

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-133

R-3648-2007

20 octobre 2008

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Michel Hardy
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale — phase 2

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017
du Distributeur*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 5 |
| PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ | 6 |
| 1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ..... | 6 |
| 1.1 Scénarios de prévision | 6 |
| 1.2 Hypothèses énergétiques | 8 |
| 1.3 Secteur <i>Industriel Grandes entreprises</i> | 9 |
| 1.4 Prévision des besoins annuels de chauffage | 11 |
| 1.5 Normalisation | 12 |
| 1.6 Efficacité énergétique | 13 |
| 1.7 Conclusion | 14 |
| 2. CRITÈRES DE FIABILITÉ..... | 14 |
| 2.1 Critères de fiabilité en énergie | 15 |
| 2.1.1 Critère applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur | 15 |
| 2.1.2 Critère applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur | 17 |
| 2.2 Critère de fiabilité en puissance | 18 |
| 2.3 Critère de fiabilité du réseau de transport..... | 21 |
| 3. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT | 23 |
| 3.1 Électricité patrimoniale..... | 23 |
| 3.1.1 Abolition de la provision pour la gestion des approvisionnements en temps réel..... | 23 |
| 3.1.2 Services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale | 24 |
| 3.2 Entente cadre | 24 |
| 3.3 Approvisionnements en énergie | 25 |
| 3.4 Approvisionnements en puissance | 26 |
| 3.4.1 Partage de réserve et achats sur les marchés de court terme | 28 |
| 3.4.2 Électricité interruptible et groupes électrogènes de secours..... | 30 |
| 3.4.3 Abaissement de tension..... | 30 |
| 3.4.4 Moyens de gestion de la demande en puissance | 31 |
| 3.4.5 Appels d'offres de moyen et de long termes..... | 33 |
| 3.4.6 Conclusion..... | 34 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 3.5 | Gestion des surplus énergétiques | 34 |
| 3.6 | Approvisionnements de court terme | 35 |
| 3.6.1 | Activités d'achat et de revente | 35 |
| 3.6.2 | Chambre de transactions | 36 |
| 3.6.3 | Plateforme électronique | 36 |
| 3.7 | Caractéristiques des appels d'offres de long terme..... | 37 |
| 3.8 | Coûts de transport..... | 39 |
| 4. | INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE | 40 |
| 4.1 | Ententes d'intégration éolienne..... | 40 |
| 4.1.1 | Contribution en puissance des parcs éoliens..... | 41 |
| 4.1.2 | Livraisons uniformes | 41 |
| 4.1.3 | Puissance complémentaire | 42 |
| 4.1.4 | Adaptation du service d'équilibrage aux besoins de nature cyclable..... | 42 |
| 4.1.5 | Conclusion..... | 42 |
| 4.2 | Attributs environnementaux..... | 43 |
| 5. | GESTION DES RISQUES..... | 44 |
| 6. | CONCLUSION..... | 47 |
| PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES ... | | 48 |
| 1. | PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ..... | 48 |
| 2. | CRITÈRE DE PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS | 48 |
| 3. | MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS | 49 |
| 3.1 | Réseau d'Akulivik..... | 50 |
| 3.2 | Réseau de Schefferville | 50 |
| 3.3 | Jumelage éolien-diesel..... | 51 |
| 4. | RÉCUPÉRATION DE CHALEUR..... | 52 |
| 5. | GAZ À EFFET DE SERRE..... | 53 |
| 6. | CONCLUSION..... | 53 |
| | DISPOSITIF | 54 |

INTRODUCTION

Le 1^{er} novembre 2007, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver son plan d'approvisionnement 2008-2017 (le Plan). La demande est déposée en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*².

Le 1^{er} avril 2008, la Régie, par sa décision D-2008-046, scinde le dossier en deux phases. La phase 1 est consacrée à l'étude de la demande d'approbation de deux conventions (les Conventions) que le Distributeur a conclues avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) et des éléments du Plan qui sont pertinents à leur étude. Ces Conventions permettent de différer, entre 2008 et 2011, des livraisons d'énergie prévues à deux contrats³ d'approvisionnement en électricité conclus avec le Producteur et d'en programmer le retour entre 2012 et 2020. La phase 2 est consacrée à l'étude complète de la demande d'approbation du Plan.

Le 26 mai 2008, la Régie statue sur la phase 1 du dossier en approuvant, par sa décision D-2008-076⁴, les Conventions. Le 25 juin 2008, la Régie en expose les motifs.

Dans la présente décision, la Régie statue sur la phase 2 du dossier. Elle procède à l'examen du Plan en deux parties. La première porte sur les approvisionnements du réseau intégré⁵ et la seconde concerne les approvisionnements des réseaux autonomes⁶.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6038.

³ Un contrat pour des livraisons en base de 350 MW et un contrat pour des livraisons cyclables de 250 MW.

⁴ Une rectification (D-2008-076R) est apportée à cette décision le 20 juin 2008.

⁵ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients desservis par le réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

⁶ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients non reliés au réseau de transport du Transporteur.

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

La prévision de la demande en énergie et en puissance présentée dans le Plan est basée sur l'information disponible en août 2007 (phase 2 du dossier). Un ajustement à cette prévision a été fourni dans le cadre de la phase 1 du présent dossier⁷. La Régie se limite toutefois dans cette section à reprendre l'information fournie en phase 2.

1.1 SCÉNARIOS DE PRÉVISION

La prévision de la demande comprend trois scénarios, soit les scénarios faible, moyen et fort.

Selon le scénario moyen⁸, les ventes croîtront de 15,1 TWh entre 2007 et 2017, correspondant à un taux annuel moyen de 0,8 %. Il s'agit d'un ralentissement marqué par rapport à la période 1997-2007 durant laquelle les ventes normalisées ont crû de 26,0 TWh, soit un taux annuel moyen de 1,7 %. Selon le Distributeur, l'évolution de la démographie et le déploiement du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) expliquent en partie ce phénomène⁹.

Tableau 1
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (en TWh)

| | 2007 ⁽¹⁾ | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Croissance TWh | 2007-17 tx annuel moyen |
|--|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------------------|
| Domestique et Agricole | 59,2 | 60,3 | 60,1 | 60,5 | 61,0 | 61,7 | 61,9 | 62,3 | 62,7 | 63,4 | 63,6 | 4,5 | 0,7 % |
| Général et Institutionnel | 34,2 | 34,9 | 35,2 | 35,7 | 36,0 | 36,5 | 36,7 | 37,0 | 37,3 | 37,8 | 38,1 | 3,9 | 1,1 % |
| Industriel PME | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,3 | 9,4 | 9,4 | 9,5 | 9,6 | 9,8 | 9,9 | 0,6 | 0,7 % |
| Industriel Grandes entreprises | 64,1 | 61,4 | 63,8 | 66,1 | 66,5 | 67,4 | 67,9 | 68,4 | 68,9 | 69,5 | 69,8 | 5,7 | 0,9 % |
| Autres | 5,1 | 5,2 | 5,2 | 5,3 | 5,3 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,5 | 5,5 | 0,4 | 0,7 % |
| Ventes régulières au Québec | 171,8 | 170,9 | 173,6 | 176,8 | 178,0 | 180,3 | 181,3 | 182,6 | 184,0 | 185,9 | 186,9 | 15,1 | 0,8 % |

⁽¹⁾ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 55

⁷ Pièce B-40, pages 8 et 9.

⁸ Exceptionnellement pour la prévision de l'année 2008, des informations ultérieures au mois d'août 2007 ont été intégrées au scénario moyen de cette prévision. Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 7.

⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 12.

Toujours selon le scénario moyen, la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver passe de 35 100 MW en 2006-2007 à 38 681 MW en 2016-2017, correspondant à une croissance annuelle moyenne de 1,0 %.

Tableau 2
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages
Scénario moyen (en MW)

| | 2006- 2007 | 2007- 2008 | 2008- 2009 | 2009- 2010 | 2010- 2011 | 2011- 2012 | 2012- 2013 | 2013- 2014 | 2014- 2015 | 2015- 2016 | 2016- 2017 | Croissance MW | 2006-16 tx annuel moyen |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|-------------------------------|
| Valeurs normalisées pour les conditions climatiques⁽¹⁾ | | | | | | | | | | | | | |
| Chauffage domestique et agricole | 10 337 | 10 584 | 10 593 | 10 713 | 10 811 | 10 897 | 10 969 | 11 031 | 11 093 | 11 120 | 11 192 | 855 | 0,8 % |
| Chauffage général et institutionnel | 3 260 | 3 324 | 3 333 | 3 338 | 3 308 | 3 267 | 3 224 | 3 180 | 3 137 | 3 079 | 3 081 | (179) | (0,6 %) |
| Eau chaude domestique et agricole | 1 556 | 1 581 | 1 604 | 1 624 | 1 644 | 1 665 | 1 683 | 1 699 | 1 713 | 1 727 | 1 742 | 186 | 1,1 % |
| Industriel PME | 1 471 | 1 453 | 1 460 | 1 467 | 1 475 | 1 486 | 1 499 | 1 514 | 1 532 | 1 552 | 1 569 | 98 | 0,6 % |
| Industriel Grandes entreprises | 7 785 | 7 745 | 7 867 | 8 178 | 8 226 | 8 319 | 8 406 | 8 466 | 8 526 | 8 585 | 8 640 | 855 | 1,0 % |
| Autres usages | 10 691 | 11 282 | 11 362 | 11 531 | 11 665 | 11 784 | 11 920 | 12 058 | 12 192 | 12 317 | 12 457 | 1 766 | 1,5 % |
| Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i> | 35 100 | 35 968 | 36 219 | 36 851 | 37 129 | 37 418 | 37 701 | 37 948 | 38 193 | 38 380 | 38 681 | 3 581 | 1,0 % |
| Impacts des conditions climatiques⁽¹⁾ | 493 | | | | | | | | | | | | |
| Valeurs réelles | | | | | | | | | | | | | |
| Besoins régulier du Distributeur | 35 593 | | | | | | | | | | | | |

⁽¹⁾ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 60

Les scénarios faible et fort de la prévision de la demande en énergie et en puissance sont illustrés ci-après.

Tableau 3
Scénarios d'encadrement de la prévision de la demande
Ventes (en TWh)

| | 2007 ⁽¹⁾ | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Croissance TWh | 2007-17 tx annuel moyen |
|-----------------|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------------------|
| Scénario moyen | 171,8 | 170,9 | 173,6 | 176,8 | 178,0 | 180,3 | 181,3 | 182,6 | 184,0 | 185,9 | 186,9 | 15,1 | 0,8 % |
| Scénario fort | 172,9 | 175,0 | 177,6 | 181,9 | 184,7 | 188,3 | 190,4 | 192,9 | 195,5 | 198,4 | 200,2 | 27,2 | 1,5 % |
| Scénario faible | 170,1 | 168,1 | 168,4 | 168,6 | 168,3 | 169,0 | 168,6 | 168,7 | 169,0 | 169,9 | 172,1 | 2,0 | 0,1 % |

⁽¹⁾ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2B, page 73

Tableau 4
Scénarios d'encadrement de la prévision de la demande
Besoins en puissance à la pointe d'hiver (en MW)

| | 2006- | 2007- | 2008- | 2009- | 2010- | 2011- | 2012- | 2013- | 2014- | 2015- | 2016- | Croissance | 2006-16 |
|-----------------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|-----------|
| | 2007 ⁽¹⁾ | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | MW | tx annuel |
| | | | | | | | | | | | | | moyen |
| Scénario moyen | 35 100 | 35 968 | 36 219 | 36 851 | 37 129 | 37 418 | 37 701 | 37 948 | 38 193 | 38 380 | 38 681 | 3 581 | 1,0 % |
| Scénario fort | 35 100 | 36 476 | 36 897 | 37 734 | 38 259 | 38 777 | 39 279 | 39 744 | 40 234 | 40 619 | 41 082 | 5 982 | 1,6 % |
| Scénario faible | 35 100 | 35 348 | 35 348 | 35 519 | 35 515 | 35 524 | 35 543 | 35 555 | 35 593 | 35 613 | 36 039 | 939 | 0,3 % |

⁽¹⁾ Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2B, page 73

Quant à la prévision des ventes, S.É./AQLPA recommande à la Régie de demander au Distributeur « *d'utiliser une marge de probabilité plus grande quant au scénario fort à l'horizon de ce Plan* »¹⁰. L'intervenant explique que des scénarios à long terme plus contrastés aident le Distributeur à se doter de la flexibilité nécessaire pour prendre en compte les aléas prévisionnel et climatique dans le choix de ses produits d'approvisionnement à long terme¹¹.

De plus, S.É./AQLPA invite la Régie à demander au Distributeur « *de ne procéder à la révision des scénarios d'encadrement que lors des révisions triennales du Plan d'approvisionnement* »¹².

La Régie ne retient pas les recommandations de S.É./AQLPA au sujet des scénarios d'encadrement. En ce qui a trait à la première proposition de l'intervenant, la Régie considère que les scénarios fort et faible permettent de prendre en compte la plupart des variations des paramètres. De plus, les critères de fiabilité remplissent déjà adéquatement leur rôle dans la planification des approvisionnements. Quant à la seconde proposition, la Régie juge que la révision annuelle des scénarios d'encadrement effectuée lors des états d'avancement des plans d'approvisionnement représente une source d'information utile.

1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Certains intervenants recommandent à la Régie de demander au Distributeur de revoir ses prévisions de prix du pétrole, étant donné l'importante évolution à la hausse de cette variable en cours de dossier. Selon S.É./AQLPA cependant, ce n'est que si la hausse des

¹⁰ Pièce C-9-33, page 1.

