

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

THÈME 1 – PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. **Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 43.

Préambule :

« Pour l'instant, le Distributeur ne retient pas l'hypothèse de ralentissement important de l'activité économique, mais il pondère son scénario moyen pour tenir compte des risques plus élevés. »

Demande :

- 1.1 Veuillez définir le concept de pondération du scénario moyen.

Réponse :

Dans la phrase citée en préambule, le concept de pondération fait référence au positionnement du scénario moyen de la prévision économique à l'intérieur de la fourchette formée par les scénarios fort et faible. Plus précisément, lors de la réalisation de la prévision économique d'août 2007, le Distributeur a constaté une hausse notable des risques économiques conjoncturels, notamment chez le principal partenaire économique du Québec, les États-Unis. Bien que le scénario moyen à court terme de la prévision économique ne prévoit pas de récession ou de ralentissement important au Québec, le positionnement de ce scénario moyen tient compte des risques économiques accrus aux États-Unis, susceptibles d'affecter principalement le secteur industriel du Québec, mais aussi de se répercuter à court terme sur l'ensemble des variables économiques.

2. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 65 ;
(ii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1.1, page 3.

Préambule :

Le tableau 2A-13 de la référence (i) présente les élasticités et sensibilités par secteur de consommation. Certaines entrées sont présentées sans objet (« s.o. »).

À la référence (ii), le Distributeur présente les variables ayant un impact significatif sur les ventes : « *Au secteur Général et institutionnel, la population*

totale, l'âge moyen de la population, la croissance du PIB tertiaire ainsi que les prix du gaz naturel et du pétrole brut. » (nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** Veuillez confirmer que les entrées « s.o. » de la référence (i) sont non significatives sur le plan statistique. Dans la négative, veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 2.2** Veuillez confirmer que le prix du pétrole brut n'a pas d'impact significatif sur la demande d'électricité par secteur de consommation. Dans ce cas, veuillez concilier votre réponse avec la citation de la référence (ii). Dans le cas contraire, veuillez chiffrer l'impact du prix du pétrole brut sur la demande par secteur, en termes d'élasticités de court et de long terme.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le prix du pétrole brut n'a pas d'impact direct sur la demande d'électricité par secteurs de consommation. À la référence (ii), l'énoncé exact serait « Au secteur Général et institutionnel, la population totale, l'âge moyen de la population, la croissance du PIB tertiaire ainsi que les prix du gaz naturel et du mazout ». C'est le prix du mazout, un dérivé du pétrole brut, qui est pris en compte dans la prévision de la demande d'électricité au secteur Général et institutionnel.

- 3. Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2D, pages 110 et 111.

Préambule :

Les notes de bas de tableau suivantes précisent que :

« Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006. » (tableau 2D-2) et

« Répartition par tarifs et secteurs de consommation selon les critères appliqués depuis le 1^{er} janvier 2007. » (tableau 2D-3)

Le Distributeur mentionne que :

« L'exercice du facturé-livré mesure l'écart entre l'estimation des livraisons d'électricité dérivées des besoins prioritaires et les livraisons d'électricité basées sur la facturation. »

Demandes :

- 3.1** Veuillez fournir plus de détails sur les notes de bas de tableau citées en préambule.

Réponse :

Première note : Les ventes publiées de l'année 2005 incorporent une correction rétroactive par secteurs de consommation. Ce tableau présente ainsi les résultats corrigés de 2005, tels que rapportés au Rapport annuel 2006 d'Hydro-Québec Distribution.

Deuxième note : La répartition de la normalisation des conditions climatiques par tarifs et secteurs de consommation a été modifiée le 1er janvier 2007. Cette répartition a donc été appliquée rétroactivement pour les années 1997 à 2006 inclusivement afin d'obtenir un historique annuel comparable.

- 3.2** Veuillez définir l'expression « *besoins prioritaires* ».

Réponse :

Les besoins prioritaires sont une des catégories des besoins d'Hydro-Québec en énergie pour lesquelles le Transporteur publie des statistiques mensuelles de besoins. De par leur définition, les besoins prioritaires incluent : les ventes régulières au Québec, l'usage interne (consommation d'électricité d'Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers), les livraisons régulières aux réseaux voisins québécois (Alcan, Gulf, Hydro Saguenay et La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan), la demande satisfaite par la production de la centrale McCormick de La Compagnie Hydroélectrique Manicouagan, les pertes de distribution ainsi que les pertes de transport et la consommation des centrales attribuables à ces besoins.

- 4. Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, pages 121, 122 et 124.

Préambule :

Aux pages 121 et 122, le Distributeur précise, pour le secteur *Domestique et agricole*, que :

« À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (REEPS). À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision. »
(nous soulignons)

Et pour le secteur *Général et institutionnel*, à la page 124 :

« À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (COMMEND). À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision. »
(nous soulignons)

Demandes :

- 4.1** Veuillez préciser l'horizon des « court », « moyen » et « long » termes à l'égard de la prévision de la demande.

Réponse :

L'horizon de court terme à l'égard de la prévision de la demande représente au plus un horizon de 24 mois. Les horizons de moyen et long terme représentent respectivement des horizons de 24 mois à cinq ans et de cinq ans et plus.

- 4.2** Veuillez préciser de quelle façon les modèles et indices employés pour « orienter » la prévision de court terme sont utilisés dans la prévision des ventes par secteur de consommation.

Réponse :

Pour la prévision des ventes d'électricité aux secteurs de consommation Domestique et agricole et Général et institutionnel, le Distributeur dispose également à court terme de différents modèles et indices en plus des modèles technico-économiques REEPS et COMMEND.

Les indices précurseurs des ventes d'électricité (IPVE) permettent d'anticiper les points de retournement à venir dans la

croissance des ventes d'électricité. Les modèles autorégressifs SARIMA tirent profit du comportement cyclique et saisonnier des séries chronologiques pour projeter la croissance mensuelle des ventes d'électricité. Ces deux outils donnent également une indication sur la prévision annuelle des ventes d'électricité.

Les résultats des modèles autorégressifs et des indices précurseurs combinés à l'analyse des résultats mensuels et annuels de ventes (taux de croissance, explications d'écarts de prévision, etc.) sont utilisés au besoin pour ajuster la prévision des modèles technico-économiques sur l'horizon de court terme.

5. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 45 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 128 ;
(iii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD- 5, document 1.1, page 37.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne qu'afin de parfaire ses pratiques d'approvisionnement, « *il améliorera la performance de la prévision des besoins pour l'horizon couvrant l'année courante* ».

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que « *Les clients de grande puissance se retrouvent dans différents secteurs d'activités économiques, dont principalement la fonte et affinage, les pâtes et papiers, la chimie, la sidérurgie et les mines.* »

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser les mesures que le Distributeur compte prendre pour améliorer la performance de la prévision des besoins pour l'horizon de l'année courante.

Réponse :

Le Distributeur est à revoir ses processus d'affaires et à modifier ses systèmes d'information afin de s'assurer que toutes les informations disponibles sur les variations anticipées de consommation des clients Grandes entreprises soient mises à la disposition de la Direction Approvisionnement en électricité pour que cette dernière intègre cette information dans ses décisions quotidiennes d'approvisionnement de court terme.

5.2 Veuillez préciser à quelle fréquence la prévision de la demande pour le secteur *Industriel Grandes entreprises* est réévaluée.

Réponse :

Le Distributeur révisé une fois l'an ses prévisions sur un horizon de long terme (10 ans). Pour l'horizon de court terme (année courante et suivante), la prévision est revue ensuite pour le dossier tarifaire et le Plan d'affaires.

5.3 Veuillez ventiler, sur l'horizon du Plan, la prévision des ventes régulières au secteur *Industriel Grandes Entreprises* par les secteurs d'activités économiques *Alumineries, Pâtes et papiers* et *Autres*, sous le même format que la section *Industriel Grande Entreprise* du tableau de la référence (iii).

Réponse :

Tableau R-5.3
Ventes régulières au secteur Industriel Grandes Entreprises par secteurs d'activités économiques (TWh)

Industriel Grandes entreprises	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Alumineries	24,7	23,8	23,9	25,3	25,3	25,4	25,4	25,5	25,7	25,8	25,9
Pâtes et papiers	17,8	16,3	17,9	17,8	17,5	17,4	17,3	17,2	17,2	17,1	17,1
Autres	21,5	21,3	22,1	22,9	23,6	24,6	25,1	25,6	26,0	26,6	26,8
Total	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	68,9	69,5	69,8

6. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2C, pages 101 à 105.

Préambule :

Au tableau 2C-9, le Distributeur présente certains facteurs explicatifs de l'évolution des besoins en puissance. Ces derniers seraient globalement supérieurs à ceux du dernier plan d'approvisionnement de 580 MW en 2013-2014, malgré une révision à la baisse des besoins en puissance du secteur *Industriel* et l'introduction de la nouvelle normale climatique.

Au tableau 2C-10, la Régie constate que la révision à la hausse des besoins en puissance pour l'usage *Chauffage domestique et agricole* atteint 1 308 MW en 2013-2014. Le Distributeur justifie cette hausse notamment ainsi :

« Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole, plusieurs changements ont été introduits dans le Plan. Tout d'abord, la demande de puissance découlant du chauffage d'appoint électrique utilisé dans ce secteur est maintenant intégrée à la composante « Chauffage domestique et agricole » alors qu'elle était auparavant implicitement incluse dans la composante « Autres usages ». Ce reclassement des besoins en puissance pour l'appoint électrique entraîne une hausse d'environ 400 MW dans la prévision du chauffage des locaux (et une baisse équivalente dans la prévision de la composante « Autres usages »). Par ailleurs, un changement dans la répartition mensuelle de l'énergie annuelle de chauffage (pour plus de détails à ce sujet, voir la section 2.4 de l'annexe 2E) produit un écart à la hausse d'environ 450 MW (écart compensé, dès le point de départ de la prévision, par une baisse similaire des besoins de la composante « Autres usages. » (pages 102 et 103, nous soulignons)

Or, selon le tableau 2C-10, on note que la révision des besoins en puissance des *Autres usages* par rapport au dernier plan est relativement faible à compter de 2007-2008 et positive à compter de 2010-2011. À cet égard, le Distributeur mentionne que :

« Finalement, pour ce qui est de la composante « Autres usages », les écarts sont de -30 MW à l'hiver 2007-2008 et de 118 MW à l'hiver 2013-2014. Bien que les besoins en puissance à l'hiver 2003-2004 pour ce groupe d'usages aient été revus à la baisse d'environ 330 MW en raison essentiellement de certains changements apportés aux estimations de besoins annuels en énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau (reclassement de l'appoint électrique et nouvelle estimation de la consommation d'énergie) et au profil mensuel du chauffage au secteur Domestique et agricole, cet écart négatif de départ est compensé par la suite par une croissance plus grande de la demande d'énergie. » (page 104)

Demandes :

- 6.1** Veuillez concilier les diminutions de 400 MW et 450 MW soulevées dans la première citation du préambule avec la diminution de 330 MW de la deuxième citation du préambule.

Réponse :

Pour une pointe d'hiver historique, les besoins en puissance attribués à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux préalablement établis et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.). Par conséquent, pour une pointe d'hiver historique, l'écart de besoins associés à la composante « Autres usages » par rapport au précédent Plan

correspond à l'écart de besoins totaux (besoins totaux établis dans le présent Plan moins ceux établis dans le précédent Plan) moins les éléments suivants :

- l'écart associé au chauffage domestique et agricole (incluant les écarts dus au reclassement de l'appoint électrique, au changement de répartition mensuelle de l'énergie annuelle, au changement de normale climatique et à la révision de la consommation annuelle d'énergie) ;
- l'écart associé au chauffage général et institutionnel (incluant les écarts dus au changement de normale climatique et à la révision de la consommation annuelle d'énergie) ;
- l'écart associé à la bi-énergie CII ;
- l'écart associé à l'eau chaude domestique et agricole (écart dû à la révision de la consommation annuelle d'énergie) ;
- l'écart associé à l'« Industriel – PME » ;
- l'écart associé à l'« Industriel - Grandes Entreprises ».

Donc, par rapport au précédent Plan, la baisse de 327 MW des besoins associés à la composante « Autres usages » à la pointe d'hiver 2003-2004 montrée au tableau 2C-10 s'explique par l'écart de besoins totaux moins les écarts associés à l'ensemble des usages spécifiques et non pas uniquement par les quelques grands éléments de changement mis en évidence par le Distributeur dans la première citation en préambule (soit le reclassement de l'appoint électrique et le changement de répartition mensuelle de l'énergie annuelle de chauffage au secteur Domestique et agricole).

- 6.2** Veuillez expliquer davantage et chiffrer les facteurs qui justifient le fait que la prévision des besoins en puissance à la pointe de la catégorie *Autres usages* n'est pas revue significativement à la baisse par rapport au dernier plan, considérant les faits suivants tirés des citations en préambule :

- le reclassement des besoins en puissance pour l'appoint électrique de l'usage chauffage des locaux entraînerait une baisse de 400 MW dans la prévision de la composante *Autres usages* (page 102) ;

Réponse :

Pour les raisons données à la réponse 6.1, les besoins en puissance associés à la composante « Autres usages » à l'hiver 2003-2004 ont été revus à la baisse de 327 MW par rapport à ceux du Plan d'approvisionnement 2005-2014. Toutefois, tel qu'en fait état la deuxième citation en préambule, cet écart négatif de départ est compensé par la suite par une croissance plus grande de la demande d'énergie associée à ce groupe d'usages ce qui résulte en des écarts de -30 MW à l'hiver 2007-2008 et de 188 MW à l'hiver 2013-2014 par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014.

- le changement de la répartition mensuelle de l'énergie annuelle de chauffage produit une baisse similaire à 450 MW de la composante *Autres usages* (pages 102 et 103).

Réponse :

Voir la réponse à la première partie de la question 6.2.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 62 ;
 - (ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2D, page 115 ;
 - (iii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 120.

Préambule :

Le tableau 2A-10 de la référence (i) présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision de la demande sur l'horizon 2007-2017. Le tableau 2D-11 de la référence (ii) présente l'historique des économies d'énergie réalisées sur la période 1996-2006.

En comparant les deux tableaux, on remarque que les économies d'énergie tendanciennes passent de 11,9 TWh en 2006 (tableau 2D-11) à 0,7 TWh en 2007 (tableau 2A-10).

À la référence (iii), le Distributeur mentionne que :

« Les modèles de prévision prennent cependant en considération l'impact des économies d'énergie tendancielle. Ces dernières résultent de mesures entreprises directement par les clients, de changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. Ces économies d'énergie sont souvent liées au rajeunissement du parc d'immeubles (commercial et résidentiel). »

Demandes :

- 7.1 Veuillez expliquer le changement important observé pour les économies d'énergie tendancielle entre les deux tableaux.

Réponse :

À la référence (i), le tableau 2A-10 présente les économies d'énergie tendancielle cumulées depuis l'année de base de la prévision, soit depuis 2007. Alors qu'à la référence (ii), le tableau 2D-11 présente plutôt l'historique des économies d'énergie tendancielle réalisées depuis 1990.

Les économies d'énergie tendancielle historiques, présentées au tableau 2D-11, sont implicitement prises en compte dans la prévision de la demande puisqu'elles se reflètent dans les consommations unitaires et intensités électriques qui ont servi à calibrer la demande à l'année de base.

- 7.2 Veuillez décrire davantage la méthode d'estimation et d'évaluation des économies d'énergie tendancielle.

Réponse :

Le Distributeur a décrit en détails sa méthode d'évaluation des économies d'énergie tendancielle en réponse à la question 17 de la demande de renseignements no.1 de AQLPA/SÉ/GS dans le cadre du dossier R-3526-2004 (R-3526-2004 HQ-3, Document AQLPA/SÉ pp. 22-23).

8. **Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, pages 137 et 138.

Préambule :

Le tableau 2E-2 présente l'origine des hypothèses relativement à la transposition des besoins en énergie de janvier en besoins de puissance.

Demandes :

- 8.1** Veuillez préciser à quelle période fait référence le Distributeur par la mention « *ratio historique moyen* » figurant au tableau.

