

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
ANNEXES

TABLE DES MATIÈRES

ANNEXE 1A LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔT DE JUIN 2010	9
ANNEXE 1B SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE RELATIVES AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT	17
ANNEXE 1C LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES TERMES TECHNIQUES	23
Liste des abréviations.....	25
Liste des termes techniques	27
ANNEXE 1D HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017	33
ANNEXE 2A PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO MOYEN.....	43
1. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS	45
1.1 CONTEXTE DÉMOGRAPHIQUE	45
1.2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE	47
1.2.1 <i>Prévision économique à court terme.....</i>	<i>47</i>
1.2.2 <i>Prévision économique à moyen et long terme.....</i>	<i>50</i>
1.3 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE	52
1.3.1 <i>Gaz naturel.....</i>	<i>52</i>
1.3.2 <i>Pétrole brut.....</i>	<i>54</i>
1.3.3 <i>Prix de l'électricité.....</i>	<i>56</i>
1.4 TABLEAU RÉCAPITULATIF DES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES.....	58
2. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	58
2.1. RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE.....	60
2.2. COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL	60
2.3. INDUSTRIEL PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES	61
2.4. INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES.....	61
2.5. AUTRES	61
3. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES.....	62
4. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	64
4.1 CHAUFFAGE DES LOCAUX.....	64
4.2 CHAUFFAGE DE L'EAU AU SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE	65
4.3 INDUSTRIEL PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME).....	65
4.4 INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES.....	65
4.5 AUTRES USAGES	66

5. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION	66
5.1. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE.....	66
5.1.1. <i>Économies d'énergie tendancielle</i>	67
5.1.2. <i>Programmes déjà mis en œuvre</i>	67
5.1.3. <i>Interventions en efficacité énergétique en déploiement</i>	67
5.2. MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION	69
6. ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION.....	70
7. ANALYSE DE LA PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL	73
ANNEXE 2B SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉAS DE LA DEMANDE	83
1. SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION	85
1.1 MÉTHODOLOGIE	85
1.2 VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	86
1.3 PRÉSENTATION DU SCÉNARIO FORT	87
1.4 PRÉSENTATION DU SCÉNARIO FAIBLE.....	88
2 ALÉAS DE LA DEMANDE.....	89
2.1 L'ALÉA CLIMATIQUE.....	90
2.2 L'ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE	93
2.2.1 <i>Aléa sur la demande en énergie prévue</i>	94
2.2.2 <i>Aléa sur la demande en puissance prévue</i>	96
2.3 L'ALÉA GLOBAL	97
2.4 COMPARAISONS PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009 ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017.....	98
2.4.1 <i>Aléa climatique</i>	98
2.4.2 <i>Aléa sur la demande prévue</i>	99
2.4.3 <i>Aléa global</i>	99
ANNEXE 2C COMPARAISONS AVEC LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ ET AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017.....	103
1. COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017	105
1.1 COMPARAISON DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	105
1.2 COMPARAISON DES TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	107
1.3 COMPARAISON DES BESOINS EN ÉNERGIE	108
1.4 COMPARAISON DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	109
2 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017	113
2.1 COMPARAISON DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	113
2.2 COMPARAISON DES TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	115
2.3 COMPARAISON DES BESOINS EN ÉNERGIE	116
2.4 COMPARAISON DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	117

ANNEXE 2D DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE	121
1 VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	123
2 VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS).....	124
2.1 VENTES PUBLIÉES.....	124
2.2 VENTES NORMALISÉES	124
2.3 VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES	125
2.4 AJUSTEMENTS DU FACTURÉ/LIVRÉ	125
3 PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2001	126
4 BESOINS EN ÉNERGIE.....	126
4.1 BESOINS RÉELS	126
4.2 BESOINS NORMALISÉS.....	127
5 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	127
6 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	128
ANNEXE 2E CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017	129
1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION.....	131
2 CHANGEMENT DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES AYANT UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (DEPUIS LE DERNIER PLAN)	131
2.1 CHANGEMENT DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE POUR ÉTABLIR L'ENSEMBLE DES SIMULATIONS HORAIRES DES BESOINS PRÉVUS EN FONCTION DES CONDITIONS CLIMATIQUES.....	131
ANNEXE 3A ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	137
ANNEXE 3B CONCILIATION DU BILAN DE PUISSANCE D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION FOURNI AU DISTRIBUTEUR, BILAN DU DISTRIBUTEUR SELON LES DONNÉES SOUMISES AU NERC ET SELON LES DONNÉES SOUMISES AU NPCC	147
1. CONTEXTE.....	149
2. DEMANDE	150
3. RESSOURCES	150
4. DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET AU NERC.....	151
ANNEXE 3C DÉMONSTRATION DU RESPECT DES CRITÈRES DE FIABILITÉ DE NOVEMBRE 2010	153
ANNEXE 3D DONNÉES HISTORIQUES SUR LES APPROVISIONNEMENTS.....	157

ANNEXE 3E CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME SIGNÉS, AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	161
ANNEXE 4A CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORTATION	169
1. CAPACITÉS NOMINALES DES INTERCONNEXIONS	171
2. CONTRAINTES D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS	172
ANNEXE 4B POTENTIEL D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE PAR MARCHÉS	177
1. DIVERSITÉ SAISONNIÈRE DES CHARGES AVEC LES MARCHÉS VOISINS	179
2. RESSOURCES DISPONIBLES EN HIVER	180
3. L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE DANS LES RÉSEAUX VOISINS.....	182
3.1. ZONE DE RÉGLAGE DES MARITIMES	183
3.2. ZONE DE RÉGLAGE DE NEW YORK	184
3.3. ZONE DE RÉGLAGE DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE	184
3.4. ZONE DE RÉGLAGE DE L'ONTARIO.....	185
3.5. RÉSEAU D'ÉNERGIE LA LIÈVRE	185
3.6. INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU LABRADOR.....	186
4. CONTRAINTES D'UTILISATION DE LA PUISSANCE DISPONIBLE DANS LES MARCHÉS LIMITOPHES	186
4.1. MARITIMES.....	187
4.2. ONTARIO.....	187
5. PUISSANCE DISPONIBLE À L'INTÉRIEUR DE LA ZONE DE RÉGLAGE DU QUÉBEC	188
6. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL D'APPROVISIONNEMENT PAR MARCHÉS	188
7. RÉFÉRENCES.....	190
ANNEXE 4C PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	193
1. DONNÉES DÉTAILLÉES SUR LE PROFIL DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	195
ANNEXE 4D SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE (350 MW) ET CYCLABLE (250 MW) AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION	203

ANNEXE 5 ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME.....	207
1. INTRODUCTION.....	209
2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUSSIONNER.....	210
2.1. MÉTHODE DESCRIPTIVE DE LA CAPACITÉ DISPONIBLE ET DES COÛTS DE TRANSPORT	210
2.1.1. <i>Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV.....</i>	<i>210</i>
2.1.2. <i>Degré de réceptivité des lignes et postes pour fins de raccordement de nouveaux projets.....</i>	<i>211</i>
2.2. MÉTHODE BASÉE SUR LA RÉALISATION D'UNE ÉTUDE EXPLORATOIRE	211
3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS	212
3.1 COÛTS PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS.....	212
3.2 PERTES ÉNERGÉTIQUES DIFFÉRENTIELLES	213
3.3 PLAFONNEMENT DE LA PRODUCTION	214
4. APPLICATION DE LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DU COÛT DE RACCORDEMENT AUX PROJETS DE FAIBLE CAPACITÉ	214
ANNEXE 6 GESTION DE L'EXPOSITION AUX RISQUES DES CONTREPARTIES.....	217

ANNEXE 1A
LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU
GUIDE DE DÉPÔT DE JUIN 2010

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
1. Fournir le sommaire et le contexte du plan d’approvisionnement ainsi que le lexique des termes techniques.	HQD-1, Document 1 Section 1 HQD-1, Document 2 Annexe 1D
2. Présenter de façon distincte le plan d’approvisionnement du réseau intégré (approvisionnements destinés à combler les besoins d’électricité des clients desservis par le réseau d’Hydro-Québec TransÉnergie) et le plan d’approvisionnement des réseaux autonomes (approvisionnements destinés à combler les besoins d’électricité des clients non reliés au réseau d’Hydro-Québec TransÉnergie).	Réseau intégré : HQD-1, Document 1 HQD-1, Document 2 Réseaux autonomes : HQD-2, Document 1 HQD-2, Document 2
3. Présenter le contexte et les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à la base de la prévision de la demande. Fournir l’historique des dix dernières années des principaux paramètres démographiques, économiques et énergétiques utilisés pour réaliser la prévision. Présenter le scénario moyen de la plus récente prévision de ces paramètres sur un horizon d’au moins dix ans et le comparer avec les plus récentes prévisions d’autres organismes.	HQD-1, Document 1 Section 2 HQD-1, Document 2 Annexe 2A (prévisions) Annexe 2D, section 1 (historique)
4. Fournir l’historique des dix dernières années des données annuelles suivantes, réelles et normalisées pour les conditions climatiques : <ul style="list-style-type: none"> • les ventes par secteurs de consommation ; • les besoins en énergie ; • la contribution des programmes d’efficacité énergétique. 	HQD-1, Document 2 Annexe 2D, sections 2, 4 et 6
5. Fournir l’historique des dix dernières années des besoins en puissance à la pointe d’hiver par usages, normalisés pour les conditions climatiques.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D, section 5
6. Présenter une comparaison des prévisions contenues au plan d’approvisionnement précédent avec les données suivantes, observées sur la période du plan précédent et normalisées pour les conditions climatiques : <ul style="list-style-type: none"> • les ventes par secteurs de consommation ; • les besoins en énergie ; • les besoins en puissance à la pointe d’hiver par usages. 	HQD-1, Document 2 Annexe 2C

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
<p>7. Présenter le scénario moyen des plus récentes prévisions suivantes sur un horizon d’au moins dix ans et expliquer les résultats :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les ventes par secteurs de consommation. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d’approvisionnement et celle du dernier état d’avancement de ce plan ; • les ventes au secteur Industriel grandes entreprises par secteurs d’activités ; • les besoins en énergie. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d’approvisionnement et celle du dernier état d’avancement de ce plan ; • les besoins en puissance à la pointe d’hiver par usages. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d’approvisionnement et celle du dernier état d’avancement de ce plan ; • la contribution des programmes d’efficacité énergétique prise en compte dans la prévision des ventes et dans la prévision de puissance à la pointe d’hiver ; • les moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d’hiver. 	<p>HQD-1, Document 1 Section 2</p> <p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, sections 2 à 5 (prévisions) Annexe 2C (comparaisons)</p>
<p>8. Présenter une analyse de sensibilité des ventes par secteurs de consommation aux variables ayant un impact significatif.</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, section 6</p>
<p>9. Présenter, sur l’horizon du plan d’approvisionnement, l’aléa de la demande prévue, l’aléa climatique et l’aléa global sur les besoins en énergie et en puissance à la pointe d’hiver.</p>	<p>HQD-1, Document 1 Section 2.2</p> <p>HQD-1, Document 2 Annexe 2B, section 2</p>
<p>10. Présenter les scénarios faible et fort des prévisions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les principaux paramètres démographiques, économiques et énergétiques ; • les ventes ; • les besoins en énergie ; • les besoins en puissance à la pointe d’hiver. 	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2B, section 1</p>
<p>11. Présenter l’historique depuis l’année 2001 et la prévision sur l’horizon du plan d’approvisionnement du taux de pertes de transport et, séparément, du taux de pertes de distribution (en pourcentage). Fournir les hypothèses de prévision et, le cas échéant, une explication des variations observées. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d’approvisionnement et celle du dernier état d’avancement de ce plan.</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, section 3 (prévisions) Annexe 2C, sections 1.2 et 2.2 (comparaisons) Annexe 2D, section 3 (historique)</p>

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
12. Présenter et expliquer les ajustements comptables aux ventes publiées pour concilier les ventes facturées et l’estimation des ventes livrées.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D
13. Présenter et expliquer les ajustements comptables aux ventes publiées pour concilier les ventes facturées et l’estimation des ventes livrées.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D
14. Présenter tout changement de méthodologie ou d’hypothèse ayant un impact significatif sur la prévision de la demande, apporté depuis la présentation du dernier plan d’approvisionnement. Fournir une description qualitative et quantitative des impacts sur la prévision de la demande découlant de ces changements.	HQD-1, Document 2 Annexe 2E
15. Présenter les critères de fiabilité en énergie et en puissance ainsi que le critère de conception du réseau de transport. Justifier toute modification apportée aux critères du plan d’approvisionnement précédent.	HQD-1, Document 1 Section 4.2 (Fiabilité en puissance) Section 4.5 (Fiabilité en énergie) Section 4.6 (Conception du réseau)
16. Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l’horizon du plan d’approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l’établir, notamment celles associées à l’aléa de la demande et à l’aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d’approvisionnement et ceux du dernier état d’avancement de ce plan.	HQD-1, Document 1 Section 4.2
17. Fournir la contribution en puissance provenant du partage de réserve avec les réseaux voisins. Présenter les hypothèses utilisées pour l’établir.	HQD-1 Document 1 Section 3.3 HQD-1, Document 2 Annexes 4A et 4B
18. Concilier le bilan en puissance d’Hydro-Québec Production fourni au Distributeur, le bilan en puissance du Distributeur, les données soumises au NERC (North American Electric Reliability Corporation) et les données soumises au NPCC (Northeast Power Coordinating Council).	HQD-1, Document 2 Annexe 3B
19. Joindre au plan d’approvisionnement, dès que disponible, la démonstration du respect des critères de fiabilité en énergie et puissance réalisée en novembre de l’année où le plan est déposé.	HQD-1, Document 2 Annexe 3C

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
<p>20. Fournir l’historique depuis l’année 2001 des données annuelles suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le volume de consommation patrimoniale ; • les taux de pertes de transport et de distribution ; • le volume d’électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ; • le volume d’électricité patrimoniale inutilisé. 	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 3D</p>
<p>21. Fournir l’historique depuis l’année 2001 des caractéristiques, notamment le volume, le coût et les revenus dans le cas de la revente, des approvisionnements annuels suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les approvisionnements de long terme, en distinguant les services de base, cyclable et autres ; • les approvisionnements de court terme ; • l’électricité reçue en vertu de l’entente globale cadre ; • l’électricité revendue. 	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 3D</p>
<p>22. Décrire les caractéristiques des contrats d’approvisionnements existants ou en cours d’acquisition au-delà de l’électricité patrimoniale. Indiquer les contributions en énergie et en puissance sur l’horizon du plan d’approvisionnement.</p>	<p>HQD-1, Document 1 Sections 3.1 et 3.2</p> <p>HQD-1, Document 2 Annexe 3E</p>
<p>23. Déposer la plus récente entente avec Hydro-Québec dans ses activités de production d’électricité concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l’approvisionnement patrimonial. Expliquer tout changement apporté depuis la dernière entente.</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 3A</p>
<p>24. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en énergie de court terme et de long terme, requis sur l’horizon du plan d’approvisionnement pour satisfaire les besoins en énergie selon le scénario moyen de la prévision.</p>	<p>HQD-1, Document 1 Sections 4.1 et 4.4</p>
<p>25. Fournir la quantité estimée d’électricité patrimoniale annuelle inutilisée sur l’horizon du plan d’approvisionnement. Présenter les hypothèses utilisées pour l’établir.</p>	<p>HQD-1, Document 1 Sections 4.1 et 4.4</p>
<p>26. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en énergie de court terme et de long terme, requis sur l’horizon du plan d’approvisionnement pour respecter le critère de fiabilité en énergie. Indiquer le niveau de dépendance envers les marchés de court terme au Québec et hors Québec. En cas de non respect du critère, faire état des moyens prévus pour y remédier.</p>	<p>HQD-1, Document 1 Section 5.1</p>

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
27. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en puissance à la pointe d’hiver, de court terme et de long terme, requis sur l’horizon du plan d’approvisionnement pour respecter le critère de fiabilité en puissance. En cas de non respect du critère, faire état des moyens prévus pour y remédier.	HQD-1, Document 1 Sections 4.2 et 4.4
28. Fournir la capacité maximale des interconnexions en énergie et en puissance en mode importation et la capacité en tenant compte des contraintes techniques et de marché. Fournir les hypothèses utilisées pour les établir.	HQD-1, Document 2 Annexes 4A et 4B
29. Fournir la courbe et le chiffrier des puissances classées du profil horaire des besoins pour la deuxième et la dernière année du plan d’approvisionnement et les comparer avec la courbe des puissances classées de l’électricité patrimoniale.	HQD-1, Document 2 Annexe 4C (Chiffrier ci-joint <i>Exigences 28 et 33.xls</i>)
30. Fournir la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour la deuxième et la dernière année du plan d’approvisionnement. Indiquer les caractéristiques des approvisionnements à acquérir.	HQD-1, Document 1 Section 4.3 HQD-1, Document 2 Annexe 4C
31. Présenter la stratégie d’approvisionnement retenue, en précisant : <ul style="list-style-type: none"> • le suivi de la stratégie présentée dans le dernier plan d’approvisionnement ; • le contexte de planification ; • l’acquisition des produits de long, moyen, court et très court termes ; • les dates de lancement des appels d’offres et de livraison des produits ; • les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus. 	HQD-1, Document 1 Sections 1, 4 et 5
32. Présenter les diverses stratégies d’approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.	HQD-1, Document 1 Section 4
33. Présenter un tableau, sur l’horizon du plan, des approvisionnements additionnels requis en énergie après le déploiement de la stratégie de long terme. Présenter un tableau similaire pour la puissance.	HQD-1, Document 1 Section 4.4.3

Exigences de dépôt reliées à la demande d’approbation du plan d’approvisionnement	Localisation de l’information
34. Présenter, au moins pour les trois premières années du plan d’approvisionnement, le graphique et le chiffrier des besoins additionnels mensuels maximaux en puissance de court terme et la courbe des puissances classées des approvisionnements additionnels de court terme requis.	HQD-1, Document 1 Section 4.3 HQD-1, Document 2 Annexe 4C (Chiffrier ci-joint <i>Exigences 28 et 33.xls</i>)
35. Présenter un tableau indiquant, au moins pour les trois premières années du plan d’approvisionnement, les caractéristiques et les quantités en énergie et en puissance des achats de court terme.	HQD-1, Document 1 Section 4.4.3 HQD-1, Document 2 Annexe 4C
36. Présenter les risques découlant du choix des sources d’approvisionnement et les mesures envisagées pour atténuer l’impact de ces risques.	HQD-1, Document 1 Sections 4 et 7
37. Fournir les critères utilisés dans le processus de sélection des offres, incluant la grille de pondération de ces critères.	HQD-1, Document 1 Section 4.4.2.2 (Pour un éventuel appel d’offres en puissance) Non applicable aux besoins en énergie
38. Présenter et justifier la méthodologie d’évaluation des coûts de transport applicables aux appels d’offres de long terme prévus sur l’horizon du plan d’approvisionnement.	HQD-1, Document 2 Annexe 5A
39. Présenter un tableau indiquant les demandes spécifiques de la Régie exprimées dans ses décisions antérieures relatives aux plans d’approvisionnement et les références aux réponses à ces demandes dans le plan d’approvisionnement.	HQD-1, Document 2 Annexe 1B

ANNEXE 1B
SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE
RELATIVES AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT

**TABLEAU DE SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE
RELATIVES AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT**

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<p>D-2005-178 Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur</p>	
<p>Demande au Distributeur d'ajouter, dans la présentation de la prévision de la demande de ses prochains plans d'approvisionnement, les informations suivantes (pp. 9-10) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les données historiques des dix dernières années des principaux paramètres économiques, démographiques et énergétiques utilisés pour réaliser la prévision; - une comparaison des principaux paramètres économiques, démographiques et énergétiques utilisés avec les plus récentes prévisions d'autres organismes; - les données historiques, réelles et normalisées pour les conditions climatiques, des dix dernières années : <ul style="list-style-type: none"> - des ventes par secteurs de consommation, - des besoins en énergie, - des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages, - des économies d'énergie ; - les données historiques depuis 2001 et la prévision sur l'horizon du plan d'approvisionnement des taux de pertes de transport et, séparément, des taux de pertes de distribution ; - une explication des variations observées, le cas échéant, et les hypothèses de prévision relatives aux taux de pertes de transport et de distribution ; - les ajustements comptables accompagnés d'une explication ; - tout changement de méthodologie ou d'hypothèse ayant un impact significatif, apporté depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement. La Régie s'attend à ce que les impacts sur la prévision de la demande découlant de ces changements fassent l'objet d'une description qualitative et quantitative. 	<p>Ces demandes ont été intégrées dans le guide de dépôt.</p>
<p>Les prochains plans d'approvisionnement doivent concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans le plan, établi en fonction des besoins du Distributeur, et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North American Electric Reliability Council) et au NPCC, établis en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec. (p. 17)</p>	<p>Ces demandes ont été intégrées dans le guide de dépôt.</p>

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<p>D-2008-076R Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (Phase 1)</p> <p>Demande de présenter, dans le cadre des états d'avancement des plans d'approvisionnement et des prochains plans d'approvisionnement, un suivi annuel pour chaque convention comprenant les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de juin 2008 à décembre de l'année suivant le dépôt du suivi, le taux de livraison mensuel réduit et celui que le Distributeur prévoit réduire ainsi que l'énergie mensuelle différée et celle que le Distributeur prévoit différer ; - pour chaque année restante jusqu'en 2011, l'énergie annuelle que le Distributeur prévoit différer ; - de 2012 à 2020, le taux de livraison annuel majoré et celui dont le Distributeur prévoit majorer ainsi que l'énergie annuelle retournée et celle dont le Distributeur prévoit demander le retour ; - le solde du compte d'énergie différée au 31 décembre suivant le dépôt du suivi ; - les commentaires du Distributeur quant à l'utilisation de ces conventions parmi son éventail de moyens pour réaliser l'équilibre offre/demande. 	<p>HQD-1, Document 1 Sections 4.1, 4.4 et 5.1 (commentaires)</p> <p>HQD-1, Document 2 Annexe 4D (données)</p>
<p>D-2008-133 Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (Phase 2)</p> <p><i>Secteur industriel Grandes entreprises</i></p> <p>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. (p. 10)</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, section 7</p>
<p>(...) 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 tel que présenté au Tableau 5, Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 8. (p. 10)</p> <p><i>Prévision des besoins annuels de chauffage</i></p> <p>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. (p. 12)</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, section 2</p> <p>Aucun changement depuis le Plan d'approvisionnement 2008-2017</p>

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<p><i>Partage de réserve et achats sur les marchés de court terme</i></p> <p>(...) 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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. (pp. 29-30) <p><i>Plateforme électronique</i></p> <p>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. (...) 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. (pp. 36-37)</p> <p><i>Attributs environnementaux</i></p> <p>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. (pp. 43-44)</p>	<p>Le Distributeur a répondu à cette demande dans le cadre de l'état d'avancement 2009</p> <p>Voir aussi HQD-1, Document 1 Section 3.3.4 et HQD-1, Document 2 Annexe 4B HQD-1, Document 2 Section 4.4</p> <p>Le Distributeur a répondu à cette demande dans le cadre de l'état d'avancement 2009.</p> <p>Voir aussi HQD-1, Document 1 Section 3.5</p>
<p>D-2009-125 Motifs</p> <p>Demande d'approbation de l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour intervenue entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd</p> <p>[15] (...) Dans le cadre du dépôt de son prochain plan d'approvisionnement, le Distributeur devrait évaluer la performance de la prévision de la demande du secteur Industriel Grandes entreprises sur les horizons de court, moyen et long termes, expliquer les biais, le cas échéant, et la façon d'y remédier. (p. 7)</p>	<p>HQD-1, Document 2 Annexe 2A, section 7</p>

Libellé de la demande	Localisation de l'information
<p>D-2010-099 Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée</p>	
<p>[31] (...) dans son prochain plan d'approvisionnement, le Distributeur présentera une stratégie d'approvisionnement à long terme proposant des alternatives pour assurer la disponibilité d'énergie et de puissance additionnelles durant l'une ou l'autre des périodes. (p. 9)</p>	<p>HQD-1, Document 1 Sections 4 et 5.1</p>
<p>[61] (...) Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera l'utilisation de ses contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020. (p. 15)</p>	<p>HQD-1, Document 1 Sections 4 et 5.1</p>

ANNEXE 1C
LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET
DES TERMES TECHNIQUES

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AAR	Approvisionnement additionnels requis
AEÉ	Agence de l'efficacité énergétique
CF(L)Co	Churchill Falls (Labrador) Company
DAM	Day Ahead Market*
EI	Edison Electric Institute
FCM	Forward Capacity Market
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
F.U.	Facteur d'utilisation*
GNL	Gaz naturel liquéfié
GWh	Gigawattheure*
HAM	Hour Ahead Market*
IESO	Independent Electricity System Operator
ISO	Independent System Operator
kW	kilowatt*
kWh	kilowattheure*
m	mètre
mbj	million de barils par jour
mpc	millier de pieds cubes*
MW	Mégawatt*
MWh	Mégawattheure*
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NERC	North American Electric Reliability Council
NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique

PIB	Produit intérieur brut*
TCE	TransCanada Energy Ltd
TWh	Térawattheure*
UCAP	Unforced Capacity*

1 * Voir les définitions dans la liste des termes techniques.

LISTE DES TERMES TECHNIQUES

1	baril	Unité de volume des produits pétroliers.
2		1 baril = 0,158984 m ³ = 158,984 litres = 0,14 tonne de
3		pétrole brut.
4	coefficient de variation	Rapport entre l'écart type et la moyenne.
5	consommation des centrales	Quantité d'électricité utilisée pour le fonctionnement
6		des centrales d'Hydro-Québec Production.
7	courbe de puissances classées	Courbe représentant les quantités de puissance
8		appelées à chaque heure d'une période (par exemple
9		une année ou un mois), classées en ordre
10		décroissant.
11	Day Ahead Market (DAM)	Marché — dans une zone donnée (par exemple ISO
12		New England ou New York ISO) — pour les
13		approvisionnements en électricité, dont les prix sont
14		établis — pour chacune des heures du lendemain —
15		en fonction de l'offre et de la demande. Voir aussi
16		Hourly Ahead Market.
17	degrés-jours de chauffage	Dans le but d'obtenir un indice des besoins de
18		chauffage d'une période, on cumule les degrés-jours
19		de chauffage calculés pour chaque journée de cette
20		période. Les degrés-jours de chauffage d'une journée
21		sont calculés en prenant la différence positive entre
22		une température de référence et la température
23		moyenne de la journée. Ainsi, pour une journée où la
24		température moyenne est de –25 degrés Celsius, on
25		obtient avec une température de référence de
26		15 degrés Celsius : 15 - (-25) = 40 degrés-jours.

1	degrés-jours de climatisation	Dans le but d'obtenir un indice des besoins de
2		climatisation d'une période, on cumule les degrés-
3		jours de climatisation calculés pour chaque journée
4		de cette période. Les degrés-jours de climatisation
5		d'une journée sont calculés en prenant la différence
6		positive entre la température moyenne de la journée
7		et une température de référence. Ainsi, pour une
8		journée où la température moyenne est de 25 degrés
9		Celsius, on obtient avec une température de
10		référence de 18 degrés Celsius : $25 - 18 = 7$ degrés-
11		jours.
12	énergie	L'énergie est le produit de la puissance par le temps.
13		Dans le Système international, l'unité de mesure de
14		l'énergie est le joule. En électricité, l'énergie se
15		mesure en wattheures (Wh). Par exemple, une
16		ampoule incandescente d'une puissance de 100 watts
17		consommara en dix heures une quantité d'énergie de
18		1 000 wattheures ou de 1 kilowattheure (kWh).
19	énergie involontaire	Quantité d'énergie qui résulte de la différence entre
20		l'énergie qui a été effectivement livrée et l'énergie qui
21		était programmée. Cette différence résulte d'aléas sur
22		l'offre (pannes, défauts de livraison) ou sur la
23		demande (aléa climatique, aléa prévisionnel), en
24		temps réel.

1	économies tendanciennes	Économies d'énergie qui reflètent l'impact de mesures
2		prises directement par les clients ou découlant de
3		changements de normes ou de l'amélioration du
4		rendement des appareils électriques. Celles-ci
5		reflètent donc également les économies d'énergie
6		liées au rajeunissement du parc d'immeubles.
7	facteur d'utilisation (F.U.)	Rapport entre d'une part, l'énergie produite par une
8		centrale (ou consommée par un client) pendant une
9		période de temps et, d'autre part, l'énergie qui aurait
10		été produite (ou consommée) pendant la même
11		période, à pleine puissance.
12		Par exemple, une centrale de 100 MW peut produire
13		par année : 100 MW x 8 760 heures =
14		876 000 MWh ou 876 GWh.
15		Si la production réelle de cette centrale était de
16		740 GWh, son facteur d'utilisation, pour l'année
17		considérée, aurait été de : $740/876 = 84,5 \%$.
18	gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules.
19	gigawattheure (GWh)	1 milliard de wattheures = 10^9 wattheures.
20	groupe électrogène	Ensemble formé d'un moteur diesel et d'un
21		alternateur, pour la production d'électricité dans les
22		réseaux autonomes.
23	Hour Ahead Market (HAM)	Marché — dans une zone donnée (par exemple ISO
24		New England ou New York ISO) — pour les
25		approvisionnements en électricité, dont les prix sont
26		établis une heure à l'avance, en fonction de l'offre et
27		de la demande. Voir aussi Day Ahead Market.
28	joule (J)	Unité de mesure de l'énergie dans le Système
29		international.

1	kilowatt (kW)	1 000 watts = 10^3 watts.
2	kilowattheure (kWh)	1 000 wattheures = 10^3 wattheures.
3	mégawatt (MW)	1 million de watts = 10^6 watts.
4	mégawattheure (MWh)	1 million de wattheures = 10^6 wattheures.
5	millier de pieds cubes (mpc)	Unité de volume du gaz naturel.
6		1 mpc = $28,3168 \text{ m}^3 \approx 1,05$ gigajoule (GJ).
7	produit intérieur brut	Somme des valeurs des biens et services issus de la
8		production à l'intérieur des frontières d'un pays,
9		comptées sans répétition.
10	puissance	Quantité d'énergie fournie ou consommée par unité
11		de temps. En électricité, la puissance se mesure en
12		watts (W).
13		Une ampoule de 50 watts consommera en 20 heures
14		1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Une ampoule de
15		100 watts consommera en 10 heures
16		1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Dans les deux
17		cas, la quantité d'énergie consommée est la même.
18		Cependant la puissance requise pour alimenter
19		l'ampoule sera de 50 watts dans le premier cas et de
20		100 watts dans le second cas.
21	services complémentaires	Services assurant le bon fonctionnement du réseau
22		de transport aux niveaux requis de fréquence, de
23		tension et de stabilité, ainsi qu'un fonctionnement
24		adéquat en cas d'incident.
25	térawattheure (TWh)	1 milliard de kilowattheures = 10^{12} wattheures

1	unforced capacity (UCAP)	Produit de puissance transigé sur certains marchés
2		hors Québec, équivalent de la capacité installée d'une
3		centrale corrigée de l'expérience récente de pannes
4		non-planifiées.
5	usage interne	Électricité utilisée dans les bâtiments et les chantiers
6		qui appartiennent à Hydro-Québec, à l'exclusion de la
7		consommation des centrales.
8	watt (W)	Unité de mesure de la puissance qui correspond à un
9		transfert d'énergie de 1 joule en 1 seconde.
10	wattheure (Wh)	Unité de mesure de l'énergie qui correspond à
11		l'énergie produite pendant 1 heure à une puissance
12		de 1 watt, soit 3 600 joules.
13	WTI	West Texas Intermediate. Pétrole brut produit au
14		Texas et dans le sud de l'Oklahoma, transité sur le
15		marché spot américain à Cushing, Oklahoma. Le prix
16		du WTI sert de référence pour celui d'autres types de
17		pétrole brut livré à Cushing.

ANNEXE 1D
HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS
DEPUIS LE DÉPÔT DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

1

2 **1^{er} novembre 2007** Le Distributeur dépose pour approbation son Plan
3 d'approvisionnement 2008-2017.

4 **7 décembre 2007** La Régie approuve, par sa décision D-2007-134, l'entente
5 intervenue le 30 novembre 2007 entre le Distributeur et
6 TransCanada Energy Ltd (TCE), relative à la suspension
7 temporaire des activités de production d'électricité de sa centrale
8 à Bécancour à partir du 1^{er} janvier 2008.

9 **8 février 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-015, les
10 modifications apportées au contrat d'approvisionnement
11 d'énergie éolienne de 150 MW, conclu entre le Distributeur et la
12 Société Éoliennes Saint-Ulric Saint-Léandre s.e.c. et issu de
13 l'appel d'offres A/O 2003-02. Les modifications ont pour effet
14 notamment de retarder la date du début des livraisons du
15 1^{er} décembre 2007 au 1^{er} décembre 2009.

16 **1^{er} avril 2008** La Régie, par sa décision D-2008-046, scinde le dossier relatif au
17 Plan d'approvisionnement 2008-2017 en deux phases. La
18 phase I est consacrée à l'étude de la demande d'approbation des
19 conventions signées avec Hydro-Québec Production (le
20 Producteur) permettant au Distributeur de différer des livraisons
21 d'énergie prévues aux contrats en base et cyclable. Les deux
22 contrats d'approvisionnement ont été conclus entre les deux
23 parties, à l'issue de l'appel d'offres A/O 2002-01.

24 **26 mai 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-076, les deux
25 conventions signées avec le Producteur accordant au
26 Distributeur une option de différer, à compter du 1^{er} juin 2008,
27 des livraisons d'énergie prévues aux contrats initiaux entre 2008
28 et 2011, et d'en programmer le retour entre 2012 et 2020.

- 1 **5 juin 2008** La Régie rejette, par ses décisions D-2008-081 et D-2008-082
2 les demandes de révocation et de suspension des effets de la
3 décision D-2008-076, déposées respectivement par la
4 Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) et
5 Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI).
- 6 **12 juin 2008** La FCEI dépose à la Cour supérieure du Québec une requête en
7 révision judiciaire et en révocation de la décision D-2008-076.
- 8 **10 septembre 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-114, l'exercice de
9 l'option permettant au Distributeur de prolonger, pour l'année
10 2009, la suspension des activités de production d'électricité de la
11 centrale de TCE à Bécancour, tel que prévu dans l'entente
12 approuvée par la Régie par sa décision D-2007-134.
- 13 **24 septembre 2008** Le gouvernement du Québec (le gouvernement) adopte, par son
14 décret 916-2008, le Règlement sur l'énergie produite au Québec
15 par cogénération à la biomasse et indique à la Régie ses
16 préoccupations économiques, sociales et environnementales
17 dans son décret 917-2008.
- 18 **2 octobre 2008** La Régie rejette, par sa décision D-2008-127, la demande de
19 révocation de la décision D-2008-076 Motifs déposée par la
20 FCEI.
- 21 **14 octobre 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-131, les
22 modifications tarifaires applicables aux options d'électricité
23 interruptible pour les clients de grande et de moyenne puissance
24 et sur l'utilisation des groupes électrogènes de secours.

- 1 **17 octobre 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-132, les quinze
2 contrats d’approvisionnement découlant de l’appel d’offres
3 A/O 2005-03 relatif au second bloc d’énergie éolienne de
4 2 000 MW. L’appel d’offres a été lancé conformément aux
5 exigences du Règlement sur le second bloc d’énergie éolienne,
6 lequel a été édicté par le décret 548-2007 du 27 juin 2007.
- 7 **20 octobre 2008** La Régie approuve, par sa décision D-2008-133, le Plan
8 d’approvisionnement 2008-2017.
- 9 **29 octobre 2008** Le gouvernement adopte, par son décret 1043-2008, le
10 Règlement sur un bloc de 250 MW d’énergie éolienne issu de
11 projets autochtones et indique à la Régie ses préoccupations
12 économiques, sociales et environnementales dans son décret
13 1044-2008.
- 14 **29 octobre 2008** Le gouvernement adopte, par son décret 1045-2008, le
15 Règlement sur un bloc de 250 MW d’énergie éolienne issu de
16 projets communautaires et indique à la Régie ses préoccupations
17 économiques, sociales et environnementales dans son décret
18 1046-2008.
- 19 **31 octobre 2008** Le Distributeur dépose son premier état d’avancement du Plan
20 d’approvisionnement 2008-2017.
- 21 **7 janvier 2009** Le gouvernement, par son décret 9-2009, modifie le Règlement
22 sur l’énergie produite au Québec par cogénération à la biomasse
23 en reportant au 14 avril 2009 la date limite du lancement de
24 l’appel d’offres.
- 25 **4 mars 2009** Le gouvernement, par ses décrets 179-2009 et 180-2009,
26 modifie les règlements adoptés par les décrets 1043-2008 et
27 1045-2008 relatifs aux blocs d’énergie éolienne issus de projets
28 autochtones et communautaires. Ces amendements reportent la
29 date limite du lancement de l’appel d’offres au 1^{er} mai 2009.