¹¹ Pièce C-9-13, pages 1 et 2.

¹² Pièce C-9-33, page 1.

prix du pétrole se maintenait dans le prochain état d'avancement du Plan, qu'il y aurait lieu de considérer des modifications à la prévision de la demande¹³.

Étant donné la forte variabilité dont fait preuve actuellement le prix de marché du pétrole, la Régie juge qu'il est prématuré, dans le cas du réseau intégré, de revoir la valeur attribuée à cette variable et ses impacts sur la prévision de la demande pour l'horizon du Plan.

L'AIEQ recommande que « *le Distributeur mette à jour ses analyses de taux de pénétration de l'électricité dans le marché commercial et institutionnel et qu'il précise dans le prochain état d'avancement du Plan l'impact sur la demande d'électricité de ce secteur* »¹⁴.

À ce sujet, le Distributeur mentionne que « *le suivi de la prévision de la demande est effectué de façon régulière et que le type d'analyse suggéré se fait déjà dans le cadre des activités courantes* »¹⁵.

La Régie juge que la réponse du Distributeur est satisfaisante en ce qu'elle démontre que ce dernier se préoccupe de la question sur une base continue.

1.3 SECTEUR INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES

Le ROÉÉ conclut de son analyse portant sur la performance de la prévision de la demande que :

*« L'analyse du ROÉÉ sur la prévision de la demande d'Hydro-Québec démontre l'existence d'un biais vers la surestimation de la demande. Pour l'ensemble des marchés, Hydro-Québec surestime la demande quatre fois sur cinq à court et moyen terme, et presque systématiquement à long terme. Cette surestimation des besoins est présente à divers niveaux pour plusieurs secteurs mais est particulièrement manifeste pour le secteur industriel où la surestimation est presque systématique pour l'ensemble de la période étudiée. »*¹⁶

¹³ Pièce C-9-33, page 1.

¹⁴ Pièce C-2-10, page 4.

¹⁵ Pièce B-87, page 2.

¹⁶ Pièce C-8-14, page 10.

En conséquence, le ROÉÉ propose de « *corriger l'évaluation de la demande future industrielle en amenant certains correctifs entre autres on pourrait prévoir une fermeture générique. [...] Donc, ça viendrait corriger le biais qui est observé présentement* »¹⁷.

À partir de données résultant d'une évaluation probabiliste basée sur l'horizon 1985-2006, le Distributeur « *ne peut conclure à la présence de biais statistiquement significatif pour les ventes totales, soit des horizons où la valeur-p du test de signe est inférieure à 5 %. À cet égard, le ROÉÉ ne procède pas à l'analyse de significativité statistique des écarts qu'il produit* »¹⁸.

Pour le secteur *Industriel Grandes entreprises* toutefois, le Distributeur convient que la prévision présente un biais statistiquement significatif de surestimation de la demande d'électricité pour les horizons 3 à 8 ans¹⁹.

La Régie note de l'analyse effectuée par le Distributeur que la prévision des ventes totales ne comporte pas de biais statistiquement significatif. Quant au biais observé pour le secteur *Industriel Grandes entreprises*, la Régie constate, tout comme le Distributeur, que l'impact des correctifs apportés peut mettre du temps à se faire sentir et elle lui demande de poursuivre l'amélioration de son modèle de prévision de la demande.

En outre, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans les prochains plans d'approvisionnement et leurs états d'avancement, la prévision des ventes au secteur *Industriel Grandes entreprises* ventilée par secteurs d'activités économiques sous la forme suivante :

Tableau 5
Ventes régulières au secteur *Industriel Grandes entreprises*
par secteurs d'activités économiques (en 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 |

Source : Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 8

¹⁷ Pièce A-26-10, page 163.

¹⁸ Pièce B-73, pages 5 et 6.

¹⁹ Pièce B-73, page 7.

1.4 PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS DE CHAUFFAGE

Le Distributeur répartit mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur de consommation *Domestique et agricole* en fonction, notamment, de la température de référence²⁰ qu'il détermine.

Dans sa décision D-2005-178, la Régie a formulé une demande de suivi à l'égard de la température de référence :

« Elle demande au Distributeur, pour le plan d'approvisionnement 2008-2017, de présenter les résultats d'une analyse évaluant s'il est plus représentatif d'utiliser une température de référence de 18 °C ou de 15 °C pour répartir mensuellement les besoins de chauffage. »²¹

Dans le présent dossier, le Distributeur répond à cette demande de la façon suivante :

« [...] le Distributeur a réalisé une analyse consistant à établir des régressions linéaires entre les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens pour différentes températures de référence pour les années 2004 et 2005. Le critère pour déterminer la température de référence optimale est la maximisation du R² (coefficient de corrélation au carré) obtenu sur les régressions. »²²

Le Distributeur présente ainsi les résultats du R² de ces régressions en fonction d'une température de référence allant de 12 °C à 19 °C. Le maximum du R² est atteint à la température de référence de 16 °C :

« Suite à cette analyse du profil de consommation du chauffage des locaux aux tarifs D et DM, le Distributeur utilise désormais, dans le cadre de la prévision des besoins en puissance de chauffage du secteur Domestique et agricole, les degrés-jours de chauffage normaux basés sur une température de référence de 16 °C pour répartir mensuellement les besoins annuels de chauffage. »²³

Le Distributeur indique que l'analyse réalisée n'a pas considéré, en plus de la température, d'autres facteurs comme le taux d'humidité et qu'il n'est pas en mesure de préciser si la prise en compte d'autres facteurs pourrait modifier le choix de la meilleure température de référence²⁴.

²⁰ Seuil de température présumé sous lequel les clients commencent à chauffer.

²¹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 8.

²² Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 155.

²³ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 156.

²⁴ Pièce B-15, page 45.

La Régie accepte le changement de température de référence proposé par le Distributeur. Toute autre modification à la température de référence, incluant la prise en compte dans l'analyse de facteurs additionnels à la température, devra être introduite et justifiée dans un plan d'approvisionnement ou, en cas de nécessité, dans un dossier tarifaire.

1.5 NORMALISATION

La normalisation des besoins pour les conditions climatiques vise à ramener les besoins historiques à ce qu'ils auraient été sous des conditions climatiques dites « normales »²⁵.

Dans sa décision D-2005-178, la Régie demandait au Distributeur un suivi à cet effet :

« Elle lui demande également de traiter des préoccupations suivantes soulevées par un intervenant, à savoir que la normalisation moyenne sur plusieurs années ne donne pas zéro et qu'il semble y avoir une persistance du climat d'une année à l'autre, c'est-à-dire que les années chaudes semblent se succéder, tout comme les années froides. »²⁶

Dans le présent dossier et à la suite de recommandations du consortium Ouranos, le Distributeur introduit une modification à la normale climatique :

« La normale climatique utilisée dans le cadre du dernier plan correspondait à la moyenne des conditions climatiques de 1971 à 2000 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,31 °C par décennie commençant à l'année 2001.

En 2007, Hydro-Québec Distribution a introduit dans sa prévision de la demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006, ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971. »²⁷

L'impact de ce changement d'hypothèse sur la prévision des ventes est illustré par secteurs de consommation au tableau ci-dessous.

²⁵ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 138.

²⁶ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 8.

²⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, pages 143 et 144.

Tableau 6
Répartition de l'impact sur les ventes par secteurs de consommation de
l'introduction d'une nouvelle normale climatique (en GWh)

| | 2007 | 2017 |
|---------------------------|--------------|--------------|
| Domestique et agricole | (602) | (651) |
| Général et institutionnel | (151) | (141) |
| Industriel | (10) | (10) |
| Autres | (29) | (31) |
| Total | (792) | (833) |

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 148

Quant à l'impact de ce changement d'hypothèse sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, le Distributeur souligne que « *l'impact de l'introduction de la nouvelle normale climatique est d'environ -360 MW pour l'hiver 2006-2007 et de -370 MW pour l'hiver 2016-2017* »²⁸.

La Régie prend note de ce changement d'hypothèse et considère qu'il répond adéquatement au suivi demandé dans la décision D-2005-178.

1.6 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

La prévision de la demande tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les ventes et sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver. Les économies d'énergie considérées sont les suivantes :

- les économies d'énergie tendanciennes;
- les programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des années 1990;
- les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ.

Les tableaux suivants permettent de quantifier l'impact de ces économies d'énergie sur la demande en énergie et en puissance pour la période visée par le Plan.

²⁸ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2E, page 149.

Tableau 7
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (en TWh)

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Économies d'énergies tendanciennes | 0,7 | 1,3 | 1,9 | 2,6 | 3,2 | 3,8 | 4,3 | 4,9 | 5,5 | 6,1 | 6,7 |
| Programmes d'HQ déjà mis en œuvre ⁽¹⁾ | 2,2 | 2,2 | 2,1 | 2,1 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,8 |
| Plan global en efficacité énergétique ⁽¹⁾ | 1,6 | 2,3 | 3,2 | 4,2 | 5,0 | 5,8 | 6,4 | 7,1 | 7,6 | 8,0 | 8,0 |
| Total | 4,5 | 5,8 | 7,2 | 8,9 | 10,2 | 11,5 | 12,7 | 13,9 | 15,0 | 15,9 | 16,5 |

⁽¹⁾ Économies d'énergie mensualisées.

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 11

Tableau 8
**Économies d'énergie prises en compte dans la prévision
de puissance à la pointe d'hiver (en MW)**

| | 2006- 2007 | 2007- 2008 | 2008- 2009 | 2009- 2010 | 2010- 2011 | 2011- 2012 | 2012- 2013 | 2013- 2014 | 2014- 2015 | 2015- 2016 | 2016- 2017 |
|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Total | 670 | 890 | 1 130 | 1 390 | 1 680 | 1 950 | 2 190 | 2 420 | 2 660 | 2 910 | 2 990 |

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 11

1.7 CONCLUSION

La Régie est d'avis que les hypothèses et les méthodologies retenues dans l'élaboration de la prévision de la demande sont réalistes et adéquates. Sur l'horizon 2008 à 2017, elle considère que les scénarios faible, moyen et fort permettent d'établir l'éventail des besoins des clients du réseau intégré. Elle accepte donc la prévision de la demande pour les fins de l'étude du Plan.

2. CRITÈRES DE FIABILITÉ

L'aléa de la demande, l'aléa climatique et les pannes d'équipements conduisent le Distributeur à adopter plusieurs critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

2.1 CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

2.1.1 CRITÈRE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

Validité et respect du critère

À la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie a approuvé le critère suivant :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année. »²⁹

Le Distributeur indique qu'en considérant une dépendance maximale de 5 TWh vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec sur un horizon de cinq ans, le recours au marché québécois de court terme atteint un maximum de 2,5 TWh.

Tableau 9
Moyens utilisés pour respecter le critère de fiabilité en énergie (en TWh)

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| Approvisionnement additionnels requis en énergie (réf. tableau 11) | (2,1) | (1,3) | (2,9) | (0,3) | (0,1) | 0,2 |
| + Aléa d'un écart-type ⁽¹⁾ | | 3,4 | 4,4 | 5,7 | 6,5 | 7,3 |
| Approvisionnement additionnels requis en énergie + 1 écart-type | (2,1) | 2,1 | 1,5 | 5,4 | 6,4 | 7,5 |
| - Contribution des marchés de court terme hors Québec | - | 2,1 | 1,5 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| = Achats requis sur les marchés québécois de court terme | - | - | - | 0,4 | 1,4 | 2,5 |

⁽¹⁾ Incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique.

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 26; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 35.

Pour respecter ce critère, le Distributeur examine la disponibilité de production dans les marchés québécois qui n'est pas engagée à long terme par contrat. La production non engagée des deux producteurs en mesure de fournir le Distributeur, soit le Producteur et EBMI, est largement suffisante pour combler ce besoin potentiel du Distributeur de 2,5 TWh en 2012. En particulier, le Producteur disposera d'une marge de manœuvre de 15 TWh à compter de 2010³⁰.

²⁹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 12.

³⁰ Hydro-Québec, *Plan stratégique 2006-2010*, page 16.

Puisque la production non engagée des producteurs au Québec est importante pour les cinq prochaines années, le recours maximal de 5 TWh sur les marchés de court terme hors Québec devrait être facilement respecté. En outre, de l'avis du Distributeur, les marchés hors Québec ont démontré une grande capacité à répondre à des besoins en énergie, ce qui devrait sécuriser cet approvisionnement de 5 TWh en cas de besoin. À cet effet, le Distributeur précise que « *cette limite de 5 TWh ne représente pas une contrainte absolue. Il est en effet possible de trouver des approvisionnements pour couvrir des besoins supérieurs à 5 TWh au-delà du scénario moyen* »³¹.

En conséquence, la Régie considère que le critère de fiabilité en énergie pour l'ensemble des approvisionnements du Distributeur est toujours approprié et elle le reconduit tel quel.

La Régie reconduit également le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014³². Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur sera respecté pour l'année suivante. Le niveau d'information présenté à l'annexe A de la décision D-2005-178 est le minimum requis à cette démonstration. Dans le cas où le critère n'est pas respecté, le Distributeur doit faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

Ajout d'un critère de planification

S.É./AQLPA propose d'ajouter le critère de planification suivant :

« Prioriser la suspension ou le report des approvisionnements de préférence à leur achat-revente dans tous les cas où cela est raisonnablement faisable.

