

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2011
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020**

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

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS.....	4
1.1. CONTEXTE.....	4
1.2. FAITS SAILLANTS	5
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	7
2.1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	7
2.1.1. <i>Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation.....</i>	<i>7</i>
2.1.2. <i>Prévision des besoins en énergie.....</i>	<i>10</i>
2.1.3. <i>Prévision en puissance - par usage final.....</i>	<i>11</i>
2.1.4. <i>Efficacité énergétique et moyens de gestion de la consommation.....</i>	<i>12</i>
2.2. ALÉAS DE LA DEMANDE	13
3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION.....	15
3.1. CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS.....	15
3.2. CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION	16
3.3. MOYENS SPÉCIFIQUES POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE.....	17
3.4. GESTION DE LA CONSOMMATION.....	18
4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS	19
4.1. BESOINS EN ÉNERGIE.....	19
4.2. BESOINS EN PUISSANCE.....	21
4.2.1. <i>Critère de fiabilité en puissance.....</i>	<i>21</i>
4.2.2. <i>Taux de réserve requise.....</i>	<i>21</i>
4.2.3. <i>Traitement de l'incertitude.....</i>	<i>21</i>
4.2.4. <i>Bilan en puissance.....</i>	<i>22</i>
5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE	25
5.1. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR	25
5.2. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR	26
6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	27
ANNEXE A SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	29
ANNEXE B SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	33
ANNEXE C COMPARAISONS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020.....	38
ANNEXE D LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR.....	41
ANNEXE E SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE.....	45

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^{er} novembre de la première et de la seconde année
5 suivant celle de son dépôt.

6 Le 1^{er} novembre 2010, le Distributeur a soumis son quatrième plan d'approvisionnement
7 pour l'horizon 2011-2020 (ci-après le Plan), lequel a été approuvé le 27 octobre 2011.
8 Le présent état d'avancement constitue le premier suivi de ce Plan. Il fait état des
9 résultats atteints depuis le dépôt du Plan et de la suffisance des approvisionnements sur
10 l'horizon 2011-2020. À cet égard, une mise à jour de la prévision des besoins en énergie
11 et en puissance est présentée, de même que le scénario de référence des moyens
12 déployés pour les combler. Il intègre les éléments qui ont marqué la planification des
13 approvisionnements ainsi que les actions entreprises par le Distributeur depuis le dépôt
14 du Plan d'approvisionnement 2011-2020. À ce titre, notons les événements suivants :

15 **Le 30 juin 2011** Le Distributeur transmet à la Régie la demande
16 d'approbation pour réaliser la phase 1 du projet de lecture à
17 distance (projet LAD) (R-3770-2011).

18 **Le 21 juillet 2011** Le Distributeur transmet à la Régie la demande
19 d'approbation de douze contrats d'approvisionnement
20 découlant de l'appel d'offres A/O 2009-02, pour l'achat
21 d'énergie éolienne (R-3774-2011).

22 **Le 22 juillet 2011** Le Distributeur transmet à la Régie la demande
23 d'approbation de l'Entente globale de modulation (EGM) (R-
24 3775-2011).

25 **Le 2 août 2011** Approbation par la Régie de l'entente relative à la
26 suspension temporaire des activités de production
27 d'électricité de la centrale de TransCanada Energy (TCE)
28 pour 2012 (D-2011-110).

- 1 **Le 26 octobre 2011** Adoption par le gouvernement du Québec du décret
2 concernant le Règlement sur l'énergie produite par
3 cogénération à la biomasse forestière résiduelle.
- 4 **Le 27 octobre 2011** Approbation par la Régie du Plan d'approvisionnement
5 2011-2020 (D-2011-162).

1.2. Faits saillants

6 ***Prévision de la demande***

7 La prévision de la demande présentée dans l'État d'avancement 2011 se fonde sur celle
8 du dossier tarifaire 2012-2013 du Distributeur excepté pour les ventes associées au
9 projet potentiel d'expansion industrielle de 500 MW dans l'industrie de l'aluminium. Par
10 rapport au Plan d'approvisionnement, ce projet est reporté d'un an.

11 Le Distributeur prévoit que les besoins en énergie pour l'année 2011 seront de
12 184,5 TWh, soit 0,3 TWh de moins que ceux prévus au Plan d'approvisionnement 2011-
13 2020. Les besoins en énergie normalisés de l'année 2011 montrent une décroissance
14 de 0,5 TWh par rapport à ceux de l'année 2010.

15 En puissance, les besoins prévus pour l'hiver 2011-2012 sont de 36 835 MW, soit
16 pratiquement l'équivalent de la pointe normalisée de l'hiver précédent. Par rapport au
17 Plan d'approvisionnement 2011-2020, la prévision des besoins en puissance de l'hiver
18 2011-2012 est révisée à la baisse d'environ 400 MW.

19 Sur la période 2011-2020, la diminution cumulative des besoins annuels en énergie par
20 rapport au Plan d'approvisionnement est de près de 16 TWh. En puissance, l'écart
21 annuel moyen des besoins à la pointe d'hiver par rapport au Plan d'approvisionnement
22 est d'un peu plus de 70 MW au-delà de l'hiver 2011-2012.

23 ***Stratégie d'approvisionnement***

24 La baisse des besoins en énergie, plus importante que celle prévue lors du Plan
25 d'approvisionnement 2011-2020, nécessite un redéploiement des moyens dont dispose
26 le Distributeur.

27 Compte tenu de la baisse additionnelle des besoins, le Distributeur retient, à des fins de
28 planification, la suspension des livraisons de la centrale de TCE située à Bécancour
29 jusqu'au 31 décembre 2015, soit un an de plus que ce qui était retenu dans le Plan

1 d'approvisionnement 2011-2020. Aussi, tel qu'annoncé dans le Plan, le Distributeur
2 maintient l'hypothèse que la centrale de TCE pourrait être utilisée uniquement pour
3 assurer le comblement de besoins d'hiver, à compter de l'hiver 2016.

4 En outre, pour s'assurer que le compte d'énergie différée soit ramené à zéro à l'horizon
5 2027, le Distributeur accroît le recours aux conventions d'énergie différée (les
6 Conventions) en favorisant davantage le comblement de ses besoins en période d'hiver
7 sur l'horizon de planification couvert par les Conventions et maintient la stratégie qui
8 consiste à cycler l'énergie du contrat de 250 MW avec Hydro-Québec Production (le
9 Producteur), plutôt que de la différer.

10 Enfin, compte tenu de la diminution des besoins de puissance, notamment au cours de
11 l'hiver 2016 suite à la révision de la date d'entrée en service d'un projet d'expansion
12 dans l'industrie de l'aluminium, le lancement d'un appel d'offres pour le comblement de
13 besoins de puissance de long terme n'est pas requis d'ici le dépôt du prochain Plan
14 d'approvisionnement.

15 Par ailleurs, lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur
16 mentionnait que des dépassements aux balises inscrites à l'Entente sur les services
17 complémentaires étaient constatés. Dans le cadre de l'EGM, le Distributeur a négocié et
18 soumis une entente qui couvre les impacts de la production variable, plus
19 particulièrement la production éolienne, sur les services complémentaires. Les services
20 concernés sont: le service de réglage de production (suivi de la charge) et le service de
21 provision pour aléas. Pour ce qui est des dépassements qui seraient attribuables à la
22 croissance de la charge, les impacts seront présentés lorsque des évaluations seront
23 disponibles.

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 2012-2013 du Distributeur. Toutefois, cette prévision a été
3 actualisée sur la base des informations plus récentes.

4 D'une part, la prévision des ventes de l'année 2011 prend en compte les ventes publiées
5 des mois de mai, juin et juillet. Au cours de ces mois, les ventes au secteur Résidentiel
6 et agricole ont été plus fortes que ce qui avait été escompté. En revanche, les ventes
7 aux secteurs Commercial et institutionnel et Industriel Petites et moyennes entreprises
8 ont été légèrement plus faibles. En raison des incertitudes liées au contexte économique
9 actuel, le Distributeur juge prématuré de revoir le positionnement de la prévision à ces
10 secteurs pour l'année 2012.

11 À plus long terme, le scénario moyen du présent état d'avancement repose sur la
12 prévision utilisée pour le dossier tarifaire 2012-2013 excepté pour le projet potentiel
13 d'expansion industrielle de 500 MW dans l'aluminium. Par rapport au Plan
14 d'approvisionnement 2011-2020, ce projet est reporté d'un an et la prise en compte du
15 Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques du gouvernement du Québec vient
16 rehausser les ventes d'électricité de +0,7 TWh à l'horizon 2020.

