (initialement appelé Ste-Luce) a été officiellement abandonné par le promoteur le 13 juillet 2009. »

**Demande :**

6.1 Veuillez concilier les deux informations du préambule.

**Réponse :**

**Le développement du projet de parc éolien Bas-St-Laurent de 68 MW (initialement appelé Sainte-Luce) a été abandonné par le promoteur, Kruger Bas-Saint-Laurent S.E.C. (Kruger). Toutefois, le contrat d'approvisionnement en électricité entre ce dernier et Hydro-Québec Distribution n'a pas été résilié. Le consortium Boralex Inc. / Gaz Métro Éole inc. s'en est porté acquéreur auprès de Kruger, avec l'approbation du Distributeur, dont la copie de l'amendement est disponible sur le site Internet du Distributeur. Cet amendement comporte la modification de la localisation du projet.**

**7. Référence :**

HQD-3, document 1, page 9, réponse 3.1.

**Préambule :**

*« Par ailleurs, le taux de réserve déterministe utilisé pour les centrales thermiques sous contrat avec le Distributeur (contrats postpatrimoniaux) est demeuré à 10 % et celui associé à l'option d'électricité interruptible est également demeuré inchangé à 15 %. »*

**Demandes :**

7.1 Veuillez présenter les intrants et la méthode et/ou les modèles utilisés pour justifier le choix d'un taux de réserve déterministe de 10% pour les centrales thermiques sous contrat avec le Distributeur.

**Réponse :**

**Le taux de réserve déterministe de 10 % est utilisé par le Distributeur à des fins de planification. Ce taux est établi à partir d'informations contenues dans les offres des soumissionnaires et des données disponibles dans l'industrie. Ce taux pourra être révisé avec plus de précision au cours des prochaines années lorsque le Distributeur disposera d'un historique d'exploitation significatif notamment en ce qui concerne la centrale de TCE.**

**7.2** Veuillez indiquer l'hypothèse utilisée pour le taux de pannes des groupes de la centrale de TCE.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.1.**

**8. Références :**

- i) HQD-1, document 1, page 23, tableau 3.1-1;
- ii) HQD-1, document 1, page 26, tableau 3.2-1;
- iii) HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2;
- iv) HQD - État d'avancement du plan d'approvisionnement 2008-2017 (30 octobre 2009) – Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution, page 16;
- v) Ibid., page 1;
- vi) Ibid., page 2;
- vii) Ibid., page 5;
- viii) Ibid., page 12;
- ix) Ibid. page 2.

**Préambule :**

- i) Le tableau 3.1-1 présente un sommaire des approvisionnements sous contrat. La note de bas de tableau indique qu'à compter de 2012, la contribution en puissance de l'énergie éolienne est de 30%.
- ii) Le tableau 3.2-1 présente un sommaire des approvisionnements en cours d'acquisition. La note de bas de tableau indique que la contribution en puissance de l'énergie éolienne est de 30%.
- iii) Le tableau 4.2-2 présente le bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants. La note de bas de tableau indique qu'à compter de 2012, la contribution en puissance de l'énergie éolienne est de 30%.

- iv) « *Finalement, en considérant l'ensemble des résultats obtenus ainsi que les forces et faiblesses propres à chacune des évaluations, une hypothèse de contribution en puissance de 30 % semble centrée.* »
- v) « *La présente étude vise à fournir une estimation de la contribution en puissance des 3000 MW de production éolienne sous contrat avec Hydro Québec Distribution.* » (Notre souligné)
- vi) « *En plus, le taux de pénétration des équipements éoliens par rapport à l'ensemble des moyens de production est déterminant dans la valeur de la contribution en puissance de cette technologie. En effet, plus le taux de pénétration sera élevé, plus faible sera la contribution en puissance de l'éolien (en pourcentage par rapport à la puissance installée).* » (Notre souligné)
- vii) « *Le modèle utilise 252 profils annuels de demande chronologiques, c'est-à-dire des séries chronologiques de 8 760 valeurs horaires. Ces profils représentent la prévision de la demande selon 36 climatologies répertoriées entre 1971 et 2006. Ces climatologies sont décalées de plus ou moins trois jours afin de représenter l'impact de la coïncidence de toutes les conditions climatiques avec chacun des sept jours de la semaine et formant les 252 profils annuels. FEPMC applique, de manière exogène, un aléa prévisionnel à chacun de ces profils de demande pour définir un grand nombre de différents cas.* »
- viii) « *La réalisation des études de fiabilité a nécessité, pour chacun des deux modèles, l'utilisation de l'information suivante :*
- *les données de production éolienne simulées telle que décrites à la section précédente,*
  - *les données de charge et les aléas qui s'y rapportent,*
  - *les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production,*
  - *les achats d'électricité prévus en situation d'équilibre,*
  - *les caractéristiques des programmes de gestion de la demande ainsi que les contraintes d'appel associées à ces programmes,*
  - *les contraintes de transport.*

*Les données de charge sont basées sur la révision de mai 2009 de la prévision de la demande pour l'horizon 2016. Dans le cas du modèle MARS, un profil de charge déterministe représentatif des conditions climatiques normales est utilisé et le modèle MARS tient compte de l'aléa global sur la demande (aléa combiné prévisionnel + climatique) par le biais d'un générateur de scénarios de type Monte Carlo. Dans le cas de FEPMC, les données d'entrée sont constituées de 252 scénarios de données horaires de charge décrits à la section 3.1.2.*

*Les données concernant les équipements de production, les caractéristiques des programmes commerciaux d'interruption de charge et les contraintes de transport sont conformes à celles utilisées pour les exercices de fiabilité.*

*Chacun des modèles a été utilisé avec deux séries de données de production éolienne, soit les données originales d'Hélimax et les données corrigées par les résultats de GEM 2.5 pendant les 14 pointes historiques. »*

- ix) « D'autres études transposent les résultats obtenus dans le cadre d'analyses détaillées ou s'appuient sur des méthodes beaucoup plus simples et qui exigent moins d'information comme le facteur d'utilisation des éoliennes durant certaines périodes prédéfinies (réf. 1 et 14). Toutefois, les méthodes simplifiées sont applicables seulement dans le contexte de faibles taux de pénétration de la production éolienne. » (Notre souligné)

