

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2009  
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

**Note au lecteur**

Les chiffres des tableaux du présent document sont dans certains cas calculés à partir de valeurs non arrondies. Il est alors possible que les résultats diffèrent de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS .....</b>	<b>5</b>
1.1. CONTEXTE .....	5
1.2. FAITS SAILLANTS .....	6
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>9</b>
2.1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC .....	10
2.1.1. <i>Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation</i> .....	10
2.1.2. <i>Prévision des besoins en énergie</i> .....	12
2.1.3. <i>Prévision des besoins en puissance - par usages</i> .....	12
2.1.4. <i>Efficacité énergétique et moyens de gestion de la consommation</i> .....	13
2.2. ALÉAS DE LA DEMANDE .....	15
2.3. COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 .....	17
<b>3. FIABILITÉ ET BESOINS DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>18</b>
3.1. FIABILITÉ EN PUISSANCE .....	18
3.2. FIABILITÉ EN ÉNERGIE .....	19
3.3. SERVICES COMPLÉMENTAIRES REQUIS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS .....	20
<b>4. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION .....</b>	<b>21</b>
4.1. APPROVISIONNEMENTS SOUS CONTRAT .....	21
4.1.1. <i>Contrats de long terme</i> .....	21
4.1.2. <i>Entente de suspension des livraisons à la centrale de Bécancour</i> .....	23
4.1.3. <i>Entente d'énergie différée</i> .....	23
4.1.4. <i>Entente globale cadre</i> .....	24
4.1.5. <i>Entente d'intégration éolienne</i> .....	24
4.1.6. <i>Attributs environnementaux</i> .....	26
4.2. APPROVISIONNEMENTS POUR SATISFAIRE LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE .....	27
4.3. APPELS D'OFFRES ET PROGRAMME D'ACHAT EN COURS .....	27
<b>5. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS .....</b>	<b>29</b>
5.1. BESOINS EN ÉNERGIE ET MOYENS ADDITIONNELS DÉPLOYÉS .....	29
5.1.1. <i>Bilan en énergie</i> .....	29
5.1.2. <i>Profondeur et fluidité du marché de court terme</i> .....	31
5.2. BESOINS EN PUISSANCE ET MOYENS ADDITIONNELS DÉPLOYÉS .....	32
5.2.1. <i>Bilan en puissance</i> .....	32
5.2.2. <i>Abaissement de tension</i> .....	34
5.2.3. <i>Moyens de gestion de la demande</i> .....	35
<b>6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>37</b>
6.1. SUIVIS DES DEMANDES DE LA RÉGIE .....	37
6.2. CRITÈRES DE PLANIFICATION DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN RÉSEAUX AUTONOMES .....	39
6.2.1. <i>Explication de l'application du facteur de 90 % aux turbines hydrauliques</i> .....	39
6.2.2. <i>Définition des puissances nominale et installée</i> .....	40
<b>ANNEXE A SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES .....</b>	<b>41</b>

<b>ANNEXE B SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE C COMPARAISONS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 .....</b>	<b>51</b>
<b>ANNEXE D LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>55</b>
<b>ANNEXE E SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS DE 350 MW ET 250 MW AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION.....</b>	<b>59</b>
<b>ANNEXE F ÉTUDES D'IMPACT SUR L'INTÉGRATION DES ÉOLIENNES .....</b>	<b>63</b>
<b>ANNEXE G ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX.....</b>	<b>67</b>
<b>ANNEXE H SUIVI DES DÉMARCHES QUANT À LA RECONNAISSANCE SUR LES MARCHÉS DES CER DES CENTRALES À LA BIOMASSE (KRUGER ET BOWATER) .....</b>	<b>73</b>

## 1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

### 1.1. Contexte

1 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, le  
2 Distributeur doit soumettre à la Régie de l'énergie (ci-après la Régie) un plan  
3 d'approvisionnement tous les trois ans et un état d'avancement du plan  
4 d'approvisionnement au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de la première et de la seconde année  
5 suivant celle de son dépôt.

6 Le 1<sup>er</sup> novembre 2007, le Distributeur a soumis son troisième plan d'approvisionnement  
7 pour l'horizon 2008-2017 (ci-après le Plan), lequel a été approuvé le 20 octobre 2008.  
8 Le présent état d'avancement constitue le second suivi du Plan. Il fait état des résultats  
9 atteints depuis le dépôt du premier état d'avancement le 31 octobre 2008 (ci-après l'État  
10 d'avancement 2008) et de la suffisance des approvisionnements sur l'horizon du Plan. À  
11 cet égard, une mise à jour de la prévision des besoins en énergie et en puissance est  
12 présentée, de même que le scénario de référence des moyens déployés pour les  
13 combler. Il répond en outre aux attentes formulées par la Régie dans la décision  
14 D-2008-133 et il intègre les éléments qui ont marqué la planification des  
15 approvisionnements du Distributeur au cours de la dernière année. À ce titre, notons les  
16 événements suivants :

17 **Le 24 septembre 2008** Le gouvernement du Québec adopte le décret numéro  
18 916-2008 concernant le Règlement sur l'énergie produite par  
19 cogénération à la biomasse.

20 **Le 29 octobre 2008** Le gouvernement du Québec adopte le décret numéro  
21 1043-2008 concernant le Règlement sur un bloc de 250 MW  
22 d'énergie éolienne issu de projets autochtones et le décret  
23 numéro 1045-2008 concernant le Règlement sur un bloc de  
24 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires.

25 **Le 25 mars 2009** Le gouvernement du Québec adopte le décret numéro  
26 336-2009 concernant le Règlement sur la capacité maximale

- 1 de production visée dans un programme d'achat d'électricité  
2 pour des petites centrales hydroélectriques.
- 3 **Le 14 avril 2009** Lancement de l'appel d'offres pour 125 MW d'énergie  
4 produite par cogénération à la biomasse (A/O 2009-01).
- 5 **Le 30 avril 2009** Lancement de l'appel d'offres pour 500 MW d'énergie  
6 éolienne constitué d'un bloc de 250 MW issu de projets  
7 autochtones et d'un bloc de 250 MW issu de projets  
8 communautaires (A/O 2009-02).
- 9 **Le 13 juillet 2009** Approbation par la Régie du programme d'achat d'électricité  
10 provenant de petites centrales hydroélectriques  
11 (D-2009-094).
- 12 **Le 30 juillet 2009** Dépôt du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec.
- 13 **Le 21 août 2009** Approbation par la Régie d'une entente globale cadre pour la  
14 période du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2013  
15 (D-2009-107).
- 16 **Le 29 septembre 2009** Approbation par la Régie de l'entente relative à la  
17 suspension temporaire des activités de production  
18 d'électricité de TransCanada Energy (TCE) pour 2010  
19 (D-2009-125).

## **1.2. Faits saillants**

### ***Prévision de la demande***

21 La prévision de la demande présentée dans l'État d'avancement 2009 se fonde sur celle  
22 du dossier tarifaire 2010-2011 du Distributeur et du Plan stratégique 2009-2013. Seules  
23 les ventes associées au développement industriel, représentant 500 MW, ont été  
24 devancées d'une année.

25 Le Distributeur prévoit que les besoins en énergie pour l'année 2009 seront de  
26 176,8 TWh, soit 6,9 TWh de moins que ceux prévus à l'État d'avancement 2008. Les  
27 besoins en énergie normalisés de l'année 2009 montrent une décroissance de 7,1 TWh

1 par rapport à ceux de l'année 2008. À la lumière de l'évolution récente des ventes, le  
2 Distributeur estime que le volume prévu pour l'ensemble de l'année 2009 pourrait  
3 toutefois être dépassé. Néanmoins, il est actuellement trop tôt pour déterminer si cette  
4 hausse des ventes persistera au cours des prochains mois.

5 En puissance, les besoins prévus pour l'hiver 2009-2010 sont de 35 353 MW, ce qui  
6 correspond à une décroissance de 340 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver  
7 précédent. Par rapport à l'État d'avancement 2008, la prévision des besoins en  
8 puissance de l'hiver 2009-2010 est en baisse de 1 430 MW.

9 Sur l'horizon du Plan, la diminution cumulative des besoins annuels en énergie par  
10 rapport à l'État d'avancement 2008 est de 57,4 TWh. En puissance, la diminution  
11 annuelle moyenne des besoins à la pointe d'hiver est d'environ 970 MW au-delà de  
12 l'hiver 2009-2010.

### 13 ***Stratégie d'approvisionnement***

14 La baisse des besoins en énergie, plus importante que prévue lors du dépôt de l'État  
15 d'avancement 2008, nécessite un réajustement des moyens déployés par le  
16 Distributeur. À cet égard, la Régie a approuvé la suspension temporaire de la production  
17 d'électricité de TCE pour 2009 et 2010 et le Distributeur a accru la quantité d'énergie  
18 différée en vertu des conventions avec Hydro-Québec Production (ci-après le  
19 Producteur).

20 Par ailleurs, le Distributeur négocie actuellement avec le Producteur afin d'améliorer  
21 l'appariement de ses moyens d'approvisionnement aux besoins d'hiver. D'une part, des  
22 discussions sont en cours afin d'apporter des modifications aux conventions d'énergie  
23 différée, qui devraient permettre au Distributeur de reporter et de rappeler de l'énergie à  
24 l'intérieur d'une même année, sur une base mensuelle et jusqu'à l'expiration des  
25 contrats en 2027. D'autre part, et tel qu'annoncé dans l'État d'avancement 2008, des  
26 discussions ont été entreprises afin de mettre en place une nouvelle entente  
27 d'intégration éolienne, qui prendra effet à l'expiration de l'entente actuelle. Cette  
28 nouvelle entente permettra des retours mensuels d'énergie plus conformes au profil réel  
29 de production des éoliennes et aux besoins du Distributeur.

- 1 Enfin, compte tenu de la diminution de la demande, et contrairement à ce qui a été
- 2 annoncé dans l'État d'avancement 2008, le lancement d'un appel d'offres pour
- 3 l'acquisition de services en puissance n'est plus requis, du moins d'ici le dépôt du
- 4 prochain plan d'approvisionnement.



## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 Le scénario moyen du présent état d'avancement se fonde sur la prévision présentée  
2 dans le dossier tarifaire 2010-2011 du Distributeur et dans le Plan stratégique 2009-  
3 2013. Toutefois, cette prévision a été actualisée sur la base d'informations plus  
4 récentes.

5 D'une part, la prévision des ventes de l'année 2009 prend en compte les ventes publiées  
6 des mois de mai, juin et juillet. Au cours de ces mois, les ventes au secteur Domestique  
7 et Agricole ainsi qu'au secteur Général et Institutionnel ont été nettement plus fortes que  
8 ce qui avait été prévu. Toutefois, en raison de la situation économique difficile qui  
9 prévaut depuis le début de 2009 et de ses impacts différés qui pourraient affecter les  
10 secteurs résidentiel et commercial en 2010, le Distributeur juge qu'il serait prématuré de  
11 revoir le positionnement de ces secteurs pour les années 2010 et suivantes. Cependant,  
12 si ces écarts de ventes observés au cours de 2009 devaient se maintenir jusqu'à l'hiver  
13 2009-2010, le Distributeur estime qu'il ferait face à des besoins additionnels en  
14 puissance de l'ordre de 450 MW.

15 D'autre part, les ventes associées au développement industriel, représentant 500 MW,  
16 ont été devancées d'une année par rapport à la prévision du Plan stratégique 2009-  
17 2013, soit en 2015 plutôt qu'en 2016.

18 Outre ces actualisations, le scénario moyen du présent état d'avancement repose sur  
19 l'information disponible en mai 2009. Les principales variables économiques,  
20 démographiques et énergétiques, sous-jacentes à la prévision de la demande, sont  
21 présentées à l'annexe A. Les scénarios faible et fort encadrant la prévision de la  
22 demande se trouvent à l'annexe B. Enfin, l'annexe C compare le scénario moyen de  
23 prévision de la demande à celui du Plan. Les résultats ci-dessous sont présentés en  
24 comparaison avec l'État d'avancement 2008.

## 2.1. Prédiction de la demande d'électricité au Québec

### 2.1.1. Prédiction des ventes d'électricité par secteurs de consommation

1 En 2017, les ventes d'électricité devraient s'élever à 186,3 TWh, soit une baisse de  
 2 -3,8 TWh par rapport à l'État d'avancement 2008. La prédiction des ventes est présentée  
 3 ci-après par secteurs de consommation, ainsi qu'au tableau 2.1.

4 **TABLEAU 2.1**  
 5 **PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**  
 6 **SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

	2007 <sup>1</sup>	2008 <sup>2</sup>	2009 <sup>3</sup>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017 TWh	tx annuel moyen
Domestique et Agricole	59,2	61,1	62,2	61,5	61,8	62,4	62,5	62,8	63,2	64,0	64,2	5,0	0,8%
Général et Institutionnel	34,7	35,1	34,4	34,3	35,0	35,4	35,5	35,5	35,3	35,8	36,2	1,5	0,4%
Industriel PME	9,3	8,5	8,8	9,0	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5	0,2	0,2%
Industriel Grandes entreprises	63,8	60,6	53,4	56,3	59,8	62,1	63,3	64,3	67,5	70,4	70,9	7,1	1,1%
Alumineries	24,5	23,8	23,0	22,1	22,5	23,1	23,8	24,5	27,4	30,0	30,1	5,6	2,1%
Pâtes et papiers	17,7	16,3	13,6	15,0	16,4	16,0	15,7	15,3	15,0	14,8	14,5	-3,2	-2,0%
Autres	21,5	20,5	16,8	19,3	21,0	23,0	23,9	24,5	25,0	25,6	26,3	4,7	2,0%
Autres	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,5	5,5	0,4	0,7%
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>172,1</b>	<b>170,4</b>	<b>164,0</b>	<b>166,3</b>	<b>171,0</b>	<b>174,4</b>	<b>175,8</b>	<b>177,3</b>	<b>180,7</b>	<b>185,0</b>	<b>186,3</b>	<b>14,2</b>	<b>0,8%</b>

<sup>1</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

<sup>2</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

<sup>3</sup> Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2009, normalisées pour les conditions climatiques.