17 Les principales variables économiques, démographiques et énergétiques, sous-jacentes
18 à la prévision de la demande, sont présentées à l'annexe A. Les scénarios faible et fort
19 encadrant la prévision de la demande se trouvent à l'annexe B. Enfin, l'annexe C
20 compare le scénario moyen de prévision de la demande à celui du Plan. La section
21 suivante présente le scénario moyen de la prévision de l'État d'avancement 2011 du
22 Plan d'approvisionnement 2011-2020.

2.1. Prévision de la demande d'électricité au Québec

2.1.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

23 En 2020, les ventes d'électricité devraient s'élever à 183,5 TWh, soit une baisse de
24 -1,0 TWh par rapport à celles prévues au Plan d'approvisionnement 2011-2020. La
25 prévision des ventes est présentée ci-après par secteurs de consommation, ainsi qu'au
26 tableau 2.1.1.

1 **a) Résidentiel et agricole**

2 Au secteur Résidentiel et agricole, la révision de la prévision, par rapport au Plan
3 d'approvisionnement 2011-2020, implique une hausse de +0,2 TWh à terme. Elle
4 s'explique principalement par la prise en compte du Plan d'action 2011-2020 sur les
5 véhicules électriques du gouvernement du Québec (+0,7 TWh). La révision à la hausse
6 de la formation de ménages prévue (+0,5 TWh) et le reclassement de clients en 2011 du
7 secteur Commercial et institutionnel (+0,1 TWh), qui a un effet sur tout l'horizon de
8 prévision, compensent en partie les variations liées au plan global en efficacité
9 énergétique (-0,5 TWh) et un positionnement prudent en lien avec l'activité économique
10 (-0,4 TWh).

11 **b) Commercial et institutionnel**

12 Au secteur Commercial et institutionnel, la prévision est revue à la baisse par rapport au
13 Plan d'approvisionnement 2011-2020, soit -1,2 TWh en 2020. La principale explication
14 de cette révision à la baisse provient du reclassement de clients du secteur Commercial
15 et institutionnel vers le secteur Industriel PME et vers le secteur Résidentiel et agricole,
16 équivalant à 1 TWh en 2011, qui a un impact sur les ventes jusqu'à la fin de l'horizon de
17 prévision. De plus, la révision à la baisse de la croissance économique et l'actualisation
18 des paramètres du modèle avec les résultats des derniers sondages engendrent une
19 révision à la baisse des ventes de -0,7 TWh en 2020. En revanche, les économies
20 d'énergie, découlant des interventions déployées dans ce secteur, sont inférieures de
21 0,7 TWh à celles du Plan d'approvisionnement 2011-2020, ce qui vient réduire d'autant
22 l'écart. Dans une moindre mesure, les ventes moins importantes que prévues en 2011
23 (-0,4 TWh) et la révision à la hausse de la population prévue (+0,3 TWh) complètent
24 l'explication des changements apportés à la prévision.

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

26 Bien qu'elles soient revues à la hausse de +1,4 TWh par rapport au Plan
27 d'approvisionnement 2011-2020, les ventes d'électricité aux petites et moyennes
28 entreprises (PME) du secteur Industriel stagnent sur la période 2011-2020. Les effets
29 des ajustements structurels que subit le secteur manufacturier ainsi que les ventes plus
30 faibles qu'anticipées en 2011 occasionnent, en 2020, une révision à la baisse des
31 ventes de -0,3 TWh. Cette révision est largement compensée par le reclassement de
32 clients du secteur Commercial et institutionnel vers le secteur Industriel PME (+0,9 TWh)

1 et par la révision des impacts découlant de la réforme des tarifs généraux : aucun
2 transfert entre le secteur Industriel PME et l'Industriel Grandes entreprises (+0,8 TWh).

3 **d) Industriel Grandes entreprises**

4 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon
5 2020 est revue significativement à la baisse de -1,5 TWh par rapport au Plan
6 d'approvisionnement 2011-2020. La plus forte croissance anticipée dans le secteur des
7 mines (révision à la hausse de +3,4 TWh en 2020 par rapport au Plan) ne parvient pas à
8 contrebalancer les moins bonnes perspectives dans les autres secteurs industriels. Bien
9 que l'activité semble plus soutenue dans le secteur des pâtes et papiers en 2011 par
10 rapport à ce qui avait été prévu lors du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la
11 prudence demeure de mise et les provisions pour fermetures ont été majorées dans ce
12 secteur (-0,7 TWh à l'horizon 2020). Les ventes associées aux projets de la filière
13 silicium ont aussi été retranchées de la prévision (-1,5 TWh). De plus, la prévision des
14 ventes au secteur de la fonte et affinage est revue à la baisse de -1,6 TWh en 2020 en
15 raison d'une plus grande prudence dans la réalisation de certains projets. Les ventes
16 associées au développement industriel dans l'aluminium représentant 500 MW ont été
17 repoussées d'un an par rapport à la prévision du Plan d'approvisionnement 2011-2020,
18 soit en 2016 plutôt qu'en 2015. Toutefois, cette révision n'a de réel impact sur les ventes
19 d'électricité au Québec que pour les années 2015 et 2016.

20 En outre, l'impact découlant de la réforme des tarifs généraux a été révisé, ce qui
21 occasionne une révision à la baisse de la prévision de -0,8 TWh à l'horizon 2020.

22 **e) Autres**

23 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution
24 municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public,
25 est revue à la hausse de +0,1 TWh à l'horizon 2020 par rapport au Plan
26 d'approvisionnement 2011-2020.

1
2
3

TABLEAU 2.1.1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)

	2010 ¹	2011 ²	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020 TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,2	64,2	64,6	64,8	65,1	65,8	66,7	67,0	67,7	68,3	69,0	6,9	1,1%
Commercial et institutionnel	34,7	33,8	34,7	35,1	34,9	34,7	34,9	34,8	34,7	34,7	34,8	0,1	0,0%
Industriel PME	8,7	9,5	9,5	9,7	9,7	9,6	9,6	9,5	9,5	9,5	9,5	0,7	0,8%
Industriel Grandes entreprises	59,8	57,8	57,1	57,6	58,3	60,0	63,1	63,7	64,3	64,3	64,6	4,8	0,8%
Alumineries	25,1	23,8	23,2	23,7	24,1	25,1	28,2	28,6	28,8	29,1	29,6	4,5	1,7%
Pâtes et papiers	15,2	13,8	13,1	12,5	12,1	11,9	11,1	10,7	10,6	10,4	10,0	-5,2	-4,1%
Pétrole et chimie	6,0	5,8	5,5	5,3	5,3	5,2	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0	-1,0	-1,9%
Mines	2,7	3,4	3,8	4,5	5,1	5,9	6,6	7,4	8,0	8,2	8,3	5,6	12,0%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,7	7,7	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6	8,7	1,0	1,2%
Autres	3,2	3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	-0,2	-0,5%
Autres	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	0,3	0,6%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,6	170,6	171,4	172,5	173,5	175,6	179,8	180,6	181,7	182,3	183,5	12,9	0,7%

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2011, normalisées pour les conditions climatiques.

4
5

2.1.2. Prévion des besoins en énergie

6 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2.1.2, sont composés de
7 la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues (7,7 %
8 pour les années 2012 et suivantes) sur les réseaux de distribution et de transport. Ce
9 taux global de pertes correspond à la moyenne des taux de pertes normalisées des trois
10 années complètes les plus récentes et il est supérieur de 0,2% à celui du Plan
11 d'approvisionnement 2011-2020.

12
13
14

TABLEAU 2.1.2
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020 TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévion des ventes	170,6	170,6	171,4	172,5	173,5	175,6	179,8	180,6	181,7	182,3	183,5	12,9	0,7%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,1	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	
= Consommation visée par le Plan	170,9¹	170,9¹	171,6	172,7	173,6	175,7	179,9	180,7	181,8	182,4	183,6	12,6	0,7%
+ Pertes de distribution et de transport	13,7	13,3	13,2	13,3	13,4	13,5	13,9	13,9	14,0	14,0	14,1	0,4	0,3%
= Besoins visés par le Plan	184,7	184,2	184,8	186,0	187,0	189,2	193,8	194,6	195,8	196,5	197,7	13,0	0,7%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2011)	-4,4	0,3											
Valeurs réelles													
Besoins visés par le Plan	180,3	184,5											

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité d'environ 0,07 TWh pour l'année 2010 et 0,08 TWh pour l'année 2011 d'énergie interrompue en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interrompue (Distributeur).