**Demandes :**

- 8.1** Veuillez confirmer (ou infirmer) que les taux de 30% utilisés dans les trois premières références découlent de la conclusion de la référence iv) ;

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

- 8.2** Basé sur les constatations de la référence vi), veuillez indiquer si vous avez réalisé des évaluations de la contribution en puissance de la production éolienne pour des scénarios autres que celui de 3000 MW mentionné à la référence v). Dans l'affirmative, veuillez fournir les hypothèses et conclusions de telles évaluations. Dans la négative, veuillez indiquer si vous avez l'intention de procéder à de telles études et, si oui, à quelle échéance ;

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas réalisé d'autres études sur la contribution en puissance de la production éolienne que celle mentionnée à la référence (iv).**

**Compte tenu du coût associé à la réalisation de ces études, notamment du coût associé à la reconstitution de séries chronologiques de production éolienne, le Distributeur attendra assurément quelques années afin d'incorporer, dans une éventuelle nouvelle étude, un ensemble de changements notamment :**

- 1- la quantité de production éolienne dont la mise en service est prévue ;**
- 2- une nouvelle redistribution géographique de cette production après avoir pris en compte les nouveaux appels d'offres et les modifications aux contrats signés ;**
- 3- la prise en compte de la position définitive des éoliennes à l'intérieur des parcs planifiés ;**
- 4- la prise en compte de l'expérience réelle d'exploitation d'un plus grand nombre possible de parcs éoliens ;**
- 5- les changements dans les profils horaires de la charge.**

**8.3** Veuillez indiquer quelles informations parmi celles de la référence viii) utilisées dans l'étude de la contribution en puissance de la production éolienne ont changé depuis la publication de l'étude en octobre 2009.

**Réponse :**

**Les plus importants changements ont trait aux trois premiers points de l'énumération qui figure dans la réponse à la question 8.2.**

**8.4** Veuillez indiquer si l'étude de la contribution en puissance de la production éolienne a été mise à jour suite aux changements dans la prévision de la demande et, en particulier des aléas climatiques.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.2.**

- 8.5** Veuillez indiquer si l'étude de la contribution en puissance de la production éolienne a été mise à jour en tenant compte des productions réelles des parcs éoliens au Québec observées depuis leur mise en service.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.2.**

- 8.6** En vous référant au contexte de la référence ix), veuillez indiquer si vous considérez que la situation de la production éolienne, avec plus de 3000 MW à l'horizon 2016, représente un contexte de faible ou de forte pénétration de la production éolienne.

**Réponse :**

**Selon la planification de ses approvisionnements, le Distributeur aura sous contrat environ 3 350 MW en décembre 2016. À cette quantité, s'ajoutent les parcs éoliens sous contrat avec Hydro-Québec Production. Ainsi, la pénétration de la production éolienne devrait atteindre 10 % sur le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie, ce qui représente un point charnière où les méthodes simplifiées cessent de conduire à des résultats fiables.**

**Par ailleurs, en relation avec le passage cité à la référence (ix), le Distributeur tient à souligner que la transposition de « *résultats obtenus dans le cadre d'analyses détaillées* » ou l'utilisation de « *méthodes beaucoup plus simples et qui exigent moins d'information comme le facteur d'utilisation des éoliennes durant certaines périodes prédéfinies* » sont beaucoup plus hasardeuses dans le cas du Québec, compte tenu de conditions particulières d'exploitation de la production éolienne décrites à la section 2.3 de l'étude citée aux références (iv) à (ix).**

**9. Références :**

- i) HQD-1, document 1, page 26, lignes 5 à 11;
- ii) R-3470-2001, HQD-5, document 2.1, page 10.

**Préambule :**

- i) « Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis l'hiver 2003-2004. Compte tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible.

*Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel. »*

- ii) « Le Distributeur a étudié l'interruptible en fonction des besoins des consommateurs et a bien établi le rôle que les divers programmes d'interruptible pourront jouer. Un tel rôle a été clairement résumé au cours de l'argumentation (HQD-5, Document 2, pp. 37-38) et le Distributeur a également annoncé la mise sur pied d'un projet pilote visant à déterminer le véritable potentiel d'un programme d'électricité interruptible. »

**Demandes :**

- 9.1** Veuillez décrire les efforts que vous comptez déployer pour accroître le potentiel de l'électricité interruptible.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.3.a de EBM à la pièce HQD-4, document 3.**

- 9.2** Veuillez fournir votre vision et votre prévision de l'augmentation du potentiel de l'électricité interruptible avec l'augmentation dans le temps des coûts évités du Distributeur.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.3.a de EBM à la pièce HQD-4, document 3.**

- 9.3** Veuillez fournir les études et résultats du projet pilote mentionné à la référence ii) et/ou les résultats de toute étude semblable réalisée par le Distributeur.



**Réponse :**

L'information du projet pilote de 2001 a une valeur limitée considérant l'expérience acquise à partir de l'offre de l'option dans le marché. Depuis 2001, le Distributeur n'a pas entrepris de projet pilote. Le Distributeur a modifié certaines modalités d'applications en fonction des ses besoins et des commentaires des clients dans le but d'augmenter l'offre de puissance interruptible. Pour une description de l'évolution du programme d'électricité interruptible, le Distributeur réfère aux dossiers suivants déposés à la Régie : R-3518-2003, R-3538-2004 et R-3603-2006.

**10. Référence :**

HQD-3, document 1, page 7, réponse 3.3.

**Préambule :**

*« L'introduction du projet CATVAR aura un impact minime sur le moyende gestion de l'abaissement de tension. En effet, en période de pointe, la plupart des lignes de distribution fonctionnent déjà près des seuils minimums d'exploitation de la tension en situation normale. Pour cette période, le projet CATVAR aura donc peu d'impact sur le niveau de tension de ces lignes de distribution. La marge de tension disponible pour abaissement en situation d'urgence n'est que légèrement diminuée.*

*Le projet CATVAR aura cependant un effet bénéfique sur le moyen de gestion de l'abaissement de tension en urgence. Dans le mode d'exploitation actuel, faute d'information précise sur le niveau de tension livrée au client, certains postes ne sont pas assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension. Une partie de ces postes alimentent des clients qui pourraient être plus sensibles à un abaissement de tension comme moyen de gestion. L'introduction du système CATVAR, lequel transmet de l'information plus précise sur le niveau de tension au poste, permettra d'augmenter le nombre de postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension, sans compromettre la qualité du service chez la clientèle. » (Nos soulignés)*

**Demandes :**

- 10.1** Veuillez indiquer quel est l'impact en MW sur le moyen de gestion de l'abaissement de tension du fait de la référence que « *La marge de tension disponible pour abaissement en situation d'urgence n'est que légèrement diminuée.* ».