- 1 **25 mars 2009** Le gouvernement adopte, par son décret 336-2009, le
2 Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un
3 programme d'achat d'électricité pour des petites centrales
4 hydroélectriques et indique à la Régie ses préoccupations
5 économiques, sociales et environnementales dans son décret
6 337-2009.
- 7 **14 avril 2009** Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2009-01 relatif à un bloc
8 de 125 MW d'énergie produite au Québec par cogénération à la
9 biomasse.
- 10 **30 avril 2009** Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2009-02 relatif au bloc
11 d'énergie éolienne de 250 MW issu de projets autochtones et au
12 bloc d'énergie éolienne de 250 MW issu de projets
13 communautaires.
- 14 **1^{er} mai 2009** Le gouvernement, par ses décrets 520-2009 et 521-2009,
15 modifie les règlements adoptés par les décrets 1043-2008,
16 1045-2008, 179-2009 et 180-2009, relatifs aux blocs d'énergie
17 éolienne issus de projets autochtones et communautaires. Ces
18 amendements modifient la hausse du prix plafond de la
19 fourniture d'électricité de 9,5 ¢/kWh à 12,5 ¢/kWh.
- 20 **5 juin 2009** La Régie approuve, par sa décision D-2009-073, les critères non
21 monétaires pour l'appel d'offres A/O 2009-02 relatif à l'achat de
22 deux blocs distincts de 250 MW d'énergie éolienne issus de
23 projets autochtones et communautaires.
- 24 **3 juillet 2009** La Régie approuve, par sa décision D-2009-084, la grille des
25 critères de sélection et la pondération applicables à l'appel
26 d'offres A/O 2009-01, relatif à l'énergie produite au Québec par
27 cogénération à la biomasse.
- 28 **13 juillet 2009** La Régie approuve, par sa décision D-2009-094, le Programme
29 d'achat d'électricité provenant de centrales hydroélectriques de
30 50 MW et moins.

- 1 **15 juillet 2009** Le Distributeur lance le Programme d'achat d'électricité
2 provenant de centrales hydroélectriques de 50 MW et moins. Le
3 programme vise l'achat d'un bloc d'énergie jusqu'à concurrence
4 de 150 MW provenant de projets communautés locales,
5 régionales et autochtones.
- 6 **21 août 2009** La Régie approuve, par sa décision D-2009-107, l'entente
7 globale cadre conclue entre le Producteur et le Distributeur.
8 L'entente couvre la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre
9 2013.
- 10 **29 septembre 2009** La Régie approuve, par sa décision D-2009-125, l'entente
11 intervenue entre le Distributeur et TCE le 29 juin 2009, relative à
12 la suspension temporaire pour l'année 2010 des activités de
13 production d'électricité de la centrale de TCE à Bécancour.
14 L'entente prévoit que la période de suspension peut être
15 prolongée annuellement sous réserve de l'approbation de la
16 Régie.
- 17 **30 octobre 2009** Le Distributeur dépose son second état d'avancement du Plan
18 d'approvisionnement 2008-2017.
- 19 **18 décembre 2009** Le Distributeur retient huit soumissions pour un total de 60,7 MW
20 dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01 pour l'achat
21 d'énergie produite au Québec par cogénération à la biomasse.

- 1 **22 janvier 2010** La Régie approuve, par sa décision D-2010-004, les
2 modifications apportées au contrat d’approvisionnement relatif au
3 parc éolien de 80 MW prévu dans la municipalité d’Aguanish. Le
4 contrat découle de l’appel d’offres A/O 2005-03 pour l’achat de
5 2 000 MW d’énergie éolienne. Les modifications ont notamment
6 pour effet de relocaliser le parc éolien dans la municipalité de
7 Saint-Robert-Bellarmin.
- 8 **17 mars 2010** Le Distributeur procède à l’ouverture des soumissions reçues
9 dans le cadre du Programme d’achat d’électricité provenant de
10 centrales hydroélectriques de 50 MW et moins, lancé le 15 juillet
11 2009. Le Distributeur reçoit 31 soumissions totalisant 356 MW.
- 12 **7 juillet 2010** Le Distributeur procède à l’ouverture des soumissions reçues
13 dans le cadre de l’appel d’offres A/O 2009-02 relatif à l’achat de
14 deux blocs distincts de 250 MW d’énergie éolienne. Le
15 Distributeur reçoit 13 soumissions pour un total de 319 MW pour
16 le bloc autochtone et 31 soumissions pour un total de 732 MW
17 pour le bloc communautaire.
- 18 **7 juillet 2010** La Régie approuve, par sa décision D-2010-085, les six contrats
19 d’approvisionnement d’énergie produite au Québec par
20 cogénération à la biomasse. Ces contrats, d’une puissance totale
21 de 52,9 MW, sont issus de l’appel d’offres A/O 2009-01.
- 22 **23 juillet 2010** La Régie approuve, par sa décision D-2010-099, les
23 amendements apportés aux conventions d’énergie différée
24 relatives aux contrats d’approvisionnement en électricité en base
25 et cyclable conclues avec le Producteur. Les amendements
26 visent notamment à permettre les reports d’énergie sur toute la
27 durée des conventions qui se terminent en 2027 et les retours
28 d’énergie dès 2010.

- 1 **6 août 2010** La Régie approuve, par sa décision D-2010-109, la prolongation
2 de la suspension de la production d'électricité de la centrale de
3 TCE à Bécancour pour l'année 2011, tel que prévu à l'entente
4 approuvée par la Régie dans sa décision D-2009-125.

ANNEXE 2A
PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO MOYEN

1. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS

1 La section 1 présente les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à
2 la base de la prévision des ventes régulières d'électricité au Québec utilisée dans le
3 Plan d'approvisionnement 2011-2020. Les résultats de la prévision sont décrits dans la
4 section 2.

1.1 Contexte démographique

5 La population du Québec continuera de progresser au cours des prochaines années,
6 selon le scénario moyen de 2010, mais à un rythme plus lent que par le passé. De
7 7 894 milliers d'habitants en 2010, elle atteindra 8 414 milliers d'habitants en 2020, ce
8 qui représentera une croissance de 520 milliers d'habitants en dix ans.

9 Depuis 2006, il y a un léger regain de la fécondité au Québec qui est lié à une structure
10 par âges favorable chez les 20-39 ans, à une intensité plus forte de la fécondité
11 (augmentation du nombre d'enfants par femme en âge de procréer) et à l'adoption de
12 nouvelles politiques d'aide directe aux familles. Toutefois, de 2010 à 2013, l'indice
13 synthétique de fécondité prévu diminuera graduellement de 1,73 à 1,65 enfant par
14 femme, pour demeurer constant par la suite. Cependant, étant donné que le nombre de
15 femmes en âge de procréer décroîtra, une tendance à la baisse du nombre de
16 naissances s'observera après 2009. Quant à la mortalité, malgré la continuité de
17 l'accroissement de l'espérance de vie à la naissance (celle-ci est estimée actuellement à
18 78,6 ans pour les hommes et à 83,3 ans pour les femmes), le nombre de décès
19 augmentera en raison de la structure par âges vieillissante de la population. Par
20 conséquent, l'accroissement naturel de la population québécoise aura donc tendance à
21 ralentir et ne suffira pas au renouvellement de celle-ci à plus long terme (à partir de
22 2029).

23 Sur l'horizon du Plan, le solde migratoire positif (composé des migrations
24 interprovinciales et internationales) estimé à environ 28 500 personnes par année à
25 partir de 2012, permettra de soutenir plus que la moitié de la croissance naturelle de la

1 population en représentant une proportion variant de 53 % à 64 % de cette croissance
2 entre 2010 et 2020.

3 À l'instar de la croissance de la population, la croissance du nombre de ménages, qui
4 est fonction de l'accroissement de la population et de l'évolution des taux de soutien de
5 ménages, ralentira également. Cependant, ce ralentissement se fera à un rythme plus
6 lent que celui de la population principalement en raison du décalage dans le temps entre
7 les naissances et la formation de ménages. Le nombre de ménages passera de
8 3 392 milliers en 2010 à 3 755 milliers en 2020, soit un accroissement de 362 milliers de
9 nouveaux ménages.

10 Le corollaire de cette évolution est le vieillissement accru de la population. L'âge moyen
11 passera ainsi de 40,7 ans en 2010 à 42,8 ans en 2020. Sur le même horizon, la part des
12 moins de 20 ans dans l'ensemble de la population diminuera légèrement de 22 % à
13 21 % alors que celle des 65 ans et plus progressera de 15,4 % à 20,2 %. Le
14 vieillissement s'accompagnera d'une baisse du nombre de personnes par ménage (de
15 2,33 en 2010 à 2,24 en 2020). Le nombre de ménages dont le soutien de ménage est
16 une personne âgée augmentera également. Or, tout changement dans la composition
17 des ménages en fonction de l'âge influence la demande de logements (unifamiliaux,
18 multifamiliaux, etc.), la consommation de biens et services et les besoins
19 d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la demande
20 d'électricité.

21 **TABLEAU 2A-1**
22 **COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE POPULATION (MILLIERS)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020
Institut de la Statistique du Québec (2009 ref.)	7 881	7 947	8 009	8 067	8 122	8 175	8 227	8 278	8 328	8 377	8 424	543
Statistique Canada (2010 scénario M1)	7 895	7 961	8 025	8 089	8 152	8 214	8 275	8 335	8 394	8 452	8 509	613
Hydro-Québec Distribution (2010)	7 894	7 959	8 017	8 071	8 124	8 175	8 225	8 274	8 322	8 369	8 414	520

23

1
2

**TABLEAU 2A-2
COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE MÉNAGES (MILLIERS)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020
Institut de la Statistique du Québec (2009 ref.)	3 370	3 416	3 458	3 499	3 539	3 580	3 619	3 656	3 692	3 726	3 759	389
Hydro-Québec Distribution (2010)	3 392	3 435	3 476	3 514	3 552	3 588	3 624	3 658	3 692	3 724	3 755	362

3

1.2 Contexte économique

1.2.1 Prévision économique à court terme

4 L'économie du Québec s'est particulièrement bien tirée de la récession en 2009,
5 puisque, selon les données provisoires de Statistique Canada, son produit intérieur brut
6 (PIB) n'a reculé que de 1 % en 2009, comparativement à des baisses de 2,4 % aux
7 États-Unis, de 3,3 % dans le reste du Canada et même des baisses plus prononcées
8 dans plusieurs pays européens.

9 Il en a été de même pour le marché du travail. L'emploi a diminué de moins de 1 % au
10 Québec, mais du double dans le reste du Canada et de quatre fois plus aux États-Unis.
11 L'activité économique intérieure du Québec, notamment la consommation, la
12 construction résidentielle et l'investissement public, n'a que peu fléchi et le secteur des
13 services a même augmenté légèrement en 2009. C'est le commerce extérieur du
14 Québec qui a le plus décliné, entraîné principalement par la baisse des exportations de
15 biens manufacturiers (-14 %).

16 Du coup, la production a fortement chuté dans l'industrie du bois (-13 %), du papier
17 (-14 %), du caoutchouc et plastiques (-19 %) et dans celle des métaux de première
18 transformation (-13 %), soit des industries liées à l'utilisation des ressources et de
19 l'électricité. Les déclinés de production ont aussi été importants dans les industries liées à
20 l'investissement : produits métalliques (-12 %), fabrication de machines (-15 %), et
21 informatiques et électroniques (-17 %).

1 Après une récession qui aura duré trois trimestres au Canada, la reprise est
2 officiellement installée depuis l'été 2009 et l'activité économique a finalement augmenté
3 plus fortement et rapidement qu'anticipée. Mesurée en rythme annuel, la croissance du
4 PIB au quatrième trimestre 2009 a atteint 5,0 % aux États-Unis et 4,9 % au Canada. Au
5 premier trimestre 2010, elle s'est établie à 3,7 % chez les voisins du Sud et s'est même
6 accélérée à 6,1 % au Canada. Toutefois, le rythme de croissance a modéré aux
7 États-Unis au deuxième trimestre 2010, pour revenir à 2,4 %.

8 Au Québec, la reprise de l'activité économique a également été très forte, et ce, même
9 si la récession y a été moins prononcée qu'ailleurs. Le marché du travail québécois, qui
10 a délesté jusqu'à 70 000 emplois au pire de la récession, en a créé plus de 90 000
11 depuis le creux de juillet 2009.

12 Les ménages québécois, ayant repris confiance en l'économie, ont commencé à
13 accroître leur consommation et à acquérir des biens importants. Au premier semestre
14 2010, les ventes au détail ont crû de 6,9 % par rapport à l'année précédente et les
15 ventes d'autos de 7,8 %.

16 Stimulé par la reprise de l'emploi et les bas taux d'intérêt hypothécaires, le nombre de
17 maisons qui ont changé de mains a enregistré un nouveau sommet au début de 2010.
18 Déjà très actif avant la récession, le marché de la revente manque encore de maisons à
19 vendre pour satisfaire le grand nombre d'acheteurs potentiels, de sorte que le prix
20 moyen des maisons a augmenté de 8 % depuis 12 mois et au total de 118 % depuis dix
21 ans.

22 L'effervescence du marché de la revente a également stimulé la construction
23 résidentielle qui a augmenté de 32 % au premier semestre 2010. La construction
24 demeure vigoureuse à plus de 50 000 unités, calculées à un rythme annuel, malgré la
25 légère remontée des taux hypothécaires et le resserrement des règles
26 gouvernementales en matière d'emprunt hypothécaire.

27 Sous l'effet des plans de relance économique et de la hausse des investissements
28 publics (infrastructures, routes, barrages, universités), la construction non résidentielle
29 des administrations publiques a augmenté de 30 % en 2008 et de 18 % en 2009.
30 Dorénavant, l'entreprise privée pourrait prendre le relais de la croissance. L'amélioration

1 des taux d'utilisation de la capacité industrielle et des marges bénéficiaires devrait les
2 inciter à investir davantage au cours des prochains trimestres.

3 Compte tenu de la rapidité de la reprise économique nord-américaine et de la très
4 bonne tenue du marché du travail au Québec, qui auront des impacts positifs sur les
5 revenus des ménages, le Distributeur a revu à la hausse sa prévision économique pour
6 2010, par rapport à la prévision du dernier état d'avancement du Plan
7 d'approvisionnement 2008-2017 (état d'avancement 2009).

8 Le Distributeur retient maintenant une prévision de croissance du PIB réel de 3,0 % en
9 2010 et de 2,3 % en 2011. La progression de l'emploi devrait atteindre 1,8 % en 2010 et
10 0,9 % en 2011. La révision à la hausse de la croissance de l'emploi devrait se répercuter
11 sur le revenu personnel disponible réel. Sa croissance annuelle devrait ainsi atteindre
12 2,2 % en 2010 et 1,5 % en 2011. De plus, le Distributeur prévoit 48 500 mises en
13 chantier en 2010, avant que celles-ci ne diminuent à 39 000 unités en 2011, notamment
14 en raison de la hausse des taux d'intérêt.

15 Malgré la reprise rapide, le Distributeur conserve toutefois une position prudente sur la
16 croissance économique à court terme, compte tenu des importants risques financiers
17 mondiaux qui planent actuellement et d'un possible retournement du marché de
18 l'habitation en réaction à la hausse des taux d'intérêt hypothécaires. Le risque d'une
19 nouvelle crise financière due aux problèmes de financement à court terme des pays
20 occidentaux est somme toute important actuellement, c'est ce que constate la Banque
21 du Canada¹.

22 De plus, la fin des programmes de stimulation économique et le début simultané des
23 programmes de restriction des dépenses de nombreux États industrialisés devraient
24 freiner la croissance économique, notamment en 2011.

25 Autre risque potentiel, la forte demande immobilière dans plusieurs pays, dont le
26 Canada, a poussé à la hausse le prix des maisons et diminué l'accessibilité à la
27 propriété. Dans le contexte d'un endettement élevé des individus, une hausse des taux
28 hypothécaires pourrait compromettre la capacité de payer de nombreux ménages. Une

¹ Source : Banque du Canada, Revue du système financier, Points saillants, juin 2010,
[http://www.bank-banque-canada.ca/fr/rsf/2010/points_saillant_0610.pdf].

1 forte hausse des versements hypothécaires obligera alors une réallocation du budget
2 familial au détriment des autres types de dépenses.

3 Enfin, l'appréciation du dollar canadien à plus de 0,95 dollar américain et à plus de
4 0,77 euro, diminue la compétitivité des entreprises québécoises exportatrices sur leurs
5 principaux marchés.

6 La prévision économique présentée par le Distributeur pour le plan d'approvisionnement
7 actuel est similaire au consensus établi à partir de la moyenne des prévisions
8 économiques pour le Québec recueillies à la fin juillet 2010 auprès de divers organismes
9 (voir le tableau 2A-3).

1.2.2 Prévision économique à moyen et long terme

10 La récession traversée, l'économie devrait connaître une période de récupération, où la
11 hausse du PIB se situe au-dessus de sa croissance potentielle. C'est le scénario retenu
12 par le Distributeur. Suite à une forte progression entre la mi-année 2009 et la mi-année
13 2010, la croissance économique prévue correspond au PIB potentiel qui est estimé à
14 2,3 % en moyenne pour la période 2011-2015.

15 À partir de 2011, le vieillissement démographique au Québec commencera à être plus
16 apparent. Selon la dernière prévision démographique retenue par le Distributeur, en
17 2011, les personnes de 65 ans et plus dépasseront en nombre deux groupes d'âges;
18 celui des enfants (14 ans et moins) et celui des jeunes adultes (18 à 29 ans). Ce dernier
19 groupe perdra près de 10 % de son effectif jusqu'au milieu des années 2020 alors que le
20 groupe des 65 ans et plus aura presque doublé durant ce même horizon.

21 Le phénomène de vieillissement de la population aura des impacts économiques
22 nombreux et la plupart des économistes s'accordent à dire que la croissance
23 économique ira en diminuant dans les deux prochaines décennies.

24 Plus particulièrement, la diminution du nombre de personnes en âge de travailler, soit le
25 groupe d'âge qui participe le plus à l'activité économique, se traduira par une raréfaction
26 de main-d'œuvre et une demande intérieure moins dynamique. La croissance du PIB
27 potentiel aura tendance à se rapprocher des 2 % entre 2013 et 2016 et à passer sous
28 cette barre avant 2020.

1 Historiquement, l'économie a profité d'un apport de main-d'œuvre de 1,8 % par an, ce
2 qui a généré une augmentation de l'activité économique de 3 %. Or, déjà depuis une
3 dizaine d'années, le flot d'arrivée de jeunes sur le marché du travail est de moins en
4 moins important. Ainsi, le nombre de personnes de 20 à 64 ans ne devrait augmenter
5 que de 0,2 % par an de 2009 à 2014 et commencerait à diminuer à partir de 2015.

6 La hausse du taux de participation au marché du travail, possiblement pour tous les
7 groupes d'âges, et l'augmentation de l'immigration nette pourront combler une partie des
8 besoins de main-d'œuvre, sans toutefois endiguer la pénurie. La faible croissance de
9 l'emploi aura alors un effet direct sur le revenu global en diminuant progressivement sa
10 croissance. Ce qui ne sera pas sans causer plusieurs distorsions et difficultés dans la
11 répartition des ressources et le financement public, assuré en majeure partie par les
12 impôts sur le revenu. En l'absence d'un marché du travail dynamique, la hausse de la
13 productivité sera une préoccupation collective pour assurer un minimum de croissance
14 du PIB.

1
2

**TABLEAU 2A-3
COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC**

Prévisionniste	(date de la révision)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PIB du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Hydro-Québec Distribution	(Août 2010)	3,0	2,3	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
Moyenne du consensus		2,9	2,6	2,6	2,5	2,0						
Conference Board of Canada	(Avril 2010)	2,6	2,3									
Mouvement Desjardins	(Juin 2010)	3,0	2,5	2,0	2,0	1,5						
Banque de Montréal	(Juin 2010)	2,9	2,8									
Banque TD	(Juillet 2010)	3,6	2,2									
Banque Royale du Canada	(Juin 2010)	3,5	3,3									
Banque Nationale du Canada	(Été 2010)	2,8	2,3									
Banque Scotia	(Juin 2010)	3,0	2,3									
Global Insight	(Mai 2010)	2,6	3,1	3,1	3,0	2,4						
SCHL	(2e trim. 2010)	2,6	3,0									
Ministère des Finances du Québec	(Juin 2010)	2,3	2,6									
Mises en chantier au Québec, en milliers d'unités												
Hydro-Québec Distribution	(Août 2010)	48,5	39,0	40,0	37,0	35,0	33,0	32,0	31,0	30,0	29,0	28,0
Moyenne du consensus		48,1	43,8	48,0	47,2	45,8						
Conference Board of Canada	(Avril 2010)	45,5	39,7									
Mouvement Desjardins	(Été 2010)	48,0	46,0	43,0	42,0	40,0						
Banque de Montréal	(Juin 2010)	47,0	44,5									
Banque TD	(Juillet 2010)	49,3	41,1									
Banque Royale du Canada	(Juin 2010)	49,8	44,8									
Banque Nationale du Canada	(Été 2010)	47,0	41,0									
Banque Scotia	(Juillet 2010)	50,0	44,0									
Global Insight	(Mai 2010)	52,5	52,6	53,1	52,5	51,6						
SCHL	(2e trim. 2010)	47,3	41,5									
Ministère des Finances du Québec	(Juin 2010)	44,6	42,7									
Revenu personnel disponible (\$ de 2002), croissance en %												
Hydro-Québec Distribution	(Août 2010)	2,2	1,5	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Conference Board of Canada	(Avril 2010)	2,0	-0,1									
Mouvement Desjardins	(Été 2010)	1,8	2,2									
Ministère des Finances	(Juin 2010)	-	1,1									
PIB manufacturier du Québec (\$1997), croissance en %												
Hydro-Québec Distribution	(Août 2010)	4,0	2,0	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
Conference Board of Canada	(Avril 2010)	1,3	3,6									
PIB tertiaire du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Hydro-Québec Distribution	(Août 2010)	2,7	2,4	2,6	2,4	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Conference Board of Canada	(Avril 2010)	2,7	2,4									

3 Note : le Distributeur dépose la prévision du Conference Board of Canada pour les années 2012 à 2014 sous pli confidentiel.

1.3 Contexte énergétique

1.3.1 Gaz naturel

4 L'année 2009 marque un tournant sur le marché gazier nord-américain. La
5 consommation de gaz naturel aux États-Unis a diminué de près de 2 % en 2009 par
6 rapport à l'année précédente. Cette diminution est attribuable à la situation économique,
7 qui s'est traduite par une baisse de la consommation industrielle, et à des températures
8 plus chaudes que les normales qui ont réduit les besoins en chauffage dans les secteurs

1 résidentiel et commercial. N'eût été de l'utilisation croissante du gaz naturel dans la
2 production d'électricité en substitution au charbon en raison du prix du gaz naturel
3 demeuré très concurrentiel la majeure partie de l'année, la consommation de gaz aurait
4 décru encore plus fortement. La production de gaz naturel a, en revanche, été à son
5 plus haut depuis 1973, grâce notamment au développement du gaz de schiste, dont les
6 coûts de production ont nettement diminué. Malgré la baisse du nombre de forages, la
7 production n'a pas suivi la même tendance, car les forages horizontaux qui sont
8 pratiqués pour les gaz de schiste permettent de produire plus par puits. Fin novembre
9 2009, les stocks de gaz naturel américains dépassaient les 3 830 milliards de pieds
10 cubes (pi³), atteignant ainsi un record de tous les temps.

11 Les mois de décembre 2009 à février 2010 ont été froids aux États-Unis. Dans
12 l'ensemble, pour ces mois, le nombre de degrés-jours de chauffage a été de 1 à 10 %
13 plus élevé que la normale. Les écarts à la normale ont été les plus importants dans le
14 Nord-Est et dans le Sud-Est, se traduisant par une forte demande de gaz naturel. Les
15 retraits des stockages ont totalisé près de 2 100 milliards de pi³. Cependant, la
16 reconstitution des stocks a démarré de manière précoce. Cet été, les températures ont
17 été anormalement chaudes et le nombre de degrés-jours de climatisation d'avril à juillet
18 2010 a été supérieur à la normale de 18 %. En dépit des moindres injections dans les
19 stockages qui en ont découlé, il n'y a pas eu de réel raffermissement des prix, car les
20 stocks sont restés plus que confortables et la production est demeurée forte.

21 Dans les prochaines années, l'exploitation des gaz de schiste devrait s'accélérer et
22 compenser pour l'essentiel la baisse de la production de gaz conventionnel. L'apport du
23 gaz naturel liquéfié (GNL) est rendu plus marginal avec le développement de la
24 production locale de gaz, qui devrait quasiment suffire à satisfaire la croissance de la
25 consommation en Amérique du Nord. Ainsi, il n'est plus nécessaire d'avoir des prix
26 élevés afin d'attirer les méthaniers sur le marché américain et d'entrer en compétition
27 avec les prix du gaz naturel ailleurs dans le monde. Le marché américain deviendrait
28 donc un marché résiduel pour le GNL. Le développement du gaz du Nord est aussi
29 différé après 2030. La demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et
30 commercial devrait augmenter, mais plus lentement en raison des nouvelles mesures
31 d'efficacité énergétique. En revanche, la croissance de la consommation industrielle

1 devrait rester soutenue : son utilisation pour le développement des sables bitumineux
2 devrait plus que doubler d'ici 2031. La production d'électricité devrait elle aussi absorber
3 une quantité croissante de gaz en raison de prix plus bas et de législations
4 environnementales plus contraignantes sur l'émission de gaz à effets de serre, de
5 particules et autres polluants.

6 Même si l'accroissement de la production de gaz de schiste devrait limiter la croissance
7 des prix, ils n'en subiront pas moins une certaine pression des énergies concurrentes,
8 notamment des produits pétroliers. De plus, après les explosions et les déversements
9 d'eaux usées dans les nappes phréatiques survenus récemment en Pennsylvanie et en
10 Virginie, il est probable que les réglementations environnementales et les mesures de
11 sécurité se durcissent, ce qui ne manquera pas de faire augmenter les coûts de
12 production du gaz naturel.

1.3.2 Pétrole brut

13 La crise économique a restreint la consommation mondiale de produits pétroliers et
14 entraîné le prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à la baisse. Après être
15 descendu sous les 40 \$US par baril à la fin de 2008 et au début de 2009, le prix s'est
16 petit à petit rétabli avec la reprise économique. Toutefois, depuis octobre 2009, la
17 moyenne mensuelle des prix spot oscille entre 75 et 85 \$US par baril peinant à trouver
18 une direction claire. Bien que la reprise soit désormais là, la vigueur de celle-ci ne
19 semble pas suffisante pour que le prix arrive à se maintenir longtemps au-dessus des
20 80 \$US par baril. Les chiffres décevants de l'emploi aux États-Unis, la confiance en
21 baisse des consommateurs américains, la crise des dettes souveraines de certains pays
22 européens et le ralentissement de la croissance chinoise font craindre que la reprise ne
23 soit plus lente qu'escomptée. En outre, il y a également des inquiétudes sur l'impact du
24 retrait des stimuli économiques sur la demande.

25 À moyen terme cependant, le marché pétrolier devrait se resserrer. Bien que les efforts
26 d'investissement devraient permettre d'augmenter la production de 5,5 millions de barils
27 par jour (mbj) d'ici 2015, cela resterait inférieur à la croissance de la demande.
28 L'essentiel de la croissance de la production se ferait dans les pays de l'OPEP.
29 Néanmoins, environ 70 % de la croissance des capacités de production de pétrole brut

1 des pays de l'OPEP du Moyen-Orient servirait à satisfaire leur demande intérieure
2 additionnelle. Les capacités excédentaires de l'OPEP devraient commencer à diminuer
3 dès 2011 et, de 5,8 mbj aujourd'hui, elles passeraient à 3,6 mbj en 2015, ce qui
4 représenterait environ 3,9 % de la consommation mondiale prévue. La demande dans
5 les pays de l'OCDE a atteint un pic en 2005 et devrait décroître d'environ 0,3-0,4 mbj
6 chaque année d'ici 2015, la croissance modeste de la demande pour le transport ne
7 compensant pas la baisse de la demande du secteur industriel et de la production
8 d'électricité. La demande des pays hors OCDE devrait croître de 1,0 à 1,5 mbj chaque
9 année d'ici 2015 avec la persistance de prix subventionné et une population croissante
10 dont le revenu per capita dépasse le seuil de 3 000-4 000 \$US qui correspond à une
11 phase de décollage de la consommation.

12 À plus long terme, les contraintes physiques qui pèsent sur l'offre se traduiront par une
13 augmentation des coûts de production. Suite à la marée noire provoquée par l'explosion
14 de la plateforme « Deepwater Horizon » dans le golfe du Mexique, les mesures de
15 sécurité devraient aussi être renforcées, ce qui ne se fera pas sans coût
16 supplémentaire. Cela pourrait de plus entraîner un retard dans le développement de
17 certains champs en eaux profondes. Le poids croissant des pays de l'OPEP dans la
18 production mondiale, lié à leur part prépondérante dans les réserves mondiales de
19 pétrole, et le durcissement de l'accès aux ressources pétrolières dans de nombreux
20 pays riches en hydrocarbures, qui devrait se traduire par un ralentissement des
21 investissements étrangers et de moindres développements, feront également pression
22 sur les prix.

1
2

**TABLEAU 2A-4
COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES PRIX DES COMBUSTIBLES**

Prévisionniste	(date de révision)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<u>Pétrole brut WTI (\$US/baril)</u>												
Hydro-Québec Distribution	(août 2010)	77,50	80,11	91,00	97,00	102,00	106,50	110,66	114,99	119,48	124,15	129,00
<u>Pétrole brut WTI (\$US 2008/baril)</u>												
Hydro-Québec Distribution	(août 2010)	76,30	77,09	85,61	89,29	91,96	94,04	95,71	97,40	99,12	100,88	102,67
EIA	(juillet 2010)	70,30	73,06	79,41	85,74	90,91	94,52	98,23	101,23	104,41	106,47	108,28
AJM Petroleum Consultants	(30 juin 2010)	77,19	81,52	82,98	85,42	87,86	92,74	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63
Sproule	(30 juin 2010)	75,84	77,55	78,55	80,90	83,15	83,15	83,15	83,15	83,15	83,15	83,15
<u>Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/Mpc)</u>												
Hydro-Québec Distribution	(août 2010)	4,41	4,63	5,52	6,05	6,36	6,63	6,90	7,12	7,34	7,57	7,83
<u>Gaz naturel à la frontière de l'Alberta</u>												
Hydro-Québec Distribution (\$CAN 2008/Mpc)	(août 2010)	4,34	4,45	5,19	5,57	5,74	5,85	5,97	6,03	6,09	6,15	6,23
AJM Petroleum Consultants (\$CAN 2008/MMBtu)	(30 juin 2010)	4,53	5,47	6,15	6,25	6,35	6,44	6,59	6,69	6,83	7,03	7,32
Sproule (\$CAN 2008/MMBtu)	(30 juin 2010)	4,50	4,94	5,18	6,22	7,15	7,16	7,17	7,18	7,19	7,20	7,21

3

1.3.3 Prix de l'électricité

4 Sur l'horizon du Plan, la prévision des ventes du Distributeur intègre des hypothèses de
 5 hausses des tarifs de l'électricité. Ces hypothèses de hausses tarifaires sont présentées
 6 au tableau 2A-5. Ainsi, le Distributeur utilise la hausse de 0,35 % autorisée par la Régie
 7 (décision D-2010-022) pour l'année 2010 et le maintien des tarifs proposé dans son
 8 dossier tarifaire R-3740-2010 pour l'année 2011. Ensuite, pour 2012 et 2013, les
 9 hausses prévues au Plan stratégique 2009-2013 de 2,5 % sont maintenues. Enfin, pour
 10 les années 2014 et suivantes, des hausses à l'inflation (2,0 %) sont prises en compte.

1
2

**TABLEAU 2A-5
HAUSSES TARIFAIRES PRÉVUES ¹**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Décision de la Régie D-2010-022	0,35%										
Dépôt du dossier tarifaire 2011-2012		0,0%									
Hausse prévue au Plan stratégique 2009-2013			2,5%	2,5%							
Hausse de long terme (à l'inflation)					2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

3

¹ Excluant la hausse du prix de l'électricité patrimoniale.

4 En sus de ces hausses, la hausse du prix de l'électricité patrimoniale annoncée par le
 5 gouvernement du Québec lors du budget 2010-2011 est intégrée à la prévision des
 6 ventes. Le prix de l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh augmente progressivement de
 7 1 ¢ de 2014 à 2018. Ce prix est ensuite indexé à l'inflation pour les années qui suivent.
 8 Ces hausses du prix de l'électricité patrimoniale touchent toutes les catégories tarifaires
 9 à l'exception du tarif L industriel et les contrats spéciaux.

1.4 Tableau récapitulatif des variables démographiques, économiques et énergétiques

1
2
3

**TABLEAU 2A-6
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO MOYEN**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 894	7 959	8 017	8 071	8 124	8 175	8 225	8 274	8 322	8 369	8 414
Âge moyen (années)	40,69	40,89	41,10	41,32	41,54	41,75	41,96	42,17	42,38	42,58	42,78
Nombre de ménages (milliers)	3 392	3 435	3 476	3 514	3 552	3 588	3 624	3 658	3 692	3 724	3 755
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,5	39,0	40,0	37,0	35,0	33,0	32,0	31,0	30,0	29,0	28,0
Croissance du PIB (%)	3,0	2,3	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,0	2,0	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,4	2,6	2,4	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Revenu personnel disponible (%)	2,2	1,5	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,4	4,6	5,5	6,1	6,4	6,6	6,9	7,1	7,3	7,6	7,8
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	77,5	80,1	91,0	97,0	102,0	106,5	110,7	115,0	119,5	124,1	129,0

4

2. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

5 La prévision de la demande repose sur l'information disponible en août 2010. Pour
6 l'année 2010, elle se distingue donc de la prévision déposée dans le dossier tarifaire
7 2011-2012 du Distributeur (R-3740-2010).

8 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au Québec
9 sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant la prévision des ventes régulières
10 par secteurs de consommation et la prévision des besoins en énergie, ainsi que la
11 prévision des besoins réguliers du Distributeur en puissance (en MW), comprenant
12 notamment la prévision de la pointe d'hiver.

13 La prévision des ventes est effectuée par secteurs de consommation : Résidentiel et
14 agricole, Commercial et institutionnel, Industriel et Autres. Pour chaque secteur de

1 consommation, la prévision se fonde sur les historiques des ventes publiées, estimées
2 mensuellement à partir des ventes facturées, normalisées pour les conditions
3 climatiques. Par ailleurs, les ventes publiées normalisées de chaque mois sont corrigées
4 afin d'attribuer les ajustements comptables aux mois auxquelles ils se rapportent.

5 Les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible le comportement
6 énergétique prévisible des différents types de clients composant chacun des secteurs de
7 consommation. La prévision des ventes repose sur le positionnement de nombreuses
8 hypothèses relativement aux facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi
9 ces hypothèses, on retrouve celles concernant les variables socioéconomiques. Ce sont
10 les prévisions démographiques (prévision de la population et prévision de ménages), les
11 prévisions économiques (environnement économique et monétaire, marché du travail et
12 revenu personnel disponible, mises en chantier de logements, produit intérieur brut par
13 industries, tonnes de production industrielle) et les prévisions des prix des combustibles
14 (prix du pétrole et du gaz naturel).