*Être en mesure de satisfaire un scénario de surplus d'offre en énergie correspondant à un écart-type en deçà du scénario moyen de la demande à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande normalisée et l'aléa climatique), sans devoir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, exécuter une revente supérieure à 3,5 TWh par année. »*³³

Le Distributeur réplique que l'objectif visé par le critère proposé par S.É./AQLPA peut être rencontré par l'adoption d'un ordre de priorités dans ses moyens à déployer pour gérer d'éventuels surplus³⁴.

³¹ Pièce B-69, page 11.

³² Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 12 et 13.

³³ Pièce C-9-33, page 2.

³⁴ Pièce B-87, page 18.

La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'ajouter un critère de planification visant à limiter le volume de revente par le Distributeur sur les marchés hors Québec. Le Distributeur doit se ménager de la souplesse dans la gestion de ses approvisionnements. L'orientation générale du Distributeur visant à limiter ses surplus et l'utilisation qu'il compte faire des Conventions rendent implicite le critère proposé par l'intervenant.

Fiabilité des fournisseurs autres que le Producteur

S.É./AQLPA soumet que le Distributeur devrait, de façon similaire à la vérification régulière de la fiabilité de son principal fournisseur, le Producteur, s'assurer de la fiabilité de ses autres fournisseurs d'électricité en s'appuyant sur l'exemple du dossier R-3661-2007 relatif au parc éolien Sain-Ulric/Saint-Léandre³⁵.

La Régie ne donne pas suite à cette demande de S.É./AQLPA. Elle réfère l'intervenant à sa décision D-2008-015 dans laquelle elle se déclare satisfaite du suivi des étapes critiques des contrats octroyés aux autres fournisseurs que le Producteur³⁶.

2.1.2 CRITÈRE APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS FOURNIS PAR LE PRODUCTEUR

Le Distributeur applique un critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur. Ce critère consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apport d'eau, selon une probabilité d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives. Le Distributeur dépose dans le Plan la démonstration d'août 2007 du respect de ce critère³⁷.

L'UC recommande que le Distributeur s'assure que le Producteur tienne compte, dans sa démonstration, de l'ensemble des approvisionnements, patrimoniaux et postpatrimoniaux, conformément à la décision D-2005-178³⁸.

La Régie considère que la démonstration demandée par l'UC est faite. En effet, la démonstration de la validité du critère précise que celui-ci est adéquat pour assurer la fiabilité de l'ensemble des engagements du Producteur³⁹. Ceci est confirmé par l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec qui indique que le Producteur « *dispose du*

³⁵ Pièce C-9-23-SÉ-AQLPA-2, document 1.1, pages 9 à 12.

³⁶ Décision D-2008-015, dossier R-3661-2008, page 9.

³⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3C, pages 187 à 195.

³⁸ Pièce C-10-18, rapport d'expert amendé, pages 32, 35 et 37.

³⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3B, page 185.

stock énergétique pour livrer à Hydro-Québec Distribution le volume d'électricité engagé pour la période 2008-2009 »⁴⁰.

La Régie constate en effet que les moyens à la disposition du Producteur, soit les réserves et la marge de manœuvre, sont suffisants pour vérifier le respect de ce critère, et ce, sans le recours à la centrale thermique de Tracy ni aux importations⁴¹.

Par ailleurs, la Régie avait demandé, dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014, de compléter la démonstration de la validité de ce critère, tant en ce qui concerne la méthodologie que les données sous-jacentes à son établissement⁴². Les informations fournies par le Distributeur⁴³ à cet égard sont satisfaisantes.

En conséquence, la Régie considère que le critère de fiabilité en énergie pour les approvisionnements fournis par le Producteur est approprié et elle l'accepte.

La Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014⁴⁴. Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178 ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production sont les minimums requis à cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte de façon *ad hoc* à la demande de la Régie.

2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

À la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance du Distributeur qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année. Le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) définit le critère comme suit :

« Each Area's probability (or risk) of disconnecting any firm load due to resource deficiencies shall be, on average, not more than once in ten years. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of load

⁴⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3C, page 190.

⁴¹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3C, pages 191 et 192.

⁴² Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 15 et 16.

⁴³ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 179 à 185.

⁴⁴ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 16.

expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and derating, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighbouring Areas and Regions, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedure. »⁴⁵

Le Distributeur doit maintenir une réserve en puissance suffisante pour respecter ce critère. Depuis le plan d’approvisionnement 2005-2014, il a révisé ses taux de réserve en puissance⁴⁶ afin de tenir compte des changements survenus dans ses besoins en puissance, de la révision des aléas qui affectent ces besoins, des nouvelles ressources déployées, de même que des caractéristiques des ressources patrimoniale et postpatrimoniales qui sont à sa disposition.

Tableau 10
Évolution des taux de réserve requis pour respecter
le critère de fiabilité en puissance

| | Année courante | + 1 an | + 2 ans | + 3 ans |
|--|-------------------|--------|---------|---------|
| Plan d’approvisionnement 2005-2014 (Électricité patrimoniale) | 8,8 % | 9,2 % | 9,5 % | 10,1 % |
| État d’avancement 2006 (Distributeur) | 8,8 % | 8,9 % | 9,2 % | 9,7 % |
| Plan d’approvisionnement 2008-2017 (Distributeur) | 9,8 % | 10,2 % | 10,6 % | 11,0 % |

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 22

Les taux de réserve présentés dans le présent Plan sont plus élevés que ceux présentés dans l’état d’avancement 2006 du plan d’approvisionnement 2005-2014. Le Distributeur explique l’essentiel de cette hausse par les deux changements suivants.

D’une part, un besoin de réserve additionnelle de 240 MW provient essentiellement d’un aléa climatique plus grand sur les besoins en puissance observé lors des six dernières années⁴⁷. La Régie juge que cette augmentation est acceptable.

D’autre part, le Distributeur a apporté un changement dans le traitement de la réserve associée à l’électricité interruptible afin d’harmoniser ses pratiques avec celles utilisées dans

⁴⁵ NPCC, document A-2, *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, révisé le 6 mai 2004.

⁴⁶ Le taux de réserve est défini par le quotient de la réserve requise par les besoins en puissance du Distributeur.

⁴⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 18.

les exercices de fiabilité présentés au NPCC. Dorénavant, la réserve applicable à l'option d'électricité interruptible est inscrite à même la réserve requise, alors qu'auparavant celle-ci était prise en compte en réduisant la contribution de cette option au bilan de puissance. Il en résulte une augmentation de la réserve d'environ 240 MW⁴⁸. La Régie constate que ce changement affecte uniquement la présentation du bilan en puissance et qu'il n'a aucun impact sur la fiabilité en puissance.

La Régie considère que le critère de fiabilité en puissance est toujours approprié et le reconduit tel quel.

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 sera respecté pour la prochaine pointe d'hiver. Cette démonstration doit au minimum contenir les informations suivantes :

- A) le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec, tel que présenté à l'annexe C de la décision D-2005-178;
- B) le bilan en puissance en fonction des besoins et des moyens d'approvisionnement du Distributeur, tel que présenté à l'annexe D de la décision D-2005-178;
- C) les extraits pertinents des plus récents rapports soumis au North American Electric Reliability Corporation (NERC) (Winter Assessment - Reliability of the Bulk Electric Supply in North America) et au NPCC (Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, ou ses revues intérimaires selon l'année, Québec Control Area Interim Review of Resource Adequacy), que ces rapports aient été approuvés ou non par ces organismes;
- D) la conciliation des données fournies aux points A, B et C.

Les éléments B et C devront être rendus publics en novembre, tandis que les éléments A et D devront être rendus publics à la fin du mois de janvier suivant.

Ce suivi inclut deux modifications par rapport au suivi administratif établi dans la décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014⁴⁹.

⁴⁸ Réserve de 30 % applicable à la puissance interruptible de 800 MW. Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 23 et 33.

⁴⁹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 17 et 18.

La première modification concerne les informations présentées à l'élément D sur la conciliation des données. La Régie a examiné la conciliation présentée dans le présent dossier par le Distributeur, d'une part, entre le bilan en puissance du Plan et le rapport soumis au NPCC et, d'autre part, entre les données du NPCC et celles du NERC⁵⁰. Pour fins de clarification, la présentation devra concilier le bilan en puissance du Producteur, le bilan en puissance du Distributeur, les données soumises au NERC et les données soumises au NPCC.

La seconde modification concerne la publication des informations. Dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie acceptait que la démonstration déposée en novembre soit rendue publique en janvier de l'année suivante. Toutefois, elle demandait au Distributeur de justifier, dans son prochain plan d'approvisionnement, le préjudice qu'il pourrait subir si les données étaient publiées en novembre⁵¹. Le Distributeur explique que seul le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur doit être maintenu confidentiel jusqu'à la fin du mois de janvier suivant le dépôt de la démonstration :

« Dans la mesure où la démonstration de fiabilité en puissance du Distributeur [...] 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 [...], aucun producteur ne rend publique, 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. »⁵²

Considérant que la connaissance de la quantité de puissance disponible du Producteur avant la pointe d'hiver pourrait influencer les prix de marché, la Régie accepte de ne rendre publique qu'à la fin du mois de janvier suivant le dépôt de la démonstration, le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur.

2.3 CRITÈRE DE FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le Distributeur présente un critère de fiabilité du réseau de transport pour l'alimentation de la charge locale. Il s'agit d'un critère de conception du réseau appliqué par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) :

⁵⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 3D, pages 197 à 202.

⁵¹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 18.

⁵² Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 18.

« Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. Cette capacité additionnelle correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts-types sont considérés. »⁵³

La FCEI est d'avis que le Distributeur devrait présenter dans son Plan plus de détails quant à ses besoins « *d'approvisionnement en transport* ». En particulier, ce dernier devrait présenter séparément les besoins en transport pour répondre à l'aléa climatique et à l'aléa de la demande, et ce, à chaque année du Plan. Le Distributeur en déduirait ainsi un besoin de « *réserve en transport* » qui évoluerait pour chacune des années du Plan, comme il le fait pour ses besoins en puissance⁵⁴.

Le Distributeur réplique que le concept de réserve n'existe pas en transport de l'électricité⁵⁵.

La FCEI est aussi d'avis que la demande totale de transport du Distributeur devrait être présentée dans le Plan pour être prise en compte subséquent⁵⁶.

Le Distributeur précise que la charge locale est ultimement responsable des coûts de transport puisque, dans le cas où il n'y aurait aucune réservation de point à point, elle serait tenue d'assumer seule l'ensemble des coûts de transport. Le Distributeur est donc facturé sur la base de la pointe prévue. En cas de besoins supérieurs à cette pointe, le Transporteur assure le service sans frais additionnels. Par contre, si les besoins sont moindres que la pointe prévue, le Distributeur ne bénéficie d'aucun crédit direct. Toute capacité non utilisée faisant l'objet d'une réservation de point à point procure un revenu au Transporteur qui a pour effet de réduire ses revenus requis au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle⁵⁷.

La Régie ne juge pas nécessaire de présenter les besoins en transport du Distributeur selon le niveau de détails suggéré par la FCEI. Si les approvisionnements en puissance peuvent se détailler et s'additionner, il en est autrement pour la notion « *d'approvisionnement en transport* ». Le Distributeur s'assure que la fiabilité du réseau de transport est démontrée par les résultats des simulations du Transporteur. Celui-ci applique un critère de conception de son réseau pour transiter une pointe supérieure de 4 000 MW au scénario moyen de la demande et il simule son réseau en tenant compte de tous les moyens disponibles, dont les interconnexions, l'électricité interruptible, l'abaissement de tension et la réduction des

⁵³ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 27.

⁵⁴ Pièce C-4-20, pages 5 à 7; pièce A-26-9, pages 34, 35, 41 et 42.

⁵⁵ Pièce B-87, page 8.

⁵⁶ Pièce C-4-20, pages 5 à 7; pièce A-26-9, pages 34, 35, 41 et 42.

⁵⁷ Pièce B-87, pages 7 et 8.

réserves⁵⁸. La Régie juge cette approche adéquate et elle considère que le Distributeur fournit dans son Plan ses besoins en transport conformément au cadre réglementaire en vigueur.

La FCEI élabore par ailleurs sur la possibilité, pour le Distributeur, d'optimiser ses propres coûts de transport par la revente de ses excédents de capacité de transport non utilisée, par analogie avec les réseaux de transport de gaz naturel⁵⁹.

La Régie considère que l'approche suggérée par la FCEI n'est pas conforme au cadre réglementaire actuel, en vertu duquel toute capacité de transport disponible est offerte par le Transporteur aux clients de point à point de court terme. Tout revenu additionnel que le Transporteur réalise ainsi vient réduire ses revenus requis et donc la facture du Distributeur et des clients de point à point long terme. Ceux-ci bénéficient donc déjà, dans le cadre actuel, de « *revente* » de capacité de transport.

3. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

La stratégie d'approvisionnement décrit les moyens disponibles et ceux à envisager pour répondre aux besoins en énergie et en puissance. Des approvisionnements additionnels peuvent être requis à très court, court, moyen et long termes. Des surplus peuvent également apparaître si les besoins s'avèrent plus faibles que prévus. Les moyens de gestion des approvisionnements et les stratégies d'achat et de revente doivent permettre de répondre à la nature particulière de ces besoins.

3.1 ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

3.1.1 ABOLITION DE LA PROVISION POUR LA GESTION DES APPROVISIONNEMENTS EN TEMPS RÉEL

Dans le plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur avait planifié dans son bilan une provision en remplacement d'éventuelles quantités d'électricité patrimoniale inutilisée pour fins de gestion des approvisionnements en temps réel. La Régie acceptait, dans sa décision D-2005-178, une provision de 0,5 TWh de 2005 à 2008 et de 0,3 TWh de 2009

⁵⁸ Pièce A-26-7, pages 9 à 13.