#### 9 a) Domestique et Agricole

10 Au secteur Domestique et Agricole, la révision de la prédiction, par rapport à l'État  
 11 d'avancement 2008, implique une baisse de -0,8 TWh à terme. Elle s'explique  
 12 principalement par la révision à la baisse de la croissance du revenu personnel  
 13 disponible des ménages (-1,1 TWh). La diminution des prix des combustibles à court  
 14 terme entraîne des conversions moins importantes vers le chauffage à l'électricité et une  
 15 utilisation moindre du chauffage d'appoint électrique (-0,1 TWh au total). De même, la  
 16 révision à la hausse des objectifs en efficacité énergétique de ce secteur réduit les  
 17 ventes de -0,3 TWh en 2017. En revanche, des ventes publiées plus importantes que  
 18 prévues pour la fin 2008 et le premier trimestre de 2009 (+0,8 TWh au total), qui sont  
 19 reconduites sur tout l'horizon de prédiction, compensent en partie cette baisse.

1 **b) Général et Institutionnel**

2 Au secteur Général et Institutionnel, la prévision est également revue à la baisse par  
3 rapport à l'État d'avancement 2008, soit -1,5 TWh en 2017. La principale explication de  
4 cette révision à la baisse provient de la reclassification en janvier 2009 de clients du  
5 secteur Général et Institutionnel vers le secteur Industriel PME, totalisant 1,4 TWh pour  
6 2008. De plus, la révision à la baisse de la croissance économique et la détérioration de  
7 la position concurrentielle de l'électricité génèrent une révision à la baisse des ventes de  
8 -0,4 TWh. Par contre, les économies d'énergie, découlant des interventions déployées  
9 dans ce secteur, sont inférieures de 0,3 TWh à celles de l'État d'avancement 2008, ce  
10 qui vient réduire d'autant l'écart.

11 **c) Industriel Petites et moyennes entreprises**

12 Pour les petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel, les ventes  
13 d'électricité sur la période 2007-2017 stagnent. Par rapport à l'État d'avancement 2008,  
14 la prévision des ventes à terme est ajustée de +0,3 TWh. Toutefois, les effets de la  
15 récession et les ajustements structurels que subit le secteur manufacturier occasionnent  
16 en 2017 une révision à la baisse des ventes de -1,1 TWh. Cette révision est compensée  
17 par la reclassification en janvier 2009 de clients du secteur Général et Institutionnel vers  
18 le secteur Industriel PME dont la consommation en 2008 comptait pour 1,4 TWh. Les  
19 interventions en efficacité énergétique n'entraînent pas, à terme, une révision  
20 significative des ventes.

21 **d) Industriel Grandes entreprises**

22 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon  
23 2017 est revue à la baisse de -1,9 TWh par rapport à l'État d'avancement 2008. Cette  
24 révision à la baisse s'explique principalement par un contexte économique plus difficile  
25 qui a des effets sur l'ensemble de l'horizon du Plan pour la plupart des secteurs. Le  
26 secteur des pâtes et papiers est durement touché et demeure à risque à long terme, tout  
27 comme le secteur du pétrole et de la chimie. La croissance des ventes à l'industrie de  
28 l'aluminium contribue à renverser en partie la baisse des ventes du secteur Industriel  
29 Grandes entreprises, notamment pour les dernières années de l'horizon du Plan. Dans  
30 le secteur de la sidérurgie, la récession occasionne une baisse des ventes à court

1 terme, mais une hausse est envisagée par la suite compte tenu de nouveaux projets  
2 d'investissement à l'étude, notamment dans le silicium polycristallin.

### 3 e) Autres

4 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution  
5 municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public,  
6 n'a pas été significativement revue par rapport à l'État d'avancement 2008.

#### 2.1.2. Prévision des besoins en énergie

7 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2.2, sont composés de la  
8 consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues (7,5 % pour  
9 les années 2010 et suivantes) sur les réseaux de distribution et de transport.

10 **TABLEAU 2.2**  
11 **PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**  
12 **SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance TWh	2007-2017 tx annuel moyen
<b>Ventes régulières au Québec</b>	172,1	170,4	164,0	166,3	171,0	174,4	175,8	177,3	180,7	185,0	186,3	14,2	0,8%
+ Usage interne	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,1	
- Consommation hors réseau intégré	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	
<b>= Consommation visée par le Plan<sup>1</sup></b>	<b>172,4</b>	<b>170,7</b>	<b>164,4</b>	<b>166,6</b>	<b>171,2</b>	<b>174,7</b>	<b>176,1</b>	<b>177,5</b>	<b>180,9</b>	<b>185,2</b>	<b>186,5</b>	<b>14,1</b>	<b>0,8%</b>
+ Pertes de distribution et de transport	12,8	13,2	12,3	12,5	12,8	13,1	13,2	13,3	13,6	13,9	14,0	1,2	0,9%
<b>= Besoins visés par le Plan</b>	<b>185,3</b>	<b>183,8</b>	<b>176,8</b>	<b>179,0</b>	<b>184,1</b>	<b>187,8</b>	<b>189,3</b>	<b>190,8</b>	<b>194,4</b>	<b>199,1</b>	<b>200,5</b>	<b>15,2</b>	<b>0,8%</b>
<b>Impact des conditions climatiques</b>	1,0	-0,3	0,0										
<b>Valeurs réelles</b>													
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>186,3</b>	<b>183,6</b>	<b>176,8</b>										

13 <sup>1</sup> Inclut pour les années 2007, 2008 et 2009, en plus des éléments présentés, une quantité d'environ 0,1 TWh d'énergie interrompue en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interrompue (Distributeur).

#### 2.1.3. Prévision des besoins en puissance - par usages

14 Les besoins en puissance prévus sont inférieurs à ceux de l'État d'avancement 2008 sur  
15 tout l'horizon du Plan, principalement en raison du contexte économique difficile qui  
16 entraîne notamment une baisse importante des besoins associés aux clients industriels  
17 de la Grande entreprise. À terme, la baisse des besoins en puissance s'explique aussi  
18 par la révision à la baisse de l'ensemble des usages au secteur Domestique et Agricole.

1 Le tableau 2.3 fournit la prévision par usages ainsi que la contribution de chacun des  
2 usages à la croissance des besoins en puissance entre les hivers 2006-2007 et  
3 2016-2017.

4 **TABLEAU 2.3**  
5 **PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**  
6 **SCÉNARIO MOYEN (MW)**

	Part à l'hiver 2006- 2007	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croissance 2006-2016		
													Taux annuel moyen	Part dans la croiss.	
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques<sup>1</sup></b>															
Chauffage domestique et agricole	29%	10 297	10 604	10 909	10 953	11 064	11 185	11 278	11 368	11 438	11 487	11 570	1 273	1,2%	30%
Chauffage général et institutionnel	9%	3 208	3 258	3 307	3 290	3 311	3 334	3 334	3 333	3 330	3 313	3 335	127	0,4%	3%
Eau chaude domestique et agricole	4%	1 556	1 584	1 610	1 632	1 653	1 674	1 693	1 712	1 728	1 743	1 759	203	1,2%	5%
Industriel PME	5%	1 770	1 664	1 510	1 519	1 550	1 554	1 566	1 571	1 575	1 580	1 600	-170	-1,0%	-4%
Industriel Grandes entreprises	22%	7 769	7 739	6 798	6 735	7 404	7 654	7 845	7 954	8 104	8 721	8 797	1 028	1,3%	25%
Autres usages	30%	10 500	10 841	11 556	11 224	11 385	11 513	11 639	11 768	11 908	12 067	12 221	1 721	1,5%	41%
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>		<b>35 100</b>	<b>35 690</b>	<b>35 690</b>	<b>35 353</b>	<b>36 367</b>	<b>36 914</b>	<b>37 355</b>	<b>37 706</b>	<b>38 083</b>	<b>38 911</b>	<b>39 282</b>	<b>4 182</b>	<b>1,1%</b>	
<b>Impacts des conditions climatiques<sup>1</sup></b>		<b>496</b>	<b>-788</b>	<b>862</b>											
<b>Valeurs réelles</b>															
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>		<b>35 596</b>	<b>34 902</b>	<b>36 552</b>											

7 <sup>1</sup> Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

#### 2.1.4. Efficacité énergétique et moyens de gestion de la consommation

##### 8 **Économies d'énergie**

9 La prévision de la demande prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les  
10 ventes et les besoins en puissance. Les économies d'énergie incluent les économies  
11 d'énergie tendanciennes, les programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des  
12 années 90 ainsi que les interventions en efficacité énergétique en déploiement sur  
13 l'horizon du Plan. Conformément à l'objectif établi dans la Stratégie énergétique du  
14 Québec, et tel que mentionné dans l'État d'avancement 2008, les interventions en  
15 déploiement visent l'atteinte d'économies de 11 TWh en 2015.

16 Par ailleurs, l'impact des économies d'énergie sur les besoins en puissance à la pointe  
17 d'hiver 2016-2017 est inférieur d'environ 50 MW à celui de l'État d'avancement 2008,  
18 essentiellement en raison de la mise à jour des taux d'effets croisés de certains usages.

1 Le Distributeur soumettra en 2010 le projet CATVAR à l'approbation de la Régie. Ce  
2 projet, conçu pour améliorer la performance énergétique du réseau par une gestion plus  
3 fine de la tension sur certaines lignes, s'étalera de 2010 à 2015 et pourrait générer près  
4 de 2 TWh d'économies d'énergie à l'horizon 2015.

5 Dans l'État d'avancement 2008, le Distributeur prévoyait le déploiement des  
6 équipements requis pour le projet CATVAR selon un scénario linéaire, soit environ la  
7 même quantité d'appareils par année. Dans le présent état d'avancement, le Distributeur  
8 prévoit déployer le même nombre d'appareils liés à la gestion de la tension, mais selon  
9 un scénario progressif. À l'horizon 2015, les économies d'énergie sont sensiblement les  
10 mêmes.

11 Le tableau 2.4 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des  
12 ventes et le tableau 2.5 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe  
13 d'hiver.

14 **TABLEAU 2.4**  
15 **ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (TWh)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Économies d'énergies tendanciennes</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>	<b>1,9</b>	<b>2,5</b>	<b>3,1</b>	<b>3,7</b>	<b>4,3</b>	<b>4,9</b>	<b>5,5</b>	<b>6,1</b>	<b>6,7</b>
Domestique et Agricole	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	2,0
Général et Institutionnel	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1
Industriel (PME)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Industriel (GE)	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,3	2,6	2,9	3,2
<b>Programmes d'HQ déjà mis en œuvre *</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,1</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>1,9</b>	<b>1,9</b>	<b>1,9</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>
Domestique et Agricole	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Général et Institutionnel	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
<b>Interventions en efficacité énergétique en déploiement *</b>	<b>1,7</b>	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>	<b>4,5</b>	<b>5,4</b>	<b>6,4</b>	<b>7,5</b>	<b>8,9</b>	<b>10,5</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>
Domestique et Agricole	1,0	1,4	1,7	2,1	2,5	2,9	3,3	3,8	4,2	4,2	4,2
Général et Institutionnel	0,3	0,5	0,7	1,0	1,3	1,6	2,0	2,6	3,5	3,7	3,7
Industriel	0,5	0,9	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2	2,5	2,8	3,1	3,1
<b>Total</b>	<b>4,6</b>	<b>6,2</b>	<b>7,7</b>	<b>9,1</b>	<b>10,6</b>	<b>12,1</b>	<b>13,8</b>	<b>15,8</b>	<b>17,9</b>	<b>18,9</b>	<b>19,4</b>

16 \* Économies d'énergie mensualisées.

1  
2  
3

**TABLEAU 2.5**  
**ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)**

	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Économies d'énergie tendancielles	110	210	320	410	510	600	690	770	860	950	1 040
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	350	350	350	340	330	320	310	300	300	290	280
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	180	310	460	580	700	880	1 070	1 250	1 440	1 620	1 620
Total	640	870	1 120	1 330	1 540	1 810	2 070	2 320	2 590	2 850	2 930

4

### 5 **Gestion de la consommation**

6 Les prévisions prennent également en compte l'effacement de charge découlant de la  
7 bi-énergie résidentielle. Ce moyen de gestion, qui n'est pas sous le contrôle direct du  
8 Distributeur, est traité à même la prévision de la demande.

9 L'effacement prévu est présenté au tableau 2.6 et son impact s'ajoute à celui des  
10 économies d'énergie.

11  
12  
13

**TABLEAU 2.6**  
**MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION PRIS EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)**

	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Effacement de la bi-énergie résidentielle	800	820	840	840	850	860	860	870	870	880	880

14

### 15 **2.2. Aléas de la demande**

16 Les besoins en énergie et en puissance du scénario moyen sont soumis à des aléas  
17 importants qu'on divise en deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et  
18 l'aléa sur la demande prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison  
19 indépendante des deux.

20 Le tableau 2.7 donne l'aléa sur les besoins en énergie tandis que le tableau 2.8 fournit  
l'aléa sur les besoins en puissance.

