

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2012  
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**

<b>1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS .....</b>	<b>5</b>
1.1. CONTEXTE .....	5
1.2. FAITS SAILLANTS .....	7
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>9</b>
2.1. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION .....	9
2.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE .....	11
2.3. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE .....	11
2.4. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	12
2.5. ALÉAS DE LA DEMANDE .....	13
<b>3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION .....</b>	<b>15</b>
3.1. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS .....	15
3.2. APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION .....	16
3.3. MOYENS SPÉCIFIQUES POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE .....	17
3.4. GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE .....	17
3.5. MESURAGE NET .....	19
<b>4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS.....</b>	<b>21</b>
4.1. BESOINS EN ÉNERGIE.....	21
4.2. BESOINS EN PUISSANCE.....	22
4.2.1. <i>Critère de fiabilité en puissance</i> .....	22
4.2.2. <i>Taux de réserve requise</i> .....	22
4.2.3. <i>Bilan en puissance</i> .....	23
<b>5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE .....</b>	<b>25</b>
5.1. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR.....	25
5.2. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR.....	26
<b>6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>27</b>
<b>ANNEXE A SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES.....</b>	<b>31</b>
<b>ANNEXE B FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>35</b>
<b>ANNEXE C COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011 .....</b>	<b>39</b>
<b>ANNEXE D LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>43</b>
<b>ANNEXE E SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE .....</b>	<b>49</b>



## **1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS**

### **1.1. Contexte**

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

6 Le 1<sup>er</sup> 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 second suivi du Plan. Il fait état des résultats  
9 atteints depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011 et de la suffisance des  
10 approvisionnements sur l'horizon 2012-2020. À cet égard, une mise à jour de la  
11 prévision des besoins en énergie et en puissance est présentée, de même que le  
12 scénario de référence des moyens déployés pour les combler. Il intègre les éléments qui  
13 ont marqué la planification des approvisionnements ainsi que les actions entreprises par  
14 le Distributeur depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011. À ce titre, notons les  
15 événements suivants :

16 **Le 18 novembre 2011** La Régie approuve les douze contrats d'approvisionnement  
17 en électricité issus de l'appel d'offres A/O 2009-02  
18 (D-2011-175).

19 **Le 15 décembre 2011** La Régie approuve les modalités du Programme d'achat  
20 d'électricité produite par cogénération à base de biomasse  
21 forestière résiduelle (PAÉ 2011-01) de 150 MW  
22 (D-2011-190).

23 **Le 19 décembre 2011** La Régie rejette la demande relative à l'approbation de  
24 l'Entente globale de modulation (D-2011-193).

- 1 **Le 23 décembre 2011** La Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration  
2 éolienne à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour une période se  
3 terminant 120 jours après l'émission des motifs de la  
4 décision D-2011-193 (D-2011-198).
- 5 **Le 4 avril 2012** Le gouvernement du Québec adopte le décret 352-2012 à  
6 l'égard d'un contrat spécial de 500 MW avec Aluminerie  
7 Alouette.
- 8 **Le 24 avril 2012** Le Distributeur procède au lancement de l'appel de  
9 qualification (QA/O 2012-01) visant la présélection  
10 d'entreprises intéressées à soumissionner en vue de  
11 participer à un appel d'offres pour l'acquisition d'un service  
12 d'intégration éolienne.
- 13 **Le 23 mai 2012** Le gouvernement du Québec adopte le décret 530-2012 à  
14 l'égard de l'augmentation de 150 MW de la quantité visée en  
15 vertu du Programme d'achat d'électricité produite par  
16 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle  
17 (PAÉ 2011-01).
- 18 **Le 5 juin 2012** La Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration  
19 éolienne à compter du 9 juin 2012 (D-2012-065) jusqu'à ce  
20 qu'une décision finale soit rendue dans le cadre de la  
21 demande de prolongation de l'Entente d'intégration éolienne  
22 (dossier R-3799-2012).
- 23 **Le 19 juin 2012** Énergie Brookfield Marketing dépose à la Régie une  
24 demande relative à l'annulation de l'appel de qualification  
25 QA/O 2012-01 (dossier R-3806-2012).
- 26 **Le 17 juillet 2012** La Régie approuve une augmentation de 150 MW de la  
27 quantité visée en vertu du Programme d'achat d'électricité  
28 produite par cogénération à base de biomasse forestière  
29 résiduelle (PAÉ 2011-01), pour un total de 300 MW  
30 (D-2012-081).

1 **Le 12 septembre 2012** La Régie approuve la suspension temporaire des activités  
2 de production d'électricité de la centrale de TransCanada  
3 Energy (TCE) pour 2013 (D-2012-118).

## **1.2. Faits saillants**

### **4 *Prévision de la demande***

5 Le Distributeur prévoit que les besoins en énergie pour l'année 2012 seront de  
6 181,8 TWh, soit 3,0 TWh de moins que ceux prévus à l'état d'avancement 2011. Après  
7 normalisation, les besoins en énergie de l'année 2012 montrent une décroissance de  
8 0,2 TWh par rapport à ceux de l'année 2011.

9 En puissance, les besoins prévus pour l'hiver 2012-2013 sont de 37 262 MW, soit près  
10 de 300 MW plus élevés que la pointe normalisée de l'hiver précédent. Par rapport à  
11 l'état d'avancement 2011, la prévision des besoins en puissance de l'hiver 2012-2013  
12 est revue à la baisse d'environ 400 MW.

13 Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des besoins annuels en énergie par  
14 rapport à l'état d'avancement 2011 est de 5,3 TWh. En puissance, les besoins prévus à  
15 la pointe sont en baisse de 340 à 750 MW par rapport à l'état d'avancement 2011 pour  
16 les hivers 2012-2013 et suivants.

### **17 *Stratégie d'approvisionnement***

18 Compte tenu de la hausse des surplus attendus sur l'horizon du Plan, le Distributeur  
19 retient, à des fins de planification, la suspension des livraisons de la centrale de TCE  
20 jusqu'au 31 décembre 2017, soit deux années de plus que ce qui était présenté dans  
21 l'état d'avancement 2011. Aussi, tel qu'annoncé dans le Plan, le Distributeur maintient  
22 l'hypothèse que la centrale de TCE pourrait être utilisée uniquement pour assurer le  
23 comblement de besoins d'hiver, soit à compter de l'hiver 2018.

24 En outre, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels du compte d'énergie  
25 différée sur la base de l'engagement contractuel d'Hydro-Québec Production (le  
26 Producteur), soit 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie  
27 différée en fonction des rappels obtenus et de la marge de manœuvre dont il dispose.

- 1 Enfin, le lancement d'un appel d'offres pour le comblement de besoins de puissance de
- 2 long terme n'est toujours pas requis d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement.



## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

### 2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation<sup>1</sup>

1 Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des ventes annuelles d'électricité par  
2 rapport à l'état d'avancement 2011 est de 6,5 TWh<sup>2</sup>. En 2020, les ventes d'électricité  
3 devraient toutefois s'élever à 184,7 TWh, en hausse de 1,2 TWh par rapport à celles  
4 prévues à l'état d'avancement 2011. La prévision des ventes par secteurs de  
5 consommation est présentée au tableau 2.1.

6 **TABLEAU 2.1**  
7 **PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN TWh)**

	2010 <sup>1</sup>	2011 <sup>1</sup>	2012 <sup>2</sup>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,2	63,9	64,7	65,5	65,6	65,6	66,1	66,4	67,0	67,7	68,8	6,6	1,0%
Commercial et institutionnel	34,7	33,9	34,6	34,7	35,1	35,4	35,8	35,9	36,0	36,3	36,7	2,0	0,6%
Industriel PME	8,7	9,4	9,1	8,8	9,4	9,5	9,0	8,9	8,7	8,7	8,7	0,0	0,0%
Industriel Grandes entreprises	59,8	58,2	56,9	58,0	58,2	58,8	61,6	62,1	63,1	63,9	64,8	5,0	0,8%
Alumineries	25,1	23,9	23,3	24,3	24,2	24,3	26,7	26,9	27,4	27,9	28,5	3,5	1,3%
Pâtes et papiers	15,2	14,1	12,7	12,0	11,6	11,3	11,2	11,0	10,8	10,6	10,5	-4,7	-3,6%
Pétrole et chimie	6,0	5,9	5,9	5,8	5,9	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	-0,5	-0,9%
Mines	2,7	3,3	3,4	3,7	4,1	4,3	4,6	4,9	5,3	5,7	6,1	3,5	8,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,7	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	2,0	2,3%
Autres	3,2	3,2	3,4	3,4	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	1,3	3,5%
Autres	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	0,5	1,0%
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>170,6</b>	<b>170,8</b>	<b>170,7</b>	<b>172,5</b>	<b>173,9</b>	<b>174,9</b>	<b>178,2</b>	<b>178,9</b>	<b>180,5</b>	<b>182,2</b>	<b>184,7</b>	<b>14,1</b>	<b>0,8%</b>

<sup>1</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2012, normalisées pour les conditions climatiques.