15

2.1.3. Prévision en puissance - par usage final

1 Par rapport au Plan d'approvisionnement 2011-2020, les besoins en puissance prévus
2 montrent des écarts se situant entre -400 MW à l'hiver 2011-2012 et +400 MW à l'hiver
3 2019-2020.

4 La baisse des ventes prévue au secteur Industriel Grandes entreprises se traduit par
5 des écarts allant de -130 MW à -654 MW pour les hivers 2011-2012 et suivants. Ces
6 écarts découlent essentiellement de la majoration des provisions pour fermetures au
7 secteur des pâtes et papiers et d'une révision à la baisse de la prévision pour les
8 alumineries, dont une baisse plus importante pour l'hiver 2015-2016 reflétant le report
9 d'un an du projet potentiel d'expansion de 500 MW. En contrepartie, l'augmentation de la
10 prévision du chauffage des locaux, notamment au secteur Commercial et institutionnel,
11 produit une hausse des besoins en puissance pour cet usage atteignant près de
12 800 MW à l'hiver 2019-2020. Cette augmentation des besoins de chauffage compense,
13 et même renverse pour certains hivers, la baisse des besoins en puissance du secteur
14 Industriel Grandes entreprises.

15 Le tableau 2.1.3 fournit la prévision par usages ainsi que la contribution de chacun des
16 usages à la croissance des besoins en puissance entre les hivers 2009-2010 et
17 2019-2020.

18
19
20

TABLEAU 2.1.3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (EN MW)

	Part à l'hiver 2009-2010	Croissance 2009-2019											Taux annuel moyen	Part dans la croiss.	
		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020			MW
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹															
Chauffage résidentiel et agricole	30%	10 990	11 189	11 399	11 550	11 685	11 814	11 943	12 118	12 268	12 395	12 486	1 496	1,3%	35%
Chauffage commercial et institutionnel	9%	3 394	3 466	3 544	3 629	3 685	3 742	3 748	3 748	3 743	3 739	3 739	345	1,0%	8%
Eau chaude résidentiel et agricole	5%	1 743	1 768	1 791	1 812	1 828	1 841	1 854	1 872	1 889	1 906	1 922	179	1,0%	4%
Industriel PME	5%	1 740	1 696	1 676	1 703	1 696	1 684	1 671	1 655	1 639	1 624	1 612	-128	-0,8%	-3%
Industriel Grandes entreprises	19%	6 970	7 269	6 787	7 181	7 248	7 444	7 620	7 936	8 005	8 004	8 019	1 049	1,4%	24%
Autres usages	31%	11 213	11 442	11 637	11 797	11 942	12 048	12 136	12 223	12 321	12 442	12 567	1 354	1,1%	32%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>		36 050	36 830	36 835	37 673	38 084	38 573	38 972	39 552	39 865	40 110	40 344	4 294	1,1%	
Impacts des conditions climatiques¹		-1 709	674												
Valeurs réelles															
Besoins réguliers du Distributeur		34 341	37 504												

21

¹ 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

1 *Économies d'énergie*

2 La prévision de la demande prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les
3 ventes et les besoins en puissance, soit les économies d'énergie tendanciennes, l'impact
4 des programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des années 90 ainsi que les
5 économies d'énergie en déploiement sur l'horizon du Plan.

6 Le tableau 2.1.4-1 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision
7 des ventes et le tableau 2.1.4-2 présente leur impact sur les besoins en puissance à la
8 pointe d'hiver.

9 **TABLEAU 2.1.4-1**
10 **IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**
11 **SUR LA PRÉVISION DES VENTES (EN TWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	2,9	3,4	3,9	4,6	5,2	5,6	5,8	6,0	6,3	6,7	7,3
Commercial et institutionnel	1,5	1,7	2,1	2,7	3,5	4,2	4,7	5,2	5,8	6,5	7,1
Industriel	2,9	3,5	4,0	4,5	5,1	5,7	6,3	6,9	7,6	8,4	9,3
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	7,5	8,8	10,2	11,9	14,0	15,7	16,9	18,2	19,8	21,7	23,8

12
13 **TABLEAU 2.1.4-2**
14 **IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**
15 **SUR LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Total	1 080	1 300	1 500	1 730	1 970	2 200	2 430	2 610	2 820	3 070	3 360

16 17 *Gestion de la consommation*

18 La prévision prend également en compte l'effacement de charge découlant de la bi-
19 énergie résidentielle. Ce moyen de gestion est traité de la même façon que les
20 économies d'énergie, soit à même la prévision de la demande.

21 L'effacement prévu est présenté au tableau 2.1.4-3 et son impact sur la prévision de la
22 demande en puissance à la pointe d'hiver s'ajoute à celui des économies d'énergie.

1
2
3

**TABLEAU 2.1.4-3
MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION PRIS EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE
PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Effacement de la bi-énergie résidentielle	840	850	850	860	860	870	870	870	870	870	870

4

2.2. Aléas de la demande

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

9 Le tableau 2.2-1 donne l'aléa sur les besoins en énergie tandis que le tableau 2.2-2
10 fournit l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

11
12
13

**TABLEAU 2.2-1
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE (EN TWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016
Aléa climatique	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Aléa sur la demande prévue	2,9	3,7	4,5	5,5	7,3
Aléa global	3,6	4,4	5,1	6,0	7,7

14

15
16
17

**TABLEAU 2.2-2
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (EN MW)**

	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015
Aléa climatique	1 440	1 480	1 510	1 530
Aléa sur la demande prévue	660	870	1 070	1 270
Aléa global	1 590	1 720	1 850	1 980

18

1 L'aléa global sur les besoins en énergie du présent état d'avancement est inférieur à
2 celui du Plan d'approvisionnement 2011-2020, soit une diminution moyenne de 0,4 TWh
3 de l'écart type pour l'horizon 1 an à 5 ans. Cette baisse découle d'une réduction de l'aléa
4 sur la demande prévue (à conditions climatiques normales), et ce, essentiellement en
5 raison de la mise à jour de la corrélation entre les variables explicatives sur lesquelles
6 est fondée l'évaluation de l'aléa de la demande prévue et de l'ajout d'un traitement
7 spécifique pour l'aléa sur la demande du secteur des pâtes et papiers.

8 Par ailleurs, l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver est
9 sensiblement le même que celui du Plan d'approvisionnement 2011-2020 avec des
10 variations de l'écart type entre -10 MW et 30 MW. Ceci est le résultat d'une diminution
11 de l'aléa sur la demande prévue qui est compensée par une hausse de l'aléa climatique.
12 La réduction de l'aléa sur la demande prévue en puissance est due aux mêmes raisons
13 que celles expliquant les changements de l'aléa en énergie. Quant à la révision à la
14 hausse de l'aléa climatique, elle s'explique essentiellement par une augmentation du
15 taux de croissance du chauffage des locaux.

3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION

3.1. Caractéristiques des approvisionnements existants

1 Le portefeuille du Distributeur comporte maintenant cinquante (50) contrats
2 d'approvisionnement de long terme. Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-
3 2020, le Distributeur a signé 14 nouveaux contrats :

- 4 • Deux autres contrats ont été signés dans le cadre du programme d'achat
5 d'électricité issue de projets hydroélectriques de 50 MW et moins (PAÉ 2009-01).
6 À ce jour, cinq des treize soumissions qui ont été retenues dans le cadre du
7 programme d'achat d'électricité sont maintenant sous contrat ;
- 8 • Dans le cadre de l'appel d'offres visant l'achat de deux blocs de 250 MW
9 d'électricité produite à partir d'éoliennes (A/O 2009-02), le Distributeur a mis sous
10 contrat les douze soumissions retenues totalisant 291 MW.