**Réponse :**

En moyenne, l'implantation du système CATVAR aurait pour impact de faire passer la réduction effective de la tension de 4,8 V à 4,0 V. Toutefois, les postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension ne sont pas tous visés par CATVAR. Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-18-HQD-3, document 1, cette légère diminution sera compensée par une hausse du nombre de postes pouvant être assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension. La réserve disponible à cette fin est donc toujours de 250 MW.

**10.2** Veuillez indiquer quel est l'impact en MW sur le moyen de gestion de l'abaissement de tension qu'aura l'effet bénéfique en urgence du projet CATVAR mentionné à la référence.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.1.**

**11. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 4A, page 173, lignes 7 à 11.

**Préambule :**

*« La capacité de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de 258 MW et sous le contrôle d'un seul producteur. Il s'agit de centrales hydroélectriques dont le facteur d'utilisation est limité par les apports en eau. Il est donc possible de présumer la disponibilité d'une puissance moyenne d'environ 150 MW. » (Notre souligné)*

**Demande :**

**11.1** Veuillez expliquer comment vous concluez à la disponibilité d'une puissance moyenne d'environ 150 MW à partir des informations des deux premières phrases de la référence.

**Réponse :**

**L'appréciation de cette valeur repose sur l'historique de transactions du Distributeur.**

**12. Références :**

- i) HQD-1, document 2, annexe 4A, page 174, lignes 2 à 5;
- ii) HQD-1, document 2, annexe 4B, page 187, lignes 6 à 16.

**Préambule :**

- i) *« 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. »*
- ii) *« Même si la pointe des besoins de la zone de réglage des Maritimes se produit en hiver, il n'est pas exclu que certaines quantités de puissance puissent être importées par les interconnexions qui lient le réseau du Transporteur avec celui du Nouveau-Brunswick. Celles-ci peuvent en effet être utilisées afin d'importer de la puissance provenant de la Nouvelle-Angleterre. Si une telle option était retenue, des analyses plus poussées devraient être effectuées sur la disponibilité de capacité de transport ferme entre le Maine et le Nouveau-Brunswick.*

*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. »*

**Demandes :**

- 12.1** En vous basant sur les études éoliennes réalisées à date, veuillez indiquer, pour chaque mois de l'année, la probabilité que la production des parcs éoliens en Gaspésie mentionnée à la référence i) soit à pleine capacité.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.2.**

**12.2** Veuillez indiquer à partir de quelle puissance, en moyenne, des parcs éoliens en Gaspésie, la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick serait restreinte.

**Réponse :**

**Des évaluations de cette nature seront effectuées lors des études de transport réalisées lors de la préparation de l'appel d'offres pour de nouvelles quantités de puissance.**

**Voir également la réponse à la question 22.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.**

**12.3** Pour chaque mois de l'horizon du plan d'approvisionnement, veuillez indiquer le pourcentage du temps où la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick serait restreinte par la production des parcs éoliens en Gaspésie.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.2.**

**12.4** Veuillez évaluer et commenter l'intérêt pour le Distributeur de disposer d'achats à partir de cette interconnexion même s'ils ne sont pas fermes, en considérant qu'aucune source d'approvisionnement n'est véritablement ferme à 100%.

**Réponse :**

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

**12.5** Veuillez indiquer quand le Distributeur prévoit réaliser les analyses plus poussées et évaluations d'impact mentionnées à la référence ii).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.**

**13. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 4A, page 174, lignes 13 à 17.

**Préambule :**

« La capacité de réception à partir du chemin NE-HQT, affichée à 1 700 MW sur OASIS, n'est pas disponible lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. C'est la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. » (Notre souligné)

**Demandes :**

- 13.1** Pour chaque mois de l'horizon du plan d'approvisionnement, veuillez indiquer le pourcentage du temps où la capacité de réception à partir du chemin NE-HQT serait non disponible puisque le poste Nicolet serait requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale.

**Réponse :**

**À la pointe annuelle des besoins réguliers du Distributeur, le poste Nicolet est utilisé pour alimenter les charges du sud du Québec à partir de la puissance des centrales situées dans le nord du Québec. Cette situation implique en soi que le convertisseur du poste Nicolet ne soit pas disponible pour satisfaire de nouveaux besoins en puissance alimentés à partir du chemin NE-HQT. Le Distributeur n'a pas colligé l'information demandée par l'intervenant puisque les nouveaux approvisionnements en puissance doivent être disponibles à la pointe annuelle.**

- 13.2** Pour chaque mois de la période du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 31 décembre 2010, veuillez indiquer le pourcentage du temps où la capacité de réception à partir du chemin NE-HQT a été non disponible lorsque le poste Nicolet était requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale.

**Réponse :**

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

- 13.3** Veuillez indiquer les conditions de disponibilité des groupes turbines-alternateurs des centrales Robert-Bourassa et LG2-A et de configurations du réseau de

transport qui requièrent que le poste Nicolet soit requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale.

**Réponse :**

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

**13.4** Veuillez évaluer et commenter l'intérêt pour le Distributeur de disposer de réceptions à partir de cette interconnexion même s'ils ne sont pas fermes, en considérant qu'aucune source d'approvisionnement n'est véritablement ferme à 100%.

**Réponse :**

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

**14. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 4B, pages 189 et 190.

**Préambule :**

*« Les approvisionnements en puissance garantie à partir de l'Ontario ne sont pas admissibles, compte tenu des règles actuelles de l'IESO. Le transit de puissance provenant d'une zone de réglage tierce serait par contre possible, mais non sans risque financier. Cette option doit donc être réservée aux situations particulières où des ressources planifiées deviennent indisponibles. » (Notre souligné)*

**Demande :**

**14.1** Veuillez indiquer de quelles juridictions sont les ressources planifiées dont il est fait mention dans la référence.