8  
9  
10 Les ventes prévues au secteur Résidentiel et agricole sont comparables à celles  
11 prévues dans l'état d'avancement 2011 (-0,2 TWh à terme). Une diminution du  
12 chauffage des locaux de l'ordre de 0,7 TWh en 2020 ainsi que la mise à jour du revenu

<sup>1</sup> La prévision des ventes du présent état d'avancement est basée sur les informations disponibles en août 2012.

<sup>2</sup> Diminution cumulative des ventes annuelles d'électricité par rapport à l'état d'avancement 2011, considérant les ventes de l'année 2012 non normalisées pour les conditions climatiques (168,6 TWh). Les écarts par rapport à l'état d'avancement 2011 sont présentés de façon détaillée aux tableaux de l'annexe C.

1 réel prévu (-0,3 TWh) sont compensées par les variations liées aux programmes  
2 d'économie d'énergie (+0,2 TWh) et une croissance démographique plus élevée  
3 (+0,6 TWh).

4 Au secteur Commercial et institutionnel, les ventes prévues en 2020 sont supérieures de  
5 1,9 TWh par rapport à celles prévues dans l'état d'avancement 2011. Cette  
6 augmentation découle essentiellement des économies d'énergie dans ce secteur qui  
7 sont inférieures de 1,1 TWh par rapport à l'état d'avancement 2011.

8 Les ventes d'électricité aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel  
9 sont revues à la baisse de 0,8 TWh à l'horizon 2020 par rapport à l'état d'avancement  
10 2011. Cette baisse s'explique notamment par une croissance du PIB manufacturier  
11 moins forte (-0,9 TWh) et un transfert de ventes vers le secteur Industriel grandes  
12 entreprises (-1,0 TWh) suite à la réforme des tarifs généraux. Par ailleurs, ces impacts à  
13 la baisse sont mitigés par le déploiement des programmes d'économie d'énergie.

14 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon  
15 2020 est du même ordre de grandeur que dans l'état d'avancement 2011 (+0,2 TWh).  
16 Des disparités entre les secteurs industriels sont toutefois constatées. Des perspectives  
17 économiques moins soutenues dans les secteurs des mines et de l'aluminium entraînent  
18 des diminutions respectives des ventes prévues de 2,2 TWh et de 1,0 TWh par rapport à  
19 l'état d'avancement 2011. Par ailleurs, le rehaussement des ventes dans les autres  
20 secteurs industriels, pâtes et papiers (+0,4 TWh), pétrole et chimie (+0,5 TWh),  
21 sidérurgie, fonte et affinage (+1,0 TWh), et autres (+1,5 TWh), est dû à des perspectives  
22 économiques plus favorables, au déploiement des programmes d'économie d'énergie et  
23 au transfert de ventes provenant du secteur Industriel PME suite à la réforme des tarifs  
24 généraux.

25 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution  
26 municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage Sentinelle et le transport public,  
27 est revue à la hausse de 0,2 TWh à l'horizon 2020 par rapport à l'état d'avancement  
28 2011.

## 2.2. Prévion des besoins en énergie

1 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2.2, sont composés de  
 2 la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les  
 3 réseaux de distribution et de transport de 7,8 % pour les années 2013 et suivantes. Ce  
 4 taux global de pertes correspond à la moyenne des taux de pertes normalisées des trois  
 5 années complètes les plus récentes et il est supérieur de 0,1 % à celui de l'état  
 6 d'avancement 2011. Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des besoins  
 7 annuels en énergie par rapport à l'état d'avancement 2011 est de 5,3 TWh<sup>3</sup>. En 2020,  
 8 les besoins prévus sont de 199,2 TWh, soit 1,5 TWh de plus que ceux prévus dans l'état  
 9 d'avancement 2011.

10  
11

**TABLEAU 2.2**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques</b>													
<b>Prévion des ventes</b>	170,6	170,8	170,7	172,5	173,9	174,9	178,2	178,9	180,5	182,2	184,7	14,1	0,8%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	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	
<b>= Consommation visée par le Plan</b>	<b>170,9<sup>1</sup></b>	<b>171,2<sup>1</sup></b>	<b>171,0<sup>1</sup></b>	<b>172,7</b>	<b>174,1</b>	<b>175,1</b>	<b>178,4</b>	<b>179,0</b>	<b>180,6</b>	<b>182,3</b>	<b>184,8</b>	<b>13,9</b>	<b>0,8%</b>
+ Pertes de distribution et de transport	13,8	13,4	13,3	13,5	13,6	13,7	13,9	14,0	14,1	14,2	14,4	0,6	0,4%
<b>= Besoins visés par le Plan</b>	<b>184,7</b>	<b>184,6</b>	<b>184,4</b>	<b>186,2</b>	<b>187,7</b>	<b>188,7</b>	<b>192,3</b>	<b>193,0</b>	<b>194,7</b>	<b>196,5</b>	<b>199,2</b>	<b>14,5</b>	<b>0,8%</b>
<b>Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2012)</b>	-4,4	-1,8	-2,6										
<b>Valeurs réelles</b>													
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>180,3</b>	<b>182,7</b>	<b>181,8</b>										

12

<sup>1</sup> Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité d'environ 0,07 TWh pour l'année 2010 et 0,08 TWh pour les années 2011 et 2012 d'énergie interrompue en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

13

## 2.3. Prévion des besoins en puissance

14 Par rapport à l'état d'avancement 2011, les besoins en puissance prévus à la pointe sont  
 15 en baisse de 340 à 750 MW pour les hivers 2012-2013 et suivants. Cette baisse découle  
 16 essentiellement d'une diminution de la part du chauffage des locaux dans la croissance  
 17 des ventes aux secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel.

<sup>3</sup> Diminution cumulative des besoins annuels en énergie par rapport à l'état d'avancement 2011, considérant des besoins en énergie de l'année 2012 non normalisés pour les conditions climatiques.

1  
2

**TABLEAU 2.3  
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE (EN MW)**

	Part à l'hiver 2009-2010	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	Croissance 2009-2019		
													Taux annuel moyen	Part dans la croiss.	
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques<sup>1</sup></b>															
Chauffage résidentiel et agricole	30%	10 690	10 898	11 025	11 124	11 227	11 308	11 390	11 477	11 560	11 640	11 722	1 032	0,9%	27%
Chauffage commercial et institutionnel	9%	3 327	3 397	3 468	3 551	3 612	3 648	3 678	3 705	3 728	3 753	3 780	453	1,3%	12%
Eau chaude résidentiel et agricole	5%	1 744	1 782	1 805	1 824	1 844	1 861	1 874	1 892	1 909	1 925	1 940	196	1,1%	5%
Industriel PME	4%	1 608	1 588	1 532	1 568	1 599	1 617	1 532	1 508	1 490	1 471	1 476	-132	-0,9%	-3%
Industriel Grandes entreprises	19%	6 976	7 273	7 055	7 062	7 304	7 364	7 686	7 760	7 879	7 982	8 081	1 105	1,5%	28%
Autres usages	32%	11 705	11 892	12 085	12 133	12 162	12 188	12 288	12 457	12 630	12 777	12 929	1 224	1,0%	32%
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>		<b>36 050</b>	<b>36 830</b>	<b>36 970</b>	<b>37 262</b>	<b>37 748</b>	<b>37 986</b>	<b>38 448</b>	<b>38 799</b>	<b>39 196</b>	<b>39 548</b>	<b>39 928</b>	<b>3 878</b>	<b>1,0%</b>	
<b>Impacts des conditions climatiques<sup>1</sup></b>		<b>-1 707</b>	<b>670</b>	<b>-1 830</b>											
<b>Valeurs réelles</b>															
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>		<b>34 343</b>	<b>37 500</b>	<b>35 140</b>											

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

4

## 2.4. Efficacité énergétique

5 La prévision de la demande prend en compte l'impact de l'efficacité énergétique sur les  
6 ventes et les besoins en puissance, soit les économies d'énergie tendanciennes, les  
7 économies d'énergie découlant des programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au  
8 cours des années 90 ainsi que les programmes d'économie d'énergie en déploiement  
9 sur l'horizon du Plan. Elle prend également en compte l'effacement de charge découlant  
10 de la biénergie résidentielle.