1  
2  
3

**TABLEAU 2.7**  
**ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE**  
**ÉCART TYPE EN TWh**

	2010	2011	2012	2013	2014
Aléa climatique	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0
Aléa sur la demande prévue	3,9	4,9	6,0	7,1	8,1
Aléa global	4,4	5,3	6,3	7,4	8,3

4

5  
6  
7

**TABLEAU 2.8**  
**ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**  
**ÉCART TYPE EN MW**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013
Aléa climatique	1 530	1 580	1 580	1 590
Aléa sur la demande prévue	720	1 030	1 260	1 490
Aléa global	1 690	1 890	2 020	2 180

8

9 À l'horizon 1 an, l'écart type de l'aléa global sur les besoins en énergie du présent état  
10 d'avancement est supérieur de 0,7 TWh à celui de l'État d'avancement 2008, en raison  
11 d'une plus grande incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique. À  
12 l'horizon 5 ans, l'aléa global sur les besoins en énergie est pratiquement le même que  
13 celui du dernier état d'avancement, puisque la hausse de l'incertitude relative à  
14 l'évolution de la situation économique est compensée par une diminution de l'incertitude  
15 associée aux déploiements des projets des forts consommateurs, principalement en  
16 raison du report de ces projets au-delà de cet horizon.

17 Pour les mêmes raisons, l'écart type de l'aléa global sur les besoins en puissance est, à  
18 l'horizon 1 an, supérieur de 40 MW à celui de l'État d'avancement 2008, et ils sont  
19 équivalents à l'horizon 4 ans.



### **2.3. Comparaison par rapport au Plan d’approvisionnement 2008-2017**

1 Le présent état d'avancement incorpore les faits marquants survenus depuis le dépôt du  
2 Plan, entre autres les rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers et l'impact de  
3 la récession sur le secteur industriel qui ont des effets sur l'ensemble de l'horizon.

4 Ainsi, la prévision des ventes régulières au Québec est revue à la baisse sur l'ensemble  
5 de l'horizon. Les ventes associées au développement des industries de l'aluminium et de  
6 la sidérurgie contribuent toutefois à diminuer, à terme, l'écart avec le Plan.

7 Par contre, la prévision des ventes au secteur Domestique et Agricole a été revue à la  
8 hausse par rapport au Plan. Elle intègre, entre autres, l'impact de conversions plus  
9 importantes vers le chauffage à l'électricité et une utilisation accrue du chauffage  
10 d'appoint électrique qui découlent d'une augmentation des prix des combustibles.

11 Les besoins en puissance sont inférieurs à ceux du Plan pour les hivers 2009-2010 à  
12 2014-2015 principalement en raison du contexte économique qui affecte davantage le  
13 secteur Industriel Grandes entreprises. Au-delà de l'hiver 2014-2015, les besoins en  
14 puissance sont supérieurs à ceux du Plan. À l'hiver 2016-2017, l'augmentation atteint  
15 600 MW et découle surtout de la révision à la hausse de la demande prévue pour le  
16 chauffage des locaux.

### 3. FIABILITÉ ET BESOINS DU DISTRIBUTEUR

#### 3.1. Fiabilité en puissance

1 Les taux de réserve sont mis à jour lorsque sont révisés les aléas de la demande ou  
 2 lorsqu'est modifiée la composition des moyens d'approvisionnement. Le Distributeur  
 3 s'assure alors de disposer d'une réserve en puissance suffisante pour respecter le  
 4 critère de fiabilité du «Northeast Power Coordinating Council» (NPCC), lequel exige que  
 5 l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année.

6 Les taux de réserve sont pratiquement inchangés par rapport à l'État d'avancement  
 7 2008.

8 **TABLEAU 3.1**  
 9 **TAUX DE RÉSERVE REQUISE EN PUISSANCE (%)**

	Année courante	+1 an	+2 ans	+3 ans
État d'avancement 2008	9,7%	10,1%	10,6%	11,1%
État d'avancement 2009	9,5%	10,2%	10,7%	11,2%

10  
 11 **TABLEAU 3.2**  
 12 **PUISSANCE TOTALE REQUISE POUR RESPECTER**  
 13 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE (MW)**

	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>35 690</b>	<b>35 353</b>	<b>36 367</b>	<b>36 914</b>	<b>37 355</b>	<b>37 706</b>	<b>38 083</b>	<b>38 911</b>	<b>39 282</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité		3 371	3 723	3 955	4 191	4 230	4 273	4 366	4 407
<i>Taux de réserve requise</i>		9,5%	10,2%	10,7%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
<b>= Puissance requise incluant la réserve</b>	<b>38 724</b>	<b>40 090</b>	<b>40 869</b>	<b>41 546</b>	<b>41 936</b>	<b>42 356</b>	<b>43 277</b>	<b>43 689</b>	

### 3.2. Fiabilité en énergie

1 Le critère de fiabilité en énergie des approvisionnements du Distributeur limite à 5 TWh  
 2 la dépendance envers les marchés de court terme hors Québec pour couvrir les besoins  
 3 qui se situent à un écart type au-delà du scénario moyen. Or, les surplus du Distributeur  
 4 sont tels que la contribution des marchés de court terme hors Québec n'est plus requise  
 5 sur l'horizon 2010-2014.

6 **TABLEAU 3.3**  
 7 **MOYENS UTILISÉS POUR RESPECTER**  
 8 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE (TWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Approvisionnements additionnels requis en énergie (réf. Tableau 5.1)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>(7,0)</b>	<b>(7,8)</b>
+ Aléa d'un écart-type (réf. Tableau 2.7)	4,4	5,3	6,3	7,4	8,3
<b>= Approvisionnements additionnels requis en énergie + 1 écart-type</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(1,0)</b>	<b>1,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>
- Rappel d'énergie différée	-	-	1,0	0,4	0,5
- Contribution des marchés de court terme hors Québec	-	-	-	-	-
<b>= Achats requis sur les marchés québécois de court terme</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

9  
 10 Si les besoins devaient être supérieurs, le premier moyen utilisé par le Distributeur  
 11 consisterait à rappeler plus tôt l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée.

12 Enfin, compte tenu de l'importance des contrats avec le Producteur dans le portefeuille  
 13 d'approvisionnements du Distributeur, ce dernier s'assure qu'Hydro-Québec Production  
 14 respecte des critères de fiabilité reconnus par la Régie. Un processus de suivi  
 15 administratif est en place et une démonstration du respect de ces critères est déposée et  
 16 rendue publique en mai, août et novembre de chaque année.

### **3.3. Services complémentaires requis pour assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements**

1 L'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer  
2 la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, intervenue en 2005, précise  
3 les services complémentaires fournis par le Producteur et qui sont inclus dans  
4 l'approvisionnement patrimonial. Jusqu'à maintenant, cette entente a permis au  
5 Distributeur de satisfaire les exigences stipulées par Hydro-Québec TransÉnergie (ci-  
6 après le Transporteur) pour le service de transport de la charge locale. Toutefois, les  
7 quantités de services complémentaires précisées à l'entente ne pourront indéfiniment  
8 les satisfaire. Lorsque le niveau d'un service requis est dépassé, le Distributeur a la  
9 responsabilité de s'approvisionner de façon à répondre aux exigences supplémentaires.  
10 Par exemple, les études d'impact réalisées dans le cadre de l'intégration de l'énergie  
11 éolienne mettent en évidence que certains services devront être revus à la hausse.

12 Puisqu'il est le principal fournisseur au Québec à posséder les ressources permettant de  
13 répondre aux besoins du Distributeur à cet égard, des discussions sont en cours avec le  
14 Producteur afin de convenir des conditions commerciales de la fourniture des services  
15 supplémentaires requis pour assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements.  
16 Le Distributeur fera état de l'avancement des négociations dans le Plan  
17 d'approvisionnement 2011-2020, à l'automne 2010.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Le Transporteur annonce dans son dossier tarifaire R-3706-2009 qu'il étudie l'impact de la croissance des besoins de réserve pour la charge locale, et qu'il fera des propositions de modifications à ses tarifs au moment opportun (HQT-10, document 1, page 10).

## **4. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION**

### **4.1. Approvisionnements sous contrat**

#### **4.1.1. Contrats de long terme**

1 L'électricité patrimoniale permet au Distributeur de satisfaire des besoins en énergie de  
2 178,9 TWh ainsi que des besoins en puissance de 37 442 MW, incluant la réserve  
3 planifiée de 3 100 MW.

4 En sus des approvisionnements patrimoniaux, le portefeuille du Distributeur comporte 29  
5 contrats d'approvisionnement de long terme, dont 14 étaient signés au moment du dépôt  
6 du Plan. Les 15 nouveaux contrats découlent de l'appel d'offres A/O 2005-03,  
7 approuvés par la Régie le 17 octobre 2008 (D-2008-132). De plus, le Distributeur sera  
8 amené à signer d'autres contrats au terme des appels d'offres en cours et du  
9 Programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques de  
10 50 MW et moins. La liste complète des contrats signés est présentée à l'annexe D.

11 Le Distributeur fait part à la Régie de l'avancement dans le développement de certains  
12 projets sous contrat, en particulier ceux dont la date de début des livraisons précède  
13 2012.

14 • Les livraisons reliées au parc éolien de Carleton (109,5 MW) ont débuté le  
15 22 novembre 2008.

16 • Les livraisons reliées à la centrale de cogénération de Tembec (8 MW) ont  
17 débuté le 15 décembre 2008.

18 • La construction du parc éolien de St-Ulric-St-Léandre (150 MW) se poursuit et la  
19 mise en service commerciale est prévue d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2009 pour 85 % de  
20 la puissance installée prévue au contrat. Le promoteur effectue des démarches  
21 pour l'acquisition et l'installation des éoliennes restantes.

- 1       • Le promoteur du parc éolien Les Méchins (150 MW) a suspendu indéfiniment le  
2       développement du projet en raison de difficultés rencontrées. Des discussions  
3       sont en cours entre le fournisseur et le Distributeur quant à l'avenir du projet.
- 4       • Le développement du parc éolien de Mont-Louis (100,5 MW) se poursuit. Le  
5       promoteur prévoit recevoir le certificat d'autorisation à l'automne 2009 et poursuit  
6       ses démarches afin de conclure son contrat d'approvisionnement en éoliennes.  
7       Cependant, pour diverses raisons, le développement du projet accuse un certain  
8       retard et, par conséquent, la date garantie de début des livraisons du  
9       1<sup>er</sup> décembre 2010 pourrait être compromise.
- 10      • Le promoteur des parcs éoliens Gros-Morne (211,5 MW répartis en 2011 et  
11      2012) et Montagne-Sèche (58,5 MW en 2011) a reçu les certificats d'autorisation  
12      et a débuté la construction de ces deux projets, dont la date garantie de début  
13      des livraisons est le 1<sup>er</sup> décembre 2011.
- 14      • Le promoteur du parc éolien de Ste-Luce (68 MW en 2012) a annoncé la  
15      suspension du développement du projet en raison de difficultés rencontrées.
- 16      • Le promoteur du parc éolien d'Aguanish (80 MW) a fait une demande en vue de  
17      relocaliser le projet dans la Municipalité Régionale de Comté du Granit. Cette  
18      demande est présentement à l'étude par le Distributeur.
- 19      • Le développement des parcs éoliens Des Moulins (156 MW) et De l'Érable  
20      (100 MW) se poursuit normalement et le Bureau d'audiences publiques sur  
21      l'environnement a tenu des audiences publiques sur ces projets en septembre et  
22      en novembre 2009 respectivement. La date garantie de début des livraisons de  
23      ces projets est le 1<sup>er</sup> décembre 2011.
- 24      • Le promoteur du parc éolien Le Plateau (138,6 MW) prévoit recevoir à l'automne  
25      2009 le certificat d'autorisation pour la construction de ce projet. La date garantie  
26      de début des livraisons est le 1<sup>er</sup> décembre 2011.

1 Le développement se poursuit en ce qui a trait aux autres parcs éoliens attribués suite à  
2 l'appel d'offres pour 2 000 MW d'énergie éolienne et dont les dates de début des  
3 livraisons sont échelonnées de 2012 à 2015. Les promoteurs poursuivent les démarches  
4 de consultation et la réalisation des études d'impacts.

#### **4.1.2. Entente de suspension des livraisons à la centrale de Bécancour**

5 Une nouvelle entente visant la suspension de la production à la centrale de Bécancour a  
6 été signée avec TCE en juillet 2009 et a été approuvée par la Régie le 29 septembre  
7 2009. Elle se distingue de celle conclue en 2007 par l'ajout de trois nouvelles  
8 dispositions :

- 9
- 10 • une période de suspension pouvant être prolongée, année après année, à  
11 l'option du Distributeur;
- 12 • une période de remise en service de 90 jours, à compter de la date de fin de  
13 suspension, afin de pallier les risques additionnels de redémarrage dans un  
14 contexte de suspension prolongée;
- 15 • l'indemnisation découlant des impacts potentiels des récents amendements à la  
16 Loi sur la qualité de l'environnement relatifs aux crédits d'émission de gaz à effet  
17 de serre (projet de Loi 42) et qui seraient associés à la suspension.

#### **4.1.3. Entente d'énergie différée**

18 Dans le but de gérer les approvisionnements disponibles en excédent des besoins d'ici  
19 2011 ainsi que la croissance des besoins à plus long terme, le Distributeur dispose  
20 d'ententes pour différer les livraisons des contrats de 350 MW et 250 MW en vigueur  
21 avec le Producteur. Considérant leur utilisation prévue d'ici la fin de l'année 2009, les  
22 conventions permettront d'accumuler un solde d'énergie différée de 6,3 TWh, au  
23 31 décembre 2009.

24 Des discussions sont en cours entre le Distributeur et le Producteur afin d'apporter des  
25 changements aux conventions signées en 2008. Les modifications visées par le  
26 Distributeur sont abordées à la section 5.1.1.