⁵⁹ Pièce A-26-9, pages 113 à 116.

à 2014, mais elle prenait en note l'objectif du Distributeur de réduire à « *près de zéro* » les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée⁶⁰.

Dans le présent Plan, la provision pour la gestion des approvisionnements en temps réel a été retirée. La Régie est d'accord avec la proposition du Distributeur. Elle considère qu'il n'est plus requis de planifier la mise sous contrat de ressources pour répondre à ce type de besoins, puisque l'éventail des moyens de gestion des approvisionnements à la disposition du Distributeur est désormais plus large. Elle constate d'ailleurs que le Distributeur a réussi à utiliser entièrement le volume d'électricité patrimoniale en 2007⁶¹.

3.1.2 SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

La Régie constate que, depuis sa conclusion le 15 février 2005, aucun changement n'a été apporté à l'entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. La Régie est satisfaite des modalités de cette entente.

3.2 ENTENTE CADRE

Dans sa décision D-2007-83, traitant de l'approbation de l'entente cadre pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008, la Régie invitait le Distributeur à explorer diverses approches pour la prochaine entente cadre entre le Producteur et le Distributeur. Elle l'invitait aussi à utiliser tous les moyens d'approvisionnement de très court terme, même la nuit et la fin de semaine, afin de réduire le recours à l'entente cadre et de diminuer la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée⁶².

Par ailleurs, dans sa décision sur la demande d'approbation du protocole d'entente visant à suspendre la production de la centrale de TransCanada Énergie (TCE) à Bécancour, la Régie a jugé que la possibilité de revendre de la capacité, en fonction de l'entente cadre, devait être examinée dans un forum plus approprié⁶³.

⁶⁰ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 27.

⁶¹ Pièce A-26-1, page 67.

⁶² Décision D-2007-83, dossier R-3622, 13 juillet 2007, pages 12 et 13.

⁶³ Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, 7 décembre 2007, page 11.

Dans le présent dossier, le Distributeur indique que c'est principalement la vente de puissance qui sera discutée avec le Producteur dans la prochaine négociation de l'entente cadre. Il entend concrétiser sur papier sa position à cet égard⁶⁴.

Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur, dans le cadre de sa renégociation avec le Producteur, de clarifier dans l'entente cadre la possibilité éventuelle de revendre de la puissance et d'en évaluer l'intérêt financier pour réduire ses coûts d'approvisionnement.

3.3 APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE

Le Distributeur présente au tableau 11 un bilan en énergie résultant de l'exercice de prévision d'août 2007. Ce bilan est pratiquement en équilibre à partir de 2010. Il tient compte des deux blocs d'énergie prévus par le gouvernement du Québec, soit 0,7 TWh (100 MW) de cogénération à la biomasse et 1,3 TWh (500 MW) d'énergie éolienne développée par les municipalités et les communautés autochtones.

Tableau 11
Bilan en énergie (en TWh)

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Besoins visés par le plan – après efficacité énergétique | 186,2 | 183,8 | 186,7 | 190,2 | 191,5 | 193,8 | 194,9 | 196,3 | 197,7 | 199,8 | 200,8 |
| - Volume d'électricité patrimoniale | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 |
| = Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale | 7,4 | 5,0 | 7,8 | 11,3 | 12,6 | 15,0 | 16,0 | 17,4 | 18,9 | 21,0 | 22,0 |
| - Approvisionnements non patrimoniaux | 9,5 | 6,3 | 10,7 | 11,7 | 12,7 | 14,7 | 16,5 | 17,7 | 18,9 | 20,0 | 20,0 |
| Contrats signés : | | | | | | | | | | | |
| Contrats Éoliens 990 MW | 0,4 | 0,7 | 1,1 | 1,9 | 2,2 | 2,7 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| Contrats Autres sources d'énergie | 9,0 | 9,9 | 9,7 | 9,7 | 9,5 | 9,4 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,7 |
| Suspension des livraisons du contrat avec TCE | - | (4,3) | | | | | | | | | |
| Appel d'offres éolien en cours – 2000 MW | - | - | - | 0,1 | 0,9 | 1,7 | 2,6 | 3,5 | 4,4 | 5,3 | 5,3 |
| Appel d'offres à venir : | | | | | | | | | | | |
| Cogénération – Biomasse (100 MW – Déc. 2011) | - | - | - | - | 0,1 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Éolien (500 MW – Municipalités & Communautés) | - | - | - | - | 0,0 | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 1,1 | 1,3 | 1,3 |
| = Approvisionnements additionnels requis (Surplus) | (2,1) | (1,3) | (2,9) | (0,3) | (0,1) | 0,2 | (0,5) | (0,3) | (0,0) | 0,9 | 2,0 |

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 36; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 35

⁶⁴ Pièce A-26-7, pages 28 et 29.

Dans le bilan en énergie mis à jour en février 2008 et présenté au tableau 12, des besoins additionnels apparaissent à compter de 2013. La Régie constate que l'utilisation des Conventions pourra contribuer à combler ces besoins par le retour entre 2012 et 2020 de l'énergie différée entre 2008 et 2011.

Tableau 12
Bilan en énergie (en TWh)

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Besoins visés par le plan – Plan 2008-2017 | 183,8 | 186,7 | 190,2 | 191,5 | 193,8 | 194,9 | 196,3 | 197,7 | 199,8 | 200,8 |
| + Retrait de la réserve pour de nouveaux projets industriels | - | - | (1,1) | (1,4) | (1,8) | (2,1) | (2,2) | (2,3) | (2,4) | (2,3) |
| + Impact de l'aperçu de février 2008 | (1,4) | (2,5) | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,2) |
| Sous-total – ajustements à la prévision des besoins | (1,4) | (2,5) | (3,4) | (3,7) | (4,0) | (4,3) | (4,5) | (4,6) | (4,6) | (4,5) |
| + Nouveaux besoins d'Alcoa | | | | | | | | | | |
| Augmentation du bloc de 66 à 200 MW | 0,2 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,2 |
| Projet de modernisation de Baie-Comeau (175 MW) | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,9 | 1,3 | 1,6 | 1,6 |
| + Développements industriels additionnels (500 MW) | - | - | - | - | 2,3 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Sous-total | 0,2 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 3,4 | 6,0 | 6,4 | 7,0 | 7,3 | 7,3 |
| Besoins visés par le plan - ajustés | 182,6 | 184,9 | 187,6 | 188,8 | 193,2 | 196,6 | 198,3 | 200,2 | 202,5 | 203,6 |
| - Volume d'électricité patrimoniale | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 |
| = Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale | 3,8 | 6,1 | 8,7 | 9,9 | 14,4 | 17,7 | 19,4 | 21,3 | 23,6 | 24,8 |
| - Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾ | 6,5 | 6,7 | 11,7 | 12,7 | 14,7 | 16,5 | 17,7 | 18,9 | 20,0 | 20,0 |
| = Approvisionnements additionnels requis (Surplus) | (2,7) | (0,6) | (2,9) | (2,8) | (0,4) | 1,2 | 1,7 | 2,4 | 3,6 | 4,8 |
| Écart par rapport au Plan 2008-2017 | 1,4 | 2,3 | (2,6) | (2,7) | (0,6) | 1,7 | 1,9 | 2,4 | 2,7 | 2,8 |

⁽¹⁾ Suppose l'arrêt de TCE en 2009.

Source : Pièce B-40, page 9

3.4 APPROVISIONNEMENTS EN PUISSANCE

Le bilan en puissance résultant de l'exercice de prévision d'août 2007, et présenté au tableau 13, montre des besoins croissants sur l'horizon du Plan.

Tableau 13
Bilan en puissance (en MW)

| | 2007- 2008 | 2008- 2009 | 2009- 2010 | 2010- 2011 | 2011- 2012 | 2012- 2013 | 2013- 2014 | 2014- 2015 | 2015- 2016 | 2016- 2017 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Besoins à la pointe visés par le plan | 35 968 | 36 219 | 36 851 | 37 129 | 37 418 | 37 701 | 37 948 | 38 193 | 38 380 | 38 681 |
| + Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 538 | 3 705 | 3 906 | 4 083 | 4 116 | 4 147 | 4 174 | 4 201 | 4 222 | 4 255 |
| <i>Taux de réserve requise</i> | <i>9,8 %</i> | <i>10,2 %</i> | <i>10,6 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> | <i>11,0 %</i> |
| - Électricité patrimoniale (incluant réserve) | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| = Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale | 2 064 | 2 482 | 3 315 | 3 770 | 4 092 | 4 406 | 4 681 | 4 952 | 5 160 | 5 494 |
| - Approvisionnements non patrimoniaux | 1 510 | 2 353 | 2 458 | 2 583 | 2 859 | 3 033 | 3 168 | 3 303 | 3 438 | 3 438 |
| Contrats signés ^(1&2) | 1 257 | 1 303 | 1 408 | 1 443 | 1 499 | 1 538 | 1 538 | 1 538 | 1 538 | 1 538 |
| Suspension des livraisons du contrat avec TCE | (547) | | | | | | | | | |
| Appel d'offres éolien en cours – 2000MW ⁽²⁾ | 0 | 0 | 0 | 90 | 180 | 285 | 390 | 495 | 600 | 600 |
| Appel d'offres à venir | | | | | | | | | | |
| Cogénération – Biomasse (100 MW – Déc. 2011) | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Éolien (500 MW – Municipalités & Communautés) | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 150 |
| Électricité interruptible ⁽³⁾ | 550 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| = Puissance additionnelle requise | 550 | 130 | 860 | 1 190 | 1 230 | 1 370 | 1 510 | 1 650 | 1 720 | 2 060 |
| - Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve) | 500 | 130 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| = Puissance additionnelle requise | 50 | 0 | 360 | 690 | 730 | 870 | 1 010 | 1 150 | 1 220 | 1 560 |

⁽¹⁾ Incluant une puissance additionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.

⁽²⁾ Selon des hypothèses de contribution de 35 % pour Éolien (990 MW) et 30 % pour Éolien (2000 MW).

⁽³⁾ Pour la prochaine pointe, les quantités ont été réduites pour éviter d'excéder les besoins.

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 38; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 35.

Dans le bilan en puissance mis à jour en février 2008, et présenté au tableau 14, ces besoins diminuent légèrement par rapport à la prévision d'août 2007, puis deviennent plus importants à partir de 2012-2013 avec l'arrivée de nouveaux développements industriels anticipés à partir de cette date.

Tableau 14
Bilan en puissance (en MW)

| | 2008- 2009 | 2009- 2010 | 2010- 2011 | 2011- 2012 | 2012- 2013 | 2013- 2014 | 2014- 2015 | 2015- 2016 | 2016- 2017 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Puissance additionnelle requise ⁽¹⁾ | 430 | 690 | 1 010 | 1 040 | 1 760 | 1 930 | 2 110 | 2 240 | 2 590 |
| - Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve) | 430 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| = Puissance additionnelle requise | 0 | 190 | 510 | 540 | 1 260 | 1 430 | 1 610 | 1 740 | 2 090 |

⁽¹⁾ Suppose l'arrêt de TCE en 2009.

Source : Pièce B-47, page 4

Selon le Distributeur, ces besoins en puissance constituent « véritablement un des éléments les plus importants du Plan »⁶⁵. Il ajoute qu'« [i]l s'agit d'un enjeu majeur à l'égard des coûts et de la fiabilité des approvisionnements du Distributeur tant à court terme que sur l'horizon du Plan »⁶⁶. Pour combler ces besoins en puissance, le Distributeur entend augmenter la contribution de l'électricité interruptible, évaluer le potentiel d'achat de puissance garantie sur les marchés de court terme, explorer les options de gestion de la demande et lancer un appel d'offres de long terme.

Devant cette nouvelle réalité, la Régie examine les différents outils qui peuvent influencer sur l'équilibre de ce bilan en puissance.

3.4.1 PARTAGE DE RÉSERVE ET ACHATS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

Pour respecter son critère de fiabilité en puissance, le Distributeur peut compter, en cas de besoin, sur une partie de la puissance installée dans les réseaux voisins. Ce partage de réserve représente la contribution potentielle des marchés de court terme hors Québec à son bilan en puissance.

Le Distributeur indique que, selon les analyses de fiabilité menées par le NPCC en 2004, le partage de réserve possible s'élève à 2 720 MW. Cette valeur théorique ne tient pas compte des limites techniques et commerciales. Après analyse des différentes contraintes, le Distributeur juge que la seule interconnexion sur laquelle il peut compter de façon certaine est celle de New York, HQT-MASS. Pour représenter la contribution du partage de réserve avec les réseaux voisins à son bilan de puissance, il propose d'inscrire une contribution de 500 MW correspondant à la moitié de la puissance totale garantie par cette interconnexion⁶⁷.

Le Distributeur admet que ce potentiel d'achat de puissance garantie sur les marchés de court terme, inscrit au bilan à titre de partage de réserve, est conservateur. Il a déjà été en mesure d'acquérir 1 259 MW lors de l'hiver 2005-2006⁶⁸. Il ajoute qu'à court terme, la contribution de 500 MW est suffisante pour couvrir ses besoins⁶⁹.

Le Distributeur précise qu'à plus long terme, la nouvelle interconnexion avec l'Ontario représentera un accès de 1 200 MW à un marché concurrentiel, mais que la puissance disponible à la pointe d'hiver demeure une préoccupation. Les règles de l'Independent

⁶⁵ Pièce A-26-11, page 15.