15 D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit les informations
16 spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et leurs marchés, les
17 hypothèses technico-économiques par marché (les taux de diffusion des appareils, les
18 caractéristiques des équipements, etc.) et l'impact attendu sur les ventes par secteurs
19 de consommation des différentes interventions commerciales du Distributeur. Aussi, la
20 prévision des ventes aux clients de grande puissance est produite par client sur un
21 horizon de deux ans en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à
22 partir de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les prévisions
23 économiques par secteurs d'activité. Sur un horizon plus lointain, peu ou pas
24 d'informations peuvent être obtenues auprès de chacun des clients sur les variations de
25 charge. Conséquemment, dans un premier temps, la prévision à plus long terme des
26 ventes aux clients de grande puissance est établie par secteurs d'activité. Celle-ci
27 découle d'études prospectives par produits ou par secteurs d'activité et de la prévision
28 économique à long terme (produit intérieur brut industriel et tertiaire).

29 Le scénario moyen est établi en utilisant les valeurs les plus probables des hypothèses
30 sous-jacentes à la prévision. Des scénarios d'encadrement fort et faible (voir la section 1
31 de l'annexe 2B) déterminent ensuite une fourchette de l'évolution de la demande.

1 La méthodologie de la prévision des ventes régulières d'électricité au Québec a été
2 présentée en détail à la section 1.1 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2 du
3 dossier R-3648-2007 relatif au Plan d'approvisionnement 2008-2017.

4 En 2020, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,4 TWh. Cela représente une
5 augmentation de 12,6 TWh sur la période 2010-2020 ou un taux annuel moyen de
6 croissance de 0,7 % ou environ 1,3 TWh par an. Comparativement à la croissance
7 observée sur la période 2000-2010, cela représente un net ralentissement. En effet, au
8 cours de ces dix années, la croissance totale des ventes normalisées au Québec s'est
9 établie à 18,5 TWh, ce qui correspond à un taux annuel moyen de 1,1 %. Plusieurs
10 phénomènes expliquent ce ralentissement, notamment l'évolution de la démographie au
11 Québec, qui va de pair avec une moindre croissance économique (en dépit d'une
12 productivité accrue du travail), et le déploiement des interventions en efficacité
13 énergétique.

14 C'est aux secteurs Résidentiel et agricole et Industriel grandes entreprises que l'on doit
15 l'essentiel de la croissance prévue (48 % et 47 % respectivement), le Commercial et
16 institutionnel y contribuant pour 9 %.

17 Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après par
18 secteurs de consommation et présentés dans le tableau 2A-7.

2.1. Résidentiel et agricole

19 Au secteur Résidentiel et agricole (37 % des ventes au Québec en 2010), la croissance
20 prévue sur la période 2010-2020 est de 6,0 TWh, ce qui correspond à un taux de
21 croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance dans ce secteur provient
22 essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse
23 du revenu personnel disponible.

2.2. Commercial et institutionnel

24 Au secteur Commercial et institutionnel (20 % des ventes au Québec en 2010), la
25 croissance prévue sur la période 2010-2020 atteint 1,2 TWh, ce qui équivaut à un taux
26 de croissance annuel moyen de 0,3 %. La croissance des ventes à ce secteur s'explique

1 essentiellement par l'accroissement de la population, du PIB tertiaire et du revenu
2 personnel disponible. À ces facteurs, s'ajoutent les prix de l'électricité et des autres
3 formes d'énergie qui influencent la position concurrentielle de l'électricité et contribuent à
4 expliquer les variations des ventes d'électricité à ce secteur.

2.3. Industriel petites et moyennes entreprises

5 En ce qui a trait aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel (5 %
6 des ventes au Québec en 2010), les ventes d'électricité sur la période 2010-2020
7 diminuent de 0,8 TWh (ou 0,9 % par an en moyenne). À court terme, les entreprises de
8 ce secteur sont fortement affectées par l'appréciation du dollar canadien par rapport au
9 dollar américain et par la concurrence des pays émergents. Il en résulte une stagnation
10 des ventes d'électricité. À plus long terme, les programmes d'économie d'énergie
11 induisent une baisse des ventes d'électricité au secteur Industriel PME et ce, malgré
12 l'accroissement du PIB manufacturier.

2.4. Industriel grandes entreprises

13 Pour ce qui est des grandes entreprises du secteur Industriel (35 % des ventes au
14 Québec en 2010), la croissance prévue des ventes s'élève à 6,0 TWh sur la période
15 2010-2020, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,0 %. La
16 croissance des ventes se retrouve en majeure partie dans l'industrie de l'aluminium, qui
17 profite d'un projet potentiel d'expansion de 500 MW. De plus, le secteur de la sidérurgie
18 et l'industrie minière sont stimulés par la forte augmentation de la demande mondiale.
19 En revanche, le secteur des pâtes et papiers subit encore des rationalisations
20 importantes.

2.5. Autres

21 Le secteur Autres (3 % des ventes au Québec en 2010) regroupe les réseaux de
22 distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le
23 transport public. Les réseaux municipaux comptent pour 4,3 TWh ou 82 % du total du
24 secteur Autres en 2010. Au secteur Autres, la croissance prévue des ventes s'élève à
25 0,2 TWh entre 2010 et 2020 ou 0,4 % par an en moyenne.

1
2
3

**TABLEAU 2A-7
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9%
Commercial et institutionnel	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3%
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9%
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Alumineries	25,9	25,6	23,2	23,1	24,0	27,8	30,3	30,6	30,6	30,6	30,6	4,8	1,7%
Pâtes et papiers	14,7	13,1	12,9	12,7	12,6	12,4	11,7	11,4	11,3	11,1	10,7	-4,0	-3,1%
Autres	19,5	19,7	21,6	22,8	23,8	24,3	24,6	24,9	24,9	24,9	24,7	5,2	2,4%
Autres	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%

4

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

3. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES

5 Les besoins en énergie visés par le Plan sont composés de la consommation visée par
6 le Plan et des pertes de distribution et de transport. Par rapport à la prévision des ventes
7 présentée dans la section 2, la consommation visée par le Plan est obtenue en
8 additionnant à ces ventes l'usage interne, soit la consommation d'électricité par
9 Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers, puis en leur soustrayant la
10 consommation hors réseau intégré. Celle-ci inclut les ventes dans les réseaux
11 autonomes² et les ventes alimentées par les groupes électrogènes mobiles.

12 Les pertes de distribution et de transport sont calculées en appliquant un taux de pertes
13 global (distribution et transport confondus) à la consommation visée par le Plan. Sur tout
14 l'horizon du Plan, l'hypothèse de taux de pertes global normalisé retenue est de 7,5 % et
15 suppose un taux de pertes de transport de 5,4 %. Ce taux global correspond à la
16 moyenne des taux de pertes normalisés des années 2007 à 2009 corrigée pour l'écart
17 entre la moyenne des taux réels de pertes de transport durant ces trois années et le
18 taux de pertes de référence de 5,4 %. De plus, les taux de pertes des années 2007 à

² Ainsi que celles dans la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau du Transporteur et est alimentée par de la production située en Ontario.

1 2008 sont corrigés pour redresser l'usage interne inclus dans les pertes mais
 2 comptabilisé dans la consommation à partir du 1^{er} janvier 2009 (estimation annuelle de
 3 140 GWh au tarif T-3). Ce taux global de 7,5 % est stable sur tout l'horizon prévisionnel
 4 en raison de l'absence d'indication de croissance ou de décroissance d'un tel taux dans
 5 l'avenir.

6
7

**TABLEAU 2A-8
HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux de pertes global	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
Taux de pertes de distribution	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

8

¹ Valeurs normalisées pour l'impact des conditions climatiques.

9 Le tableau 2A-9 présente la prévision des besoins visés par le Plan. D'ici 2020, les
 10 besoins en énergie progresseront d'environ 1,3 TWh par année, ce qui correspond à un
 11 taux annuel moyen de 0,7 %.

1
2
3

**TABLEAU 2A-9
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévision des ventes	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%
+ Usage interne	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,1	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	
= Consommation visée par le Plan	172,1 ¹	171,9	172,7	173,5	175,0	179,6	182,9	183,3	183,8	184,1	184,5	12,4	0,7%
+ Pertes de distribution et de transport	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,5	13,7	13,8	13,8	13,8	13,8	0,9	0,7%
= Besoins visés par le Plan	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	13,3	0,7%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2010)	-4,1												
Valeurs réelles													
Besoins visés par le Plan	180,9												

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,05 TWh d'énergie interrompue en début d'année chez les clients en vertu de contrats de puissance interrompible (Producteur) et de l'option d'électricité interrompible (Distributeur).

4

4. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

5 L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte
6 non seulement de la prévision des besoins en énergie, mais aussi de la consommation
7 des centrales d'Hydro-Québec Production (le Producteur) associée à l'électricité
8 patrimoniale puisque le profil horaire de l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté
9 dans le décret 1277-2001, l'inclut.

10 Les besoins réguliers du Distributeur en puissance passeront de 36 050 MW pour la
11 pointe d'hiver 2009-2010 à 39 949 MW pour la pointe d'hiver 2019-2020, soit une
12 croissance de 3 899 MW représentant une croissance annuelle moyenne d'environ
13 390 MW ou 1,0 %.

14 La prévision par usages est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2A-10.

4.1 Chauffage des locaux

15 Le chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole représente 30 % des besoins
16 en puissance à la pointe d'hiver 2009-2010 et montre une hausse de 1 214 MW entre

1 les hivers 2009-2010 et 2019-2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %.
2 Sans les économies d'énergie découlant des interventions en efficacité énergétique en
3 déploiement, le taux de croissance annuel moyen de cet usage serait de 1,6 %.

4 Le chauffage des locaux au secteur Commercial et institutionnel compte pour 9 % des
5 besoins à l'hiver 2009-2010. Sur l'ensemble de la période, cette composante affiche une
6 décroissance annuelle de 0,3 %. En l'absence des économies d'énergie provenant des
7 interventions en déploiement, cet usage aurait plutôt montré une croissance annuelle de
8 0,4 %.

9 Au total, avec une part de 40 % à la pointe d'hiver 2009-2010 et un taux d'augmentation
10 moyen de 0,8 % par année, la contribution du chauffage des locaux à la croissance
11 totale des besoins se chiffre à 29 %.

4.2 Chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole

12 Le chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole compte pour 4 % des besoins
13 en puissance à la pointe d'hiver 2009-2010. Avec une progression de 135 MW sur la
14 période ou un taux de croissance moyen de 0,9 % par année, cet usage explique
15 environ 3 % de la hausse totale des besoins.

4.3 Industriel petites et moyennes entreprises (PME)

16 Le secteur Industriel PME représente 4 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver
17 2009-2010. Il enregistre une diminution de 155 MW entre les hivers 2009-2010 et
18 2019-2020, soit un rythme de décroissance annuel de 1,1 %.

4.4 Industriel grandes entreprises

19 Le secteur Industriel grandes entreprises représente 19 % des besoins en puissance à
20 la pointe d'hiver 2009-2010. Avec une hausse prévue de 1 251 MW sur la période, soit
21 1,7 % en moyenne par année, cet usage présente un taux de croissance plus élevé que
22 celui des besoins réguliers du Distributeur. Ce secteur explique 32 % de la hausse totale
23 des besoins en puissance.

4.5 Autres usages

1 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur
 2 Résidentiel et agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Commercial
 3 et institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de
 4 distribution municipaux, l'usage interne et la consommation des centrales du Producteur.
 5 La part de ces besoins résiduels se chiffre à 33 % des besoins à la pointe d'hiver
 6 2009-2010. Avec une croissance de 1 539 MW sur la période, cette composante montre
 7 un rythme de croissance de 1,2 %, un rythme également supérieur à celui des besoins
 8 totaux. La progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 39 % de la hausse
 9 totale des besoins réguliers du Distributeur.

10 **TABLEAU 2A-10**
 11 **PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**
 12 **SCÉNARIO MOYEN (EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage résidentiel et agricole	10 976	11 160	11 358	11 488	11 608	11 725	11 850	11 971	12 071	12 150	12 190	1 214	1,1%
Chauffage commercial et institutionnel	3 328	3 330	3 405	3 427	3 422	3 409	3 391	3 360	3 321	3 278	3 243	-85	-0,3%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 518	1 531	1 554	1 569	1 580	1 590	1 600	1 615	1 627	1 640	1 653	135	0,9%
Industriel PME	1 502	1 532	1 471	1 436	1 397	1 384	1 379	1 369	1 361	1 354	1 347	-155	-1,1%
Industriel grandes entreprises	6 970	7 161	7 144	7 311	7 446	7 789	8 274	8 329	8 325	8 296	8 221	1 251	1,7%
Autres usages	11 756	11 911	12 300	12 382	12 523	12 669	12 804	12 921	13 035	13 162	13 295	1 539	1,2%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949	3 899	1,0%
Impacts des conditions climatiques¹	-1 709												
Valeurs réelles													
Besoins réguliers du Distributeur	34 341												

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

5. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION

5.1. Économies d'énergie

14 La prévision de la demande présentée dans les sections précédentes prend en compte
 15 l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On
 16 distingue trois ordres d'économies d'énergie :

- 1 • les économies d'énergie tendanciennes ;
- 2 • les programmes déjà mis en œuvre ;
- 3 • les interventions en efficacité énergétique en déploiement.

4 Le tableau 2A-11 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision
5 des ventes et le tableau 2A-12 présente leur impact sur les besoins en puissance à la
6 pointe d'hiver.

5.1.1. Économies d'énergie tendanciennes

7 Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures entreprises
8 directement par les clients et les économies découlant des changements de normes ou
9 de l'amélioration du rendement des appareils électriques. En outre, ils reflètent les
10 économies d'énergie liées au rajeunissement du parc d'immeubles (par le biais de la
11 démolition, reconstruction ou de rénovations majeures). C'est ce qu'on appelle les
12 économies d'énergie tendanciennes.

5.1.2. Programmes déjà mis en œuvre

13 Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-Québec au cours
14 des années 90. En 2010, la réduction de la demande qui en résulte se chiffre à 2,1 TWh.

5.1.3. Interventions en efficacité énergétique en déploiement

15 Les interventions en efficacité énergétique en déploiement sur l'horizon du Plan
16 comprennent les programmes du PGEÉ, les programmes déployés par l'AEÉ ainsi que
17 le projet CATVAR.

18 Conformément à l'objectif établi dans la Stratégie énergétique du Québec, les
19 interventions en efficacité énergétique en déploiement visent des économies de 11 TWh
20 à l'horizon 2015. Faisant suite aux intentions du gouvernement formulées lors du dépôt
21 de son budget 2010-2011, le Distributeur considère maintenant dans ses prévisions une
22 progression de cette cible jusqu'en 2020. Les économies d'énergie additionnelles
23 proviendront des programmes du PGEÉ et de l'AEÉ. Elles représentent 6 TWh de plus

1 que dans l'état d'avancement 2009 et 7 TWh de plus que dans le Plan
2 d'approvisionnement 2008-2017.

3 En octobre 2010, le Distributeur a déposé à la Régie la demande d'autorisation du projet
4 CATVAR³. Ce projet, conçu pour améliorer la performance énergétique du réseau par
5 une gestion plus fine de la tension sur certaines lignes, s'étalera de 2010 à 2015 et
6 pourrait générer 2 TWh d'économies d'énergie pour les consommateurs à l'horizon
7 2015. Ce projet était déjà pris en compte dans l'état d'avancement 2009, alors qu'il s'agit
8 de nouvelles mesures d'efficacité énergétique par rapport au Plan d'approvisionnement
9 2008-2017.

10 Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande
11 d'électricité. Dans le Plan, la prévision de la demande incorpore des économies
12 d'énergie correspondant à 17 TWh implantés à terme en 2020. Elles se traduisent, pour
13 la prévision des ventes de 2020, en 16,3 TWh d'économies d'énergie mensualisées. La
14 différence entre les GWh implantés et mensualisés est expliquée à la section 1.1 de
15 l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2, déposée au dossier R-3648-2007.

16 Pour ce qui est des économies en puissance, elles sont à terme supérieures à celles de
17 l'état d'avancement 2009 ainsi qu'à celles du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Ceci
18 découle de l'augmentation de la cible d'économies d'énergie pour les interventions en
19 efficacité énergétique en déploiement. À l'horizon 2019-2020, ces interventions
20 entraînent des économies en puissance de près de 2 400 MW (soit 2 680 MW
21 d'économies d'énergie implantées à terme).

³ Dossier R-3746-2010, Demande d'autorisation du projet CATVAR.

1 **TABLEAU 2A-11**
2 **IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE SUR LA PRÉVISION DES VENTES (EN TWH)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Économies d'énergies tendanciennes	0,6	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	5,4	6,0	6,6
Résidentiel et agricole	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6
Commercial et institutionnel	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,3	1,5
Industriel PME	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Industriel grandes entreprises	0,3	0,6	0,8	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,4	2,7	3,0
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre *	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
Résidentiel et agricole	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial et institutionnel	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Industriel	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Interventions en efficacité énergétique en déploiement *	4,7	5,5	6,5	7,9	9,6	10,9	11,6	12,4	13,4	14,7	16,3
Résidentiel et agricole	2,3	2,5	2,9	3,4	3,8	4,1	4,1	4,1	4,3	4,5	5,0
Commercial et institutionnel	1,0	1,2	1,7	2,3	3,3	4,0	4,4	4,8	5,2	5,7	6,2
Industriel	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,5	5,1
Total	7,4	8,8	10,3	12,3	14,5	16,3	17,6	18,9	20,5	22,4	24,5

3 * Économies d'énergie mensualisées cumulées.

4 **TABLEAU 2A-12**
5 **IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE SUR LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**
6 **(EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Économies d'énergie tendanciennes	100	200	290	380	470	560	650	740	830	930	1 020
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	340	330	320	310	300	300	290	280	270	270	260
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	660	790	920	1 090	1 280	1 440	1 590	1 730	1 900	2 110	2 370
Total	1 100	1 320	1 530	1 790	2 050	2 300	2 530	2 750	3 000	3 300	3 650

5.2. Moyens de gestion de la consommation

8 Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement prévoit que les
9 contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au
10 même titre qu'un contrat d'approvisionnement.

1 Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle
 2 direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan à titre de moyen
 3 d'approvisionnement. C'est le cas de l'option d'électricité interruptible. Ces moyens de
 4 gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés à la section 3.4 de la
 5 pièce HQD 1, document 1. Ils sont actuellement les seuls moyens de cette catégorie
 6 pouvant être utilisés par le Distributeur. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas
 7 sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies
 8 d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette
 9 catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2A-13 montre
 10 l'effacement à la pointe qui en résulte.

11 **TABLEAU 2A-13**
 12 **MOYEN DE GESTION DE LA CONSOMMATION PRIS EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE**
 13 **À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Effacement de la bi-énergie résidentielle	850	850	860	860	870	870	880	880	880	880	880

14

6. ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

15 Depuis le dossier R-3526-2004, *Demande d'avis du MRNFP relativement à la sécurité*
 16 *énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la*
 17 *contribution du projet du Suroît*, le Distributeur a déposé à la Régie des évaluations de la
 18 sensibilité de la prévision de la demande d'électricité à différentes variables
 19 démographiques, économiques et énergétiques. Outre le dossier mentionné ci-dessus,
 20 ces évaluations ont été déposées aussi dans le cadre du Plan d'approvisionnement
 21 2005-2014 (R-3550-2004) et dans les dossiers tarifaires 2005-2006 (R-3541-2004) et
 22 2006-2007 (R-3579-2005). Les sensibilités aux hausses tarifaires n'ont pour leur part été
 23 déposées que dans le dossier tarifaire 2006-2007. Ces dernières varient selon l'ampleur
 24 de la hausse alors que les sensibilités au revenu/PIB, aux prix des combustibles et aux
 25 variables démographiques demeurent les mêmes.

1 Depuis ces dépôts, le Distributeur a décidé d'exprimer la plupart de ces sensibilités en
2 termes d'élasticité, et ce dans le but de se comparer plus facilement avec la littérature
3 en économie de l'énergie. L'élasticité prix de la demande d'un produit quantifie l'impact
4 d'un changement de son prix sur sa quantité demandée. Elle se définit comme étant le
5 changement en pourcentage de la quantité demandée d'un bien, ici l'électricité, pour une
6 variation de 1 % de son prix. L'élasticité prix croisée de la demande quantifie l'impact
7 d'un changement de prix d'un produit substitut, ici le gaz naturel et le mazout pour
8 l'électricité, sur sa demande. L'élasticité revenu se définit comme étant le changement
9 en pourcentage de la quantité demandée d'un produit, en l'occurrence l'électricité, pour
10 une variation de 1 % du revenu ou du PIB. Ces mesures ont l'avantage d'être
11 insensibles aux unités de mesure et d'être comparables d'un bien à l'autre.

12 Pour le secteur Résidentiel et agricole, l'élasticité revenu de la demande se conçoit en
13 termes du revenu personnel disponible. Au secteur Commercial et institutionnel, il s'agit
14 plutôt du PIB tertiaire. Alors que pour l'Industriel PME et l'Industriel grandes entreprises,
15 il s'agit du PIB manufacturier.

16 Seule l'élasticité revenu de la demande au secteur Résidentiel et agricole a été revue
17 depuis le dernier plan d'approvisionnement, sa valeur est passée de 0,1 à 0,3. Cette
18 nouvelle élasticité sous-tend la croissance de la demande d'électricité de certains
19 usages résidentiels tels les appareils électroniques.

20 Les élasticités et la sensibilité sous-jacentes aux modèles utilisés dans chaque secteur
21 de consommation pour la prévision du Plan sont présentées dans le tableau 2A-14.
22 Outre l'élasticité revenu du secteur Résidentiel et agricole, les autres élasticités n'ont
23 pas été revues depuis le dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur ne jugeant
24 pas nécessaire la révision de ces dernières.

1
2

TABLEAU 2A-14
ÉLASTICITÉS ET SENSIBILITÉS PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole _R	-0,05	s.o.
Commercial et institutionnel _{ÉL}	-0,16	-0,27
Industriel PME _R	-0,02	-0,02
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,30	s.o.
Commercial et institutionnel	0,25	0,40
Industriel PME	0,57	0,66
Industriel grandes entreprises	0,41	0,13
Élasticité prix croisée (prix du gaz et du mazout)		
Résidentiel et agricole	s.o.	s.o.
Commercial et institutionnel	0,03	0,12
Industriel PME	s.o.	s.o.
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole Δ 10 000 ménages	200 GWh	s.o.

3

Légende relativement aux étalons prix: _{ÉL} : variable prix de l'électricité; _R : variable de prix relatifs.

7. ANALYSE DE LA PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL

1 Lors de la phase 2 de l'analyse par la Régie du Plan d'approvisionnement 2008-2017, le
2 Distributeur convenait que la prévision de la demande au secteur industriel comportait
3 un biais de surestimation des ventes statistiquement significatif. Le Distributeur indiquait
4 qu'il apportait des correctifs, mais que l'impact de ces correctifs ne pourrait se faire
5 sentir immédiatement sur les résultats de l'analyse de la performance de la prévision.

6 Dans la décision D-2008-133, la Régie constatait à l'égard des mesures entreprises par
7 le Distributeur :

8 [...] que l'impact des correctifs apportés peut mettre du temps à se faire sentir
9 et elle lui demande de poursuivre l'amélioration de son modèle de prévision
10 de la demande.⁴

11 Compte tenu des révisions importantes à la baisse des besoins en énergie lors des
12 dossiers subséquents, la Régie indique au Distributeur, dans la décision D-2009-125,
13 qu'il devrait :

14 [...] dans le cadre du dépôt de son prochain plan d'approvisionnement, [...] évaluer la performance de la prévision de la demande du secteur Industriel grandes entreprises sur les horizons de court, moyen et long termes, expliquer les biais, le cas échéant, et la façon d'y remédier.⁵

18 Le Distributeur a donc procédé à l'évaluation de la performance de la prévision du
19 secteur industriel. Comme il ne dispose pas des prévisions au secteur Industriel grandes
20 entreprises sur l'ensemble de l'historique, cette évaluation a été réalisée, comme les
21 précédentes d'ailleurs, sur la prévision des ventes industrielles. Donc, en plus des
22 ventes aux grandes entreprises, les prévisions analysées comportent aussi les ventes
23 aux PME du secteur industriel. Pour 2010, les ventes au secteur Industriel PME ne
24 comptent que pour 13 % des ventes du secteur.

⁴ Décision D-2008-133, page 10, R-3648-2007, Phase 2, Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur.

⁵ Décision D-2009-125, page 7, R-3704-2009, demande d'approbation de l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour.

1 Tout comme pour l'évaluation de la performance de la prévision, le Distributeur
2 retranche de la prévision et des ventes d'électricité, les ventes ou les économies
3 d'énergie attribuables à des interventions commerciales, que ce soit les ventes au
4 tarif BT, les économies d'énergie reliées au PGEÉ ou aux programmes d'efficacité
5 énergétique antérieurs. Ces éléments sont exclus parce qu'ils ne s'expliquent pas par
6 les déterminants de la demande d'électricité, soit l'activité économique, l'évolution
7 démographique et le contexte énergétique.

8 La comparaison des ventes réelles normalisées et corrigées des ajustements du facturé-
9 livré avec les prévisions permet d'obtenir les écarts de prévision que le Distributeur
10 retient dans l'évaluation de la performance de sa prévision. La présente évaluation porte
11 sur la période 1985-2009. La compilation de ces écarts par horizons de prévision permet
12 de conclure à la présence ou à l'absence de biais statistiquement significatif. Pour ce
13 faire, le Distributeur a retenu la méthodologie proposée par Campbell et Ghysels⁶, une
14 approche non-paramétrique qui s'applique facilement aux échantillons limités. Cette
15 approche fait appel au nombre d'écarts de même signe (test de signe) et aux rangs des
16 écarts de même signe (test de rang de signe ou Wilcoxon). Le Distributeur a également
17 testé si la moyenne des écarts de prévision est significativement différente de zéro; ce
18 test requiert l'utilisation d'un test de t, approximatif sur de petits échantillons. Les
19 résultats sont présentés au tableau 2A-15.

⁶ CAMPBELL, Brian & Eric GHYSELS, "An Empirical Analysis of the Canadian Budget Process", *Canadian Journal of Economics*, 1997, vol. 30(3), pages 553-76.

1
2
3

**TABLEAU 2A-15
TESTS DE BIAIS STATISTIQUE
VENTES INDUSTRIELLES CORRIGÉES (ÉCARTS 1985-2009)**

horizon	nombre de résultats disponibles	moyenne* (biais)	écart type (biais)	test de t ~t(n-1)	test de t valeur-p	test de signe ~bin(n,1/2)	test de signe valeur-p	test de Wilcoxon ~W(n)	test de Wilcoxon valeur-p
de l'année	25	-0,3	0,2	-1,2	0,244	10	0,424	129	>0,100
à 1 an	24	1,3	0,6	2,1	0,050	10	0,541	86	0,069
à 2 ans	23	3,8	1,0	3,8	0,001	6	0,035	36	0,001
à 3 ans	22	5,3	1,3	4,2	0,000	3	0,001	23	0,000
à 4 ans	21	6,5	1,3	5,0	0,000	2	0,000	6	0,000
à 5 ans	20	7,9	1,3	6,1	0,000	0	0,000	0	0,000
à 6 ans	19	8,5	1,6	5,5	0,000	1	0,000	3	0,000
à 7 ans	18	8,5	1,7	5,1	0,000	2	0,001	5	0,000
à 8 ans	17	8,5	1,7	4,9	0,000	3	0,013	7	0,000
à 9 ans	16	9,0	1,9	4,7	0,000	3	0,021	6	0,000
à 10 ans	15	9,4	2,0	4,6	0,000	2	0,007	4	0,000

4

* Moyenne des écarts pourcentages : $\Sigma(((\text{ventes prévues corrigées})/(\text{ventes réelles normalisées corrigées}))-1)/n$.

5 L'hypothèse nulle d'absence de biais est rejetée pour les horizons où les valeur-p des
6 tests de t, de signe et de Wilcoxon sont inférieures à 5 % (0,050). Le Distributeur conclut
7 donc qu'il y a présence de biais de surestimation statistiquement significatif pour les
8 horizons de deux ans et plus. Il note aussi, pour l'horizon d'un an, une certaine évidence
9 de biais statistiquement significatif d'un an, où la valeur-p du test de t est de 5 % et la
10 valeur-p du test de Wilcoxon est de 6,9 %.

11 Face à ce constat de biais, le Distributeur s'est demandé s'il exploitait bien l'information
12 tirée de ses écarts passés de prévision de demande.

13 Conformément à la méthodologie d'évaluation de la performance de la prévision
14 mentionnée ci-haut, le Distributeur a évalué l'autocorrélation des écarts de prévision à
15 l'Industriel grandes entreprises. Dans le cas présent, il s'agit d'observer si les écarts de
16 prévision, obtenus des suivis de court terme, ont tendance à se répéter dans les
17 prévisions subséquentes. Les écarts de prévision obtenus des suivis de court terme
18 son :

- 1 • écart de l'année en cours retardé d'un an : écart de prévision à l'horizon de
2 l'année en cours observé l'année passée ;⁷
- 3 • écart de l'année en cours retardé de deux ans : écart de prévision à l'horizon de
4 l'année en cours observé il y a deux ans ;
- 5 • écart à un an retardé d'un an : écart de prévision à l'horizon de un an observé
6 l'année passée.

7 Les résultats sont présentés au tableau 2A-16. Le Distributeur constate qu'il intègre de
8 manière efficace dans sa prévision les écarts de prévision observés lors de ses suivis.
9 Effectivement, très peu de valeurs-p inférieures à 5 % sont observées : seulement les
10 valeurs-p du test de t de l'année en cours, des tests de signe et de Wilcoxon à 4 ans
11 pour l'autocorrélation avec les écarts de l'année en cours retardés d'un an, et les
12 valeurs-p des tests de signe et de Wilcoxon de l'année en cours pour l'autocorrélation
13 avec les écarts à un an retardés d'un an. Sauf exceptions, le Distributeur ne reproduit
14 pas dans sa prévision les écarts récents, il exploite déjà dans sa prévision l'information
15 contenue dans le suivi des écarts de prévision.

⁷ Comme l'évaluation de la performance de la prévision porte sur des prévisions et des ventes annuelles, il n'a pas été possible d'évaluer la corrélation avec les écarts mensuels de prévision de l'année en cours.

1
 2
 3

TABLEAU 2A-16
TESTS D'AUTOCORRÉLATION DES ÉCARTS DE PRÉVISION
VENTES INDUSTRIELLES CORRIGÉES (ÉCARTS 1985-2009)

horizon	nombre de résultats disponibles	test de t ~t(n-1)	test de t valeur-p	test de signe ~bin(n,1/2)	test de signe valeur-p	test de Wilcoxon ~W(n)	test de Wilcoxon valeur-p
Écart de l'année en cours retardé d'un an et écart :							
de l'année	23	2,5	0,023	10	0,678	93	>0,100
à 1 an	23	-0,3	0,805	8	0,210	102	>0,100
à 2 ans	22	1,6	0,136	9	0,523	110	>0,100
à 3 ans	21	1,7	0,103	7	0,189	76	>0,100
à 4 ans	20	0,2	0,813	5	0,041	46	0,027
à 5 ans	19	0,5	0,633	6	0,167	67	>0,100
à 6 ans	18	0,2	0,868	7	0,481	61	>0,100
à 7 ans	17	0,9	0,405	6	0,332	55	>0,100
à 8 ans	16	0,2	0,807	5	0,210	41	>0,100
à 9 ans	15	0,5	0,643	5	0,302	37	>0,100
à 10 ans	14	1,2	0,262	6	0,791	42	>0,100
Écart de l'année en cours retardé de deux ans et écart :							
de l'année	22	0,0	0,977	11	0,999	126	>0,100
à 1 an	22	1,4	0,164	10	0,832	121	>0,100
à 2 ans	21	2,1	0,048	10	0,999	103	>0,100
à 3 ans	20	0,4	0,712	7	0,263	56	0,070
à 4 ans	19	0,3	0,759	7	0,359	55	>0,100
à 5 ans	18	0,4	0,715	6	0,238	54	>0,100
à 6 ans	17	1,0	0,350	5	0,143	53	>0,100
à 7 ans	16	0,2	0,837	4	0,077	36	>0,100
à 8 ans	15	0,5	0,653	4	0,118	33	>0,100
à 9 ans	14	1,2	0,270	4	0,180	34	>0,100
à 10 ans	13	0,1	0,907	3	0,092	21	0,094
Écart à un an retardé d'un an et écart :							
de l'année	22	1,6	0,115	5	0,017	55	0,019
à 1 an	22	0,2	0,838	10	0,832	115	>0,100
à 2 ans	21	0,5	0,603	10	0,999	95	>0,100
à 3 ans	20	-0,2	0,813	9	0,824	93	>0,100
à 4 ans	19	1,0	0,331	8	0,648	79	>0,100
à 5 ans	18	0,0	0,985	8	0,815	85	>0,100
à 6 ans	17	1,2	0,236	8	0,999	58	>0,100
à 7 ans	16	1,7	0,113	7	0,804	51	>0,100
à 8 ans	15	0,3	0,786	7	0,999	55	>0,100
à 9 ans	14	0,3	0,791	6	0,791	41	>0,100
à 10 ans	13	0,6	0,545	5	0,581	33	>0,100

4

5 Bien que la prévision au secteur Industriel grandes entreprises s'effectue par client, à
 6 l'aide de la consommation historique et des variations ou ajouts de charges anticipés, le
 7 Distributeur s'est également demandé si ce biais aurait été réduit en exploitant plus

1 adéquatement l'information contenue dans les variables explicatives prévues utilisées
2 pour la prévision de la demande des autres secteurs de consommation. Il s'agit des
3 variables suivantes : croissance du PIB, croissance du PIB tertiaire, croissance du PIB
4 manufacturier, croissance du revenu personnel disponible, prix du pétrole brut WTI, prix
5 du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, population du Québec et nombre de ménages.
6 Même si plusieurs de ces indicateurs de l'activité économique du Québec ne sont pas
7 des déterminants directs de la demande des grandes entreprises industrielles, celles-ci
8 étant en grande partie tournées vers les marchés extérieurs, le Distributeur a voulu
9 évaluer si ces indicateurs peuvent ajouter de l'information à la prévision.

10 La méthode employée pour vérifier si d'autres indicateurs économiques contiennent de
11 l'information qui aurait pu améliorer la prévision a aussi été tirée des travaux de
12 Campbell et Ghysels cités ci-haut. Le test consiste à évaluer si les écarts de prévision
13 sont indépendants des variables explicatives prévues. Dans le but de respecter les
14 hypothèses de distribution des tests statistiques, les variables explicatives ont été
15 stationnarisées et centrées. Cette transformation complexifie toutefois l'analyse des
16 résultats.

17 Le tableau 2A-17 présente les résultats de ces tests d'indépendance. Les valeurs-p
18 indiquent une certaine dépendance des écarts de prévision avec le PIB (horizons 6 à
19 9 ans), le prix du pétrole brut WTI (horizon 4 à 10 ans), le prix du gaz naturel à la
20 frontière de l'Alberta (horizon 3 à 8 ans) et le nombre de ménages (horizon 4 à 10 ans).
21 Des analyses supplémentaires indiquent que cette dépendance semble provenir d'une
22 corrélation négative entre les variables explicatives prévues transformées et les écarts
23 de prévision : variation à la baisse d'une variable et écart de surestimation.