11 Le tableau 2.4-1 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision  
12 des ventes alors que le tableau 2.4-2 présente les impacts des économies d'énergie et  
13 de l'effacement prévu de la biénergie résidentielle sur les besoins en puissance à la  
14 pointe d'hiver.

1  
 2

**TABLEAU 2.4-1  
 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (EN TWh)\***

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	2,9	3,4	4,0	4,6	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1
Commercial et institutionnel	1,7	2,1	2,5	3,0	3,4	3,8	4,3	4,8	5,3	5,7	6,1
Industriel	2,6	3,0	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>7,4</b>	<b>8,7</b>	<b>10,0</b>	<b>11,4</b>	<b>12,4</b>	<b>13,2</b>	<b>14,2</b>	<b>15,1</b>	<b>16,0</b>	<b>16,6</b>	<b>17,3</b>

3

\* Économies d'énergie mensualisées pour les programmes d'Hydro-Québec déjà mis en œuvre et pour les programmes en déploiement.

 4  
 5  
 6

**TABLEAU 2.4-2  
 IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DE L'EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDEN-  
 TIELLE SUR LA PRÉVISION DES BESOINS EN 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
Impact des économies d'énergie	1 080	1 310	1 530	1 770	1 980	2 150	2 300	2 410	2 520	2 630	2 760
Effacement de la biénergie résidentielle	840	850	850	860	860	870	870	870	870	880	880

 7  
 8

## 2.5. Aléas de la demande

9 La prévision des besoins en énergie et en puissance est soumise à des aléas importants  
 10 classés en deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et l'aléa sur la  
 11 demande prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison indépendante des deux.

12 Les tableaux 2.5-1 et 2.5-2 présentent respectivement l'aléa sur les besoins en énergie  
 13 et l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

1  
2  
3

**TABLEAU 2.5-1  
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE  
ÉCART TYPE (EN TWh)**

	2013	2014	2015	2016	2017
Aléa climatique	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Aléa sur la demande prévue	2,5	2,7	3,1	4,0	5,7
Aléa global	3,3	3,5	3,8	4,6	6,1

4

5  
6  
7

**TABLEAU 2.5-2  
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER  
ÉCART TYPE (EN MW)**

	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016
Aléa climatique	1 430	1 450	1 460	1 480
Aléa sur la demande prévue	630	770	890	1 030
Aléa global	1 560	1 640	1 700	1 800

8

9

10 L'aléa global sur les besoins en énergie du présent état d'avancement est inférieur à  
11 celui de l'état d'avancement 2011, soit une diminution de l'écart type de 0,3 TWh à  
12 l'horizon 1 an et de 1,6 TWh à l'horizon 5 ans. Cette baisse découle d'une réduction de  
13 l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales), et ce, essentiellement  
14 en raison d'une réévaluation de l'incertitude associée à la croissance économique dans  
15 les secteurs de l'aluminium, des mines et des pâtes et papiers.

16 Par ailleurs, par rapport à l'état d'avancement 2011, l'aléa global sur les besoins en  
17 puissance à la pointe d'hiver est inférieur de 30 MW à l'horizon 1 an et de 180 MW à  
18 l'horizon 4 ans. Ceci découle principalement de la diminution de l'aléa sur les besoins en  
19 énergie. Quant à l'aléa climatique, il est légèrement inférieur à celui présenté dans l'état  
20 d'avancement 2011, avec une baisse de 50 MW à l'horizon de 4 ans, en raison de la  
21 réévaluation des besoins de chauffage.

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

#### **3.1. Approvisionnements existants**

1 Le portefeuille du Distributeur comporte maintenant cinquante-huit (58) contrats  
2 d'approvisionnement de long terme. Depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011, le  
3 Distributeur a signé huit (8) nouveaux contrats :

4 • Trois contrats totalisant 34,7 MW ont été signés dans le cadre du Programme  
5 d'achat d'électricité issue de projets hydroélectriques de 50 MW et moins  
6 (PAÉ 2009-01), soit les projets Val-Jalbert (16,0 MW), Les Chutes du Six Mille  
7 (13,2 MW) et La Chute du Quatre Mille (5,5 MW). À ce jour, huit des treize  
8 projets retenus dans le cadre de ce programme sont sous contrat et deux projets  
9 ont été abandonnés par leur promoteur ;

10 • Cinq contrats totalisant 152,5 MW ont été signés dans le cadre du Programme  
11 d'achat d'électricité produite par des centrales de cogénération à base de  
12 biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins (PAÉ 2011-01), soit les  
13 projets Tembec Témiscaming (50,0 MW), Fibrek St-Félicien (33,2 MW)  
14 actuellement en service, PF Résolu Dolbeau (26,5 MW), Innoventé Trois-  
15 Rivières (8,8 MW) et Fortress Lebel-sur-Quévillon (34,0 MW).

16 Le Distributeur fait aussi part à la Régie de développements survenus dans le cadre de  
17 projets qui étaient déjà sous contrat lors du dépôt de l'état d'avancement 2011 :

18 • Le parc éolien de Montagne Sèche (58,5 MW) a été mis en service le 25  
19 novembre 2011 et la phase 1 du parc éolien de Gros-Morne (100,5 MW) le 29  
20 novembre 2011. Ces projets sont issus du premier appel d'offres d'énergie  
21 éolienne.

22 • La phase 2 du parc éolien de St-Ulric St-Léandre (22,5 MW) est reportée à une  
23 date ultérieure. Le fournisseur poursuit les démarches afin de réaliser la  
24 deuxième phase du projet tout en assurant sa viabilité économique. Ce projet  
25 est également issu du premier appel d'offres d'énergie éolienne.

- 1 • Le parc éolien Le Plateau (138,6 MW) a été mis en service le 28 mars 2012 et le  
2 parc éolien St-Robert-Bellarmin (80,0 MW) le 11 octobre 2012. Ces deux projets  
3 sont issus du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne.
- 4 • La mise en service du parc éolien De L'Érable, issu du deuxième appel d'offres  
5 d'énergie éolienne, est reportée au 1<sup>er</sup> décembre 2013.
- 6 • La phase 1 de la centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland  
7 Thibault (1,0 MW) a été mise en service le 29 juin 2012, la centrale de  
8 cogénération au biogaz de St-Thomas (9,4 MW) le 4 juillet 2012 et la centrale de  
9 cogénération St-Nicéphore (7,6 MW) le 2 octobre 2012. Ces projets sont issus  
10 de l'appel d'offres lancé en 2009 pour l'achat d'énergie produite par  
11 cogénération à la biomasse.
- 12 • Le projet St-Valentin (50 MW), renommé Témiscouata II, sera relocalisé dans la  
13 MRC de Témiscouata. Le début des livraisons est maintenant prévu pour 2015.
- 14 • La suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2013 a été  
15 approuvée par la Régie dans la décision D-2012-118.

### **3.2. Approvisionnements en cours d'acquisition**

16 La quantité visée par le Programme d'achat d'électricité produite par des centrales de  
17 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins  
18 (PAÉ 2011-01) a été rehaussée de 150 MW en vertu de la décision D-2012-81, pour un  
19 total de 300 MW. Ce programme prendra fin à la plus hâtive des dates suivantes : le 20  
20 décembre 2013 ou à la date de signature du dernier contrat permettant d'atteindre  
21 300 MW en puissance contractuelle.

22 Conformément à la décision D-2011-193 relative à l'Entente globale de modulation, le  
23 Distributeur a entamé une procédure d'appel d'offres en vue de l'acquisition de services  
24 d'intégration éolienne. Ainsi, le 24 avril 2012, un appel de qualification (QA/O 2012-01) a  
25 été lancé par le Distributeur afin de procéder à la présélection d'intéressés à  
26 soumissionner qui satisfont aux exigences minimales requises pour fournir ce type de  
27 service. Le 19 juin 2012, une demande d'annulation du processus d'appel de



1 qualification a été déposée à la Régie<sup>4</sup>. En attente de la décision de la Régie à cet  
2 égard, le Distributeur a demandé aux intéressés à soumissionner de prolonger la validité  
3 de leurs dossiers de qualification jusqu'au 31 mars 2013. Lorsque la Régie aura rendu  
4 une décision dans le dossier R-3806-2012, le Distributeur déploiera tous les efforts afin  
5 d'assurer la continuité de la prestation des services d'intégration éolienne.