11 Le Distributeur sera amené à signer d'autres contrats dans le cadre du PAÉ 2009-01. Il
12 fait aussi part à la Régie de développements survenus dans le cadre de projets qui
13 étaient déjà sous contrat lors du dépôt du Plan :

- 14 • Mise en service commercial, plus tôt que prévu, des parcs éoliens de Mont-Louis
15 (2 mois) et de St-Robert-Bellarmin (6 mois) ainsi que de trois projets du
16 programme d'achat de petites centrales hydroélectriques (PAÉ 2009-01), soit
17 ceux de Franquelin (2 mois), de Chute-Garneau (2 mois) et de Pont-Arnaud.
- 18 • Report d'un an de la phase 2 du parc éolien de St-Ulric. La phase 2 du projet
19 (22,5 MW) devait entrer en exploitation commerciale en décembre 2011. Le
20 fournisseur poursuit les démarches afin de réaliser la deuxième phase du projet,
21 tout en assurant sa viabilité économique.
- 22 • Report de la date de début des livraisons de trois projets issus du deuxième
23 appel d'offres d'énergie éolienne : De l'Érable (12 mois), Des Moulins (18 mois)
24 et St-Valentin (24 mois).
- 25 • Changement de propriété, de site et de date de début des livraisons du projet
26 éolien de Ste-Luce (69 MW). Le projet initialement sous propriété de Kruger,
27 devant être situé à Ste-Luce, a été cédé au consortium Boralex - Gaz Métro

1 Éole. Le projet sera situé dans la MRC de la Côte-de-Beaupré. Le début des
2 livraisons est maintenant prévu pour le 1^{er} décembre 2014.

3 • Cession de propriété à Électricité de France, par St-Laurent Énergies, des sept
4 contrats issus des deuxième et troisième appels d’offres d’énergie éolienne : St-
5 Robert-Bellarmin, Massif du Sud, Lac-Alfred, La Mitis, Le Granit, Rivière du
6 Moulin et Clermont.

7 • Suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l’année 2012, suite à la
8 décision de la Régie (D-2011-110).

9 Par ailleurs, le Distributeur signale que les projets de petite centrale hydroélectrique
10 Parc des Chutes Ste-Ursule (1,8 MW) et celui de Moulin des Pères (0,5 MW) ont été
11 abandonné par leur promoteur respectif, les municipalités de Ste-Ursule et d’Aumond.
12 Ces deux projets avaient été retenus dans le cadre du programme d’achat provenant de
13 petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins.

14 Finalement, le Distributeur a déposé à la Régie de l’énergie, en juillet 2011, une entente
15 globale de modulation conclue avec le Producteur.

3.2. Caractéristiques des approvisionnements en cours d’acquisition

16 Au printemps 2011, le gouvernement du Québec émettait un projet de règlement afin de
17 favoriser, au bénéfice des régions du Québec, le développement de projets de centrales
18 de cogénération à la biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins.

19 Le projet a fait l’objet de consultations auprès des représentants du milieu. Le
20 gouvernement du Québec a adopté, le 26 octobre 2011, un décret pour un programme
21 d’achat de 150 MW d’électricité (PAÉ).

22 L’état d’avancement 2011 incorpore la mise en œuvre d’un programme d’achat
23 d’électricité (PAÉ) produite par cogénération à la biomasse forestière. Les principales
24 hypothèses concernant les caractéristiques de ce programme sont l’acquisition de
25 150 MW issue de projets de cogénération à la biomasse et une période de mise en
26 service commercial s’étendant du 1^{er} novembre 2013 au 1^{er} novembre 2016.

27 Le tableau 3.2, résume l’impact en énergie des changements au portefeuille
28 d’approvisionnement du Distributeur, tels qu’énumérés plus haut, qui sont
29 survenus depuis le dépôt du Plan d’approvisionnement 2011-2020.

1
2

TABLEAU 3.2
CHANGEMENTS DANS LE PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT (EN TWh)

(en TWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
• TransCanada Energy	-	(4,3)	-	-	-	-	-	-	-	-
• Biomasse (incluant Tembec)	(0,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Éolien I : 990 MW	0,1	(0,1)	-	-	-	-	-	-	-	-
• Éolien II : 2000 MW	(0,1)	(0,7)	(0,4)	(0,3)	-	-	-	-	-	-
• Éolien III : 500 MW	-	-	(0,0)	(0,1)	(0,4)	(0,7)	(0,7)	(0,7)	(0,7)	(0,7)
• Petite hydraulique : 150 MW	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
• Biomasse III : 150 MW	-	-	0,0	0,4	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TOTAL	(0,0)	(5,1)	(0,4)	(0,0)	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

3

3.3. Moyens spécifiques pour satisfaire les besoins de pointe

4 Le Distributeur dispose de deux moyens spécifiques au comblement des besoins de
5 puissance en période de pointe : l'abaissement de tension et l'option d'électricité
6 interruptible comptent respectivement pour 250 MW et 850 MW, sur l'horizon du Plan.

7 Pour l'hiver 2011-2012, les demandes d'adhésions à l'option d'électricité interruptible
8 totalisent 950 MW. Compte tenu des risques associés à certaines de ces demandes, le
9 Distributeur a, dans le cadre de l'État d'avancement 2011, retenue une contribution de
10 735 MW. Si le Distributeur obtient les garanties requises permettant de minimiser les
11 risques associées aux demandes d'adhésion qui n'ont pas actuellement été retenues,
12 une quantité additionnelle de 215 MW pourrait être disponible et, au besoin, être prise
13 en compte par le Distributeur.

14 Par ailleurs, compte tenu du niveau de demandes d'adhésion reçues, le Distributeur
15 pourrait, au cours de la prochaine année, réviser à la hausse le niveau planifié de
16 contribution au bilan de puissance de l'option interruptible.

17 Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses engagements de long terme, le
18 Distributeur compte en outre sur un potentiel de 1 100 MW associé aux marchés de
19 court terme. L'évaluation de ce potentiel s'appuie sur deux constats :

- 20 • la marge de manœuvre dont dispose la zone de contrôle du Québec au-delà des
21 ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en
22 puissance;
- 23 • la capacité d'interconnexion avec le marché de New York via les chemins
24 MASS-HQT et DEN-HQT.

1 Le Distributeur demeure à l'affût des changements qui pourraient avoir un impact
2 significatif sur la contribution des marchés de court terme et rend compte de ses
3 démarches en vue d'en accroître le potentiel. À ce titre, il informe la Régie que :

- 4 • le 3 août 2011, « Northern Pass LLC » a fait l'annonce du report d'un an dans
5 l'échéancier du projet d'interconnexion avec la Nouvelle Angleterre. La
6 construction du projet devrait s'étendre de 2014 à 2016, au lieu de 2013 à 2015
7 selon l'échéancier initial prévu ;
- 8 • des rencontres ont été entamées avec des fournisseurs actifs du marché de
9 l'énergie, afin d'analyser la possibilité d'utiliser le réseau ontarien.

3.4. Gestion de la consommation

10 Le Plan d'approvisionnement 2011-2020 mentionnait l'importance de poursuivre des
11 initiatives pour définir le potentiel des opportunités en gestion de la consommation afin
12 de mieux gérer et réduire l'appel de puissance de sa clientèle. Le Distributeur signalait
13 en outre que l'infrastructure de mesurage avancé représentait une opportunité pour le
14 Distributeur dans la gestion de la consommation.

15 Le Distributeur travaille actuellement à identifier les charges qui pourraient être
16 interrompues ou déplacées. Dans ce contexte, l'exploration des options consiste en
17 l'identification des stratégies de contrôle de charges adaptées aux besoins du
18 Distributeur et acceptables pour le client. Ces stratégies de contrôle tiendront compte
19 des profils d'appel de puissance de différents usages et de leur impact sur les courbes
20 de charges du Distributeur. Par exemple, le Distributeur a déjà identifié en laboratoire
21 des stratégies de délestage des chauffe-eau sans nuire à la disponibilité en eau chaude
22 pour le client. Ces stratégies minimisent également la reprise de charge sur le réseau.

23 Le Distributeur poursuit également l'identification de stratégies d'interruption ou de
24 déplacement de charges, par exemple, par la modulation des températures de consigne
25 des thermostats du chauffage des locaux..

26 Ces résultats serviront à l'évaluation des moyens de gestion de la consommation. Les
27 mesures qui seront retenues seront intégrées à la planification du Distributeur au fur et à
28 mesure de la démonstration de leur rentabilité et de leur approbation par la Régie de
29 l'énergie.

4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS

4.1. Besoins en énergie

1 Par rapport au Plan d’approvisionnement, les besoins en énergie sont en baisse de près
2 de 16 TWh, sur la période 2011-2020. Afin de gérer les surplus dus à cette diminution
3 des besoins, le Distributeur dispose d’une entente avec TCE et des Conventions avec le
4 Producteur.

5 Compte tenu de la nouvelle baisse des besoins, l’utilisation de la centrale de TCE située
6 à Bécancour n’est pas nécessaire avant l’hiver 2016. La suspension des livraisons de la
7 centrale de TCE est donc maintenue jusqu’au 31 décembre 2015, soit un an de plus que
8 dans la planification du Plan d’approvisionnement. Par la suite, soit à compter de janvier
9 2016, le Distributeur maintient l’hypothèse que la centrale de Bécancour pourrait
10 contribuer uniquement au comblement des besoins d’hiver. Pour ce faire, le Distributeur
11 entreprendra des discussions avec TCE au moment opportun.

