

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ  
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

---

**PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0015, p. 11;
  - (ii) Pièce B-0068, p. 19;
  - (iii) Pièce B-0077, p. 6.

**Préambule :**

(i) « *Entente avec Gaz Métro*

*Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. »*

(ii) « [...] *En vertu des US GAAP et des IFRS, l'entente avec Gaz Métro est considérée comme un contrat de location-acquisition. »*

(iii) « *Le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus conformément aux factures reçues. Ce traitement comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme un contrat d'approvisionnement. Cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même finalité.*

*Une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable réglementaire avec le traitement comptable statutaire et de traiter l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et un rendement sur la base de tarification liée à cette immobilisation seraient inclus dans les revenus requis du Distributeur. »*

**Demandes :**

**Veillez déposer les réponses aux questions suivantes sous pli confidentiel, le cas échéant et si nécessaire.**

- 1.1 Veillez déposer une illustration des traitements comptables décrits aux références (i) à (iii) en deux tableaux, le premier illustrant les écritures comptables en vertu des normes US GAAP et celles de la pratique réglementaire demandée par le Distributeur. Veillez quantifier et fournir les hypothèses.

- 1.2 Veuillez estimer le montant de l'actif à titre de contrat de location-acquisition qui serait inclus dans la base de tarification, en vertu des normes US GAAP.

## CHARGES D'EXPLOITATION

2. **Références :** (i) Pièce B-0075, p. 49 et 50;  
(ii) Pièce B-0099, p. 43.

### Préambule :

- (i) « Le tableau R-26.3 présente la prévision neuf mois réels et trois mois projetés (9-3) pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres » selon les « Activités de bases » et les « Éléments spécifiques ».

**TABLEAU R-26.3**  
**RÉEL ET PROJECTION DES**  
**« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)**

	2015		
	Neufs mois réels	Trois mois projetés	Total
Activités de base	39,8	30,9	70,7
Éléments spécifiques	17,1	13,4	30,5
<b>Total</b>	<b>56,9</b>	<b>44,3</b>	<b>101,2</b>

Comme le démontre le tableau R-26.3, la prévision 9-3 des charges de « Services professionnels et autres » totalise 101,2 M\$. Cette prévision présente une réduction de 7 M\$ comparativement aux 108,2 M\$ de l'année de base 2015. Cet écart s'explique par une réduction des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique, principalement ceux associés au volet Sensibilisation intégrée pour le marché résidentiel. De plus, le déploiement du programme Charges interruptibles résidentielles ne débutera qu'en 2016. Son repositionnement dépendra des nouvelles orientations du prochain plan stratégique de l'entreprise, qui auront possiblement des impacts sur les modalités et les coûts éventuels du programme.

Le Distributeur tient toutefois à préciser que les besoins présentés à l'année témoin 2016 pour les interventions en efficacité énergétique demeurent les mêmes.

La prévision de 101,2 M\$ est la somme de 56,9 M\$ pour les neuf mois réels de l'année 2015 et de 44,3 M\$ pour les trois mois projetés. Historiquement, les charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier sont d'environ 30 M\$. L'écart s'explique par un montant de l'ordre de 14 M\$ de charges prévues en « Services professionnels et autres » dont les services seront réalisés par des fournisseurs internes et imputés en facturation interne. »

(ii) « Le tableau R-14.1 présente l'information demandée pour les années 2010 à 2015.

**TABLEAU R-14.1 :**  
**RÉEL ET PROJECTION DES**  
**« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Réel au 30 sept.	38,2	48,0	54,4	53,8	57,3	56,9
Réel/Prévision 3 mois	30,1	29,8	34,7	28,6	34,5	44,3
<b>Total</b>	<b>68,3</b>	<b>77,8</b>	<b>89,1</b>	<b>82,4</b>	<b>91,8</b>	<b>101,2</b>

*La moyenne des charges totales pour les trois derniers mois des exercices financiers 2010 à 2014 est de 31,5 M\$, comparativement à environ 30 M\$ prévus en 2015 en excluant 14 M\$ de charges provenant de services effectués par des fournisseurs internes, soit :*

- *les coûts de mise en conformité de quatre cours à poteaux (7 M\$);*
- *les coûts de décontamination des deux déversements en réseaux autonomes survenus en 2015 (4 M\$);*
- *les coûts de mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes (3 M\$).*

*La prévision pour les trois derniers mois de 2015 est donc comparable à la moyenne historique de 2010 à 2014.*

[...]