⁶⁶ Pièce B-86, page 5.

⁶⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, pages 225 et 228.

⁶⁸ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 42.

⁶⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, page 228.

Electricity System Operator (IESO) permettent à l'Ontario de rapatrier prioritairement toutes ses ressources pour des motifs de stabilité et de fiabilité de l'alimentation de sa propre charge. Le Distributeur compte effectuer certains tests afin de vérifier la fiabilité des livraisons provenant de ce marché⁷⁰.

La Régie note que pour les quatre prochains hivers, les besoins en puissance du Distributeur restent inférieurs à 1 000 MW ou aux alentours de ce chiffre, avant la prise en compte du partage de réserve. Ces besoins augmentent sensiblement à partir de 2012-2013⁷¹. La Régie relève aussi, comme le Distributeur le souligne, qu'il existe au Québec une marge de manœuvre intéressante en mesure de répondre à des appels d'offres de court terme⁷². Elle conclut qu'il est adéquat que le Distributeur recoure aux marchés de court terme au Québec et hors Québec pour ces quatre premiers hivers⁷³.

La Régie accepte l'évaluation du partage de réserve à 500 MW pour les premières années du Plan. Elle est cependant d'accord avec le Distributeur qu'il est nécessaire de réévaluer la contribution des marchés de court terme hors Québec pour satisfaire ses besoins de puissance à moyen terme⁷⁴ et, en particulier, d'expérimenter le marché de l'Ontario pour l'acquisition de puissance en hiver. Il est aussi nécessaire d'évaluer la capacité des marchés de court terme au Québec, étant donné la marge de manœuvre qui y est disponible. Cela est cohérent avec la preuve du Distributeur sur la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie qui fait état des disponibilités de ressources au Québec⁷⁵.

Le Distributeur indique aussi qu'il n'exclut pas la possibilité de lancer des appels d'offres pour des produits de moins de 20 ans (moyen terme)⁷⁶. La Régie considère que toutes les opportunités devraient être explorées pour répondre aux besoins en puissance du Distributeur, y compris ajuster les modalités pour les appels d'offres de court terme et les caractéristiques des produits recherchés, afin de susciter l'intérêt de plusieurs fournisseurs et favoriser la concurrence.

En conclusion, la Régie demande au Distributeur d'évaluer et de commenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020, les opportunités suivantes, en exposant les hypothèses et sources d'information sous-jacentes :

⁷⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, pages 227 et 228; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 28.

⁷¹ Pièce B-47, page 4.

⁷² Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 22; pièce B-1-HQD-1, document 1, page 26.

⁷³ Pièce A-26-7, pages 19 et 20.

⁷⁴ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4D, page 228.

⁷⁵ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 26.

⁷⁶ Pièce A-26-7, page 22; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 22.

- la capacité des marchés de court terme hors Québec pour des produits de puissance;
- la capacité des marchés de court terme au Québec pour des produits de puissance;
- le partage de réserve pour le moyen terme.

3.4.2 ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE ET GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS

Dans son bilan en puissance, le Distributeur compte sur une contribution d'électricité interruptible de 800 MW, correspondant à la puissance proposée par la clientèle concernée. Il estime que les moyens techniques d'interruption sont en place dans l'industrie et qu'il serait possible de compter sur 200 MW de plus⁷⁷. L'AQCIE/CIFQ croit que le potentiel de 1 000 MW envisagé par le Distributeur est atteignable pourvu qu'un programme offrant plus de flexibilité et un bon signal de prix soit développé⁷⁸.

Quant au programme d'utilisation des groupes électrogènes de secours, le Distributeur mentionne que sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance et que l'avenir de ce moyen ou ses modalités d'application pourront être réexaminés⁷⁹.

La Régie constate le potentiel et l'intérêt du programme d'électricité interruptible. Elle est satisfaite des démarches poursuivies par le Distributeur afin d'augmenter la contribution en puissance de ce programme.

3.4.3 ABAISSEMENT DE TENSION

Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, pour fins de planification, 250 MW d'abaissement de tension pour écrêter la fine pointe⁸⁰. Cette valeur est inférieure à celle utilisée par le Transporteur dans le cadre de sa gestion opérationnelle, soit 350 MW. Le Distributeur explique qu'il tient compte d'une réserve pour indisponibilité des équipements abaisseurs de tension⁸¹.

Dans un premier temps, le Distributeur souhaite optimiser la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes⁸². La Régie partage cette orientation. Elle demande au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur qu'il

⁷⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 42; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 24.

⁷⁸ Pièce C-3-5.

⁷⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 33.

⁸⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 1 page 38.

⁸¹ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 26.

⁸² *Ibid.*

mette en œuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension.

Par la suite, de concert avec le Transporteur, le Distributeur compte scinder l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la durée de la diminution de la charge. Cette stratégie, combinée à l'augmentation de la charge abaissable, permettrait d'augmenter la persistance de ce moyen⁸³. La Régie est également satisfaite de la stratégie du Distributeur d'utiliser plus d'un bloc d'abaissement de tension.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan, sa nouvelle évaluation de l'abaissement de tension pouvant être inscrite au bilan de puissance.

3.4.4 MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Plusieurs intervenants jugent que le Distributeur sous-estime le potentiel de certains moyens de gestion de la demande. Par exemple, OC souligne qu'au secteur résidentiel :

« [...] la poursuite agressive de l'évaluation des options de gestion de la consommation, dans une approche portefeuille, apparaît essentielle à court terme pour mieux en évaluer les coûts et la contribution effective [...] on parle des options d'électricité interruptible, la tarification différenciée dans le temps, ainsi que le maintien ou la promotion du tarif DT. On parle également d'efficacité énergétique. On pourrait peut-être mettre l'emphase sur le chauffage de l'eau. Et on pourrait également considérer des programmes commerciaux. »⁸⁴

L'UC signale également que le Distributeur sous-estime le potentiel de gestion de la demande que peut procurer le tarif différencié dans le temps, considérant que les tarifs de transport sont basés uniquement sur la pointe⁸⁵.

La Régie note que le chauffage de l'eau contribue plus, en proportion, à l'augmentation des besoins en puissance à la pointe que le chauffage des locaux⁸⁶. Le Distributeur explique que :

« La différence de taux de croissance entre ces deux usages (production d'eau chaude versus chauffage des locaux) s'explique par la différence d'impact des économies d'énergie du Plan global en efficacité énergétique (PGEE) pour chacun

⁸³ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 26.

⁸⁴ Pièce A-26-9, pages 211 et 212.

⁸⁵ Pièce A-26-10, pages 28 à 31.

⁸⁶ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 58.

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. »⁸⁷

Selon l'ACEF de Québec, la hausse des coûts du mazout peut remettre en question la participation des 120 000 clients au tarif bi-énergie DT si le Distributeur n'ajuste pas ce tarif⁸⁸. Le Distributeur confirme que :

« Nous sommes effectivement préoccupés par l'impact que peut avoir la hausse du prix du mazout sur la compétitivité du tarif DT. [...] On a au dossier d'importants besoins en puissance à satisfaire dans les prochaines années alors si on veut pouvoir équilibrer ce bilan en puissance, c'est important de maintenir les acquis et, si possible, aller chercher davantage de mégawatts. »⁸⁹

La Régie note que le tarif DT permet d'effacer plus de 800 MW à la pointe d'hiver et de réduire la consommation d'environ 500 GWh⁹⁰. Elle est d'avis que le tarif DT est un moyen dont les caractéristiques sont bien adaptées à la réalité du Québec, où le chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole* est le principal contributeur à la pointe d'hiver.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans l'état d'avancement 2009 du Plan, l'évaluation du potentiel d'un portefeuille de moyens de gestion de la demande en puissance. Elle précise sa demande comme suit :

- le Distributeur devra confirmer ou réviser son estimation à 200 MW du potentiel d'effacement au moyen d'accumulateurs thermiques⁹¹;
- le Distributeur devra porter une attention particulière au potentiel du secteur résidentiel, notamment par la promotion du tarif DT et par l'analyse de l'impact en puissance du projet pilote de tarification différenciée dans le temps (TDT);
- le Distributeur devra approfondir l'analyse de l'impact en puissance des programmes du PGEÉ. De plus, la Régie invite le Distributeur à élargir sa recherche de moyens pouvant réduire la contribution du chauffage de l'eau à la puissance de pointe, sans se limiter aux récupérateurs de chaleur des eaux grises et aux chauffe-eau solaires tel qu'il le propose⁹².

⁸⁷ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 31.

⁸⁸ Pièce A-26-11, pages 32 et 33.

⁸⁹ Pièce A-26-6, pages 169 à 171.

⁹⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 2A, page 63; pièce B-15, page 9.

⁹¹ Pièce A-26-6, pages 38 à 43.

⁹² Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 31.

3.4.5 APPELS D'OFFRES DE MOYEN ET DE LONG TERMES

L'augmentation marquée des besoins en puissance à partir de 2012-2013 correspond au déploiement de nouveaux développements industriels. Ces développements auront un impact sur la définition des produits recherchés, les quantités de puissance et les échéanciers. Le Distributeur tiendra compte du profil de sa demande pour définir ses produits recherchés, en particulier les différentes tranches de puissance selon le nombre d'heures d'utilisation prévu⁹³.

Lorsque le Distributeur aura évalué la contribution des moyens énumérés ci-dessus et revu sa prévision des besoins en puissance, il amorcera les démarches visant à lancer un appel d'offres pour des produits de puissance. Bien qu'un tel appel d'offres paraisse inévitable⁹⁴, le Distributeur tente actuellement de trouver d'autres solutions au lancement d'un appel d'offres pour des approvisionnements de long terme en puissance⁹⁵.

Le Distributeur indique qu'il n'a pas d'expérience dans les appels d'offres de puissance. Il ajoute qu'il doit dorénavant considérer les offres de réduction de la consommation dans ses appels d'offres. Il pourrait aussi envisager des appels d'offres pour des produits de durées inférieures à 20 ans⁹⁶.

En vertu de l'article 72 de la Loi, la Régie doit approuver un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure. C'est dans ce cadre qu'elle a approuvé les stratégies d'approvisionnement des deux plans d'approvisionnement précédents⁹⁷. Le Distributeur n'a pu définir, avant la prise en délibéré du présent dossier, sa stratégie d'appels d'offres pour des produits de puissance de moyen et de long termes. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui présenter cette stratégie dans un dossier distinct⁹⁸ (les quantités, les caractéristiques des produits de puissance de court, moyen et long termes qu'il aura élaborés, les échéanciers et les grilles de sélection des offres), dans un délai raisonnable avant le lancement prévu du premier appel d'offres de produits de puissance de moyen et de long termes.

⁹³ Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 40 et 41.

⁹⁴ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 43.

⁹⁵ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 22.

⁹⁶ Pièce A-26-7, pages 22 à 26.

⁹⁷ Décision D-2002-17, dossier R-3470-2001 phase 1, pages 23 et 24; décision D-2002-169, dossier R-3470-2001 phase 2, pages 48 à 52; décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 18 à 24.

⁹⁸ Selon, entre autres, le paragraphe 3 de l'article 1 du Règlement.

3.4.6 CONCLUSION

La Régie constate que des besoins en puissance devront être comblés. Elle s'attend à ce que le Distributeur mette tous les efforts pour maximiser les moyens discutés ci-haut (augmentation du partage de réserve, de l'électricité interruptible, de l'abaissement de la tension, des moyens de gestion de la puissance, etc.) de façon à limiter et bien cibler les besoins restants qui pourront être comblés par des appels d'offres de moyen et long termes.

3.5 GESTION DES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES

Dans sa stratégie d'approvisionnement de court terme, le Distributeur indique comment il entend gérer ses surplus. Il pourra procéder soit par appels d'offres, soit sous la dispense d'appels d'offres par entente de gré à gré auprès des contreparties ayant signé une convention de transaction avec lui. Il pourra également transiger sur les bourses d'électricité en passant par une de ses contreparties. En ce qui concerne ses activités de revente, il indique appliquer les mêmes procédures que pour ses activités d'achat de court terme⁹⁹.

Pour gérer ses surplus, le Distributeur dispose dorénavant d'un nouvel outil : les Conventions approuvées lors de la phase 1 du présent dossier. Celles-ci lui permettent d'équilibrer son bilan énergétique, en différant des livraisons prévues sur une base saisonnière entre 2008 et 2011 et en programmant le retour de cette énergie sur une base annuelle entre 2012 et 2020¹⁰⁰.

La Régie constate que ces Conventions permettront au Distributeur de réduire l'ampleur de ses reventes à court terme et de ses achats plus tard. Mais celui-ci indique aussi que dès l'année 2010, le profil de ses besoins anticipés est tel qu'il devra procéder à des achats durant les mois d'hiver et à des reventes durant les mois d'été¹⁰¹. Il aura donc besoin en tout temps de pouvoir transiger avec ses contreparties, à l'achat comme à la revente, pour réaliser ses équilibres offre/demande mensuels et même quotidiens. Dans sa décision D-2008-076, la Régie avait pris acte de cette possibilité de revente pendant toute la durée des Conventions, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois¹⁰².

⁹⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 39 et 40; pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 46 et 47.

¹⁰⁰ Pièce A-26-1, pages 22 à 25.

¹⁰¹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 5A; pièce B-41-HQD-4, document 1, page 15.

¹⁰² Décision D-2008-76 Motifs, dossier R-3648-2007 phase 1, page 6.