#### 4.1.4. Entente globale cadre

1 En février 2009, le Distributeur a conclu une nouvelle entente globale cadre d'une durée  
2 de cinq ans avec le Producteur. Celle-ci a été approuvée par la Régie le 21 août 2009.

#### 4.1.5. Entente d'intégration éolienne

3 L'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur prend fin en février 2011. Dans  
4 la perspective de son renouvellement, la Régie a demandé (D-2008-133) au Distributeur  
5 de déposer les études sur les impacts des deux premiers blocs d'énergie éolienne lors  
6 du présent état d'avancement. L'annexe F fait état de ces études qui sont déposées  
7 simultanément avec l'État d'avancement.

8 Les sujets abordés par ces études couvrent les impacts de la production éolienne sur  
9 les services décrits à l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement*  
10 *reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*. Les  
11 services potentiellement affectés et qui ont fait l'objet des études sont les suivants :

- 12 • La *Planification des ressources en puissance* ;
- 13 • Le *Réglage de fréquence* ;
- 14 • Le *Réglage de production* ;
- 15 • La *Provision pour écart de prévision court terme de la demande*.

16 Les conclusions de ces études reposent sur la meilleure information disponible à ce jour.  
17 L'étude portant sur l'impact des 3 000 MW de production éolienne sur le service de  
18 réglage de fréquence n'a pu profiter des méthodes les plus appropriées, lesquelles  
19 impliquent l'utilisation d'un simulateur de réseau. L'information détaillée portant sur les  
20 configurations de réseau associées à la présence des éoliennes, un intrant au  
21 simulateur, n'était pas disponible dans les délais requis pour assurer la production des  
22 résultats cet automne. D'autres résultats concernant l'impact des éoliennes sur ce  
23 service seront donc disponibles d'ici le printemps prochain et seront déposés à la Régie.

24 Par ailleurs, le Producteur, qui fournit le service d'intégration éolienne, s'interroge sur  
25 d'autres types d'impacts susceptibles d'affecter son parc de production. Si d'autres



1 impacts s'avèrent significatifs, l'information appropriée à cet égard sera jointe au dossier  
2 qui portera sur l'approbation d'une nouvelle entente d'intégration éolienne. Un tel dossier  
3 devrait être déposé à la Régie au cours du printemps prochain.

4 À propos du résultat des études déposées en annexe, le Distributeur tient  
5 particulièrement à souligner que les analyses sur la contribution en puissance des  
6 éoliennes (service de planification des ressources) montrent que les 3 000 MW sous  
7 contrat comporteront une contribution en puissance de 900 MW, correspondant à 30 %  
8 de la puissance installée. Cette conclusion est prise en compte dans les analyses de  
9 fiabilité présentées au «North American Electric Reliability Corporation» (NERC) et au  
10 NPCC au cours de l'automne.

11 En ce qui a trait au renouvellement de l'entente d'intégration éolienne, le Distributeur a  
12 déjà annoncé son intention d'y apporter certaines modifications. Elles portent, entre  
13 autres, sur le rehaussement des livraisons d'énergie en hiver et ce, conformément au  
14 profil des livraisons d'énergie éolienne et au profil des besoins du Distributeur.

15 L'analyse des données de production éolienne simulée a effectivement permis de  
16 constater que la production était beaucoup plus élevée en hiver qu'en été. De surcroît,  
17 depuis la signature de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur, les  
18 besoins du Distributeur ont grandement évolué vers un profil indiquant des besoins plus  
19 importants en hiver. Il n'y a donc plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie  
20 uniformes tout au long de l'année. Ainsi, lors des mois de janvier et février, le  
21 Distributeur recherche des livraisons d'énergie correspondant à environ 45 % de la  
22 puissance éolienne installée. Le taux de livraison devrait s'établir à environ 20 % lors  
23 des mois de juillet et août.

24 Puisque le profil des besoins indique un accroissement des besoins en puissance, le  
25 Distributeur cherchera à obtenir une garantie de puissance complémentaire,  
26 correspondant à 15 % de la puissance installée. Cette puissance complémentaire  
27 viendrait suppléer la puissance propre des éoliennes qui s'élève, selon le résultat des  
28 études, à 30 %. Le Distributeur pourrait ainsi inscrire à son bilan une quantité totale de  
29 puissance équivalente au taux de livraison hivernal, c'est-à-dire 45 %.

#### **4.1.6. Attributs environnementaux**

1 Afin de donner suite aux audiences sur le Plan, le Distributeur a mandaté la firme  
2 London Economics de Boston afin de réaliser une étude de marché sur les Certificats  
3 d'énergie renouvelables (CER) dans les états du Massachussets et du Connecticut.

4 Les principaux résultats de l'étude démontrent que l'intégration d'une quantité  
5 additionnelle même relativement limitée d'énergie éolienne dans les marchés du  
6 Massachussets et du Connecticut est susceptible d'entraîner un impact significatif à la  
7 baisse sur le prix des CER de ces marchés.

8 De plus, dans le contexte où le développement de projets d'énergie renouvelable dans  
9 les états qui se sont dotées d'exigences minimales en matière de contenu d'énergie  
10 renouvelable («Renewable Portfolio Standard», ci-après RPS) pourrait être entravé par  
11 l'introduction massive d'énergie renouvelable importée, toute stratégie de pénétration de  
12 ce marché pour un fournisseur localisé à l'extérieur de ces états comporte un risque non  
13 négligeable d'imposition de mesures d'exclusion visant à limiter l'accès au marché pour  
14 les fournisseurs externes.

15 Dans cette perspective, le Distributeur entend adopter une stratégie de  
16 commercialisation des CER associés à son portefeuille d'énergie renouvelable axée sur  
17 la prudence afin de limiter les risques réglementaires et commerciaux. Les résultats de  
18 l'étude de London Economics ainsi que la stratégie de commercialisation des CER sont  
19 présentés à l'annexe G.

20 Par ailleurs, des démarches ont été amorcées en 2008 en vue de faire reconnaître, aux  
21 portefeuilles d'énergie renouvelable des états du Massachussets et du Connecticut,  
22 l'énergie produite par la centrale de cogénération à la biomasse de Kruger, située à  
23 Bromptonville. En fonction des résultats obtenus pour la centrale de Bromptonville, le  
24 Distributeur évaluera la pertinence de poursuivre des démarches similaires pour la  
25 centrale d'Abitibi-Bowater, située à Gatineau. Le détail des démarches nécessaires à la  
26 reconnaissance des centrales de cogénération à la biomasse est présenté à l'annexe H.

#### **4.2. Approvisionnements pour satisfaire les besoins en puissance à la pointe**

1 Les approvisionnements de court terme en vigueur ou en cours d'acquisition incluent  
2 l'option d'électricité interruptible. L'adhésion à cette option est renouvelable à chaque  
3 année et vise uniquement la période d'hiver, c'est-à-dire du 1<sup>er</sup> décembre d'une année  
4 au 31 mars de l'année suivante. Pour l'hiver 2009-2010, le Distributeur a retenu des  
5 offres d'électricité interruptible totalisant près de 740 MW. Pour les années  
6 subséquentes, le Distributeur maintient son évaluation du potentiel à 1 000 MW.

7 Par ailleurs, aucun client n'a souscrit à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de  
8 secours et le Distributeur inclut toujours, dans son bilan en puissance, 250 MW  
9 d'abaissement de tension.

#### **4.3. Appels d'offres et programme d'achat en cours**

10 Conformément aux règlements édictés par le Gouvernement du Québec, le Distributeur  
11 a lancé deux appels d'offres et un programme d'achat à prix fixe depuis le début de  
12 l'année. Le Distributeur prend en considération l'apport de ces projets dans ses bilans  
13 en énergie et en puissance.

14 Le premier appel d'offres a été lancé le 15 avril 2009 pour l'achat de 125 MW d'énergie  
15 provenant de projets de production d'électricité par la cogénération à la biomasse. Le  
16 Distributeur a reçu les soumissions le 21 octobre 2009 et a débuté l'évaluation de celles-  
17 ci. Selon les dispositions du règlement, la date garantie de début des livraisons est fixée  
18 au 1<sup>er</sup> décembre 2012.

19 Le 30 avril dernier, le Distributeur a lancé un appel d'offres pour l'achat de deux blocs  
20 d'énergie éolienne distincts de 250 MW chacun, l'un issu de projets dans les  
21 communautés autochtones et l'autre de projets communautaires. Selon les dispositions  
22 des règlements, les mises en service de ces projets s'échelonneront du  
23 1<sup>er</sup> décembre 2012 au 1<sup>er</sup> décembre 2014. La date limite pour déposer une soumission  
24 est le 19 mai 2010 et l'annonce des soumissions retenues est prévue pour l'automne  
25 2010.

1 Finalement, le Distributeur a mis en place le 15 juillet 2009 un programme d'achat  
2 d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins. Le  
3 programme vise une puissance installée totale de 150 MW développée en partenariat  
4 avec les communautés locales et autochtones. La date limite pour soumettre un projet  
5 dans le cadre de ce programme est le 2 février 2010 et les mises en service devraient  
6 s'échelonner entre 2011 et 2015.

## 5. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS

### 5.1. Besoins en énergie et moyens additionnels déployés

#### 5.1.1. Bilan en énergie

1 Le bilan en énergie du Distributeur est présenté au tableau 5.1. Comme dans l'État  
 2 d'avancement 2008, le bilan en énergie incorpore les modalités visées par la nouvelle  
 3 entente d'intégration éolienne, prenant effet en 2011, qui se traduit notamment par des  
 4 livraisons d'énergie éolienne plus élevées en hiver qu'en été.

5  
6

**TABLEAU 5.1**  
**BILAN EN ÉNERGIE (TWh)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Réel									
Besoins visés par le Plan	183,6	176,8	179,0	184,1	187,8	189,3	190,8	194,4	199,1	200,5
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	174,2	177,3	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>= Approvisionnements requis au-delà de l'électricité patrimoniale</b>	<b>4,7</b>	<b>2,6</b>	<b>1,7</b>	<b>5,3</b>	<b>8,9</b>	<b>10,5</b>	<b>12,0</b>	<b>15,6</b>	<b>20,3</b>	<b>21,6</b>
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux de long terme</b>	<b>6,3</b>	<b>6,6</b>	<b>6,9</b>	<b>11,6</b>	<b>14,2</b>	<b>17,5</b>	<b>19,7</b>	<b>21,3</b>	<b>22,2</b>	<b>21,9</b>
▪ TransCanada Energy	-	-	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,1
▪ HQ Production - Base et cyclable	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
▪ Biomasse (incluant Tembec)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
▪ Éolien I : 990 MW	0,7	1,0	1,4	1,6	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
▪ Éolien II : 2000 MW				0,1	1,6	3,3	4,6	5,4	6,3	6,2
▪ Éolien - blocs à venir : 2 × 250 MW					0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6
▪ Biomasse II ( 125 MW )					0,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Petite hydraulique ( 150 MW )				0,0	0,2	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8
<b>= Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>(7,0)</b>	<b>(7,8)</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(0,3)</b>

7

8 Le bilan en énergie fait ressortir l'existence de surplus importants sur toute la période  
 9 visée par le Plan. Afin de gérer cette situation, le Distributeur dispose d'une entente  
 10 avec TCE lui permettant de reporter, année après année, la production de la centrale de  
 11 Bécancour, et de conventions avec le Producteur afin de différer les livraisons des  
 12 contrats de base et cyclable (les données détaillées sur l'utilisation de chacune de ces

1 conventions, ainsi que le solde prévu au 31 décembre de chaque année d'ici 2027, sont  
2 présentés à l'annexe E).

3 De plus, en 2010, le Distributeur compte déposer à la Régie une demande de  
4 modification des conventions d'énergie différée qui comportera les dispositions  
5 suivantes :

- 6 • Prolongation des ententes jusqu'en février 2027 (fin des contrats);
- 7 • Flexibilité accrue pour que les quantités d'énergie rappelée puissent varier d'un  
8 mois à l'autre plutôt qu'être fixes sur une base annuelle;
- 9 • Rappels d'énergie assortis d'une puissance complémentaire au cours des quatre  
10 mois de la pointe hivernale. Il n'y a pas de garantie de puissance pour les autres  
11 mois;
- 12 • Rappels d'énergie assortis d'une puissance complémentaire qui pourraient  
13 atteindre, à certaines périodes, un maximum de 800 MW, au-delà des 600 MW  
14 prévus aux contrats.

15 Ces nouvelles ententes procureront au Distributeur une flexibilité accrue afin d'apparier  
16 les rappels d'énergie au profil de ses besoins et lui permettra, avant la fin des contrats  
17 avec le Producteur, de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée.

18 Finalement, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur une base horaire, le  
19 Distributeur effectuera des transactions d'achat et de revente d'énergie sur les marchés  
20 de court terme.