Réponse :

Tableau R-8.1
**Période utilisée pour établir le ratio historique moyen de l'appel
de puissance à la pointe d'hiver sur l'énergie de janvier**

Usages	Période utilisée
Chauffage domestique et agricole	Hivers 2003-2004 et 2004-2005
Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)	Hivers 1994-1995 à 2004-2005 ¹
Industriel Grandes entreprises	Hivers 1995-1996 à 2001-2002 ¹
Besoins réguliers du Distributeur excluant l'Industriel Grandes entreprises (intranant au ratio déduit pour «Autres usages» à l'hiver de référence 2003-2004)	Hivers 2002-2003 à 2006-2007

¹ L'hiver 1997-1998 est exclu de la période historique utilisée en raison de l'impact de la crise du verglas de janvier 1998 sur les profils de consommation enregistrés durant cette période.

- 8.2** Veuillez fournir plus de détails sur le *Programme d'établissement des profils de consommation*.

Réponse :

Le Distributeur a mis sur pied le programme d'établissement des profils de consommation (PEPC) de ses clientèles pour mesurer de façon détaillée la consommation totale d'électricité d'un échantillon de ses clients. Ces données permettent au Distributeur d'établir les pointes annuelles coïncidentes et non coïncidentes ainsi que les profils horaires de consommation d'électricité des différentes catégories de clients.

Plus de 1500 clients participent au programme. Pour 300 d'entre eux, le Distributeur effectue un sous-mesurage de leurs besoins en chauffage des locaux.

- 8.3** Veuillez justifier la prise en compte de l'année de référence *hiver 2003-2004* pour la catégorie *Autres usages*, plutôt qu'une année plus contemporaine. Veuillez également indiquer si la prise en compte d'une année de référence plus contemporaine modifierait significativement les besoins en puissance de cet usage. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Tel qu'il est expliqué à la pièce HQD-1, Document 2, annexe 2E, section 1.3, la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages passe par une étape préalable de répartition mensuelle des besoins annuels en énergie par usages. Par ailleurs, dans le cas du « Autres usages », le tableau 2E-1 de la même section explique que la répartition mensuelle de l'énergie de cet usage à une année de référence découle entre autres d'une répartition mensuelle type des « besoins réguliers du Distributeur excluant l'Industriel Grandes entreprises » (BRD excluant IGE) à cette même année de référence.

Dans le cas de la prévision des besoins réalisée en 2007 pour le Plan, l'année 2006 était la dernière année civile complète pour laquelle le Distributeur disposait de résultats sur la répartition mensuelle des « BRD excluant IGE ». Toutefois, la tendance présente dans l'évolution historique de la répartition mensuelle de ces besoins ne permettait pas au Distributeur d'établir, avec un degré d'incertitude suffisamment faible, la répartition mensuelle type des « BRD excluant IGE » pour une année de référence plus récente que l'année 2004.

Conséquemment, le choix de l'année 2004 comme année de référence pour établir la répartition mensuelle de la composante « Autres usages » a conditionné le choix de l'hiver 2003-2004 comme hiver de référence pour établir le ratio « puissance à la pointe d'hiver par rapport à l'énergie de janvier » de cet usage. Toutefois, comme l'indique le tableau fourni en réponse à la question 8.1, ce ratio en puissance du « Autres usages » a été déduit à partir, entre autres, d'un ratio historique moyen pour les « BRD excluant IGE » basé sur les hivers 2002-2003 à 2006-2007 et non sur la base du seul hiver 2003-2004. Dans ce contexte, le choix d'un hiver de référence plus contemporain que l'hiver 2003-2004 pour établir le ratio « puissance à la pointe d'hiver par rapport à l'énergie de janvier » du « Autres usages » à partir du même ratio historique moyen pour les « BRD excluant IGE »

**modifierait peu la prévision des besoins en puissance du
« Autres usages ».**

- 9. Références :** (i) Dossier R-3550-2004, audience du 7 juin 2005, notes sténographiques, page 36 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 1A, page 17 ;
(iii) Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 8.

Préambule :

Lors de l'audience du dernier plan d'approvisionnement du Distributeur (référence i), un témoin de TransÉnergie mentionnait que :

« [...] la normalisation est basée sur le calcul de deux modèles de prévision horaire qu'on appelle Puisclim et CMI, développés et exploités pour la gestion optimale et sécuritaire du réseau Hydro-Québec TransÉnergie, Distribution et Production. »

Or, à la référence (ii), à l'égard d'une demande de suivi de la Régie (référence iii), le Distributeur mentionne que :

« À la connaissance du Distributeur, le Transporteur fournit encore une normalisation basée sur un seul modèle. »

Demande :

- 9.1** Veuillez concilier les citations du préambule et, s'il y a lieu, répondre à la demande de suivi de la Régie.

Réponse :

À la page 38 de la référence (i), le témoin de TransÉnergie ajoutait que : **« Les résultats des deux modèles de prévisions horaires sont comparés. On retient la normalisation provenant du modèle Puisclim qui est la source des valeurs de normalisation depuis les vingt-cinq (25) dernières années. »** (nos soulignés). À la page 39, le témoin concluait ainsi : **« On prévoit mettre en place un calcul de normalisation combinant les résultats des deux modèles prochainement. »** (nos soulignés). Or, à la connaissance du Distributeur, le Transporteur n'a pas mis en place à ce jour un calcul de normalisation combinant les résultats des deux modèles et, de ce fait, il fournit encore au Distributeur une normalisation basée sur un seul modèle.

THÈME 2 - CRITÈRES DE FIABILITÉ

- 10. Référence :** *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution,*
18 juin 2007, chapitre 3, page 20.

Préambule :

L'article 15 du guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 15. *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.* » (nous soulignons)

Demande :

- 10.1** Veuillez fournir les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements, utilisées pour établir le taux de réserve requise en puissance.

Réponse :

Pour les pannes et les indisponibilités des ressources, les hypothèses utilisées sont celles de la Revue Triennale de l'adéquation des ressources 2005 du Québec (approuvée par le NPCC en mars 2006).

Les tableaux suivants sont tirés de la Revue Triennale 2005.

**Entretien typique en %
pour les centrales hydrauliques**

Mois	%
Janvier	0,4%
Février	0,4%
Mars	4,4%
Avril	13,7%
Mai	17,7%
Juin	22,5%
Juillet	24,9%
Août	17,1%
Septembre	21,6%
Octobre	10,5%
Novembre	5,3%
Décembre	0,4%

Taux de panne⁽¹⁾

Type d'équipement	%
Hydraulique	entre 1,1 et 1,8 %
Thermique	entre 4 et 9 %

⁽¹⁾ : Taux de panne = Temps en arrêt forcé / (Temps en arrêt forcé + Temps en service)

**Chaque centrale électrique d'Hydro-Québec Production a son
taux de panne spécifique et son propre programme d'entretien**

- 11. Référence :** Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, pages 17 et 18.

Préambule :

« La Régie demande au Distributeur de lui déposer en suivi administratif de la présente décision, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en puissance correspondant à une probabilité de délestage de 2,4 heures par année sera respecté pour la prochaine pointe d'hiver. [...]

Le Distributeur propose de rendre publique à la fin du mois de janvier la démonstration déposée en novembre. La Régie accepte, pour le présent plan d'approvisionnement, que la démonstration soit rendue publique en janvier de l'année suivant son dépôt. Dans son prochain plan d'approvisionnement, le

Distributeur devra justifier le préjudice qu'il pourrait subir si les données étaient publiées en novembre. »

Demande :

- 11.1** Veuillez justifier le préjudice que le Distributeur pourrait subir si les données relatives à la démonstration du respect du critère de fiabilité en puissance étaient publiées en novembre.

Réponse :

Dans la mesure où la démonstration de fiabilité en puissance du Distributeur (Annexe D) correspond au bilan en puissance présenté dans son état d'avancement ou son plan d'approvisionnement, le Distributeur ne voit pas d'objection à rendre publique cette information en novembre. En ce qui concerne la démonstration de fiabilité en puissance du Producteur (Annexe C), aucun producteur ne rend public, avant la pointe, la quantité de puissance disponible en dépassement de ses engagements. Par conséquent, le Producteur maintient la demande de confidentialité jusqu'à la fin du mois de janvier suivant le dépôt de la démonstration de fiabilité en puissance.

- 12. Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3A, pages 163, 164 et 169.

Préambule :

« [...] la mise hors service du poste Monroe par National Grid (propriétaire de l'équipement) ; en période de forte demande, la ligne à courant continu entre Radisson et Nicolet est utilisée pour acheminer la puissance du complexe La Grande vers les centres de consommation ; la portion de la ligne entre le poste Des Cantons et le poste Monroe (la phase 1 de l'interconnexion) pouvait être utilisée pour importer 690 MW ; le démantèlement du poste Monroe, en mars 2007, soustrait cette possibilité ; une solution de rechange est à l'étude et consisterait à assurer le fonctionnement des postes Des Cantons (phase 1 – basé sur la technologie GE 1986) et Sandy Pond (Phase 2 – basé sur la technologie ABB 1990). » (nous soulignons)

Demande :

- 12.1** Veuillez expliquer en quoi consiste cette solution de rechange, préciser quand elle pourrait être opérationnelle et confirmer qu'une fois

opérationnelle, cette solution pourrait augmenter de 690 MW la capacité d'importation en pointe de l'interconnexion NE au tableau 3A-2.

Réponse :

Il est actuellement impossible d'utiliser le poste des Cantons en importation à partir de Sandy Pond, puisque les équipements de contrôle et de protection installés de part et d'autre sont incompatibles. Les convertisseurs du poste des Cantons sont conçus pour être utilisés simultanément avec les convertisseurs du poste Monroe au New Hampshire.

Pour utiliser le poste des Cantons avec le poste Sandy Pond, il est requis d'investir des sommes importantes pour :

- **remplacer les systèmes de contrôle et de protection du poste des Cantons**
- **modifier les systèmes de contrôle et de protection des postes de Nicolet de Radisson et de Sandy Pond**
- **adapter les équipements de filtrage harmonique de poste des Cantons et de Sandy Pond.**

Le Distributeur, en tant que client de TransÉnergie, sera appelé à se prononcer sur l'intérêt d'investir les sommes requises pour récupérer les 690 MW de capacité d'importation à partir du poste des Cantons. À cet égard, le Distributeur souhaite que les installations du poste des Cantons soient mises sous cocon en vue de leur réactivation ultérieure si l'investissement s'avère une option économiquement intéressante. Cette solution permet de conserver le maximum d'options en vue de l'alimentation des besoins en puissance, tout en minimisant les engagements financiers à court terme.

13. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3A, pages 165 à 169.

Préambule :

À partir des capacités nominales d'importation de 5 960 MW en hiver (tableau 3A-1), le Distributeur établit les capacités utilisables de 2 705 MW en pointe d'hiver (tableau 3A-2) en expliquant les contraintes d'utilisation des interconnexions. En particulier, il réduit la capacité sur les interconnexions NB de 785 MW à 435 MW, NE de 1700 MW à 0 MW et sur la nouvelle interconnexion avec l'Ontario de 1250 MW à 750 MW.

Demande :

13.1 Veuillez préciser s'il est possible, lors d'appels d'offres pour des importations d'électricité en hiver, que le Distributeur puisse recevoir des offres sur ces interconnexions malgré ces contraintes. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Dans le cas des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick, la puissance importée en sus de 435 MW (correspondant à la puissance importée par le poste de la Madawaska), risquerait à terme de se retrouver embouteillée lorsque tous les parcs éoliens du premier appel d'offres en Gaspésie seront déployés. Ainsi, des offres pouvant aller jusqu'à 435 MW pourraient provenir du Nouveau-Brunswick.

Dans le cas des interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre, il est actuellement impossible d'importer à la pointe du réseau d'Hydro-Québec ainsi que chaque fois que les convertisseurs des postes de Radisson et de Nicolet sont utilisés, compte tenu de la mise hors service du poste Monroe.

Dans le cas de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario, des demandes de service de transport donnant lieu à des études d'impact ont été déposées afin de réserver une portion de la capacité ferme de la ligne totalisant 500 MW en mode importation. Ces demandeurs ont priorité pour donner suite à leur demande et compléter leurs réservations de long terme et disposer de la capacité ainsi réservée en service ferme. Au moment du dépôt du présent Plan d'approvisionnement, le Distributeur estimait donc à 750 MW la capacité ferme disponible qui pourrait être utilisée à des fins d'importation d'électricité en hiver. Une offre provenant de l'Ontario pourrait donc utiliser cette capacité d'importation. Cependant, les règles du marché ontarien sont différentes des règles du marché de New-York ou de la Nouvelle-Angleterre. Ainsi les exportations seront toujours entièrement coupées en priorité avant l'interruption d'une charge locale.

Voir à cet effet la réponse à la question 19.2.

- 14. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3A, page 172 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3C, pages 191 et 192 ;
(iii) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 26 et 38.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur établit à 20,3 TWh la capacité annuelle totale d'importation en tenant compte des contraintes d'utilisation des interconnexions et des contraintes de marché. Il tient compte ensuite du fait que ses besoins seront surtout en pointe et mentionne que : « *Il apparaît donc raisonnable de compter sur 10 TWh, plutôt que sur 20,3* ».

Pour tenir compte des besoins d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) de compter sur une partie de la capacité d'importation pour garantir le volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur « *propose, pour des fins de planification, de maintenir la dépendance envers les marchés de court terme hors-Québec à 5 TWh par année* ».

À la référence (ii), le Producteur démontre qu'il n'a pas besoin de recourir aux importations pour respecter ses critères de fiabilité de -64 TWh sur 2 ans et de -98 TWh sur 4 ans.

À la page 26 de la référence (iii), le Distributeur montre qu'il respecte son critère de fiabilité en énergie et ajoute que :

« *D'une part, Hydro-Québec Production prévoit disposer d'une marge de manoeuvre de plus de 15 TWh au-delà de ses engagements fermes par suite de la réalisation de nouveaux projets. D'autre part, Énergie Brookfield possède également des installations de production au Québec et peut potentiellement contribuer à satisfaire les besoins du Distributeur.*

Par ailleurs, il faut mentionner que l'expérience antérieure a démontré la grande capacité des marchés hors Québec à répondre aux besoins en énergie. »

Au tableau 5.2 de la référence (iii), des besoins en puissance du Distributeur apparaissent à partir des années 2009-2010, 2010-2011, 2011-2012. Ils sont respectivement de 360 MW, 690 MW et 730 MW.

Demande :

- 14.1** En tenant compte des éléments mentionnés au préambule et du niveau des besoins en puissance, veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de répondre à ces besoins en puissance jusqu'en 2012 avec les marchés de court terme (au Québec et hors-Québec).

Réponse :

Le Distributeur souligne que les besoins de 360 MW, 690 MW et 730 MW mentionnés par la Régie, en préambule à la question, représentent les besoins qui restent à satisfaire après la contribution du marché de court terme à hauteur de 500 MW. Ce sont donc des besoins totaux de 860 MW, 1190 MW et 1230 MW qui devraient être satisfaits sur les marchés de court terme. Le Distributeur souligne qu'il a déjà été en mesure d'acquérir 1259 MW de puissance, lors de l'hiver 2005-2006.

Malgré la mise en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario, dès l'hiver 2009-2010, le Distributeur ne compte pas pour l'instant dans sa planification sur des approvisionnements provenant de cette province, étant donné l'état de l'équilibre offre-demande sur ce marché.

Finalement, le Distributeur souligne que le Québec dispose d'une marge de manœuvre intéressante en mesure de répondre aux appels d'offres de court terme.

De plus, le Distributeur tient à souligner qu'il réalise des travaux en 2008 afin de trouver une alternative au lancement d'un appel d'offres pour des approvisionnements de long terme en puissance.

15. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3B, page 183.

Préambule :

Le tableau montre les stocks maximaux des grands réservoirs. En particulier ceux correspondant à LG-4, LG-3 et Robert-Bourassa (LG-2), sont respectivement de 6 TWh, 16 TWh et 8 TWh.

Demande :

15.1 Veuillez expliquer le calcul des trois valeurs en TWh indiquées au préambule et préciser si les apports d'Opinaca sont pris en compte pour LG-2.