### **3.3. Moyens spécifiques pour satisfaire les besoins de pointe**

6 Parmi les moyens spécifiques au comblement des besoins de puissance en période de  
7 pointe, le Distributeur dispose de l'abaissement de tension et de l'option d'électricité  
8 interruptible, qui comptent respectivement pour 250 MW et 850 MW sur l'horizon du  
9 Plan.

10 Pour l'hiver 2012-2013, les demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible  
11 totalisent 969 MW. À ces quantités s'ajoute un bloc de 150 MW d'électricité interruptible  
12 faisant suite à l'adoption du décret 352-2012 à l'égard d'un contrat spécial de 500 MW  
13 avec Aluminerie Alouette. Le bloc d'électricité interruptible mis à la disposition du  
14 Distributeur par Aluminerie Alouette augmente à 450 MW à compter de l'hiver 2016-  
15 2017.

16 Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses contrats de long terme, le  
17 Distributeur compte toujours sur un potentiel de 1 100 MW sur les marchés de court  
18 terme, associé notamment à la capacité d'interconnexion avec le marché de New York  
19 via les chemins MASS-HQT et DEN-HQT.

### **3.4. Gestion de la demande en puissance**

20 Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 159), la Régie demande au Distributeur  
21 d'examiner le potentiel technico-économique (PTÉ) de la gestion de la consommation  
22 (ci-après « gestion de la demande en puissance »<sup>5</sup>) pour tous les secteurs en réseau

---

<sup>4</sup> Demande d'annulation de l'appel de qualification (QA/O 2012-01) en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne, dossier R-3806-2012.

<sup>5</sup> Afin d'assurer une uniformité de la terminologie utilisée, le Distributeur propose de retenir dorénavant le terme « Gestion de la demande en puissance » en remplacement de « Gestion de la consommation » pour définir toute intervention du Distributeur auprès des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

1 intégré et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012. Ce rapport  
2 est joint au dépôt du présent état d'avancement.

3 Pour le secteur résidentiel, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance est  
4 d'environ 800 MW. Ce PTÉ peut provenir d'une gestion automatisée des points de  
5 consigne ou de mesures de type comportemental. Le Distributeur exploite déjà en partie  
6 ce potentiel de déplacement de charge dans le cadre de ses appels au public lors des  
7 pointes exceptionnelles du réseau. Au cours des prochaines années, le Distributeur  
8 poursuivra ses analyses en vue de quantifier le potentiel réalisable à long terme et de  
9 déterminer la fiabilité des appels au public. D'ailleurs, le Distributeur travaille  
10 actuellement à déployer des activités pour sensibiliser les clients à l'importance de  
11 réduire leur consommation d'électricité durant les heures de pointe du réseau. Cette  
12 démarche s'inscrit dans le cadre d'une stratégie plus large qui prévoit offrir un  
13 portefeuille d'offres personnalisées de services aux clients afin de les aider à mieux  
14 gérer leur consommation. La mise en place des compteurs de nouvelle génération  
15 facilitera le déploiement de cette stratégie de sensibilisation.

16 Pour le secteur commercial et institutionnel, le PTÉ de la gestion de la demande en  
17 puissance se situe à environ 1 300 MW et provient de l'installation de différents  
18 appareils de chauffage (stockage thermique ou biénergie). Le potentiel  
19 commercialement réalisable de ces mesures reste toutefois à être démontré,  
20 particulièrement dans ce secteur où les mesures peuvent avoir un impact sur les appels  
21 de puissance facturés aux clients. De plus, le PTÉ du secteur commercial et  
22 institutionnel ne peut être cumulé à celui du secteur résidentiel, en raison des reprises  
23 de charge qui accompagnent généralement les réductions des besoins de puissance  
24 associées aux mesures de gestion de la demande en puissance de ces deux secteurs.  
25 Le PTÉ maximal combiné des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel est donc  
26 de l'ordre de 1 300 MW.

27 Aux secteurs industriels, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance provient  
28 essentiellement des mesures visant à réduire ou interrompre la production pour des  
29 durées variables. Pour la petite et moyenne industrie, le PTÉ demeure marginal et est  
30 évalué à environ 60 MW. Pour la grande industrie, l'électricité interruptible permet au  
31 Distributeur d'exploiter la quasi-totalité du PTÉ de ce secteur.

1 Suite aux résultats du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, et tel que  
2 mentionné précédemment, le Distributeur poursuivra son analyse par l'évaluation du  
3 potentiel réalisable compte tenu des différentes barrières commerciales. Par ailleurs, le  
4 Distributeur poursuit également ses travaux destinés à valider le potentiel de mesures  
5 de contrôle direct de la charge suite à l'implantation des compteurs de nouvelle  
6 génération. Il procède d'ailleurs à des essais dans des maisons expérimentales au  
7 Laboratoire des technologies de l'énergie afin d'évaluer les stratégies de contrôle de  
8 charges et l'impact de leur reprise sur la demande en puissance. Ces travaux devraient  
9 prendre fin en 2013.

### 3.5. Mesurage net

10 Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 264 et 265), la Régie demande au  
11 Distributeur de déposer un bilan de l'option de mesurage net pour autoproducteur et  
12 d'identifier les facteurs qui expliquent le faible niveau de participation.

13 L'option de mesurage net est offerte par le Distributeur depuis 2006. Le nombre total  
14 d'abonnements en date du 31 juillet 2012 était de 24. La puissance installée varie entre  
15 3 kW et 6 kW pour les installations solaires et entre 1 kW et 5 kW pour les installations  
16 éoliennes. La répartition des abonnements à l'option de mesurage net par sources  
17 d'énergie utilisée est présentée au tableau 3.1.

18 **TABLEAU 3.1**  
19 **ABONNEMENTS À L'OPTION DE MESURAGE NET AU 31 JUILLET 2012**

Source d'énergie utilisée	Nombre d'abonnements	kW installés
Solaire	20	84
Éolienne	3	11
Hybride (solaire/éolien)	1	4
Total	24	100

20

21 L'année 2012 est marquée par un volume élevé de demandes d'adhésion de sorte que  
22 le nombre total d'abonnements à l'option de mesurage net devrait s'élever à près de 45  
23 au 31 décembre 2012. La proportion de l'énergie éolienne comme source d'énergie  
24 d'autoproduction pour les demandes en cours d'analyse s'élève présentement à plus de

- 1 70 %. Cela s'explique par le démarchage intensif des distributeurs de ce type  
2 d'équipements en milieu agricole.
- 3 Le principal frein à l'option de mesurage net demeure le montant élevé d'investissement  
4 pour une installation d'autoproduction. Outre leur coût, les éoliennes présentent un défi  
5 additionnel d'intégration puisqu'elles peuvent faire l'objet de restrictions de zonage.
- 6 Par ailleurs, les motifs d'adhésion à l'option de mesurage net évoqués par les clients  
7 demeurent la protection de l'environnement, la réduction de la consommation  
8 d'électricité provenant du réseau et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction.

#### **4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS**

##### **4.1. Besoins en énergie**

1 Par rapport à l'état d'avancement 2011, les besoins en énergie sont en baisse de  
2 5,3 TWh sur la période 2012-2020 alors que l'augmentation de la quantité visée par le  
3 PAÉ 2011-01 (biomasse) entraîne une hausse de 6,2 TWh des approvisionnements de  
4 long terme sur la même période. Afin de gérer les surplus, le Distributeur dispose d'une  
5 entente avec TCE visant la suspension des livraisons de sa centrale à Bécancour et des  
6 Conventions d'énergie différée avec le Producteur.

7 Compte tenu de la hausse des surplus attendus, la suspension des livraisons de la  
8 centrale de TCE est prévue jusqu'au 31 décembre 2017, soit deux années de plus que  
9 dans la planification présentée dans l'état d'avancement 2011. Par la suite, soit à  
10 compter de janvier 2018, le Distributeur maintient l'hypothèse que la centrale de TCE  
11 pourrait contribuer uniquement au comblement des besoins d'hiver.