12 Par ailleurs, pour s’assurer que le solde du compte d’énergie différée soit ramené à zéro
13 à la fin des Conventions, le Distributeur accroît le recours à celles-ci en favorisant
14 davantage le comblement de ses besoins en période d’hiver. Toutefois, le Distributeur
15 ne dispose d’aucune marge additionnelle pour assurer l’équilibre du compte d’énergie
16 différée. Conséquemment, le Distributeur ne prévoit pas différer l’énergie du contrat en
17 base pour l’année 2012. Selon ce déploiement, et en fonction de la présente révision
18 des besoins, le Distributeur prévoit être en mesure de différer l’énergie du contrat en
19 base à compter de l’année 2013.

1 Le tableau 4.1 présente le bilan en énergie après redéploiement des moyens de gestion
2 du Distributeur.

3 **TABLEAU 4.1**
4 **BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	184,5	184,8	186,0	187,0	189,2	193,8	194,6	195,8	196,5	197,7
- Volume d'électricité patrimoniale	178,6	178,4	178,7	178,7	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements requis au-delà de l'électricité patrimoniale	5,9	6,5	7,3	8,3	10,4	14,9	15,7	16,9	17,6	18,8
Approvisionnements non patrimoniaux	5,9	6,5	7,3	8,3	10,4	14,9	15,7	16,9	17,6	18,8
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
• HQ Production - Base et cyclable	3,6	2,7	2,7	2,5	2,8	3,1	3,7	4,1	4,3	4,6
Cyclable	1,2	1,0	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0
Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Transactions financières HQP	(1,8)	(2,1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergie différée	-	-	(2,1)	(2,2)	(2,2)	(2,0)	(1,9)	(1,8)	(1,8)	(1,8)
Énergie rappelée	1,1	0,8	1,1	1,0	1,3	1,4	1,8	2,1	2,2	2,3
• Contrats de biomasse	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
• Éolien I : 990 MW	1,5	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
• Éolien II : 2000 MW	0,0	0,7	2,9	4,4	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,3	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Petite hydraulique (150 MW)	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Biomasse III (150 MW)	-	-	0,0	0,4	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
• Transactions de court terme	0,5	0,4	(1,9)	(3,2)	(3,3)	(1,7)	(1,4)	(0,6)	(0,1)	0,8
Achats de court terme	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,5	0,9	1,2	1,5	1,9
Reventes	(0,2)	(0,2)	(2,5)	(3,8)	(4,0)	(2,2)	(2,3)	(1,8)	(1,6)	(1,1)

5

6 En juillet 2011, le Distributeur a transmis à la Régie de l'énergie, pour fins d'approbation,
7 l'entente globale de modulation (EGM) qui a été convenue avec le Producteur. Cette
8 entente va au-delà du remplacement de l'entente d'intégration éolienne existante. De
9 fait, outre d'englober les contrats d'énergie éolienne, de biomasse et de petite
10 hydraulique, l'EGM comporte trois services :

- 11 - Un service de modulation qui permettra d'optimiser les livraisons des contrats
12 assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à
13 approvisionner et les moyens dont dispose le Distributeur;
- 14 - Une composante puissance complémentaire par laquelle le Producteur fournira,
15 en période d'hiver, une quantité de puissance équivalant à 15 % de la puissance
16 installée des contrats éoliens en service commercial ;
- 17 - les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour
18 assurer la sécurité et la fiabilité du réseau (réglage de fréquence, réglage de
19 production et provisions pour aléas).

1 L'EGM offrira donc au Distributeur la flexibilité nécessaire pour assurer sa gestion
2 annuelle de l'équilibre offre-demande et réduira le recours aux transactions de court
3 terme.

4.2. Besoins en puissance

4.2.1. Critère de fiabilité en puissance

4 Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve
5 suffisante pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de
6 ses ressources. Le respect du critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que la
7 probabilité de perte de charge dans une zone de réglage n'excède pas une fois par dix
8 ans, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

4.2.2. Taux de réserve requise

9 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise et les besoins à
10 la pointe du réseau. Le tableau 4.2.2 présente l'évolution du taux de réserve depuis le
11 dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

12 **TABLEAU 4.2.2**
13 **ÉVOLUTION DU TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**
14 **RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année courante	+1 an	+2 ans	+3 ans
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,5%	9,9%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2011	9,1%	9,5%	10,2%	10,8%

15

4.2.3. Traitement de l'incertitude

16 Lors du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur a fait mention de
17 travaux concernant la représentation de l'incertitude dans ses évaluations de fiabilité.
18 Les analyses préliminaires indiquaient une sous-évaluation de la pondération attribuée
19 aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen.

20 Depuis, le Distributeur a entrepris des travaux supplémentaires afin d'établir la nature de
21 la distribution de la demande. Les résultats des travaux du Distributeur suggèrent que la
22 demande en puissance à la pointe d'hiver suit une distribution normale avec une légère
23 asymétrie à droite. Selon cette distribution, les scénarios de demande peuvent s'éloigner

1 du scénario moyen de plus de trois écarts types. Toutefois, l'analyse des cas extrêmes
2 de la distribution de la demande en puissance montre que la probabilité de s'éloigner
3 au-delà de deux écarts types est faible. De fait, la distribution des cas se situant à
4 l'intérieur d'une fourchette de ± 2 écarts types couvre 97% des cas. De plus, pour un
5 horizon prévisionnel de trois ans, l'analyse historique des pointes d'hiver du réseau
6 montre que les écarts sont demeurés en deçà de ± 2 écarts types.

7 Par conséquent, le Distributeur retient une distribution normale avec une légère
8 asymétrie à droite et limitée à deux écarts types. Par rapport aux précédentes
9 évaluations de fiabilité, cette nouvelle approche attribue une plus grande probabilité de
10 réalisation à des scénarios qui s'écartent davantage du scénario moyen. Le Distributeur
11 améliore ainsi la robustesse de son évaluation de fiabilité.

12 Ainsi, par comparaison au Plan d'approvisionnement 2011-2020, où une provision de
13 250 MW avait été prise en compte à moyen terme pour parer à d'éventuels
14 changements méthodologiques, les changements apportés et décrits ci-dessus n'ont
15 aucun impact sur les évaluations de l'année courante et 150 MW d'impact à moyen
16 terme. Ces résultats s'expliquent notamment par la mise à jour des capacités internes
17 de transport effectuée dans le cadre de la revue triennale 2011 sur l'adéquation des
18 ressources devant être déposées au NPCC à l'automne 2011.

4.2.4. Bilan en puissance

19 Le bilan en puissance présenté au tableau 4.2.4 tient compte des engagements de long
20 terme du Distributeur et des moyens qu'il prévoit déployer soit, la suspension des
21 livraisons de TCE jusqu'à la fin de l'année 2015, la puissance complémentaire associée
22 aux Conventions et le service de puissance complémentaire associé à l'EGM.

23 En outre, pour les besoins de la pointe 2011-2012, le Distributeur a acquis, par appel
24 d'offres, 350 MW de puissance UCAP sur les marchés de court terme.

25 Le Distributeur complètera son bilan de puissance de la pointe 2011-2012 en fonction
26 des derniers ajustements des besoins de court terme et des résultats des demandes
27 d'adhésion à l'option d'électricité interruptible. Les besoins et les moyens déployés par
28 le Distributeur pour assurer l'adéquation des ressources de la pointe 2011-2012 seront
29 intégrés au bilan de puissance que le Distributeur présentera à la Régie de l'énergie, en
30 novembre, dans le cadre du suivi de la décision D-2008-133 du Plan
31 d'approvisionnement 2008-2017.

1 Au-delà du déploiement des moyens dont dispose le Distributeur et de la contribution
2 des marchés de court terme, des besoins additionnels de puissance significatifs
3 apparaissent à compter de l'hiver 2016-2017.

4 Considérant que pour la pointe hivernale 2014-2015 le Distributeur pourrait, au besoin,
5 devancer l'utilisation de la centrale de TCE, les moyens dont il dispose et la contribution
6 des marchés de court terme suffisent à couvrir les besoins en puissance jusqu'à la
7 pointe hivernale 2015-2016, inclusivement.