Réponse :

Le stock d'un réservoir (exprimé en TWh) est égal à la quantité d'énergie qui sera produite par les centrales en aval du réservoir si l'eau contenue dans le réservoir est vidangée.

Ainsi pour calculer le stock maximal du réservoir de LG-4, le volume maximal du réservoir LG-4 (exprimé en hm³) est multiplié par les FPMC (exprimé en MWh / hm³) des centrales LG-4, LG-3, Robert Bourassa et LG1. Pour calculer le stock maximal du réservoir de LG-3, le volume maximal du réservoir LG-3 est multiplié par les FPMC des centrales LG-3, Robert Bourassa et LG1. Pour calculer le stock maximal du réservoir Robert Bourassa, le volume maximal du réservoir Robert Bourassa est multiplié par les FPMC des centrales Robert Bourassa et LG1.

Les apports ne sont pas considérés dans le calcul du stock d'un réservoir. Le stock maximal du réservoir Opinaca est estimé à 1 TWh et cette valeur est incluse sous la rubrique "Stock maximal des autres réservoirs – janvier 2005" du tableau en référence.

THÈME 3 - APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

16. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 33 et 42.

Préambule :

« Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge lors de l'hiver 2007-2008 permettent au Distributeur d'interrompre des charges de 550 MW. Cette quantité de puissance est inférieure à celle proposée par les clients, puisqu'elle a été ajustée en fonction des besoins prévus pour l'hiver 2007-2008. Toutefois, le Distributeur compte à plus long terme sur une contribution de 800 MW, correspondant à la puissance proposée par la clientèle. » (page 33, nous soulignons)

*« Année après année, le programme d'**électricité interruptible** suscite un intérêt important chez la clientèle visée. Les quantités d'électricité interruptible proposées au Distributeur oscillent autour de 800 MW. Chaque année, une portion des clients abandonnent le programme et d'autres y adhèrent. Le Distributeur conclut que les moyens techniques d'interruption sont en place dans l'industrie et qu'il serait possible, au besoin, d'augmenter la contribution de ce type de programme. La possibilité de compter sur 1 000 MW – soit 200 MW de plus qu'actuellement – sera explorée. » (page 42, nous soulignons)*

Demandes :

16.1 Veuillez faire le point sur les démarches du Distributeur pour augmenter la participation des industries à ce programme d'électricité interruptible et fournir les dernières prévisions de contribution en puissance.

Réponse :

Au cours de 2008, le Distributeur entamera des discussions avec ses clients en vue d'accroître leur adhésion des clients à l'option d'électricité interruptible. D'ici là, le Distributeur analysera l'opportunité de proposer des modifications en fonction de ses besoins. Le cas échéant, celles-ci seraient soumises à la Régie pour approbation.

16.2 Veuillez expliquer comment une contribution supérieure de la grande industrie serait possible dans le contexte économique actuel.

Réponse :

La conjoncture économique actuelle pourrait effectivement se traduire par une disponibilité limitée de charges interruptibles dans certains secteurs d'activités, mais le potentiel dans l'ensemble des secteurs n'en demeure pas moins intéressant. Par ailleurs, une baisse de l'activité de l'activité économique se traduit aussi par une baisse des besoins du Distributeur.

17. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 33.

Préambule :

« L'expérience en cours avec les groupes électrogènes est, pour le moment, peu concluante. Le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance. En fonction de l'évolution de l'intérêt que suscite ce programme, et de la quantité de puissance que le Distributeur peut mobiliser, l'avenir de ce moyen ou ses modalités d'application pourront être réexaminés. »

(nous soulignons)

Demande :

17.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entrevoit un potentiel de contribution significatif en puissance, en modifiant les modalités de ce

programme. Dans l'affirmative, veuillez fournir une estimation révisée de ce potentiel. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Sur la base des adhésions à cette option depuis deux ans, le Distributeur conclut que le potentiel de cette option est extrêmement limité. Pour la période d'hiver 2006-2007, deux clients ont adhéré à l'option pour une quantité totale de 1 600 kW. Pour l'hiver 2007-2008, aucun client n'a souscrit à l'option. Au-delà des modalités du programme, les contraintes d'utilisation au niveau de la clientèle (bruit, gaz d'échappement), semblent davantage expliquer le peu de succès de ce programme. Les modalités de ce programme sont identiques à l'option d'électricité interruptible compte tenu que les deux options offrent le même service.

18. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 34.

Préambule :

« Les essais effectués lors des hivers 2005-2006 et 2006-2007 ont été concluants et permettent au Distributeur de considérer, dans son bilan de puissance, une contribution de 250 MW provenant de l'abaissement de tension. Le mode d'utilisation de ce moyen permet actuellement au Distributeur de s'assurer une persistance sur une durée d'environ 2 heures. Des tests et suivis conjoints du Distributeur et du Transporteur seront menés afin d'augmenter la persistance de ce moyen. » (nous soulignons)

Demandes :

18.1 Veuillez fournir la plus haute contribution et la plus longue persistance obtenues lors des essais effectués. Veuillez exposer les facteurs expliquant le choix du Distributeur de considérer des valeurs plus basses que celles obtenues lors des essais, le cas échéant.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'impact de l'abaissement de tension varie en fonction de la charge. Le Distributeur a constaté que, lors des essais réalisés en 2006 et en 2007, l'abaissement de tension, exprimé en % de la charge abaissable, varie entre 2,2 % et 2,4 %.

La durée a été estimée à près de deux heures lors des essais. Au cours d'un essai, la durée a été inférieure à deux heures à cause d'une erreur de communication qui a retardé l'abaissement de tension à certains postes.

Le Distributeur retient, pour des fins de planification, 250 MW. Cette valeur, inférieure à celle estimée par le Transporteur dans le cadre d'une gestion opérationnelle, tient compte d'une réserve pour indisponibilité des abaisseurs.

- 18.2** Veuillez indiquer si ces valeurs ont été révisées à la suite des plus récents tests. Dans l'affirmative, veuillez fournir ces valeurs. Dans la négative, veuillez indiquer quand elles seront réévaluées.

Réponse :

Les derniers essais confirment que l'impact de l'abaissement de tension sur les besoins est estimé, dans le cadre de la gestion opérationnelle des réserves d'exploitation, à 350 MW.

- 18.3** Veuillez indiquer les avenues envisagées par le Distributeur pour augmenter la persistance et la contribution en puissance de ce moyen.

Réponse :

Dans un premier temps, le Distributeur souhaite diminuer l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes.

Avec le Transporteur, le Distributeur identifie les modulations requises afin d'éviter l'exclusion de certains postes. En procédant ainsi, le Distributeur vise à optimiser la charge abaissable possible.

Par la suite, le Distributeur, de concert avec le Transporteur, pourra scinder l'abaissement de tension en deux (2) blocs. L'abaissement consécutif de la tension des deux blocs permettra d'augmenter la durée de la diminution de charge. L'impact sur la charge sera toutefois moins important. L'augmentation de la charge abaissable combinée à une stratégie d'utilisation en deux (2) blocs permettrait d'augmenter la persistance du moyen. Pour des fins de planification, le Distributeur retient donc 250 MW.

- 19. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 34 et 35 ;

- (ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, pages 225, 227 et 228 ;
- (iii) Dossier R-3646-2007, pièce HQT-1 document 1, page 4.

Préambule :

« Sur la base de la marge de manoeuvre que possèdent les zones de contrôle voisines lors des mois d'hiver, il est possible de compter sur une partie de la puissance installée à l'extérieur du Québec en cas de besoin.

À des fins de planification, le Distributeur retient une contribution du partage de réserve de 500 MW. Cette évaluation peut être considérée comme prudente, puisque le Distributeur peut également compter sur la puissance installée au Québec et qui n'est pas liée par un engagement contractuel. Une justification plus étayée de ce potentiel est présentée à l'annexe 4D. » (référence (i), nous soulignons)

À la page 225 de la référence (ii), le Distributeur indique que le partage de réserve, selon les analyses du NPCC s'élève à 2 720 MW, mais que cette valeur est essentiellement théorique. Le Distributeur précise à la page 227 que seule l'interconnexion HQT-MASS peut satisfaire en tout temps un minimum de 1 000 MW d'importations et que cette puissance peut être utilisée pour rencontrer le critère de fiabilité en puissance de la zone de contrôle du Québec. Il ajoute aux pages 227 et 228 que, vu les besoins du Producteur pour garantir l'électricité patrimoniale, *« le Distributeur propose d'inscrire une contribution de 500 MW, correspondant à la moitié de la puissance totale garantie par l'interconnexion HQT-MASS, pour représenter la contribution des marchés de court terme hors-Québec au bilan de puissance. [...] À court terme, cette contribution est suffisante pour couvrir les besoins du Distributeur ».* (nous soulignons)

À la référence (iii), le Transporteur indique que l'interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario est prévue être achevée en avril 2009.

Demandes :

19.1 Vu que la contribution du partage de réserve de 500 MW est qualifiée de « prudente » par le Distributeur et que cette contribution est suffisante à court terme pour couvrir les besoins du Distributeur, veuillez indiquer si cette contribution pourrait être réévaluée à la hausse. Dans l'affirmative, veuillez indiquer de combien. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que seule l'interconnexion MASS-HQT permet actuellement d'accéder de façon certaine à des quantités significatives de puissance garantie. La moitié de la capacité de cette interconnexion est actuellement désignée par le Distributeur pour garantir l'alimentation de la charge locale. Le Distributeur pourrait désigner une portion plus grande de la ligne sous réserve que TransÉnergie ne pourrait plus commercialiser, sur une base ferme, un service de transport de long terme, impliquant le point MASS comme point d'entrée à son réseau. La commercialisation d'un tel service ne serait pas sans incidence sur la facture de transport assumée par le Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur ne néglige pas la possibilité de tenir compte de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario et de rehausser la contribution du partage de réserve. Toutefois, le Distributeur est d'avis que le marché ontarien devrait tout d'abord être testé afin de vérifier la fiabilité des livraisons provenant de cette zone de contrôle.

Il n'est pas exclu que, dans des circonstances d'équilibre serré sur le marché de la puissance, le Distributeur puisse avoir recours au marché de court terme pour des approvisionnements en puissance au-delà de 500 MW. Toutefois, le Distributeur préconise, pour l'instant, une planification de long terme basée sur une contribution de 500 MW.

- 19.2** Veuillez indiquer si le Distributeur compte reconsidérer la contribution du partage de réserve au moment où la nouvelle interconnexion avec l'Ontario sera en service.

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question précédente, le Distributeur entend effectuer certains tests afin de vérifier la fiabilité des livraisons provenant de l'Ontario.

À cet égard, le Distributeur rappelle que les règles du marché ontarien sont différentes des règles du marché de New York ou de la Nouvelle-Angleterre. Dans ces deux derniers cas, si un événement survient sur le réseau obligeant l'exploitant à interrompre des livraisons de puissance et énergie garantie, les interruptions doivent suivre la règle du prorata des charges desservies. Dans le marché ontarien, la priorité absolue est accordée aux charges locales, de sorte que les exportations

seront toujours entièrement coupées en priorité avant l'interruption d'une charge locale.

En plus, le plan d'approvisionnement du réseau ontarien prévoit entre autres que, d'ici 2012, plus de 7 milliards de dollars seront investis pour augmenter la capacité de production d'environ 1 300 MW tout en mettant hors service 3 200 MW de centrales au charbon. Ce plan d'investissement ne prévoit pas l'exportation de puissance garantie vers le Québec. Pour plus de détails, le Distributeur réfère la Régie au plan d'approvisionnement ontarien disponible à l'adresse suivante :

<http://www.powerauthority.on.ca/Page.asp?PageID=924&SiteNodeID=320>

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 14, 15 et 43 ;
 - (ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, pages 58 et 63 ;
 - (iii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-14, document 3, page 78.

Préambule :

Les tableaux 2.3 et 2.4 de la référence (i) rapportent un taux de croissance annuel moyen des ventes d'énergie de 0,8 % pour un taux de croissance annuel moyen de la puissance de 1,0 %.

À la page 58 de la référence (ii), le Distributeur indique que :

« Le chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole représente 29 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2006-2007 et montre une hausse de près de 860 MW entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %, un taux plus modéré que celui des besoins réguliers du Distributeur. Sans les économies d'énergie découlant des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), le taux de croissance annuel moyen de cet usage serait de près de 50 % plus élevé.

Le chauffage des locaux au secteur Général et institutionnel compte pour 9 % des besoins à l'hiver 2006-2007. Sur l'ensemble de la période, cette composante affiche une décroissance annuelle de 0,6 %. En l'absence des économies d'énergie provenant des programmes du PGEÉ, cet usage aurait plutôt montré une croissance de 0,8 %.

Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole compte pour 4 % des besoins. Avec une progression de 186 MW sur la période ou un taux de

croissance moyen de 1,1 % par année, cet usage explique 5 % de la hausse totale des besoins. »

À la page 43 de la référence (i), le Distributeur fait état d'un potentiel théorique de 200 MW de gestion de la demande lié à l'installation d'accumulateurs thermiques auprès de sa clientèle commerciale et institutionnelle. Cependant, il expose ses moyens de gestion de la demande à la page 63 de la référence (ii) et ne fait aucune mention du potentiel des accumulateurs thermiques.

À la référence (iii), le Distributeur indique que des projets d'innovation technologique sont réalisés au LTÉ, notamment sur le développement d'outils de simulation de la consommation et d'appareils de chauffage de l'eau.

Demandes :

20.1 Veuillez fournir les données 2008-2017 (GWh) des besoins en énergie liés d'une part au chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole* et du secteur *Général et institutionnel*, et d'autre part au chauffage de l'eau dans ces secteurs.

Réponse :

Le tableau suivant présente la prévision des besoins en énergie du chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole (D et A) et au secteur Général et institutionnel (G et I) et du chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole. La prévision des besoins en énergie du chauffage de l'eau au secteur Général et institutionnel n'est pas disponible.

**Tableau R-20.1
Prévision des besoins en énergie¹ – Chauffage des locaux et de l'eau
(GWh)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chauffage des locaux - D et A ²	25 254	25 097	25 287	25 450	25 630	25 758	25 881	25 983	26 055	26 226
Chauffage des locaux - G et I	7 806	7 829	7 800	7 708	7 598	7 484	7 371	7 259	7 159	7 165
Chauffage de l'eau - D et A	10 782	10 927	11 068	11 205	11 338	11 449	11 555	11 650	11 747	11 849

¹ La prévision des besoins telle que montrée ne tient pas compte de la journée additionnelle lors des années bissextiles.

² Exclut le chauffage bi-énergie résidentiel.

20.2 Veuillez expliquer pourquoi une augmentation de 1,1 % par année des besoins en puissance pour l'eau chaude est observée (augmentation de 186 MW d'ici 2017 pour un usage qui correspond à 4 % de la pointe en 2006), alors que les besoins en puissance pour le chauffage des locaux n'augmentent que de 0,8 % par année dans le même secteur (augmentation de 860 MW pour un usage qui correspond à 29 % de la pointe en 2006).

Réponse :

La différence de taux de croissance entre ces deux usages s'explique par la différence d'impact des économies d'énergie du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) pour chacun de ces usages. En effet, l'impact est relativement plus faible pour l'usage chauffage de l'eau que pour l'usage chauffage des locaux. En l'absence des économies d'énergie du PGEÉ, les taux de croissance annuels moyens de l'eau chaude et du chauffage des locaux seraient tous deux de 1,2 %.

20.3 Veuillez indiquer les moyens envisagés par le Distributeur pour tenter de contrer la dégradation du facteur de charge du réseau, notamment les actions qu'il envisage pour améliorer l'efficacité du chauffage de l'eau.

Réponse :

Par son PGEÉ, le Distributeur vise à réduire ses besoins en énergie et contribue ainsi à la réduction de ses besoins en puissance.

Les mesures d'efficacité énergétique qui concernent le chauffage de l'eau et pour lesquelles il existe un potentiel technico-économique ont, pour la plupart, été mises en place par le Distributeur dans le cadre de son PGEÉ. Seules les mesures de récupération de chaleur des eaux grises et de chauffe-eau solaire n'ont pas fait l'objet d'interventions commerciales. Le Distributeur poursuivra l'évaluation de ces mesures et intégrera s'il y a lieu de nouvelles interventions lorsque le potentiel commercial se précisera.