La Régie note la volonté du Distributeur de chercher à augmenter le nombre de contreparties avec lesquelles il fait affaire¹⁰³. Elle relève également son intention d'alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme, afin d'y avoir recours le plus souvent possible, de réduire la durée de ces appels d'offres et de prendre rapidement une décision¹⁰⁴.

La Régie appuie toute action de la part du Distributeur permettant de stimuler la concurrence et la participation à ses activités d'achat ou de revente sur les marchés de court terme. Même si les Conventions lui procurent un outil intéressant pour équilibrer ses bilans annuels à venir, il devra ajuster quotidiennement les quantités requises pour répondre à ses besoins et rester actif sur les marchés de court terme, par appels d'offres, sous la dispense ou sur les bourses d'énergie, de façon à maintenir l'intérêt de ses contreparties et à s'assurer d'une saine concurrence.

3.6 APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME

Le Distributeur constate qu'à la lumière de son expérience opérationnelle des premières années, la gestion efficace de ses approvisionnements passe par une contribution des marchés de court terme¹⁰⁵.

3.6.1 ACTIVITÉS D'ACHAT ET DE REVENTE

En ce qui concerne ses activités d'achat et de revente de court terme, le Distributeur indique qu'il pourrait effectuer un suivi similaire à celui produit pour ses achats sous dispense. Ce 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 façon¹⁰⁶.

La Régie accepte le suivi trimestriel proposé par le Distributeur, englobant l'ensemble de ses activités d'approvisionnement de court terme, à l'achat comme à la revente, incluant les transactions sous dispense et les résultats des appels d'offres de court terme¹⁰⁷.

¹⁰³ Pièce A-26-6, page 217.

¹⁰⁴ Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 43 et 48.

¹⁰⁵ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 45.

¹⁰⁶ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 47.

¹⁰⁷ *Ibid.*

3.6.2 CHAMBRE DE TRANSACTIONS

Le Distributeur n'est pas un participant direct sur les marchés de court terme limitrophes. Il utilise les services d'un courtier, ce qui simplifie, selon lui, le processus d'accès à ces marchés. Par ailleurs, il indique ne pas avoir les volumes de transactions suffisants pour y participer directement¹⁰⁸.

La Régie prend acte de l'affirmation du Distributeur selon laquelle il n'a pas les volumes de transactions suffisants pour approfondir sa participation sur les marchés organisés du Nord-Est des États-Unis. Elle juge qu'il appartient au Distributeur de trouver les moyens de gestion optimaux pour transiger sur les marchés externes. Dans l'optique où la minimisation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux est un élément important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, celui-ci répond de sa performance dans le cadre des dossiers tarifaires.

3.6.3 PLATEFORME ÉLECTRONIQUE

EBMI, un acteur des marchés de court terme, avait proposé au Distributeur, dans les dossiers R-3539-2004 et R-3629-2007, de considérer l'opérationnalisation d'une plateforme électronique de transactions pour ses activités d'achat et de revente de court terme.

La Régie avait invité le Distributeur, dans sa décision D-2004-245, à explorer des solutions électroniques adaptées au marché québécois pour ses transactions d'achat de court terme. Elle jugeait, dans sa décision D-2007-44, que la proposition d'EBMI, ou toute autre suggestion susceptible d'intéresser d'autres acteurs du marché, pourrait être discutée dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017¹⁰⁹.

EBMI modifie sa proposition en suggérant dans le présent dossier un système plus simple, comme une page WEB sécurisée, où la diffusion des informations pourrait être plus rapide que par le biais d'appels téléphoniques, en particulier si le nombre de contreparties augmente. Cette intervenante soutient qu'un tel système en ligne pourrait inciter d'autres acteurs du marché à signer une convention de transaction avec le Distributeur¹¹⁰.

Le Distributeur indique que ses efforts portent justement sur l'augmentation du nombre des contreparties avec lesquelles il fait affaire pour répondre à ses besoins à l'achat comme à la

¹⁰⁸ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 46.

¹⁰⁹ Décision D-2004-245, dossier R-3539-2004, page 9; décision D-2007-44, dossier R-3629-2007, pages 7 et 8.

¹¹⁰ Pièce A-26-9, pages 16 et 17.

vente¹¹¹. Il compte aussi alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme, afin de diffuser rapidement ses intentions d'achat ou de vente d'énergie et de prendre une décision à l'intérieur de délais comparables aux marchés avoisinants. Le Distributeur a constaté que ses contreparties peuvent s'engager rapidement, surtout lorsqu'il s'agit de produits standards¹¹². Pour ce qui est des moyens de transmettre l'information, il considère que cela reste une « *technicalité* »¹¹³.

La Régie est d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme et d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la vente. Il lui appartient de discuter et de s'entendre avec l'ensemble de ses partenaires et des principaux acteurs du marché pour mettre en place les moyens, par exemple une page WEB sécurisée, qui permettront d'intéresser d'autres participants. L'objectif final est d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. La Régie juge aussi que le niveau d'activité et la fréquence des transactions, à l'achat comme à la vente, aidera à l'atteinte de cet objectif tout en réduisant le recours à l'entente cadre et en limitant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Elle demande au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020.

3.7 CARACTÉRISTIQUES DES APPELS D'OFFRES DE LONG TERME

S.É./AQLPA recommande que le Distributeur insère la mesure suivante dans les documents d'appels d'offres de long terme ouverts à toutes les sources de production d'énergie :

*« [...] le Distributeur [...] pourra diminuer, jusqu'au moment de l'octroi, les quantités d'énergie annoncées dans l'appel d'offres, à la lumière de l'évolution de ses besoins. »*¹¹⁴

L'intervenant ajoute que cette possibilité de diminution existe déjà, mais qu'elle est limitée aux cas où les offres ne sont pas concurrentielles.

Dans un premier temps, le Distributeur indique que des options de report du début des livraisons avaient déjà été prévues dans les appels d'offres précédents ouverts à toutes les sources, mais que ces options avaient un coût. En ce qui concerne la possibilité de diminuer,

¹¹¹ Pièce A-26-6, page 217.

¹¹² Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 48 et 49.

¹¹³ Pièce A-26-6, page 218.

¹¹⁴ Pièce C-9-23-SÉ-AQLPA-2, document 1.1, page 21.

jusqu'au moment de l'octroi, les quantités d'énergie annoncées, le Distributeur confirme qu'il a déjà eu recours à ce type de clauses lorsque les quantités étaient offertes à des prix jugés non compétitifs¹¹⁵.

La Régie ne retient pas la recommandation de S.É./AQLPA. Elle est d'avis que le Distributeur considère déjà, sous certaines conditions, des options de report du début des livraisons. De plus, elle estime que le coût proposé par les soumissionnaires pour ces options pourrait être élevé. En regard de la réduction de quantités annoncées dans un appel d'offres, la Régie juge qu'il faut être prudent et que le recours fréquent à une telle clause pourrait avoir pour conséquence de réduire le nombre de participants aux appels d'offres du Distributeur et d'augmenter les prix offerts.

S.É./AQLPA recommande aussi au Distributeur :

*« Que les produits demandés par Hydro-Québec Distribution dans ses appels d'offres futurs à long terme ouverts à toutes les sources incluent, lorsque faisable et au moindre coût possible, des options de flexibilité (options de report des dates de début de livraison en énergie, options de suspension prolongée, options de report interannuel de l'énergie). »*¹¹⁶

Le Distributeur explique que l'impact de ce type d'option est très différent d'une source de production à l'autre. Par exemple, dans le cas de la centrale de TCE, la portion variable du coût de l'électricité correspondant au coût du combustible est importante. En cas de suspension des livraisons, ce coût variable peut être économisé. Par contre, dans le cas d'un parc éolien, le coût variable est très faible une fois que le parc est construit. Une option de suspension prolongée de la production dans ce cas pourrait alors être dispendieuse¹¹⁷.

Le Distributeur ajoute que, dans tous les cas, ces options auraient un coût qu'il devrait payer, qu'il l'exerce ou pas. La stratégie du Distributeur de négocier au besoin en période de surplus permet de ne payer l'option que lorsque requis¹¹⁸.

La Régie note qu'aucun nouvel appel d'offres ouvert à toutes les sources d'approvisionnement pour des produits d'énergie de long terme n'est prévu sur l'horizon du Plan. La recommandation de S.É./AQLPA pourrait avoir un effet direct sur le coût de l'électricité. L'évaluation des offres devrait tenir compte du coût des options qui seraient proposées par les soumissionnaires. Le Distributeur pourrait demander un prix pour une

¹¹⁵ Pièce A-26-7, pages 71 et 72.

¹¹⁶ Pièce C-9-23-SÉ-AQLPQ-2, document 1.1, page 21.

¹¹⁷ Pièce A-26-7, pages 73 et 74.

¹¹⁸ Pièce A-26-7, pages 75 à 77.

suspension prolongée, d'une durée d'un an par exemple. Toutefois, le prix offert dépendra de plusieurs facteurs, dont le type de source de production. La Régie se prononcera lorsqu'un de ces appels d'offres sera planifié dans un futur plan d'approvisionnement, alors que les caractéristiques des produits recherchés seront examinées.

3.8 COÛTS DE TRANSPORT

Une des composantes du calcul du coût de transport applicable aux appels d'offres de long terme est le coût de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV ou moins) ou au réseau de distribution. La Régie avait demandé au Distributeur, dans le plan d'approvisionnement 2005-2014, d'examiner « *l'application de la méthodologie d'évaluation du coût de raccordement de nouvelles centrales de faible capacité* »¹¹⁹.

La principale préoccupation du Distributeur à cet égard concerne le traitement équitable de toutes les sources d'approvisionnement tel que la Loi l'exige. Si la centrale est suffisamment petite pour être raccordée directement sur le réseau de distribution, il se pourrait qu'aucun investissement sur le réseau de transport ne soit requis et il n'y aurait alors pas d'iniquité sur ce point. Néanmoins, le Distributeur doit tenir compte des pertes électriques différentielles associées à la production de la centrale, comme il le fait pour les autres centrales¹²⁰.

En ce qui concerne les coûts de raccordement de la centrale au réseau de distribution, le Distributeur a récemment élaboré de nouvelles normes afin de favoriser l'intégration au moindre coût des projets de production décentralisée tout en minimisant les impacts sur la fiabilité et la sécurité du réseau¹²¹.

L'UMQ se montre préoccupée par les exigences techniques qui seront applicables aux petites centrales dans les appels d'offres. Selon l'intervenante, le principe d'équité dans le processus de sélection peut être respecté, même si le calcul des coûts de transport s'appuie sur des normes techniques différentes selon la capacité de la centrale à raccorder¹²².

La Régie partage la préoccupation de l'UMQ. Il est essentiel que les participants aux prochains appels d'offres et aux programmes d'achat d'électricité¹²³ sachent à quoi s'en tenir. Dans les prochains documents d'appel d'offres et dans les programmes d'achat

¹¹⁹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 30 et 31.

¹²⁰ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 5C, page 260.

¹²¹ Pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 5C, pages 260 et 261.

¹²² Pièce A-26-10, pages 65 et 66.

¹²³ En vertu de l'article 74.3 de la Loi.

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

4. INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

4.1 ENTENTES D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

Dans la décision D-2005-178 relative au plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie annonçait qu'elle réévaluerait le besoin d'un service d'équilibrage éolien dans le plan d'approvisionnement 2008-2017. Elle encourageait la poursuite d'études sur la quantité de puissance éolienne qui pourrait, sans service d'équilibrage, être incluse au bilan du Distributeur. Elle avait demandé au Distributeur de produire les résultats d'une analyse sur la nécessité d'obtenir des livraisons uniformes tout au long de l'année ainsi que sur l'opportunité d'adapter le service d'équilibrage pour qu'il réponde aussi à des besoins cyclables¹²⁴.

Dans sa décision D-2006-27, la Régie approuvait l'entente d'intégration éolienne. Elle indiquait qu'elle serait en mesure de se prononcer sur l'option choisie par le Distributeur concernant le renouvellement ou non de l'entente lorsqu'elle aurait reçu les résultats des études que le Distributeur prévoyait effectuer et en tenant compte de la décision qu'elle rendrait éventuellement sur le plan d'approvisionnement 2008-2017¹²⁵.

C'est dans le cadre d'un plan d'approvisionnement que sont examinées les caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure¹²⁶. La Régie expose donc ci-après les éléments à prendre en considération lors du renouvellement, le cas échéant, de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur pour le premier bloc de 990 MW et lors de l'élaboration d'une éventuelle entente pour le second bloc de 2 000 MW.

¹²⁴ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 26.

¹²⁵ Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, page 12.

¹²⁶ L.R.Q., c. R-6.01, article 72; (2001) 133 G.O. II, 6038.

4.1.1 CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES PARCS ÉOLIENS

Selon l'expert du RNCREQ et du ROÉÉ, « *la puissance moyenne produite par les éoliennes pendant les 300 heures de la pointe pour l'ensemble des années étudiées était de 494 MW, soit 43 % plus élevée que la puissance garantie fournie par HQP* »¹²⁷. Concernant les besoins de fine pointe, soit les dix heures de charge la plus élevée, il conclut que « *[l]a puissance fournie pendant la fine pointe pour l'ensemble des années étudiées est en moyenne 585 MW, soit 69 % plus élevée que la puissance garantie en fonction du contrat d'équilibrage* »¹²⁸.

La Régie est consciente de la variabilité de la production de la filière éolienne. Sans se prononcer sur l'exactitude des chiffres présentés dans l'étude de l'expert, la Régie estime que le Distributeur sera en mesure d'inscrire à son bilan une quantité de puissance éolienne non assortie d'une garantie de puissance. Elle désire toutefois attendre les résultats des analyses du Distributeur, dont le dépôt est prévu dans l'état d'avancement 2008 du Plan¹²⁹.