12 En ce qui a trait aux Conventions d'énergie différée, le Distributeur planifie dorénavant  
13 l'utilisation des rappels sur la base de l'engagement contractuel du Producteur, soit  
14 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie différée en fonction  
15 des rappels obtenus et de la marge de manœuvre dont il dispose. Compte tenu de la  
16 hausse des surplus attendus sur l'horizon du Plan, le Distributeur n'est pas en mesure  
17 d'accroître les quantités d'énergie différée. En conséquence, le Distributeur ne prévoit  
18 pas différer l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2015.

19 Par ailleurs, conformément à la décision D-2012-024, le Distributeur n'a pas eu recours  
20 aux transactions financières avec le Producteur en 2012 et n'entend pas y avoir recours  
21 de nouveau.

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

1  
2

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Besoins visés par le Plan</b>	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>= AAR au-delà du patrimonial</b>	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
<b>- Appro. non patrimoniaux</b>	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
▪ HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
▪ Cyclable	0,1	0,6	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
▪ Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
▪ Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
▪ Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
▪ Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
▪ Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
▪ Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
▪ Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
▪ Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
▪ Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
▪ Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
<b>= AAR (surplus)</b>	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3  
4

## 4.2. Besoins en puissance

### 4.2.1. Critère de fiabilité en puissance

5 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'équilibre offre-demande, le Distributeur doit  
6 prévoir une réserve suffisante pour faire face aux aléas de la demande et au risque  
7 d'indisponibilité de ses ressources. Cette réserve est établie de manière à respecter le  
8 critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage  
9 dans une zone de réglage n'excède pas 0,1 jour par année.

### 4.2.2. Taux de réserve requise

10 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le  
11 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe du réseau. Le tableau 4.2  
12 présente l'évolution des taux de réserve requise depuis le dépôt de l'état d'avancement  
13 2011.

1  
2  
3

**TABLEAU 4.2**  
**ÉVOLUTION DU TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**  
**RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	<b>Année courante</b>	<b>+1 an</b>	<b>+2 ans</b>	<b>+3 ans</b>
État d'avancement 2011	9,1%	9,5%	10,2%	10,8%
État d'avancement 2012	9,5%	9,6%	9,9%	10,3%

4  
5

6 L'augmentation du taux de réserve pour l'année courante s'explique principalement par  
7 l'ajout de nouveaux moyens en puissance, tels la puissance interruptible d'Aluminerie  
8 Alouette (décret 352-2012) de même que l'ajout d'approvisionnements provenant de  
9 centrales de biomasse (PAÉ 2011-01). À plus long terme, la hausse de la réserve  
10 associée aux nouveaux approvisionnements est plus que compensée par la baisse de  
11 l'aléa global sur les besoins en puissance.

#### **4.2.3. Bilan en puissance**

12 Le bilan en puissance présenté au tableau 4.3 fait état d'une baisse de 340 à 750 MW  
13 des besoins prévus à la pointe, par rapport à l'état d'avancement 2011, pour les hivers  
14 2012-2013 et suivants. Il intègre la réserve requise nécessaire au respect du critère de  
15 fiabilité, il tient compte des engagements de long terme du Distributeur et des moyens  
16 qu'il prévoit déployer à l'horizon du Plan, soit la suspension des livraisons de la centrale  
17 de TCE jusqu'à la fin de l'année 2017, de même que les rappels d'énergie limités à  
18 400 MW et assortis d'une garantie de puissance. Il incorpore en outre une contribution  
19 de 35 % des éoliennes conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel de  
20 qualification QA/O 2012-01.

21 Le Distributeur ajustera son bilan de puissance de la pointe 2012-2013 en fonction de la  
22 révision des besoins de court terme. Les besoins et les moyens déployés par le  
23 Distributeur pour assurer l'adéquation des ressources de la pointe 2012-2013 seront  
24 intégrés à l'attestation de fiabilité en puissance que le Distributeur présentera à la Régie,  
25 en novembre, dans le cadre du suivi de la décision D-2011-162 (paragraphe 114 et  
26 115).

1 Au-delà du déploiement des moyens dont dispose le Distributeur et de la contribution  
2 des marchés de court terme, des besoins de puissance significatifs apparaissent à  
3 compter de l'hiver 2016-2017. Considérant que le Distributeur pourrait, au besoin,  
4 devancer l'utilisation de la centrale de TCE pour répondre aux besoins de cette pointe,  
5 les moyens dont il dispose ainsi que la contribution des marchés de court terme suffisent  
6 à couvrir les besoins en puissance jusqu'à la pointe hivernale 2016-2017, inclusivement.  
7 Le Distributeur estime donc qu'il n'y a pas lieu de procéder à un appel d'offres de  
8 puissance de long terme avant le prochain plan d'approvisionnement.

9 **TABLEAU 4.3**  
10 **BILAN EN PUISSANCE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN MW)**

	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b>	<b>37 262</b>	<b>37 748</b>	<b>37 986</b>	<b>38 448</b>	<b>38 799</b>	<b>39 196</b>	<b>39 548</b>	<b>39 928</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 534	3 607	3 779	3 963	4 184	4 280	4 316	4 355
- 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>3 354</b>	<b>3 913</b>	<b>4 323</b>	<b>4 969</b>	<b>5 541</b>	<b>6 034</b>	<b>6 422</b>	<b>6 841</b>
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux</b>	<b>3 056</b>	<b>3 265</b>	<b>3 565</b>	<b>3 821</b>	<b>4 171</b>	<b>4 718</b>	<b>4 718</b>	<b>4 718</b>
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
<i>Dont : Garantie de puissance associée aux rappels</i>	400	400	400	400	400	400	400	400
• Éolien I : 1 000 MW <sup>(1)</sup>	286	294	294	294	294	294	294	294
• Éolien II : 2 000 MW <sup>(1)</sup>	240	477	588	702	702	702	702	702
• Éolien III : 500 MW <sup>(1)</sup>	0	25	59	102	102	102	102	102
• Biomasse (Kruger et Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24
• Biomasse II : 125 MW	51	52	52	52	52	52	52	52
• Biomasse III : 300 MW	60	60	150	250	300	300	300	300
• Petite hydraulique : 150 MW	27	84	147	147	147	147	147	147
• Électricité interruptible	969	850	850	850	850	850	850	850
• Autres approvisionnements de long terme	150	150	150	150	450	450	450	450
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>300</b>	<b>650</b>	<b>760</b>	<b>1 150</b>	<b>1 370</b>	<b>1 320</b>	<b>1 700</b>	<b>2 120</b>
- Contribution des marchés de court terme	300	650	760	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50</b>	<b>270</b>	<b>220</b>	<b>600</b>	<b>1 020</b>

11 Note (1) : Contribution de 35 % des éoliennes, conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel de qualification QA/O 2012-01.



## 5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

### 5.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

3 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario  
4 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans  
5 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance  
6 supérieure à 5 TWh par année. » (D-2011-162)

7 Le tableau 5.1 présente l'impact sur les besoins énergétiques à combler considérant un  
8 écart type au-delà des besoins du scénario moyen, de même que les moyens qui  
9 pourraient être déployés pour assurer le respect du critère de fiabilité en énergie.

10 **TABLEAU 5.1**  
11 **MOYENS UTILISÉS POUR RESPECTER**  
12 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWh)**

	2013	2014	2015	2016	2017
<b>AAR après déploiement des moyens</b> (réf. Tableau 4.1)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2.5.1)	3,3	3,5	3,8	4,6	6,1
<b>= AAR + 1 écart type</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>1,8</b>	<b>3,2</b>
<b>Moyens disponibles (potentiel maximal)</b>	<b>1,6</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>
- Utilisation accrue de TCE	-	4,3	4,3	4,3	4,3
- Utilisation accrue du contrat cyclable	1,6	1,7	1,7	1,5	1,5
- Utilisation accrue du contrat en base	-	-	-	2,1	2,1
<b>= AAR après gestion</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(7,5)</b>	<b>(7,8)</b>	<b>(6,1)</b>	<b>(4,6)</b>

13

14

15 Les surplus énergétiques prévus au cours des prochaines années contribuent  
16 grandement à limiter le recours au marché de court terme hors Québec à l'horizon de  
17 2017. Les besoins maximum à satisfaire sont atteints en 2017 et s'élèvent à 3,2 TWh,  
18 considérant un aléa global de 6,1 TWh. Outre une utilisation accrue du contrat avec TCE  
19 et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, le Distributeur pourrait accroître

1 les rappels du compte d'énergie différée. Le Distributeur dispose donc de suffisamment  
2 de moyens pour assurer le respect de son critère de fiabilité en énergie.