*La prévision des charges de services partagés ne comprend que les montants prévus selon les ententes client - fournisseur. Le Distributeur prévoit, à la rubrique « Services professionnels et autres », les services qui seront rendus par les fournisseurs internes mais pour lesquels aucune entente client - fournisseur n'est prévue. Les coûts réels sont constatés dans les charges de services partagés, et donc ne font pas partie de l'historique des charges réelles des trois derniers mois de l'exercice financier.* » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau R-26.3 (référence (i)) et du tableau R-14.1 (référence (ii)) selon la prévision 11 mois réels et 1 mois projeté pour l'année 2015. Veuillez expliquer les écarts entre la prévision 11 mois réels et 1 mois projeté 2015 et la prévision 9 mois réels et 3 mois projetés 2015, en distinguant les montants réels et les mois projetés, ainsi que les écarts entre la prévision 11 mois réels et 1 mois projeté 2015 et le montant autorisé 2015.
- 2.2 Pour « *les services qui seront rendus par les fournisseurs internes mais pour lesquels aucune entente client -fournisseur n'est prévue* », la Régie comprend que les coûts budgétés sont dans la rubrique « Services professionnels et autres » et les coûts réalisés seront dans la

rubrique « Charges de services partagés » (référence (ii)). Veuillez commenter la possibilité d'harmoniser la présentation des coûts budgétés et ceux réalisés.

### AUTRES CHARGES

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0127, p. 4;
  - (ii) Pièce B-0075, p. 64;
  - (iii) Pièce B-0075, p. 65 et 66.

**Préambule :**

(i) Dans sa présentation du 4 décembre 2015, le Distributeur présente une mise à jour de certains paramètres pour l'année témoin 2016, dont un ajustement de -15 M\$ relié à la « Révision du prix des combustibles » basé sur une prévision de 10 mois réels et 2 mois projetés.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-33.1 la mise à jour de la comparaison des prix du baril de pétrole.

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente aux tableaux R-33.2-A à R-33.2-D l'évolution des « Achats de combustibles » et le « Détail des coûts et des volumes de combustible », basés sur les données de la prévision 9 mois réels et 3 projetés 2015 du :

- Prix du WTI selon l'EIA;
- Prix du WTI selon la moyenne des prix à terme.

**Demandes :**

3.1 Veuillez déposer le détail de l'ajustement de -15 M\$ en présentant les données de sa demande initiale et celles de sa mise à jour pour les « Achats des combustibles » (référence (i)). Veuillez expliquer.

3.2 Veuillez déposer une mise à jour du tableau R-33.1 de la référence (ii) avec la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés 2015 des prix du WTI par l'EIA, de même qu'avec la mise à jour correspondante de la prévision des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme, le tout pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

3.3 Veuillez déposer une mise à jour des tableaux R-33.2-A à R-33.2-D de la référence (iii), pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, en accord avec la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés 2015 des prix du WTI selon l'EIA de même qu'avec celle des prix du WTI selon la moyenne des prix à terme.

4. Référence : Pièce B-0075, p. 69.

**Préambule :**

« Le tableau R-34.1 présente l'information demandée.