Voir également la réponse à la question 1a) de SÉ-AQLPA (HQD-3, Document 11).

- 20.4** Veuillez mettre à jour la section 5.2 et le tableau 2A-12 de la page 63 de la référence (ii), en tenant compte du potentiel à l'horizon 2016-2017 des accumulateurs thermiques, incluant éventuellement les accumulateurs d'eau chaude sanitaire.

Réponse :

Aucun objectif découlant de programme commercial des accumulateurs thermiques n'est établi pour le moment par le Distributeur. Bien que la technologie des accumulateurs thermiques pour le chauffage des locaux soit disponible sur le marché, le Distributeur doit s'assurer que l'adoption de tel moyen par les consommateurs résulte en une réduction de sa demande de puissance durant une bonne partie des heures de pointe des mois d'hiver et qu'elle contribue effectivement à son bilan de puissance.

- 21. Références:** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 28 ;
(ii) Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, 13 juillet 2007, page 12 ;
(iii) *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement), (2001) 133 G.O.Q. II, 6038.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne qu'il « *a également conclu une entente cadre avec Hydro-Québec Production afin d'établir les prix payés pour les volumes d'électricité mobilisés en dépassement de l'électricité patrimoniale.* »

Dans la décision D-2007-83, la Régie est d'avis que :

« *En outre, la preuve ne démontre pas, selon la Régie, que le recours à un prix de marché soit néfaste pour le consommateur, et ce, malgré sa plus grande volatilité. Au contraire, le recours à une formule basée le prix de marché pourrait avoir un attrait, notamment, car, il représente une référence neutre et un signal de coût qui doit être suivi par le Distributeur. Cette référence neutre se rapproche aussi du coût d'opportunité du Producteur. Par ailleurs, le coût des dépassements en pointe est déjà lié au prix de marché, lorsque celui-ci dépasse 300 \$/MWh.* »

Le Règlement prévoit que le plan d'approvisionnement doit contenir les caractéristiques des contrats d'approvisionnement.

Demandes :

- 21.1** Veuillez indiquer les actions entreprises par le Distributeur pour réduire les grands dépassements observés dans les années précédentes en période de faible demande (généralement les nuits d'été).

Réponse :

Le Distributeur croit comprendre que la Régie fait référence à certains dépassements survenus à l'été 2006, en période hors pointe, qui ont pu atteindre près de 2 000 MW. Dans le cadre du dossier R-3622-2006, le Distributeur expliquait que, pour des contraintes liées à l'exploitation du réseau de transport, il lui est impossible, en creux de charge, d'importer des marchés limitrophes d'importantes quantités d'énergie pour éviter de tels dépassements.

Il faut comprendre qu'à l'été 2006, le Distributeur ne disposait pas des approvisionnements en vertu du contrat de TCE ni des contrats avec Hydro-Québec Production. En 2007, le Distributeur pouvait compter sur quelque 1 100 MW d'approvisionnements additionnels dont la source de production est située au Québec. Le Distributeur n'a pas eu à importer de quantités importantes d'énergie en été. L'utilisation de ces contrats a été suffisante pour éviter des dépassements d'une ampleur comparable à ceux de l'été 2006 : le dépassement maximal estimé en 2007, est inférieur à 500 MW.

- 21.2** Veuillez décrire, conformément aux exigences du Règlement, les principales caractéristiques de la future entente cadre envisagées par le Distributeur. Veuillez notamment commenter sur l'opportunité d'établir un prix de référence relié aux prix des marchés et/ou relié au coût d'opportunité du fournisseur de service.

Réponse :

Le Distributeur estime que les modalités actuelles de l'entente cadre demeurent valides. Toutefois, les prochaines négociations quant à son renouvellement permettront au Distributeur d'explorer de nouvelles avenues.

Les négociations entourant le renouvellement de l'entente cadre n'ont pas débuté et, le moment venu, le Distributeur s'adressera à la Régie pour son approbation.

22. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4A, page 208.

Préambule :

En note de bas de page du tableau décrivant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, il est indiqué que les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables aux services sont ceux en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Projet de loi n° 116 (200, c.22), soit le 16 juin 2001.

Demande :

22.1 Veuillez indiquer si depuis le décret portant sur l'électricité patrimoniale, les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables ont été modifiés. Dans l'affirmative, veuillez décrire les modifications.

Réponse :

Aucun changement n'a été apporté. Les services compris dans le prix de l'électricité patrimoniale sont ceux fixés dans l'entente du 15 février 2005 (Pièce B-1-HQD-1, Document 2, annexe 4A).

**THÈME 4 - APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE
D'APPROVISIONNEMENT**

23. Références : (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 36 et 38 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4B, page 217.

Demandes :

23.1 Veuillez indiquer si les éléments ci-dessous sont inclus dans les bilans en énergie et en puissance présentés à la référence (i) :

- fermeture permanente d'une partie de l'usine de Bowater (référence ii) ;
- suspension des livraisons de TCE ;
- nouvelle charge associée à l'usine de Papier Masson.

Réponse :

- fermeture permanente d'une partie de l'usine de Bowater (référence ii) : Non
- suspension des livraisons de TCE : Non
- nouvelle charge associée à l'usine de Papier Masson : Oui

23.2 Veuillez ajuster les bilans en énergie et en puissance de la référence (i), en précisant les volumes annuels d'énergie et de puissance pour chacun des trois éléments mentionnés à la question précédente.

Réponse :

Les fermetures d'usines annoncées en novembre 2007 par AbitibiBowater n'ont pas d'impact sur le contrat d'approvisionnement (16 MW) entre Bowater et le Distributeur.

Par ailleurs, les suspensions des livraisons de TCE sont applicables uniquement à l'année 2008 et le Distributeur dispose d'une option de prolongation applicable à l'année 2009 qu'il doit exercer au plus tard le 2 juillet 2008, le cas échéant.

La suspension des livraisons de TCE a pour effet de réduire les surplus de 4,3 TWh, soit l'équivalent de la production anticipée à l'usine de Bécancour en 2008. Ainsi, par rapport au plan d'approvisionnement, les approvisionnements additionnels requis ont été revus à la baisse pour atteindre 1,3 TWh. Pour la pointe d'hiver 2007-2008, la contribution en puissance de TCE a été remplacée par des achats de court terme en puissance (UCAP) et par une contribution additionnelle de l'option d'électricité interruptible.

Il n'y a pas d'impact sur les bilans du Distributeur au-delà de l'année 2008.

24. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 31 et 36.

Préambule :

« Le Gouvernement a fait connaître son intention d'aller de l'avant avec un bloc d'énergie produite à partir de la cogénération à la biomasse. Celui-ci prévoit la livraison de 100 MW produits à partir de la cogénération à la biomasse, avec une

date de début des livraisons au plus tard à la fin de 2011. De plus, dans la stratégie énergétique du Québec, rendue publique en 2006, « le gouvernement annonce le lancement d'un nouvel appel d'offres de 500 MW... ». Selon l'énoncé de politique, cet appel d'offres s'adressera aux projets éoliens développés par les municipalités et les communautés autochtones. Les livraisons pourraient débuter en décembre 2011 et augmenter au rythme de 100 MW par année, jusqu'à l'atteinte de l'objectif. Pour les fins de la planification, les quantités d'énergie et de puissance découlant de ces appels d'offres ont été incorporées aux bilans du Distributeur, tels que présentés à la section 5.1. » (page 31, nous soulignons)

Le tableau 5.1 de la page 36 prévoit des livraisons d'énergie en 2011 pour la cogénération à la biomasse et des livraisons en 2012 pour l'appel d'offres d'énergie éolienne de 500 MW avec les municipalités et les communautés autochtones.

Demande :

24.1 Veuillez fournir une estimation des dates anticipées par le Distributeur pour le lancement de ces appels d'offres, la réception des offres et l'octroi des contrats.

Réponse :

Les blocs d'énergie identifiées au préambule n'ont pas fait l'objet de règlement du gouvernement à ce jour. Le Distributeur n'est donc pas en mesure de se prononcer sur des dates de lancement d'appels d'offres.

25. Références: (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 42 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, page 227.

Préambule :

« [...] même si la nouvelle interconnexion avec l'Ontario donnera accès à un marché additionnel, le bilan en puissance et les objectifs du Ontario Power Authority laissent toutefois peu de marge de manoeuvre afin qu'une portion de la puissance installée, dans ce marché, puisse contribuer à satisfaire les besoins du Québec. » (référence (i))

« Les règles de l'IESO de l'Ontario lui permettent de rapatrier prioritairement toutes ses ressources pour des motifs de stabilité et de fiabilité de l'alimentation de sa propre charge; l'expérience d'utilisation de cette interconnexion ainsi que l'état de l'équilibre des besoins et des ressources en Ontario indiquera si Hydro-

Québec Distribution pourra s'y fier, pour assurer une partie de sa réserve en puissance. » (référence (ii))

Demandes :

25.1 Veuillez définir les caractéristiques suivantes du marché de l'électricité de l'Ontario :

- profil de consommation mensuel (MWh moyen) depuis la déréglementation du marché Ontarien ;

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

- type de produits transigés sur ce marché (ex. DAM, RT, Puissance, etc) ;

Réponse :

L'énergie et la réserve d'exploitation se transigent sur les marchés « real time » ; les « Transmission Rights » (couverture du risque de congestion) se transigent sur le marché financier et les services auxiliaires se transigent sur les « Procurement Markets » (divers services complémentaires).

Pour plus d'informations, on peut consulter le site de l'IEMO à l'adresse suivante :

http://www.iemo.com/imoweb/mktOverview/mktOverview_faq.asp#whatMarketsDoesIESOAdminister

- évolution historique mensuelle du prix de gros de l'électricité en Ontario depuis la déréglementation ;

Réponse :

Le Distributeur dépose les données dont il dispose.

Prix mensuels moyens HOEP
\$/CA/MWh

<i>\$/CA/MWh</i>	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008
Janvier		45,46	51,44	57,90	55,58	44,48	40,73
Février		86,46	52,74	49,59	48,11	59,13	
Mars		81,50	48,90	59,87	49,01	54,87	
Avril		58,90	45,94	62,01	44,10	46,05	
Mai	29,19	43,17	48,09	52,98	46,44	38,53	
Juin	35,12	41,57	46,65	65,85	46,08	44,43	
Juillet	58,08	40,15	45,58	76,36	50,45	44,37	
Août	64,20	48,95	43,52	89,03	52,80	53,67	
Septembre	75,20	48,57	49,56	93,79	35,44	44,65	
Octobre	48,65	57,05	49,11	76,87	40,30	49,37	
Novembre	49,38	40,45	52,28	58,26	49,73	47,40	
Décembre	56,27	44,42	50,82	79,66	39,26	49,19	

- profil de la production électrique en Ontario par type de carburant (« supply Stack »), par saison ;

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

- plan de fermeture des centrales au charbon.

Réponse :

En décembre 2007, l'IEMO fait état d'un arrêt total de production à partir du charbon pour 2014.

Pour plus d'informations, consulter la page 5 du rapport suivant :

http://www.iemo.com/imoweb/pubs/marketReports/ORO_Report-2007-2-2.pdf

25.2 Veuillez indiquer si la puissance disponible en Ontario en hiver est supérieure à celle disponible en été. Dans l'affirmative, veuillez indiquer de combien.

Réponse :

Pour l'année 2008, il semble que la pointe d'été soit légèrement plus élevée que celle d'hiver.

Voir le document suivant, page iv) :

http://www.iemo.com/imoweb/pubs/marketReports/18MonthOutlook_2007dec.pdf

25.3 Veuillez indiquer si les règles de l'IESO mentionnées à la référence (ii) interdisent aux producteurs d'électricité ontariens de vendre de la puissance ferme sur les réseaux voisins (ex. NYISO). Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe pas de règles empêchant la vente de la puissance sur les marchés voisins.

26. Références : (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 43 et 44 ;
(ii) *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement), (2001) 133 G.O.Q. II, 6038.

Préambule :

« Lorsque le Distributeur aura évalué la contribution des moyens énumérés précédemment et qu'il aura conforté sa prévision des besoins en puissance découlant de la dernière prévision de la demande, il amorcera les démarches visant à lancer un appel d'offres, pour des livraisons lors des heures où la consommation québécoise est la plus forte. L'information disponible indique actuellement que le facteur d'utilisation des moyens recherchés pourrait être élevé. Compte tenu de l'ampleur des besoins et de l'information actuellement disponible, un tel appel d'offres apparaît donc inévitable.

[...]

D'autre part, le Distributeur devra lancer un appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements en puissance. La nature particulière des besoins mériterait qu'une grille d'analyse appropriée soit développée. Il semble prématuré de

procéder actuellement à un tel développement, du moins avant d'avoir exploré le potentiel additionnel des moyens actuellement privilégiés par le Distributeur et défini un profil exact des besoins résiduels à satisfaire. »
(nous soulignons)

Le Règlement prévoit que le plan d'approvisionnement doit contenir les caractéristiques des contrats d'approvisionnement.

Demandes :

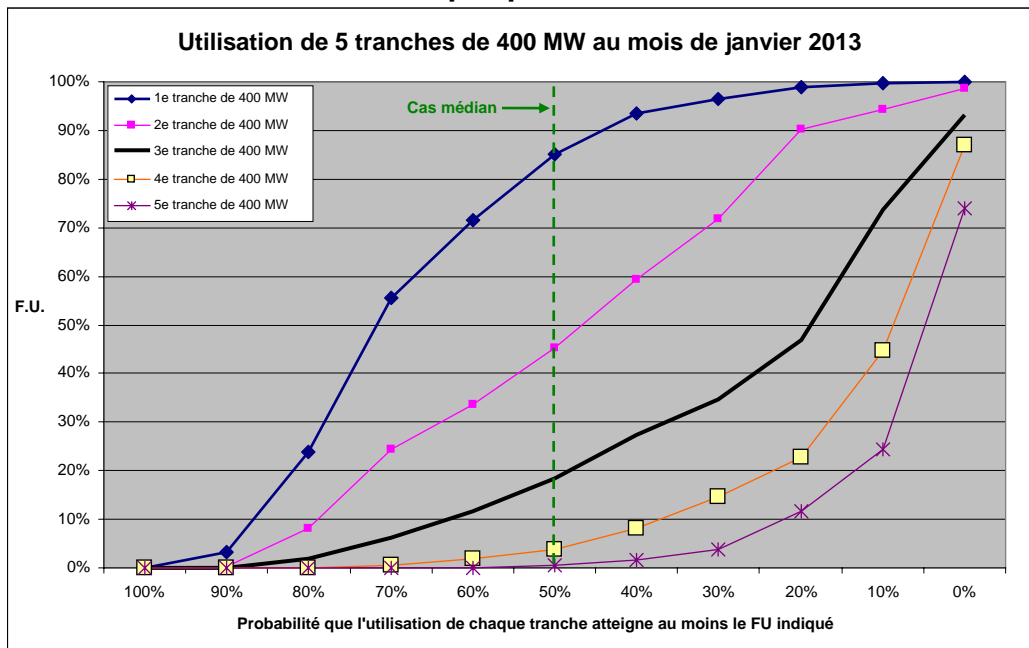
26.1 Veuillez préciser, conformément aux exigences du Règlement et sur la base des informations actuelles, les caractéristiques du produit recherché (facteur d'utilisation, délais de programmation, production au Québec, etc.) et celles des contrats d'approvisionnement envisagés (durée de moyen ou de long terme, etc.).

Réponse :

Le Distributeur précisera les besoins visés de même que le type de produit recherché dans son prochain état d'avancement. Dans la mesure où le besoin se précise, le Distributeur envisage de combler une portion des besoins de l'hiver 2011-2012 par un appel d'offres de long terme.

À titre indicatif, le Distributeur fournit les résultats de simulations effectuées à partir des besoins de janvier 2013. Ces simulations permettent d'estimer l'utilisation potentielle de 5 tranches de 400 MW au-delà des contrats de long terme présents au bilan en puissance. Ces résultats permettent de constater que, dans un cas médian, les deux premières tranches sont sollicitées un très grand nombre d'heures.

Graphique R-26.1



Lors des prochains mois, ces analyses seront raffinées et couvriront une plus longue période.