**Réponse :**

**Il s'agit principalement des 400 MW additionnels associés aux conventions d'énergie différée. Voir la section 4.4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 consacrée à ce sujet.**

**15. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 4B, page 186, lignes 3 à 8.

**Préambule :**

*« Tel que mentionné à l'annexe 4A, Nalcor Energy dispose d'une capacité excédentaire à partir de ses installations de Churchill Falls. Elle dispose également d'une réservation de transport de 265 MW (au point LAB-HQT) afin de mettre en marché cette électricité, dans le Nord-Est américain.*

*Par contre, le Distributeur ne détient pas d'information quant à la disponibilité éventuelle de cette production pour les fins de l'alimentation des besoins québécois. »*

**Demande :**

- 15.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a la possibilité de s'informer auprès de Nalcor Energy quant à la disponibilité éventuelle de la production mentionnée à la référence. Dans l'affirmative, veuillez indiquer pourquoi elle ne l'a pas fait.

**Réponse :**

**Le Distributeur informe régulièrement tous les négociants ou fournisseurs actifs dans le Nord-Est américain de ses besoins en approvisionnement.**

**16. Référence :**

HQD-3, document 1, pages 8 et 9, réponse 3.1.

**Préambule :**

Le tableau R-3.1 de la référence présente les hypothèses utilisées pour l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale, notamment en ce qui a trait aux entretiens et taux de panne.

**Demandes :**

- 16.1** Veuillez fournir les hypothèses de taux d'entretien mensuels et les taux de pannes par centrale pour toutes les centrales utilisées pour l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale et pour l'établissement de la réserve

globale du Distributeur, incluant les hypothèses se rapportant aux nouvelles centrales mises en service au cours des 6 dernières années.

**Réponse :**

**Le niveau de détail demandé excède largement les exigences de l'article 15 du chapitre 3 du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*.**

**16.2** Concernant les hypothèses d'entretien et de taux de pannes du tableau R-3.1 cité en référence, veuillez indiquer comment elles sont établies en spécifiant notamment les périodes historiques sur lesquelles elles sont basées.

**Réponse :**

**Voir la revue triennale de 2008 déposée au NPCC aux pages 25 et 26 à l'adresse suivante:**

<http://www.npcc.org/documents/reviews/Resource.aspx>

**16.3** Veuillez fournir, pour les années de 2006 à 2010, les données réelles des taux d'entretien mensuels et des taux de pannes par centrale pour toutes les centrales utilisées pour l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale et pour l'établissement de la réserve globale du Distributeur, incluant les données se rapportant aux nouvelles centrales mises en service au cours des 6 dernières années.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

**16.4** Veuillez expliquer la raison pour laquelle les taux d'entretien des mois de janvier, février et décembre du tableau R-3.1 ne sont pas nuls.

**Réponse :**

**La majorité des entretiens des centrales du parc du Producteur sont planifiés hors période de pointe dans le but de ne pas compromettre la disponibilité de la puissance à la pointe. Toutefois, certaines centrales sont sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace. Ces**



restrictions hydrauliques font en sorte que ces centrales ne peuvent fonctionner à leur pleine capacité. Ainsi, le Producteur profite de ces plages de disponibilité pour mener des entretiens sur les groupes en arrêt hydraulique.

- 16.5** Veuillez indiquer, par année, quelles centrales et quels groupes turbines-alternateurs ont vécu des entretiens affectant la fiabilité en puissance au cours des mois de janvier, février et décembre des années de 2006 à 2010.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

- 16.6** Veuillez indiquer, par année, quelles centrales et quels groupes turbines-alternateurs auront des entretiens affectant la fiabilité en puissance au cours des mois de janvier, février et décembre des années de 2011 à 2014.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

**17. Références :**

- i) HQD-1, document 2, page 13;
- ii) 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 29 (réf. <http://www.npcc.org/documents/reviews/Resource.aspx>).

**Préambule :**

- i) « 16. Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan. » (Notre souligné)

- ii) « Unlike hydro generating stations with reservoirs, the run-of-river Beauharnois and Les Cèdres generating stations are operated in parallel on the Saint-Lawrence River. Their capability depends on water availability and varies according to seasons. Moreover, during ice-cover formation, capacity output must be reduced. Ice-cover formation restrictions are also modeled for all generating stations where they may apply. »

**Demandes :**

- 17.1** En plus des hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements, le taux de réserve requise en puissance dépend d'hypothèses sur les restrictions s'appliquant aux équipements, par exemple les restrictions d'appareillage et les restrictions hydrauliques causées notamment par les niveaux des réservoirs, par les contraintes de glace et par diverses restrictions hydrauliques. Veuillez fournir pour chacun des 4 prochains hivers et pour chaque centrale utilisée pour l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale et pour l'établissement de la réserve globale du Distributeur, les restrictions en puissance utilisées comme hypothèses.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

- 17.2** Veuillez expliquer comment sont traités, dans les évaluations de fiabilité en puissance du Distributeur, les restrictions particulières du complexe Beauharnois – Les Cèdres citées à la référence ii), en indiquant notamment comment est pris en compte l'aspect stochastique des aléas sur ces restrictions en fonction de la température en hiver.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

**18. Référence :**

HQD-1, document 1, page 35, lignes 1 à 3.

**Préambule :**

*« Pour respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, la probabilité de perte de charge dans une zone de réglage ne doit pas*

*excéder une fois par dix ans<sup>13</sup>, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année. »*

**Demande :**

- 18.1** Pour chaque mois de l'horizon du plan d'approvisionnement, veuillez fournir le nombre d'heures d'espérance de délestage (à deux décimales) que le Distributeur prévoit dans sa démonstration du respect du critère de fiabilité en puissance du NPCC cité en référence.

**Réponse :**

**Le critère utilisé par le Distributeur est présenté sur une base annuelle tel que demandé par le NPCC. L'espérance de délestage de 0,1 jour par année est constatée essentiellement au mois de janvier de chaque période de pointe.**

**19. Référence :**

HQD-1, document 2, annexe 1C, page 31, lignes 1 à 4.