**TABLEAU R-34.1 :**  
**DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS SUR LA PÉRIODE 2010 À 2015 (M\$)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (au 30 sept.)
<b>Corroborations</b>	<b>24,5</b>	<b>14,6</b>	<b>8,4</b>	<b>2,2</b>	<b>4,8</b>	<b>2,2</b>
Poteaux	(0,4)	-	0,4	-	-	-
Conducteurs	3,9	2,5	-	-	0,2	-
Câbles	16,7	10,2	7,4	2,2	3,3	2,2
Transformateurs	4,3	1,2	0,5	-	1,3	-
Autres	-	0,7	0,1	-	-	-
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>5,5</b>	<b>(0,9)</b>	<b>22,3</b>	<b>4,1</b>	<b>5,8</b>	<b>0,7</b>
Appareils de mesure	4,5	2,8	2,5	4,6	3,7	2,3
Revenus provenant de la vente d'actifs	(8,9)	(10,3)	(9,8)	(8,4)	(7,2)	(4,3)
Projets abandonnés et autres	9,9	6,6	29,6	7,9	9,3	2,7
<b>Total avant projets majeurs</b>	<b>30,0</b>	<b>13,7</b>	<b>30,7</b>	<b>6,3</b>	<b>10,6</b>	<b>2,9</b>
<b>Projet majeur - LAD</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>20,1</b>	<b>32,3</b>	<b>22,5</b>
<b>Total</b>	<b>30,0</b>	<b>13,7</b>	<b>30,9</b>	<b>26,4</b>	<b>42,9</b>	<b>25,4</b>

*Le Distributeur tient à souligner que le processus d'analyse des dossiers découlant des exercices de corroboration s'échelonne tout au cours de l'année. Ainsi, la finalisation de ces travaux, au cours du dernier trimestre de l'année 2015, aura une incidence financière après le 30 septembre. »*

**Demande :**

4.1 Veuillez compléter le tableau R-34.1, en fournissant les données réelles du 1<sup>er</sup> janvier au 30 novembre 2015 des « Coûts nets liés aux sorties d'actifs ». Veuillez expliquer les écarts, par catégorie, entre le montant réalisé au 30 novembre 2015 et le montant autorisé en 2015.

## ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

5. **Références :** (i) Pièce B-0099, p. 52;  
 (ii) Pièce B-0078, p. 26;  
 (iii) Dossier R-3927-2015, décision D-2015-189, p. 57 et 58.

### Préambule :

(i) En réponse à la demande de renseignements no 5 de la Régie, le Distributeur produit le tableau R-18.1 :

**TABLEAU R-18.1 :**  
**BASES DE TARIFICATION 2010-2015 - RÉELLES VS RECONNUES**  
**MOYENNE 13 SOLDES (MILLIERS DE \$)**