1
2
3

TABLEAU 2A-17
TESTS D'INDÉPENDANCE DES ÉCARTS DE PRÉVISION
VENTES INDUSTRIELLES CORRIGÉES (ÉCARTS 1985-2009)

	de l'année	à 1 an	à 2 ans	à 3 ans	à 4 ans	horizon à 5 ans	à 6 ans	à 7 ans	à 8 ans	à 9 ans	à 10 ans
Indépendance entre les écarts et le PIB											
nombre de résultats disponibles	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14
valeur-p pour le test de											
signe	0,541	0,093	0,832	0,383	0,263	0,064	0,031	0,332	0,077	0,035	0,057
Wilcoxon	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	0,066	0,030	0,027	0,009	0,010	0,079
Indépendance entre les écarts et le PIB tertiaire											
nombre de résultats disponibles	23	22	21	18	10	7	5	4	3	2	1
valeur-p pour le test de											
signe	0,405	0,523	0,999	0,238	0,344	0,125
Wilcoxon	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100
Indépendance entre les écarts et le PIB manufacturier											
nombre de résultats disponibles	23	22	21	18	10	7	5	4	3	2	1
valeur-p pour le test de											
signe	0,210	0,523	0,664	0,815	0,754	0,016
Wilcoxon	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	0,016
Indépendance entre les écarts et le revenu personnel disponible											
nombre de résultats disponibles	23	22	21	18	10	7	5	4	3	2	1
valeur-p pour le test de											
signe	0,405	0,832	0,383	0,238	0,754	0,016
Wilcoxon	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	0,016
Indépendance entre les écarts et le prix du pétrole brut WTI											
nombre de résultats disponibles	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14
valeur-p pour le test de											
signe	0,152	0,999	0,134	0,078	0,012	0,167	0,031	0,049	0,077	0,035	0,057
Wilcoxon	>0,100	>0,100	0,050	0,076	0,058	0,020	0,007	0,005	0,005	0,003	0,009
Indépendance entre les écarts et le prix du gaz à la frontière de l'Alberta											
nombre de résultats disponibles	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10
valeur-p pour le test de											
signe	0,999	0,999	0,481	0,002	0,021	0,035	0,013	0,022	0,039	0,065	0,344
Wilcoxon	>0,100	>0,100	0,067	0,001	0,006	0,030	0,025	0,080	0,077	>0,100	>0,100
Indépendance entre les écarts et la population du Québec											
nombre de résultats disponibles	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13
valeur-p pour le test de											
signe	0,405	0,832	0,664	0,115	0,064	0,815	0,999	0,804	0,302	0,180	0,092
Wilcoxon	>0,100	>0,100	>0,100	0,048	0,080	>0,100	>0,100	>0,100	>0,100	0,068	0,008
Indépendance entre les écarts et le nombre de ménage au Québec											
nombre de résultats disponibles	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13
valeur-p pour le test de											
signe	0,405	0,052	0,664	0,115	0,004	0,001	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003
Wilcoxon	>0,100	0,085	>0,100	0,076	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,001

4

5 Le Distributeur analyse présentement si cette information peut être exploitée dans sa
6 prévision des ventes au secteur Industriel grandes entreprises sans pervertir
7 l'information qui est habituellement utilisée. Il tient aussi à mentionner que d'autres

1 variables explicatives susceptibles de déterminer la prévision des ventes industrielles
2 grandes entreprises, telles que la croissance économique mondiale ou américaine, n'ont
3 pas fait l'objet de cette analyse puisque le Distributeur ne réalise pas de prévisions pour
4 ces variables.

5 Le Distributeur est d'avis que la présence d'un biais de surestimation des ventes au
6 secteur Industriel s'explique avant tout par les risques auxquels font face les clients
7 industriels majeurs et non par sa méthode de prévision.

8 D'une part, la consommation prévue des projets d'implantation industrielle ou d'ajout de
9 charges est intégrée à la prévision des ventes à la date prévue du début du projet. Il en
10 va de l'obligation de desservir auquel fait face le Distributeur, mais aussi des
11 engagements du gouvernement à répondre à des demandes d'électricité de 50 MW et
12 plus pour des projets d'implantation industrielle dans le cadre de la stratégie
13 énergétique. La prévision intègre ces projets et permet ainsi la planification des
14 approvisionnements en électricité et des investissements nécessaires dans les réseaux
15 de distribution et de transport.

16 Or, les risques de retards dans le début de la construction ou de la mise en service sont
17 beaucoup plus importants que ceux de devancements. Un retard qui survient entraîne
18 donc un biais positif (une surestimation) dans la prévision. D'ailleurs, avant 1997, une
19 provision pour un grand projet générique de 350 MW était incluse systématiquement
20 dans la prévision en plus des projets à l'étude. Cette provision a contribué à créer le
21 biais statistiquement significatif observé. Afin de se prémunir contre le report ou
22 l'abandon de projets, des probabilités de réalisations ont été assignées aux projets
23 escomptés. Par ailleurs, le Distributeur explore un éventail de probabilités de réalisation
24 de projets plus fortes ou plus faibles que celles retenues dans le scénario moyen lors de
25 l'établissement de ses scénarios faible et fort de la demande et lors de l'évaluation de
26 l'aléa sur la demande prévue.

27 D'autre part, étant donné l'impossibilité ou la difficulté de prévoir les fermetures
28 d'entreprises, la consommation d'un client est maintenue jusqu'à ce qu'un avis de
29 fermeture soit émis par le client. Le cas échéant un biais est introduit dans la prévision.

1 L'impact des grèves peut aussi entraîner une surestimation puisqu'elles sont difficiles à
2 prévoir.

3 Bien que le Distributeur ait optimisé ses processus internes d'affaires pour s'assurer que
4 la prévision de la demande dispose de la meilleure information provenant des clients
5 pour établir sa prévision de court et long terme et pour évaluer les probabilités de
6 réalisation de projets et les provisions pour fermetures, il demeure que le risque est
7 asymétrique.

8 Le contexte économique récent a accentué le biais : le positionnement conservateur du
9 Distributeur dans plusieurs secteurs industriels s'est avéré insuffisant. En effet, depuis
10 2004, les rationalisations et fermetures dans le secteur des pâtes et papiers se sont
11 avérées si importantes (plus de 6 TWh ou 10 % des ventes de 2010 au secteur
12 Industriel grandes entreprises) que les provisions négatives, prises par le Distributeur
13 dans ses dernières prévisions, n'ont pu couvrir les diminutions de demande d'électricité
14 et que des provisions additionnelles ont dû être prises lors des révisions des prévisions
15 subséquentes.

16 Outre le secteur des pâtes et papiers, deux autres secteurs ont subi d'importantes
17 fermetures au cours de la dernière décennie : le secteur du magnésium et le secteur du
18 pétrole et de la chimie. Dans le secteur du magnésium, les fermetures des usines
19 Magnola et Norsk Hydro sont survenues en 2003 et 2007 respectivement. Dans le
20 secteur du pétrole et de la chimie, les fermetures des usines de Pétromont (Varenes et
21 Montréal) et de Basell (Varenes) sont survenues en 2008, alors que la raffinerie Shell
22 devrait cesser ses opérations au cours des prochains mois.

23 Les risques à la baisse sur les ventes prévues ont des répercussions importantes
24 compte tenu de la consommation des usines et de l'ampleur des projets d'expansion
25 dans le secteur de consommation Industriel grandes entreprises. Une fermeture ou un
26 abandon de projet de 350 MW à 500 MW, par exemple, (consommant annuellement 3,0
27 à 4,3 TWh) entraîne un écart d'environ 5 à 7 % sur la prévision au secteur Industriel
28 grandes entreprises.

29 C'est ainsi que, même si le Distributeur intègre bien l'information contenue dans ses
30 écarts de prévision passés à court terme et que des améliorations ont été apportées à

1 sa prévision via l'information obtenue des clients industriels majeurs, un biais de
2 surestimation des ventes industrielles pourrait subsister. Ces biais proviendraient de la
3 nécessité de prendre en compte dans la prévision les projets à l'étude ou en négociation
4 avec le gouvernement et de la difficulté d'évaluer avec précision l'ampleur des provisions
5 pour fermetures.

ANNEXE 2B
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET
ALÉAS DE LA DEMANDE

1. SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION

1.1 Méthodologie

- 1 La méthodologie pour effectuer les scénarios fort et faible de la prévision de la demande
2 d'électricité en énergie est sensiblement la même que celle employée pour le scénario
3 moyen. Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués pour la démographie et les
4 prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants pour l'élaboration des scénarios
5 économiques fort et faible. Ces données démographiques, économiques et
6 énergétiques sont utilisées dans les modèles du secteur Résidentiel et agricole, du
7 secteur Commercial et institutionnel et du secteur Industriel PME. Pour le secteur
8 Industriel grandes entreprises, l'analyse se fait par client en fonction des incertitudes de
9 marché et de la situation économique.
- 10 Pour ce qui est des scénarios fort et faible des besoins en puissance, la prévision est
11 obtenue en appliquant aux scénarios fort et faible de la demande en énergie la même
12 méthodologie que pour le scénario moyen.

1.2 Variables démographiques, économiques et énergétiques

1
2
3

**TABLEAU 2B-1
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO FORT**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 898	7 971	8 046	8 123	8 200	8 277	8 353	8 428	8 503	8 576	8 649
Âge moyen (années)	40,69	40,88	41,05	41,21	41,36	41,52	41,67	41,82	41,97	42,11	42,26
Nombre de ménages (milliers)	3 394	3 440	3 484	3 528	3 572	3 615	3 656	3 697	3 737	3 776	3 814
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	52,5	50,0	48,0	45,0	43,0	42,7	41,8	40,8	39,9	39,0	37,7
Croissance du PIB (%)	4,0	3,5	3,1	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
Croissance du PIB manufacturier (%)	7,0	4,0	3,9	3,8	3,7	3,5	3,4	2,9	2,9	2,9	2,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,3	3,2	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6
Revenu personnel disponible (%)	3,5	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,77	5,55	6,62	7,26	7,64	7,96	8,28	8,54	8,81	9,08	9,40
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	82,36	92,12	104,65	111,55	117,30	122,48	127,26	132,23	137,40	142,77	148,35

4

5
6
7

**TABLEAU 2B-2
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO FAIBLE**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 887	7 937	7 979	8 016	8 045	8 072	8 096	8 119	8 141	8 161	8 180
Âge moyen (années)	40,70	40,93	41,17	41,43	41,71	41,99	42,26	42,53	42,79	43,05	43,30
Nombre de ménages (milliers)	3 385	3 421	3 454	3 486	3 516	3 545	3 572	3 598	3 622	3 646	3 667
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	46,5	38,0	32,0	30,0	27,0	28,8	27,2	25,8	24,5	23,3	21,8
Croissance du PIB (%)	2,0	1,5	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Croissance du PIB manufacturier (%)	1,0	1,5	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,2	1,8	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Revenu personnel disponible (%)	1,0	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,08	3,70	4,41	4,84	5,09	5,30	5,52	5,70	5,87	6,05	6,27
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	72,64	68,09	77,35	82,45	86,70	90,53	94,06	97,74	101,56	105,53	109,65

8

1.3 Présentation du scénario fort

1 Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2020 s'élèvent à 207,0 TWh,
2 ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,8 %. Elles sont
3 supérieures de 22,6 TWh au scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière
4 suivante : 64 % au secteur Industriel grandes entreprises, 20 % au secteur Commercial
5 et institutionnel, 10 % au secteur Résidentiel et agricole, 4 % au secteur Industriel PME
6 et 2 % au secteur Autres.

7 Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour effet
8 d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus abondante, ce
9 qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des taux de croissance plus
10 élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie d'une productivité accrue qui le
11 rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher les opportunités d'affaires qui se
12 présentent chez ses partenaires commerciaux, également en meilleure santé
13 économique. Les exportations du Québec sont donc plus fortes et contribuent à leur tour
14 au renforcement de la croissance.

15 Pour les secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel, la source de
16 l'écart est attribuable principalement aux variables démographiques. Le reste de l'écart
17 provient des variables économiques auxquelles s'ajoute, au secteur Commercial et
18 institutionnel, le prix des combustibles.

19 Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les prévisions du PIB
20 manufacturier par secteurs.

21 Pour le secteur Industriel grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux
22 hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la sidérurgie, de la
23 fonte et affinage, des pâtes et papiers et des mines. Dans ce scénario, l'activité
24 manufacturière forte stimule la croissance.

25 Pour ce qui est des besoins en puissance du Distributeur, la prévision est de 43 695 MW
26 à la pointe de l'hiver 2019-2020. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe
27 de l'hiver 2009-2010, ceci représente une augmentation de 7 645 MW, soit une
28 croissance annuelle moyenne de près de 760 MW ou 1,9 %. Par rapport au scénario

1 moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs d'environ 3 750 MW à l'horizon
 2 2019-2020.

1.4 Présentation du scénario faible

3 Les ventes prévues au scénario faible sont de 167,6 TWh en 2020, ce qui représente
 4 une croissance annuelle moyenne de -0,2 % sur la période 2010-2020. Elles sont
 5 inférieures au scénario moyen de 16,9 TWh. Cet écart se répartit de la manière
 6 suivante : 60 % au secteur Industriel grandes entreprises, 20 % au secteur Commercial
 7 et institutionnel, 13 % au secteur Résidentiel et agricole, 5 % au secteur Industriel PME
 8 et 2 % au secteur Autres. Il est à noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les
 9 mêmes que dans le scénario fort, mais en négatif. Toutefois, pour le secteur Industriel
 10 grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux hypothèses retenues sur
 11 l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte et affinage, des pâtes et papiers et,
 12 dans une moindre mesure, aux secteurs des mines et du pétrole et de la chimie.

13 La prévision des besoins réguliers du Distributeur à la pointe de l'hiver 2019-2020 est de
 14 37 038 MW dans le scénario faible. Comparativement aux besoins normalisés de la
 15 pointe de l'hiver 2009-2010, ceci représente une augmentation de 988 MW soit une
 16 croissance annuelle moyenne sur l'ensemble de la période d'environ 100 MW ou 0,3 %.
 17 Par rapport au scénario moyen, la pointe 2019-2020 est inférieure de 2 911 MW.

18 **TABLEAU 2B-3**
 19 **SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**
 20 **VENTES (EN TWH)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20 TWh	tx annuel moyen
Scénario moyen	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%
Scénario fort	174,0	177,3	179,8	183,1	187,1	194,1	199,5	201,6	203,5	205,2	207,0	33,0	1,8%
Scénario faible	170,4	166,3	166,1	165,9	165,7	166,3	166,0	165,5	166,9	168,2	167,6	-2,8	-0,2%

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

1
2
3

**TABLEAU 2B-4
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWH)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Scénario moyen	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	13,3	0,7%
Scénario fort	187,3	190,8	193,5	197,1	201,2	208,8	214,6	216,8	218,8	220,7	222,6	35,3	1,7%
Scénario faible	183,4	179,0	178,8	178,6	178,3	178,9	178,5	178,0	179,5	180,9	180,2	-3,2	-0,2%

4

¹ Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2010 normalisés pour les conditions climatiques.

5
6
7

**TABLEAU 2B-5
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

	2009- 2010 ¹	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Scénario moyen	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949	3 899	1,0%
Scénario fort	36 050	37 507	38 257	39 105	39 837	40 789	41 911	42 483	42 924	43 344	43 695	7 645	1,9%
Scénario faible	36 050	35 951	36 188	36 459	36 529	36 799	36 731	36 789	36 756	37 173	37 038	988	0,3%

8

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.

2 ALÉAS DE LA DEMANDE

9 L'analyse de la prévision de la demande présentée dans l'annexe 2A a porté sur les
10 besoins énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales.
11 Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :

- 12 • l'aléa découlant des conditions climatiques ;
- 13 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

14 Les aléas sur les besoins sont présentés ci-dessous de même que leur impact combiné
15 (aléa global). Ces aléas s'appliquent sur la prévision de besoins en énergie visés par le
16 Plan et de besoins en puissance à la pointe d'hiver.

2.1 L'aléa climatique

1 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins
2 d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au
3 scénario à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme
4 dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

5 Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de
6 consommation prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique
7 est obtenue à partir de 252 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en
8 fonction des conditions climatiques. Ces simulations sont établies dans le cadre de la
9 prévision du profil horaire des besoins du Distributeur. La méthodologie de la prévision
10 est décrite à la section 1.5 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-
11 3648-2007.

12 Selon cette approche, la simulation des besoins de l'année 2015 (horizon cinq ans)
13 montre que l'écart type en énergie de l'aléa climatique est de 2,2 TWh. Le tableau 2B-6
14 montre que les résultats sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du
15 Plan.

16 **TABLEAU 2B-6**
17 **ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

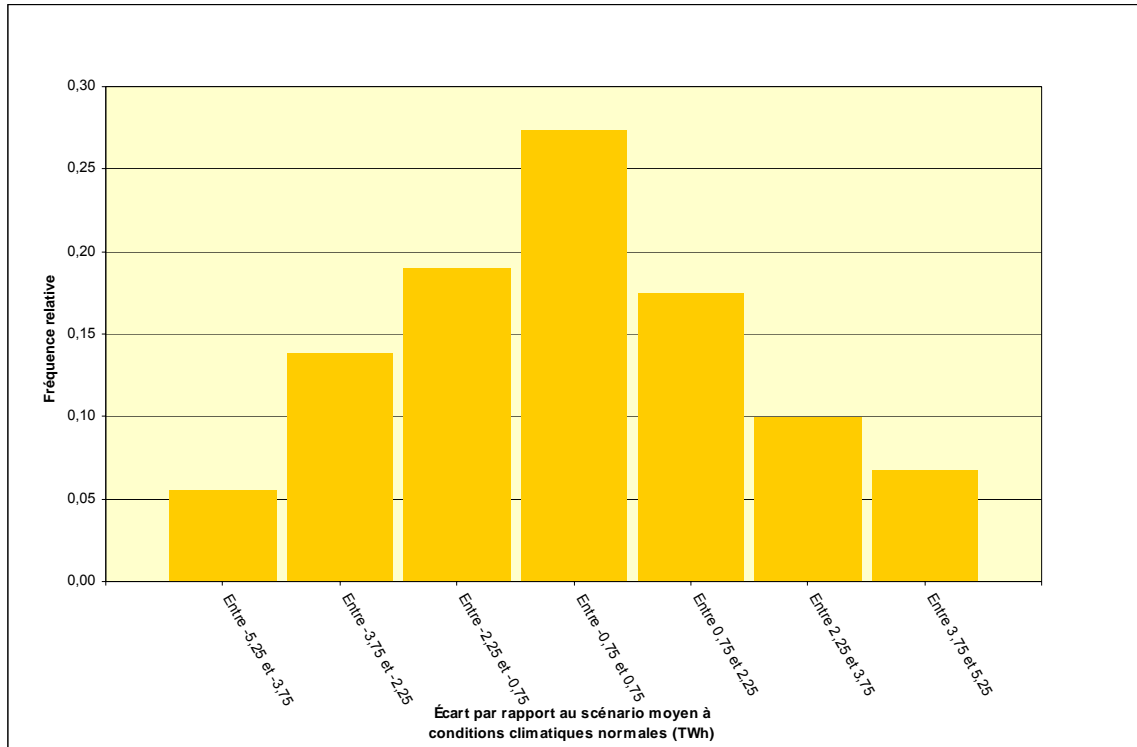
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Écart type (TWh)	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Coefficient de variation	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%

18

19 Sous les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels
20 seraient supérieurs de 4,3 TWh à ceux d'une année moyenne. À l'opposé, les conditions
21 climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient des besoins d'environ
22 5,2 TWh sous la normale. La distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les
23 besoins en énergie de l'année 2015 figure au graphique 2B-1.

1
2
3

GRAPHIQUE 2B-1
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2015

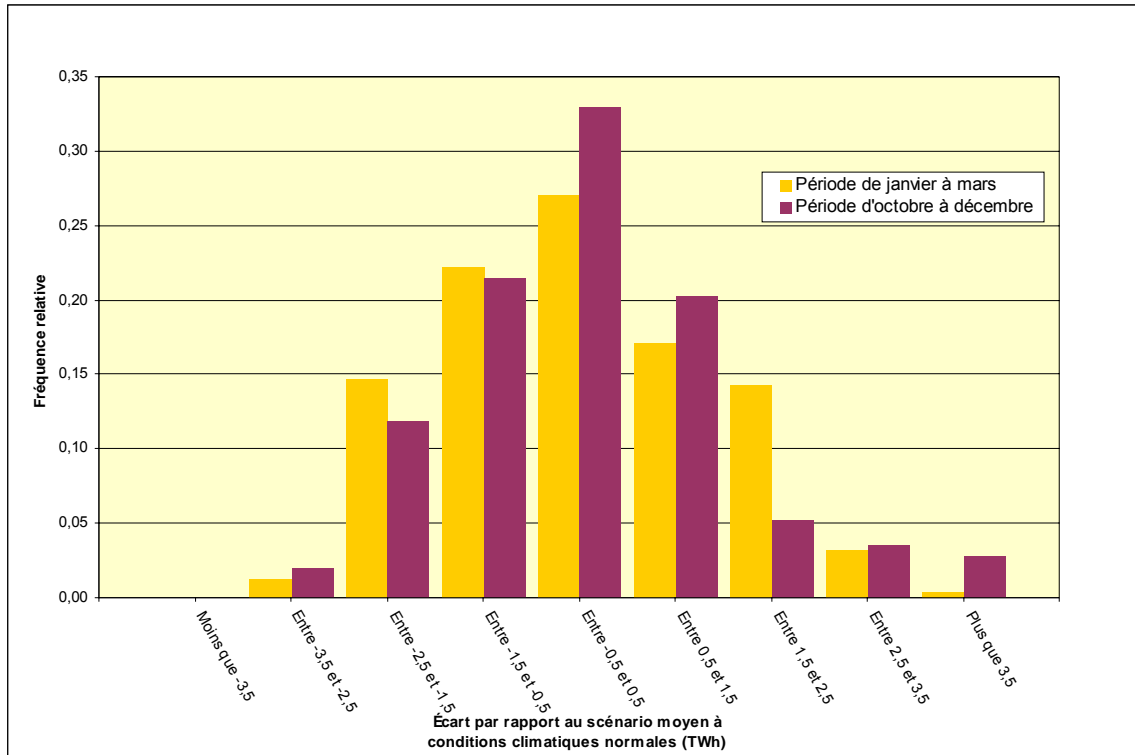


4

5 Toujours à partir des 252 simulations des besoins prévus, le graphique 2B-2 présente
6 par ailleurs, sous la forme d'un histogramme, l'aléa climatique sur les besoins en énergie
7 pour le premier et le dernier trimestre de l'année 2015. Ces résultats montrent que les
8 besoins en énergie pour ces deux trimestres ont, face aux conditions climatiques, une
9 variabilité importante.

1
2
3

GRAPHIQUE 2B-2
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
PÉRIODE DE JANVIER À MARS ET D'OCTOBRE À DÉCEMBRE – ANNÉE 2015



4

5 En puissance, le tableau 2B-7 donne l'estimation de l'écart type de l'aléa climatique sur
6 les besoins à la pointe des hivers 2010-2011 à 2019-2020.

7
8

TABLEAU 2B-7
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

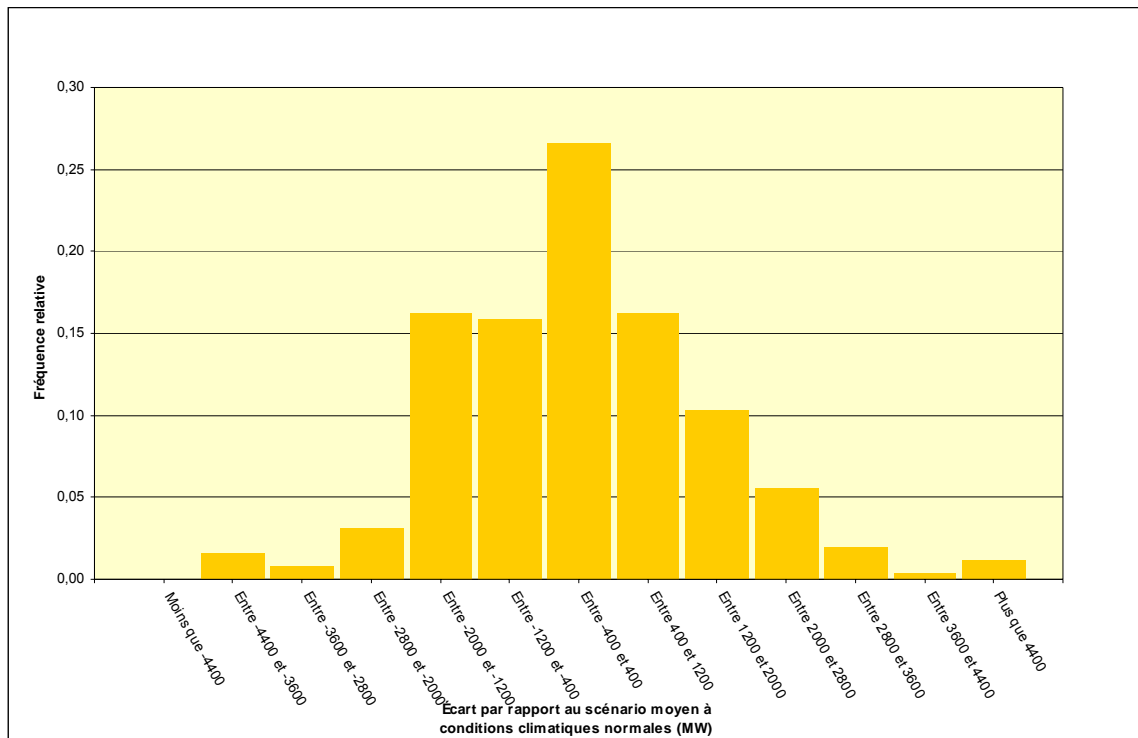
	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Écart type (MW)	1390	1420	1450	1470	1480	1480	1500	1510	1510	1510
Coefficient de variation	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%

9

1 L'histogramme du graphique 2B-3 illustre la distribution de probabilité de l'aléa
 2 climatique sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2014-2015. Dans les cas
 3 extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre près de 4 800 MW.

4
5
6

GRAPHIQUE 2B-3
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
HIVER 2014-2015



7

2.2 L'aléa sur la demande prévue

8 L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement
 9 l'évolution des variables économiques, démographiques et énergétiques, ainsi qu'aux
 10 erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la
 11 demande d'électricité. L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort
 12 et faible de croissance de la demande.

2.2.1 Aléa sur la demande en énergie prévue

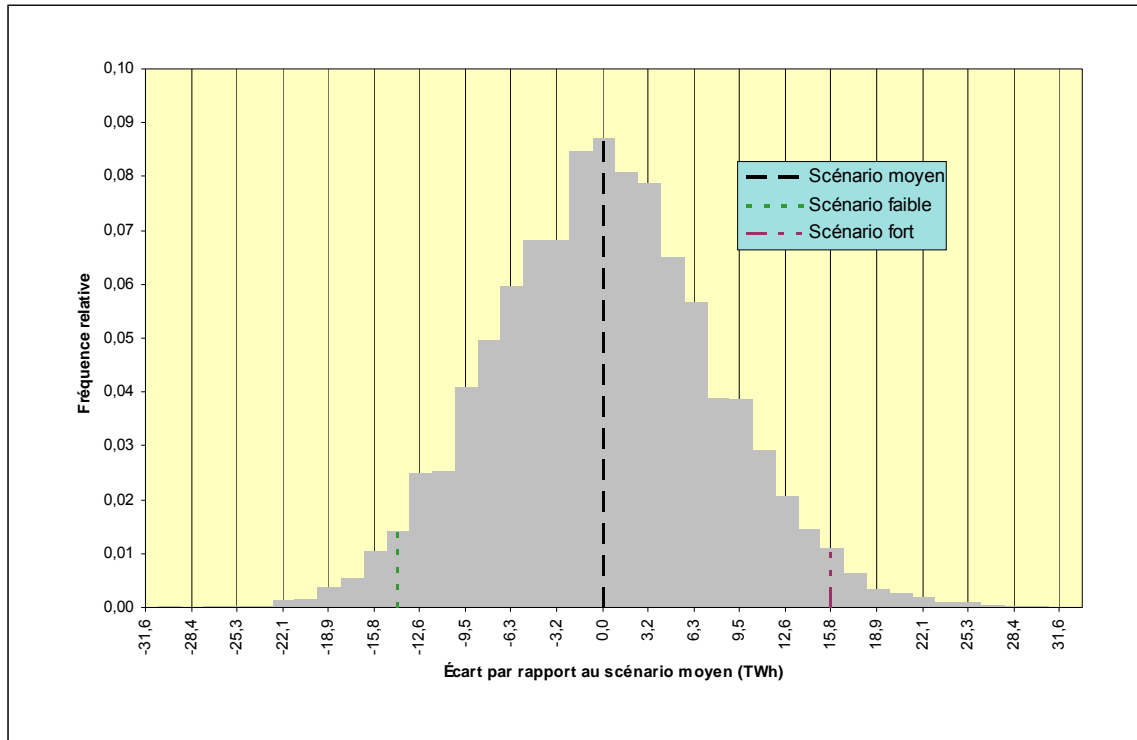
1 Une façon de cerner les futurs possibles est d'utiliser les modèles de prévision pour
2 calculer l'évolution de la demande correspondant à des scénarios alternatifs au scénario
3 moyen tels que les scénarios fort et faible conformément à ce qui est présenté à la
4 section 1.

5 Bien qu'utile, la méthode des scénarios ne permet pas d'établir la distribution des
6 évolutions possibles des besoins, requise pour certains volets de la planification des
7 approvisionnements. Pour cette raison, une approche a été développée pour évaluer de
8 façon plus complète l'aléa sur la demande en énergie prévue. Pour chaque année de
9 l'horizon de prévision, cette approche permet d'estimer, sur la base d'une méthode de
10 simulation Monte Carlo, une distribution de probabilité des valeurs possibles des
11 besoins annuels en énergie (à conditions climatiques normales). Cette approche est
12 décrite plus en détails à la section 1.2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2 du
13 dossier R-3648-2007.

14 Le graphique 2B-4 illustre, sous la forme d'un histogramme, une telle distribution pour
15 l'année 2015, soit à l'horizon cinq ans.

1
2
3

GRAPHIQUE 2B-4
HISTOGRAMME DE L'ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2015 (HORIZON CINQ ANS)



4

5 Le tableau 2B-8 présente l'estimation de l'écart type (en TWh) et du coefficient de
6 variation (en %) des besoins en énergie découlant des distributions de probabilité
7 établies pour les années 2011 à 2020.

8
9

TABLEAU 2B-8
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

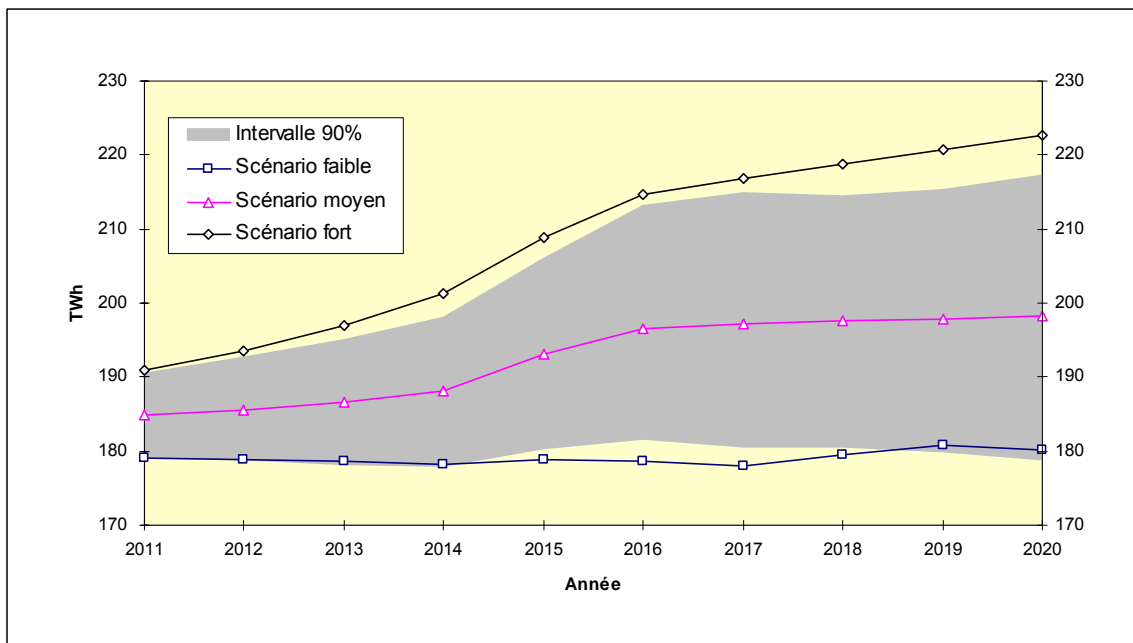
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Écart type (TWh)	3,4	4,2	5,1	6,2	7,7	9,6	10,3	10,3	10,8	11,7
Coefficient de variation	1,8%	2,2%	2,7%	3,3%	4,0%	4,9%	5,2%	5,2%	5,5%	5,9%

10

1 Sont représentés au graphique 2B-5 les scénarios moyen, fort et faible de prévision des
 2 besoins en énergie comparativement à l'intervalle délimité par les isocourbes 5 % et
 3 95 % des distributions de probabilité de ces mêmes besoins. Ces isocourbes
 4 représentent un intervalle qui comprend 90 % des valeurs possibles de besoins annuels
 5 pour chaque année. L'analyse des distributions de probabilité indique que les scénarios
 6 d'encadrement couvrent généralement de 90 % à 95 % des valeurs possibles d'évolution
 7 des besoins. Par ailleurs, autant pour les scénarios d'encadrement que pour l'intervalle
 8 90 %, le graphique illustre bien l'écart grandissant entre ceux-ci et le scénario moyen en
 9 fonction de l'éloignement de l'horizon.

10
11

GRAPHIQUE 2B-5
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE



12

2.2.2 Aléa sur la demande en puissance prévue

13 L'aléa sur la demande en puissance prévue provient d'une part, de l'impossibilité de
 14 prévoir parfaitement les besoins annuels en énergie et leur structure par usages et
 15 d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation qu'on

1 applique aux besoins en énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des
2 besoins en puissance à la pointe d'hiver.

3 Le tableau 2B-9 présente l'estimation de l'écart type (en MW) et du coefficient de
4 variation (en %) de la prévision des besoins en puissance à la pointe des hivers 2010-
5 2011 à 2019-2020.

6 **TABLEAU 2B-9**
7 **ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Écart type (MW)	710	940	1 140	1 350	1 650	1 950	2 180	2 260	2 310	2 440
Coefficient de variation	1,9%	2,5%	3,0%	3,6%	4,3%	5,0%	5,5%	5,7%	5,8%	6,1%

8

2.3 L'aléa global

9 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa
10 sur la demande prévue.

11 Sur la base de cette hypothèse, le tableau 2B-10 présente l'écart type et le coefficient de
12 variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2011 à 2020.
13 Pour l'année 2015 (horizon cinq ans), l'écart type de l'aléa global représente 8,1 TWh.

14 **TABLEAU 2B-10**
15 **ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Écart type (TWh)	4,0	4,7	5,5	6,6	8,1	9,8	10,6	10,6	11,1	12,0
Coefficient de variation	2,2%	2,5%	3,0%	3,5%	4,2%	5,0%	5,4%	5,4%	5,6%	6,0%

16

1 Le tableau 2B-11 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à la
2 pointe des hivers 2010-2011 à 2019-2020. L'écart type de l'aléa global de la pointe de
3 l'hiver 2013-2014 atteint 1 990 MW.

4 **TABLEAU 2B-11**
5 **ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Écart type (MW)	1 560	1 700	1 850	1 990	2 210	2 450	2 650	2 710	2 760	2 870
Coefficient de variation	4,3%	4,6%	4,9%	5,3%	5,7%	6,2%	6,7%	6,8%	6,9%	7,2%

6

7

2.4 Comparaisons par rapport à l'état d'avancement 2009 et au Plan d'approvisionnement 2008-2017

2.4.1 Aléa climatique

8 Par rapport à l'état d'avancement 2009, l'aléa climatique à l'horizon un an sur les
9 besoins annuels en énergie est revu à la hausse de +0,2 TWh tandis que celui sur les
10 besoins en puissance à la pointe d'hiver est revu à la baisse de 140 MW. Ces
11 changements sont pratiquement les mêmes sur tout l'horizon du Plan et découlent
12 essentiellement de la mise à jour de l'année de référence permettant de produire les 252
13 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions
14 climatiques. En fait, les simulations horaires des besoins prévus de l'état d'avancement
15 2009 ont été obtenues en projetant 252 simulations horaires des besoins réguliers du
16 Distributeur (BRD) de l'année 2003 (année de référence) à l'année prévisionnelle
17 désirée. Dans le cadre du Plan, le Distributeur a établi sa prévision du profil horaire des
18 besoins sur l'année de référence 2009 au lieu de 2003. L'année de référence retenue
19 par le Distributeur s'appuie sur des travaux menés en collaboration avec Hydro-Québec
20 TransÉnergie (le Transporteur). Le détail de ces travaux, de même que l'impact de

1 l'adoption de cette nouvelle année de référence sont présentés à la section 2.1 de
2 l'annexe 2E.