**Préambule :**

*« unforced capacity (UCAP)  
Produit de puissance transigé sur certains marchés hors Québec,  
équivalent de la capacité installée d'une centrale corrigée de  
l'expérience récente de pannes non-planifiées. » (Notre souligné)*

**Demande :**

- 19.1** Veuillez indiquer la pratique courante et l'interprétation du Distributeur de la signification en nombre d'années de « *l'expérience récente de pannes non-planifiées* » mentionnée à la référence.

**Réponse :**

**Les achats que fait le Distributeur sur le marché UCAP sont des contrats bilatéraux entre le Distributeur et le fournisseur. Le fournisseur doit s'enregistrer auprès de l'opérateur de réseau de sa zone de réglage et fournir la capacité installée et les taux de panne de la centrale désignée. Ces informations transmises à l'opérateur du réseau de la zone de réglage sont de nature confidentielle. Le Distributeur s'assure que le fournisseur est enregistré dans sa zone de**

réglage et que ce dernier a transmis l'information à l'opérateur de réseau. L'opérateur de réseau s'assure en général que le fournisseur puisse répondre à tous ses engagements tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de sa zone de réglage.

De plus, ces contrats sont de type dommages liquidés, c'est à dire des contrats qui prévoient des pénalités au cas où le fournisseur n'honore pas son contrat de livraison.

La signification de « *l'expérience récente de pannes non-planifiées* » mentionnée réfère simplement à la capacité d'un équipement corrigée de ses taux de panne. En d'autres termes, c'est la capacité installée (ICAP) corrigée pour les taux de panne.

**20. Référence :**

HQD-3, document 1, page 6, réponse 2.1.

**Préambule :**

*« Si un tel moyen devait être enclenché, les réserves d'exploitation, y compris la réserve 10 minutes, auraient déjà été abaissées à leur seuil minimal et l'unité Contrôle et exploitation du réseau, du Transporteur, s'apprêterait à délester des charges au besoin. »*

**Demandes :**

**20.1** Veuillez indiquer le seuil minimal de toutes les réserves d'exploitation que l'unité Contrôle et exploitation du réseau du Transporteur considère avant de délester des charges.

**Réponse :**

**La planification des approvisionnements du Distributeur considère une réserve tournante typique de 250 MW avant de procéder au délestage de charge.**

**20.2** Veuillez indiquer le seuil minimal de toutes les réserves d'exploitation que le Distributeur considère dans ses études de fiabilité en puissance dans le calcul des espérances de délestage de charges.

**Réponse :**

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

**21. Références :**

- i) HQD-1, document 1, page 36, lignes 9 à 12;
- ii) HQD-1, document 1, page 26, tableau 3.2-1;
- iii) HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.

**Préambule :**

- i) « • *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 ;* »
- ii) Le tableau 3.2-1 présente une puissance totale de 127 MW et une puissance à la pointe de 127 MW pour la petite hydraulique.
- iii) Le tableau 4.2-2 présente une puissance de 150 MW pour la petite hydraulique dans le bilan de puissance à compter de l'hiver 2014-2015.

**Demandes :**

**21.1** Veuillez démontrer en détail, avec chiffres à l'appui, pourquoi le taux de réserve du moyen cité en référence i) a été ajusté à 60% au lieu de 40% prévu initialement.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-04, document 1.**

**21.2** Veuillez indiquer dans quelle mesure cet ajustement basé sur les caractéristiques des soumissions retenues affecte la rentabilité et les prix de ces sources d'approvisionnement.

**Réponse :**

L'ajustement n'a aucun impact sur les ententes intervenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques. Le programme d'achat est un moyen en énergie seulement, il n'y a pas de contribution en puissance ferme inscrite au contrat. Le taux de réserve est utilisé pour des fins de planification et est basé sur les caractéristiques de la production estimée des centrales sélectionnées.

- 21.3** Veuillez expliquer pourquoi le tableau de la référence ii) présente la même quantité pour la puissance totale et pour la puissance à la pointe de la petite hydraulique alors que ce moyen devrait avoir un taux de réserve de 60%.

**Réponse :**

**La réserve des petites centrales hydrauliques du programme d'achat est considérée dans la réserve requise.**

- 21.4** Veuillez expliquer pourquoi la puissance totale de la petite hydraulique est présentée dans le tableau 4.2-2 alors que d'autres moyens sont présentés après avoir soustrait leur réserve (ex. l'éolien et l'électricité interruptible).

**Réponse :**

**Dans le tableau 4.2-2 seule la contribution en puissance de l'éolien est présentée nette de sa réserve. Comme pour tous les autres moyens de production, la réserve pour l'électricité interruptible est prise en compte dans la réserve requise. Cette présentation de l'éolien est utilisée pour garder une présentation uniforme avec les analyses de fiabilité présentées au NPCC et au NERC.**

**22. Références :**

- i) HQD-1, document 2, annexe 3B, page 149, lignes 19 à 25;
- ii) D-2008-131, page 5.

**Préambule :**

- i) « Le respect de ce critère est testé à l'aide de modèles stochastiques et les résultats sont mis à jour une fois par année, lors des revues triennales ou intérimaires. Ces exercices permettent de déterminer des taux de réserve qui, par la suite, font l'objet d'un suivi par le NERC. Ainsi, deux fois par année, Hydro-Québec dépose au NERC un bilan attestant que ses ressources sont suffisantes pour couvrir ses besoins prévus, plus le taux de réserve prédéterminé dans le cadre des revues triennales et intérimaires du NPCC. Ces exercices couvrent la zone de contrôle du Québec. » (nos soulignés)
- ii) « Le nouveau modèle de simulation FEPMC (Fiabilité en puissance Monte-Carlo) permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande, ce qui n'était pas possible avec le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator) utilisé antérieurement par le Distributeur. Ce dernier a annoncé qu'il va soumettre au « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC), lors de sa prochaine révision triennale, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC. »

**Demandes :**

- 22.1** Veuillez indiquer quels sont les modèles stochastiques mentionnés à la référence i) utilisés pour tester le respect du critère.