8 Le Distributeur estime donc qu'il n'y a pas lieu de procéder à un appel d'offres de
9 puissance de long terme avant le prochain Plan d'approvisionnement.

10 Dans l'éventualité où le Producteur ne serait pas en mesure d'assurer des niveaux de
11 rappels au-delà des 400 MW garantis par les Conventions, la contribution des marchés
12 de court terme suffira à combler les besoins en puissance jusqu'à l'horizon 2013-2014.
13 Par la suite, à compter de l'hiver 2014, le Distributeur pourrait acquérir des quantités
14 additionnelles sur les marchés de court terme plus éloignés. Auquel cas, le Distributeur
15 veillerait à minimiser le recours aux appels d'énergie en provenance des marchés
16 éloignés afin de réduire les risques de coûts plus élevés associés aux services de
17 passage.

1
2

TABLEAU 4.2.4
BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN MW)

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Besoins à la pointe visés par le plan	36 835	37 673	38 084	38 573	38 972	39 552	39 865	40 110	40 344
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 367	3 580	3 882	4 153	4 250	4 313	4 347	4 373	4 398
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 760	3 810	4 524	5 284	5 781	6 423	6 769	7 041	7 300
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 763	3 233	3 606	4 006	4 731	4 831	4 831	4 831	4 831
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	547	547	547	547	547
▪ HQ Production	1 127	1 544	1 591	1 761	1 770	1 870	1 870	1 870	1 870
<i>Dont : Puissance complémentaire</i>	<i>400</i>	<i>700</i>	<i>650</i>	<i>750</i>	<i>700</i>	<i>800</i>	<i>800</i>	<i>800</i>	<i>800</i>
<i>Entente globale de modulation</i>	<i>127</i>	<i>244</i>	<i>341</i>	<i>411</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>
▪ Contrats de biomasse	24	75	76	76	76	76	76	76	76
▪ Éolien (3500 MW)	254	487	682	822	941	941	941	941	941
▪ Petite hydraulique (150 MW)	23	27	107	147	147	147	147	147	147
▪ Biomasse III (150 MW)	-	-	50	100	150	150	150	150	150
▪ Électricité interruptible	735	850	850	850	850	850	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Transactions de court terme - UCAP	350	-	-	-	-	-	-	-	-
= Puissance additionnelle requise	-	580	920	1 280	1 050	1 590	1 940	2 210	2 470
- Contribution des marchés de CT	-	580	920	1 100	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise	-	-	-	180	-	490	840	1 110	1 370

3

5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

1 Dans sa planification, le Distributeur doit s'assurer du respect de deux critères de fiabilité
2 en énergie, celui spécifique à ses approvisionnements et celui spécifique au volume
3 d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur.

5.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

4 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est formulé
5 comme suit :

6 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario
7 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans
8 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance
9 supérieure à 5 TWh par année. » (D-2005-178)

10 L'aléa global s'élève à 7,7 TWh sur un horizon de cinq ans. Le tableau 5.1 présente,
11 d'une part, l'impact sur les besoins à combler lorsqu'on considère un écart type au-delà
12 du scénario moyen et, d'autre part, des moyens qui peuvent être déployés pour assurer
13 le respect du critère de fiabilité.

14 **TABLEAU 5.1**
15 **MOYENS UTILISÉS POUR RESPECTER**
16 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE (EN TWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016
AAR après déploiement des moyens (réf. Tableau 4.1-3)	0,4	(1,9)	(3,2)	(3,3)	(1,7)
+ Aléa d'un écart-type (réf. Tableau 2.7)	3,6	4,4	5,1	6,0	7,7
= AAR + 1 écart-type	4,0	2,5	1,9	2,7	6,0
Moyens disponibles (potentiel maximal)	3,3	8,0	8,1	8,0	6,8
- Utilisation accrue de TCE	-	4,3	4,3	4,3	3,2
- Utilisation accrue du contrat cyclable	1,2	1,6	1,6	1,6	1,5
- Utilisation accrue du contrat en base	2,1	2,1	2,2	2,2	2,0
= AAR après gestion	0,7	(5,5)	(6,2)	(5,3)	(0,7)

17

18 Le niveau maximum des besoins à satisfaire, considérant un écart type, est atteint en
19 2016 et s'élève à 6 TWh. Outre les moyens mentionnés, le Distributeur pourrait aussi
20 réduire les quantités d'énergie différée et procéder à des rappels plus importants du

1 compte d'énergie différée. Le Distributeur dispose donc de suffisamment de moyens
2 pour assurer le respect du critère de fiabilité en énergie, sans avoir recours au marché
3 de court terme hors Québec.

5.2. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

4 Le Distributeur doit s'assurer que son principal fournisseur est en mesure de répondre à
5 ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la Régie.

6 À la demande de la Régie, le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect du
7 critère de fiabilité en énergie du Producteur. Une attestation à cet effet est déposée et
8 rendue publique, en mai, août et novembre de chaque année¹.

9 Les documents concernant le suivi de novembre 2011 seront transmis à la Régie dès
10 qu'ils seront disponibles.

¹ Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Internet suivante :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_CriteresFiabilite_D-2008-133.html

6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

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

3 La nouvelle centrale de Kuujjuaq a été mise en exploitation complète à la fin de mars
4 2011.

5 L'augmentation de puissance à Opitciwan, prévue en 2011, est reportée. Les dernières
6 estimations de coûts pour l'augmentation de puissance étant trop élevées, d'autres
7 scénarios d'alimentation sont présentement à l'étude.

8 L'augmentation de puissance prévue à Kuujjuarapik est également reportée. La baisse
9 de la prévision de charge dans cette communauté permet de retarder cette
10 augmentation de puissance.

11 La construction de la nouvelle centrale d'Akulivik a été autorisée par la Régie le 5 juillet
12 2011, par sa décision D-2011-095.

13 Les projets de jumelage éolien-diesel à Kangiqsualujjuaq et aux Îles-de-la-Madeleine se
14 poursuivent. Les études d'intégration sont en cours et des résultats sont attendus en
15 début d'année 2012. Par ailleurs, le site choisi pour l'installation des éoliennes à
16 Kangiqsualujjuaq est en réévaluation. Le site initialement choisi avait été accepté par
17 NAV Canada, qui l'a subséquemment rejeté. Ce site avait pourtant fait l'objet d'une
18 acceptation lors de l'installation de la tour anémométrique, et ce, dans l'éventualité
19 qu'une ou plusieurs éoliennes pourraient y être installées. Les critères d'acceptation ont
20 été modifiés entre-temps. Des discussions sont en cours avec NAV Canada afin trouver
21 un nouveau site acceptable.

22 Pour les Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur a demandé à TransÉnergie de réaliser un
23 avant-projet afin d'évaluer le coût d'un éventuel raccordement au poste de Percé. Ce
24 processus est présentement en cours.

25 Pour le Nunavik, le projet de centrale hydraulique à Inukjuak est toujours en discussion
26 avec la communauté. Cette dernière évalue les possibilités de financement disponibles.
27 Par ailleurs, des discussions ont été amorcées avec la firme RER pour la réalisation d'un
28 projet pilote d'une hydrolienne au Nunavik. La première étape sera de déterminer le site
29 le plus prometteur.

- 1 Pour Opitciwan, la communauté a récemment changé de partenaire pour l'étude du
- 2 projet de production d'énergie à partir de la biomasse. Les discussions devraient
- 3 reprendre sous peu.
- 4 Par ailleurs, le Distributeur poursuit son inventaire des énergies renouvelables et
- 5 émergentes.

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

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 907	7 973	8 037	8 096	8 151	8 202	8 252	8 301	8 349	8 396	8 441
Âge moyen (années)	40,68	40,88	41,08	41,28	41,49	41,70	41,91	42,12	42,32	42,52	42,72
Nombre de ménages (milliers)	3 389	3 436	3 483	3 526	3 567	3 606	3 642	3 677	3 710	3 743	3 774
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	51,4	46,5	40,0	40,0	37,0	36,9	36,0	34,9	33,6	32,5	31,1
Croissance du PIB (%)	2,9	2,0	1,8	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Croissance du PIB manufacturier (%)	1,8	2,0	1,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,5	1,5	1,5	1,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,2	1,9	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Revenu personnel disponible (%)	2,9	0,5	0,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,03	3,66	4,39	4,85	5,12	5,34	5,56	5,69	5,96	6,19	6,45
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	79,45	98,12	109,72	97,00	102,00	106,50	110,66	114,99	119,48	124,15	129,00

4

ANNEXE B

SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Les scénarios d'encadrement de la prévision de la demande présentés ci-dessous ont été réalisés dans le cadre du dossier tarifaire 2012-2013 du Distributeur.