3 Comme les 252 simulations horaires chronologiques des besoins prévus du Plan
4 d'approvisionnement 2008-2017 en fonction des conditions climatiques tablaient aussi
5 sur l'année de référence 2003, la comparaison de l'aléa climatique du Plan à celui du
6 dernier Plan conduit à des révisions du même ordre.

2.4.2 Aléa sur la demande prévue

7 L'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du Plan a diminué par rapport à
8 celui de l'état d'avancement 2009. Cette baisse reflète une réduction de l'incertitude
9 quant à l'évolution de la conjoncture économique. En effet, lors de l'état d'avancement
10 2009, la situation économique difficile qui prévalait avait comme conséquence
11 d'augmenter l'incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique. Ainsi,
12 l'incertitude associée aux variables explicatives, dont le PIB, sur lesquelles est fondée
13 l'évaluation de l'aléa de la demande prévue est réduite par rapport à ce qui était
14 considéré dans l'état d'avancement 2009.

15 Par contre, l'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du Plan
16 d'approvisionnement 2011-2020 est sensiblement le même que celui du Plan
17 d'approvisionnement 2008-2017.

2.4.3 Aléa global

18 Les comparaisons de l'aléa climatique, l'aléa sur la demande prévue et l'aléa global du
19 Plan par rapport à l'état d'avancement 2009 et au Plan d'approvisionnement 2008-2017
20 sont présentées aux tableaux 2B-12 et 2B-13. Les écarts associés à l'aléa global
21 découlent de la combinaison des changements à l'aléa climatique et à l'aléa sur la
22 demande prévue.

1
2
3
4

TABLEAU 2B-12
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE

	horizon ¹	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Écart p/r à l'État d'avancement 2009						
Aléa climatique						
Écart type (TWh)		0,2	0,3	0,3	0,3	0,2
Coefficient de variation		0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Aléa sur la demande prévue						
Écart type (TWh)		-0,5	-0,7	-0,9	-0,9	-0,4
Coefficient de variation		-0,4%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,2%
Aléa global						
Écart type (TWh)		-0,4	-0,6	-0,8	-0,8	-0,2
Coefficient de variation		-0,2%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,1%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2008-2017						
Aléa climatique						
Écart type (TWh)		0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Coefficient de variation		0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Aléa sur la demande prévue						
Écart type (TWh)		0,5	0,2	-0,2	0,0	0,6
Coefficient de variation		0,2%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,3%
Aléa global						
Écart type (TWh)		0,6	0,3	-0,2	0,1	0,8
Coefficient de variation		0,3%	0,1%	0,0%	0,1%	0,4%

5

¹ Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2011-2020, l'horizon 1 an correspond à l'année 2011.

1
2
3
4

**TABLEAU 2B-13
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

	horizon ¹	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
Écart p/r à l'État d'avancement 2009					
Aléa climatique					
Écart type (MW)		-140	-160	-130	-120
Coefficient de variation		-0,5%	-0,5%	-0,4%	-0,4%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (MW)		-10	-90	-120	-140
Coefficient de variation		-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,4%
Aléa global					
Écart type (MW)		-130	-190	-170	-190
Coefficient de variation		-0,5%	-0,6%	-0,6%	-0,5%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2008-2017					
Aléa climatique					
Écart type (MW)		-150	-120	-110	-100
Coefficient de variation		-0,5%	-0,4%	-0,3%	-0,3%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (MW)		70	60	20	20
Coefficient de variation		0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
Aléa global					
Écart type (MW)		-100	-70	-70	-70
Coefficient de variation		-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,2%

5

¹ Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2011-2020, l'horizon 1 an correspond à la pointe d'hiver 2010-2011.

ANNEXE 2C
COMPARAISONS AVEC
LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ ET AVEC
LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

1. COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

1.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

1
2
3
4

**TABLEAU 2C-1
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (EN TWH)**

	2007 ^{1,2}	2008 ^{3,4}	2009 ^{5,6}	2010 ⁷	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007-17
Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	59,2	61,1	62,7	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	8,1
État d'avancement 2009	59,2	61,1	62,2	61,5	61,8	62,4	62,5	62,8	63,2	64,0	64,2	5,0
Écart	0,0	0,0	0,5	1,4	2,2	2,5	2,5	2,6	2,8	3,0	3,1	3,1
Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	34,7	35,1	34,4	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	0,8
État d'avancement 2009	34,7	35,1	34,4	34,3	35,0	35,4	35,5	35,5	35,3	35,8	36,2	1,5
Écart	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,4	0,3	0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,7
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,3	8,5	8,7	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	-1,1
État d'avancement 2009	9,3	8,5	8,8	9,0	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5	0,2
Écart	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,5	-0,7	-1,0	-1,1	-1,2	-1,3	-1,3
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	63,8	60,6	54,7	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	3,0
État d'avancement 2009	63,8	60,6	53,4	56,3	59,8	62,1	63,3	64,3	67,5	70,4	70,9	7,1
Écart	0,0	0,0	1,2	3,8	-1,4	-4,5	-4,7	-4,0	-3,0	-3,8	-4,1	-4,1
Autres												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	0,3
État d'avancement 2009	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,5	5,5	0,4
Écart	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	172,1	170,5	165,6	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	11,1
État d'avancement 2009	172,1	170,4	164,0	166,3	171,0	174,4	175,8	177,3	180,7	185,0	186,3	14,2
Écart	0,0	0,0	1,6	5,6	0,7	-1,9	-2,5	-2,4	-1,2	-2,2	-3,1	-3,1

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.
2 Pour l'état d'avancement 2009, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.
3 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007. Incluant la portion des ventes publiées de 2009 se rapportant à 2008.
4 Pour l'état d'avancement 2009, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.
5 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, excluant la portion des ventes publiées de 2009 se rapportant à 2008.
6 Pour l'état d'avancement 2009, ventes publiées de janvier à juillet 2009, normalisées pour les conditions climatiques.
7 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

6 Pour 2011, la prévision des ventes d'électricité est révisée à la hausse par rapport au
7 dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, de 0,7 TWh.

1 Toutefois, dès 2012, la prévision des ventes d'électricité est révisée à la baisse et cette
2 révision culmine en un écart de -3,1 TWh en 2017.

3 Les ventes prévues aux grandes entreprises du secteur Industriel sont revues à la
4 hausse de 3,8 TWh en 2010 en raison principalement de la demande additionnelle du
5 client Rio Tinto Alcan qui fait face à une faible hydraulité sur son réseau. Les
6 nombreuses rationalisations survenues depuis l'état d'avancement 2009 dans le secteur
7 des pâtes et papiers ont été, en bonne partie, couvertes par la provision retenue l'année
8 passée pour 2010. Toutefois, dès 2011, l'écart entre le Plan et l'état d'avancement 2009
9 s'installe pour une moyenne de -3,6 TWh sur le reste de l'horizon (-4,1 TWh en 2017).
10 Les rationalisations survenues depuis l'état d'avancement 2009 dans le secteur des
11 pâtes et papiers sont, sur cet horizon, intégrées à même la prévision, et à cela, s'ajoute
12 le risque de fermetures additionnelles. Dans le secteur du pétrole et de la chimie, il en
13 va de même. La fermeture de l'usine de Shell et le risque de rationalisations
14 additionnelles contribuent à cette révision à la baisse de la prévision des ventes. De
15 plus, les projets dans le secteur de la sidérurgie sont moins importants que prévus lors
16 de l'état d'avancement 2009. Enfin, la croissance des ventes à l'industrie de l'aluminium
17 renverse en partie le recul des ventes en 2015.

18 La prévision des ventes aux petites et moyennes entreprises du secteur Industriel est
19 également révisée à la baisse (-1,3 TWh par rapport à l'état d'avancement 2009 à
20 l'horizon 2017), et ce, malgré le reclassement (effectué en mars 2010) de clients
21 auparavant au secteur Commercial et institutionnel. L'impact des économies d'énergie
22 additionnelles, de la réforme des tarifs généraux (modification des seuils à partir du
23 1^{er} avril 2011), et de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale expliquent en majeure
24 partie cette révision. La conjoncture économique et l'appréciation du dollar canadien par
25 rapport au dollar américain affectent lourdement le secteur, notamment l'industrie du
26 bois, et contribuent dans une moindre mesure à cette révision à la baisse.

27 Au secteur Commercial et institutionnel, la prévision est revue à la baisse de 0,7 TWh à
28 l'horizon 2017 en raison des reclassements de clients vers l'Industriel PME, de l'impact
29 des économies d'énergie additionnelles et de la hausse du prix de l'électricité
30 patrimoniale.

1 En revanche, la prévision au secteur Résidentiel et agricole est révisée à la hausse de
2 3,1 TWh à l'horizon 2017. Les impacts de la récession économique ont été nettement
3 moins importants que prévus à ce secteur. Ainsi, les écarts de ventes observés en 2009
4 et au 1^{er} trimestre de 2010, de même que la révision à la hausse de la prévision des
5 mises en chantier, de la formation de ménages et de la croissance du revenu personnel
6 disponible, expliquent cette majoration des ventes d'électricité, et ce, en dépit d'une
7 bonification de l'objectif des interventions en efficacité énergétique en déploiement et de
8 l'impact de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale.

1.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

9 Comme le montre le tableau 2C-2, pour les années 2010 à 2017, le taux global de
10 pertes de transport et de distribution prévu dans le Plan est identique à celui prévu dans
11 l'état d'avancement 2009, soit un taux global de pertes de 7,5 %. Ce taux global
12 correspond à la moyenne des taux de pertes normalisés des trois années complètes les
13 plus récentes (années 2007 à 2009 dans le cadre du Plan). Ce taux global est stable sur
14 tout l'horizon prévisionnel en raison de l'absence d'indication de croissance ou de
15 décroissance d'un tel taux dans l'avenir.

16 Par ailleurs, la prévision du Plan d'approvisionnement 2011-2020 retient le taux de
17 pertes de transport prévu dans le cadre du dernier dossier tarifaire du Transporteur
18 (R-3738-2010). Celui-ci est de 5,4 % alors qu'il était de 5,3 % dans le dossier tarifaire du
19 Transporteur présenté en 2009 (R-3706-2009) et conséquemment, 5,3 % dans le
20 dernier état d'avancement.

21 Ainsi, afin de conserver un taux global de pertes de 7,5 %, la hausse du taux de pertes
22 de transport doit être compensée par une baisse similaire du taux de pertes de
23 distribution.

1
2
3

**TABLEAU 2C-2
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	7,4%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
État d'avancement 2009	7,4%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Écart	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de transport²											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	n.d.	n.d.	n.d.	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
État d'avancement 2009	n.d.	n.d.	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Taux de pertes de distribution²											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	n.d.	n.d.	n.d.	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
État d'avancement 2009	n.d.	n.d.	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2007 à 2010 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et les années 2007 à 2009 du dernier état d'avancement.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

1.3 Comparaison des besoins en énergie

Le tableau 2C-3 montre que la prévision des besoins visés par le Plan est inférieure à celle de l'état d'avancement 2009 dès l'année 2012. À l'horizon 2017, cet écart est de 3,4 TWh.

Ces écarts découlent essentiellement des écarts de consommation prévue, ces derniers s'expliquant par les écarts de ventes présentés à la section 1.1.

1
2
3
4

**TABLEAU 2C-3
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ¹
SCÉNARIO MOYEN (EN TWH)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007-2017
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	172,4	170,7	165,9	172,1	171,9	172,7	173,5	175,0	179,6	182,9	183,3	10,9
État d'avancement 2009	172,4	170,7	164,4	166,6	171,2	174,7	176,1	177,5	180,9	185,2	186,5	14,1
Écart	0,0	0,0	1,5	5,6	0,7	-2,0	-2,6	-2,5	-1,3	-2,4	-3,2	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	12,8	13,2	12,4	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,5	13,7	13,8	0,9
État d'avancement 2009	12,8	13,2	12,3	12,5	12,8	13,1	13,2	13,3	13,6	13,9	14,0	1,2
Écart	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	185,3	183,8	178,3	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	11,8
État d'avancement 2009	185,3	183,8	176,8	179,0	184,1	187,8	189,3	190,8	194,4	199,1	200,5	15,2
Écart	0,0	0,0	1,6	6,0	0,7	-2,2	-2,8	-2,7	-1,4	-2,5	-3,4	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2007 à 2010 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et les années 2007 à 2009 du dernier État d'avancement.

5

1.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

6 Les besoins en puissance sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 dès
7 l'hiver 2009-2010. L'augmentation atteint 270 MW à l'hiver 2013-2014 et 280 MW à
8 l'hiver 2016-2017.

9 Ce résultat découle principalement du changement dans la répartition des ventes
10 prévues : moins de ventes au secteur Industriel et plus de ventes dans les autres
11 secteurs, qui engendrent notamment des besoins additionnels à combler en pointe pour
12 le secteur Résidentiel et agricole.

13 Le tableau 2C-4 permet d'identifier, pour les hivers 2013-2014 et 2016-2017, les
14 secteurs responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact des
15 interventions en efficacité énergétique en déploiement.

1
2
3

**TABLEAU 2C-4
ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE
DEPUIS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009**

	Année 2014		Année 2017	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	-0,7	-30	-1,4	-120
Industriel ²	-4,8	-680	-4,7	-660
Autres secteurs ²	3,1	980	3,0	1 060
TOTAL³	-2,4	270	-3,1	280

¹ Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

² Écarts de ventes et de besoins nets des impacts des interventions en efficacité énergétique en déploiement.

³ Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dixième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

4

5 En ce qui concerne la prévision par usages, les écarts sont présentés au tableau 2C-5
6 et expliqués dans les paragraphes qui suivent.

7 À l'hiver 2009-2010, les besoins en puissance du Distributeur ont été supérieurs de
8 697 MW à ceux prévus dans l'état d'avancement 2009. Toutefois, le Distributeur
9 estimait, dans l'état d'avancement 2009, devoir faire face à des besoins additionnels de
10 l'ordre de 450 MW si les écarts positifs de ventes observés au début de 2009 se
11 maintenaient dans les secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel.
12 Ces besoins additionnels se sont concrétisés et ont même été dépassés en raison des
13 besoins plus élevés que prévus pour le secteur Industriel grandes entreprises.

14 Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole, les besoins en
15 puissance à la pointe d'hiver sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 dès
16 l'hiver 2009-2010, et ce, malgré une révision à la baisse des besoins annuels de
17 chauffage au point de départ de la prévision (-225 MW à l'hiver 2006-2007).
18 L'augmentation des besoins en puissance découle principalement de la révision à la
19 hausse des prévisions des mises en chantier et de la formation de ménages. L'écart
20 atteint 401 MW à l'hiver 2016-2017.

1 Les besoins de chauffage du secteur Commercial et institutionnel sont pratiquement les
2 mêmes que ceux de l'état d'avancement 2009, et ce, malgré le reclassement de certains
3 clients du Commercial et institutionnel vers le secteur Industriel PME et l'impact de la
4 hausse du prix de l'électricité patrimoniale. En fait, ces éléments ont été compensés par
5 une réduction des économies en puissance associées au chauffage des locaux de ce
6 secteur. Bien que les économies d'énergie associées au secteur Commercial et
7 institutionnel soient revues à la hausse, les économies d'énergie reliées au chauffage
8 des locaux sont revues à la baisse.

9 Au total pour le chauffage des locaux, alors que dans l'état d'avancement 2009 la
10 croissance des besoins en puissance à la pointe entre les hivers 2006-2007 et
11 2016-2017 était de 1 400 MW (33 % de la croissance des besoins totaux), cette
12 croissance est de 2 104 MW dans le Plan (47 % de la croissance des besoins totaux),
13 soit 704 MW de plus.

14 Quant au chauffage de l'eau du secteur Résidentiel et agricole, la mise à jour du profil
15 mensuel de consommation de cet usage explique en grande partie l'écart moyen
16 d'environ -120 MW observé sur la période 2006-2007 à 2016-2017.

17 Au secteur Industriel, la révision à la baisse des besoins en puissance de 260 MW à
18 l'hiver 2010-2011 et de 699 MW à l'hiver 2016-2017 est le reflet de rationalisations dans
19 les secteurs des pâtes et papiers, du pétrole et de la chimie, de la diminution des projets
20 dans le secteur de la sidérurgie et d'un contexte économique difficile pour les clients du
21 secteur Industriel PME. Alors que les besoins en puissance du secteur Industriel
22 montraient une croissance de 858 MW entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017 dans
23 l'état d'avancement 2009 (21 % de la croissance des besoins totaux), ils ne montrent
24 plus qu'une croissance de 124 MW (3 % de la croissance des besoins totaux) dans le
25 Plan.

26 Finalement, pour ce qui est de la composante « autres usages », les écarts sont de
27 +525 MW à l'hiver 2010-2011 et de +700 MW à l'hiver 2016-2017. Ces écarts
28 s'expliquent en partie par une révision à la hausse de 346 MW des besoins en
29 puissance à l'hiver 2006-2007 (point de départ de la prévision) pour ce groupe d'usages,
30 et ce, en raison des modifications apportées à l'estimation des besoins en puissance à

1 l'hiver 2006-2007 pour les usages spécifiques. En fait, au point de départ de la prévision,
 2 l'ensemble des modifications apportées aux usages spécifiques doivent être
 3 compensées par la composante « autres usages ». Les principales modifications des
 4 besoins en puissance des usages spécifiques proviennent de la mise à jour des besoins
 5 annuels de chauffage au secteur Résidentiel et agricole (environ -230 MW) et du profil
 6 de consommation mensuel du chauffage de l'eau de ce secteur (environ -100 MW). Par
 7 ailleurs, l'augmentation des besoins en puissance pour la composante « autres usages »
 8 s'explique aussi par une augmentation de la croissance de la demande d'énergie pour le
 9 secteur Résidence et agricole.

10
11
12
13

TABLEAU 2C-5
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (EN MW)

	2006- 2007 ^{1,2}	2007- 2008 ^{1,2}	2008- 2009 ^{1,2}	2009- 2010 ¹	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croiss. 06-16
Chauffage résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10 072	10 387	10 746	10 976	11 160	11 358	11 488	11 608	11 725	11 850	11 971	1 899
État d'avancement 2009	10 297	10 604	10 909	10 953	11 064	11 185	11 278	11 368	11 438	11 487	11 570	1 273
Écart	-225	-217	-163	23	96	173	210	240	287	363	401	
Chauffage commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	3 155	3 225	3 281	3 328	3 330	3 405	3 427	3 422	3 409	3 391	3 360	205
État d'avancement 2009	3 208	3 258	3 307	3 290	3 311	3 334	3 334	3 333	3 330	3 313	3 335	127
Écart	-53	-33	-26	38	19	71	93	89	79	78	25	
Eau chaude résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 453	1 476	1 498	1 518	1 531	1 554	1 569	1 580	1 590	1 600	1 615	162
État d'avancement 2009	1 556	1 584	1 610	1 632	1 653	1 674	1 693	1 712	1 728	1 743	1 759	203
Écart	-103	-108	-112	-114	-122	-120	-124	-132	-138	-143	-144	
Industriel - PME												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 804	1 712	1 542	1 502	1 532	1 471	1 436	1 397	1 384	1 379	1 369	-435
État d'avancement 2009	1 770	1 664	1 510	1 519	1 550	1 554	1 566	1 571	1 575	1 580	1 600	-170
Écart	34	48	32	-17	-18	-83	-130	-174	-191	-201	-231	
Industriel - Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	7 770	7 720	6 804	6 970	7 161	7 144	7 311	7 446	7 789	8 274	8 329	559
État d'avancement 2009	7 769	7 739	6 798	6 735	7 404	7 654	7 845	7 954	8 104	8 721	8 797	1 028
Écart	1	-19	6	235	-242	-510	-534	-508	-315	-447	-468	
Autres usages												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10 846	11 170	11 819	11 756	11 911	12 300	12 382	12 523	12 669	12 804	12 921	2 075
État d'avancement 2009	10 500	10 841	11 556	11 224	11 385	11 513	11 639	11 768	11 908	12 067	12 221	1 721
Écart	346	329	263	532	525	787	743	755	761	737	700	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	35 100	35 690	35 690	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	4 465
État d'avancement 2009	35 100	35 690	35 690	35 353	36 367	36 914	37 355	37 706	38 083	38 911	39 282	4 182
Écart	0	0	0	697	258	318	258	270	483	387	283	

¹ Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, pointes normalisées 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.

² Pour l'état d'avancement 2009, pointes normalisées 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.

14

2 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

2.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

1
2
3
4

TABLEAU 2C-6
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (EN TWH)

	2007 ^{1,2}	2008 ³	2009 ⁴	2010 ⁵	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007-17
Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	59,2	61,1	62,7	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	8,1
Plan d'approvisionnement 2008-2017	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	62,7	63,4	63,6	4,5
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,1	0,8	2,6	2,4	3,0	3,2	3,2	3,1	3,3	3,6	3,7	3,7
Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	34,7	35,1	34,4	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	0,8
Plan d'approvisionnement 2008-2017	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	37,3	37,8	38,1	3,9
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,5	0,2	-0,9	-0,9	-0,9	-0,7	-0,9	-1,6	-2,0	-2,1	-2,6	-3,0
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,3	8,5	8,7	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	-1,1
Plan d'approvisionnement 2008-2017	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9	0,6
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,0	-0,7	-0,5	-0,4	-0,4	-0,6	-0,9	-1,2	-1,4	-1,6	-1,7	-1,7
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	63,8	60,6	54,7	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	3,0
Plan d'approvisionnement 2008-2017	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	68,9	69,5	69,8	5,7
Écart par rapport au Plan 2008-2017	-0,3	-0,8	-9,2	-6,0	-8,0	-9,8	-9,3	-8,1	-4,4	-3,0	-3,0	-2,7
Autres												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	0,3
Plan d'approvisionnement 2008-2017	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	0,4
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	172,1	170,5	165,6	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	11,1
Plan d'approvisionnement 2008-2017	171,8	170,9	173,6	176,8	178,0	180,3	181,3	182,6	184,0	185,9	186,9	15,1
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,3	-0,4	-8,0	-4,9	-6,4	-7,8	-7,9	-7,8	-4,5	-3,1	-3,6	-3,9

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

2 Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

3 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

Incluant la portion des ventes publiées de 2009 se rapportant à 2008.

4 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, excluant la portion des ventes publiées de 2009 se rapportant à 2008.

5 Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

5

6 La prévision des ventes d'électricité est significativement révisée à la baisse par rapport
7 au Plan d'approvisionnement 2008-2017 et ce, sur l'ensemble de l'horizon. L'écart est
8 très important au sur l'horizon de court et moyen termes (-7,1 TWh en moyenne de 2009 à
9 2014). Toutefois, en 2015, il n'est plus que de -4,5 TWh en raison de ventes industrielles
10 additionnelles. À cette date, le rehaussement notable de l'objectif des interventions
11 commerciales en déploiement entre les deux plans est l'un des facteurs importants de

1 révision à la baisse. L'objectif des interventions commerciales en déploiement est, en
2 effet, passé de 8 TWh à l'horizon 2017 dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017 à
3 12 TWh à l'horizon 2017 dans le plan actuel grâce aux bonifications apportées aux
4 programmes existants et à l'implantation de nouveaux programmes et de nouvelles
5 activités. De plus, la hausse du prix de l'électricité patrimoniale entraîne une révision à la
6 baisse de la consommation à compter de 2014.

7 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision est revue à la baisse sur
8 l'ensemble de l'horizon, mais de manière plus importante sur l'horizon de court et moyen
9 termes (-8,4 TWh en moyenne de 2009 à 2014). Les rationalisations et fermetures
10 survenues dans les dernières années dans le secteur des pâtes et papiers témoignent
11 d'un contexte difficile dû principalement à la force du dollar canadien qui freine les
12 exportations. Avec la récession, le contexte économique ne s'est pas amélioré en 2009
13 et a eu des répercussions sur l'ensemble de l'horizon : fermetures et rationalisations
14 permanentes. Malgré la reprise de l'économie mondiale, certains secteurs industriels
15 semblent toujours fragiles : fermetures additionnelles en 2010 dans les pâtes et papiers
16 et rationalisations dans le pétrole et la chimie. Pour les années 2015 et suivantes, l'écart
17 se résorbe partiellement notamment grâce aux ventes associées aux projets de
18 développement des industries de l'aluminium et de la sidérurgie toujours à l'étude.

19 Depuis quelques années, les ventes aux petites et moyennes entreprises du secteur
20 Industriel sont également fortement affectées par le contexte économique difficile, soit
21 l'appréciation du dollar canadien, la concurrence des marchés asiatiques et la récession
22 de 2009. La réforme des tarifs généraux (modification des seuils à partir du 1^{er} avril
23 2011) occasionnera le reclassement de clients au tarif M vers le tarif L à partir de 2012,
24 donc vers les grandes entreprises. Ainsi, il s'avère que de 2010 à 2017, les ventes
25 prévues aux PME du secteur Industriel sont inférieures de 1,0 TWh, en moyenne, à
26 celles prévues au Plan d'approvisionnement 2008-2017. Et ce, en dépit du reclassement
27 de certains clients du Commercial et institutionnel vers le secteur Industriel PME.

28 Au secteur Commercial et institutionnel, la prévision des ventes est aussi revue à la
29 baisse. À l'horizon 2017, cette révision à la baisse se chiffre à 2,6 TWh. Outre
30 l'augmentation des économies d'énergie, ceci s'explique notamment par le reclassement

1 de certains clients du Commercial et institutionnel vers le secteur Industriel PME et la
2 détérioration de la position concurrentielle de l'électricité.

3 Au contraire, en dépit de la bonification du PGEÉ, les ventes prévues au secteur
4 Résidentiel et agricole sont révisées à la hausse de 3,7 TWh à l'horizon 2017. Le
5 dynamisme du marché de l'habitation, la révision à la hausse des paramètres
6 économiques et démographiques, ainsi que l'importance des conversions à l'électricité
7 depuis quelques années, sont à l'origine de cette hausse des ventes.

2.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

8 Comme le montre le tableau 2C-7, pour les années 2010 à 2017, le taux global de
9 pertes de transport et de distribution prévu dans le Plan est identique à celui prévu dans
10 le Plan d'approvisionnement 2008-2017, soit un taux global de pertes de 7,5 %. Ce taux
11 global correspond à la moyenne des taux de pertes normalisés des trois années
12 complètes les plus récentes (années 2007 à 2009 dans le cadre du Plan). Ce taux
13 global est stable sur tout l'horizon prévisionnel en raison de l'absence d'indication de
14 croissance ou de décroissance d'un tel taux dans l'avenir.

15 Par ailleurs, la prévision du Plan d'approvisionnement 2011-2020 retient le taux de
16 pertes de transport prévu dans le cadre du dernier dossier tarifaire du Transporteur
17 (R-3738-2010). Celui-ci est de 5,4 % alors qu'il était de 5,2 % dans le dossier tarifaire du
18 Transporteur présenté en 2007 (R-3640-2007) et conséquemment, 5,2 % dans le Plan
19 d'approvisionnement 2008-2017.

20 Ainsi, afin de conserver un taux global de pertes de 7,5 %, la hausse du taux de pertes
21 de transport doit être compensée par une baisse similaire du taux de pertes de
22 distribution.

1 **TABLEAU 2C-7**
2 **COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**
3 **TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS ¹**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	7,4%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Écart	-0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de transport²											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	n.d	n.d	n.d	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
Plan d'approvisionnement 2008-2017	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Écart	n.d	n.d	n.d	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Taux de pertes de distribution²											
Plan d'approvisionnement 2011-2020	n.d	n.d	n.d	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Plan d'approvisionnement 2008-2017	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Écart	n.d	n.d	n.d	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2007 à 2010 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et l'année 2007 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

4 ² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

2.3 Comparaison des besoins en énergie

5 Le tableau 2C-8 montre que la prévision des besoins visés par le Plan est inférieure à
6 celle du Plan d'approvisionnement 2008-2017. À l'horizon 2017, cet écart est de
7 -3,8 TWh. Il s'explique essentiellement par une révision à la baisse de 3,5 TWh de la
8 consommation visée par le Plan, laquelle résulte de la baisse de la prévision des ventes
9 détaillée à la section 2.1.

1
2
3
4

**TABLEAU 2C-8
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (EN TWH)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007-2017
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	172,4	170,7	165,9	172,1	171,9	172,7	173,5	175,0	179,6	182,9	183,3	10,9
Plan d'approvisionnement 2008-2017	172,1	171,0	173,7	176,9	178,1	180,3	181,3	182,6	183,9	185,9	186,8	14,8
Écart	0,4	-0,3	-7,7	-4,8	-6,2	-7,6	-7,7	-7,6	-4,4	-3,0	-3,5	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	12,8	13,2	12,4	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,5	13,7	13,8	0,9
Plan d'approvisionnement 2008-2017	13,3	12,8	13,0	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,9	14,0	0,8
Écart	-0,4	0,3	-0,6	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,3	-0,2	-0,3	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	185,3	183,8	178,3	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	11,8
Plan d'approvisionnement 2008-2017	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8	15,5
Écart	-0,1	0,0	-8,4	-5,2	-6,7	-8,2	-8,3	-8,2	-4,7	-3,2	-3,8	

5 ¹ Valeur normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2007 à 2010 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et l'année 2007 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

2.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

6 L'écart des besoins en puissance, par rapport à ceux du Plan d'approvisionnement
7 2008-2017, évolue de manière régulière entre les hivers 2010-2011 et 2016-2017,
8 passant de -504 MW à +884 MW (voir le tableau 2C-10).

9 Le tableau 2C-9 permet d'identifier, pour les hivers 2013-2014 et 2016-2017, les
10 secteurs responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact des
11 interventions en efficacité énergétique en déploiement.

12 Sur l'ensemble de l'horizon, le contexte économique difficile qui affecte le secteur
13 Industriel entraîne une révision à la baisse des besoins de puissance de ce secteur.
14 Cette baisse est toutefois compensée par une hausse des ventes dans les autres
15 secteurs, notamment pour combler des besoins de chauffage très présents en pointe.

16 Pour ce qui est des économies en puissance, elles sont pratiquement les mêmes que
17 celles du Plan d'approvisionnement 2008-2017, et ce, malgré une révision à la hausse
18 des économies en énergie. Ce résultat découle du fait que les économies d'énergie
19 ajoutées sont reliées à des usages autres que le chauffage des locaux ainsi qu'à la mise

1 à jour des hypothèses de taux d'effets croisés servant à définir le profil mensuel de
2 certains usages affectés par les économies d'énergie.

3 **TABLEAU 2C-9**
4 **ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE**
5 **DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

	Année 2014		Année 2017	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	-2,5	70	-4,4	-60
Industriel ²	-8,9	-1 090	-3,6	-370
Autres secteurs ²	3,7	1 050	4,3	1 310
TOTAL³	-7,8	30	-3,6	880

¹ Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

² Écarts de ventes et de besoins nets des impacts des interventions en efficacité énergétique en déploiement.

³ Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dixième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

6
7 En ce qui concerne la prévision par usages, les écarts sont présentés au tableau 2C-10
8 et expliqués dans les paragraphes qui suivent.

9 Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole, les besoins en
10 puissance à la pointe d'hiver sont supérieurs à ceux du Plan d'approvisionnement
11 2008-2017 à partir de l'hiver 2008-2009, et ce, malgré une révision à la baisse des
12 besoins annuels de chauffage au point de départ de la prévision. L'écart atteint 779 MW
13 à l'hiver 2016-2017. Ce changement s'explique essentiellement par le dynamisme du
14 marché de l'habitation de même que par les nombreuses conversions à l'électricité
15 observées ces dernières années.

16 Les besoins de chauffage du secteur Commercial et institutionnel sont supérieurs à ceux
17 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 dès l'hiver 2010-2011, et ce, malgré le
18 reclassement de certains clients du Commercial et institutionnel vers le secteur
19 Industriel PME et de l'impact de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale. En fait,
20 ces éléments ont été compensés par une réduction des économies en puissance

1 associées au chauffage des locaux de ce secteur. Bien que les économies d'énergie
2 associées au secteur Commercial et institutionnel soient revues à la hausse, les
3 économies d'énergie reliées au chauffage des locaux sont revues à la baisse.

4 Au total pour le chauffage des locaux, alors que, dans le Plan d'approvisionnement
5 2008-2017, la croissance des besoins en puissance à la pointe entre les hivers
6 2006-2007 et 2016-2017 était de 676 MW (19 % de la croissance des besoins totaux),
7 cette croissance est de 2 104 MW dans le Plan (47 % de la croissance des besoins
8 totaux), soit 1 428 MW de plus.

9 Quant au chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole, la mise à jour du profil
10 mensuel de consommation de cet usage explique en grande partie l'écart moyen de
11 -114 MW observé sur la période 2006-2007 à 2016-2017.

12 Au secteur Industriel, la révision à la baisse des besoins en puissance de -1 008 MW à
13 l'hiver 2010-2011 et de -511 MW à l'hiver 2016-2017 est le reflet notamment de
14 rationalisations dans les secteurs des pâtes et papiers, du pétrole et de la chimie, et
15 d'un contexte économique difficile pour les clients du secteur Industriel PME. La baisse
16 des besoins en puissance est faiblement compensée à partir de l'hiver 2015-2016 par
17 une révision à la hausse de la prévision des ventes associées aux projets de
18 développement des industries de l'aluminium et de la sidérurgie. Alors que les besoins
19 en puissance du secteur Industriel montraient une croissance de 953 MW entre les
20 hivers 2006-2007 et 2016-2017 dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017 (27 % de
21 la croissance des besoins totaux), ils ne montrent plus qu'une croissance de 124 MW
22 (3 % de la croissance des besoins totaux) dans le Plan.

23 Finalement, pour ce qui est de la composante « autres usages », les écarts sont de
24 +246 MW à l'hiver 2010-2011 et de +464 MW à l'hiver 2016-2017. Ces écarts
25 s'expliquent principalement par la révision à la hausse de la croissance de la demande
26 d'énergie au secteur Résidentiel et agricole. Dans une moindre mesure, la hausse
27 s'explique aussi par la révision à la hausse des besoins en puissance à l'hiver
28 2006-2007 pour ce groupe d'usages en raison notamment de certains changements
29 apportés aux estimations de besoins annuels en énergie pour le chauffage des locaux et
30 à la mise à jour du profil mensuel de consommation du chauffage de l'eau.

1
2
3
4

TABLEAU 2C-10
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (EN MW)

	2006- 2007 ^{1,2}	2007- 2008 ¹	2008- 2009 ¹	2009- 2010 ¹	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croiss. 06-16
Chauffage résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10 072	10 387	10 746	10 976	11 160	11 358	11 488	11 608	11 725	11 850	11 971	1 899
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10 337	10 584	10 593	10 713	10 811	10 897	10 969	11 031	11 093	11 120	11 192	855
Écart	-265	-197	153	263	349	461	519	577	632	730	779	
Chauffage commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	3 155	3 225	3 281	3 328	3 330	3 405	3 427	3 422	3 409	3 391	3 360	205
Plan d'approvisionnement 2008-2017	3 260	3 324	3 333	3 338	3 308	3 267	3 224	3 180	3 137	3 079	3 081	-179
Écart	-105	-99	-52	-10	22	138	203	242	272	312	279	
Eau chaude résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 453	1 476	1 498	1 518	1 531	1 554	1 569	1 580	1 590	1 600	1 615	162
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 556	1 581	1 604	1 624	1 644	1 665	1 683	1 699	1 713	1 727	1 742	186
Écart	-103	-105	-106	-106	-113	-111	-114	-119	-123	-127	-127	
Industriel - PME												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 804	1 712	1 542	1 502	1 532	1 471	1 436	1 397	1 384	1 379	1 369	-435
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 471	1 453	1 460	1 467	1 475	1 486	1 499	1 514	1 532	1 552	1 569	98
Écart	333	259	82	35	57	-15	-63	-117	-148	-173	-200	
Industriel - Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	7 770	7 720	6 804	6 970	7 161	7 144	7 311	7 446	7 789	8 274	8 329	559
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7 785	7 745	7 867	8 178	8 226	8 319	8 406	8 466	8 526	8 585	8 640	855
Écart	-15	-25	-1 063	-1 208	-1 065	-1 175	-1 095	-1 020	-737	-311	-311	
Autres usages												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10 846	11 170	11 819	11 756	11 911	12 300	12 382	12 523	12 669	12 804	12 921	2 075
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10 691	11 282	11 362	11 531	11 665	11 784	11 920	12 058	12 192	12 317	12 457	1 766
Écart	155	-112	457	225	246	516	462	465	477	487	464	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2011-2020	35 100	35 690	35 690	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	4 465
Plan d'approvisionnement 2008-2017	35 100	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681	3 581
Écart	0	-278	-529	-801	-504	-186	-88	28	373	918	884	

¹ Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, pointes normalisées 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.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, pointes normalisées 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.