26.2 Veuillez indiquer quand ces caractéristiques seront définies plus précisément et quels délais d'acquisition le Distributeur prévoit-il pour acquérir ces moyens pour répondre aux besoins de puissance identifiés.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.1.

26.3 En tenant compte, entre autres, de la réévaluation du partage de réserve, des démarches pour augmenter la contribution de l'électricité interruptible, de l'évaluation de la capacité des interconnexions en importation et du fait que le Distributeur peut également compter sur la puissance installée au Québec, veuillez indiquer jusqu'à quel horizon les besoins de puissance du Distributeur pourraient être comblés par les marchés de court terme (du Québec et hors-Québec). Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Compte tenu des délais d'acquisition pour des produits de long terme, le Distributeur devrait compter sur les marchés de court terme jusqu'à l'hiver 2011-2012 pour combler ses besoins de puissance. Par ailleurs, le partage de réserve (500 MW) représente un potentiel d'achats minimal sur les marchés de court terme sur tout l'horizon du Plan.

- 27. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 46 ;
(ii) Décision D-2007-44, dossier R-3629-2007, 23 avril 2007, page 9.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que :

« Conformément aux remarques de la Régie, les transactions sous dispense effectuées par le Distributeur ont comporté une durée bien en deçà de la durée maximale autorisée lorsqu'une telle procédure est appliquée, soit moins de trois mois. Ce constat de la Régie correspond toutefois aux besoins du Distributeur tels qu'ils se sont manifestés récemment, mais cette situation pourrait évoluer. »
(nous soulignons)

Dans la décision D-2007-44, la Régie est d'avis que :

« Cependant, comme la dispense est accordée sans terme, et qu'elle est utilisée principalement pour des produits de très court terme, la Régie juge qu'il serait pertinent, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement 2008-2017, de revoir la définition de « court terme » qui y est attachée. En effet, même si la dispense permet au Distributeur d'acquérir des produits de moins de trois mois, pour l'essentiel, vu l'utilisation qu'il en fait (produits de moins de trois jours), la Régie invite le Distributeur à revoir la définition de la notion de « court terme ». »

Demandes :

27.1 Veuillez fournir un sommaire historique, pour les années 2005, 2006 et 2007, des activités d'achat de court terme couvrant les paramètres suivants:

- la liste chronologique des transactions faites sous dispense (Bilatéral et DAM) et par appel d'offres ;

Réponse :

Les informations demandées figurent à l'annexe 1 du présent document.

27.2 Veuillez indiquer les motifs justifiant de maintenir une dispense d'appel d'offres de 3 mois pour les transactions d'achat.

Réponse :

Comme le Distributeur le mentionnait au dossier R-3629-2007, plus de 90 % des transactions sous dispense visent à acquérir des approvisionnements d'une durée d'une semaine et moins¹.

Malgré que le Distributeur utilise presque exclusivement la dispense pour des approvisionnements de quelques jours, la possibilité de contracter sous dispense des approvisionnements d'une durée pouvant aller jusqu'à 3 mois assure au Distributeur une certaine flexibilité de gestion de ses approvisionnements de court terme. Les aléas de la demande au cours des trois dernières années ont permis au Distributeur de mettre à l'épreuve les éléments de flexibilité de son portefeuille.

Bien que le Distributeur ne désire pas modifier la durée de 3 mois prévue à la dispense, il a l'intention d'alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme afin d'y avoir recours le plus souvent possible. Voir la réponse à la question 29.1.

27.3 Veuillez élaborer sur les circonstances qui feraient en sorte que la « *situation pourrait évoluer* » et ainsi nécessiter une période de dispense de 3 mois.

Réponse :

Même s'il considère que son utilisation demeurera restreinte, le Distributeur demande le maintien de la période de trois mois afin d'assurer le maximum de flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements de court terme.

28. Références : (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 45 ;
(ii) Décision D-2004-245, dossier R-3539-2004, 17 novembre 2004.

Préambule :

¹ Dossier R-3629-2007, pièce HQD-1, document 1, page 7.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

À la référence (i), le Distributeur souligne que : « *Par ailleurs, la conjoncture actuelle requiert que le Distributeur porte une attention particulière aux problématiques de revente des surplus.* »

Demandes :

28.1 Veuillez présenter les informations sur les activités de revente et d'achat réalisé en 2007 selon le format ci-dessous :

Résultats mensuels (pour les 12 mois de l'année 2007) obtenus pour les activités d'approvisionnement du Distributeur

	janvier			décembre			Total (2007)
	réel			réel			réel
Consommation totale du Distributeur (GWh)							
Activités d'approvisionnement	Volume d'achat / ventes (GWh)	Coût d'achat / Revenus de ventes (M\$)	Coût / Revenu moyen (\$/MWh)	Volume d'achat / ventes (GWh)	Coût d'achat / Revenus de ventes (M\$)	Coût / Revenu moyen (\$/MWh)	Volume d'achat / ventes (GWh)
Achat d'électricité patrimoniale							
Achats d'électricité postpatrimoniale							
Achats de long terme							
Contrats de base							
Contrat cyclable							
Achats de court terme							
Appel d'offres							
Dispense							
Transactions bilatérales							
DAM							
HAM							
Entente cadre							
Achats totaux (Patrimonial + Postpatrimonial)							
Revente							
Appel d'offres							
Transactions bilatérales							
DAM							
HAM							

Réponse :

Ces informations sont présentées à l'annexe 5.

28.2 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients pour le Distributeur à vendre de la puissance qu'il a acquise dans le cadre de ses contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux. Veuillez indiquer si le Distributeur compte réaliser de telles ventes et en justifier le choix.

Réponse :

Le Distributeur ne peut procéder à la revente de puissance sur les réseaux voisins compte tenu des principes sous-jacents à l'entente-cadre.

Lors des discussions ayant mené à la signature de l'entente-cadre, plusieurs approches ont été explorées. Bon nombre de scénarios examinés comportaient une prime fixe pour la

puissance et un prix pour l'énergie. La prime de puissance variait selon les périodes de l'année. Les différentes approches prenaient en considération le coût des ressources déployées par Hydro-Québec Production selon les différentes périodes de l'année pour offrir un tel service. Elles reflétaient par exemple, le coût des centrales thermiques de pointe, la perte de rendement des groupes, la flexibilité requise pour entretien, notamment en dehors de la période d'hiver et la perte d'opportunité sur les marchés hors Québec.

Finalement, le Producteur et le Distributeur ont convenu d'une entente-cadre dans laquelle le prix de la puissance est concentré dans les 300 heures de plus forte consommation. Le prix des dépassements pendant cette période est de 300 \$/MWh, soit l'équivalent d'un prix pour l'énergie combiné à une prime de puissance. Ce prix élevé incite le Distributeur à procéder à l'acquisition des ressources en puissance nécessaires pour satisfaire les besoins de pointe.

Pour les autres périodes de l'année, soit pour les 8 460 heures restantes, les deux parties ont convenu que seul un prix de l'énergie serait facturé pour les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale. Le prix applicable pour cette période reflète un prix de marché qui correspond au coût moyen annuel des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur.

Cette entente assure le Distributeur que lorsque des dépassements de l'électricité patrimoniale surviennent en dehors de la période de 300 heures, le Producteur déploiera les ressources nécessaires pour satisfaire les besoins du Distributeur durant cette période (8 460 heures) sans que celui-ci ait à encourir de coûts de puissance additionnels. Inversement, cette entente sous-tend que le Distributeur ne mettra pas en vente sur les marchés des quantités de puissance qui pourraient dans certains cas être supportées par l'électricité patrimoniale.

Une utilisation différente de l'entente, notamment en dehors de la période des 300 heures de forte consommation, contreviendrait à l'esprit de l'entente actuelle et mènerait nécessairement à une renégociation de celle-ci.

La possibilité de revendre de la puissance pourra être réévaluée lors des négociations en vue du renouvellement de l'entente-cadre, laquelle vient à échéance le 31 décembre 2008.

- 28.3** Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients pour le Distributeur à réaliser des activités commerciales à l'achat comme à la vente sur le HAM ou le RT durant les heures hors pointe. Veuillez indiquer si le Distributeur compte réaliser de telles activités et en justifier le choix.

Réponse :

Au besoin, le Distributeur procède à des achats de court terme sur les marchés organisés du NYISIO, principalement le marché DAM. Le Distributeur restreint l'utilisation du marché HAM compte tenu de la volatilité des prix qui lui est associé. En effet, le marché HAM ne permet pas de baliser ses coûts d'acquisition d'énergie, contrairement au marché DAM où le Distributeur peut imposer un prix plafond au delà duquel il ne sera pas retenu. Les prix payés pour l'énergie sont ainsi assujettis à des aléas qui contribuent à augmenter leur volatilité.

Le Distributeur rappelle que sa fonction première est d'assurer l'équilibre offre-demande dans une perspective de minimisation des coûts.

- 28.4** Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients pour le Distributeur de devenir un participant dans les marchés voisins. Veuillez indiquer si le Distributeur compte devenir un tel participant et en justifier le choix.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas le volume de transactions pouvant justifier les dépenses associées à la mise sur pied de l'infrastructure nécessaire pour participer directement aux marchés organisés du Nord-Est américain et d'assumer les obligations associées au statut de participant dans ces marchés.

L'utilisation d'une contrepartie qui offre ces services de courtage simplifie le processus d'accès aux marchés organisés. La gestion de l'équilibre offre-demande et la décision d'avoir recours à ces marchés organisés sont la responsabilité unique du Distributeur.

28.5 Veuillez indiquer quelles devraient être les règles pour encadrer les activités de revente.

Réponse :

Le Distributeur a transposé ses pratiques d'achats sous dispense et d'achats de court terme par appels d'offres aux activités de revente. En procédant ainsi le Distributeur met en place un processus, transparent et non discriminatoire qui permet de maximiser les revenus générés par la revente de ses surplus d'électricité postpatrimoniale.

28.6 Veuillez proposer, à l'instar du suivi de la décision D-2004-245, un format de suivi trimestriel englobant l'ensemble des activités d'approvisionnements de court terme à l'achat comme à la revente, incluant les transactions sous dispense et les appels d'offres de court terme.

Réponse :

Le Distributeur pourrait effectuer un suivi similaire à celui produit pour ses achats sous dispense. Le suivi pourrait également mettre en évidence le nombre de contreparties contactées. Sous pli confidentiel, le Distributeur identifierait les contreparties contactées et les prix offerts par ces dernières pour les produits transigés.

Le suivi des appels d'offres de court terme pourrait être fait de la même façon.

- 29. Références :** (i) Décision D-2007-44, dossier R-3629, 23 avril 2007, pages 7 et 8 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 48.

Préambule :

Dans la décision D-2007-44, la Régie mentionne ceci :

« La Régie ne voit pas d'incompatibilité entre ces principes et la diffusion de certains besoins du Distributeur en ligne, selon des modalités à définir, afin de maximiser le nombre d'offres reçues. Elle reconnaît que le nombre de fournisseurs au Québec ne permet pas, dans le contexte actuel, le

développement d'un marché fluide de type boursier. Par ailleurs, certaines informations rendues publiques, selon les circonstances, pourraient placer le Distributeur en situation vulnérable.

Dans sa décision D-2004-245, la Régie invite le Distributeur à explorer des solutions qui pourraient être adaptées au marché québécois, car elle estime que le recours à un marché ouvert et transparent favorisera à long terme des prix d'achat plus bas, pour le bénéfice des consommateurs. La Régie juge que cette question, dont la proposition de EBMI ou tout autre proposition susceptible d'intéresser d'autres acteurs du marché et de les rassurer en termes de transparence, pourrait être discutée dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement 2008-2017. Elle invite le Distributeur à explorer ces possibilités avec ces acteurs du marché. »

Dans son Plan, le Distributeur conclut à la référence (ii) que « la mise en place d'une plateforme électronique de transactions, ne présente aucun intérêt pour les achats sous la dispense, compte tenu du contexte particulier du Québec et parce que celle-ci n'est pas de nature à favoriser des prix plus bas pour le bénéfice des consommateurs ».

Demande :

29.1 Comment le Distributeur compte-t-il améliorer le partage d'information avec ses contreparties afin d'optimiser ses activités d'achat et de vente et ainsi réduire ses coûts d'approvisionnement ?

Réponse :

Le Distributeur maintient que la plateforme électronique, sous la forme proposée par un intervenant, ne permet aucunement de favoriser des prix plus bas pour les bénéficiaires des consommateurs, dans le contexte du Québec. Les plateformes électroniques qui existent dans les marchés organisés hors Québec permettent d'opérationnaliser les règles de marchés mises en place au sein de certains États ou réseaux. Ces plateformes y sont essentielles compte tenu du nombre important de participants à ces marchés, ce qui n'est pas le cas au Québec.

Le Distributeur entend alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme afin, entre autres choses, de diffuser rapidement ses intentions d'achat ou de ventes d'énergie, de réduire la durée des appels d'offres et de prendre rapidement une décision. Les expériences des dernières années ont permis de constater que les contreparties du Distributeur sont en mesure de prendre

rapidement des décisions en matière d'achat ou de ventes d'énergie, particulièrement lorsque des produits standards sont transigés.

30. Référence : Appel d'offres A/O 2005-03, annexe 10 – Contrats-type, article 24.2.

Préambule :

« 24.2 Attributs environnementaux

*Le **Fournisseur** reconnaît que le **Distributeur** est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus à l'égard:*

i) de réductions d'émissions ou d'émissions évitées de gaz à effet de serre ou de tout autre polluant, consécutives au déplacement réel ou présumé de moyens de production par la mise en service du parc éolien;

ii) des attributs ou caractéristiques des sources de production d'énergie renouvelable pour des fins de vente, d'échange, d'étiquetage, de certification, de publicité ou autres.

*Le **Fournisseur** s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article. Les frais ainsi encourus sont remboursés au **Fournisseur** par le **Distributeur**.*

*Si, en vertu des lois applicables, les droits visés au présent article sont émis au nom du **Fournisseur**, ce dernier s'engage à les céder et à les transférer, sans frais, au **Distributeur** afin de donner effet aux présentes. »*

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer si le Distributeur compte maximiser la valeur de la revente de surplus en vendant les attributs environnementaux de la portion éolienne de ses approvisionnements postpatrimoniaux. Dans l'affirmative, veuillez définir les étapes nécessaires pour concrétiser la vente de ses attributs environnementaux et spécifier l'échéancier pour atteindre ce but. Dans la négative, veuillez justifier ce choix.

Réponse :

En plus de retirer les revenus découlant des subventions gouvernementales versées aux fournisseurs d'énergie éolienne dans le cadre du programme ÉcoÉNERGIE, le Distributeur prévoit tirer le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat. Ces attributs peuvent prendre l'une des deux formes suivantes :

- Certificats d'énergie renouvelable (CER) ;
- Crédits de réduction de Gaz à effet de serre (GES).

Au cours des prochains mois, la participation du Distributeur au marché réglementé des CER sera évaluée. Plusieurs éléments doivent être considérés à cet égard, dont l'obligation d'exporter et de pouvoir suivre à la trace l'électricité associée à la vente de ces certificats, ainsi que la nécessité de développer un mécanisme de mise en marché adapté au fait que le Distributeur n'a pas le statut de participant dans les marchés où ces certificats seraient commercialisés. La vente de CER doit également être examinée à la lumière de l'entente d'équilibrage de la production éolienne actuellement en vigueur qui utilise les ressources hydro-électriques pour équilibrer la production de source éolienne.

En ce qui concerne le débouché potentiel que représente la vente de crédits de réduction de GES, le Distributeur continue de suivre de très près l'évolution de la réglementation canadienne sur les émissions atmosphériques. Au cours des prochains mois, il poursuivra ses efforts de représentation déjà amorcés auprès du gouvernement canadien et des représentants de l'industrie éolienne, afin de s'assurer de l'admissibilité des parcs éoliens et des centrales de cogénération à la biomasse sous contrat, advenant l'implantation d'un système de crédits compensatoires au Canada.