**Réponse :**

**Le modèle utilisé par le Distributeur dans ses évaluations de fiabilité est le modèle MARS (« Multi-Areas Reliability Simulation Program ») développé par General Electric. Le modèle FEPMC n'a jamais été utilisé par le Distributeur dans ses exercices de fiabilité. Le modèle n'a été utilisé que dans le cadre précis du dossier R-3678-2008 afin de modéliser précisément les modalités fines de l'option d'électricité interruptible, ainsi que pour l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne.**

- 22.2** Veuillez indiquer si tous les intrants utilisés pour tester le respect du critère sont mis à jour une fois par année. Dans la négative, veuillez indiquer la fréquence de mise à jour de chacun des types d'intrants utilisés.

**Réponse :**

**Les paramètres nécessaires à l'analyse sont évalués et modifiés au besoin à chacun des exercices de fiabilité annuel.**

**22.3** Veuillez indiquer si le modèle FEPMC a été utilisé pour tester le respect du critère auprès du NPCC, tel que mentionné à la référence ii). Dans l'affirmative, veuillez présenter les résultats. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi le modèle n'a pas été utilisé.

**Réponse :**

**Le modèle FEPMC n'a pas été utilisé pour tester le respect du critère de fiabilité auprès du NPCC. Le Distributeur a opté pour le modèle MARS, un modèle largement utilisé par l'industrie électrique et par les zones de réglage du NPCC.**

**23. Références :**

- i) R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 181 et 182;
- ii) R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 18, tableau 2.1;
- iii) R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 16, tableau 1.4;
- iv) R-3526-2004, HQP-3, document 1, page 49, fiche 10.1;
- v) R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, page 183;
- vi) R-3526-2004, HQP-3, document 1, page 28, réponse 11.1.

**Préambule :**

- i) L'annexe 3B présente des éléments de la méthodologie utilisée pour évaluer la fiabilité des approvisionnements en énergie d'Hydro-Québec Production. Elle décrit notamment la méthodologie et les résultats de la conversion des apports naturels d'eau sur les différentes rivières en apports énergétiques annuels par centrale, laquelle méthode utilise les volumes annuels des apports naturels aux centrales et le facteur de production moyen et constant (« FPMC ») des centrales.
- ii) Le tableau 2.1 présente l'énergie produite annuellement (TWh) et la capacité en pointe (MW) des centrales d'Hydro-Québec Production.



- iii) Le tableau 1.4 présente un graphique des écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003.
- iv) La fiche 10.1 présente un tableau des données numériques correspondant au graphique de la référence iii).
- v) Un tableau présente les stocks maximaux des grands réservoirs.
- vi) « *Par ailleurs, c'est au début des années 1990 qu'Hydro-Québec a adopté le critère de sécurité énergétique prévoyant l'utilisation d'une série de moyens disponibles pour faire face à une faible hydraulité de -64 TWh sur deux années consécutives, scénario dont la probabilité de dépassement était de moins de 2 % sur la base des données disponibles. En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2003, la probabilité que les apports naturels soient inférieurs à la moyenne historique 1943-2003, (Tableau 1.4, HQP-1, Document 1, page 16 de 24) d'un total de 64 TWh sur deux (2) ans consécutifs est maintenant de 1,15 % et le déficit d'apports correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % devient 57,8 TWh sur deux ans.*

*Toutes ces estimations sont fondées sur l'hypothèse de l'indépendance (aucune autocorrélation) entre les observations annuelles. Or, les données d'apports historiques montrent une faible autocorrélation dont la valeur est estimée à 0,24. Si on tient compte de cette faible autocorrélation, la probabilité d'un déficit cumulé sur deux ans de -64 TWh passe de 1,15 % à 2,1 %. À la lumière de ce qui précède, HQP considère que le critère de -64 TWh est toujours valable. » (Notre souligné)*

**Demandes :**

- 23.1** Veuillez fournir les FPMC à jour de toutes les centrales d'Hydro-Québec Production, incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dépôt de la référence i).

**Réponse :**

**L'engagement d'Hydro-Québec Production envers le Distributeur consiste à maintenir la fiabilité des approvisionnements en énergie à partir de l'ensemble des ressources à sa disposition. À cet égard, la Régie a approuvé un critère de fiabilité en tenant compte de ce contexte. Le niveau de détail demandé excède largement le cadre réglementaire applicable, dont notamment les exigences du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*. Il s'agit de**

**plus d'une information qui n'est pas nécessaire pour l'évaluation de la qualité du critère ou de la vérification de son atteinte.**

**23.2** Pour chaque année de 2007 à 2010, veuillez fournir les facteurs de production annuels réels de toutes les centrales d'Hydro-Québec Production, incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dépôt de la référence i).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.1.**

**23.3** Veuillez fournir les volumes annuels moyens des apports naturels basés sur l'historique 1943-2010 (ou s'il n'est pas encore disponible, sur l'historique 1943-2009) de toutes les centrales d'Hydro-Québec Production, incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dépôt de la référence i).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.1.**

**23.4** Veuillez fournir une mise à jour du tableau 2.1 de la référence ii) en incluant toutes les centrales d'Hydro-Québec Production présentement en exploitation.