Présentation du scénario fort

Le tableau B.1 présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario fort de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

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

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 907	7 975	8 047	8 123	8 201	8 278	8 354	8 430	8 504	8 578	8 651
Âge moyen (années)	40,68	40,88	41,06	41,22	41,37	41,52	41,66	41,81	41,95	42,10	42,24
Nombre de ménages (milliers)	3 389	3 441	3 490	3 537	3 583	3 628	3 671	3 712	3 752	3 792	3 830
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	51,4	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	42,5	41,4	40,3	39,3	38,3
Croissance du PIB (%)	2,9	3,5	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
Croissance du PIB manufacturier (%)	1,8	5,0	4,3	3,8	3,7	3,5	3,4	2,9	2,9	2,9	2,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6
Revenu personnel disponible (%)	2,9	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,03	4,41	5,82	6,55	6,91	7,21	7,51	7,68	8,05	8,35	8,71
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	79,45	113,79	124,79	116,40	122,40	127,80	132,79	137,98	143,38	148,98	154,80

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2020 sont supérieures de 20,6 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 74 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 10 % au secteur Commercial et Institutionnel, 9 % au secteur Résidentiel et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.

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

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

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

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

Présentation du scénario faible

Le tableau B.2 présente les principaux intrants utilisés pour l'élaboration du scénario faible de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

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

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population totale au Québec (milliers)	7 907	7 970	8 022	8 065	8 099	8 128	8 153	8 177	8 199	8 220	8 239
Âge moyen (années)	40,68	40,88	41,10	41,35	41,62	41,89	42,16	42,42	42,69	42,94	43,20
Nombre de ménages (milliers)	3 389	3 430	3 468	3 504	3 537	3 568	3 595	3 622	3 647	3 670	3 693
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	51,4	42,0	32,0	30,0	27,0	24,0	27,6	26,2	25,1	23,6	22,2
Croissance du PIB (%)	2,9	1,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Croissance du PIB manufacturier (%)	1,8	1,0	1,4	0,8	0,7	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	1,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Revenu personnel disponible (%)	2,9	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	4,03	2,93	2,80	3,15	3,33	3,47	3,62	3,70	3,88	4,02	4,19
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	79,45	90,24	83,19	77,60	81,60	85,20	88,53	91,99	95,58	99,32	103,20

Les ventes prévues au scénario faible sont inférieures aux ventes prévues du scénario moyen de 18,0 TWh. Cet écart se répartit de la manière suivante : 71 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 13 % au secteur Résidentiel et Agricole, 8 % au secteur Commercial et Institutionnel, 6 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario fort, mais ils agissent en sens inverse.

TABLEAU B.3
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE PRÉVISION DE LA DEMANDE
VENTES (EN TWh)

	2010 ¹	2011 ²	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Scénario moyen	170,6	170,6	171,4	172,5	173,5	175,6	179,8	180,6	181,7	182,3	183,5	12,9	0,7%
Scénario fort	170,6	172,2	175,2	178,9	181,9	186,2	193,6	197,0	200,0	202,2	204,1	33,4	1,8%
Scénario faible	170,6	169,2	166,8	166,1	165,5	164,9	165,4	166,2	166,0	165,6	165,5	-5,1	-0,3%

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2011, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU B.4
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE (EN MW)

	2009- 2010 ¹	2010- 2011 ¹	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Scénario moyen	36 050	36 830	36 835	37 673	38 084	38 573	38 972	39 552	39 865	40 110	40 344	4 294	1,1%
Scénario fort	36 050	36 830	37 536	38 620	39 280	40 098	40 971	41 959	42 573	43 083	43 485	7 435	1,9%
Scénario faible	36 050	36 830	36 333	36 756	36 890	36 996	36 950	37 376	37 473	37 526	37 543	1 493	0,4%

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

ANNEXE C

COMPARAISONS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020

1
2
3
4

TABLEAU C.1
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)

	2010 ^{1,2}	2011 ³	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole													
État d'avancement 2011 du Plan	62,2	64,2	64,6	64,8	65,1	65,8	66,7	67,0	67,7	68,3	69,0	6,9	1,1%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	-0,7	0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	0,2	0,9	
Commercial et institutionnel													
État d'avancement 2011 du Plan	34,7	33,8	34,7	35,1	34,9	34,7	34,9	34,8	34,7	34,7	34,8	0,1	0,0%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	-0,1	-1,3	-1,1	-0,7	-0,6	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9	-1,0	-1,2	-1,1	
Industriel PME													
État d'avancement 2011 du Plan	8,7	9,5	9,5	9,7	9,7	9,6	9,6	9,5	9,5	9,5	9,5	0,7	0,8%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	-0,1	0,6	0,7	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	
Industriel Grandes entreprises													
État d'avancement 2011 du Plan	59,8	57,8	57,1	57,6	58,3	60,0	63,1	63,7	64,3	64,3	64,6	4,8	0,8%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	-0,3	-0,6	-0,5	-1,1	-2,0	-4,5	-3,4	-3,1	-2,5	-2,2	-1,5	-1,2	
Autres													
État d'avancement 2011 du Plan	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	0,3	0,6%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC													
État d'avancement 2011 du Plan	170,6	170,6	171,4	172,5	173,5	175,6	179,8	180,6	181,7	182,3	183,5	12,9	0,7%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%
Écart par rapport au Plan 2011-2020	-1,2	-1,1	-1,1	-0,8	-1,4	-3,9	-3,0	-2,7	-2,0	-1,7	-1,0	0,2	

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

2 Pour l'État d'avancement 2011 du Plan, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

3 Pour l'État d'avancement 2011 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2011, normalisées pour les conditions climatiques.

5

6
7
8
9

TABLEAU C.2
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)

	2010 ^{1,2}	2011 ¹	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croiss. 2010-2020
Consommation visée par le Plan												
État d'avancement 2011	170,9	170,9	171,6	172,7	173,6	175,7	179,9	180,7	181,8	182,4	183,6	12,6
Plan d'approvisionnement 2011-2020	172,1	171,9	172,7	173,5	175,0	179,6	182,9	183,3	183,8	184,1	184,5	12,4
Écart	-1,2	-1,0	-1,1	-0,8	-1,4	-3,9	-3,0	-2,7	-2,0	-1,7	-0,9	
Pertes de distribution et de transport												
État d'avancement 2011	13,7	13,3	13,2	13,3	13,4	13,5	13,9	13,9	14,0	14,0	14,1	0,4
Plan d'approvisionnement 2011-2020	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,5	13,7	13,8	13,8	13,8	13,8	0,9
Écart	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	
Besoins visés par le Plan												
État d'avancement 2011	184,7	184,2	184,8	186,0	187,0	189,2	193,8	194,6	195,8	196,5	197,7	13,0
Plan d'approvisionnement 2011-2020	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	13,3
Écart	-0,3	-0,6	-0,8	-0,6	-1,1	-3,8	-2,8	-2,5	-1,8	-1,5	-0,6	

¹ Pour l'État d'avancement 2011, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2011-2020, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

10

1
2
3
4

TABLEAU C.3
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 PRÉVISION DES
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (EN MW)