1  
2

**TABLEAU 5.2**  
**DÉPLOIEMENT PRÉVU DES MOYENS (TWh)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Réel									
<b>Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>(7,0)</b>	<b>(7,8)</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(0,3)</b>
Suspension de TCE	-	-	-	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	-
Utilisation des conventions pour différer l'énergie des contrats avec HQP	(2,1)	(4,2)	(3,8)	(2,0)	(1,5)	(2,4)	(2,8)	(1,4)	1,6	(0,2)
Énergie différée										
- Contrat de base de 350 MW	(1,4)	(2,6)	(2,3)	(1,9)	(1,8)	(2,0)	(2,2)	(1,9)	(1,0)	(1,7)
- Contrat cyclable de 250 MW	(0,6)	(1,7)	(1,5)	(1,0)	(0,7)	(1,1)	(1,2)	(0,7)	-	(0,5)
Énergie rappelée										
- Contrat de base de 350 MW	-	-	-	0,8	0,9	0,6	0,6	1,2	2,2	1,7
- Contrat cyclable de 250 MW	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	0,3
Reventes sur les marchés de court terme	(0,4)	(0,8)	(1,4)	(0,5)	(0,0)	(0,8)	(1,1)	(0,6)	(0,0)	(0,7)
Achats sur les marchés de court terme	1,0	1,1	0,0	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,8	0,6
dont: - Achats requis en hiver (janvier, février, mars et décembre)		1,0	0,0	0,3	0,6	0,3	0,4	0,4	0,6	0,5

3

4 Les achats prévus sur les marchés de court terme auront lieu principalement en hiver et  
5 les reventes lors des autres saisons. D'ici 2017, des approvisionnements en énergie de  
6 l'ordre de 0,5 TWh par hiver seront requis pour satisfaire les besoins du scénario moyen.

7 La stratégie d'approvisionnement du Distributeur consiste à se doter d'un maximum de  
8 flexibilité en se procurant les moyens permettant d'ajuster ses approvisionnements en  
9 fonction de ses besoins.

### 5.1.2. Profondeur et fluidité du marché de court terme

10 Bien que le nombre de contreparties ayant signé des conventions de transaction est  
11 adéquat pour l'instant, et malgré le resserrement des conditions de crédit et la diminution  
12 des opportunités de marché pour les négociants du Nord-Est américain, le Distributeur  
13 est toujours à la recherche de nouvelles contreparties. Le Distributeur privilégie la  
14 dispense dans ses transactions compte tenu des faibles volumes d'achats et de ventes  
15 de court terme ainsi que de la variabilité de ses besoins.

## **5.2. Besoins en puissance et moyens additionnels déployés**

### **5.2.1. Bilan en puissance**

1 Le bilan en puissance est présenté au tableau 5.3. Ce bilan tient compte des  
2 engagements de long terme du Distributeur et des moyens déployés, dont une nouvelle  
3 entente d'intégration éolienne à compter de janvier 2011, la suspension des livraisons  
4 de TCE jusqu'en 2016 et une nouvelle entente d'énergie différée qui pourrait fournir  
5 jusqu'à 800 MW de puissance complémentaire en hiver.

6 La nouvelle entente d'intégration éolienne devrait permettre au Distributeur de compter  
7 sur une contribution totale en puissance correspondant à 45 % de la puissance installée  
8 des éoliennes, dont 30 % proviendra de la contribution propre des parcs éoliens et 15 %  
9 de la fourniture par le Producteur d'un service de puissance complémentaire.

10 Tel que mentionné à la section 2, l'incertitude quant à la persistance des écarts de  
11 ventes observés en 2009 se traduit par un risque de dépassement de la prévision des  
12 besoins en puissance de l'ordre de 450 MW pour la pointe de l'hiver 2009-2010. Pour  
13 s'y prémunir, le Distributeur a jugé nécessaire de retenir 600 MW d'électricité  
14 interruptible additionnels aux 140 MW planifiés dans le dossier tarifaire 2010-2011. Le  
15 recours à l'option d'électricité interruptible, plutôt que l'acquisition de puissance garantie  
16 comme le UCAP (unforced capacity), a de surcroît le mérite de maintenir l'intérêt de la  
17 clientèle pour cette option.

18 S'il s'avère que ces nouveaux besoins indiquent une persistance au-delà des besoins en  
19 période de pointe, le Distributeur possède suffisamment de flexibilité dans son  
20 portefeuille d'approvisionnements pour combler ces besoins, notamment, en  
21 augmentant les rappels d'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée.



1  
2

**TABLEAU 5.3  
BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>35 690</b>	<b>35 353*</b>	<b>36 367</b>	<b>36 914</b>	<b>37 355</b>	<b>37 706</b>	<b>38 083</b>	<b>38 911</b>	<b>39 282</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité		3 371	3 723	3 955	4 191	4 230	4 273	4 366	4 407
Taux de réserve requise		9,5%	10,2%	10,7%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
- Électricité patrimoniale		37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale</b>		<b>1 282</b>	<b>2 648</b>	<b>3 427</b>	<b>4 104</b>	<b>4 494</b>	<b>4 914</b>	<b>5 835</b>	<b>6 247</b>
- Approvisionnements non patrimoniaux		<b>1 787</b>	<b>2 502</b>	<b>2 908</b>	<b>3 335</b>	<b>3 615</b>	<b>4 067</b>	<b>4 440</b>	<b>4 987</b>
▪ TransCanada Energy									547
▪ HQ Production - Base et cyclable		600	600	600	600	600	600	600	600
Puissance complémentaire			400	450	400	350	550	800	800
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)		41	41	41	41	41	41	41	41
▪ Éolien I : 990 MW**		156	211	328	378	378	378	378	378
▪ Éolien II : 2 000 MW**				214	446	636	748	871	871
▪ Éolien - blocs à venir : 2 × 250 MW**					45	135	225	225	225
▪ Biomasse II ( 125 MW )					125	125	125	125	125
▪ Petite hydraulique ( 150 MW )				25	50	100	150	150	150
▪ Électricité interruptible		740	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Abaissement de tension		250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise</b>		<b>0</b>	<b>150</b>	<b>520</b>	<b>770</b>	<b>880</b>	<b>850</b>	<b>1 390</b>	<b>1 260</b>
- Contribution des marchés de court terme		0	150	520	770	880	850	1 000	1 000
<b>= Autres moyens additionnels requis</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>390</b>	<b>260</b>

\* Correspond à la prévision de la demande en date de mai 2009, avant ajustement de 450 MW.

\*\* Jusqu'au 31 décembre 2010, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).

À compter de décembre 2011, la contribution des éoliennes sera de 30% et celle de HQP s'élèvera à 15%.

3

4 Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses engagements de long terme, le  
5 Distributeur fera appel aux marchés de court terme, dont le potentiel est actuellement  
6 établi à 1 000 MW. L'évaluation de ce potentiel s'appuie sur deux constats :

- 7
- la marge de manœuvre dont dispose la zone de contrôle du Québec au-delà des
  - 8 ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en
  - 9 puissance;
- 10
- la capacité d'interconnexion avec les juridictions voisines susceptibles d'offrir
  - 11 des approvisionnements en puissance fiables et où un marché concurrentiel est
  - 12 en place; selon les dernières évaluations, la capacité d'interconnexion avec le
  - 13 marché de New York constitue le principal lien disponible.

1 Le Distributeur effectue un suivi continu des changements qui surviennent dans les  
2 marchés, de manière à mettre à jour la contribution potentielle des marchés de court  
3 terme. Les principales observations susceptibles d'amener le Distributeur à revoir à la  
4 hausse son estimation actuelle sont :

- 5 • le lien DEN-HQT de 100 MW et relié au transformateur à fréquence variable  
6 s'avère un moyen d'importation fiable avec l'État de New York;
- 7 • la marge de manœuvre en puissance dont disposera la zone de contrôle du  
8 Québec sera rehaussée suite à la confirmation de la réalisation du projet La  
9 Romaine;
- 10 • un nouveau projet d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre pourrait voir le  
11 jour;
- 12 • il existe certaines opportunités d'achat de puissance à travers le réseau ontarien  
13 qui pourraient être exemptées du droit de rappel de l'Independent Electricity  
14 System Operator (IESO) en cas de difficulté d'alimenter la charge locale; en  
15 effet, l'IESO accorde un statut ferme à une exportation dans la mesure où cette  
16 transaction est liée à une importation simultanée (linked wheel).

17 Au-delà de la contribution des moyens de court terme qui pourrait être supérieure à  
18 1 000 MW, le Distributeur s'assurera de disposer des moyens en puissance appropriés  
19 pour faire face aux besoins à plus long terme qui évolueront au fil des prochaines  
20 prévisions de la demande.

21 La stratégie concernant de nouveaux besoins en puissance sera revue dans le cadre du  
22 prochain plan d'approvisionnement, dont le dépôt est prévu à l'automne 2010.

### **5.2.2. Abaissement de tension**

23 Le Transporteur a réalisé au cours des dernières années des tests qui confirment la  
24 contribution de 250 MW de l'abaissement de tension aux ressources en puissance du  
25 Distributeur. Ces tests permettent d'évaluer l'impact de l'entretien, par le Transporteur,  
26 des équipements nécessaires à l'abaissement de tension en prévision de la période de  
27 pointe. Le Distributeur a toujours l'intention de scinder l'abaissement de tension en deux

1 blocs afin d'augmenter la persistance de cette ressource, c'est-à-dire la période d'impact  
2 de ce moyen. En procédant ainsi, le Distributeur conférerait à l'abaissement de tension  
3 une caractéristique fort recherchée par le Transporteur, responsable du contrôle des  
4 mouvements d'énergie au Québec. Des essais seront réalisés au cours de l'hiver 2009-  
5 2010.

### **5.2.3. Moyens de gestion de la demande**

#### ***Technologies implantées chez les clients***

6  
7 Comme mentionné dans le dossier R-3708-2009, à la pièce HQD-8, document 8, le  
8 Distributeur a évalué en 2006-2007 le potentiel des mesures de gestion de la  
9 consommation qui pourraient être implantées chez les clients. Deux mesures ont été  
10 identifiées : les accumulateurs thermiques sur le marché commercial et institutionnel et  
11 les chauffe-eau à trois éléments sur le marché résidentiel. En 2008 et 2009, le  
12 Distributeur a poursuivi l'analyse de ces deux moyens de gestion de la consommation.

13 Suite à l'estimation du potentiel théorique de 200 MW présenté dans le dossier R-3648-  
14 2007, le Distributeur évalue maintenant à 50 MW le potentiel exploitable  
15 commercialement pour les accumulateurs thermiques. Le Distributeur ne juge pas  
16 approprié de lancer pour le moment un programme de promotion d'accumulateurs  
17 thermiques pour les marchés commercial et institutionnel. En effet, des enjeux  
18 commerciaux restent encore à être résolus. De plus, la rentabilité du programme pour le  
19 Distributeur reste à être justifiée. Selon ses évaluations, le Distributeur doit offrir une  
20 compensation importante au client afin d'assurer que le recours aux accumulateurs soit  
21 rentable pour ce dernier tout en apportant une réduction des besoins de puissance  
22 coïncidant aux heures de pointe du Distributeur.

23 En ce qui concerne les chauffe-eau à trois éléments, il s'agit d'un nouveau concept de  
24 chauffe-eau qui réduirait l'appel de puissance comparativement à un chauffe-eau  
25 standard de deux éléments. Le Distributeur est actuellement à concevoir, dans le cadre  
26 de son plan global en efficacité énergétique, un programme pour promouvoir  
27 l'implantation de ce genre de chauffe-eau au marché résidentiel dès 2010.

1 **Évaluation du potentiel de la promotion du tarif DT**

2 Dans les pièces HQD-8, Document 8, et HQD-12, Document 2, de la demande tarifaire  
3 R-3708-2009, le Distributeur présente son analyse du potentiel de développement du  
4 marché de la bi-énergie résidentielle.

5 Cette analyse fait état de :

- 6 • La fragilité de l'industrie du mazout qui pourrait constituer un risque non  
7 négligeable au maintien du parc actuel et à l'élaboration d'une intervention  
8 commerciale pour la conversion à la bi-énergie résidentielle.
  
- 9 • L'incertitude quant à la rentabilité future de l'investissement pour le  
10 renouvellement ou l'acquisition des équipements pour les clients de la bi-énergie  
11 résidentielle.

12 Compte tenu de ces éléments, le Distributeur ne prévoit pas promouvoir de façon active  
13 la bi-énergie. Il poursuivra sa stratégie tarifaire afin de maintenir au maximum l'intérêt  
14 des clients au tarif DT et supportera, via son centre d'appel, les clients dans leur  
15 réflexion quant au choix de leur source d'énergie.

16 **Analyse de l'impact en puissance du projet pilote de tarification différenciée dans**  
17 **le temps (TDT)**

18 La pièce HQD-12, Document 5, de la demande tarifaire R-3708-2009, présente le suivi  
19 et les résultats préliminaires du projet tarifaire Heure juste. Toutefois, ce n'est qu'à la fin  
20 du projet, soit au printemps 2010, que le Distributeur procèdera à l'analyse exhaustive  
21 des données de consommation et qu'il sera en mesure de fournir une évaluation du  
22 potentiel de gestion de la consommation pour cette option.

## **6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES**

1 Le Distributeur maintient telles quelles la plupart des stratégies et données relatives aux  
2 réseaux autonomes. Seulement quelques mises à jour sont à souligner.

3 D'une part, tel que stipulé dans l'État d'avancement 2008 :

- 4 • La communauté de Wemotaci a été raccordée au réseau le 17 septembre 2008.
- 5 • Le projet d'augmentation de puissance d'Opitciwan suit son cours et devrait être  
6 en service en 2010.

7 Concernant le village de La Romaine, le 26 juin 2009, la Régie autorisait le Distributeur  
8 à réaliser le projet visant son raccordement en 2011 au réseau intégré (D-2009-080). Le  
9 Distributeur s'affaire à la réalisation de ce projet. Toutefois, la mise en service finale est  
10 décalée de 2011 à 2012. Ce délai ne devrait pas affecter la sécurité  
11 d'approvisionnement de la communauté.

12 D'autre part, l'augmentation de puissance à Clova, prévue en 2009, est reportée. Les  
13 premières estimations de coûts pour l'augmentation de puissance étant trop élevées,  
14 d'autres scénarios d'alimentation sont présentement à l'étude.