30.2 Veuillez fournir les prix historiques des REC's (Renewable Energy Credits) vendus sur les réseaux voisins.

Réponse :

Les prix auxquels les CER sont vendus dans les réseaux voisins varient en fonction de la réglementation en vigueur et des exigences associées à la commercialisation de ces certificats. Selon les informations disponibles publiquement, les prix des

CER se situent actuellement dans une fourchette allant de moins de 1 \$ à plus de 50 \$ selon les États et les marchés auxquels ils sont destinés. Il est toutefois important de noter que la taille et la profondeur des marchés de CER demeurent faibles. Par conséquent, les prix peuvent évoluer de façon marquée en fonction de la situation de l'offre sur ces marchés.

31. Référence: Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 60.

Préambule :

« En place depuis le début de 2007, l'équipe spécialisée en gestion des risques a pour mandat d'évaluer et d'assurer le suivi des risques de marché et de crédit se rapportant aux activités d'approvisionnement du Distributeur. »

Demandes :

31.1 Veuillez définir l'expression « *risques de marché* ».

Réponse :

Dans le contexte du Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur, les risques de marché réfèrent aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir pièce B-1-HQD-1, Document 1, section 7.1.2 aux pages 57 et 58).

31.2 Veuillez élaborer sur le mandat de cette équipe spécialisée en gestion des risques associés aux activités d'approvisionnement du Distributeur.

Réponse :

L'équipe spécialisée en gestion des risques constitue le *middle office* des activités d'approvisionnement du Distributeur. Elle est constituée de l'équivalent de moins de trois personnes-année dont deux membres à temps plein. Son mandat porte sur la gestion des risques de marché (fluctuation des prix d'électricité) et de crédit qui échappent au contrôle du Distributeur.

Les principales responsabilités de cette équipe sont les suivantes :

- Proposer les encadrements relatifs à la gestion des risques ;
- Calculer les indicateurs clefs aux fins du suivi des risques de marché et de crédit et produire des rapports de suivi ;

- **Mettre en place les contrôles requis afin de s'assurer du respect des encadrements ;**
- **Réviser les clauses se rapportant à la gestion des risques de crédit incluses dans les appels d'offres et les ententes d'approvisionnement ;**
- **Mettre à jour les banques de données requises (exemple : obtention et stockage des prix à terme fournis par les courtiers et les négociants) et s'assurer de leur intégrité.**

THÈME 5 - INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

- 32. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 38 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 6A, page 275 ;
(iii) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 6B.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que :

« La contribution en puissance des 2 000 MW d'énergie éolienne actuellement en processus d'analyse et de l'appel d'offres à venir pour 500 MW d'énergie éolienne additionnelle est fixée à 30 % de la puissance installée. Elle pourrait provenir d'une entente d'intégration éolienne, à l'image de celle en vigueur, de la contribution propre des éoliennes, ou d'une combinaison des deux ».

À la référence (ii), le Distributeur indique que, selon une analyse préliminaire réalisée à l'aide d'un modèle disponible commercialement, le potentiel de la contribution en puissance des éoliennes en Gaspésie serait d'environ 30 % de la puissance installée.

Le Distributeur présente à la référence (iii) le système de prévision de production éolienne ANEMOS qu'il a acquis en 2006.

Demandes :

- 32.1** Dans le cas où les résultats préliminaires de la référence (i) se confirmeraient, veuillez indiquer si le Distributeur pourrait compter sur la contribution propre des éoliennes pour établir la contribution en puissance des 2 000 MW de l'appel d'offres A/O 2005-03 sans avoir besoin d'une entente d'équilibrage ou du volet « puissance complémentaire » de l'entente d'équilibrage. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Les évaluations de contribution en puissance de la production éolienne sont spécifiques à la localisation et la taille des parcs éoliens simulés dans les modèles de fiabilité.

À cet effet, le Distributeur tient à souligner que l'analyse préliminaire réalisée prend en considération des données reconstituées sur la production des 8 parcs éoliens reliés aux contrats de l'A/O 2003-02, localisés en Gaspésie. Les résultats ne pourront donc être extrapolés à l'ensemble des 3 500 MW d'éoliennes prévues par les différents appels d'offres du Distributeur.

En conséquence, le Distributeur procédera à une nouvelle évaluation de la contribution en puissance des parcs éoliens, lorsque la localisation des éoliennes reliées à l'appel d'offres de 2 000 MW sera connue et que les données de production reconstituées seront disponibles. Cette nouvelle évaluation inclura les parcs reliés aux 990 mégawatts de contrats signés ainsi que ceux de l'appel d'offres de 2 000 MW.

Lorsque ces évaluations seront complétées, le Distributeur sera en mesure d'évaluer la puissance complémentaire requise.

- 32.2** Veuillez préciser dans quelle mesure le système de prévision de production éolienne ANEMOS pourrait être intégré aux systèmes de prévision de la charge climatique et de la demande du Distributeur pour une meilleure prévision de ses besoins en puissance à court terme.

Réponse :

ANÉMOS est un outil commercial produisant des prévisions de production éolienne à partir de prévisions météorologiques court terme (i.e. d'un horizon de l'ordre de 48 heures). Ce modèle n'est pas en mesure de contribuer à la prévision des besoins réguliers du Distributeur.

Ces dernières prévisions sont produites par TransÉnergie et transmises au Distributeur afin de lui permettre de gérer son portefeuille d'approvisionnements.

Pour l'instant, l'incertitude associée aux prévisions de production éolienne n'est pas bien connue et le Distributeur n'a pas en main suffisamment de données historiques pour pouvoir la quantifier

adéquatement. Comme il est mentionné à l'Annexe 6A du Plan d'approvisionnement 2008-2017, section 2.2, le Distributeur entend quantifier l'incertitude associée aux prévisions de production sur un horizon de 48 heures en fonction des conditions météorologiques anticipées. Cela permettra d'évaluer le risque associé à l'utilisation de la production prévue par ANEMOS dans le bilan offre-demande.

- 32.3** Dans la mesure où le Distributeur doit fournir au Producteur les prévisions de production éolienne en vertu du service d'équilibrage éolien de l'entente signée avec le Producteur, veuillez indiquer si le Distributeur examine la possibilité de gérer la variabilité résultante de la température, de la demande et de la production éolienne sans avoir recours à un service d'équilibrage. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 35.2.

- 33. Référence :** Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 53.

Préambule :

Au sujet des résultats préliminaires de l'étude de balisage, le Distributeur mentionne que :

« À cet effet, Hydro-Québec Distribution a mandaté la firme Hélimax pour raffiner et prolonger ses estimations d'une chronique de production pour les parcs éoliens du premier appel d'offres. Il existe maintenant des séries de 36 ans (de 1971 à 2006) de production éolienne horaire, coïncidentes avec l'historique météorologique. Ces données constituent, pour l'instant, l'information de base qui servira à évaluer les impacts relatifs à l'intégration des parcs éoliens du premier appel d'offres. La période de 36 ans couverte par la chronique correspond également à celle utilisée pour établir la normale et l'aléa climatique de la prévision de la demande. »

(nous soulignons)

Demandes :

- 33.1** Veuillez fournir les hypothèses de la « reconstitution » des chroniques de 36 ans de production éolienne par rapport à l'historique météorologique, en particulier : la résolution géographique de la vitesse des vents, la dispersion des parcs prévus en Gaspésie, le type d'éolienne, la densité de l'air selon les saisons, le phénomène de givre, les taux de panne des

machines (autres que les arrêts pour conditions météorologiques), les seuils de décrochage pour température basse et vents extrêmes, etc.

Réponse :

Les hypothèses ayant servi à la reconstitution des chroniques de 36 ans de production éolienne sont présentées dans le rapport « Reconstitution de séries historiques de production éolienne – Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW) », février 2008, de la firme Hélimax. La version du rapport est déposée en annexe 4 et a été caviardée, certains passages présentant des données individuelles des parcs éoliens ayant été retirées à la demande des promoteurs. Néanmoins, l'ensemble des hypothèses sous-jacentes à la reconstitution des chroniques y sont décrites.

Le Distributeur incite à la plus grande prudence dans l'interprétation et l'utilisation de ces données. Elles ne peuvent se substituer parfaitement aux données réelles.

33.2 Veuillez élaborer sur les écarts entre les résultats de cette reconstitution et les données réelles obtenues avec les premiers parcs en service depuis 2006.

Réponse :

Les chroniques couvrent une période de 36 ans, de 1971 à 2006. A la fin de 2006, seul le parc de Baie-des-Sables était en exploitation commerciale, les livraisons ayant débuté le 22 novembre. Les écarts entre les livraisons du parc de Baie-des-Sables et les chroniques de production du même parc ont été calculés sur une période de 40 jours, soit du 22 novembre au 31 décembre 2006 inclusivement.

Les livraisons du parc de Baie-des-Sables sont en moyenne de 10,3 MW supérieures aux productions simulées (nettes des diverses pertes). Cet écart moyen est de 3,9 MW s'il est calculé sur la base des productions simulées brutes (i.e. sans prise en compte des pertes). Cette différence s'explique en bonne partie par les hypothèses utilisées par Hélimax pour la génération des pertes par givre et verglas. Il est très difficile de reconstituer précisément les périodes de givre et verglas sur la base des données météorologiques disponibles. Pour cette raison, de telles pertes sont distribuées aléatoirement sur des heures

favorables à la formation de glace de la chronique. Or, il se trouve qu'un bon nombre d'entre elles surviennent en décembre 2006, dans la chronique produite par Hélimax. Par ailleurs, les conditions réelles de production à Baie-des-Sables ne font pas état de telles pertes sur la période de comparaison.

Comme mentionné au chapitre 7 du rapport de la firme Hélimax, différentes hypothèses de pertes peuvent être utilisées pour le calcul de la production simulée nette, selon l'utilisation que le Distributeur entend faire des chroniques. Le Distributeur est donc en mesure d'utiliser les chroniques de production éolienne tout en utilisant des hypothèses de pertes qui conviennent au contexte des études qu'il mène.

- 34. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 49 et 55 ;
(ii) Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 25.

Préambule :

À la page 49 de la référence (i), le Distributeur indique que :

« Un comité regroupant Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie ainsi que l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) a été mis sur pied (ci après le Comité). Son mandat consiste à identifier les différents enjeux associés à l'intégration de l'énergie éolienne et à coordonner les différentes activités visant à minimiser leurs impacts. » (nous soulignons)

À la page 55 de la référence (ii), le Distributeur fait état de plusieurs travaux concernant la problématique spécifique à l'intégration éolienne au réseau et indique que :

« Ces études seront déposées à la Régie en même temps que les états d'avancement du plan, au fur et à mesure qu'elles seront complétées. Elles pourront, lorsque l'information sera disponible, inclure l'impact des parcs éoliens de l'appel d'offres pour 2 000 MW d'énergie éolienne additionnelle. »

Dans la décision D-2005-178, la Régie indique que :

« Elle est d'avis qu'il pourrait être opportun d'adapter ce service d'équilibrage afin qu'il réponde aussi à des besoins cyclables. La Régie demande au Distributeur d'explorer cette alternative et de produire les résultats de son analyse dans son prochain plan d'approvisionnement. »

Demandes :

- 34.1** Veuillez préciser si les travaux mentionnés à la référence (ii) sont sous la responsabilité du Comité mentionné à la référence (i).

Réponse :

Les analyses sur les impacts de l'intégration des éoliennes sont décrites à la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 6A, sections 2.2, 3.2 et 4.2.

La contribution des autres unités de l'entreprise est requise. D'une part, la détermination des réserves d'exploitation requises et des provisions pour aléas est sous la responsabilité de TransÉnergie. Cette dernière est imputable de la fiabilité du réseau et possède l'information de base de même que l'expertise pour procéder aux évaluations d'impact. D'autre part, dans le cas de l'évaluation de l'impact de l'éolien sur les autres services complémentaires, il est requis de consulter les autres unités opérationnelles de l'entreprise afin de profiter de leur expertise. Par ailleurs, le Distributeur jouera le rôle de premier plan dans l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne.

- 34.2** Veuillez fournir l'échéancier de réalisation de ces travaux et préciser les livrables qui seront disponibles avant l'échéance de renouvellement de l'entente d'équilibrage.

Réponse :

Liste des livrables	Échéancier
<u>Balisage - Rapport sur les enjeux et les études d'intégration ailleurs dans le monde:</u> <ul style="list-style-type: none">▪ Principaux constats▪ Caractérisation de la production éolienne▪ Mécanismes de mise en marché de l'énergie éolienne▪ Impacts de l'intégration: méthodologie, outils d'analyse et synthèse des résultats▪ Contribution en puissance: méthodologie et synthèse des résultats	Préliminaire: juin 2008
	Version finale: juin 2009

Liste des livrables	Échéancier
<u>Étude des impacts</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Évaluation des impacts sur les réserves d'exploitation ▪ Évaluation des impacts sur les provisions pour aléas ▪ Évaluation des impacts sur les autres services complémentaires 	Décembre 2008 tenant compte du 1 ^{er} A/O Décembre 2009 tenant compte du 2 ^e A/O
<u>Contribution de la ressource éolienne à la fiabilité des approvisionnements :</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Évaluation de la contribution des parcs éoliens à la satisfaction de la demande du Distributeur, tout en respectant le critère de fiabilité en puissance 	Juin 2008 pour les 990 MW du 1 ^{er} appel d'offres et fin 2009 pour les évaluations incluant les parcs du 2 ^e A/O

34.3 Veuillez élaborer sur l'opportunité d'adapter un service d'équilibrage pour répondre à des besoins cyclables du Distributeur. Veuillez produire les résultats de votre analyse.

Réponse :

Le Distributeur possède actuellement un contrat « cyclable » de 250 MW. Depuis la date de début des livraisons, ce contrat a été utilisé presque exclusivement en base.

Compte tenu de l'expérience des dernières années, le Distributeur constate que le suivi de la charge est comblé de façon complète par la gestion de l'électricité patrimoniale, l'entente cadre et le recours aux marchés de court terme. Le produit cyclable ne fait donc plus partie des produits recherchés par le Distributeur, qu'il soit ou non jumelé à une entente d'intégration éolienne.

35. Références : (i) Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 6A, page 272 ;
(ii)
[http://www.hydro.mb.ca/francais/about_us/ar_2005/ar_2005_report_complete.p
df](http://www.hydro.mb.ca/francais/about_us/ar_2005/ar_2005_report_complete.pdf)

Préambule :

Au sujet de l'impact de l'éolien sur l'utilisation des équipements de production assurant l'équilibrage, le Distributeur mentionne à la référence (i) que :

« [...] Peu d'études quantifiant l'impact de l'intégration éolienne pour des parcs à prédominance hydroélectrique sont disponibles. Une étude de Manitoba Hydro indique que, pour un taux de pénétration éolien de l'ordre de 10 %, 50 % des coûts d'intégration proviennent d'une utilisation moins efficace des ressources hydrauliques. Ces résultats sont toutefois spécifiques à leur parc de production, qui est par ailleurs différent de celui d'Hydro-Québec. »

Dans le 55^e rapport annuel de Manitoba Hydro à la référence (ii), il est mentionné que :

« Presque toute l'électricité est issue de l'énergie hydraulique renouvelable. D'ailleurs, la Société produit en moyenne 30 milliards de kilowattheures d'électricité par année, comme suit :

- 98 % dans quatorze centrales hydro électriques aménagées principalement sur le fleuve Nelson et sur les rivières Winnipeg et Saskatchewan ;
- environ 2 % à partir de deux centrales thermique ;
- et quatre centrales au diesel construite dans des collectivités éloignées. »

Demandes :

35.1 Veuillez expliquer les différences entre le parc hydroélectrique du Producteur et celui de Manitoba Hydro.

Réponse :

Tableau R-35.1

	Manitoba Hydro	Hydro-Québec
Production annuelle	32 TWh, 98 % d'origine hydraulique (année se terminant le 31 mars 2007)	Ventes de 179,6 TWh, 97 % d'origine hydraulique (rapport annuel 2006)

	Manitoba Hydro	Hydro-Québec
Parc hydroélectrique	Le système hydrique est composé de 14 centrales réparties sur 4 rivières, d'une capacité installée d'environ 5,47 GW, et de 2 grands réservoirs.	Le système hydrique est composé de 55 centrales réparties sur 8 rivières, d'une capacité installée d'environ 33 GW, et de 26 grands réservoirs d'une capacité de stockage de 175 TWh.