5

ANNEXE 2D
DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE

1 VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES

**TABLEAU 2D-1
HISTORIQUE DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES,
ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Population totale au Québec (milliers)	7 357	7 397	7 446	7 495	7 549	7 598	7 632	7 687	7 753	7 829
Âge moyen (années)	38,1	38,5	38,7	39,0	39,3	39,6	39,8	40,1	40,3	40,5
Nombre de ménages (milliers) ¹	3 013	3 044	3 085	3 128	3 179	3 231	3 196	3 246	3 298	3 346
Mises en chantier (milliers)	24,7	27,7	42,5	50,3	58,4	50,9	47,9	48,6	47,9	43,4
Croissance du PIB (%)	4,3	1,5	2,5	1,1	2,7	1,8	1,7	2,8	1,0	-1,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	9,9	-2,3	-1,2	-3,1	1,1	1,3	-3,1	-0,9	-2,8	-8,0
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,9	1,9	3,3	2,4	2,2	2,1	3,0	3,2	2,2	0,6
Revenu personnel disponible (%)	3,6	2,2	2,3	2,0	2,4	1,0	2,8	3,6	2,8	1,2
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	5,10	6,31	4,23	6,85	6,96	8,63	7,10	6,72	8,23	4,18
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	30,31	25,92	26,10	31,13	41,15	56,48	66,09	72,30	99,61	61,69

¹ Historique à partir de 2006 revu à la baisse par Statistique Canada : le nombre de ménages estimé par le recensement n'est désormais plus corrigé pour le sous-dénombrement (écart d'environ 75 000 ménages de moins).

2 VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS)

2.1 Ventes publiées

TABLEAU 2D-2
HISTORIQUE DES VENTES PUBLIÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN TWH) ¹

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Résidentiel et agricole	51,7	50,8	53,2	57,2	58,0	57,0	56,7	60,1	60,8	62,5
Commercial et institutionnel	30,5	30,4	31,7	32,3	33,1	33,6	32,4	34,7	35,2	34,1
Industriel PME	9,5	9,5	9,7	10,7	10,6	10,2	9,4	9,2	8,6	8,6
Industriel grandes entreprises	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9	63,8	60,6	54,7
Autres	4,6	4,6	4,8	5,0	5,0	5,0	4,9	5,2	5,2	5,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	152,7	152,2	158,3	167,1	165,9	169,2	167,3	173,0	170,3	165,1

¹ Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.2 Ventes normalisées

TABLEAU 2D-3
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN TWH) ¹

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Résidentiel et agricole	51,7	52,1	53,3	55,8	57,0	57,0	58,8	59,5	60,9	62,7
Commercial et institutionnel	30,6	30,8	31,7	31,8	33,0	33,4	33,1	34,5	35,4	34,4
Industriel PME	9,5	9,6	9,7	10,6	10,6	10,1	9,4	9,2	8,6	8,7
Industriel grandes entreprises	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9	63,8	60,6	54,7
Autres	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	152,9	154,0	158,3	165,1	164,6	168,8	170,2	172,1	170,6	165,6

¹ Répartition par tarifs et secteurs de consommation selon les critères appliqués depuis le 1er janvier 2007. Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.3 Ventes normalisées ajustées

**TABLEAU 2D-4
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES
PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN TWH)¹**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Résidentiel et agricole	51,9	52,1	53,5	55,8	56,6	57,1	58,7	59,2	61,1	62,7
Commercial et institutionnel	30,8	30,7	31,8	31,8	32,7	33,3	33,2	34,7	35,1	34,4
Industriel PME	9,6	9,5	9,8	10,6	10,6	10,2	9,4	9,3	8,5	8,7
Industriel grandes entreprises	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9	63,8	60,6	54,7
Autres	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	153,3	153,9	158,7	165,1	163,9	168,9	170,2	172,1	170,5	165,6

¹ Répartition par tarifs et secteurs de consommation selon les critères appliqués depuis le 1er janvier 2007.
Données ajustées des corrections du facturé-livré, non ajustées pour l'effet des années bissextiles (29^e jour de février).
Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.4 Ajustements du facturé/livré⁸

**TABLEAU 2D-5
AJUSTEMENTS DU FACTURÉ/LIVRÉ (EN GWH)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Résidentiel et agricole	215	-40	200	-28	-367	114	-107	-253	228	-24
Commercial et institutionnel	161	-43	147	14	-258	-45	70	186	-254	0
Industriel PME	50	-14	45	10	-79	41	-30	76	-96	-9
Industriel grandes entreprises	0	0	0	0	0	0	0	-3	-1	0
Autres	0	0	0	0	0	0	0	12	-11	-2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	426	-97	392	-4	-704	110	-68	20	-132	-34

⁸ Les ajustements comptables effectués aux ventes publiées pour concilier les ventes facturées et l'estimation des ventes livrées ont été présentés à la section 2.4 de l'annexe 2D de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3648-2007.

3 PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2001

TABLEAU 2D-6
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Taux de pertes global	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,3%	5,1%	5,4%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%
Taux de pertes de distribution	2,0%	2,2%	2,1%	2,2%	2,3%	2,0%	2,1%	2,2%	2,0%

TABLEAU 2D-7
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Taux de pertes global	7,5%	7,5%	7,4%	7,4%	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%
Taux de pertes de transport ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Taux de pertes de distribution ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

¹ Normalisés pour les conditions climatiques.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

4 BESOINS EN ÉNERGIE

4.1 Besoins réels

TABLEAU 2D-8
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE RÉELS
(EN TWH)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Besoins en énergie	165,1	163,5	170,6	180,0	177,8	182,6	179,8	186,3	183,6	177,8

4.2 Besoins normalisés

TABLEAU 2D-9
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE NORMALISÉS
(EN TWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Besoins en énergie	165,3	165,6	170,7	177,6	176,3	182,1	183,2	185,3	183,8	178,3

5 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

TABLEAU 2D-10
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES¹
(EN MW)

	2000- 2001	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010
Chauffage résidentiel et agricole	8 916	9 092	9 278	9 472	9 664	9 858	10 072	10 387	10 746	10 976
Chauffage commercial et institutionnel	2 782	2 896	2 988	3 063	3 049	3 084	3 155	3 225	3 281	3 328
Bi-énergie CII (tarif BT)	433	446	467	455	422	348	0	0	0	0
Eau chaude résidentiel et agricole	1 316	1 339	1 362	1 385	1 408	1 430	1 453	1 476	1 498	1 518
Industriel PME	1 708	1 733	1 746	1 745	1 838	1 784	1 804	1 712	1 542	1 502
Industriel grandes entreprises	7 146	6 991	7 566	7 510	7 303	7 769	7 770	7 720	6 804	6 970
Autres usages ²	9 689	9 453	10 143	10 490	11 026	10 787	10 846	11 170	11 819	11 756
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	31 990	31 950	33 550	34 120	34 710	35 060	35 100	35 690	35 690	36 050

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.

² Les besoins associés à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.).

6 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

**TABLEAU 2D-11
HISTORIQUE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE RÉALISÉES (EN TWh)**

<i>TWh</i>	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Économies d'énergies tendanciennes ¹			8,9	9,8	10,5	11,2	11,9	12,5	13,2	13,8
Résidentiel et agricole			2,6	3,0	3,4	3,7	4,0	4,3	4,5	4,7
Commercial et institutionnel			1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	2,0
Industriel (PME)			1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
Industriel (GE)			3,5	3,8	4,1	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre ²	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1
Résidentiel et agricole	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Commercial et institutionnel	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interventions en efficacité énergétique en déploiement ^{2,3}					0,1	0,5	1,0	1,8	2,8	3,8
Résidentiel et agricole					0,1	0,3	0,6	1,0	1,4	1,8
Commercial et institutionnel					0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7
Industriel					0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3
Total	2,5	2,5	11,3	12,2	13,0	14,0	15,1	16,5	18,1	19,7

¹ Pour la période 1990 à 2001 la ventilation par secteurs à chaque année des économies d'énergie tendanciennes n'est pas disponible. Toutefois le total pour cette période a été estimé et figure sous l'année 2002.

² Il s'agit d'économies mensualisées cumulées.

³ Les économies d'énergie prévues au PGEE ne débutent qu'en 2004.

ANNEXE 2E
CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE
PARAMÈTRES DEPUIS LE PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION

1 Outre les changements présentés à la section 2, le Distributeur n'a pas apporté de
2 changements significatifs à la méthodologie de la prévision de la demande. L'ensemble
3 de la méthodologie de prévision est présenté à la section 1 de l'annexe 2E de la pièce
4 HQD-1, document 2 du dossier R-3648-2007.

5 Le Distributeur tient toutefois à mentionner qu'au cours de l'année 2010, des sondages
6 auprès des clientèles Résidentielle et agricole et Commerciale et institutionnelle ont été
7 réalisés. Lorsque les résultats de ces sondages seront disponibles et analysés, soit en
8 2010 et en 2011, le Distributeur procédera à la mise à jour des modèles de prévision de
9 ces secteurs. La prévision présentée dans le Plan ne reflète donc pas ces nouvelles
10 informations compte tenu de l'ampleur des travaux et des délais nécessaires à leur
11 réalisation.

2 CHANGEMENT DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES AYANT UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (DEPUIS LE DERNIER PLAN)

2.1 Changement de l'année de référence pour établir l'ensemble des simulations horaires des besoins prévus en fonction des conditions climatiques

12 La méthode de prévision du profil horaire des besoins consiste à produire un ensemble
13 de simulations horaires chronologiques des besoins en fonction des conditions
14 climatiques. Tel que décrit dans le dossier R-3648-2007⁹, les simulations horaires des
15 besoins prévus dans le cadre du dernier plan sont obtenues en projetant 252
16 simulations horaires des besoins réguliers du Distributeur (BRD) de l'année 2003 (année
17 de référence) à l'année prévisionnelle désirée. La projection de l'année de référence à
18 l'année prévisionnelle désirée s'appuie sur l'évolution spécifique des composantes
19 d'usages des simulations, soit le chauffage, la climatisation, l'Industriel grandes
20 entreprises et les autres usages. Ces simulations de BRD de l'année 2003 sont dérivées

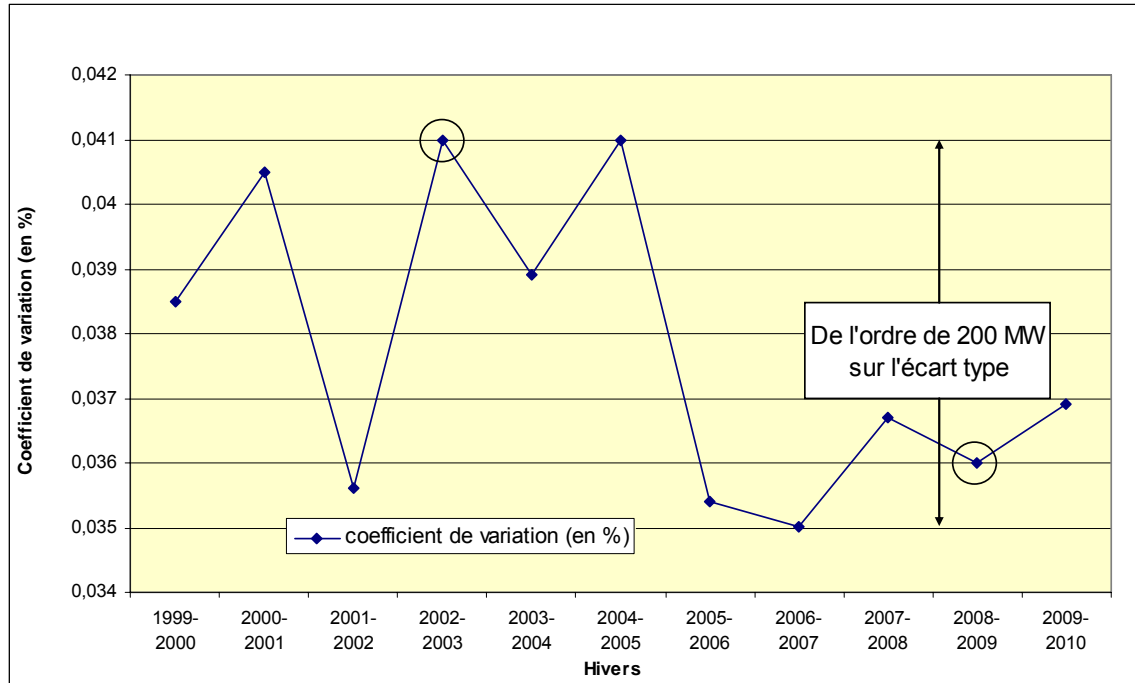
1 de simulations de besoins québécois de l'année 2003 issues du modèle *Puisclim*
2 d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions climatiques,
3 modèle établi par le Transporteur. Le changement de l'année de référence 2003
4 implique donc l'utilisation d'un ensemble de simulations de besoins québécois d'une
5 autre année issues du modèle *Puisclim*. Ainsi, sur la base de la même prévision
6 mensuelle en énergie et en puissance, l'utilisation d'une autre année de référence
7 produit inévitablement un autre ensemble de 252 simulations horaires des besoins
8 prévus, pouvant entraîner des changements quant à l'évaluation de l'aléa climatique,
9 puisque celle-ci est obtenue directement des 252 simulations horaires des besoins
10 prévus en fonction des conditions climatiques.

11 Or, d'une saison d'hiver à l'autre, les modèles d'hiver de *Puisclim* présentent une
12 variabilité au niveau de l'aléa climatique sur les besoins québécois en puissance à la
13 pointe d'hiver. De plus, depuis la saison d'hiver 2005-2006, le modèle *Puisclim* présente
14 un niveau d'aléa climatique beaucoup plus faible que celui de l'hiver 2002-2003 (hiver
15 correspondant à l'utilisation de l'année de référence 2003), soit, dans certains cas, une
16 différence de -0,6 % sur le coefficient de variation ou d'environ -200 MW. Sur un écart
17 type de l'ordre de 1 500 MW, ceci correspond à une variation d'environ 15 %. La
18 diminution subite de l'aléa climatique à partir de l'hiver 2005-2006 ne peut s'expliquer
19 par un changement sur la composition de la demande, notamment en ce qui concerne
20 les usages qui la compose.

⁹ Section 1.5 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3648-2007.

1
2
3

GRAPHIQUE 2E-1
ALÉA CLIMATIQUE SUR LA POINTE D'HIVER DES BESOINS QUÉBÉCOIS SIMULÉS
MODÈLES HIVER 1999-2000 À HIVER 2008-2009 - PUISCLIM



4

5 L'actualisation de l'année de référence à une des années 2006 à 2009 entraînait donc
6 une réduction significative de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe
7 d'hiver. Sur la base de ce constat, le Distributeur et le Transporteur ont entrepris des
8 travaux conjoints afin de définir l'aléa climatique en puissance à retenir pour le
9 Distributeur.

10 D'une part, le Transporteur propose l'utilisation d'un des modèles d'hiver 2005-2006 à
11 2009-2010 puisque ces modèles présentent une stabilité quant à leur estimation de
12 l'aléa climatique en puissance. De plus, le Transporteur a effectué une analyse
13 comparative avec un autre modèle d'estimation horaire des besoins du réseau en
14 fonction des conditions climatiques (modèle *CM1*). Cet autre modèle présente un
15 coefficient de variation similaire à ceux des modèles d'hiver 2005-2006 à 2009-2010 de
16 *Puisclim*, soit un coefficient de variation de l'ordre de 3,5 % sur l'aléa climatique en
17 puissance.

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

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

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

12 Pour ce qui est de l'aléa global servant à établir la réserve requise afin de respecter les
13 critères de fiabilité en énergie (horizon un à cinq ans) et en puissance (horizon un à
14 quatre ans), son évaluation découle de la combinaison indépendante de l'aléa climatique
15 et de l'aléa sur la demande prévue. Ainsi, les changements sur l'aléa climatique
16 entraîneront des modifications quant à l'évaluation de l'aléa global. Toutefois, celles-ci
17 seront de moindre importance étant donné que le changement d'année de référence n'a
18 pas d'impact sur l'évaluation de l'aléa sur la demande prévue.

19 Les tableaux ci-dessous montrent les impacts du changement de l'année de référence.
20 L'aléa global en énergie est peu affecté par le changement de l'année de référence (voir
21 le tableau 2E-1). Pour ce qui est des besoins en puissance à la pointe d'hiver, la
22 nouvelle année de référence entraîne une révision à la baisse de l'aléa global de
23 140 MW à l'horizon un an et de 120 MW à l'horizon quatre ans (voir le tableau 2E-2).
24 Les impacts en énergie et en puissance ne sont pas de la même importance puisque le
25 poids relatif de l'aléa climatique dans l'aléa global n'est pas le même en énergie et en
26 puissance.

1
2
3

**TABLEAU 2E-1
ALÉA GLOBAL EN ÉNERGIE
COMPARAISON ENTRE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2009 ET 2003**

	2011	2012	2013	2014	2015
Année de référence 2009					
Écart type (TWh)	4,0	4,7	5,5	6,6	8,1
Coefficient de variation	2,2%	2,5%	3,0%	3,5%	4,2%
Année de référence 2003					
Écart type (TWh)	3,9	4,6	5,5	6,5	8,0
Coefficient de variation	2,1%	2,5%	2,9%	3,4%	4,1%
Écart année de référence 2009 vs 2003					
Écart type (TWh)	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Coefficient de variation	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%

4

5
6
7

**TABLEAU 2E-2
ALÉA GLOBAL EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
COMPARAISON ENTRE L'ANNÉE 2009 ET 2003**

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Année de référence 2009				
Écart type (MW)	1 560	1 700	1 850	1 990
Coefficient de variation	4,3%	4,6%	4,9%	5,3%
Année de référence 2003				
Écart type (MW)	1 700	1 840	1 970	2 110
Coefficient de variation	4,6%	4,9%	5,2%	5,6%
Écart année de référence 2009 vs 2003				
Écart type (MW)	-140	-140	-120	-120
Coefficient de variation	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%

8

9 Il est à noter que le changement de l'année de référence ne modifie pas la prévision des
10 besoins mensuels en énergie et en puissance (dont la pointe d'hiver) puisque celle-ci est
11 établie préalablement à la prévision du profil horaire.

- 1 Par ailleurs, le Distributeur et le Transporteur se sont engagés à suivre l'aléa climatique
- 2 découlant des prochains modèles d'hiver de *Puisclim* produits par le Transporteur. De
- 3 cette façon, le Distributeur souhaite minimiser les impacts de la prochaine actualisation
- 4 de l'année de référence.

ANNEXE 3A
ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES
COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ
PATRIMONIALE

ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL
intervenue à Montréal, province de Québec, le 15 février 2005.

ENTRE : **HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par Thierry Vandal, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Producteur** »)

ET : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par André Boulanger, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Distributeur** »)

ATTENDU QU'en vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), la Société assure l'approvisionnement en *électricité patrimoniale*, tel qu'établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) ;

ATTENDU QU'en vertu du même article, le gouvernement, par le biais du décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le « **décret** »), a fixé les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en *électricité patrimoniale* (l'« **électricité patrimoniale** ») ;

ATTENDU QU'en vertu du *décret*, l'engagement annuel du Producteur relatif à l'*électricité patrimoniale* s'élève à un maximum de 178,86 TWh incluant le volume des pertes de transport et de distribution, lequel volume est fixé à un taux annuel moyen de 8,4 % du volume annuel d'*électricité patrimoniale* ;

ATTENDU QUE l'article 6 du *décret* prévoit que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;

ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur désirent convenir de la liste des services auxquels réfère l'article 6 précité.

Les parties conviennent de ce qui suit :


1. DÉFINITIONS

Aux fins des présentes, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après:

- 1.1 «**décret**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
 - 1.2 «**électricité**» signifie la mesure de la *puissance* et de l'*énergie* fournies par des ressources pendant une période de temps définie.
 - 1.3 «**électricité patrimoniale**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
 - 1.4 «**énergie**» signifie la mesure du travail accompli par des ressources pendant une période de temps définie.
 - 1.5 «**HQT**» a le sens qui lui est attribué à l'article 4.
 - 1.6 «**puissance**» signifie le taux moyen auquel des ressources fournissent l'*énergie* pendant une heure.
2. La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.
 3. Les services visés par l'article 6 du *décret* sont ceux énumérés à l'annexe A des présentes.
 4. Au-delà des services visés par l'article 6 du *décret* et qui sont énumérés à l'Annexe A des présentes, Hydro-Québec TransÉnergie (« **HQT** ») doit, pour assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau de transport, pouvoir compter sur une provision pour écarts de prévision court terme de la demande, laquelle est fournie par le Producteur à **HQT** et est prévue à l'annexe B.
 5. Le préambule et les annexes A et B font partie intégrante de la présente entente.

EN FOI DE QUOI, les parties ont dûment signé la présente entente à la date et au lieu indiqués en premier lieu ci-dessus.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

Par: 

Thierry Vandal
Président

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par: 

André Boulanger
Président

ANNEXE A

**DESCRIPTION DES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS
POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
PATRIMONIAL¹**

<p>1. Planification des ressources en puissance</p>	<p>Planifier les ressources en <i>puissance</i> pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %.</p>
<p>2. Réglage de tension</p>	<p>Rendre disponible la quantité de puissance réactive aux centrales pour contribuer au maintien de la régulation de tension. La quantité de puissance réactive (en Mvar) est établie en fonction des caractéristiques effectives de chaque alternateur des centrales du Producteur qui était installé au 1^{er} janvier 2001 et est sujette aux contraintes ou restrictions d'exploitation des équipements de production.</p>
<p>3. Réglage de fréquence</p>	<p>Rendre disponible une plage réglante de 500 MW à 1 500 MW (sans toutefois ajouter au Producteur des obligations de fournir des quantités de réserves additionnelles à celles spécifiées au point 4 suivant) provenant de certains groupes turbines-alternateurs assujettis à l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) afin de maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz.</p>
<p>4. Maintien des réserves</p>	<p>Rendre disponible une quantité maximale de service de réserve normale de 1 500 MW de ressources mobilisables en 30 minutes dont 1 000 MW sont mobilisables en 10 minutes, cette dernière quantité incluant 250 MW en réserve tournante. Les ressources en réserve doivent pouvoir rendre disponible de l'<i>électricité</i> pour une heure lorsque mobilisées.</p> <p>Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3 % de la <i>puissance</i> synchronisée, jusqu'à un maximum de 1 000 MW. Cette dernière doit être répartie parmi les groupes turbines-alternateurs synchronisés au réseau et est incluse dans la réserve normale de 1 500 MW.</p>

¹ Les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables aux services sont ceux en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Projet de loi n° 116 (2000, c. 22), soit le 16 juin 2000.

<p>5. Remise en charge (démarrage autonome)</p>	<p>Maintenir en état de marche les équipements assurant le démarrage autonome des groupes turbines-alternateurs installés en 2001 pour former les réseaux de base du plan de remise en charge du réseau.</p> <p>Planifier les retraits des groupes turbines-alternateurs afin de contribuer à la remise en charge du réseau suite à une panne.</p> <p>Régler les protections de surtension et de survitesse des centrales conformément aux recommandations de <i>HQT</i> pour assurer le bon fonctionnement de l'automatisme SPSR (Solution Permanente à la Séparation du Réseau).</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>6. Réglage de production (suivi de la charge)</p>	<p>Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11% de la valeur horaire maximale en MW de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW.</p>
<p>7. Stabilisation de réseau</p>	<p>Rendre disponibles les systèmes d'excitation et les circuits stabilisateurs dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour la stabilité du réseau.</p> <p>Permettre le déclenchement des groupes turbines-alternateurs requis pour le bon fonctionnement des automatismes de rejet de production existants en 2001 ou leurs équivalents.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>8. Réglage de vitesse</p>	<p>Rendre disponibles les régulateurs de vitesse dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour limiter les variations de fréquence et favoriser le maintien de l'intégrité du réseau suite à un événement.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>9. Adaptation aux événements affectant le réseau</p>	<p>Permettre des modifications à la répartition de la production pour respecter les limites de sécurité du réseau lors d'alertes dues à des incidents externes ou lors d'événement afin de contribuer au maintien de la fiabilité du réseau.</p>

10. Maintien de production minimale	Permettre des modifications à la répartition de la production dans les situations suivantes: <ul style="list-style-type: none">i) en situation de faible demande au Québec;ii) de façon à assurer la fiabilité des réseaux régionaux;iii) de façon à assurer le maintien des réserves;iv) de façon à assurer le maintien du profil de tension et l'efficacité des automatismes de réseau; de façon proportionnelle à la répartition des différents producteurs fournissant de la charge locale.
--	--

ANNEXE B

Provision pour écart de prévision court terme de la demande

Rendre accessible la provision suivante pour les écarts de prévision court terme de la demande:

- 500 MW en temps réel et pour les six (6) prochaines heures;
- 1 000 MW (700 MW du 1^{er} mai au 31 octobre), 6 heures et plus au-delà du temps réel;
- 1 500 MW (1 200 MW du 1^{er} mai au 31 octobre) pour le lendemain.

Cette provision peut être constituée de transactions rappelables et peut être inférieure à la quantité précitée si toutes les ressources disponibles, identifiées par le Producteur, sont déjà utilisées.

L'obligation du Producteur se limite à rendre accessibles les ressources prévues ci-haut.

L'obligation du Distributeur est:

- i) de gérer ses approvisionnements de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur le réseau de *HQT*; et, de même,
- ii) de s'assurer que *HQT* gère son réseau de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur ledit réseau.

ANNEXE 3B

**CONCILIATION DU BILAN DE PUISSANCE
D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION FOURNI AU
DISTRIBUTEUR, BILAN DU DISTRIBUTEUR SELON LES
DONNÉES SOUMISES AU NERC ET
SELON LES DONNÉES SOUMISES AU NPCC**

1. CONTEXTE

1 Dans le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, la Régie
2 demande de :

3 « Concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré
4 dans le plan d’approvisionnement, établi en fonction des besoins du
5 Distributeur et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au
6 NERC (North American Electric Reliability Corporation) et au NPCC Inc.
7 (Northeast Power Coordinating Council), établis en fonction des besoins de la
8 zone de réglage du Québec. »

9 Le NERC a comme mission d’améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques
10 dans l’ensemble de l’Amérique du Nord. Ces réseaux sont divisés en huit régions. Le
11 NPCC est mandaté pour suivre et rendre compte de la fiabilité électrique du Nord-Est
12 américain, soit l’une des huit régions. Les exercices de fiabilité en puissance réalisés
13 pour le NPCC et le NERC ont le même objectif, soit d’évaluer si les ressources de
14 chacune des zones de contrôle sont suffisantes pour répondre aux besoins en électricité
15 avec une fiabilité adéquate.

16 Le critère de fiabilité en puissance du NPCC consiste à maintenir la probabilité de perte
17 de charge dans une zone de contrôle en deçà d’une fois par dix ans, ce qui équivaut à
18 une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

19 Le respect de ce critère est testé à l’aide de modèles stochastiques et les résultats sont
20 mis à jour une fois par année, lors des revues triennales ou intérimaires. Ces exercices
21 permettent de déterminer des taux de réserve qui, par la suite, font l’objet d’un suivi par
22 le NERC. Ainsi, deux fois par année, Hydro-Québec dépose au NERC un bilan attestant
23 que ses ressources sont suffisantes pour couvrir ses besoins prévus, plus le taux de
24 réserve prédéterminé dans le cadre des revues triennales et intérimaires du NPCC. Ces
25 exercices couvrent la zone de contrôle du Québec.

26 Le Distributeur effectue des exercices similaires pour ses besoins propres. Les taux de
27 réserve en puissance considérés dans le plan d’approvisionnement sont établis en
28 fonction du critère et des méthodes du NPCC. Le modèle utilisé et la modélisation des
29 ressources sont les mêmes que ceux utilisés au NPCC. Pour le plan

1 d’approvisionnement, les besoins et les ressources sont exclusivement ceux du
2 Distributeur alors que dans les revues triennales et intérimaires du NPCC, les besoins et
3 les ressources incluent également les engagements et les ressources d’Hydro-Québec
4 Production (le Producteur).

2. DEMANDE

5 En ce qui concerne la demande, seuls les besoins réguliers du Distributeur avec ses
6 aléas sont pris en compte dans le plan d’approvisionnement déposé à la Régie. Pour les
7 revues au NPCC, en plus des besoins réguliers du Distributeur, il faut ajouter les
8 exportations fermes hors Québec et les obligations du Producteur en vertu d’ententes
9 particulières avec des clients au Québec.

Demande	
Reuves au NPCC <ul style="list-style-type: none">- Besoins réguliers du Distributeur- Obligations d’Hydro-Québec Production en vertu d’ententes particulières avec des clients au Québec- Ventes fermes d’Hydro-Québec Production hors Québec	Plan d’approvisionnement à la Régie <ul style="list-style-type: none">- Besoins réguliers du Distributeur

10

3. RESSOURCES

11 Dans le plan d’approvisionnement, les ressources du Distributeur sont celles liées aux
12 contrats d’approvisionnement. Dans le cas de l’électricité patrimoniale et la réserve qui
13 s’y rattache, les ressources utilisées à cet effet par le Producteur sont prises en compte,
14 soit une partie de son parc de production, de ses achats et de sa puissance interruptible.

15 Pour les analyses déposées au NPCC, s’ajoutent les ressources appartenant au
16 Producteur et qui ne sont pas engagées par contrat pour répondre aux besoins du
17 Distributeur. Le tableau ci-dessous montre des différences dans la prise en compte de
18 ressources dans le plan d’approvisionnement du Distributeur et des revues au NPCC.

Original : 2010-11-01

**HQD-1, Document 2
Annexe 3B
Page 150 de 219**

Ressources	
<p>Revue au NPCC</p> <ul style="list-style-type: none"> - Totalité de la puissance disponible d'Hydro-Québec Production - Achats hors Québec d'Hydro-Québec Production - Achats d'Hydro-Québec Production auprès de producteurs privés au Québec - Puissance interruptible d'Hydro-Québec Production - Centrale de TransCanada Energy - Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution - Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution - Abaissement de tension - Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution - Parcs éoliens reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution (contribution à hauteur de 30 %) 	<p>Plan d'approvisionnement à la Régie</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ressources rendues disponibles par Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale - Contrats d'achat auprès d'Hydro-Québec Production - Parcs éoliens reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution (Entente d'équilibrage pour 2010/2011, ensuite contribution à hauteur de 30 %) - Centrale de TransCanada Energy - Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution - Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution - Abaissement de tension - Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution

1

4. DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET AU NERC

2 Les exercices réalisés par le Distributeur pour les besoins du NERC et du NPCC
 3 comportent non seulement des différences quant aux méthodes utilisées, mais
 4 également certaines différences reliées à la présentation des résultats. Il existe à cet
 5 égard trois différences importantes qui distinguent les bilans déposés au NERC de ceux
 6 qui sont déposés au NPCC. Pour le NERC :

- 7 • les charges interruptibles et l'abaissement de tension ne sont pas considérés
- 8 comme des ressources, mais s'inscrivent plutôt en soustraction de la demande ;
- 9 • les ventes fermes hors Québec, au lieu de s'ajouter à la demande, s'inscrivent
- 10 en réduction des ressources disponibles ;

- 1 • les réseaux autonomes sont inclus dans l'analyse.
- 2 La conciliation des données entres les différents rapports sera transmise à la Régie
- 3 dans le cadre du suivi annuel du critère de fiabilité de novembre 2010.

ANNEXE 3C
DÉMONSTRATION DU RESPECT
DES CRITÈRES DE FIABILITÉ DE NOVEMBRE 2010

- 1 Conformément à la demande de la Régie, dans sa décision D-2008-133, les
- 2 informations nécessaires à la démonstration du respect des critères de fiabilité de
- 3 novembre 2010 lui seront transmises dès qu'elles seront disponibles.

ANNEXE 3D
DONNÉES HISTORIQUES SUR LES
APPROVISIONNEMENTS

- 1 Le tableau 3D-1 contient l'historique, depuis l'année 2001, des éléments suivants :
- 2 • le volume de consommation patrimoniale ;
- 3 • les taux de pertes de transport et de distribution ;
- 4 • le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ;
- 5 • le volume d'électricité patrimoniale inutilisé ;
- 6 • les coûts et les volumes des approvisionnements de long terme, en distinguant
- 7 les services en base, cyclable et autres ;
- 8 • les coûts et les volumes des approvisionnements de court terme ;
- 9 • les coûts et les volumes d'électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre ;
- 10 • les volumes d'électricité revendue et les revenus associés.