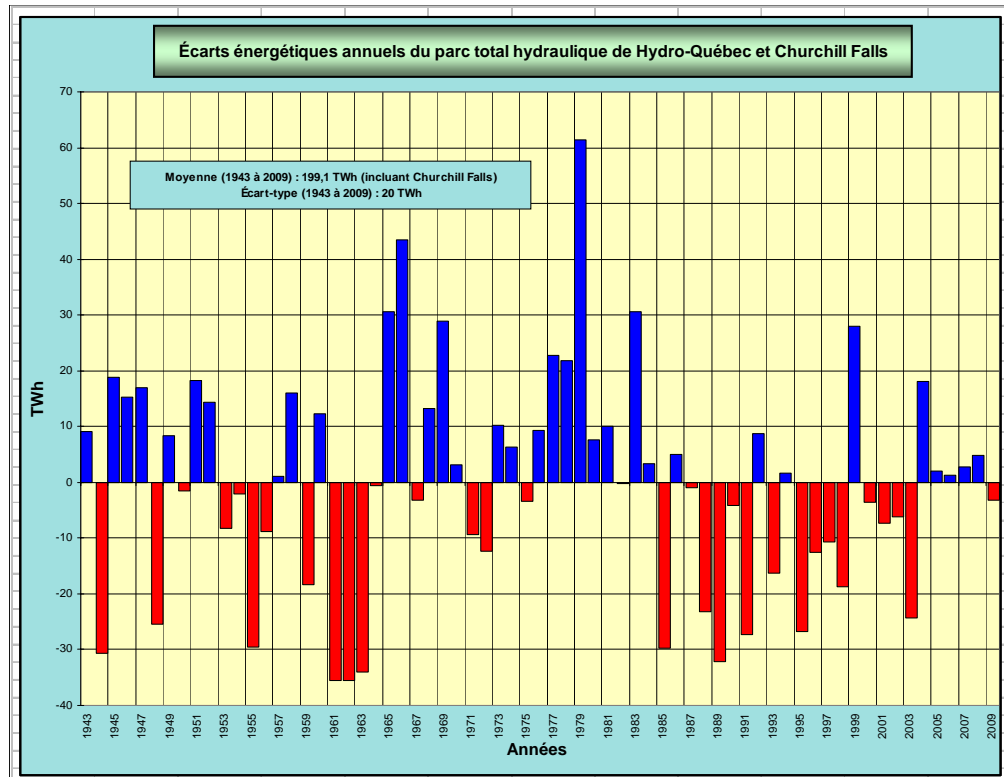
**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.1.**

**23.5** Veuillez fournir une mise à jour du graphique du tableau 1.4 de la référence iii) en incluant toutes les centrales d'Hydro-Québec Production présentement en exploitation et toutes les années de l'historique 1943-2010 (ou s'il n'est pas encore disponible, de l'historique 1943-2009).

**Réponse :**

**GRAPHIQUE R-23.5**  
**ÉCARTS ÉNERGÉTIQUES ANNUELS DU PARC TOTAL HYDRAULIQUE**  
**D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION ET CHURCHILL FALLS (1943 – 2009)**



**23.6** Veuillez fournir une mise à jour du tableau de la fiche 10.1 de la référence iv) en incluant toutes les centrales d'Hydro-Québec Production présentement en exploitation et toutes les années de l'historique 1943-2010 (ou s'il n'est pas encore disponible, de l'historique 1943-2009).

Réponse :

**TABLEAU R-23.6  
DONNÉES NUMÉRIQUES CORRESPONDANT AU GRAPHIQUE R-23.5 (1943 – 2009)**

Année	Écart	Année	Écart	Année	Écart
1943	9	1966	43	1989	-32
1944	-31	1967	-3	1990	-4
1945	19	1968	13	1991	-27
1946	15	1969	29	1992	9
1947	17	1970	3	1993	-16
1948	-25	1971	-9	1994	2
1949	8	1972	-12	1995	-27
1950	-2	1973	10	1996	-12
1951	18	1974	6	1997	-11
1952	14	1975	-3	1998	-19
1953	-8	1976	9	1999	28
1954	-2	1977	23	2000	-4
1955	-30	1978	22	2001	-7
1956	-9	1979	61	2002	-6
1957	1	1980	8	2003	-24
1958	16	1981	10	2004	18
1959	-18	1982	0	2005	2
1960	12	1983	31	2006	1
1961	-35	1984	3	2007	3
1962	-35	1985	-30	2008	5
1963	-34	1986	5	2009	-3
1964	-1	1987	-1		
1965	31	1988	-23		

**23.7** Veuillez décrire et quantifier les hypothèses de changements climatiques utilisées pour la préparation du graphique et du tableau déposés en réponse aux questions 23.5 et 23.6.

**Réponse :**

**Le tableau R-23.6 ainsi que le graphique R-23.5 déposés en réponse aux questions 23.5 et 23.6 sont élaborés à partir de données réelles et reconstituées. Ces données ne sont donc pas construites à partir d'hypothèses de changements climatiques.**

**23.8** Veuillez fournir une mise à jour du tableau de la référence v) en incluant toutes les centrales et grands réservoirs d'Hydro-Québec Production présentement en exploitation.

**Réponse :**

**Les valeurs indiquées à la référence (v) sont à jour.**

- 23.9** Veuillez fournir une mise à jour du déficit d'apports correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur deux ans, en tenant compte de l'autocorrélation à jour, tel que décrit à la référence vi), et des hypothèses de changements climatiques utilisées.

**Réponse :**

**En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin 2009, les données d'apports historiques montrent une faible autocorrélation dont la valeur est estimée à 0,21. Si on tient compte de cette faible autocorrélation, le déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur deux ans est de -63 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur deux ans de 64 TWh (probabilité de dépassement de 1,85 %) est inférieure à 2 %. Le critère de fiabilité demeure donc valide.**

- 23.10** Veuillez fournir une mise à jour du déficit d'apports correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur quatre ans, en tenant compte de l'autocorrélation à jour, tel que décrit à la référence vi), et des hypothèses de changements climatiques utilisées.

**Réponse :**

**En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin 2009, les données d'apports historiques montrent une faible autocorrélation dont la valeur est estimée à 0,21. Si on tient compte de cette faible autocorrélation, le déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur quatre ans est de -94,7 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur quatre ans de 98 TWh (probabilité de dépassement de 1,68 %) est inférieure à 2 %. Le critère de fiabilité demeure donc valide.**

- 23.11** Veuillez décrire et quantifier les hypothèses de changements climatiques utilisées dans la préparation des réponses aux questions 23.9 et 23.10.

**Réponse :**

**L'historique des apports est élaboré à partir de données réelles et reconstituées. Ces données ne sont donc pas construites à partir d'hypothèses de changements climatiques.**

- 24. Référence :**

HQD-1, document 1, page 55, lignes 16 à 19.

**Préambule :**

*« Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par le scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. L'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère. »*

**Demandes :**

- 24.1** Veuillez indiquer si la contrainte de transport décrite à la référence est prise en compte dans l'évaluation de fiabilité en puissance faite par le Distributeur.