4.1.2 LIVRAISONS UNIFORMES

La Régie constate que la concordance des besoins du Distributeur et de la production supérieure des éoliennes en période d'hiver contribue à diminuer le besoin d'équilibrage tout au long de l'année.

De plus, le Distributeur dispose d'un contrat d'électricité patrimoniale qui permet un reclassement des bâtonnets de la courbe des puissances classées selon ses besoins réels ainsi que d'une entente cadre qui permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles du Distributeur au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Ces deux outils fournissent au Distributeur une grande flexibilité et lui procurent un avantage unique par rapport aux autres distributeurs d'électricité¹³⁰.

Selon le rapport de balisage réalisé par le Distributeur, la variabilité de la production éolienne diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire¹³¹. La Régie constate que la prise en compte de ce facteur dans le renouvellement ou l'élaboration d'une entente d'intégration éolienne deviendra importante avec la mise en service des parcs éoliens du second bloc d'énergie éolienne.

¹²⁷ Pièce C-13-14, *addendum* au rapport d'expertise, page 5.

¹²⁸ *Ibid.*

¹²⁹ Pièce A-26-6, page 16.

¹³⁰ Pièce A-26-7, pages 34 et 35.

¹³¹ Pièce B-83, page 37.

La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.

4.1.3 PUISSANCE COMPLÉMENTAIRE

La puissance complémentaire prévue à l'entente d'intégration éolienne actuelle est évaluée sur une base annuelle à 80 \$/kW-an, indexé de 2 % par année à compter du 1^{er} janvier 2007. Ainsi, le coût de la puissance complémentaire est de 83,23 \$/kW-an ou 6,94 \$/kW-mois en 2008.

La Régie est d'avis que ce coût est élevé comparativement aux coûts d'autres sources d'approvisionnement en puissance comparables¹³² requises pour combler des besoins en hiver. Elle constate justement que la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver.

4.1.4 ADAPTATION DU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE AUX BESOINS DE NATURE CYCLABLE

Le Distributeur considère qu'il n'est pas opportun d'adapter le service d'équilibrage pour qu'il réponde aussi à des besoins cyclables. La Régie accepte cette conclusion puisque le contrat cyclable de 250 MW que le Distributeur a conclu avec le Producteur a été utilisé presque exclusivement en base à ce jour¹³³.

4.1.5 CONCLUSION

Concernant le renouvellement ou non de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur pour le premier bloc de 990 MW et le besoin ou non d'une deuxième entente pour le second bloc de 2 000 MW, la Régie note que même, en l'absence de telles ententes, l'acquisition de certains services complémentaires serait tout de même requise pour la gestion du réseau¹³⁴. Si une entente d'intégration éolienne était nécessaire, celle actuellement en vigueur ne devrait pas, selon la Régie, être renouvelée aux mêmes termes et conditions. Elle devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis plus haut par la Régie.

Le Distributeur indique qu'il complètera les études d'impacts sur les réserves d'exploitation et sur les provisions pour aléas à la fin de 2008 pour le premier bloc d'énergie éolienne et

¹³² Dossiers R-3603-2006 et R-3678-2008.

¹³³ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 58.

¹³⁴ Pièce A-26-7, page 43.

vers la fin de 2009 pour le second bloc¹³⁵. La Régie demande le dépôt des études du Distributeur relatives au premier bloc d'énergie éolienne dès que disponibles et de celles relatives au second bloc d'énergie éolienne dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan. Cette dernière date de dépôt devra impérativement être respectée puisque la date butoir prévue à l'entente actuellement en vigueur pour dénoncer son renouvellement est le 9 février 2010¹³⁶ et que ces études serviront de base aux négociations des nouvelles modalités relatives à l'équilibrage éolien au Québec.

4.2 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Le *Programme ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable* du gouvernement fédéral offre une prime incitative de 1 ¢/kWh (soit 10 \$/MWh) pour des projets admissibles qui seront mis en service avant le 31 mars 2011. Dans un premier temps, la Régie relève le succès obtenu par le Distributeur et Cartier Énergie Éolienne dans le cadre de ce programme pour le parc éolien de Baie-des-Sables. Les primes qui seront versées pour ce parc sont estimées à 31 M\$ sur 10 ans, dont 23 M\$ reviendront au Distributeur en diminution de ses coûts d'approvisionnement.

La Régie prend note que, sur la base des échéanciers prévus pour la mise en service des parcs éoliens sous contrat à la suite des deux appels d'offres A/O 2003-02 (990 MW) et A/O 2005-03 (2 000 MW), près de 900 MW seront admissibles au versement de primes dans le cadre de ce programme¹³⁷.

Dans le même ordre d'idées, la valorisation des attributs environnementaux de l'énergie éolienne du Distributeur sur les marchés externes accessibles, y compris sous la forme de certificats d'énergie renouvelable (CER), peut représenter des opportunités qui sont évaluées par le Distributeur entre 1 et 50 \$/MWh, selon les marchés¹³⁸.

Le Distributeur commandera une étude d'un expert américain pour vérifier si son énergie éolienne serait admissible sur les marchés de CER, compte tenu des contrats en place et en particulier de l'entente d'intégration éolienne qui la lie au Producteur¹³⁹. Par la suite, il a l'intention d'étudier si l'injection de 300 à 400 MW sur les marchés aura une influence sur les prix des CER. Il indique aussi que les démarches sont amorcées pour la reconnaissance

¹³⁵ Pièce A-26-6, page 17.

¹³⁶ Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, page 4.

¹³⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 32 et 33.

¹³⁸ Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 50 et 51.

¹³⁹ Pièce A-26-6, page 120.

des deux centrales à la biomasse de Kruger et de Bowater. Enfin, le Distributeur mentionne que, si les CER représentent un intérêt économique, il entreprendra des discussions avec le Producteur, soit pour modifier l'entente d'intégration éolienne actuelle, soit pour valoriser les CER au moyen d'une autre entente avec celui-ci¹⁴⁰.

La Régie considère que la valorisation d'attributs environnementaux sur les marchés externes doit être encouragée. Les marchés de CER constituent une opportunité dont la production éolienne québécoise pourrait bénéficier pour les périodes où le Distributeur sera en surplus, c'est-à-dire plusieurs mois par année sur tout l'horizon du Plan. Même si la valeur des CER peut évoluer avec le temps et d'un État américain à l'autre, même si l'offre d'énergie renouvelable pourrait aussi augmenter aux États-Unis et même si la taille et la profondeur de ces marchés sont faibles actuellement, la Régie note que ces marchés sont en croissance, car l'exigence de contenu minimal d'énergie renouvelable des États américains augmentera significativement dans les prochaines années¹⁴¹.

La Régie demande au Distributeur de l'informer des conclusions des études d'expert ainsi que des suites des démarches amorcées pour les centrales à la biomasse dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le prochain plan d'approvisionnement.

La Régie juge que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être un obstacle à la valorisation de CER au profit du Québec. Elle demande donc au Distributeur de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour profiter de cette opportunité. Au besoin, il devra s'entendre avec le Producteur, soit sur des ajustements à l'entente d'intégration éolienne, soit sur une autre entente pour que cette production d'énergie renouvelable québécoise ne soit pas exclue d'un marché qui pourrait procurer des revenus de l'extérieur, au profit des consommateurs et de l'actionnaire.

5. GESTION DES RISQUES

Le Distributeur fait face à certains risques¹⁴² dans le cadre de sa gestion des approvisionnements, dont le risque de fluctuation des prix de l'électricité et le risque de devise.

¹⁴⁰ Pièce A-26-7, pages 61 et 62.

¹⁴¹ Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 51; pièce B-41, page 29.

¹⁴² Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 56.

En ce qui concerne la fluctuation des prix de l'électricité, le Distributeur souligne que « *la majeure partie des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité patrimoniale (95 % du total en 2008). Il s'agit d'une source d'approvisionnement dont le coût est faible et indépendant des fluctuations de prix de marché* »¹⁴³.

Pour ce qui est de l'électricité postpatrimoniale, il explique que « *[l]a majorité des contrats d'approvisionnement de court terme sont à prix fixes* ». Quant aux prix des contrats de long terme, le Distributeur indique qu'ils « *sont ajustés en fonction de différents indices tels l'indice des prix à la consommation (IPC) ou le prix du gaz naturel. Un contrat indexé au prix du gaz naturel est sujet à des fluctuations, puisque le prix de cette commodité est volatil et corrélé au prix de l'électricité* »¹⁴⁴.

Le Distributeur souligne que :

*« Une approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers (par exemple des contrats à terme se rapportant à l'électricité ou au gaz naturel) pour fixer d'avance le coût d'approvisionnement et, ainsi, éliminer le risque associé aux fluctuations de prix. Toutefois, le Distributeur dispose d'un compte de frais reportés afin d'absorber les fluctuations de coût des approvisionnements. »*¹⁴⁵

Pour ce qui est de la gestion de son risque de devise, le Distributeur affirme avoir signé une entente avec la Trésorerie d'Hydro-Québec en vertu de laquelle des opérations de couverture des risques de change sont effectuées pour des transactions impliquant des déboursés certains¹⁴⁶.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il couvre ses risques de crédit et de marché relatifs à l'activité d'approvisionnement en électricité par le biais du Groupe Finances d'Hydro-Québec. Il justifie cette décision notamment par le fait que ce groupe détient déjà les ressources et l'expertise en évaluation des risques de marché et de crédit. En place depuis le début de 2007, l'équipe spécialisée en gestion des risques travaille, en collaboration avec le Distributeur, à l'élaboration d'un programme de gestion des risques et à l'adoption d'indicateurs de suivi¹⁴⁷.

¹⁴³ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 57.

¹⁴⁴ *Ibid.*

¹⁴⁵ *Ibid.*

¹⁴⁶ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 59.

¹⁴⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 59 et 60.

Le Distributeur décrit sommairement le programme envisagé :

« Le programme de gestion des risques auquel on fait mention ici est un programme qui encadre les activités du Distributeur en termes de gestion des risques. [...] On regarde notamment [...] le type de transactions qu'on peut faire, sur quel marché, le type d'ententes, d'ententes cadres qui peuvent être conclues, et les mécanismes de suivi en termes de risques de contrepartie, risques de marché, etc. Donc il traite notamment du suivi des risques financiers, qui sont liés aux approvisionnements en électricité. »¹⁴⁸

La production du document est prévue avant la fin de l'année 2008¹⁴⁹.

Dans son rapport, l'expert de la FCEI souligne que « *HQD* identifie et définit plutôt correctement chacune des sources de risque auxquelles elle est confrontée, à l'exception du risque opérationnel ». Toutefois, « *HQD* ne quantifie pas les risques qu'il subit. Plus précisément, il [...] n'estime aucune valeur à risque [...]. Dès lors, il n'est pas possible d'affirmer qu'*HQD* gère son risque s'il ne le mesure pas [...] »¹⁵⁰.

L'expert de la FCEI ajoute que « *HQD* transfère des portions de sa gestion de ses risques à d'autres divisions d'*HQ*, plutôt que de les assumer, ce qui ne l'aide pas à en assumer la responsabilité. »¹⁵¹

Parmi les recommandations de la FCEI, on retrouve celles-ci :

- établir sans délai une politique de gestion des risques basée sur les meilleures pratiques en ce domaine, la mettre en place au plus tard le 1^{er} décembre 2008, la déposer à la Régie et la rendre accessible à tous les intervenants;
- constituer les systèmes d'information permettant d'évaluer les risques et de les gérer au quotidien;
- quantifier les risques et établir des objectifs de couverture;
- prendre en charge activement tous les aspects de la gestion des risques;
- intégrer les résultats obtenus en matière de gestion des risques et les mécanismes de rétroaction dans le rapport annuel de l'entreprise¹⁵².

¹⁴⁸ Pièce A-26-6, pages 103 et 104.

¹⁴⁹ Pièce A-26-6, page 200.

¹⁵⁰ Pièce C-4-24, page 32.

¹⁵¹ *Ibid.*

¹⁵² Pièce C-4-23, pages 9 et 10.

La Régie reconnaît que la part importante du volume d'électricité patrimoniale (95 %) dans le bilan total des approvisionnements du Distributeur relativise les risques liés à la volatilité des prix de marché. Toutefois, cette part est moindre en termes de coût qu'en termes de quantité, puisque le coût unitaire des approvisionnements patrimoniaux est beaucoup plus faible que celui de l'approvisionnement postpatrimonial.

La Régie note également que l'utilisation des Conventions signées récemment avec le Producteur peuvent contribuer à réduire le risque de prix lié à une revente ou à un achat important d'énergie sur les marchés, puisque l'énergie peut être différée et retournée par la suite.

La Régie se préoccupe toutefois de certains risques de prix plus ciblés, notamment celui lié à une variation importante du prix des contrats indexés au prix du gaz naturel. À cet égard, elle s'attend à ce que le Distributeur traite de ce risque dans son programme de gestion des risques qu'il prévoit déposer. De plus, elle s'attend à ce que ce programme traite notamment de la quantification, des objectifs et des moyens de couverture des risques ainsi que des avantages pour le Distributeur de déléguer certains risques à d'autres constituantes d'Hydro-Québec. Elle s'attend également à ce que le Distributeur y propose des indicateurs de performance de la gestion des risques.

La Régie demande au Distributeur de déposer ce programme dans le cadre du dossier tarifaire 2010-2011, jugeant qu'il s'agit du forum approprié pour l'examiner.