### **5.2. Critère de fiabilité en énergie du Producteur**

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

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

8 Les documents concernant le suivi de novembre 2012 seront transmis à la Régie dès  
9 qu'ils seront disponibles.

---

<sup>6</sup> Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Internet suivante :  
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2011-162\\_CriteresFiabilite.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-162_CriteresFiabilite.html).

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

### **6.1. État d'avancement 2012**

1 Le Distributeur maintient la plupart des stratégies et données relatives aux réseaux  
2 autonomes. Concernant les augmentations de puissance des équipements de  
3 production à l'horizon 2013, les mises à jour suivantes sont à souligner.

- 4 • L'augmentation de puissance à la centrale d'Opitciwan, initialement prévue en  
5 2011, est toujours reportée. La solution retenue afin d'assurer le respect du  
6 critère de puissance garantie est l'interruption de la charge de la scierie, au  
7 besoin. Le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'approbation d'un  
8 tarif interruptible en ce sens au dossier R-3814-2012 (HQD-12, document 2,  
9 pages 18-23).
- 10 • Les augmentations de puissance à Puvirnituq et à Kangirsuk ont été réalisées tel  
11 que prévu, soit en 2011 et 2012 respectivement.

12 À Cap-aux-Meules et à Tasiujaq, le Distributeur a mis en œuvre des moyens pour faire  
13 face aux dépassements du critère de puissance garantie prévus à court terme.

- 14 • À Cap-aux-Meules, l'interruption d'une charge industrielle, faisant également  
15 l'objet de la demande d'approbation d'un tarif interruptible déposée à la Régie au  
16 dossier R-3814-2012, et l'installation temporaire de groupes électrogènes de  
17 secours de 2 MW de novembre 2013 à mars 2014 sont envisagées. L'installation  
18 temporaire de groupes électrogènes de secours sera répétée annuellement tant  
19 qu'une solution permanente à long terme ne sera pas mise en œuvre.  
20 Concernant les scénarios d'alimentation à long terme des Îles-de-la-Madeleine,  
21 l'avant-projet du raccordement avec la Gaspésie devrait être terminé en 2015.  
22 Par la suite, une analyse sera réalisée sur le meilleur scénario d'alimentation à  
23 long terme à retenir.
- 24 • À Tasiujaq, un groupe électrogène de secours de 540 kW a été installé près de  
25 la centrale en attendant une décision sur le projet d'augmentation de la capacité  
26 de production.

1 Les études relatives aux projets de jumelage éolien-diesel (JED) à Kangiqsualujuaq et  
2 aux Îles-de-la-Madeleine se poursuivent. Toutefois, le choix des sites a constitué un  
3 enjeu majeur au cours de la dernière année.

4 • À Kangiqsuallujuaq, suite au refus du premier site par NAV Canada, un nouveau  
5 site a été identifié et présenté au milieu et aux autorités concernées. L'étude  
6 d'intégration, en partie tributaire au choix du site, se poursuit. Des résultats  
7 devraient être disponibles au cours de l'année 2013. Entretemps, le Distributeur  
8 a réalisé des essais à la centrale de Kangiqsuallujuaq afin de valider les  
9 modèles techniques des équipements sur place. Ceci permettra de préciser la  
10 simulation technique des différents équipements requis au projet éolien.

11 • Aux Îles-de-la-Madeleine, le site qui avait été identifié a été refusé par  
12 NAV Canada au cours de la dernière année. Un nouveau site a été accepté par  
13 NAV Canada et est en processus d'acceptation par le milieu concerné. L'étude  
14 d'intégration se poursuit et des résultats sont attendus au cours de l'année 2013.

15 Pour le Nunavik, le projet de centrale hydraulique au fil de l'eau à Inukjuak est toujours  
16 en discussion avec la communauté et le financement demeure un enjeu pour cette  
17 dernière. Par ailleurs, un projet d'énergie renouvelable est présentement à l'étude à la  
18 demande de la communauté de Whapmagoostui. Ce projet comprend plusieurs  
19 technologies : éolienne, biomasse et solaire. Le Distributeur est en attente de l'étude de  
20 faisabilité de ce projet.

21 Concernant le projet pilote d'une hydrolienne au Nunavik, la compagnie RER a effectué  
22 des relevés sur la rivière Koksoak à Kuujuaq en août 2012 afin d'identifier un site  
23 potentiel. Les résultats sont attendus d'ici la fin de l'année 2012.

24 Pour Opitciwan, l'étude du projet de production d'énergie à partir de la biomasse est  
25 toujours en cours. Le Distributeur est en attente de l'étude de faisabilité de ce projet,  
26 prévue d'ici la fin de l'année 2012.

27 Par ailleurs, l'inventaire des énergies renouvelables effectué par le Distributeur sera  
28 inclus au PTÉ en réseaux autonomes qui sera déposé à la Régie en 2013.

## **6.2. Suivi de la décision D-2011-162**

1 Au paragraphe 325 de sa décision, la Régie « *demande au Distributeur de présenter,*  
2 *dans l'état d'avancement 2012 du Plan, les actions entreprises ou prévues pour*  
3 *améliorer la précision des données relatives aux pertes en réseaux autonomes ainsi que*  
4 *l'échéancier de mise en place de ces actions.* »

5 Le Distributeur planifie les actions suivantes relatives au dossier :

- 6 • Valider le mesurage de la production et des services auxiliaires des centrales.  
7 Cet exercice est déjà réalisé. La mesure de la production et des services  
8 auxiliaires du Nunavik sera réajustée en fonction de la date de lecture de  
9 l'opérateur en fin d'année. Le relevé de la lecture des services auxiliaires à la  
10 centrale de l'île d'Entrée est réalisé.
- 11 • Préciser la quantité d'énergie associée à l'usage interne en validant sur le terrain  
12 la liste des installations comptabilisées dans l'usage interne par réseau et en  
13 vérifiant l'estimation des charges non mesurées (ex. : usage interne poste de  
14 transport) pour juin 2013. En 2012, le Distributeur a fait l'ajout d'un compteur au  
15 poste PLA sur le réseau de Schefferville pour le mesurage de son usage interne.  
16 Des projets sont à l'étude pour ajouter du mesurage à d'autres endroits sur ce  
17 réseau.
- 18 • Valider les ventes publiées / livrées par secteurs de consommation pour juin  
19 2013.
- 20 • Effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque  
21 réseau pour juin 2013.

22 Au paragraphe 345 de sa décision, la Régie énonce que « *[c]ependant, compte tenu*  
23 *que le Distributeur comble déjà son critère de puissance garantie à Schefferville par*  
24 *l'utilisation de groupes électrogènes de secours, la Régie demande au Distributeur*  
25 *d'examiner la possibilité d'appliquer une telle option ailleurs en réseaux autonomes, par*  
26 *exemple aux Îles-de-la-Madeleine. Les conclusions de cet examen devront être*  
27 *déposées dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan.* »

1 Le Distributeur rappelle que les groupes électrogènes de secours installés à  
2 Schefferville ne servent que de façon temporaire en attendant une solution permanente  
3 permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement. En aucun cas ces groupes  
4 électrogènes ne peuvent à long terme combler le critère de puissance garantie de ce  
5 réseau et en assurer la fiabilité. Dans le cadre du dossier R-3814-2012 (HQD-8,  
6 document 5) le Distributeur réitère le besoin d'une centrale de réserve permanente.

7 Tel que mentionné à la section 6.1, une telle option est d'ailleurs envisagée à la centrale  
8 de Cap-aux-Meules en attendant qu'une décision soit prise sur le scénario d'alimentation  
9 à long terme des Îles-de-la-Madeleine.

10 Au paragraphe 354 de sa décision, la Régie « *demande au Distributeur de mettre à jour*  
11 *le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-*  
12 *Madeleine, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012*  
13 *du Plan.* »

14 Étant donné l'état d'avancement actuel des projets éoliens au Nunavik et aux Îles-de-la-  
15 Madeleine et les difficultés décrites plus haut, le Distributeur ne possède pas encore  
16 d'informations plus précises sur les coûts des projets éoliens dans ces réseaux, ni sur  
17 leur taux de pénétration attendu. Dans ce contexte, le Distributeur considère que la mise  
18 à jour de cette étude théorique n'apportera pas d'information utile aux futurs projets  
19 éoliens. Le Distributeur réitère donc son intention d'attendre les résultats des études des  
20 deux projets en cours avant de mettre le rapport d'expertise à jour.