**Réponse :**

**La contrainte de transport est prise en compte de façon déterministe dans l'évaluation de fiabilité en puissance du Distributeur. Le modèle MARS permet d'intégrer la contrainte de transport par l'entremise des interfaces de transit. Ces interfaces représentent la capacité d'acheminement de la puissance entre une zone de production et une zone de charge. Les capacités actuelles de transit du Transporteur respectent le critère du scénario moyen de la demande plus 4 000 MW.**

- 24.2** Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi la contrainte n'est pas prise en compte.

**Réponse :**

**Sans objet.**

- 24.3** Dans l'affirmative, veuillez indiquer le nombre de minutes de défaillance que cette contrainte entraîne sur la fiabilité de chacune des 4 prochains hivers.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 24.1.**

**24.4** Dans l'affirmative, veuillez indiquer si le Distributeur a optimisé le choix du 4000 MW de la contrainte en tenant compte des coûts de transport versus les coûts d'une solution équivalente en termes de fiabilité.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 24.1.**

**25. Références :**

- i) HQD-1, document 2, annexe 5, page 214, lignes 6 à 16;
- ii) HQD-1, document 2, annexe 5, page 215, lignes 3-4.

**Préambule :**

- i) « Lorsque les besoins de l'appel d'offres le permettent et que les conditions de planification et d'exploitation du réseau favorisent une telle approche, il est possible de recourir au plafonnement de la production. Selon la localisation, la taille du projet et le comportement dynamique des équipements, les coûts d'intégration de la production dans certaines zones peuvent s'avérer importants par rapport à la valeur de l'énergie offerte. Dans ce cas, il peut être possible de réduire les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau en ayant recours au plafonnement de la production, notamment lorsque le réseau de transport est saturé. Le Distributeur doit alors tenir compte de l'impact du plafonnement de la production sur le coût de l'électricité achetée, s'il s'est engagé à payer toute l'énergie rendue disponible mais dont il ne peut prendre réception en tout temps. »
- ii) « 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. »

**Demandes :**

**25.1** Veuillez décrire les cas passés pour lesquels il a été possible de réduire les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau en ayant recours au

plafonnement de la production. Pour chacun des cas, présenter les gains qui ont ainsi pu être réalisés.

**Réponse :**

**Dans le cadre des appels d'offres éoliens A/O 2005-03 et A/O 2009-02, une approche d'intégration des parcs éoliens qui aurait exclu toute énergie embouteillée aurait déclenché la construction d'une nouvelle ligne à 315 kV. La solution d'un plafonnement de la production éolienne, à certains périodes précises, à l'extérieur des heures de pointe, a été proposée afin d'éviter la construction de cette ligne. Il sera requis d'avoir recours à ce plafonnement lorsque la production éolienne installée dans la péninsule gaspésienne aura atteint un volume critique dépassant la capacité actuelle du réseau. Une économie appréciable a donc été réalisée en acceptant de mettre en œuvre ce scénario de plafonnement, qui, par ailleurs, n'affecte pas la fiabilité du réseau en période de pointe.**

**25.2** Dans le cas de l'intégration de la production éolienne au réseau de transport, veuillez indiquer si le Distributeur et le Transporteur ont considéré le plafonnement de la production (et en tirant profit de la faible probabilité que toutes les éoliennes du parc produisent en même temps) comme une solution pour réduire les coûts d'intégration, tel que décrit à la référence i).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 25.1.**

**25.3** Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**25.4** Dans l'affirmative, veuillez présenter les documents qui le démontrent et présenter les résultats et les gains réalisés.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 25.1.**



**25.5** Dans le cas de l'intégration de la production éolienne au réseau de transport, veuillez indiquer si le Distributeur et le Transporteur ont évalué des pistes de solution afin de réduire les coûts d'intégration comme ils l'ont fait pour des petits projets de production de 25 MW et moins et tel que relaté à la référence ii).

**Réponse :**

**Quelque soit le type de production à raccorder, le Distributeur et le Transporteur cherchent toujours une solution optimale au regard des enjeux techniques, économiques et environnementaux. La spécificité des turbines éoliennes est donc prise en compte dans ce processus.**

**Voir aussi la réponse à la question 26.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.**

**25.6** Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 25.5.**

**25.7** Dans l'affirmative, veuillez présenter les documents qui le démontrent et présenter les résultats et les gains réalisés.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 25.5.**

**26. Référence :**

HQD – Dépôt des annexes A, B, D, F et G (7 décembre 2010) – Annexe B, Respect du critère de fiabilité en énergie de 2%.

**Préambule :**

Le document de la référence présente des cas avec

- Un cycle de faible hydraulité à 2% de probabilité de janvier 2011 à décembre 2012 de: -64,0 TWh; et
- Un cycle de faible hydraulité à 2% de probabilité de janvier 2011 à décembre 2014 de -98,0 TWh.

**Demandes :**

**26.1** Dans le cas où le cycle de faible hydraulité de 2% de probabilité de janvier 2011 à décembre 2012 de la référence se manifestait, veuillez indiquer quel serait le stock énergétique prévu au 1<sup>er</sup> mai 2013, en tenant compte du fait que le rendement de certaines centrales serait réduit par rapport au cas d'hydraulité normale à cause des réductions des hauteurs de chute des centrales adossées à un réservoir.

**Réponse :**

**Une réponse précise à cette question serait nécessairement spéculative, puisqu'en cas de faible hydraulité, le Producteur peut utiliser différentes stratégies ou moyens pour pallier les pertes énergétiques. Le Producteur a identifié trois moyens à cet égard :**

- réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh au 1<sup>er</sup> mai) ;
- utilisation de la production disponible non engagée (marge de manœuvre) ;
- augmentation des importations.

**Le Producteur pourrait donc utiliser un ou plusieurs de ces moyens pour assurer la fiabilité énergétique du parc de production. Le choix de ces moyens aura un impact direct sur la variation du stock.**

**26.2** Dans le cas où le cycle de faible hydraulité de 2% de probabilité de janvier 2011 à décembre 2014 de la référence se manifestait, veuillez indiquer quel serait le stock énergétique prévu au 1<sup>er</sup> mai 2015, en tenant compte du fait que le rendement de certaines centrales serait réduit par rapport au cas d'hydraulité normale à cause des réductions des hauteurs de chute des centrales adossées à un réservoir.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 26.1.**