**TABLEAU 3D-1
DONNÉES HISTORIQUES 2001-2009**

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Volume de consommation patrimoniale	TWh	151,0	156,4	165,0	163,7	165,8	164,5	166,2	166,2	162,8
Taux de pertes de transport et de distribution	%	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,5%	7,6%	7,6%	7,4%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh)	TWh	162,1	169,1	178,1	175,9	178,6	177,0	178,9	178,9	174,9
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	16,8	9,8	0,8	3,0	0,3	1,9	0,0	0,0	3,9
Approvisionnements de long terme (services de base)	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1,4	7,5	2,6	1,8
Approvisionnements de long terme (service cyclable)	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1,6	1,5	0,5
Approvisionnements de court terme (incluant UCAP)	TWh	1,7	2,0	1,8	1,9	4,1	2,3	1,6	0,9	1,1
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1
Électricité revendue	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	-0,2	-0,9	-3,4	-0,4	-0,6
Électricité interruptible	TWh	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Total	TWh	1,7	2,0	1,8	1,9	4,0	2,9	7,4	4,7	2,9
Approvisionnements de long terme (services en base)	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	107,5	517,8	300,8	279,6
Approvisionnements de long terme (service cyclable)	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	85,5	82,6	26,2
Approvisionnements de court terme (incluant UCAP)	M\$	52,4	51,4	66,3	136,5	300,3	253,1	154,9	70,1	82,8
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	3,7	7,4	15,7	8,5	5,6
Électricité revendue	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	-15,2	-44,1	-170,8	-31,0	-14,3
Électricité interruptible	M\$	s.o.	s.o.	s.o.	0,0	0,0	1,3	9,9	5,7	10,0
Total	M\$	52,4	51,4	66,3	136,5	288,8	325,2	613,1	436,8	389,9

ANNEXE 3E

CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS

D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME SIGNÉS,

AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

**TABLEAU 3E-1 :
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Cogénération	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc Baie-des-Sables)	Éolien	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	350	1 ^{er} mars 2007
Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	250	1 ^{er} mars 2007
Kruger Énergie Inc. (Centrale de cogénération de Kruger Bromptonville)	Biomasse	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 ^{er} juillet 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de l'Anse-à-Valleau)	Éolien	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Carleton)	Éolien	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Tembec Inc. (Centrale de cogénération de Tembec Témiscamingue)	Biomasse	Témiscamingue	8,1	15 décembre 2008
Northland Power Inc. (Parc éolien St-Ulric St-Léandre)	Éolien	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1 ^{er} décembre 2011)
Northland Power Inc. (Parc Mont-Louis)	Éolien	Mont-Louis	100,5	(1 ^{er} décembre 2011)
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Centrale hydroélectrique des chutes à Thompson)	Hydroélectricité	Franquelin	9,9	(1 ^{er} mars 2011)
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Pont-Arnaud)	Hydroélectricité	Saguenay	8,0	(1 ^{er} avril 2011)
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Chute-Gameau)	Hydroélectricité	Saguenay	5,3	(1 ^{er} mai 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Montagne sèche)	Éolien	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	(1 ^{er} décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Gros-Morne)	Éolien	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	(1 ^{er} décembre 2011) (1 ^{er} décembre 2012)
3Ci Énergie Inc. (Parc des Moulins)	Éolien	MRC de l'Amiante	156,0	(1 ^{er} décembre 2011)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Enerfin Sociedad De Energia S.A. (Parc de L'Érable)	Éolien	MRC de L'Érable	100,0	(1 ^{er} décembre 2011)
Invenergy Wind Canada ULC (Parc Le Plateau)	Éolien	MRC d'Avignon	138,6	(1 ^{er} décembre 2011)
St-Laurent Énergies (Parc de St-Robert-Bellarmin)	Éolien	St-Robert-Bellarmin	80,0	(1 ^{er} décembre 2011)
Kruger Énergie Inc. (Parc Montérégie)	Éolien	St-Rémi	100,0	(1 ^{er} décembre 2012)
St-Laurent Énergies (Parc Massif du Sud)	Éolien	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (Parc New Richmond)	Éolien	MRC Bonaventure	66,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (Parc St-Valentin)	Éolien	MRC Le Haut-Richelieu	50,0	(1 ^{er} décembre 2012)
EBI Énergie Inc (Centrale de cogénération au Biogaz de Saint-Thomas)	Biomasse	Saint-Thomas	9,4	(1 ^{er} décembre 2012)
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Centrale de cogénération de Thurso)	Biomasse	Thurso	18,8	(1 ^{er} décembre 2012)
Innoventé Inc. (Centrale de Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Biomasse	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1 ^{er} décembre 2012)
SFK Pâte S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	Biomasse	St-Félicien	9,5	(1 ^{er} décembre 2012)
Terreau Biogaz Inc. (Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Biomasse	Sainte-Cécile-de-Milton	3,0	(1 ^{er} décembre 2012)
WM Québec Inc. (Cogénération biogaz Saint-Nicéphore)	Biomasse	Saint-Nicéphore	7,6	(1 ^{er} décembre 2012)
St-Laurent Énergies (Parc du Lac-Alfred)	Éolien	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1 ^{er} décembre 2012) (1 ^{er} décembre 2013)
Boralex Inc. / Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 2)	Éolien	MRC de la Côte-de-Beaupré	132,7	(1 ^{er} décembre 2013)
Boralex / Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 3)	Éolien	MRC de la Côte-de-Beaupré	140,3	(1 ^{er} décembre 2013)
Kruger Énergie Inc. (Parc Bas-Saint-Laurent)	Éolien	Ste-Luce	68,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Vents du Kempt Inc. (Parc Vents du Kempt)	Éolien	MRC La Matapédia	100,0	(1 ^{er} décembre 2014)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
St-Laurent Énergies (Parc Rivière du Moulin)	Éolien	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1 ^{er} décembre 2014) (1 ^{er} décembre 2015)
St-Laurent Énergies (Parc Clermont)	Éolien	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1 ^{er} décembre 2015)

**TABLEAU 3E-2 : CONTRIBUTION EN ÉNERGIE
DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (EN TWH)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
HQP Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
HQP Cyclable	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
TCE	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
A/O 2003-01 - Biomasse	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kruger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolienne	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
Baie des Sables	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Anse-à-Valleau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
St-Ulric / St-Léandre	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Carleton	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Mont-Louis	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Montagne Sèche	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gros Morne I	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gros Morne II	-	0,0	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
A/O 2004-02 - Cogénération - Tembec	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2005-03 - Éolienne	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Des Moulins	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
De l'Érable	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Le Plateau	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
St-Robert-Bellarmin	-	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Bas-Saint-Laurent	-	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
St-Rémi	-	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Massif du Sud	-	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
New Richmond	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
St-Valentin	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Lac Alfred - Phase 1	-	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lac Alfred - Phase 2	-	-	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Seigneurie de Beaupré #2	-	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Seigneurie de Beaupré #3	-	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Vents du Kempt	-	-	-	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rivière du Moulin - Phase 1	-	-	-	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Rivière du Moulin - Phase 2	-	-	-	-	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Clermont	-	-	-	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
A/O 2009-01 - Biomasse	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Drummondville	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Thurso et Lochaber ouest	-	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Sainte-Cécile-de-Milton	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saint-Thomas	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saint-Patrice-de-Beaurivage	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saint-Félicien	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2009-02 - Éolienne	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Municipalités et autochtones	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
PAE 2009-01 - Programme d'achat d'électricité	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Franquelin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pont Arnaud	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chute Garneau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres projets	-	0,0	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS	11,4	13,7	16,4	18,5	20,0	21,4	21,4	21,4	21,4	21,5

**TABLEAU 3E-3 : CONTRIBUTION EN PUISSANCE
DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (EN MW)**

	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147	1 147
HQP Base	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
HQP Cyclable	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
TCE	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547
A/O 2003-01 - Biomasse	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Kruger	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
A/O 2003-02 - Éolienne	156	219	252	252	252	252	252	252	252	252
Baie des Sables	38	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Anse-à-Valleau	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30
St-Ulric / St-Léandre	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Carleton	38	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Mont-Louis		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Montagne Sèche		18	18	18	18	18	18	18	18	18
Gros Morne I		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Gros Morne II			33	33	33	33	33	33	33	33
A/O 2004-02 - Cogénération - Tembec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
A/O 2005-03 - Éolienne	-	118	297	444	519	601	601	601	601	601
Des Moulins		47	47	47	47	47	47	47	47	47
De l'Érable		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Le Plateau		42	42	42	42	42	42	42	42	42
St-Robert-Bellarmin			24	24	24	24	24	24	24	24
Bas-Saint-Laurent				20	20	20	20	20	20	20
St-Rémi			30	30	30	30	30	30	30	30
Massif du Sud			45	45	45	45	45	45	45	45
New Richmond			20	20	20	20	20	20	20	20
St-Valentin			15	15	15	15	15	15	15	15
Lac Alfred - Phase 1			45	45	45	45	45	45	45	45
Lac Alfred - Phase 2				45	45	45	45	45	45	45
Seigneurie de Beupré #2				40	40	40	40	40	40	40
Seigneurie de Beupré #3				42	42	42	42	42	42	42
Vents du Kempt					30	30	30	30	30	30
Rivière du Moulin - Phase 1					45	45	45	45	45	45
Rivière du Moulin - Phase 2						60	60	60	60	60
Clermont						22	22	22	22	22
A/O 2009-01 - Biomasse	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
Drummondville			8	8	8	8	8	8	8	8
Thurso et Lochaber ouest			19	19	19	19	19	19	19	19
Sainte-Cécile-de-Milton			1	2	2	2	2	2	2	2
Saint-Thomas			9	9	9	9	9	9	9	9
Saint-Patrice-de-Beaurivage			5	5	5	5	5	5	5	5
Saint-Félicien			10	10	10	10	10	10	10	10
A/O 2009-02 - Éolienne	-	-	-	30	90	150	150	150	150	150
Municipalités et autochtones				30	90	150	150	150	150	150
PAE 2009-01 - Programme d'achat d'électricité	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
Franquelin		10	10	10	10	10	10	10	10	10
Pont Arnaud		8	8	8	8	8	8	8	8	8
Chute Gameau		5	5	5	5	5	5	5	5	5
Autres projets		-	4	86	127	127	127	127	127	127
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS	1 328	1 531	1 798	2 058	2 234	2 376	2 376	2 376	2 376	2 376

Note : Jusqu'au 31 décembre 2011 la contribution en puissance des contrats éoliens est de 35 %, soit celle de l'entente d'intégration avec le Producteur. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30 %. Dans le cas de tous les autres contrats, la quantité de puissance correspond à celle inscrite au bilan de puissance avant réserve.

ANNEXE 4A
CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS
EN MODE IMPORTATION

1 Conformément à la situation présentée à la section 4 de la pièce HQD-1, document 1,
2 l'alimentation des besoins d'hiver du Distributeur nécessitera vraisemblablement un
3 recours accru aux marchés hors Québec. Dans ce contexte, la capacité d'importation
4 ferme, dont la disponibilité peut être garantie, constitue un enjeu important pour la
5 fiabilité des approvisionnements.

1. CAPACITÉS NOMINALES DES INTERCONNEXIONS

6 Les principaux changements apportés à la capacité des interconnexions depuis le dépôt
7 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 sont les suivants :

- 8 • la création du chemin (DEN-HQT) permettant d'importer 100 MW à partir de
9 Dennison dans l'État de New York, en passant par le réseau de Cedar Rapids
10 Transmission (CRT) ;
- 11 • la mise en service de l'interconnexion Outaouais avec l'Ontario d'une capacité de
12 1 250 MW¹⁰ ;
- 13 • le transfert de la charge de papier Masson de Énergie Brookfield Marketing Inc.
14 (EBMI) vers le Distributeur, procurant ainsi à EBMI davantage de flexibilité pour
15 répondre aux appels d'offres du Distributeur (incluant les approvisionnements
16 obtenus sous dispense) ;
- 17 • la création d'un chemin (LAB-HQT) avec le Labrador dont la capacité de transfert
18 s'élève à 5 150 MW.

19 La capacité de transfert des interconnexions est affichée sur le site OASIS
20 d'Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur). Le tableau 4A-1 rapporte les capacités
21 affichées en mode importation¹¹. En été, certaines des capacités mentionnées doivent
22 être réduites pour tenir compte des limites thermiques plus contraignantes. Toutefois,
23 compte tenu des surplus d'énergie dont dispose le Distributeur, les capacités
24 d'importation en été ne constituent pas un enjeu sur l'horizon du Plan.

¹⁰ Le chemin en mode importation est ON-HQT.

¹¹ Le site OASIS utilise plutôt la terminologie « capacité de réception ».

1 Enfin, d'ici 2015, aucun ajout ou changement significatif affectant les capacités
2 d'importation n'est prévu.

3 **TABLEAU 4A-1**
4 **CAPACITÉS NOMINALES D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)**
5 **ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2010 - 2015**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de transfert
Énergie La Lièvre – (MATI)	250
Labrador – (LAB)	5150
Nouveau-Brunswick – (NB)	785
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	1 700
New York – CRT (CRT)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140
Ontario – Kipawa (OTTO)	85
Ontario – Outaouais (ON)	1 250

2. CONTRAINTES D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

7 Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire ses besoins sont
8 limitées par :

- 9 • les différents facteurs de nature technique, qui surviennent sur le réseau du
10 Transporteur et dans les zones de réglage d'où proviendraient les
11 approvisionnements ;
- 12 • la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les
13 points d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au
14 Québec ;

- 1 • les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services
2 de passage inter réseaux (« wheel-through ») et qui sont gérées par le système
3 OASIS du Transporteur.

4 Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation
5 de chacune des interconnexions sont :

6 **Réseau d'Énergie La Lièvre**

- 7 - La capacité de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de
8 258 MW et sous le contrôle d'un seul producteur. Il s'agit de centrales
9 hydroélectriques dont le facteur d'utilisation est limité par les apports en eau.
10 Il est donc possible de présumer la disponibilité d'une puissance moyenne
11 d'environ 150 MW.

12 **Labrador**

- 13 - Un lien d'interconnexion a récemment été créé avec le Labrador, permettant
14 des transactions avec Nalcor Energy¹², à partir des installations de
15 Churchill Falls.
- 16 - La capacité de transfert de ce lien s'établit à 5 150 MW et est principalement
17 dédiée à l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de
18 long terme avec Churchill Falls (Labrador) Company (CF(L)Co), ce dernier
19 étant utilisé par Hydro-Québec Production (le Producteur) pour satisfaire ses
20 obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale (4 885 MW).
- 21 - Une capacité excédentaire de 265 MW est réservée par Nalcor Energy pour
22 les fins de mise en marché de la production excédentaire de Churchill Falls.
23 Nalcor Energy a réservé à cette fin, pour une durée de cinq ans, un service
24 de passage afin de transporter sa production à travers le Québec et l'exporter
25 vers l'État de New York via le point d'interconnexion Châteauguay (MASS).

¹² Nalcor Energy est une entreprise d'État appartenant au gouvernement de la province de Terre-Neuve. Elle a été créée en 2007 afin de gérer les ressources énergétiques de la province. Elle gère entre autres les installations de production de Churchill Falls.

1 ***Nouveau-Brunswick***

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

6 ***Nouvelle-Angleterre***

- 7 - L'importation de quantités substantielles n'est possible que par
8 l'interconnexion à courant continu Radisson – Nicolet – Sandy-Pond (chemin
9 NE-HQT) reliant le réseau du Transporteur à celui de la Nouvelle-Angleterre.
10 L'autre interconnexion, Highgate (chemin HIGH-HQT), ne donne pas accès à
11 une zone où des quantités fermes de puissance installée peuvent être
12 acheminées au Québec en période de pointe.
- 13 - La capacité de réception à partir du chemin NE-HQT, affichée à 1 700 MW
14 sur OASIS, n'est pas disponible lorsque le poste Nicolet est requis pour
15 l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la
16 charge locale. C'est la configuration la plus fréquente durant les heures de
17 forte consommation au Québec.
- 18 - L'utilisation de l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy-Pond est
19 assujettie à l'achat de droits de passage fermes sur la portion américaine de
20 la ligne. Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces
21 derniers doivent être négociés de gré-à-gré.

22 ***New York***

- 23 - Depuis la modification des règles commerciales par le « New York
24 Independent System Operator » (NYISO) à la fin du premier trimestre de
25 2008, l'importation de 100 MW d'électricité est possible à partir de Dennison
26 (chemin DEN-HQT), via le transformateur à fréquence variable du poste
27 Langlois et les lignes de CRT. L'expérience d'utilisation de cette

1 interconnexion, acquise jusqu'à présent, démontre que ce lien est fiable et
2 peut être utilisé pour alimenter des besoins en puissance.

3 ***Ontario***

4 - Une nouvelle interconnexion reliant le poste Outaouais à l'Ontario est en
5 service complet depuis le 4 juin 2010. Sa capacité s'élève à 1 250 MW en
6 mode importation.

7 - La capacité d'importation à partir des autres interconnexions est limitée,
8 puisqu'elle nécessite que des groupes turbo-alternateurs des centrales de
9 Ontario Power Generation Inc. (OPG) soient détachés du réseau ontarien
10 pour être rattachés au réseau du Transporteur. Souvent, un nombre limité de
11 groupes peut être détaché sans que les transactions soient interrompues par
12 l'« Independent Electricity System Operator » (IESO) de l'Ontario, puisque
13 leur participation au soutien local de tension en Ontario est requise. Seule
14 une puissance de 280 MW, disponible à partir de l'interconnexion de
15 Beauharnois – alimentée par la centrale Saunders d'OPG – a été retenue et
16 pourrait être utilisée pour des transactions d'énergie ferme.

17 Les remarques qui précèdent permettent d'établir les capacités d'interconnexion sur
18 lesquelles le Distributeur peut compter pour combler ses besoins (voir à cet effet le
19 tableau 4A-2 ci-dessous).

1
2
3
4

TABLEAU 4A-2
CAPACITÉ D'IMPORTATION UTILISÉE
POUR ÉTABLIR LA CONTRIBUTION DE CHAQUE MARCHÉ (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2010 - 2015

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI)	150
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	435
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York – CRT (CRT)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280*
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250*
TOTAL	3 200

5

* Sous réserve des règles de priorité de l'IESO (voir Annexe 4B)

ANNEXE 4B
POTENTIEL D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE
PAR MARCHÉS

1. DIVERSITÉ SAISONNIÈRE DES CHARGES AVEC LES MARCHÉS VOISINS

1 Le recours à des approvisionnements provenant des marchés hors Québec se justifie
2 principalement par la diversité de la pointe des charges desservies par le Québec par
3 rapport à celles desservies par certains de ses voisins. Alors que la pointe des besoins
4 québécois survient en hiver, la pointe des besoins dans les marchés plus au sud se
5 produit systématiquement en été.

6 Dans chaque zone de réglage, la quantité de puissance à la disposition de l'exploitant
7 du réseau est dimensionnée pour faire face à la pointe annuelle. Ainsi, certaines
8 quantités de puissance se retrouvent normalement sous-utilisées en hiver dans les
9 réseaux où la pointe se produit en été et vice-versa. Dans les zones de réglage où la
10 pointe survient en été et dans lesquelles un marché de puissance mensuel ou
11 saisonnier est instauré, il s'ensuit des prix plus faibles en hiver qu'en été. Il y a donc,
12 pour le Québec, certaines opportunités d'approvisionnement en puissance à un coût
13 potentiellement plus faible que ce que coûterait l'installation d'équipements dédiés
14 uniquement à l'alimentation de la charge québécoise.

15 Les marchés limitrophes dont la pointe se produit systématiquement en été sont ceux de
16 la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York. Dans le cas de l'Ontario, bien que la
17 situation soit moins systématique, la pointe des besoins devrait survenir en été, sous
18 des conditions climatiques normales. Par contre, un hiver exceptionnellement froid suivi
19 d'un été sans vague de chaleur importante peut occasionner une pointe annuelle
20 hivernale. La pointe de la charge du réseau des provinces maritimes (Maritimes) se
21 produit quant à elle en hiver.

1
2
3
4

**TABLEAU 4B-1
DIFFÉRENCE ENTRE LA POINTE D'HIVER ET D'ÉTÉ
DANS CERTAINS RÉSEAUX VOISINS
(EN MW)**

Prévision pour la pointe d'hiver				Prévision pour la pointe d'été				Différence Hiver - Été		
Hiver	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario	Été	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario
2014-15	24 896	22 505	21 336	2014	33 897	29 025	22 545	-9 001	-6 520	-1 209
2019-20	25 899	23 070	20 491	2019	34 986	30 730	22 282	-9 087	-7 660	-1 791

5
6

(réf. 1.1, pages 30-35)¹³

2. RESSOURCES DISPONIBLES EN HIVER

7 Les surplus potentiels de puissance en hiver dans les zones de réglage de la Nouvelle-
8 Angleterre et de New York peuvent être affectés par la disponibilité de ressources à
9 chaque saison.

10 Ainsi, afin d'être en mesure de faire face à leur pointe estivale, les entretiens majeurs
11 d'équipements seront concentrés en hiver et surtout au printemps et à l'automne
12 (« shoulder months »).

13 Par ailleurs, les équipements thermiques sont en mesure de produire une puissance
14 plus élevée lorsque la température ambiante est plus froide. La contribution en
15 puissance des éoliennes est également plus élevée en hiver.

16 Enfin, la disponibilité du gaz naturel peut également être contingentée en hiver pour des
17 raisons de disponibilité de capacité de transport. Cette situation n'est toutefois critique
18 que pour certaines zones de charge comme la ville de New York et Long Island (réf. 1.1,
19 page 218).

¹³ Les références sont présentées à la section 7, à la fin de la présente annexe.

1
2
3
4

TABLEAU 4B-2
DIFFÉRENCE ENTRE LA DISPONIBILITÉ DE RESSOURCES EN HIVER ET EN ÉTÉ
DANS DIFFÉRENTS RÉSEAUX VOISINS
(EN MW)

Puissance disponible à la pointe d'hiver				Puissance disponible à la pointe d'été				Différence Hiver - Été		
Hiver	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario	Été	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario	New York	Nouvelle-Angleterre	Ontario
2014-15	43 142	35 801	29 064	2014	43 083	35 291	28 246	59	510	818
2019-20	43 142	35 473	27 583	2019	43 083	34 963	24 136	59	510	3 447

5
6

(réf. 1.1, pages 30-35)

7
8
9
10
11
12
13
14
15
16

Ainsi, l'effet combiné de l'entretien et de la température implique une disponibilité de ressources à peu près équivalente en hiver et en été. Le marché de l'Ontario présente à cet égard une situation particulière en 2019, compte tenu du retrait prévu de certaines centrales nucléaires, pour entretien majeur.

À partir des données des deux précédents tableaux, il est possible d'obtenir une estimation de la marge de manœuvre additionnelle dont dispose chacun des marchés en période d'hiver¹⁴. Les résultats, présentés au tableau 4B-3, permettent de constater des marges de manœuvre additionnelles de 7 000 à 9 000 MW dans le marché de New York et en Nouvelle-Angleterre. Par contre, en Ontario, cette marge de manœuvre additionnelle s'établit à des niveaux significativement plus faibles.

¹⁴ Cette estimation est simplement obtenue par la différence entre les données des trois dernières colonnes du tableau 4B-2 et celles du tableau 4B-1.

1
2
3
4

TABLEAU 4B-3
MARGE DE MANŒUVRE ADDITIONNELLE DISPONIBLE EN HIVER
DANS DIFFÉRENTS RÉSEAUX VOISINS
(EN MW)

	Différence Hiver - Été		
	New York	Nouvelle- Angleterre	Ontario
Été 2014 vs Hiver 2014-15	9 060	7 030	2 027
Été 2019 vs Hiver 2019-20	9 146	8 170	5 238

5

3. L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE DANS LES RÉSEAUX VOISINS

6 La disponibilité de puissance dans les marchés limitrophes peut être affectée par
7 l'équilibre général entre l'offre et la demande de puissance. Or, récemment, une
8 combinaison de plusieurs facteurs, dont la mise en place de programmes pour favoriser
9 l'éclosion de production d'énergie renouvelable, la récente récession ainsi que la mise
10 en place de nouvelles règles sur le marché de la puissance en Nouvelle-Angleterre,
11 dans le cadre de l'établissement du Forward Capacity Market (FCM), ont favorisé
12 l'apparition de surplus de puissance dans les zones de réglage voisines.

13 Le tableau 4B-4 montre que chacune des zones de réglage attenantes à celle du
14 Québec possède des quantités non négligeables de puissance excédant les quantités
15 requises pour assurer leur fiabilité. Ainsi, sont comparées au tableau ci-dessous, les
16 réserves de référence – réserves requises pour satisfaire le critère de fiabilité – à celles
17 qui sont prévues dans l'exercice de planification de long terme du NERC en 2010.

1
2
3
4

TABLEAU 4B-4
TAUX DE RÉSERVE DISPONIBLES EN HIVER ET EN ÉTÉ
DANS DIFFÉRENTS RÉSEAUX VOISINS
(EN MW)

Zones de réglage voisines	Réserve de référence (1)	Réserves anticipées horizon 2014 (1) (2)	
		Période d'été	Période d'hiver
Maritimes	15%	> 100%	51%
New York	18%	28 - 32%	73 - 78%
Nouvelle-Angleterre	15%	22 - 28%	59 - 67%
Ontario	18%	25 - 30%	36 - 47%

(1) Données tirées de la référence 1.1, pages 30-35

(2) Les marges haute et basse des taux de réserve sont calculées à partir de différentes hypothèses quant aux ressources disponibles à l'horizon 2014.

5

6 Par ailleurs, certaines interconnexions du réseau du Transporteur donnent accès à des
7 installations de production appartenant à un seul producteur. C'est le cas du réseau
8 d'Énergie La Lièvre et des installations de production de Churchill Falls au Labrador.
9 Bien qu'il ne s'agisse pas de marchés à proprement parler, la production disponible à
10 ces points d'interconnexion peut potentiellement être offerte dans le cadre des appels
11 d'offres du Distributeur. Les sections qui suivent abordent donc chacune des sources
12 potentielles d'approvisionnement qui ne sont pas directement raccordées au réseau du
13 Transporteur.

3.1. Zone de réglage des Maritimes

14 Même si la zone de réglage des Maritimes connaît une pointe hivernale, il n'est pas
15 exclu qu'elle puisse offrir des quantités de puissance en exportation, si des surplus sont
16 disponibles. À titre d'exemple, un contrat liant Énergie Nouveau-Brunswick et
17 Hydro-Québec Production¹⁵ prévoit qu'une quantité de puissance variant de 200 à

¹⁵ À l'origine, le contrat liait Énergie Nouveau-Brunswick à Hydro-Québec. La responsabilité a été transférée à Hydro-Québec Production lors de l'instauration de l'électricité patrimoniale.

1 400 MW soit exportée vers le Québec à partir de la centrale Millbank. Ce contrat, en
2 vigueur depuis plusieurs années, arrive à échéance en 2011.

3 Les données sur les réserves requises et disponibles en 2014 présentées au
4 tableau 4B-4 font d'ailleurs état d'une disponibilité de quantités de puissance excédant
5 le niveau minimal pour respecter le critère de fiabilité.

3.2. Zone de réglage de New York

6 La prévision de la demande d'électricité dans le territoire du « New York Independent
7 System Operator » (NYISO) a récemment été révisée à la baisse. C'est le résultat de
8 l'adoption d'objectifs en efficacité énergétique et de la récession persistante qui affecte
9 l'économie de l'État de New York (réf. 2.2, page A-6). La quantité de ressources en
10 puissance actuellement disponible est donc dimensionnée pour satisfaire des besoins
11 plus élevés que ceux actuellement prévus.

12 Ainsi, les données sur les réserves anticipées à l'horizon 2014 montrent des niveaux
13 supérieurs à ce qui est requis pour assurer la fiabilité et cela même pendant la période
14 de pointe d'été. Lors de la période d'hiver, les niveaux de réserve anticipés sont plus de
15 trois fois supérieurs au niveau requis.

3.3. Zone de réglage de la Nouvelle-Angleterre

16 Il y a trois ans, l'opérateur du réseau de transport de la Nouvelle-Angleterre
17 (« Independent System Operator New England » ou ISONE) a mis sur pied un marché à
18 terme de puissance (« Forward Capacity Market » ou FCM). Les règles régissant sa
19 mise en place, en particulier l'application d'un prix plancher, ont favorisé la mise sous
20 contrat d'une quantité de puissance excédant les besoins de ce marché (réf. 5.1,
21 pages 29-30).

22 En plus, la majorité des États de la Nouvelle-Angleterre ont adopté des ratios de
23 ressources renouvelables qui incitent l'installation de nouveaux moyens de production.
24 Compte tenu des objectifs énoncés au chapitre des ratios de ressources renouvelables
25 à atteindre, de nouvelles quantités de puissance devraient être installées et offertes sur
26 le FCM de la Nouvelle-Angleterre. Les mécanismes prévus au FCM pour assurer

1 l'équilibre entre les besoins en puissance et les quantités offertes devraient
2 graduellement entraîner le retrait du marché d'une partie des centrales existantes, soit
3 parce qu'elles deviennent trop coûteuses à exploiter ou que leur production est
4 commercialisée sur d'autres marchés (réf. 5.2, pages 6-7 à 6-9).

5 Dans la zone de réglage du ISONE, les niveaux de réserve anticipés en 2014 sont
6 également supérieurs au niveau requis. En hiver, la réserve anticipée dépasse la
7 réserve requise de près de quatre fois.

3.4. Zone de réglage de l'Ontario

8 La récession a également touché l'Ontario, ce qui a eu comme impact une révision à la
9 baisse de la prévision de la demande. L'impact de la récession est accompagné d'une
10 restructuration industrielle qui devrait entraîner une réduction des besoins dans ce
11 secteur pendant plusieurs années. La réduction des besoins est également causée par
12 l'impact du nouvel objectif d'économies d'énergie ainsi que ceux favorisant la production
13 décentralisée (réf. 4.2 page 1).

14 En plus, selon le scénario moyen de la prévision de la demande, la croissance de la
15 charge (après efficacité énergétique et production décentralisée) serait négative d'ici
16 2019 (réf. 1.1, pages 30-35).

17 En 2007, un important programme de mise au rancart des centrales au charbon a vu le
18 jour. À la fin de l'été 2009, il était prévu qu'une capacité d'environ 3 200 MW serait
19 retirée entre l'été 2010 et l'été 2012. Ces ressources seraient remplacées par des
20 centrales au gaz naturel et de l'énergie éolienne (réf. 4.2 page 12). Ainsi, malgré le
21 retrait des centrales au charbon, l'IESO prévoit maintenir une réserve supérieure au
22 niveau minimal requis.

3.5. Réseau d'Énergie La Lièvre

23 Le réseau d'Énergie La Lièvre possède une puissance installée de 258 MW, mais les
24 conditions hydrauliques peuvent fréquemment limiter la production disponible. Des
25 données précises sur les quantités maximales de puissance pouvant être garanties à
26 partir de ce réseau ne sont pas disponibles.

1 La production des centrales de ce réseau est systématiquement revendue, par EBMI,
2 sur les marchés du Nord-Est américain.

3.6. Installations de production au Labrador

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

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

4. CONTRAINTES D'UTILISATION DE LA PUISSANCE DISPONIBLE DANS LES MARCHÉS LIMITROPHES

9 Même si d'importantes quantités de puissance sont disponibles dans les réseaux
10 voisins, la capacité des interconnexions représente une contrainte importante à leur
11 utilisation par le Distributeur pour satisfaire les besoins de la charge locale. Les
12 capacités d'importation par les interconnexions avec les réseaux voisins sont analysées
13 en détail à l'annexe 4A. Le tableau 4B-5 résume la capacité disponible en pointe et
14 exploitable à partir de chacun des réseaux.

15 **TABLEAU 4B-5**
16 **CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DISPONIBLE À LA POINTE**
17 **EN MODE IMPORTATION**

**Capacité d'interconnexion à partir
de chacun des réseaux (en MW)**

Maritimes	435 MW
New York	1100 MW
Nouvelle-Angleterre	0 MW
Ontario	1530 MW
Énergie La Lièvre	150 MW
Labrador	265 MW

18

1 Les capacités disponibles indiquées au tableau 4B-5 sont, dans certains cas, limitées
2 par des considérations additionnelles reliées, soit au transport d'électricité provenant de
3 marchés tiers, soit aux règles des marchés voisins affectant les transactions
4 d'exportation. De telles contraintes s'appliquent plus particulièrement en ce qui concerne
5 l'importation à partir des zones de réglage des Maritimes et de l'Ontario.

4.1. Maritimes

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

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

4.2. Ontario

17 Depuis la mise en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario, la quantité de
18 puissance pouvant être acheminée au Québec a augmenté de manière importante.

19 Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie
20 achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée
21 par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale (réf. 4.1,
22 paragraphe 2.3.2.2, page 10-4). Ainsi, le caractère rappelable de l'énergie ne permet
23 pas de qualifier les centrales localisées dans cette juridiction au marché de la puissance.
24 En plus, l'absence de marché de puissance implique des difficultés additionnelles.

25 Il est cependant possible d'utiliser les interconnexions avec l'Ontario pour transiter la
26 puissance qui proviendrait d'États voisins de l'Ontario, comme ceux du Michigan ou de

1 New York. En effet, le service découlant d'un transit de puissance à travers l'Ontario, à
2 partir d'une zone de réglage tierce comporte la qualité de service recherchée, puisque
3 l'IESO ne peut interrompre ce type de service, afin de prioriser la desserte de la charge
4 locale (« linked wheel »).

5 Toutefois, ce type de transaction pourrait comporter des risques sur le coût des
6 approvisionnements, reliés au fonctionnement du marché ontarien qui est basé sur des
7 prix distincts par point de transaction (« Locational Marginal Pricing »).

5. PUISSANCE DISPONIBLE À L'INTÉRIEUR DE LA ZONE DE RÉGLAGE DU QUÉBEC

8 À l'intérieur de la zone de réglage du Québec, la puissance disponible et non engagée
9 par contrat est essentiellement détenue par le Producteur.

10 La planification du Producteur, telle que rendue publique dans le Plan stratégique 2009-
11 2013 d'Hydro-Québec, montre que de nouvelles quantités de puissance seront mises en
12 service entre 2011 et 2020, surtout à partir de 2014 avec les premières mises en service
13 reliées au projet La Romaine. Ces dernières mises en service ajouteront 1 550 MW à la
14 puissance installée au Québec d'ici 2020 (réf. 6.1, pages 18 à 21).

15 Par contre, la planification du Producteur prévoit un accroissement des ventes à
16 l'exportation (réf. 6.1, pages 25 à 27). Les demandes de service de transport adressées
17 par le Producteur pour acheminer de nouvelles quantités de production vers la Nouvelle-
18 Angleterre, l'État de New York et le Nouveau-Brunswick confirment ces intentions
19 (réf. 6.2, lien vers le « Tableau des études d'impact pour les demandes de service de
20 transport », voir les demandes 117T, 120T et 135T).

6. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL D'APPROVISIONNEMENT PAR MARCHÉS

21 Les perspectives d'approvisionnement à partir de chacun des réseaux pourraient donc,
22 suite à la réalisation de nouveaux projets de transport, se résumer comme suit pour
23 chacun des réseaux.

1 ***Réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie***

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

6 Par ailleurs, il est peu probable que les nouvelles installations qui seraient
7 exclusivement dédiées à la fourniture d'un produit de puissance d'hiver, conforme à ce
8 que recherche le Distributeur, puissent constituer une option concurrentielle sur le plan
9 économique. En plus, ces nouvelles installations pourraient soulever des enjeux
10 environnementaux non négligeables et présenter des risques reliés à l'obtention des
11 permis.

12 ***New York***

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

20 ***Nouvelle-Angleterre***

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

25 ***Ontario***

26 Les approvisionnements en puissance garantie à partir de l'Ontario ne sont pas
27 admissibles, compte tenu des règles actuelles de l'IESO. Le transit de puissance
28 provenant d'une zone de réglage tierce serait par contre possible, mais non sans risque

1 financier. Cette option doit donc être réservée aux situations particulières où des
2 ressources planifiées deviennent indisponibles.

3 **Maritimes**

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

11 **Labrador**

12 Une puissance de 265 MW pourrait être possiblement disponible.

13 **Réseau d'Énergie La Lièvre**

14 La capacité de ce réseau est limitée à la puissance des centrales appartenant à EBMI,
15 laquelle est assujettie aux limites relatives à l'hydraulicité. En plus, EBMI, comme dans
16 le cas du Producteur, a l'option de vendre sa puissance sur d'autres marchés que celui
17 du Québec.

7. RÉFÉRENCES

18 *NERC – NPCC*

19 (1.1) NERC, 2010 Long term Reliability Assessment, October 2010, 423 p.