## **ANNEXE A**

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





1  
2

**TABLEAU A.1  
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)</b>	6 507	6 576	6 636	6 698	6 742	6 791	6 838	6 882	6 926	6 970	7 014
<b>Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)</b>	53,4	47,1	40,8	36,3	34,0	33,0	31,0	30,0	29,0	29,7	29,1
<b>Croissance du PIB total<sup>1</sup> (%)</b>	2,5	1,7	1,0	2,0	2,2	2,4	1,9	1,6	1,4	1,5	1,5
<b>Croissance du PIB manufacturier<sup>1</sup> (%)</b>	1,7	0,0	1,4	-0,9	0,8	1,0	0,7	0,3	0,4	-0,1	0,0
<b>Croissance du PIB tertiaire<sup>1</sup> (%)</b>	2,2	1,7	1,7	1,6	2,2	2,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8
<b>Croissance de l'emploi total (%)</b>	1,8	1,0	0,7	2,1	1,1	0,7	0,4	0,2	0,1	0,2	0,1
<b>Croissance du revenu du travail<sup>1</sup> (%)</b>	2,9	1,1	2,7	3,2	1,7	1,5	1,2	1,0	0,8	0,9	0,8

3

<sup>1</sup> La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle du revenu du travail sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.



## **ANNEXE B**

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



1 Le Distributeur présente dans les tableaux B.1 et B.2 les fourchettes d'encadrement de  
 2 la prévision de la demande du présent état d'avancement. Elles se fondent sur les  
 3 estimations de l'aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales, telles  
 4 que présentées à la section 2.5. Les fourchettes d'encadrement couvrent une probabilité  
 5 d'occurrence d'environ 80 % et correspondent à plus ou moins 1,3 écart type.

6 **TABLEAU B.1**  
 7 **FOURCHETTE D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
 8 **BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWh)**

	2010 <sup>1</sup>	2011 <sup>1</sup>	2012 <sup>2</sup>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Besoins en énergie moins 1,3 écart type	184,7	184,6	182,9	183,0	184,2	184,7	187,1	185,5	186,7	187,7	189,8	5,1	0,3%
Besoins en énergie prévus	184,7	184,6	184,4	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2	14,5	0,8%
Besoins en énergie plus 1,3 écart type	184,7	184,6	185,9	189,4	191,3	192,8	197,5	200,4	202,7	205,3	208,6	23,9	1,2%

<sup>1</sup> Besoins publiés, normalisés pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Incluant les besoins publiés de janvier à juillet 2012, normalisés pour les conditions climatiques

10 **TABLEAU B.2**  
 11 **FOURCHETTE D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
 12 **BESOINS EN PUISSANCE (EN MW)**

	2009- 2010 <sup>1</sup>	2010- 2011 <sup>1</sup>	2011- 2012 <sup>1</sup>	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Besoins en puissance moins 1,3 écart type	36 050	36 830	36 970	36 446	36 752	36 835	37 114	37 107	37 270	37 503	37 763	1 713	0,5%
Besoins en puissance prévus	36 050	36 830	36 970	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928	3 878	1,0%
Besoins en puissance plus 1,3 écart type	36 050	36 830	36 970	38 078	38 744	39 137	39 782	40 491	41 122	41 593	42 093	6 043	1,6%

<sup>1</sup> 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 L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011**





1  
2  
3  
4

**TABLEAU C.1  
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011  
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION  
(EN TWh)**

	2010 <sup>1</sup>	2011 <sup>2,3</sup>	2012 <sup>4</sup>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-20 tx annuel moyen
<b>Résidentiel et agricole</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	62,2	63,9	64,7	65,5	65,6	65,6	66,1	66,4	67,0	67,7	68,8	6,6	1,0%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	-0,3	0,1	0,8	0,5	-0,2	-0,5	-0,7	-0,7	-0,6	-0,2	-0,2	
<b>Commercial et institutionnel</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	34,7	33,9	34,6	34,7	35,1	35,4	35,8	35,9	36,0	36,3	36,7	2,0	0,6%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,2	-0,1	-0,4	0,2	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,9	1,9	
<b>Industriel PME</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	8,7	9,4	9,1	8,8	9,4	9,5	9,0	8,9	8,7	8,7	8,7	0,0	0,0%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	-0,4	-0,9	-0,2	-0,1	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	
<b>Industriel Grandes entreprises</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	59,8	58,2	56,9	58,0	58,2	58,8	61,6	62,1	63,1	63,9	64,8	5,0	0,8%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,4	-0,2	0,5	-0,1	-1,2	-1,5	-1,6	-1,2	-0,5	0,2	0,2	
<b>Alumineries</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	25,1	23,9	23,3	24,3	24,2	24,3	26,7	26,9	27,4	27,9	28,5	3,5	1,3%
État d'avancement 2011 du Plan	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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,1	0,1	0,7	0,1	-0,8	-1,6	-1,7	-1,4	-1,1	-1,0	-1,0	
<b>Pâtes et papiers</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	15,2	14,1	12,7	12,0	11,6	11,3	11,2	11,0	10,8	10,6	10,5	-4,7	-3,6%
État d'avancement 2011 du Plan	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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,3	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	
<b>Pétrole et chimie</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	6,0	5,9	5,9	5,8	5,9	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	-0,5	-0,9%
État d'avancement 2011 du Plan	6,0	5,8	5,5	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,0	-1,0	-1,9%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,1	0,4	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	
<b>Mines</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	2,7	3,3	3,4	3,7	4,1	4,3	4,6	4,9	5,3	5,7	6,1	3,5	8,6%
État d'avancement 2011 du Plan	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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	-0,1	-0,4	-0,8	-1,0	-1,5	-2,0	-2,5	-2,6	-2,4	-2,2	-2,2	
<b>Sidérurgie, fonte et affinage</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	7,7	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	2,0	2,3%
État d'avancement 2011 du Plan	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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	-0,2	0,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	
<b>Autres industriels</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	3,2	3,2	3,4	3,4	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	1,3	3,5%
État d'avancement 2011 du Plan	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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,4	0,7	0,9	1,2	1,3	1,5	1,5	
<b>Autres</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	0,5	1,0%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>													
État d'avancement 2012 du Plan	170,6	170,8	170,7	172,5	173,9	174,9	178,2	178,9	180,5	182,2	184,7	14,1	0,8%
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%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,3	-0,7	0,0	0,4	-0,6	-1,6	-1,7	-1,2	-0,1	1,2	1,2	

1 Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

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

3 Pour l'état d'avancement 2012 du Plan, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques.

4 Pour l'état d'avancement 2012 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2012, normalisées pour les conditions climatiques.

5

1  
2  
3  
4

**TABLEAU C.2**  
**COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**  
**(EN TWh)**

	2010 <sup>1,2</sup>	2011 <sup>1,2</sup>	2012 <sup>1</sup>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croiss. 2010-2020
<b>Consommation visée par le Plan</b>												
État d'avancement 2012	170,9	171,2	171,0	172,7	174,1	175,1	178,4	179,0	180,6	182,3	184,8	13,9
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
Écart	0,0	0,3	-0,6	0,0	0,5	-0,6	-1,5	-1,7	-1,2	-0,1	1,2	
<b>Pertes de distribution et de transport</b>												
État d'avancement 2012	13,8	13,4	13,3	13,5	13,6	13,7	13,9	14,0	14,1	14,2	14,4	0,6
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
Écart	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	
<b>Besoins visés par le Plan</b>												
État d'avancement 2012	184,7	184,6	184,4	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2	14,5
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
Écart	0,0	0,3	-0,4	0,2	0,7	-0,5	-1,5	-1,6	-1,1	0,1	1,5	

<sup>1</sup> Pour l'état d'avancement 2012, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Pour l'état d'avancement 2011, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