Par ailleurs, étant donné que la gestion des risques de prix des approvisionnements postpatrimoniaux a un impact sur les coûts d'achat d'électricité pris en compte dans l'établissement du revenu requis du Distributeur, la Régie demande que les objectifs, les résultats et les indicateurs de performance découlant du programme de gestion des risques soient déposés dans les dossiers tarifaires.

6. CONCLUSION

La Régie approuve le plan d'approvisionnement du réseau intégré avec les précisions et modifications qu'elle apporte plus haut.

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ

La prévision des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes repose sur l'analyse des historiques des besoins ainsi que sur la croissance démographique prévue, l'évolution des consommations unitaires et les prévisions de construction de nouveaux bâtiments. Elle tient compte de l'impact des programmes d'utilisation efficace de l'énergie, de la tarification dissuasive et du PGEÉ sur les besoins.

La prévision des besoins résulte de la prévision des ventes à laquelle est ajoutée la prévision des pertes globales. Les pertes globales représentent la somme des pertes de distribution, des besoins pour les services auxiliaires des centrales et des besoins pour l'usage interne¹⁵³.

La Régie juge que la prévision des besoins en électricité des réseaux autonomes est raisonnable et l'accepte pour les fins de l'étude du Plan. Toutefois, la Régie constate qu'en 2006, le taux de pertes global était de 16,4 %¹⁵⁴ pour l'ensemble des réseaux autonomes à l'exclusion de celui de Schefferville. Les services auxiliaires comptaient pour environ 6,5 % des ventes et l'usage interne pour 0,8 %¹⁵⁵, ce qui donne par différence un taux de pertes de distribution d'environ 9 %. La Régie juge élevés ces taux de pertes.

La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du plan d'approvisionnement 2011-2020, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour l'année 2009, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de distribution d'électricité et de fournir les raisons expliquant leur niveau.

2. CRITÈRE DE PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS

Le Distributeur base la planification des équipements de production thermique en réseaux autonomes sur la puissance garantie des centrales. Pour calculer celle-ci, le Distributeur

¹⁵³ L'usage interne est l'électricité livrée aux bâtiments appartenant à Hydro-Québec.

¹⁵⁴ Taux de pertes = pertes globales / ventes = 48,5 GWh / 294,9 GWh X 100 = 16,4 %. Pièce B-31-HQD-2, document 1, page 8.

¹⁵⁵ Pièce B-68-HQD-6, document 1, page 6.

applique un facteur de 90 % à la puissance totale des groupes de production (puissance installée) de laquelle a été soustraite la puissance du plus gros groupe¹⁵⁶.

La Régie constate que le Distributeur utilise le même calcul pour déterminer la puissance garantie des centrales hydroélectriques en réseaux autonomes¹⁵⁷. Le Distributeur considère qu'il ne peut attribuer à une turbine hydraulique une puissance supérieure à 100 % de sa puissance nominale. De plus, dans le cas de la centrale Mehinek du réseau de Schefferville, le Distributeur a réduit de 10 % la puissance de la centrale pour tenir compte des variations du niveau de l'eau et de certaines contraintes techniques¹⁵⁸.

Devant la preuve présentée, la Régie accepte, pour le présent plan, le critère de planification des équipements des réseaux autonomes qui comprennent des turbines hydrauliques. Toutefois, elle demande au Distributeur, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 :

- d'expliquer l'application du facteur de 90 % aux turbines hydrauliques au même titre qu'aux groupes électrogènes;
- de présenter la définition et le calcul des puissances installée et nominale d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome.

3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

La production thermique locale, au moyen de groupes électrogènes, assure l'alimentation de 85 % de la clientèle en réseau autonome. Compte tenu du prix élevé des produits pétroliers et de leur volatilité ainsi que des considérations relatives au développement durable, la Régie réitère¹⁵⁹ que le Distributeur doit intensifier ses efforts pour réduire le coût d'exploitation des réseaux autonomes et accélérer la mise en place de solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux.

La Régie prend note de l'engagement ferme du Distributeur dans un processus de remplacement maximal du mazout pour la production d'électricité en réseaux autonomes¹⁶⁰.

¹⁵⁶ Pièce B-31-HQD-2, document 1, page 19.

¹⁵⁷ Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 75 et 76.

¹⁵⁸ Pièce B-68-HQD-6, document 1, page 14 ; pièce A-26-7, pages 223, 225 et 226.

¹⁵⁹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 32.

¹⁶⁰ Pièce B-87, page 13.

3.1 RÉSEAU D'AKULIVIK

Le Distributeur prévoit réaliser un projet pilote de jumelage éolien-diesel (JED) lors de la construction d'une centrale thermique à Akulivik dont la mise en service est prévue pour 2012.

La Régie est en faveur des projets de JED. Toutefois, elle constate que la centrale thermique de 2 MW est devancée en 2012 pour une augmentation de la demande de pointe plus élevée de 50 kW par rapport au plan d'approvisionnement 2005-2014. Dans ce plan, aucune augmentation de capacité n'était prévue à l'horizon 2014¹⁶¹. La Régie demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder la construction d'une centrale à Akulivik. Si le Distributeur en vient à la conclusion que la nouvelle centrale est tout de même requise, il devra fournir, dans sa demande d'autorisation de construction, ses conclusions sur le programme de réduction de la demande qu'il a considéré.

3.2 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

Le Distributeur explique que la puissance installée du réseau de Schefferville devient insuffisante vers 2015 pour respecter le critère de planification des équipements. Il prévoit réaliser en 2008-2009 l'avant-projet d'une nouvelle centrale thermique d'une capacité de six groupes électrogènes, dont trois entreraient en service en 2012¹⁶².

Le Distributeur indique qu'il serait possible d'utiliser l'emplacement prévu pour une quatrième turbine hydraulique à la centrale Mehinek pour installer une capacité additionnelle de 10 MW à un coût d'environ 20 M\$¹⁶³. Cette option au coût de 2 M\$/MW semble avantageuse, non seulement en termes de coût d'investissement, mais aussi parce qu'elle n'implique aucun coût d'approvisionnement en combustible. Compte tenu de ces considérations monétaires ainsi que du caractère renouvelable et propre de la ressource hydraulique, la Régie demande à ce que l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Mehinek soit privilégiée à Schefferville.

¹⁶¹ Pièce B-31-HQD-2, document 1, page 27; pièce B-14-HQD-3, document 1, page 72; dossier R-3550-2004, pièce HQD-4, document 1, page 26.

¹⁶² Pièce B-68-HQD-6, document 1, pages 11 à 13.

¹⁶³ Pièce A-26-7, pages 219 à 221.

La Régie note qu'aucun programme commercial pouvant agir sur la demande n'est prévu à l'horizon 2017¹⁶⁴. Elle demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder l'augmentation de la capacité de production à Schefferville. Si le Distributeur conclut qu'un ajout de capacité est tout de même requis, il devra fournir, dans sa demande d'autorisation, ses conclusions sur le programme de réduction de la demande qu'il a considéré.

3.3 JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL

La Régie rappelle que la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015* vise expressément à réduire la dépendance du Québec envers les produits pétroliers, incluant les réseaux autonomes¹⁶⁵. C'est en ce sens qu'elle a demandé que des projets pilotes de JED soient réalisés à compter de 2008 au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine¹⁶⁶.

La Régie constate que la mise en service d'un éventuel premier projet pilote au Nunavik, initialement prévue pour 2008, est reportée en 2012. Le Distributeur a proposé la réalisation de deux projets à Whapmagoostui et à Inukjuak au Nunavik et d'un troisième à l'Île-d'Entrée aux Îles-de-la-Madeleine¹⁶⁷. Il rapporte que ces projets n'ont pas été acceptés par les communautés locales. Le Distributeur affirme qu'il ne peut envisager réaliser de tels projets sans un accueil positif du milieu et qu'il attend qu'un projet concret soit suffisamment avancé avant de consulter les communautés¹⁶⁸. Dans le cas d'Inukjuak, le projet est reporté étant donné la volonté de la communauté d'étudier un projet hydroélectrique.

Les intervenants ROÉÉ et S.É./AQLPA soulignent les coûts élevés, la complexité technique et le besoin de valoriser les surplus d'énergie éolienne du JED à haut taux de pénétration. Ils soulignent également que le JED à haute pénétration présente un risque technologique, ce que le Distributeur confirme :

« [...] on parle d'une technologie qui est non éprouvée et mature à 100 % ; [...] on a besoin quand on arrive dans une de nos centrales, que notre centrale soit prête à recevoir ça. Il va y avoir beaucoup d'innovations qui vont être faites à l'intérieur d'Hydro-Québec avec nos systèmes pour intégrer ça. »¹⁶⁹

¹⁶⁴ Pièce B-31-HQD-2, document 2, page 53; pièce B-68-HQD-6, document 1, page 13.

¹⁶⁵ Gouvernement du Québec, *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, pages 36, 46 et 47.

¹⁶⁶ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 33.

¹⁶⁷ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 24, 26 et 27.

¹⁶⁸ Pièce A-26-7, page 182.

¹⁶⁹ Pièce A-26-7, pages 177 et 178.

Les intervenants ROÉÉ et S.É./AQLPA préconisent une stratégie de déploiement du JED commençant par de plus bas taux de pénétration¹⁷⁰. Le Distributeur répond qu'il cherche à déployer le JED au moindre coût, selon la pénétration optimale. C'est le système qui offrira le meilleur rendement économique tout en étant techniquement viable et acceptable par la population qui sera ciblé, et ce, peu importe le taux de pénétration¹⁷¹.

La Régie prend note de l'engagement du Distributeur envers le JED¹⁷² et lui demande de prendre les moyens pour que puissent être déployés les projets permettant de réduire l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux, tout en offrant une rentabilité acceptable.

La Régie demande au Distributeur de l'informer, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020, de l'état d'avancement des projets de JED prévus à Akulivik, à Kangiqsualujjuaq ainsi qu'à Cap-aux-Meules.

4. RÉCUPÉRATION DE CHALEUR

La récupération de chaleur des centrales thermiques est une des solutions possibles afin de réduire les besoins globaux de combustible des réseaux autonomes. Le Distributeur rappelle que les communautés en réseaux autonomes demandent au Distributeur d'éloigner les centrales des zones habitées à cause de la pollution qu'elles créent¹⁷³. Le Distributeur précise par ailleurs que :

« [...] au Nunavik, les coûts de construction élevés, de même que l'organisation et la structure des villages constituent des contraintes au développement du chauffage urbain. [...] la conception des nouvelles centrales prévoit la récupération de la chaleur des groupes, non seulement pour les besoins du Distributeur, mais également pour la desserte d'un commerce ou d'une industrie qui s'établirait à proximité de la centrale. Il est en effet peu rentable de transporter de la chaleur résiduelle sur de longues distances. [...] les investissements éventuels seraient considérables, tant pour la récupération et la distribution de chaleur que pour son utilisation dans les immeubles. »¹⁷⁴

¹⁷⁰ Pièce A-26-9, pages 170 à 172 et 176 à 195.

¹⁷¹ Pièce B-86, page 11.

¹⁷² Pièce B-86, page 10.

¹⁷³ Pièce B-68-HQD-6, document 1, page 19.

¹⁷⁴ Pièce B-68-HQD-6, document 1, pages 17 et 18.

Le Distributeur ajoute qu'il « *n'a entrepris aucune étude de faisabilité relative aux réseaux de chauffage. À première vue, cependant, [...] le Distributeur maintient "qu'il n'est pas acquis que la vente de chaleur permettrait de réduire son déficit" »*¹⁷⁵. Cependant, il soumet un rapport qui indique que la chaleur récupérée est distribuée avec profit dans certains réseaux autonomes du Groenland¹⁷⁶.

La Régie invite le Distributeur à poursuivre l'examen de moyens permettant de réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre (GES) associés au chauffage dans les réseaux autonomes.

5. GAZ À EFFET DE SERRE

La Régie prend note de la modernisation des centrales thermiques avec des groupes électrogènes plus performants. Cette mise à niveau technologique contribue à la réduction des émissions de GES¹⁷⁷.

La Régie considère que la valorisation d'attributs environnementaux doit être encouragée. Elle souligne que le déploiement envisagé du JED pourrait permettre au Distributeur de se prévaloir de crédits de réduction de GES, en plus des crédits ou des subventions pour énergie renouvelable.

Le Distributeur présente une estimation de la réduction des émissions de CO₂ qui pourrait être réalisée par le remplacement partiel ou total de la production thermique par de l'énergie renouvelable¹⁷⁸. La Régie est d'avis qu'il est de l'intérêt du Distributeur de comptabiliser aussi la réduction des émissions de GES résultant du déploiement du PGEÉ en réseaux autonomes.

6. CONCLUSION

La Régie approuve le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets

¹⁷⁵ Pièce B-82, page 7.

¹⁷⁶ Pièce B-14-HQD-3, document 1, annexe 3, pages 12 et 14.

¹⁷⁷ Pièce B-31-HQD-2, document 1, page 19.

¹⁷⁸ Pièce B-31-HQD-2, document 1, pages 17 et 18.

d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. Elle lui demande de présenter les résultats de cette évaluation dans le plan d'approvisionnement 2011-2020.

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁷⁹, notamment ses articles 31 et 72;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹⁸⁰;

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

APPROUVE, avec les précisions et les modifications apportées dans la présente décision, le plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à toutes les demandes énoncées dans la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

¹⁷⁹ L.R.Q., c. R-6.01.

¹⁸⁰ (2001) 133 G.O. II, 6038.

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Louise Tremblay;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Frechette;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariepy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin et M^e Geneviève Pilon.