15 Le Distributeur prévoit déposer, au cours de l'hiver 2009-2010, une demande  
16 d'autorisation portant sur les investissements nécessaires à la construction d'une  
17 nouvelle centrale thermique à Akulivik. La centrale initialement prévue pour 2012 ne  
18 pourra être construite avant 2014, vu les délais nécessaires pour sa construction.

### **6.1. Suivis des demandes de la Régie**

19 Dans sa décision D-2008-133, le Régie désire être informée de l'état d'avancement des  
20 projets de jumelage éolien-diésel (JED) prévus à Akulivik, à Kangiqsualujjuaq ainsi qu'à  
21 Cap-aux-Meules.

22 Concernant Kangiqsualujjuaq et Akulivik, les démarches du Distributeur ont permis de  
23 solliciter l'expertise d'acteurs reconnus dans le domaine, en vue de raffiner les concepts

1 envisagés. Le Distributeur devrait recevoir les dernières réponses à son document  
2 technique sous peu.

3 En ce qui a trait à la mesure de vent, le Distributeur a compilé 12 mois de données pour  
4 Kangiqsualujjuaq et 18 mois pour Akulivik. Un vent moyen de 6,3 m/s est obtenu à  
5 Kangiqsualujjuaq et de 8 m/s à Akulivik, et ce, à 40 mètres de hauteur. Ces données  
6 s'avèrent positives. Le Distributeur poursuit sa campagne anémométrique à Akulivik afin  
7 de raffiner l'échantillonnage. Auparavant, la moyenne était établie aux dix minutes alors  
8 qu'elle sera maintenant calculée à la minute. Les données acquises à Kangiqsualujjuaq  
9 seront aussi remodelées à la minute, à l'aide des données acquises à Akulivik. Ces  
10 données plus précises permettront de raffiner les modèles et de produire une meilleure  
11 ingénierie.

12 Le Distributeur vise à mettre en service en 2013 le premier projet JED à  
13 Kangiqsualujjuaq. Le second devrait être en service en 2015 suite à l'implantation de la  
14 nouvelle centrale thermique d'Akulivik.

15 Du côté de Cap-aux-Meules, les données anémométriques de l'île d'Entrée ont été  
16 remodelées également à la minute et transposées sur le site identifié pour le projet  
17 éolien. Cela permet de mieux évaluer l'impact de la variation de la production éolienne  
18 sur la production thermique.

19 Le Distributeur a également complété les études de réseaux et les exigences techniques  
20 préliminaires d'intégration d'un futur parc éolien. Afin de réaliser une étude économique  
21 paramétrique du projet, le Distributeur a aussi réalisé une revue technologique auprès  
22 de fournisseurs possédant de l'expérience dans ce type de projet.

23 L'étude progresse bien mais plusieurs étapes restent encore à franchir dont le dépôt  
24 pour autorisation à la Régie. Le Distributeur vise une mise en service dans les meilleurs  
25 délais, soit à l'horizon 2013-2014.

26 Enfin, la Régie invitait également le Distributeur à réduire les coûts et les émissions de  
27 GES. En plus de l'éolien, le Distributeur étudie des projets de récupération de chaleur  
28 dont un pour alimenter les futurs maisons de transit à Kuujjuaq. En outre, le Distributeur  
29 effectue une veille constante des différentes alternatives à l'utilisation du mazout. La

1 plupart des technologies présentement disponibles sont soit immatures ou ne  
2 permettent pas de réduire les coûts.

## **6.2. Critères de planification des centrales hydroélectriques en réseaux autonomes**

3 La Régie demandait au Distributeur, dans sa décision D-2008-133, « d'expliquer  
4 l'application du facteur de 90 % aux turbines hydrauliques au même titre qu'aux groupes  
5 électrogènes et de présenter la définition et le calcul des puissances installée et  
6 nominale d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome. »

### **6.2.1. Explication de l'application du facteur de 90 % aux turbines hydrauliques**

7 Aux fins de l'établissement de la puissance garantie, le Distributeur précise qu'il applique  
8 le facteur de 90 % sur la puissance nominale des alternateurs des centrales  
9 hydrauliques au même titre que ceux des centrales thermiques pour des raisons  
10 d'exploitation. Ce n'est pas le type de centrale qui exige cette réserve mais bien la  
11 nature de la charge et les impératifs d'exploitation des réseaux.

12 Les caractéristiques des charges des réseaux autonomes sont les mêmes, que le  
13 réseau soit alimenté par des centrales hydrauliques et thermiques jumelées ou par une  
14 centrale thermique seulement. La faible diversité du type de charges dans les réseaux  
15 autonomes et les ajouts de charges ponctuelles peuvent produire un déséquilibre de  
16 courant entre les phases de 10 %. Ce déséquilibre peut entraîner un échauffement des  
17 alternateurs, ce qui limite la puissance disponible. Tant ces facteurs que les écarts sur la  
18 prévision de la demande rendent nécessaire une réserve minimale de 10 % dans tous  
19 les cas.

20 De plus, aux deux centrales hydroélectriques des réseaux autonomes sont jointes des  
21 centrales thermiques en réserve froide pour combler la perte du plus gros alternateur du  
22 réseau. L'ajout de centrales froides en synchronisation avec le ou les groupes restants  
23 de la centrale hydraulique rend l'exploitation du réseau plus complexe et augmente le  
24 temps nécessaire pour remettre le réseau en fonction. La réserve de 10 %, tant sur les

1 groupes hydrauliques que thermiques, permet en partie de combler le manque à gagner  
2 en puissance lors des reprises en charge rapides.

### 6.2.2. Définition des puissances nominale et installée

3 La puissance nominale d'une centrale hydroélectrique en réseaux autonomes est  
4 fonction de la hauteur de chute nominale du barrage (différence entre le niveau amont et  
5 aval). Ces hauteurs de chute nominales sont inscrites dans les manuels d'exploitation  
6 des centrales et ont été déterminées lors de la conception des barrages. Pour Menihek  
7 une révision des limites a été réalisée suite à différents essais.

8 Cependant, les deux centrales hydroélectriques des réseaux autonomes, Lac Robertson  
9 et Menihek, ne possèdent pas les mêmes contraintes d'exploitation. Au Lac Robertson,  
10 la hauteur de chute atteint rarement le maximum alors qu'à Menihek il est nécessaire de  
11 déverser le réservoir régulièrement pour ne pas dépasser le niveau maximum. C'est  
12 donc dire que la hauteur de chute au Lac Robertson se situe entre la hauteur maximale  
13 et minimale tout au long de l'année alors qu'à Menihek la hauteur de chute est  
14 pratiquement toujours maximale en raison de la faible charge.

15 <u>Lac Robertson</u> : Hauteur de chute nominale = 38,5 m	Puissance nominale @ 38,5 m = 21,5 MW <sup>1</sup>
16 <u>Menihek</u> : Hauteur de chute nominale = 10,6 m	Puissance nominale @ 10,6 m = 17 MW <sup>2</sup>

17  
18 La puissance installée d'une centrale hydroélectrique en réseaux autonomes est  
19 fonction de la hauteur de chute maximale du barrage. Les hauteurs de chute maximales  
20 correspondent aux limitations techniques du barrage. Elles sont inscrites dans les  
21 manuels d'exploitation des centrales et ont été déterminées lors de la conception des  
22 barrages. Pour Menihek, une révision des limites a été réalisée suite à différents essais.

23 <u>Lac Robertson</u> : Hauteur de chute maximale = 40,2 m	Puissance installée @ 40,2 m = 22,5 MW <sup>1</sup>
24 <u>Menihek</u> : Hauteur de chute maximale = 10,6 m	Puissance installée @ 10,6 m = 17 MW <sup>2</sup>

25

---

<sup>1</sup> Pour le Lac Robertson, les puissances nominale et installée ont été déterminées par simulation lors de la conception du barrage.

<sup>2</sup> Pour Menihek, des tests sur les groupes ont permis de déterminer les puissances nominale et installée qui, dans ce cas, sont les mêmes.



## **ANNEXE A**

# **SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**



1  
2  
3

**TABLEAU A.1**  
**PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**  
**SCÉNARIO MOYEN**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 686	7 751	7 812	7 865	7 913	7 957	8 000	8 044	8 086	8 128	8 168
Âge moyen (années)	40,07	40,30	40,52	40,75	40,99	41,23	41,47	41,70	41,92	42,14	42,36
Nombre de ménages (milliers)	3 323	3 373	3 417	3 456	3 493	3 529	3 562	3 594	3 625	3 655	3 683
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,6	47,9	37,0	35,0	33,0	31,0	30,0	30,0	30,0	29,0	28,0
Croissance du PIB (%)	2,6	1,0	-2,5	1,0	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9
Croissance du PIB manufacturier (%)	-0,3	-2,8	-10,0	-0,5	2,8	2,5	2,5	2,3	2,1	1,8	1,8
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,9	2,0	-0,5	1,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0
Revenu personnel disponible (%)	3,4	3,0	-2,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,72	8,23	4,56	6,22	7,29	8,12	8,90	9,15	9,39	9,64	9,89
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	72,30	99,61	51,44	58,59	71,00	86,00	101,00	105,00	109,00	113,00	117,00

4



## **ANNEXE B**

# **SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**



1 Les scénarios d'encadrement de la prévision de la demande présentés ci-dessous ont  
2 été réalisés en août 2009.

3 **Présentation du scénario fort**

4 Le tableau qui suit présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario  
5 fort de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

6 **TABLEAU B.1**  
7 **PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**  
8 **SCÉNARIO FORT**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 686	7 751	7 821	7 885	7 953	8 021	8 088	8 154	8 219	8 283	8 345
Âge moyen (années)	40,07	40,30	40,51	40,71	40,90	41,08	41,25	41,42	41,59	41,75	41,92
Nombre de ménages (milliers)	3 323	3 373	3 422	3 471	3 517	3 560	3 601	3 642	3 682	3 720	3 757
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,6	48,0	45,0	45,0	44,0	43,0	42,0	40,7	39,6	38,3	37,1
Croissance du PIB (%)	2,6	1,0	0,0	3,2	4,0	3,5	3,0	2,8	2,8	2,8	2,7
Croissance du PIB manufacturier (%)	-0,3	-3,4	-6,0	5,0	6,0	5,0	3,5	3,5	3,5	3,5	2,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,9	1,6	1,2	2,6	3,5	3,2	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6
Revenu personnel disponible (%)	4,0	3,3	1,0	2,4	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,0
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,72	8,23	4,64	6,74	8,22	9,39	10,68	10,98	11,27	11,57	11,87
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	72,30	99,61	62,57	82,66	93,15	104,65	116,15	120,75	125,35	129,95	134,55

9

10 Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2017 sont supérieures de  
11 18,4 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante :  
12 63 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 19 % au secteur Général et  
13 Institutionnel, 11 % au secteur Domestique et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et  
14 2 % au secteur Autres.

15 Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour effet  
16 d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus abondante, ce  
17 qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des taux de croissance plus  
18 élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie d'une productivité accrue qui le  
19 rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher les opportunités d'affaires qui se  
20 présentent chez ses partenaires commerciaux, également en meilleure santé

1 économique. Les exportations du Québec sont donc plus fortes et contribuent à leur tour  
2 au renforcement de la croissance.

3 Pour le secteur Domestique et Agricole ainsi que le secteur Général et Institutionnel,  
4 c'est aux variables démographiques que l'on doit le plus gros de l'écart. Le reste  
5 provient des variables économiques et, au secteur Général et Institutionnel, des prix des  
6 combustibles.

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

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

### 13 **Présentation du scénario faible**

14 Le tableau qui suit présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario  
15 faible de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

16 **TABLEAU B.2**  
17 **PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES**  
18 **SCÉNARIO FAIBLE**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 686	7 751	7 800	7 843	7 880	7 909	7 935	7 958	7 979	7 998	8 016
Âge moyen (années)	40,07	40,30	40,54	40,79	41,06	41,35	41,64	41,92	42,20	42,48	42,74
Nombre de ménages (milliers)	3 323	3 373	3 413	3 446	3 474	3 501	3 526	3 551	3 576	3 600	3 623
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,6	41,0	35,0	28,0	25,0	24,0	23,0	25,0	24,5	24,1	22,7
Croissance du PIB (%)	2,6	1,0	-4,0	-1,0	1,7	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,1
Croissance du PIB manufacturier (%)	-0,3	-3,4	-15,0	-5,0	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,9	1,6	-0,8	0,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,4
Revenu personnel disponible (%)	4,0	3,3	-3,0	-1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,72	8,23	3,98	4,49	5,48	6,26	7,12	7,32	7,52	7,71	7,91
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	72,30	99,61	54,33	61,09	68,85	77,35	85,85	89,25	92,65	96,05	99,45

19



1 Les ventes prévues au scénario faible sont inférieures aux ventes prévues du scénario  
 2 moyen de 19,4 TWh. Cet écart se répartit de la manière suivante : 73 % au secteur  
 3 Industriel Grandes entreprises, 12 % au secteur Général et Institutionnel, 7 % au secteur  
 4 Domestique et Agricole, 6 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à  
 5 noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario fort,  
 6 mais ils agissent en sens inverse.

7 **TABLEAU B.3**  
 8 **SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
 9 **VENTES EN TWh**

	2007 <sup>1</sup>	2008 <sup>2</sup>	2009 <sup>3</sup>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017 TWh	tx annuel moyen
Scénario moyen	172,1	170,4	164,0	166,3	171,0	174,4	175,8	177,3	180,7	185,0	186,3	14,2	0,8%
Scénario fort	172,1	170,4	166,6	172,0	177,5	183,0	186,6	189,6	195,3	201,7	204,7	32,5	1,7%
Scénario faible	172,1	170,4	161,7	161,0	162,8	164,5	164,4	164,5	164,5	165,7	166,9	-5,2	-0,3%

<sup>1</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

<sup>2</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

<sup>3</sup> Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2009, normalisées pour les conditions climatiques.