Pour plus de détails, voir le site Internet de Manitoba Hydro :
http://www.hydro.mb.ca/corporate/ar/2006/AR0607_sourceInfo.pdf

http://www.hydro.mb.ca/corporate/facilities/generating_stations.shtml

http://www.hydro.mb.ca/corporate/facilities/maps/hydraulic_stations.shtml

- 35.2** Veuillez indiquer si l'efficacité de l'utilisation des ressources hydrauliques du Producteur n'est pas déjà couverte par son obligation légale de fournir l'électricité patrimoniale selon une courbe de puissance classée dont les modalités sont prévues par décret (8760 bâtonnets reclassés en fin d'année) et par le fait que le Distributeur a acquis un service d'équilibrage par contrat auprès du Producteur. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

L'obligation légale du Producteur en ce qui à trait à l'électricité patrimoniale se limite à rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel représenté par la courbe de puissances classées annexée au décret pour satisfaire la consommation de la clientèle québécoise du Distributeur. Les services nécessaires et généralement reconnus associés à l'électricité patrimoniale en assurent la sécurité et la fiabilité.

Les variations de la production éolienne s'ajoutent aux variations de la consommation de la clientèle du Distributeur et ne font donc pas partie des obligations du Producteur en ce qui à trait à l'électricité patrimoniale. En vertu de l'entente d'intégration éolienne, le Producteur s'est engagé à absorber les variations horaires de la production éolienne. Ainsi, le Producteur reçoit l'énergie éolienne et livre en échange au Distributeur de l'énergie à un taux de puissance constant et garanti.

Les services nécessaires et généralement reconnus associés à l'électricité patrimoniale incluent une provision pour les écarts de prévision de la demande et ne couvrent pas les écarts de prévision de la production éolienne. Des études sont d'ailleurs en cours à Hydro-Québec pour quantifier l'impact de la combinaison des deux écarts de prévisions.

THÈME 6 – APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

- 36. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 16 ;
(ii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1, annexe 1 ;
(iii) Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 34.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne qu'il « réalisera deux projets pilotes au Nunavik en vue de la réalisation éventuelle de JED dans toutes les communautés de cette région. Les sites actuellement envisagés pour ces projets pilotes sont Kangiqsualujjuaq et Akulivik ».

Demande :

- 36.1** Veuillez mettre à jour les études de la référence (ii) pour Kangiqsualujjuaq et Akulivik. Veuillez prendre en compte les bénéfices associés aux réductions d'émissions de GES et à la valeur de l'énergie excédentaire, tel que demandé par la Régie à la référence (iii).

Réponse :

La mise à jour des études est en cours. Le Distributeur prévoit les échéances suivantes :

- fin mars 2008 : étude mise à jour pour Akulivik et Kangiqsualujjuaq ;
- fin avril 2008 : étude mise à jour pour le Nunavik et les Îles-de-la-Madeleine ;
- début juin 2008 : rapport complet pour toutes les communautés sauf Wemotaci qui sera raccordée et île d'Entrée où le milieu ne veut pas d'éolien.

- 37. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 8 révisée le 18 janvier 2008 et page 21 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 2, page 53.

Préambule :

À la page 8 de la référence (i), il est indiqué que la puissance totale installée en 2006 est de 145,7 MW sans tenir compte du réseau de Schefferville. À la référence (ii), il est indiqué que la puissance installée prévue en 2017 pour Schefferville est de 23,1 MW.

À la page 21 de la référence (i), le Distributeur indique que « *La hausse des besoins nécessitera une augmentation de la puissance installée de 5,2 MW, pour atteindre 175,8 MW à la fin de 2017.* »

Demande :

- 37.1** Veuillez expliquer comment est obtenue la puissance installée de 175,8 MW en 2017, à partir de la puissance installée de 145,7 MW en 2006.

Réponse :

Le tableau suivant explique les chiffres présentés dans le Plan.

	MW
Puissance installée 2006	145,7
Schefferville	
Centrale de Menihek	18,0
Groupes électrogènes de secours	<u>6,8</u>
Total Schefferville	<u>24,8</u>
Puissance installée 2007	170,5
Ajouts de puissance 2008-2017	7,6
Retrait Centrale Wemotaci	<u>-2,3</u>
Puissance installée en 2017	175,8

Compte tenu des révisions apportées à la capacité des groupes (voir les réponses à la question 45), le bilan de puissance se lit maintenant comme suit :

	MW
Puissance installée 2006	145,7
Schefferville	
Centrale de Menihek	17,2
Groupes électrogènes de secours	<u>6,8</u>
Total Schefferville	<u>24,0</u>
Puissance installée 2007	169,7
Corrections à la capacité des groupes	0,3
Ajouts de puissance 2008-2017	7,6
Retrait de la centrale de Wemotaci	-2,3
Retrait de groupes électrogènes à Schefferville	<u>-1,7</u>
Puissance installée en 2017	173,6

- 38. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-2, document 2, page 61 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 18 ;
(iii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1.1, page 75.

Préambule :

La référence (i) indique que la centrale de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine est alimentée en mazout lourd et que toutes les autres centrales thermiques sont alimentées en mazout léger #2.

La référence (ii) dresse un bilan des émissions de GES des centrales thermiques du Distributeur et donne une estimation de leur potentiel de réduction.

Demandes :

- 38.1** Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (iii) pour les années 2005, 2006 et 2007.

Réponse :

Centrale	2005 (k\$)	2006 (k\$)	2007 (k\$)
Port-Menier	941 \$	1 007 \$	1 023 \$
La Romaine	2 009 \$	2 247 \$	2 800 \$
Lac Robertson	41 \$	33 \$	37 \$
Kuujuarapik	2 266 \$	2 883 \$	3 283 \$
Akulivik	616 \$	763 \$	819 \$
Umiujaq	520 \$	613 \$	712 \$
Ivujivik	386 \$	426 \$	524 \$
Inukjuak	1 713 \$	2 103 \$	2 335 \$
Puvirnituk	2 059 \$	2 100 \$	2 418 \$
Kuujuaq	3 728 \$	4 380 \$	5 251 \$
Kangirsuk	728 \$	860 \$	950 \$
Kangiqualujuaq	1 181 \$	1 119 \$	1 376 \$
Quaqtaq	540 \$	568 \$	787 \$
Tasiujaq	474 \$	551 \$	601 \$
Kangiqualujuaq	702 \$	960 \$	1 075 \$
Aupaluk	299 \$	356 \$	394 \$
Salluit	1 305 \$	1 528 \$	1 804 \$
Opiteciwan	1 635 \$	2 050 \$	2 265 \$
Wemotaci	943 \$	1 035 \$	1 159 \$
Clova	138 \$	173 \$	184 \$
Îles-de-la-Madeleine	11 689 \$	15 197 \$	15 647 \$
TOTAL	33 913 \$	40 949 \$	45 444 \$

38.2 Veuillez préciser comment sont prises en compte les spécifications du mazout #2 adapté au climat arctique ainsi que certaines émissions des moteurs diesel, le N₂O par exemple, dans le bilan de la référence (ii).

Réponse :

Les émissions de GES des centrales thermiques sont principalement constituées de CO₂.

Pour les Îles-de-la-Madeleine, les calculs sont basés sur les essais en cheminée réalisés lors de la mise en service de la centrale. Pour les autres centrales, il s'agit d'un facteur d'émission provenant de l'Environment Protection Agency (EPA) des États-Unis. (<http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html>, section 3.4). Ce facteur d'émission suppose que le carburant contient 87 % de carbone, et que celui-ci est entièrement converti en CO₂.

Les émissions de méthane (CH₄), sont également déclarées pour les Îles-de-la-Madeleine. Selon le facteur établi par l'EPA, ces émissions sont estimées, en CO₂ équivalent, à 0,12 % des émissions totales. C'est donc non significatif par rapport aux émissions de CO₂.

L'EPA n'indique aucun facteur d'émission pour le N₂O, pour les centrales diesel.

39. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 8 révisée le 18 janvier 2008.

Préambule :

Le tableau montre que les pertes d'électricité globales (*Usage interne, pertes et services auxiliaires*) atteignent 48,5 GWh en 2006, alors qu'elles étaient inférieures entre 2001 et 2005.

Demandes :

39.1 Veuillez définir ce qui est considéré comme *services auxiliaires* à la différence de *usage interne* dans le calcul des pertes d'électricité globales.

Réponse :

L'usage interne est l'électricité livrée aux bâtiments appartenant à Hydro-Québec. Les services auxiliaires correspondent à l'électricité destinée au fonctionnement des centrales (consommation des centrales).

39.2 Veuillez expliquer les raisons d'un niveau élevé de pertes d'électricité en réseau autonome (plus de 16 % des ventes en 2006).

Réponse :

L'ensemble « usage interne, pertes et services auxiliaires » est estimé par la différence entre la production et les ventes. Il semble que les ventes de 2006 soient sous-évaluées. Si tel est le cas, il est probable que cet écart soit renversé en 2007.

40. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 2, page 20.

Préambule :

Le tableau relatif au réseau de Salluit montre pour les *Usage interne, pertes et services auxiliaires* une valeur de - 0,4 GWh en 2003.

Demande :

40.1 Veuillez expliquer cette valeur négative.

Réponse :

L'ensemble « usage interne, pertes et services auxiliaires » est estimé par la différence entre la production et les ventes. Les ventes semblent avoir été sous-évaluées en 2002 et en contrepartie, surestimées en 2003. Ainsi, l'usage interne, les pertes et services auxiliaires sont plus élevés qu'ils devraient l'être en 2002, mais moins élevés en 2003. En moyenne, pour les années 2002 et 2003, l'usage interne, les pertes et services auxiliaires sont de 0,5 GWh ce qui se compare aux autres années.

41. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 9 et 10.

Préambule :

« L'écart observé entre la puissance réelle et celle prévue est, quant à lui, tributaire de l'écart en énergie, et varie en particulier en fonction des conditions climatiques observées à la pointe. » Or, le tableau 2 semble montrer que les ventes d'énergie peuvent varier indépendamment de la puissance de pointe et même avec une tendance à l'inverse.

Demandes :

41.1 Veuillez concilier la citation du préambule avec les valeurs du tableau 2.

Réponse :

Deux explications sont habituellement à la base des écarts en énergie et en puissance observés entre la prévision et les résultats publiés : l'effet volume et l'effet température.

L'écart généré par l'effet volume est celui provenant de la prévision (prévision des intrants, transposition de ceux-ci en énergie et en puissance). Cet écart tend à être de même signe pour l'énergie et la puissance, à moins d'une hypothèse erronée de facteur d'utilisation annuel dans la prévision de puissance. Par exemple, un ajout de charge ponctuel prévu, mais non réalisé entraîne une surestimation à la fois de l'énergie et de la puissance. Dans un tel cas, l'écart en puissance est tributaire de l'écart en énergie.

L'écart généré par l'effet température provient quant à lui des écarts entre les conditions climatiques normales et celles observées durant l'année pour l'énergie et au moment de la pointe pour la puissance. Ces écarts en énergie et en puissance peuvent présenter des signes différents. En effet, par exemple, il est possible que lors d'une année plus chaude que la normale, la pointe réelle ait été plus froide que la pointe normale.

L'effet conjugué de l'effet volume et de l'effet température peut donner un écart global en puissance relativement différent de l'écart global en énergie.

Par ailleurs, tel qu'expliqué dans la réponse à la question 39,2, les résultats publiés des ventes de 2006 ont peut-être été sous-estimés.

- 41.2** Veuillez élaborer sur l'impact des conditions climatiques sur les besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes, compte tenu que le chauffage des locaux n'est pas électrique dans la plupart des réseaux autonomes.

Réponse :

Pour les réseaux autonomes des régions du Nunavik et de la Haute-Mauricie, l'impact des conditions climatiques sur la demande d'électricité est sans doute minime, puisque la grande

majorité des clients chauffent leurs locaux au mazout ou au bois (environ 98 %). Pour les autres régions (Îles-de-la-Madeleine, Basse-Côte-Nord, Anticosti, Schefferville) l'impact peut être plus important, étant donné la proportion plus élevée de chauffage électrique dans les ventes d'électricité. Toutefois, l'effet sur les besoins en énergie et en puissance est difficilement quantifiable compte tenu de l'information sommaire dont le Distributeur dispose, notamment sur les températures observées pour ces villages.

- 41.3** Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients à développer une méthode de normalisation pour les conditions climatiques des besoins historiques en énergie et en puissance, pour chacun des réseaux et pour l'ensemble des réseaux autonomes.

Réponse :

Il est important de noter que le développement de cette méthode ne profiterait qu'aux réseaux autonomes où l'utilisation du chauffage électrique est significative (soit 6 réseaux autonomes sur 23).

Avantages :

- Permet d'isoler les variations de demande qui résultent uniquement de l'évolution des variables socio-économiques et des comportements des clients
- Pour l'analyse de la performance, permet une comparaison plus juste des prévisions aux résultats publiés

Inconvénients :

- Nécessite beaucoup de ressources compte tenu des difficultés à obtenir les intrants nécessaires pour le développement d'une telle méthode :
 - Définir la meilleure station météorologique à utiliser par réseaux autonomes ou par régions et obtenir les observations climatiques historiques correspondantes ;
 - Établir une normale climatique (1971-2006) par réseaux autonomes ou par régions sans réchauffement climatique ;

- **Au besoin, ajuster cette normale de base pour les effets régionaux du réchauffement climatique déjà réalisé ;**
- **Identifier, sur un très grand nombre d'hivers, le moment où la pointe a été observée sur chacun des réseaux (cette information n'est pas toujours disponible) pour pouvoir colliger les températures enregistrées lors des journées de pointe et établir une normale climatique à la pointe.**

41.4 Veuillez indiquer si le réchauffement climatique dans les régions nordiques est pris en compte dans la méthodologie de prévision de la demande. Dans l'affirmative, veuillez expliquer de quelle manière. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Non, le réchauffement climatique dans les régions nordiques n'est pas pris en compte dans la méthodologie de prévision de la demande. Hydro-Québec Distribution ayant mis en place des interventions commerciales décourageant l'utilisation du chauffage électrique dans les régions nordiques, les clients de ces régions ne se chauffent pratiquement pas à l'électricité. Le réchauffement climatique n'aura donc que très peu d'impact sur la demande d'électricité.

- 42. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 7 et page 8 révisée le 18 janvier 2008 ;
- (ii) Pièce B-1-HQD-2, document 2, page 11 ;
 - (iii) Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 15 à 23 ;
 - (iv) *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1^{er} avril 2007, chapitres 7 et 9.

Préambule :

La page 7 de la référence (i) indique que les réseaux autonomes comptent 15 215 abonnements à la fin de 2006. Le tableau 1 de la référence (i) indique qu'il y a 12 760 abonnements domestiques et agricoles en 2006. La Régie déduit qu'il y a 2 455 abonnements autres que domestiques et agricoles. Les références (ii) et (iii) permettent de calculer pour chacun des réseaux le nombre d'abonnements autres que domestiques et agricoles.

À la référence (iv), aucune indication ne précise le statut de l'éclairage public en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

Demandes :

42.1 Veuillez expliquer la proportion élevée d'abonnements autres que domestiques et agricoles en réseaux autonomes, par exemple 34 % à Aupaluk. Veuillez donner des précisions sur la nature de ces abonnements.

Réponse :

La proportion d'abonnements au secteur Général et institutionnel dans le total des abonnements est plus importante en réseau autonome qu'en réseau intégré en raison du caractère essentiel de certains services indépendamment du nombre de personnes dans un village (ex: centre de santé, magasin général, station d'essence, etc.). Les services à la population ne bénéficient pas des économies d'échelle que l'on observe sur le réseau intégré.

42.2 Veuillez préciser comment est pris en compte l'éclairage public en réseaux autonomes.

Réponse :

L'éclairage public et sentinelle en réseaux autonomes est facturé. Les ventes publiées servent d'intrant majeur à la prévision des ventes de ce secteur.