	2009- 2010 ^{1,2}	2010- 2011 ¹	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croiss. 09-19
Chauffage résidentiel et agricole												
État d'avancement 2011	10 990	11 189	11 399	11 550	11 685	11 814	11 943	12 118	12 268	12 395	12 486	1 496
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10 976	11 160	11 358	11 488	11 608	11 725	11 850	11 971	12 071	12 150	12 190	1 214
Écart	14	29	41	62	77	89	93	147	197	245	296	
Chauffage commercial et institutionnel												
État d'avancement 2011	3 394	3 466	3 544	3 629	3 685	3 742	3 748	3 748	3 743	3 739	3 739	345
Plan d'approvisionnement 2011-2020	3 328	3 330	3 405	3 427	3 422	3 409	3 391	3 360	3 321	3 278	3 243	-85
Écart	66	136	139	202	263	333	357	388	422	461	496	
Eau chaude résidentiel et agricole												
État d'avancement 2011	1 743	1 768	1 791	1 812	1 828	1 841	1 854	1 872	1 889	1 906	1 922	179
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 518	1 531	1 554	1 569	1 580	1 590	1 600	1 615	1 627	1 640	1 653	135
Écart	225	237	237	243	248	251	254	257	262	266	269	
Industriel - PME												
État d'avancement 2011	1 740	1 696	1 676	1 703	1 696	1 684	1 671	1 655	1 639	1 624	1 612	-128
Plan d'approvisionnement 2011-2020	1 502	1 532	1 471	1 436	1 397	1 384	1 379	1 369	1 361	1 354	1 347	-155
Écart	238	164	205	267	299	300	292	286	278	270	265	
Industriel - Grandes entreprises												
État d'avancement 2011	6 970	7 269	6 787	7 181	7 248	7 444	7 620	7 936	8 005	8 004	8 019	1 049
Plan d'approvisionnement 2011-2020	6 970	7 161	7 144	7 311	7 446	7 789	8 274	8 329	8 325	8 296	8 221	1 251
Écart	0	108	-357	-130	-198	-345	-654	-393	-320	-292	-202	
Autres usages												
État d'avancement 2011	11 213	11 442	11 637	11 797	11 942	12 048	12 136	12 223	12 321	12 442	12 567	1 354
Plan d'approvisionnement 2011-2020	11 756	11 911	12 300	12 382	12 523	12 669	12 804	12 921	13 035	13 162	13 295	1 539
Écart	-543	-468	-663	-585	-581	-621	-668	-698	-714	-720	-728	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
État d'avancement 2011	36 050	36 830	36 835	37 673	38 084	38 573	38 972	39 552	39 865	40 110	40 344	4 294
Plan d'approvisionnement 2011-2020	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949	3 899
Écart	0	205	-397	60	108	7	-326	-13	125	230	395	

¹ Pour l'état d'avancement 2011, pointes normalisées pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

² Pour le plan d'approvisionnement 2011-2020, les pointes normalisées pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

5

ANNEXE D

LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date prévue de début des livraisons
Parcs éoliens			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Northland Power Inc. (Parc éolien St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1er décembre 2012)
Northland Power Inc. (Parc Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	(17 septembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	(1er décembre 2011)
Invenergy Wind Canada ULC (Parc Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	(1er décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	(1 ^{er} décembre 2011) (1 ^{er} décembre 2012)
Électricité de France (Parc de St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	(1 ^{er} juin 2012)
Enerfin Sociedad De Energia S.A. (Parc de L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Kruger Énergie Inc. (Parc Montérégie)	St-Rémi	100,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Électricité de France (Parc Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (Parc New Richmond)	MRC Bonaventure	66,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Électricité de France (Parc du Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1 ^{er} décembre 2012) (1 ^{er} décembre 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Parc des Moulins)	MRC de l'Amiante	156,0	(1 ^{er} juin 2013)
Seigneurie de Beaupré SENC (Parc de la Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	132,6	(1 ^{er} décembre 2013)
Seigneurie de Beaupré SENC (Parc de la Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	139,3	(1 ^{er} décembre 2013)
Algonquin Power (Parc éolien de St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	24,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Innergex (Parc éolien de Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St-Épiphanie MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1 ^{er} décembre 2013)
Invenergy (Parc éolien Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	23,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Venterre NRG Inc. (Parc St-Valentin)	MRC Le Haut-Richelieu	50,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Boralex - Gaz Métro Éole (Parc de la Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	68,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Vents du Kempt Inc. (Parc Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	100,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Témiscouata/Boralex (Parc éolien de Témiscouata)	Saint-Honoré de Témiscouata MRC Témiscouata	25,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Parc éolien de Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Électricité de France (Parc éolien de La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)

1

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date prévue de début des livraisons
Électricité de France (Parc éolien de Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)
Électricité de France (Parc Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1 ^{er} décembre 2014) (1 ^{er} décembre 2015)
Électricité de France (Parc Clermont)	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Kahnawake SE (Parc éolien de St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
MRC de La Côte-de-Beaupré / Boralex (Parc éolien de Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	25,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Val-Éo SC (Parc éolien de Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Northland Power inc. (Parc éolien de Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
MRC Pierre-de-Saurel (Parc éolien de Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1 ^{er} décembre 2015)
Cogénération			
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger Énergie Inc. (Centrale de cogénération de Kruger Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 ^{er} juillet 2007
Tembec Inc. (Centrale de cogénération de Tembec Témiscamingue)	Témiscamingue	8,1	15 décembre 2008
EBI Énergie Inc (Centrale de cogénération au Biogaz de Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,4	(1 ^{er} décembre 2012)
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Centrale de cogénération de Thurso)	Thurso	18,8	(1 ^{er} décembre 2012)
Innoventé Inc. (Centrale de Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1 ^{er} décembre 2012)
SFK Pâte S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	(1 ^{er} décembre 2012)
Terreau Biogaz Inc. (Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	3,0	(1 ^{er} décembre 2012)
WM Québec Inc. (Cogénération biogaz Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	(1 ^{er} décembre 2012)
Centrales hydroélectriques			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1 ^{er} mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1 ^{er} mars 2007
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Centrale hydroélectrique des chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Chute-Garneau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Société d'Énergie Rivière Sheldrake (Aménagement hydroélectrique de la Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Rivière-au-Tonnerre	25,0	(1 ^{er} avril 2013)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim	23,2	(1 ^{er} janvier 2013)

1

ANNEXE E

SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Total du contrat en base et du contrat cyclable

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Janvier	0	0	0	550	400	700	650	750	700	800	800	800	800	800	800	800	800	800	768	800	
Février	0	0	0	700	400	600	550	650	650	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	768	800
Mars	0	-600	-400	250	0	-50	-200	-150	100	300	450	500	650	650	550	750	800	800	800	768	0
Avril	0	-600	-600	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-150	50	150	300	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-200	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	-350	-350	-350	-300	-150	0	100	150	150	250	350	550	650	768	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	300	300	250	400	450	650	800	800	800	800	800	800	800	800	768	0	0
Total annuel (en TWh)	-2,059	-4,220	-0,730	1,066	0,799	-0,940	-1,159	-0,869	-0,631	-0,066	0,265	0,374	0,541	0,522	0,556	0,884	1,229	1,428	1,786	1,133	
Total différé (en TWh)	-2,059	-4,220	-0,730	0,000	0,000	-2,087	-2,198	-2,161	-2,014	-1,906	-1,798	-1,798	-1,798	-1,798	-1,762	-1,654	-1,546	-1,471	-1,213	0,000	
Total rappelé (en TWh)	0,000	0,000	0,000	1,066	0,799	1,147	1,039	1,292	1,382	1,840	2,063	2,172	2,339	2,320	2,317	2,538	2,774	2,899	2,999	1,133	
Solde (en TWh)	-2,059	-6,280	-7,009	-5,944	-5,144	-6,084	-7,243	-8,112	-8,743	-8,809	-8,544	-8,170	-7,628	-7,106	-6,551	-5,666	-4,438	-3,010	-1,224	-0,091	

Contrat en base : 350 MW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Janvier	0	0	0	550	400	700	650	750	700	800	800	800	800	800	800	800	800	800	418	0	
Février	0	0	0	700	400	600	550	650	650	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	418	0
Mars	0	-350	-350	250	0	-50	-200	-150	100	300	450	500	650	650	550	750	800	800	418	0	
Avril	0	-350	-350	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-150	50	150	300	0	0
Mai	0	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Juin	-350	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Juillet	-350	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0	0
Août	-350	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0	0
Septembre	-350	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0	0
Octobre	-350	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-200	0	0
Novembre	0	-350	0	0	0	-350	-350	-350	-300	-150	0	100	150	150	250	350	550	650	418	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	300	300	250	400	450	650	800	800	800	800	800	800	800	800	418	0	0
Total différé (en TWh)	-1,434	-2,570	-0,512	0,000	0,000	-2,087	-2,198	-2,161	-2,014	-1,906	-1,798	-1,798	-1,798	-1,798	-1,762	-1,654	-1,546	-1,471	-1,213	0,000	
Total rappelé (en TWh)	0,000	0,000	0,000	1,066	0,799	1,147	1,039	1,292	1,382	1,840	2,063	2,172	2,339	2,320	2,317	2,538	2,774	2,899	1,730	0,000	
Solde (en TWh)	-1,434	-4,004	-4,517	-3,451	-2,652	-3,592	-4,751	-5,620	-6,251	-6,317	-6,052	-5,677	-5,136	-4,614	-4,058	-3,174	-1,945	-0,517	0,000	0,000	

Contrat cyclable : 250 MW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	800	
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	800	
Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0	
Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0	0
Total différé (en TWh)	-0,625	-1,650	-0,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total rappelé (en TWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,268	1,133	
Solde (en TWh)	-0,625	-2,275	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-1,224	-0,091	