20 URL: <http://www.nerc.com/files/2010%20LTRA.pdf>

21 (1.2) NPCC, CP-8 Working Group; Review of Interconnection Assistance Reliability
22 Benefits, Approved by the RCC, November 27, 2007

23 URL: [http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=Final_CP-8_Tie_Benefit_Report](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=Final_CP-8_Tie_Benefit_Report_Nov_6.pdf&cat=pubAssis)
24 [_Nov_6.pdf&cat=pubAssis](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=Final_CP-8_Tie_Benefit_Report_Nov_6.pdf&cat=pubAssis)

25 *New York*

- 1 (2.1) New York State, 2009 State Energy Plan
2 URL: <http://www.nysenergyplan.com/stateenergyplan.html>
- 3 (2.2) NYISO 2009 Comprehensive Review of Resource Adequacy Covering the
4 New York Control Area For the period 2010 to 2014; Approved by the NPCC
5 RCC March 10, 2010
6 URL: http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=NYISO_2009_Comprehensive_Review_Report_FINAL_RCC.pdf&cat=revResource
7
- 8 (2.3) NYISO, 2010 Load and Capacity Data “Gold Book”, April 2010
9 URL: [http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_](http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_reference_documents/2010_GoldBook_Public_Final_033110.pdf)
10 [reference_documents/2010_GoldBook_Public_Final_033110.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_reference_documents/2010_GoldBook_Public_Final_033110.pdf)
11 [http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_](http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_reference_documents/2010_NYCA_Generators_Final_3_26_10.xls)
12 [reference_documents/2010_NYCA_Generators_Final_3_26_10.xls](http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/planning/planning_data_reference_documents/2010_NYCA_Generators_Final_3_26_10.xls)

13 *Nouvelle-Angleterre*

- 14 (3.1) ISONE, New England 2030 Power System Study - Report to the New England
15 Governors - 2009 Economic Study: Scenario Analysis of Renewable Resource
16 Development URL: [http://iso-](http://iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/pac/reports/2009/eco_study_report_draft.pdf)
17 [ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/pac/reports/2009/eco_study_r](http://iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/pac/reports/2009/eco_study_report_draft.pdf)
18 [eport_draft.pdf](http://iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/pac/reports/2009/eco_study_report_draft.pdf)
- 19 (3.2) ISONE, 2010-2019 Forecast Report of Capacity, Energy, Loads, And
20 Transmission - System Planning, April 2010, Revised May 18, 2010.
21 URL: http://www.iso-ne.com/trans/celt/report/2010/2010_celt_report.xls
- 22 (3.3) ISONE, NPCC 2009 New England Annual Interim Review of Resource
23 Adequacy, October 2009, Approved by RCC on November 18, 2009.
24 URL: [http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=2009+NE+Interim+Review+-](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=2009+NE+Interim+Review+-+approved+by+RCC+nov182009.pdf&cat=revResource)
25 [+approved+by+RCC+nov182009.pdf&cat=revResource](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=2009+NE+Interim+Review+-+approved+by+RCC+nov182009.pdf&cat=revResource)

26 *Ontario*

- 27 (4.1) IESO, MARKET RULES for the Ontario Electricity Market; June 2, 2010.
28 URL: http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf

- 1 (4.2) IESO, 2009 Comprehensive Review of Resource Adequacy Covering the Ontario
2 Area for the period 2010 to 2014, August 19 2009, Final Report – Approved by
3 NPCC RCC on September 10, 2009.
4 URL: [http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=IESO+2009+Comprehensive+Re
5 view+Resource+Adequacy+V1.2\(after_RCC\).pdf&cat=revResource](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=IESO+2009+Comprehensive+Review+Resource+Adequacy+V1.2(after_RCC).pdf&cat=revResource)

6 *Autres études publiques disponibles*

- 7 (5.1) ESAI, Publicly available issue of Capacity Watch, October 2009
8 URL: http://www.esai.com/power/09/pdfs/CapacityWatch_Q309_EXCERPT.pdf
- 9 (5.2) SYNAPSE Energy Economics inc. Avoided Energy Supply Costs in New
10 England: 2009 Report, Revised: October 23, 2009, prepared for Avoided-Energy-
11 Supply-Component (AESC) Study Group. URL: [http://www.synapse-
12 energy.com/Downloads/SynapseReport.2009-10.AESC.AESC-Study-2009.09-
13 020.pdf](http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2009-10.AESC.AESC-Study-2009.09-020.pdf)

14 *Québec*

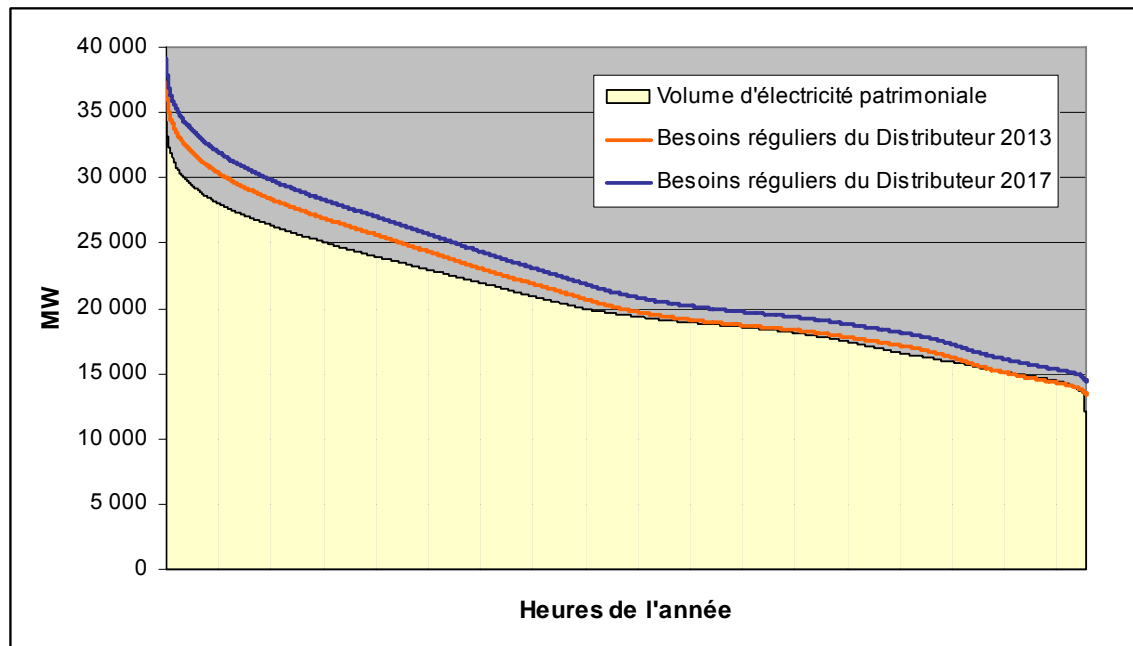
- 15 (6.1) Hydro-Québec; Plan stratégique 2009-2013; 3e trimestre 2009,
16 URL : [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/plan_strategique/pdf/plan-
17 strategique-2009-2013.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/plan_strategique/pdf/plan-strategique-2009-2013.pdf)
- 18 (6.2) Hydro-Québec TransÉnergie; Site OASIS,
19 URL : <http://transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>

ANNEXE 4C
PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES
APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

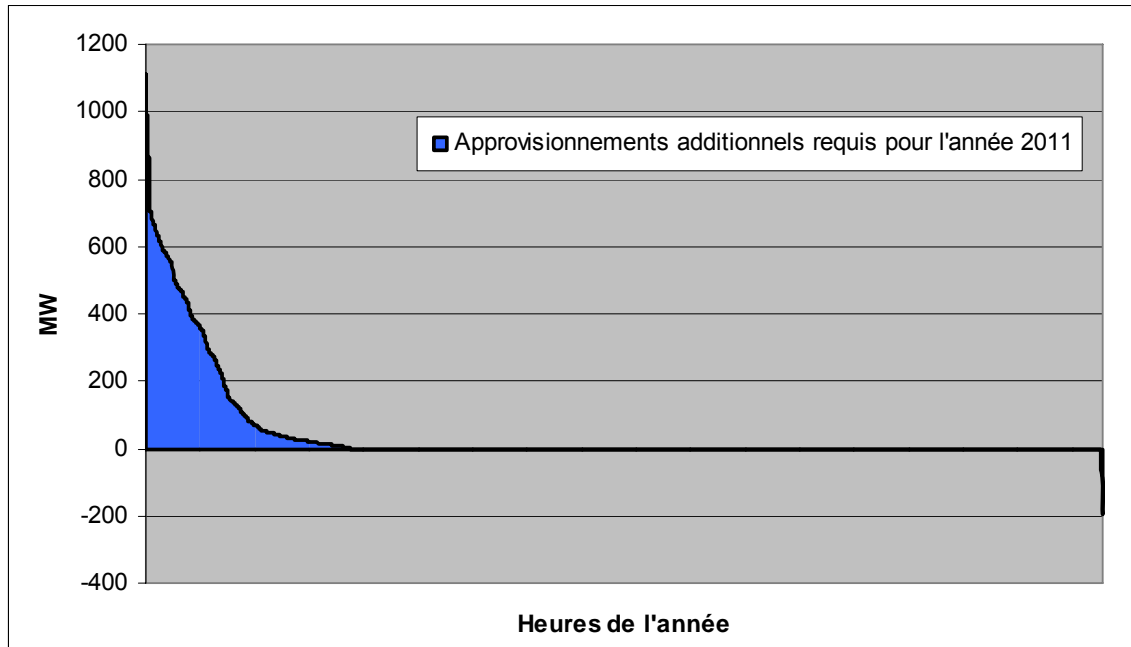
1. DONNÉES DÉTAILLÉES SUR LE PROFIL DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

- 1 Les tableaux et graphiques de cette annexe présentent le profil des besoins du
- 2 Distributeur, après la prise en compte des approvisionnements existants.

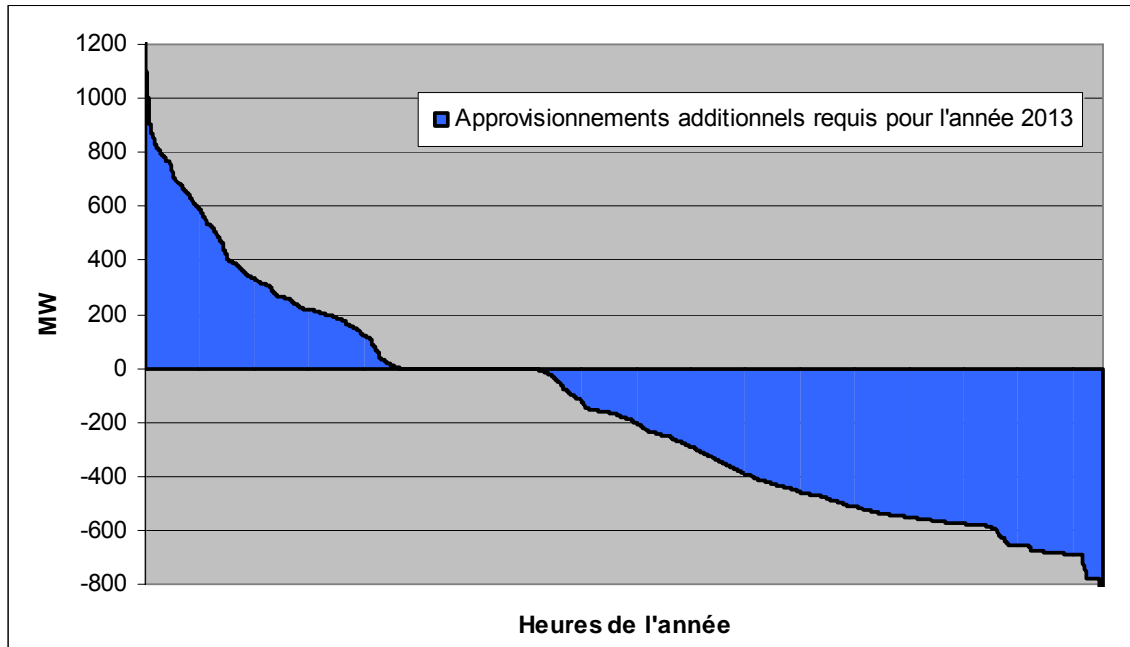
GRAPHIQUE 4C-1
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE (EN MW)



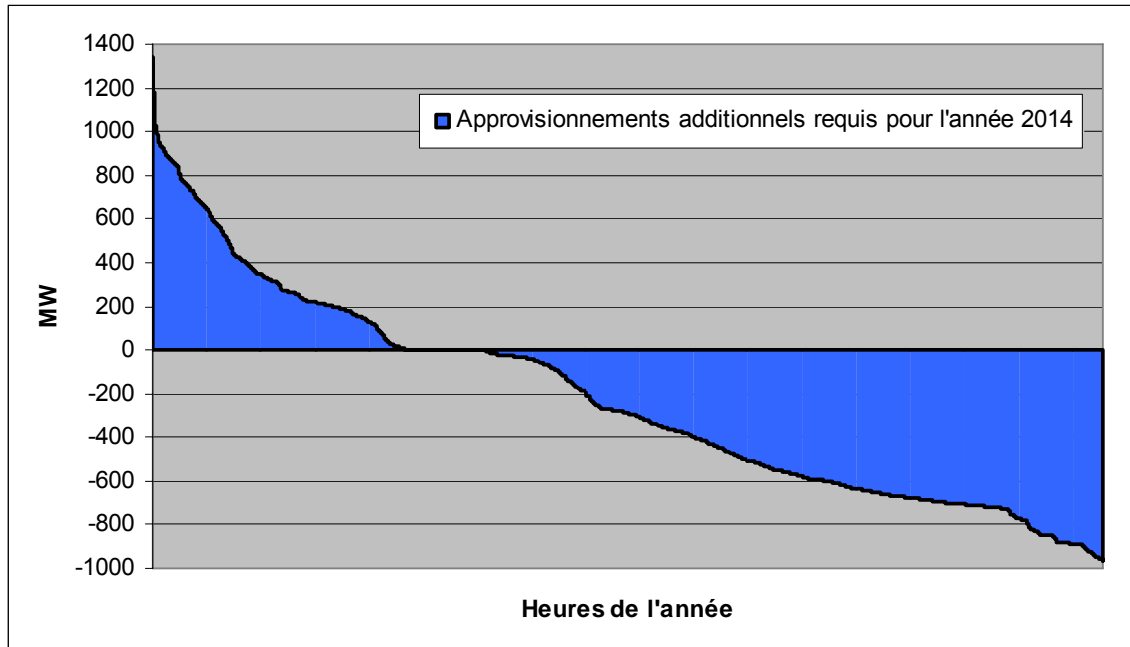
GRAPHIQUE 4C-2
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2011 (EN MW)
APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



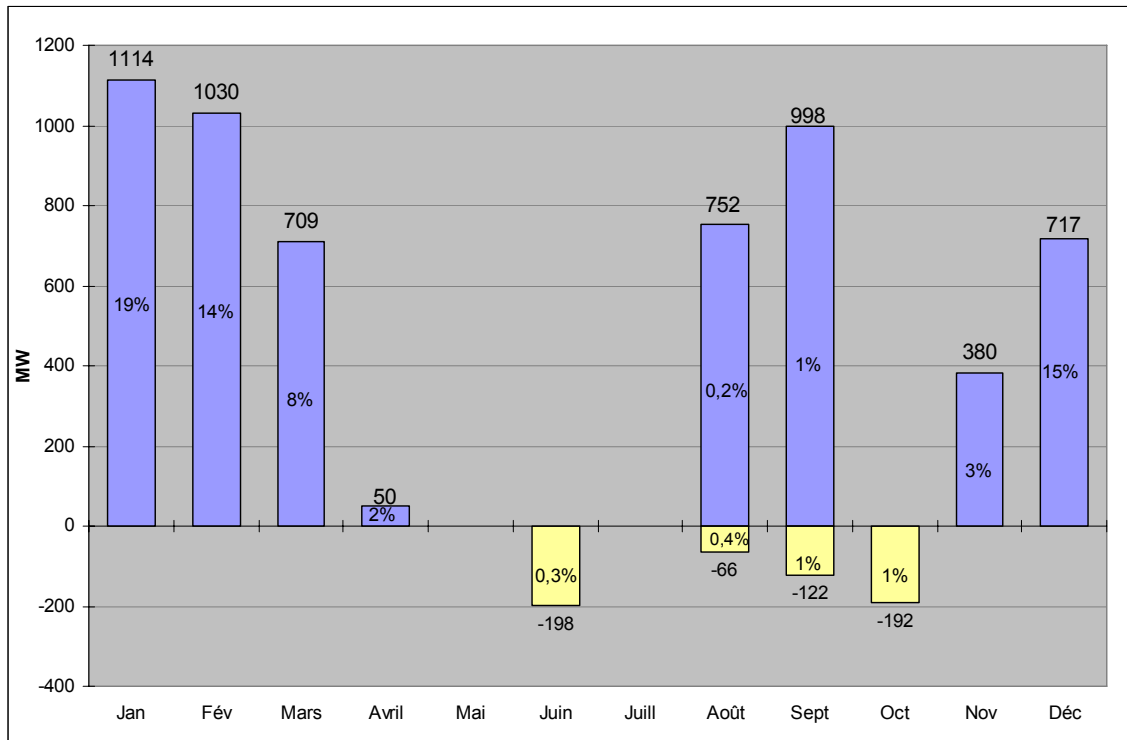
GRAPHIQUE 4C-3
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2013 (EN MW)
APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



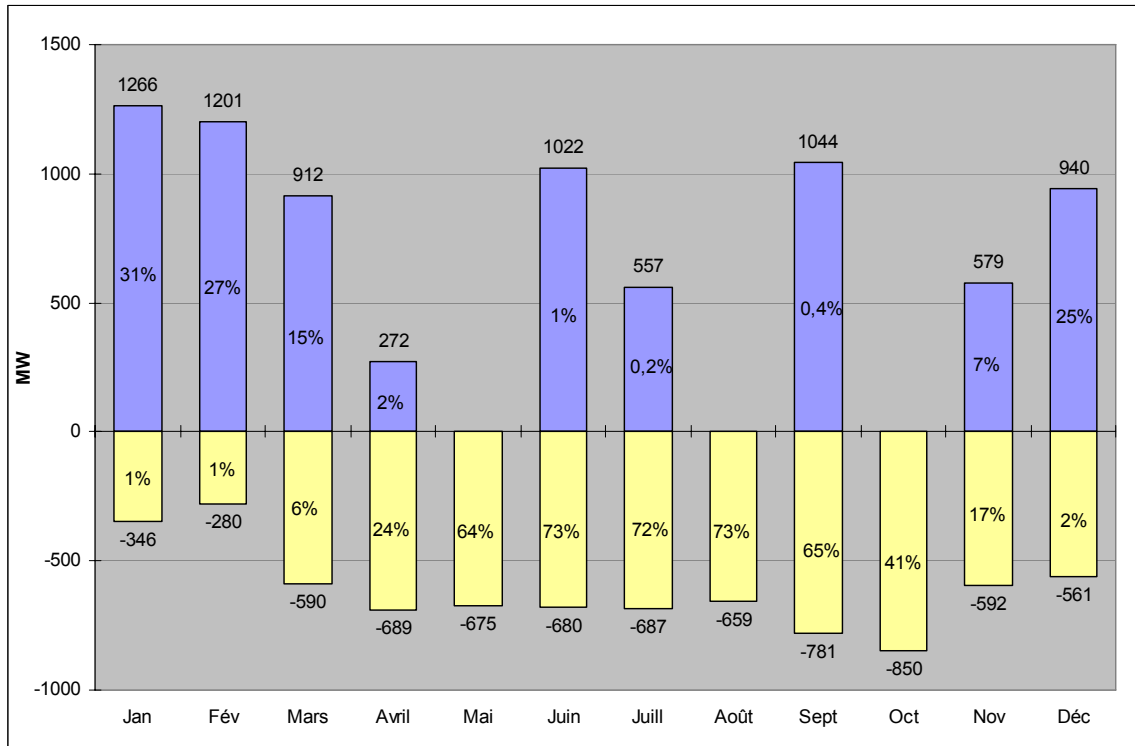
GRAPHIQUE 4C-4
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2014 (EN MW)
APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



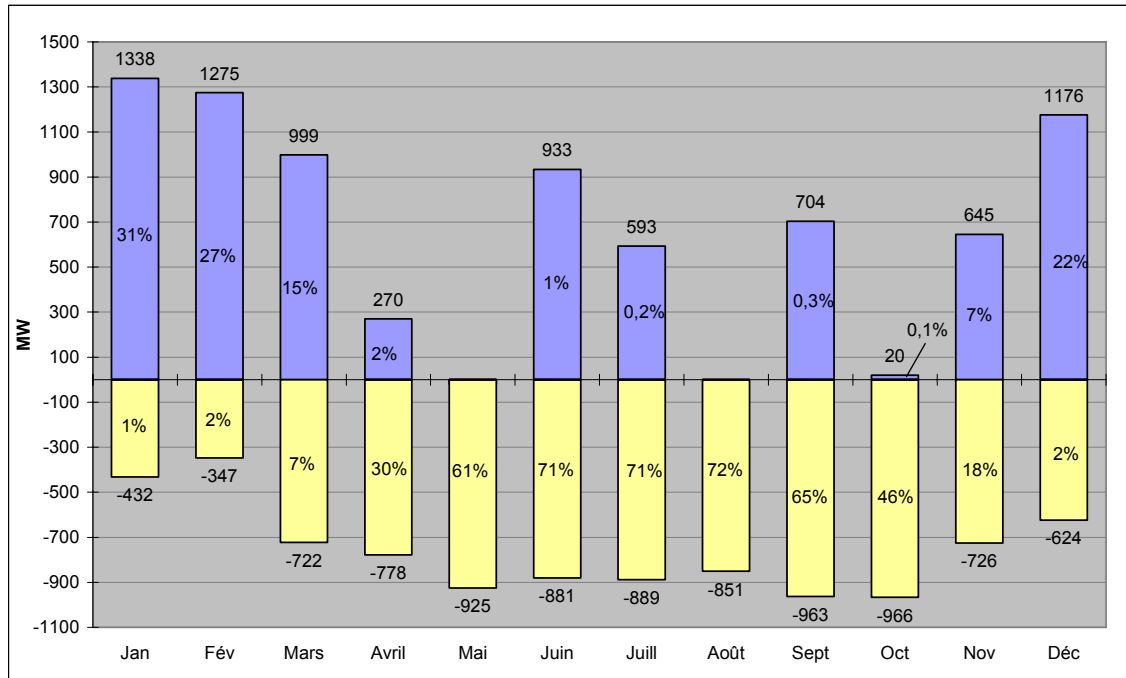
GRAPHIQUE 4C-5
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT ET REVENTE, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME ET FACTEUR D'UTILISATION ASSOCIÉ APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS 2011



GRAPHIQUE 4C-6
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT ET REVENTE, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME ET FACTEUR D'UTILISATION ASSOCIÉ APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS 2013



GRAPHIQUE 4C-7
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT ET REVENTE, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME ET FACTEUR D'UTILISATION ASSOCIÉ APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS EXISTANTS 2014



1 Certains achats maximaux sont très élevés lors de certains mois d'été, mais les facteurs
 2 d'utilisation qui y sont associés sont presque nuls. Ce résultat est essentiellement dû
 3 aux faibles valeurs de la courbe des puissances classées associées à l'électricité
 4 patrimoniale dans la portion la plus basse de la courbe. Lorsque la courbe des
 5 puissances classées des besoins du Distributeur est comparée à la courbe patrimoniale,
 6 l'écart à combler est très élevé lorsque la charge est faible. Ces situations se produisent
 7 généralement pour quelques heures par mois seulement, généralement à la fin du mois
 8 de juin, lors des longues fins de semaine, au mois de juillet ainsi qu'au début du mois de
 9 septembre, lors de la fête du Travail.

ANNEXE 4D

**SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR
DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE
(350 MW) ET CYCLABLE (250 MW) AVEC
HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**

TABLEAU 4D
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE
APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS (EN MW ET EN TWh)

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

Sommaire des contrats en base et cyclable

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	550	700	600	600	600	800	800	800	800	800	800	800	800	800	789	800	0
Février	0	0	0	700	600	500	500	500	800	800	800	800	800	800	800	800	800	789	800	0
Mars	0	-600	-400	250	0	-150	-200	100	150	300	350	350	400	350	500	550	700	739	268	0
Avril	0	-600	-600	0	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-100	-150	-150	-50	50	150	200	0	0
Mai	0	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	50	0	0
Juin	-500	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-200	-50	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	0	0
Août	-500	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-200	-150	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	100	0	0
Novembre	0	-600	0	0	-200	-350	-350	-100	-50	50	100	150	100	100	250	200	350	439	0	0
Décembre	-200	-350	0	400	350	200	250	400	550	650	750	800	800	800	800	800	800	789,073	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,4	-0,7	-1,2	-1,2	-0,7	-0,1	0,2	0,4	0,5	0,5	0,4	0,8	1,2	1,9	2,5	1,3	0,0
Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	-1,9	-2,2	-2,2	-1,9	-1,8	-1,7	-1,7	-1,6	-1,7	-1,7	-1,5	-1,1	-0,7	-0,3	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,4	1,2	0,9	1,0	1,2	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3	2,3	2,6	2,8	1,3	0,0
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,6	-6,4	-7,6	-8,8	-9,6	-9,7	-9,5	-9,1	-8,7	-8,2	-7,8	-7,0	-5,8	-3,9	-1,3	0,0	0,0

Contrat en base - 350 MW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	550	700	600	600	600	800	800	800	800	800	800	800	800	800	389	0	0
Février	0	0	0	700	600	500	500	500	800	800	800	800	800	800	800	800	800	389	0	0
Mars	0	-350	-350	250	0	-150	-200	100	150	300	350	350	400	350	500	550	700	389	0	0
Avril	0	-350	-350	0	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-100	-150	-150	-50	50	150	200	0	0
Mai	0	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	50	0	0
Juin	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-200	-50	0	0
Juillet	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	0	0
Août	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-100	0	0
Septembre	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-200	-150	0	0
Octobre	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	100	0	0
Novembre	0	-350	0	0	-200	-350	-350	-100	-50	100	150	100	100	100	250	200	350	389	0	0
Décembre	-200	-350	0	400	350	200	250	400	550	650	750	800	800	800	800	800	800	389	0	0
Total différé	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	-1,9	-2,2	-2,2	-1,9	-1,8	-1,7	-1,7	-1,6	-1,7	-1,7	-1,5	-1,1	-0,7	-0,3	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,4	1,2	0,9	1,0	1,2	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3	2,3	2,6	1,7	0,0	0,0
Solde	-1,4	-4,0	-4,5	-3,2	-3,9	-5,1	-6,4	-7,1	-7,2	-7,0	-6,6	-6,2	-5,7	-5,3	-4,5	-3,3	-1,4	0,0	0,0	0,0

Contrat cyclable - 250 MW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	800	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	800	0
Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	268	0
Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0
Total différé	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,3	0,0
Solde	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-1,3	0,0	0,0

ANNEXE 5
ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS
AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME

1. INTRODUCTION

1 Dans le cadre des appels d'offres de long terme pour l'achat d'électricité, le Distributeur
2 prend en compte l'impact des coûts de transport de l'électricité sur le réseau intégré
3 d'Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) sur le coût de chacune des
4 soumissions étudiées. Il tient compte dans cette évaluation des cinq éléments suivants :

- 5 • le coût de renforcement du réseau principal (735 kV) découlant de l'addition du
6 projet soumis ;
- 7 • le coût de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV –
8 44 kV) ou de distribution (moins de 44 kV), incluant le coût des modifications aux
9 lignes et postes du réseau régional et, le cas échéant, le coût de
10 plafonnement de la production ;
- 11 • le coût du poste de départ de la centrale ;
- 12 • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale ;
- 13 • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

14 La prise en compte des coûts de transport permet au Distributeur d'intégrer ceux-ci aux
15 coûts d'acquisition de l'énergie comme critère de choix des soumissions. Toutefois, les
16 coûts de transport associés à chacun des projets ne peuvent être estimés qu'une fois les
17 soumissions reçues, lorsque les projets proposés sont connus du Distributeur. Par
18 ailleurs, la divulgation aux intéressés à soumissionner d'indications à priori de coûts de
19 transport les plus précis possibles constitue un élément important de l'appel d'offres. En
20 effet, cela leur permet d'en tenir compte dans le choix des projets qu'ils entendent
21 proposer au Distributeur, afin de minimiser dans la mesure du possible le coût global de
22 leurs soumissions respectives.

23 Ainsi, dans une première étape, la méthode utilisée pour communiquer aux
24 soumissionnaires certains éléments du coût de transport de l'électricité varie selon les
25 caractéristiques de l'appel d'offres. Les deux méthodes utilisées actuellement à cette fin
26 sont décrites à la section 2 ci-dessous. Dans une seconde étape, une fois les projets

1 connus, l'ensemble des coûts relatifs au transport de l'électricité offerte sont évalués, tel
2 que décrit à la section 3.

2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUMISSIONNER

2.1. Méthode descriptive de la capacité disponible et des coûts de transport

3 Cette méthode d'évaluation du coût de transport peut être appliquée lorsque le
4 Distributeur recherche de grandes quantités de puissance et d'énergie, susceptibles de
5 mener à des soumissions portant sur la construction de nouvelles centrales de grande
6 puissance. À titre d'exemple, on peut mentionner les appels d'offres A/O 2002-01
7 (1 200 MW), A/O 2003-02 (éolien – 1 000 MW) et A/O 2005-03 (éolien – 2 000 MW).
8 Cette méthode permet également de fournir aux soumissionnaires certaines
9 informations relatives à la réceptivité des réseaux de transport régionaux, afin de donner
10 à ces derniers une indication des coûts de transport devant affecter leurs soumissions
11 respectives.

2.1.1. Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV

12 Selon cette méthode descriptive, les coûts de transport sur le réseau principal à 735 kV
13 sont évalués à partir d'un coût générique. Le réseau principal de transport est alors
14 divisé en dix zones d'intégration correspondant à autant de points d'injection, afin de
15 déterminer les coûts de renforcement du réseau principal sur les différents corridors de
16 transport.

17 Lors de futurs appels d'offres nécessitant l'application de cette méthode, ces coûts
18 génériques seront évalués en tenant compte des quantités recherchées, de l'évolution
19 de la marge disponible sur les différents corridors de transport et de toutes autres
20 contraintes pouvant influencer le coût de renforcement du réseau principal.

2.1.2. Degré de réceptivité des lignes et postes pour fins de raccordement de nouveaux projets

1 Le coût des travaux de raccordement d'un projet au réseau de transport régional ne peut
2 pas être estimé de façon générique comme c'est le cas pour le coût de renforcement du
3 réseau principal à 735 kV. La localisation précise et la puissance associée à chaque
4 nouveau projet, les caractéristiques techniques des équipements utilisés et la
5 configuration des équipements de transport locaux font en sorte que chaque cas doit
6 être étudié séparément.

7 Dans le cadre d'un appel d'offres utilisant une méthodologie descriptive, deux types
8 d'éléments peuvent être fournis afin de guider le soumissionnaire dans son choix du site
9 géographique de son projet. Le premier élément constitue une évaluation du degré de
10 réceptivité des lignes de transport du réseau du Transporteur. Cette évaluation consiste
11 en une indication de la capacité des différentes lignes de transport à 315 kV et moins
12 composant les territoires administratifs du Transporteur. Le second élément pouvant
13 être fourni donne pour chaque niveau de tension des postes sources et des postes
14 stratégiques leur capacité de réception résiduelle exprimée en MW, ainsi qu'une
15 estimation des coûts de transport nécessaires pour accroître cette capacité. Le volume
16 d'accroissement est fixé en fonction de la taille de l'appel d'offres.

17 Ces estimations sont approximatives et fournies à titre indicatif afin de guider le
18 soumissionnaire dans son choix pour le site de son projet.

2.2. Méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire

19 Pour les nouveaux appels d'offres, le Distributeur a offert aux soumissionnaires la
20 possibilité de déposer au préalable une demande d'étude exploratoire. Cette étude
21 succincte permet d'aider le soumissionnaire dans ses choix en lui fournissant une
22 estimation préliminaire du mode de raccordement le plus adéquat (réseau de transport
23 ou réseau de distribution). De même, l'étude exploratoire fournit un ordre de grandeur
24 des coûts de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV et moins)
25 ou de distribution, incluant le coût des modifications aux lignes et postes existants. Le
26 cas échéant, la possibilité d'un plafonnement de la production s'applique, tel que décrit à

1 la section 3.2 ci-dessous. L'étude peut également inclure les coûts de renforcement du
2 réseau principal, s'ils sont jugés pertinents. Ainsi, cette méthode est bien adaptée à des
3 projets de centrales de faible puissance, par exemple, pour des centrales de moins de
4 50 MW. L'étude exploratoire n'engage pas Hydro-Québec et le mode de raccordement,
5 ainsi que les coûts afférents peuvent être modifiés à une étape ultérieure suite à l'arrivée
6 de nouveaux projets ou d'études plus poussées visant le raccordement d'un projet
7 spécifique.

3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

3.1 Coûts pris en compte lors de l'évaluation des soumissions

8 Compte tenu de la pluralité des équipements dans le réseau et de l'incertitude quant à la
9 localisation et à la puissance des projets à être implantés, les indications fournies aux
10 soumissionnaires lorsque la méthode descriptive est utilisée ne peuvent inclure les
11 éléments suivants, qui seront néanmoins pris en compte lors de l'évaluation des
12 soumissions :

- 13 • les lignes de raccordement des postes de départ jusqu'au réseau existant ;
- 14 • les modifications à des lignes existantes à partir desquelles les lignes de
15 raccordement des projets seraient prises en dérivation ;
- 16 • l'ajout de nouveaux départs de lignes dans des postes, lorsque le raccordement
17 des projets ne peut se faire sur une ligne existante ;
- 18 • les modifications de protections et de télécommunications ;
- 19 • les équipements de compensation suite aux études détaillées pour rencontrer
20 les critères de comportement dynamique ;
- 21 • les frais d'exploitation et d'entretien relatifs aux nouveaux équipements.

22 Quant aux coûts de renforcement du réseau principal, ils sont pris en compte soit par
23 l'utilisation des coûts génériques ou, selon le cas, par une évaluation spécifique.

1 Dans certains cas, le respect des critères de comportement dynamique peut ajouter des
2 coûts significatifs dans un réseau régional. Ces coûts additionnels nécessaires afin de
3 respecter les critères de comportement dynamique seront évalués et pris en compte lors
4 de l'analyse des soumissions alors que seront connus les divers paramètres des projets
5 proposés par les soumissionnaires.

6 De même, dans le cadre des appels d'offres utilisant la méthode descriptive, aucune
7 indication n'est fournie aux soumissionnaires sur les éléments de coûts suivants :

- 8 • le coût du poste de départ ;
- 9 • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale, mises à part
10 les pertes sur le réseau principal à 735 kV ;
- 11 • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

12 Ils doivent néanmoins être considérés par le soumissionnaire, puisqu'ils sont déterminés
13 par le Transporteur lors de l'analyse des soumissions et incorporés au coût des offres
14 reçues.

15 L'impact de l'addition de chaque projet sur le réseau régional existant est évalué lors de
16 l'analyse des offres. Les coûts associés sont alors ajoutés aux coûts directs de
17 raccordement du projet, ce qui permet de calculer son coût de raccordement local.

18 Il en est de même lorsque la méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire
19 est appliquée: l'ensemble des paramètres décrits ci-dessus, incluant ceux n'ayant pu
20 être considérés dans le cadre de l'étude exploratoire, sont pris en compte lors de
21 l'évaluation des soumissions reçues.

3.2 Pertes énergétiques différentielles

22 L'ajout d'une source de production occasionne, selon sa localisation, une augmentation,
23 une annulation ou une inversion de l'écoulement de puissance sur les lignes de
24 transport et de distribution. Ainsi, selon le cas, les pertes sur le réseau peuvent
25 augmenter ou diminuer par rapport à la situation de référence. Les pertes différentielles
26 sont donc évaluées par rapport aux pertes énergétiques d'un réseau de référence qui
27 exclut la source de production additionnelle qui fait l'objet d'une évaluation.

1 Le montant de ces pertes différentielles ne peut être indiqué à priori aux
2 soumissionnaires, puisqu'il dépend du point exact de raccordement d'une centrale au
3 réseau de transport ou de distribution d'Hydro-Québec. Ces pertes sont considérées
4 dans l'évaluation de chaque offre ou combinaison d'offres, lors de l'analyse des
5 soumissions.

3.3 Plafonnement de la production

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

4. APPLICATION DE LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DU COÛT DE RACCORDEMENT AUX PROJETS DE FAIBLE CAPACITÉ

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

23 Le Distributeur est d'avis que les projets raccordés sur le réseau de distribution doivent
24 être assujettis à des pratiques qui tiennent compte des impacts réels de ces projets sur

- 1 son réseau. Dans ce contexte, la réalisation d'une étude exploratoire tel que décrit à la
- 2 section 2.2 permet de répondre à ce besoin.
- 3 D'autre part, le Distributeur et le Transporteur évaluent certaines pistes de solution afin
- 4 de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins.

ANNEXE 6
GESTION DE L'EXPOSITION
AUX RISQUES DES CONTREPARTIES

**TABLEAU 6
LIMITES MAXIMALES DE CRÉDIT
PAR CONTREPARTIE ÉNERGÉTIQUE
POUR LES APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME DU DISTRIBUTEUR**

NIVEAU DE RISQUE	S&P	Moody's	DBRS	LIMITES MAXIMALES (M \$CA)
1. Très faible	AAA AA+ / AA / AA-	Aaa Aa1 / Aa2 / Aa3	AAA AA high / AA / AA low	25
2. Faible	A+ / A / A-	A1 / A2 / A3	A high / A / A low	20
3. Moyen-faible	BBB+	Baa1	BBB high	10
4. Moyen	BBB	Baa2	BBB	5
5. Moyen-élevé	BBB-	Baa3	BBB low	1
6. Élevé	BB+ / BB / BB- B+ / B / B-	Ba1 / Ba2 / Ba3 B1 / B2 / B3	BB high / BB / BB low B high / B / B low	0
7. Très élevé	CCC+ / CCC / CCC- CC / D	Caa / Ca C / D	CCC / CC / C / D	