5

6

7

8

9

**TABLEAU C.3**  
**COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**  
**(EN MW)**

	2009- 2010 <sup>1,2</sup>	2010- 2011 <sup>1,2</sup>	2011- 2012 <sup>1</sup>	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croiss. 09-19
<b>Chauffage résidentiel et agricole</b>												
État d'avancement 2012	10 690	10 898	11 025	11 124	11 227	11 308	11 390	11 477	11 560	11 640	11 722	1 032
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
Écart	-300	-291	-374	-426	-458	-506	-553	-641	-708	-755	-764	
<b>Chauffage commercial et institutionnel</b>												
État d'avancement 2012	3 327	3 397	3 468	3 551	3 612	3 648	3 678	3 705	3 728	3 753	3 780	453
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
Écart	-67	-69	-76	-78	-73	-94	-70	-43	-15	14	41	
<b>Eau chaude résidentiel et agricole</b>												
État d'avancement 2012	1 744	1 782	1 805	1 824	1 844	1 861	1 874	1 892	1 909	1 925	1 940	196
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
Écart	1	14	14	12	16	20	20	20	20	19	18	
<b>Industriel - PME</b>												
État d'avancement 2012	1 608	1 588	1 532	1 568	1 599	1 617	1 532	1 508	1 490	1 471	1 476	-132
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
Écart	-132	-108	-144	-135	-97	-67	-139	-147	-149	-153	-136	
<b>Industriel - Grandes entreprises</b>												
État d'avancement 2012	6 976	7 273	7 055	7 062	7 304	7 364	7 686	7 760	7 879	7 982	8 081	1 105
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
Écart	6	4	268	-120	57	-80	66	-176	-126	-23	62	
<b>Autres usages</b>												
État d'avancement 2012	11 705	11 892	12 085	12 133	12 162	12 188	12 288	12 457	12 630	12 777	12 929	1 224
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
Écart	492	450	448	336	219	140	152	234	309	335	363	
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>												
État d'avancement 2012	36 050	36 830	36 970	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928	3 878
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
Écart	0	0	135	-411	-336	-587	-524	-753	-669	-562	-416	

<sup>1</sup> Pour l'état d'avancement 2012, 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 l'état d'avancement 2011, 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.

10

## **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 réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (L'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Northland Power Inc. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	29 novembre 2011 (1 <sup>er</sup> décembre 2012)
Enerfin Sociedad De Energia S.A. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Invenery Wind Canada ULC (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
EDF EN Canada Inc. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012
Kruger Énergie Inc. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
EDF EN Canada Inc. (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	66,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
EDF EN Canada Inc. / Enbridge (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2012) (1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante	156,0	(1 <sup>er</sup> juin 2013)
Borex Inc. / Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	131,2	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Borex Inc. / Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Algonquin Power (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Innergex (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St-Épiphane MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>			
Inverergy (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	23,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2013)
Boralex Inc. - Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	69,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Vents du Kempt Inc. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	100,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Témiscouata/Boralex (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	25,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
EDF EN Canada Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
Boralex inc. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	50,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
EDF EN Canada Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2014)
EDF EN Canada Inc. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2014) (1 <sup>er</sup> décembre 2015)
EDF EN Canada Inc. (Clemont)	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Kahnawake SE (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
MRC de La Côte-de-Beaupré / Boralex (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	25,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Val-Éo SC (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
Northland Power inc. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)
MRC Pierre-de-Saurel (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2015)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales de cogénération</b>			
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1 <sup>er</sup> juillet 2007
Tembec (Abitibi-Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,2	5 mai 2012
Terreau Biogaz Inc. (Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	1 1 1	29 juin 2012 (1 <sup>er</sup> décembre 2013) (1 <sup>er</sup> décembre 2028)
EBI Énergie Inc (Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,4	4 juillet 2012
WM Québec Inc. (Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	2 octobre 2012
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso)	Thurso	18,8	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
Innoventé Inc. (Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	(1 <sup>er</sup> décembre 2012)
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	(16 mai 2014)
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau-Mistassini)	Maria Chapdelaine	26,5	(1 <sup>er</sup> novembre 2012)
Innoventé Inc. (Trois-Rivières)	Trois-Rivières	8,8	(1 <sup>er</sup> mai 2015)
Fortress Global Cellulose Ltd. (Lebel-sur-Quévillon)	Lebel-sur-Quévillon	34,0	(1 <sup>er</sup> juin 2014)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales hydroélectriques</b>			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1 <sup>er</sup> mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1 <sup>er</sup> mars 2007
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Chute-Gameau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Société d'Énergie Rivière Sheldrake Inc. (Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Rivière-au-Tonnerre MRC de Minganie	25,0	(1 <sup>er</sup> avril 2013)
Énergie hydroélectrique ouïatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	(1 <sup>er</sup> juillet 2013)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du six milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	13,2	(1 <sup>er</sup> mars 2014)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	(1 <sup>er</sup> mars 2014)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim MRC La Côte-de-Beaupré	23,2	(1 <sup>er</sup> juin 2014)



## **ANNEXE E**

### **SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**



**Total du contrat en base et du contrat cyclable**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Février	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Mars	0	0	0	0	-50	-50	150	300	400	400	400	400	400	400	400	0
Avril	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-200	-50	50	200	300	400	400	0
Mai	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	150	0
Juin	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	150	0
Juillet	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	50	150	0
Août	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-100	-50	50	0
Septembre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-50	0
Octobre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-50	0	150	250	0
Novembre	0	0	0	0	-350	-350	-250	-50	200	300	350	400	400	400	400	0
Décembre	0	300	200	100	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
<b>Total annuel</b>	<b>0,725</b>	<b>0,790</b>	<b>0,715</b>	<b>0,641</b>	<b>-1,213</b>	<b>-1,223</b>	<b>-1,002</b>	<b>-0,746</b>	<b>-0,374</b>	<b>-0,167</b>	<b>0,311</b>	<b>0,971</b>	<b>1,346</b>	<b>1,814</b>	<b>2,256</b>	<b>0,566</b>
<b>Total différé</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>-2,087</b>	<b>-2,087</b>	<b>-1,978</b>	<b>-1,834</b>	<b>-1,690</b>	<b>-1,544</b>	<b>-1,139</b>	<b>-0,623</b>	<b>-0,329</b>	<b>-0,145</b>	<b>-0,036</b>	<b>0,000</b>
<b>Total rappelé</b>	<b>0,725</b>	<b>0,790</b>	<b>0,715</b>	<b>0,641</b>	<b>0,874</b>	<b>0,864</b>	<b>0,976</b>	<b>1,087</b>	<b>1,315</b>	<b>1,378</b>	<b>1,450</b>	<b>1,594</b>	<b>1,675</b>	<b>1,960</b>	<b>2,292</b>	<b>0,566</b>
<b>Solde</b>	<b>-5,219</b>	<b>-4,429</b>	<b>-3,714</b>	<b>-3,073</b>	<b>-4,286</b>	<b>-5,509</b>	<b>-6,511</b>	<b>-7,258</b>	<b>-7,632</b>	<b>-7,799</b>	<b>-7,488</b>	<b>-6,517</b>	<b>-5,171</b>	<b>-3,356</b>	<b>-1,100</b>	<b>-0,534</b>

**Contrat en base : 350 MW**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
Février	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
Mars	0	0	0	0	-50	-50	150	300	400	400	400	400	400	400	400	0
Avril	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-200	-50	50	200	300	400	0	0
Mai	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	0	0
Juin	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	0	0
Juillet	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	50	0	0
Août	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-100	-50	0	0
Septembre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-50	0
Octobre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-50	0	150	48	0
Novembre	0	0	0	0	-350	-350	-250	-50	200	300	350	400	400	400	0	0
Décembre	0	300	200	100	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0	0
<b>Total différé</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>-2,087</b>	<b>-2,087</b>	<b>-1,978</b>	<b>-1,834</b>	<b>-1,690</b>	<b>-1,544</b>	<b>-1,139</b>	<b>-0,623</b>	<b>-0,329</b>	<b>-0,145</b>	<b>-0,036</b>	<b>0,000</b>
<b>Total rappelé</b>	<b>0,725</b>	<b>0,790</b>	<b>0,715</b>	<b>0,641</b>	<b>0,874</b>	<b>0,864</b>	<b>0,976</b>	<b>1,087</b>	<b>1,315</b>	<b>1,378</b>	<b>1,450</b>	<b>1,594</b>	<b>1,675</b>	<b>1,960</b>	<b>0,900</b>	<b>0,000</b>
<b>Solde</b>	<b>-2,726</b>	<b>-1,937</b>	<b>-1,222</b>	<b>-0,581</b>	<b>-1,794</b>	<b>-3,017</b>	<b>-4,019</b>	<b>-4,765</b>	<b>-5,140</b>	<b>-5,306</b>	<b>-4,996</b>	<b>-4,025</b>	<b>-2,678</b>	<b>-0,864</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>

**Contrat en cyclable : 250 MW**

	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	400
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	202	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
<b>Total différé</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
<b>Total rappelé</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>1,392</b>	<b>0,566</b>
<b>Solde</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-2,492</b>	<b>-1,100</b>	<b>-0,534</b>