42.3 Veuillez ventiler les ventes d'énergie par catégorie de clientèle (*Domestique et agricole* et *Autres que domestiques et agricoles*) des pièces B-1-HQD-2, documents 1 et 2.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes a été élaboré selon les exigences du guide de dépôt. La ventilation des ventes dans le format demandé (de l'ordre d'une centaine de tableaux) n'est pas disponible pour l'instant et le Distributeur se questionne sur l'utilité de ce niveau de détails pour l'analyse du présent dossier.

43. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 13.

Préambule :

Le tableau 3 présente les besoins prévus sur l'horizon 2007-2017 en incluant ceux de Schefferville.

Demande :

43.1 Veuillez présenter le tableau 3 en excluant les besoins de Schefferville.

Réponse :

**Tableau R-43.1
Total Réseaux autonomes (sans Schefferville)
Prévision 2007-2017**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Crois. annuelle moy. 2007-2017
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	12 941	12 795	12 952	13 104	13 242	13 385	13 532	13 672	13 809	13 942	14 057	0,8%
Avec interventions commerciales												
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	311,0	312,0	315,2	319,4	324,5	330,2	335,8	341,4	347,1	352,9	358,6	1,4%
PGEÉ (en GWh)	1,4	4,0	6,3	7,6	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	58,8	59,6	59,4	60,3	61,4	62,5	63,6	64,7	65,8	67,0	68,2	1,5%
Production d'énergie (en GWh)	355,2	355,6	359,2	363,8	369,5	375,8	382,0	388,3	394,6	401,0	407,3	1,4%
Pointe annuelle (en MW) ¹	75,8	74,6	75,5	76,6	77,8	79,1	80,4	81,7	83,0	84,4	85,7	1,2%

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

44. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 27 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 31 et 61.

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que l'augmentation de la charge d'Akulivik plus importante que prévue nécessite la mise en service d'une nouvelle centrale en 2012. Un projet pilote de JED est prévu en parallèle à la construction de la nouvelle centrale.

La page 31 de la référence (ii) montre que la puissance installée à Akulivik passe de 1 MW en 2011 à 2 MW en 2012. Quant à la puissance garantie, elle passe de 0,6 MW à 0,8 MW.

La page 61 de la référence (ii) montre que les moteurs de la centrale d'Akulivik ont environ 35 000 heures d'âge moyen.

Demandes :

44.1 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (i) quant à l'augmentation de la charge de Akulivik plus importante que prévue avec la comparaison par rapport au dernier plan d'approvisionnement (page 31 de la référence (ii)) qui montre une augmentation de la charge de 0,21 % plus importante que prévue sur la période 2004-2014.

Réponse :

L'augmentation de l'énergie est de 0,21 GWh (et non pas 0,21%) de plus que prévu au *Plan d'approvisionnement 2005-2014*. Or, c'est la pointe de la charge et non l'énergie annuelle qui détermine les besoins en équipements. Dans le plan précédent, la construction de la nouvelle centrale était prévue au-delà de l'horizon du plan. La pointe plus importante que prévu, de l'ordre de 50 kW de plus (environ 9%), vient devancer le besoin de nouvelle centrale.

44.2 Veuillez donner plus de détails sur le besoin d'une nouvelle centrale en 2012, compte tenu notamment d'une augmentation de la charge de 0,21 % plus importante que prévue par rapport au dernier plan d'approvisionnement et de l'âge moyen des moteurs de la centrale existante.

Réponse :

L'augmentation de l'énergie est de 0,21 GWh (et non pas 0,21%) de plus que prévu au *Plan d'approvisionnement 2005-2014*.

Concernant l'âge des moteurs : la durée de vie du type de moteurs installés à Akulivik est de 60 000 heures. Avec un fonctionnement d'environ 16 000 heures par année, l'âge moyen des groupes serait de 67 000 heures à la fin de 2012. Afin de ne pas dépasser la vie utile à la fin de 2012, le groupe #3 sera remplacé en 2009 et fonctionnera en priorité. Ce nouveau groupe aura alors environ 21 000 heures à la fin de 2012 et sera récupéré pour une autre centrale. Les autres auront atteint environ

60 000 heures à la fin de 2012 ; ils seront donc à la fin de leur vie utile.

Le besoin d'une nouvelle centrale origine principalement du manque d'espace pour ajouter de la puissance additionnelle ainsi que de la désuétude des installations, comme c'était le cas pour Kuujuaq.

44.3 Veuillez expliquer pourquoi en doublant la puissance installée, la puissance garantie n'augmente que de 33 %.

Réponse :

Le calcul de la puissance garantie s'effectue en faisant abstraction de la puissance du plus gros groupe. Afin d'optimiser le rendement et l'utilisation des groupes dans les petites centrales, le Distributeur prévoit installer des groupes de puissance différente. Par exemple : groupe n° 1 : 350 kW ; groupe n° 2 : 600 kW, groupe n° 3 : 1000 kW. Avec cette configuration, la puissance installée double (passant à 1950 kW) mais la puissance garantie n'augmente que de 33%. Il est à noter que lors de l'avant-projet la puissance des groupes à installer sera ajustée selon les groupes disponibles et pourrait être différente de celle illustrée.

45. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 29, 33 et 34 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 2, pages 46, 53, 61 et 65.

Préambule :

À la page 29 de la référence (i), le Distributeur mentionne qu'aucun programme d'utilisation efficace de l'énergie, visant l'utilisation du mazout comme source de chauffage, n'est offert à la clientèle du réseau du Lac Robertson (Basse Côte-Nord excluant La Romaine). À la page 46 de la référence (ii), les prévisions de la demande d'énergie et de puissance en 2017 sont respectivement de 63,4 GWh et 17,7 MW pour le réseau du Lac Robertson qui bénéficie d'une puissance installée de 33 MW et d'une puissance garantie de 20,3 MW. À la page 61 de la référence (ii), le la capacité installée totalise 21,6 MW et que le facteur d'utilisation de la centrale est de 47,1 % (soit 89 GWh/an).

Aux pages 33 et 34 de la référence (i), le Distributeur indique que la centrale hydroélectrique de Menihék, située au Labrador, produit l'énergie nécessaire aux clients de Schefferville et qu'il n'y a pas de programme d'utilisation efficace de l'énergie. À la page 65 de la référence (ii), les prévisions de taux de croissance de la demande d'énergie et de puissance de Schefferville sont respectivement de 46 % et 31 % sur l'horizon 2006-2017, pour atteindre en 2017, 60,3 GWh et 13,5 MW avec une puissance installée variant entre 23,1 et 24,8 MW. À la page 61 de la référence (ii), le Distributeur indique que la capacité installée totalise 18 MW et que le facteur d'utilisation de la centrale est de 45,7 % (soit 72 GWh/an). À la page 53 de la référence (ii), le Distributeur indique que la puissance installée pour Shefferville variera entre 21,4 MW et 23,1 MW pour une puissance garantie après 2009 de 12,7 MW.

Demandes :

45.1 Veuillez donner la définition du facteur d'utilisation utilisé à la page 61 de la référence (ii) dans le cas d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome. Veuillez préciser si ce facteur est déterminé par le profil de charge du réseau, par le profil de production potentielle des équipements installés en fonction de l'hydraulicité du bassin alimentant la centrale ou par une combinaison des deux profils précédents.

Réponse :

Le FU correspond à l'énergie annuelle produite à la centrale, divisée par la pointe du réseau multipliée par 8760 heures. Il s'agit du FU de la charge.

LAC ROBERTSON

45.2 Veuillez concilier les différentes valeurs de puissance installée à la page 46 de la référence (ii), de capacité installée à la page 61 de la référence (ii) et de puissance garantie à la page 46 de la référence (ii).

Réponse :

La capacité installée mentionnée à la page 61 correspond à la puissance de la centrale hydraulique seulement, soit 21,6 MW. La puissance installée mentionnée à la page 46 correspond à la puissance installée sur le réseau du Lac Robertson, incluant les centrales de réserve : Lac Robertson 21,6 MW + Blanc Sablon 4,9 MW + La Tabatière 6,8 MW + St-Augustin 0,4 MW = 33,7 MW. Le tableau de la page 46 sera révisé en conséquence.

45.3 Veuillez expliquer comment est obtenue la puissance garantie de 20,3 MW à la page 46 de la référence (ii).

Réponse :

La puissance garantie du réseau du Lac Robertson est calculée en additionnant les puissances installées de toutes les centrales du réseau, sauf le plus gros groupe de la centrale hydraulique, et en multipliant le tout par 90 %, soit $(10,8 \text{ MW} + 4,9 \text{ MW} + 6,8 \text{ MW} + 0,4 \text{ MW}) \times 90 \% = 20,6 \text{ MW}$. Le tableau de la page 46 sera révisé en conséquence.

SCHEFFERVILLE

45.4 Veuillez concilier les différentes valeurs de puissance installée à la page 65 de la référence (ii), de capacité installée à la page 61 de la référence (ii) et de puissance installée à la page 53 de la référence (ii).

Réponse :

Premièrement, la puissance installée 2006 à Menihék dans le tableau de la page 61 de la référence (ii) devrait se lire 2 x 4400 kW et 1 x 8400 kW (au total 17,2 MW). Une correction sera apportée à ce tableau. Par conséquent, la puissance installée 2006, 2010 et 2017 dans le tableau de la page 65 de la référence (ii) devrait se lire 24,0 , 22,3 et 22,3 MW. Une correction sera également apportée à ce tableau.

La puissance installée correspond à la puissance de la centrale Menihék plus la puissance de réserve installée à Schefferville en 2007, soit 17,2 MW + 4 groupes électrogènes de 1700 kW = 24,0 MW. Cette puissance diminuera car le Distributeur prévoit diminuer la puissance de réserve à 2 x 1700 kW en 2008 donc 20,6 MW. Plus tard, au besoin, le Distributeur prévoit rajouter un troisième groupe de 1700 kW à la réserve, pour un total de 22,3 MW. Le tableau de la page 53 sera également corrigé.

45.5 Veuillez expliquer comment est obtenue la puissance garantie de 12,7 MW à la page 53 de la référence (ii).

Réponse :

La puissance garantie est calculée en prenant la puissance installée du réseau Schefferville, soit 22,3 MW moins la puissance du groupe le plus puissant, soit 8,4 MW. Le tout multiplié par 90 %. Avec les corrections mentionnées à la réponse à la question 45.4, la puissance garantie sera révisée à 12,5 MW.

45.6 Veuillez expliquer les variations prévues de puissance installée de la centrale Mehinek.

Réponse :

Les variations ne touchent que les groupes électrogènes de réserve (voir la réponse à la question 45.4).

45.7 Compte tenu que la puissance garantie (12,7 MW) ne semble pas suffire à combler la charge prévue à l'horizon 2017 (13,5 MW), veuillez élaborer sur la faisabilité de déployer un programme d'utilisation efficace de l'énergie.

Réponse :

Pour chacun des projets d'ajouts de capacité, le Distributeur évalue l'opportunité d'optimiser ses interventions commerciales actuelles et de mettre en place de nouvelles. Ces analyses d'opportunité font partie d'un processus. C'est dans le cadre de ce processus que le Distributeur a modifié le programme d'utilisation efficace du mazout à Anticosti en 2005.

46. Référence : Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 2 de la Régie relativement à l'état d'avancement 2006 du plan d'approvisionnement 2005-2014, 22 janvier 2007, page 9.

Préambule :

Le Distributeur mentionne au sujet des énergies renouvelables en réseaux autonomes que : « *L'inventaire des technologies existantes, de leur maturité et du coût de revient global est terminé. Par la suite, les technologies les plus prometteuses seront analysées sous la forme d'études de faisabilité associées à des sites précis* ».

Demandes :

46.1 Veuillez fournir le rapport relatif à l'inventaire des technologies d'énergie renouvelable et les résultats des études de faisabilité qui en ont découlé.

Réponse :

Le Distributeur dépose deux rapports en annexes 2 et 3 au présent document :

Les énergies renouvelables, Hydro-Québec, 2007. (HQD-3, Document 1, Annexe 1)

Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les réseaux autonomes, Centre Hélios, 2006. (HQD-3, Document 1, Annexe 2)

Les études de faisabilité ne sont pas terminées.

46.2 Veuillez préciser si l'éventail des technologies identifiées touche aussi bien la production d'électricité que le chauffage des locaux et de l'eau par récupération de chaleur par exemple.

Réponse :

Oui.

47. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 6, 11, 12, 15 à 17 et 19 ;
(ii) http://www.canren.gc.ca/renew_ene/index_f.asp?CalD=47&PgID=906.

Préambule :

À la page 6, le Distributeur met en valeur les avantages de la technologie des centrales thermiques au diesel pour alimenter en électricité les réseaux autonomes. Il affirme par ailleurs à la page 19 qu'il « *met en oeuvre la solution réalisable au moindre coût* ».

Aux pages 11 et 12, le Distributeur rappelle qu'un tarif dissuasif est appliqué au nord du 53^e parallèle et que des programmes d'efficacité énergétique sont mis en place pour éviter l'usage de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau.

Aux pages 15 à 17, le Distributeur exprime sa volonté de privilégier le recours aux énergies renouvelables en envisageant la réalisation de projets hydroélectriques, le raccordement au réseau intégré et la réalisation de JED. À cet égard, il indique qu'il fera des études visant à déterminer des moyens simples, efficaces et peu coûteux de valoriser l'énergie excédentaire.

Demandes :

47.1 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait se servir des résultats d'expériences de réseaux de chaleur, par exemple comme celle de Oujé Bougoumou présentée à la référence (ii), pour le chauffage des locaux ou de l'eau. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

D'une part, le Distributeur rappelle que le village d'Oujé-Bougoumou a été construit au début des années 1990. Le village a été planifié en fonction du réseau de chauffage urbain. Dans les villages actuellement desservis par des réseaux autonomes, la construction d'un réseau de chauffage urbain nécessiterait des infrastructures importantes, de mêmes que des modifications aux systèmes de chauffage des immeubles existants.

Le Distributeur rappelle également que la fourniture de chaleur ne relève pas de sa mission. Les programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes ne visent que la réduction des besoins en électricité, sur une base du moindre coût.

47.2 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage valoriser la chaleur produite par les centrales thermiques. Dans l'affirmative, veuillez déposer les résultats des analyses réalisées en fonction des coûts du mazout et de la valeur des émissions évitées de GES. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

En réseaux autonomes, le Distributeur récupère la chaleur des centrales thermiques pour le chauffage de la centrale elle-même et de ses locaux administratifs et pour le chauffage de l'eau chaude domestique, lorsque cela est possible. Dans le cas précis de la future centrale de Kuujuaq, le Distributeur a également prévu que la chaleur récupérée pourrait être utilisée par un client

qui s'établirait près de la centrale (R-3623-2007, HQD-1, Document 2, p. 3-11).

- 47.3** Considérant que le Distributeur est impliqué, à travers ses programmes commerciaux, dans la fourniture de chaleur en plus de celle d'électricité, veuillez préciser comment sont pris en compte les coûts futurs du pétrole et les possibilités de mise en valeur des réductions d'émission de gaz à effet de serre, dans le processus de recherche de solutions au moindre coût pour assurer le service énergétique des communautés.

Réponse :

Dans le cadre des interventions commerciales, les coûts futurs des combustibles sont inclus dans l'analyse, tant pour la perspective du coût à la centrale que du coût pouvant découler d'un programme d'utilisation efficace du mazout.

- 47.4** Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients à établir des partenariats avec des consortiums en mesure de réaliser puis d'exploiter des installations pour la fourniture d'électricité et/ou de chaleur de diverses sources. Veuillez indiquer si le Distributeur envisage cette solution alternative afin de desservir la clientèle des réseaux autonomes au moindre coût et en justifier le choix.

Réponse :

Pour la fourniture d'électricité, le Distributeur réitère l'importance qu'il accorde au fait d'être propriétaire exploitant des centrales, en réseau autonome, en plus d'en faire la conception, l'approvisionnement et la construction (R-3623-2007, HQD-2, Document 1, r. 3.2 et 3.3). Cela dit, le Distributeur n'écarte pas la possibilité d'acheter de l'électricité de centrales appartenant à des communautés ou de constituer des partenariats avec ces dernières pour la construction et l'exploitation d'équipements de production éolienne ou hydraulique.

Quant à la fourniture de chaleur, le Distributeur réitère que la fourniture de chaleur ne relève pas de sa mission.