10

11 **TABLEAU B.4**  
 12 **SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
 13 **BESOINS EN PUISSANCE EN MW**

	2006- 2007 <sup>1</sup>	2007- 2008 <sup>1</sup>	2008- 2009 <sup>1</sup>	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croissance 2006-2016 MW	tx annuel moyen
Scénario moyen	35 100	35 690	35 690	35 353	36 367	36 914	37 355	37 706	38 083	38 911	39 282	4 182	1,1%
Scénario fort	35 100	35 690	35 690	36 272	37 434	38 415	39 251	39 882	40 654	41 844	42 525	7 425	1,9%
Scénario faible	35 100	35 690	35 690	34 651	35 123	35 447	35 666	35 794	35 976	36 112	36 386	1 286	0,4%

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

14



## **ANNEXE C**

### **COMPARAISONS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**



1  
2  
3  
4

**TABLEAU C-1**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**  
**PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**  
**SCÉNARIO MOYEN (TWh)**

	2007 <sup>1,2</sup>	2008 <sup>3</sup>	2009 <sup>4</sup>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-17 TWh	tx annuel moyen
<b>Domestique et Agricole</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	59,2	61,1	62,2	61,5	61,8	62,4	62,5	62,8	63,2	64,0	64,2	5,0	0,8%
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	0,7%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,1	0,8	2,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	
<b>Général et Institutionnel</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	34,7	35,1	34,4	34,3	35,0	35,4	35,5	35,5	35,3	35,8	36,2	1,5	0,4%
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	1,1%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,5	0,2	-0,9	-1,4	-1,1	-1,1	-1,2	-1,5	-2,0	-2,0	-1,9	-2,4	
<b>Industriel PME</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	9,3	8,5	8,8	9,0	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5	0,2	0,2%
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	0,7%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,0	-0,7	-0,4	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	
<b>Industriel Grandes entreprises</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	63,8	60,6	53,4	56,3	59,8	62,1	63,3	64,3	67,5	70,4	70,9	7,1	1,1%
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	0,9%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	-0,3	-0,8	-10,4	-9,7	-6,7	-5,3	-4,6	-4,0	-1,4	0,9	1,1	1,4	
<b>Autres</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,5	5,5	0,4	0,7%
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	0,7%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>													
État d'avancement 2009 du Plan	172,1	170,4	164,0	166,3	171,0	174,4	175,8	177,3	180,7	185,0	186,3	14,2	0,8%
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	0,8%
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,3	-0,5	-9,6	-10,5	-7,1	-5,9	-5,4	-5,4	-3,3	-0,9	-0,6	-0,9	

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

2 Pour l'État d'avancement 2009 du Plan, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques. Incluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

3 Pour l'État d'avancement 2009 du Plan, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques. Excluant la portion des ventes publiées de 2008 se rapportant à 2007.

4 Pour l'État d'avancement 2009 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2009, normalisées pour les conditions climatiques.

5

1  
2  
3  
4

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

	2007 <sup>1,2</sup>	2008 <sup>1</sup>	2009 <sup>1</sup>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007-2017
<b>Consommation visée par le Plan</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	172,4	170,7	164,4	166,6	171,2	174,7	176,1	177,5	180,9	185,2	186,5	14,1
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	-0,4	-9,2	-10,4	-6,9	-5,6	-5,2	-5,1	-3,1	-0,6	-0,3	
<b>Pertes de distribution et de transport</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	12,8	13,2	12,3	12,5	12,8	13,1	13,2	13,3	13,6	13,9	14,0	1,2
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	0,4	-0,7	-0,8	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,2	0,0	0,0	
<b>Besoins visés par le Plan</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	185,3	183,8	176,8	179,0	184,1	187,8	189,3	190,8	194,4	199,1	200,5	15,2
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	-9,9	-11,1	-7,4	-6,1	-5,5	-5,5	-3,3	-0,7	-0,4	

<sup>1</sup> Pour l'État d'avancement 2009 du Plan, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

5

6  
7  
8  
9

**TABLEAU C-3**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 PRÉVISION DES**  
**BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**  
**SCÉNARIO MOYEN (MW)**

	2006- 2007 <sup>1,2</sup>	2007- 2008 <sup>1</sup>	2008- 2009 <sup>1</sup>	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	Croiss. 06-16
<b>Chauffage domestique et agricole</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	10 297	10 604	10 909	10 953	11 064	11 185	11 278	11 368	11 438	11 487	11 570	1 273
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	-40	20	316	240	253	288	309	337	345	367	378	
<b>Chauffage général et institutionnel</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	3 208	3 258	3 307	3 290	3 311	3 334	3 334	3 333	3 330	3 313	3 335	127
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	-52	-66	-26	-48	3	67	110	153	193	234	254	
<b>Eau chaude domestique et agricole</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	1 556	1 584	1 610	1 632	1 653	1 674	1 693	1 712	1 728	1 743	1 759	203
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	0	3	6	8	9	9	10	13	15	16	17	
<b>Industriel - PME</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	1 770	1 664	1 510	1 519	1 550	1 554	1 566	1 571	1 575	1 580	1 600	-170
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	299	211	50	52	75	68	67	57	43	28	31	
<b>Industriel - Grandes entreprises</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	7 769	7 739	6 798	6 735	7 404	7 654	7 845	7 954	8 104	8 721	8 797	1 028
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	-16	-6	-1 069	-1 443	-823	-665	-560	-512	-422	136	158	
<b>Autres usages</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	10 500	10 841	11 556	11 224	11 385	11 513	11 639	11 768	11 908	12 067	12 221	1 721
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	-191	-441	194	-307	-280	-271	-281	-290	-284	-250	-236	
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>												
État d'avancement 2009 du Plan	35 100	35 690	35 690	35 353	36 367	36 914	37 355	37 706	38 083	38 911	39 282	4 182
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	-1 498	-762	-504	-346	-242	-110	531	601	

<sup>1</sup> Pour l'État d'avancement 2009 du Plan, 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.

<sup>2</sup> 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.

10

**ANNEXE D**  
**LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU**  
**DISTRIBUTEUR**





1

Nom du fournisseur	Type de production	Localisation	Puissance (MW)	Date de début des livraisons
Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	350	1 <sup>er</sup> mars 2007
Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	250	1 <sup>er</sup> mars 2007
TransCanada Energy	Cogénération	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger	Biomasse	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 <sup>er</sup> juillet 2007
Bowater	Biomasse	Gatineau	12,4 à 16,7, selon le mois	2 avril 2006
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Baie-des-Sables	109,5	22 novembre 2006
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Anse-à-Valleau	100,5	10 novembre 2007
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Carleton	109,5	22 novembre 2008
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Les Méchins	150	Suspendu indéfiniment
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Montagne Sèche	58,5	1 <sup>er</sup> décembre 2011
Cartier-Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Gros Morne	100,5 111	1 <sup>er</sup> décembre 2011 1 <sup>er</sup> décembre 2012
Northland Power Inc.	Éolien	St-Ulric-St-Léandre	127,5 22,5	1 <sup>er</sup> décembre 2009 1 <sup>er</sup> décembre 2010
Northland Power Inc.	Éolien	Mont-Louis	100,5	1 <sup>er</sup> décembre 2011
Tembec Inc.	Biomasse	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
3Ci	Éolien	Des Moulins	156	1 <sup>er</sup> décembre 2011
Enerfin	Éolien	De L'Érable	100	1 <sup>er</sup> décembre 2011
Invenergy	Éolien	Le Plateau	138,6	1 <sup>er</sup> décembre 2011
St-Laurent Énergies	Éolien	Aganish	80	1 <sup>er</sup> décembre 2011
Kruger	Éolien	Ste-Luce	68	Suspendu indéfiniment
Kruger	Éolien	St-Rémi	100	1 <sup>er</sup> décembre 2012

St-Laurent Énergies	Éolien	Lac Alfred	150 150	1 <sup>er</sup> décembre 2012 1 <sup>er</sup> décembre 2013
St-Laurent Énergies	Éolien	Massif du Sud	150	1 <sup>er</sup> décembre 2012
Venterre	Éolien	New Richmond	66	1 <sup>er</sup> décembre 2012
Venterre	Éolien	St-Valentin	50	1 <sup>er</sup> décembre 2012
Boralex / SEC	Éolien	Seigneurie de Beaupré #2	132,6	1 <sup>er</sup> décembre 2013
Boralex / SEC	Éolien	Seigneurie de Beaupré #3	139,3	1 <sup>er</sup> décembre 2013
B&B VDK	Éolien	MRC La Matapédia	100	1 <sup>er</sup> décembre 2014
St-Laurent Énergies	Éolien	Rivière du Moulin	150 200	1 <sup>er</sup> décembre 2014 1 <sup>er</sup> décembre 2015
St-Laurent Énergies	Éolien	Clermont	74	1 <sup>er</sup> décembre 2015

1

## **ANNEXE E**

### **SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS DE 350 MW ET 250 MW AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**



Données annuelles	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Énergie différée (TWh)</b>	(2,1)	(4,2)	(3,8)	(2,9)	(2,5)	(3,1)	(3,4)	(2,6)	(1,0)	(2,2)	(1,4)	(0,7)	-	-	(0,1)	-	-	-	-	-
- Contrat de base de 350 MW	(1,4)	(2,6)	(2,3)	(1,9)	(1,8)	(2,0)	(2,2)	(1,9)	(1,0)	(1,7)	(1,4)	(0,7)	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrat cyclable de 250 MW	(0,6)	(1,7)	(1,5)	(1,0)	(0,7)	(1,1)	(1,2)	(0,7)	-	(0,5)	-	-	-	-	(0,1)	-	-	-	-	-
<b>Énergie rappelée (TWh)</b>	-	-	-	0,8	0,9	0,6	0,6	1,2	2,6	2,0	2,5	2,9	3,4	4,1	4,5	3,7	-	-	-	-
- Contrat de base de 350 MW	-	-	-	0,8	0,9	0,6	0,6	1,2	2,2	1,7	2,1	2,3	2,8	3,4	2,3	-	-	-	-	-
- Contrat cyclable de 250 MW	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7	2,2	3,7	-	-	-	-
<b>Taux de livraison annuel majoré (MW)</b>	600	600	600	695	708	674	670	732	895	831	885	931	990	1 069	1 110	1 025	600	600	600	600
- Contrat de base de 350 MW	350	350	350	445	458	424	420	482	595	544	586	615	665	736	611	350	350	350	350	350
- Contrat cyclable de 250 MW	250	250	250	250	250	250	250	250	300	287	299	316	325	333	498	675	250	250	250	250
<b>Solde du compte d'énergie différée 31 décembre de chaque année (TWh)</b>	au	2,1	6,3	10,1	12,1	13,7	16,1	18,9	20,3	18,7	18,9	17,8	15,7	12,2	8,1	3,7	-	-	-	-
- Contrat de base de 350 MW		1,4	4,0	6,3	7,4	8,2	9,6	11,2	11,9	10,7	10,7	10,0	8,4	5,7	2,3	-	-	-	-	-
- Contrat cyclable de 250 MW		0,6	2,3	3,8	4,7	5,4	6,5	7,7	8,5	8,0	8,2	7,8	7,2	6,6	5,8	3,7	-	-	-	-

Données mensuelles	janv	fév	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc	Annuel
<b>Utilisation des conventions d'énergie différée en 2008</b>													
<b>Énergie différée (TWh)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26	0,00	0,14	<b>1,43</b>
- Contrat cyclable de 250 MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,11	0,11	0,11	0,11	0,19	0,00	0,00	<b>0,63</b>
<b>Taux de livraison mensuel réduit (MW)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0	350	150	
- Contrat cyclable de 250 MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	100	100	100	100	0	250	250	
<b>Utilisation des conventions d'énergie différée en 2009</b>													
<b>Énergie différée (TWh)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	0,00	0,00	0,26	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26	0,25	0,25	<b>2,56</b>
- Contrat cyclable de 250 MW	0,00	0,00	0,19	0,18	0,19	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,00	<b>1,65</b>
<b>Taux de livraison mensuel réduit (MW)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	350	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- Contrat cyclable de 250 MW	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	
<b>Utilisation des conventions d'énergie différée en 2010</b>													
<b>Énergie différée (TWh)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	0,00	0,00	0,26	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26	0,25	0,00	<b>2,31</b>
- Contrat cyclable de 250 MW	0,00	0,00	0,04	0,18	0,19	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,00	<b>1,50</b>
<b>Taux de livraison mensuel réduit (MW)</b>													
- Contrat de base de 350 MW	350	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	
- Contrat cyclable de 250 MW	250	250	200	0	0	0	0	0	0	0	0	250	



## **ANNEXE F**

# **ÉTUDES D'IMPACT SUR L'INTÉGRATION DES ÉOLIENNES**





1 **Contexte**

2 Depuis la signature des premiers contrats d’approvisionnement en énergie éolienne, Hydro-  
3 Québec a entrepris des démarches dans le but d’étudier les différents impacts de cette  
4 production sur son réseau ainsi que les pratiques d’intégration permettant de tirer le  
5 maximum de valeur à partir de cette source d’énergie.

6 À cet effet, un comité technique de travail regroupant le Distributeur, le Producteur, le  
7 Transporteur ainsi que l’IREQ a été formé afin d’identifier les grands enjeux relativement à  
8 l’intégration de la production éolienne au réseau et de procéder aux études requises.

9 Lors de l’analyse du Plan, les principaux enjeux de l’intégration éolienne avaient été  
10 identifiés et un balisage des études menées sur ces enjeux a été déposé. La décision de la  
11 Régie sur le Plan comportait par ailleurs des exigences quant au dépôt des études sur  
12 l’impact des 3 000 MW d’éoliennes sur le réseau.

13 **Études réalisées**

14 Les études menées par Hydro-Québec ont porté sur l’impact de la production éolienne sur  
15 les services énumérés dans l’*Entente concernant les services nécessaires et généralement*  
16 *reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l’approvisionnement patrimonial* (ci-après  
17 l’Entente).

18 Cinq des services décrits dans cette entente sont potentiellement affectés par la production  
19 éolienne. Les impacts sur l’un d’entre eux, le réglage de tension, peuvent être gérés par des  
20 pratiques appropriées en matière de raccordement au réseau. Il n’a donc pas été abordé  
21 par les études réalisées. Les quatre autres études portent sur les services suivants :

22

Titre du service visé (référence à l'Entente)	Titre de l'étude
Planification des ressources en puissance (annexe A – service #1 de l'Entente)	Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution
Réglage de fréquence (annexe A – service #3 de l'Entente)	Impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence
Réglage de production (annexe A – service #6 de l'Entente)	Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivi de la charge)
Provision pour écart de prévision court terme de la demande (annexe B de l'Entente)	Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de la prévision de la production éolienne

1

2 **Principales sources d'information**

3 Les conclusions de ces études reposent sur la meilleure information disponible à ce jour.  
4 Ainsi, lorsque des données de production éolienne étaient requises, les séries historiques  
5 de production éolienne reconstituées ont été utilisées. Des rapports portant spécifiquement  
6 sur la construction de ces séries ont déjà été déposés à la Régie.

7 Les séries historiques reconstituées ont, dans le cas de l'étude sur la contribution en  
8 puissance, été complétées par des analyses plus approfondies sur des périodes historiques  
9 critiques. Cette dernière étude comporte d'ailleurs toutes les explications pertinentes à ce  
10 sujet.

11 Lorsque des données de charge étaient requises, celles provenant de la prévision de la  
12 demande pour l'horizon 2016, basée sur l'information disponible en mai 2009, ont été  
13 utilisées. À cet horizon, l'ensemble des parcs éoliens des deux premiers appels d'offres  
14 seront en service.

15 Les quatre études sont déposées simultanément avec l'État d'avancement.

## **ANNEXE G**

### **ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**



1 Afin de donner suite aux audiences sur le Plan, le Distributeur a mandaté la firme London  
2 Economics de Boston afin de réaliser une étude de marché sur les Certificats d'énergie  
3 renouvelables (CER) dans les états du Massachussetts et du Connecticut. Les principaux  
4 objectifs de cette étude étaient les suivants :

- 5 ○ Décrire les règles de fonctionnement du marché des CER au Massachussetts et au  
6 Connecticut;
- 7 ○ Établir des prévisions de prix des CER sur ces marchés pour la période 2010-2013  
8 sur la base de l'évolution anticipée de l'offre et la demande dans ces états;
- 9 ○ Évaluer l'impact sur le prix des CER, de l'injection d'une capacité de production  
10 additionnelle de 200 à 500 MW<sup>1</sup> annuellement.

11 Les CER regroupent l'ensemble des attributs environnementaux et sociaux associés à un  
12 MWh d'énergie renouvelable, incluant les réductions d'émissions de GES. La demande pour  
13 les CER au Massachussetts et au Connecticut résulte de l'imposition, par ces états,  
14 d'exigences minimales en termes de contenu d'énergie renouvelable dans le portefeuille  
15 d'approvisionnement des distributeurs d'électricité («Renewable Portfolio Standard», ou  
16 RPS).

17 Il importe de rappeler que les principaux motifs qui ont sous-tendu l'imposition des RPS par  
18 les états qui s'en sont dotés sont d'une part, la réduction des impacts environnementaux liés  
19 à l'utilisation de combustibles fossiles et d'autre part, une volonté d'encourager le  
20 développement des énergies renouvelables sur leur territoire tout en stimulant les  
21 investissements dans l'économie locale et régionale. L'objectif d'assurer le développement  
22 économique des états est à la base de l'adoption des RPS et de l'existence des marchés de  
23 CER.

24 Dans ce contexte et compte tenu de la faible taille de ces marchés, le développement de  
25 projets d'énergie renouvelable dans ces marchés pourrait être entravé par l'introduction  
26 massive d'énergie renouvelable importée. Par conséquent, toute stratégie de pénétration de  
27 ce marché pour un fournisseur localisé à l'extérieur de ces états doit tenir compte de cette

---

<sup>1</sup> Capacité de production éolienne à 35 % de facteur d'utilisation (FU).

1 réalité qui comporte un risque non négligeable d'imposition de mesures d'exclusion visant à  
2 limiter l'accès au marché pour les fournisseurs externes.

3 À cet égard, les autorités réglementaires du Massachusetts ont récemment adopté des  
4 mesures plus restrictives susceptibles d'affecter la participation des ressources externes au  
5 RPS de l'état. En vertu de ces nouvelles exigences, les ressources renouvelables non-  
6 intermittentes, comme les centrales à la biomasse, doivent, pour se qualifier au MASS RPS,  
7 vendre leur puissance installée en Nouvelle-Angleterre. En ce qui concerne les ressources  
8 intermittentes, comme la production éolienne, leur puissance installée ne peut être engagée  
9 dans la zone de contrôle où elles sont localisées. Ces nouvelles exigences contribuent à  
10 limiter l'accès de ce marché aux ressources externes.

11 Les principaux résultats de l'étude de London Economics sont :

- 12 ○ L'augmentation récente de l'offre d'énergie renouvelable associée à la réduction de  
13 la consommation d'énergie électrique en Nouvelle-Angleterre se traduit par des prix  
14 de CER à la baisse en 2009 par rapport aux niveaux observés au cours des années  
15 précédentes. Le prix moyen des CER pour 2009 devrait se situer à un peu plus de  
16 30 \$US/MWh;
- 17 ○ En situation de statu quo (i.e. évolution anticipée de l'offre et de la demande de CER  
18 uniquement sur la base des projets connus du marché), le prix des CER s'établirait à  
19 environ 19 \$US/MWh en moyenne en 2010. Le prix est appelé à diminuer  
20 significativement en 2011, pour s'établir à un creux de 11 \$US/MWh avant de  
21 remonter par la suite à 15 \$US/MWh en 2012 et 26 \$US/MWh en 2013. Selon ce  
22 scénario, seuls les projets ayant déjà obtenu un avis favorable à leur demande  
23 d'interconnexion au réseau de ISO-NE ont été considérés dans l'analyse. Aucune  
24 augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable n'a été considérée  
25 après 2012;
- 26 ○ Selon le scénario 2, qui sous-tend l'injection des CER associés à une capacité de  
27 production additionnelle de 200 MW<sup>2</sup> en 2010 et par la suite d'une injection  
28 supplémentaire de 100 MW par année à compter de 2011 pour un total de 500 MW

---

<sup>2</sup> Capacité de production éolienne à 35 % de facteur d'utilisation (FU).

1 à l'horizon 2013, une diminution du prix des CER serait observable dès 2010. Selon  
2 ce scénario, le prix des CER s'établirait à 16 \$US/MWh en moyenne en 2010 et  
3 chuterait à environ 1 \$US/MWh en 2011 avant de remonter progressivement pour  
4 atteindre 8 \$US/MWh en 2012 et 15 \$US/MWh en 2013.

5 En dépit des quantités relativement limitées de puissance associées au scénario 2, les  
6 prévisions de London Economics laissent entrevoir un impact à la baisse relativement  
7 marqué sur le prix de CER. Cette situation s'explique en bonne partie par la faible  
8 profondeur de ce marché. En effet, selon le scénario considéré, l'injection de 200 MW de  
9 puissance éolienne dans le marché pourrait suffire à elle seule à combler près de 15 % des  
10 besoins de CER des états du Massachussetts et du Connecticut en 2010 et plus de 20 % en  
11 2013.

12 Dans cette perspective, le Distributeur entend adopter une stratégie de commercialisation  
13 des CER associés à son portefeuille d'énergie renouvelable axée sur la prudence afin de  
14 limiter les risques réglementaires et commerciaux. Ce plan d'actions s'articulera autour des  
15 actions suivantes:

16 ***Plan d'actions à court terme***

- 17 ○ Mise en place du véhicule contractuel approprié pour la mise en marché des CER  
18 durant les périodes de surplus permettant à Hydro-Québec Production  
19 d'entreprendre les démarches de certification des parcs éoliens.<sup>3</sup> Les démarches de  
20 certification seront entreprises de façon progressive, afin de ne pas perturber le  
21 marché. Finalement, les revenus découlant de la vente de CER seront partagés  
22 entre les parties;
- 23 ○ Les CER commercialisés dans le cadre de cette entente seront uniquement associés  
24 aux surplus résiduels disponibles pour fin de revente, après suspension des  
25 livraisons à la centrale de Bécancour et la mise en application des ententes  
26 d'énergie différée;

---

<sup>3</sup> Conformément à la décision D-2008-133 de la Régie, page 44.

- 1       ○ Hydro-Québec Production déploiera les meilleurs efforts, sujet à ses stratégies  
2       commerciales, afin de maximiser les quantités de CER mis en marché durant les  
3       heures où des surplus du Distributeur sont observés;
- 4       ○ Les parties conviendront des ajustements à l'entente d'intégration éolienne ou d'une  
5       autre entente si nécessaire afin d'assurer la reconnaissance des CER sur les  
6       marchés visés.

7       ***Plan d'actions à plus long terme***

8       Un autre débouché potentiel pour la valorisation des attributs environnementaux associés à  
9       la production d'énergie renouvelable est la commercialisation de crédits de réduction  
10      d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Le développement du marché pour les crédits  
11      de réduction de GES est intimement lié à l'évolution des réglementations canadienne et  
12      québécoise en matière d'émissions atmosphériques.

13     Le Distributeur continuera de suivre de près l'évolution de la réglementation canadienne sur  
14     les émissions atmosphériques et appuiera les efforts de représentation déjà amorcés par  
15     l'entreprise auprès du gouvernement canadien et des représentants de l'industrie éolienne  
16     afin de s'assurer de l'éligibilité des parcs éoliens et des centrales de cogénération à la  
17     biomasse sous contrat, advenant l'implantation d'un système de crédits compensatoires au  
18     Canada. Il effectuera également un suivi de l'évolution de la réglementation québécoise,  
19     notamment les développements du projet de loi no 42 sur la réduction des émissions de  
20     GES qui vise, entre autres, à doter le Québec d'un système de plafonnement et d'échange.



## **ANNEXE H**

# **SUIVI DES DÉMARCHES QUANT À LA RECONNAISSANCE SUR LES MARCHÉS DES CER DES CENTRALES À LA BIOMASSE (KRUGER ET BOWATER)**



1 Tel qu'indiqué à la Régie, des démarches ont été amorcées en 2008 en vue de faire  
2 reconnaître l'énergie produite par la centrale de cogénération à la biomasse de Kruger à  
3 Bromptonville aux portefeuilles d'énergie renouvelable des états du Massachussetts et du  
4 Connecticut. L'obtention de cette qualification est un préalable à la commercialisation des  
5 attributs environnementaux sous forme de CER dans ces états. Par la suite, et en fonction  
6 des résultats obtenus pour la centrale de Bromptonville, le Distributeur a fait part de son  
7 intention de poursuivre des démarches similaires pour la centrale d'Abitibi-Bowater à  
8 Gatineau.

9 Le processus de qualification des centrales d'énergie renouvelable est plus complexe dans  
10 le cas des centrales de cogénération à la biomasse que dans le cas des parcs éoliens, ce  
11 qui entraîne généralement un processus de qualification plus long et dont l'issue est plus  
12 incertaine. Cet élément de complexité tient principalement au fait que les centrales à la  
13 biomasse sont soumises à des exigences additionnelles sur le plan des combustibles  
14 utilisés pour la production d'électricité ainsi que sur le plan de leurs émissions  
15 atmosphériques.

#### 16 ***Éligibilité des combustibles***

17 Les combustibles généralement admis en vertu des législations du Massachussetts pour  
18 des centrales de cogénération à la biomasse forestière doivent correspondre à la définition  
19 de biomasse forestière solide dérivée de l'industrie de la forêt et de la transformation de  
20 produits forestiers. Cette biomasse inclut des produits tels que les résidus de la coupe de  
21 bois, les écorces, les copeaux, les palettes et les déchets de bois nettoyé de tout autre  
22 rebut. En ce qui concerne le Connecticut, les combustibles utilisés doivent, pour pouvoir se  
23 qualifier, être constitués de biomasse cultivée et récoltée de façon durable.

24 Certains combustibles, notamment ceux provenant de l'industrie des pâtes et papiers, ne  
25 sont pas expressément mentionnés dans cette définition. Par conséquent, des démarches  
26 supplémentaires sont en cours afin d'en vérifier l'admissibilité. Les résultats de ces  
27 démarches pourraient se traduire par la non-reconnaissance ou par la reconnaissance de  
28 seulement une fraction de la production d'électricité de la centrale aux fins de ces  
29 programmes.

1 ***Émissions atmosphériques des centrales***

2 L'une des exigences importantes de qualification aux fins des programmes du  
3 Massachusetts et du Connecticut est le respect de normes d'émissions atmosphériques  
4 préétablies, notamment en matière d'oxydes d'azote (NOx). De plus, le suivi et, le cas  
5 échéant, le contrôle de ces émissions, peuvent entraîner des coûts additionnels substantiels  
6 en termes d'investissement et de dépenses d'exploitation. Ces démarches ont également  
7 été entreprises et des discussions informelles avec les autorités réglementaires sont en  
8 cours.