	2010			2011			2012			2013			2014			2015		
	Réel	D-2010-022	Ecart	Réel	D-2011-028	Ecart	Réel	D-2012-024	Ecart	Réel	D-2013-037	Ecart	Réel	D-2014-037	Ecart	Année de base IFRS	D-2015-018	Ecart
Immobilisations en exploitation	8 214 604	8 186 847	27 757	8 288 314	8 287 912	(9 598)	8 293 563	8 371 120	(77 557)	8 402 302	8 514 056	(111 754)	8 644 724	8 634 359	10 366	8 907 138	8 959 321	(52 183)
Contrat de location-acquisition	35 029	18 745	16 285	33 273	33 834	(561)	31 540	31 210	330	32 432	32 439	(7)	32 567	33 540	(973)	33 620	34 610	(890)
Actifs incorporels en exploitation																		
Logiciels	360 011	375 385	(7 374)	341 843	361 864	(20 021)	293 626	340 283	(46 657)	289 599	308 692	(19 093)	260 809	292 003	(31 194)	215 547	255 774	(40 227)
Autres actifs incorporels (1)	26 243	22 140	4 103	27 742	24 907	2 835	31 480	26 051	5 429	34 418	29 405	5 013	33 646	23 539	10 107	36 451	32 099	4 353
Total	394 255	397 525	(3 270)	369 585	386 771	(17 186)	325 106	366 334	(41 028)	324 018	338 098	(14 080)	294 456	315 543	(21 087)	251 998	287 873	(35 874)
Autres actifs																		
Programmes commerciaux	2 681	2 194	488	3 024	2 483	541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interventions en efficacité énergétique (dont PGE)	634 422	636 543	(2 121)	723 081	770 072	(46 990)	792 981	846 648	(53 668)	817 125	832 562	(15 437)	798 629	817 053	(18 423)	747 630	749 292	(1 662)
Programmes et activités du BEE	40 410	41 571	(1 161)	100 316	117 459	(17 143)	129 693	115 517	14 176	114 263	114 263	-	98 833	98 833	-	83 404	83 404	-
Frais reportés des Tarif BT	31 292	31 292	-	1 605	1 605	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actifs aux titres de prestation constitués	603 833	637 092	(33 259)	766 280	766 621	(341)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributions à des projets de raccordement	57 314	56 979	335	53 857	53 764	93	71 554	68 343	3 011	75 169	33 782	41 386	101 993	107 435	(5 443)	188 105	256 228	(68 124)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	60 442	60 442	-	42 790	42 800	(10)	126 298	126 298	-	135 196	135 111	85	222 894	218 184	4 700	-	-	-
Autres actifs réglementaires (1)	29 444	27 919	1 524	27 289	21 092	6 197	24 954	24 685	269	23 693	22 054	1 609	23 282	19 487	3 795	5 445	9 999	(3 553)
Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1 449 838	1 484 032	(34 194)	1 718 202	1 775 896	(57 694)	1 145 379	1 181 391	(36 012)	1 165 445	1 137 801	27 645	1 252 885	1 268 023	(15 139)	1 047 867	1 121 205	(73 339)
Avantages complémentaires de retraite	(217 602)	(249 953)	32 352	(228 582)	(251 273)	22 690	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fonds de roulement																		
Encaisse	(4 586)	89 983	(94 569)	5 121	23 783	(18 662)	(26 503)	22 003	(48 506)	83 341	121 691	(38 351)	190 196	189 456	720	151 967	152 940	(973)
Naléaux, combustibles et fournitures	118 370	117 657	713	119 710	120 668	(958)	126 447	126 096	351	131 234	135 732	(4 498)	135 649	127 615	8 034	135 010	132 944	2 066
Total	113 684	207 639	(93 955)	124 831	144 451	(19 620)	99 944	148 099	(48 155)	214 575	257 624	(43 048)	325 834	317 080	8 754	286 977	285 884	1 093
Ajustement LAD travaux préparatoires	-	-	-	-	-	-	-	(95 138)	35 138	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>9 989 808</b>	<b>10 644 795</b>	<b>(65 987)</b>	<b>10 305 623</b>	<b>10 387 892</b>	<b>(81 869)</b>	<b>9 895 733</b>	<b>10 063 014</b>	<b>(167 280)</b>	<b>10 138 771</b>	<b>10 280 017</b>	<b>(141 246)</b>	<b>10 550 466</b>	<b>10 568 545</b>	<b>(18 079)</b>	<b>10 527 600</b>	<b>10 688 792</b>	<b>(161 192)</b>

Nota:  
 (1) Les frais de développement sont inclus dans les autres actifs incorporels pour les années 2010 à 2013 et dans les autres actifs réglementaires pour les années 2014 et 2015.

(ii) En réponse à la question 18.1 de la demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur produit le tableau suivant :

**TABLEAU R-18.1 :  
 IMPACT DES MISES EN SERVICE (M\$)**

	2012			2013			2014			2015		
	Réel	Autorisé	Écarts	Réel	Autorisé	Écarts	Réel	Autorisé	Écarts	Année base *	Autorisé	Écarts
Base de tarification (BT 13 soldes) †	9 895,7	10 063,0	-167,3	10 138,8	10 280,0	-141,2	10 550,5	10 598,5	-18,1	10 528,9	10 688,8	-159,9
Dont impact du passage aux US GAAP												-10,4
												-170,3
Coût des capitaux empruntés	436,0	450,5	-23,5	432,1	433,2	-1,1	440,6	450,7	-1,1	439,9	450,5	-10,6
Coût des capitaux propres*	220,8	224,1	-3,5	219,8	222,7	-3,1	302,8	303,6	-0,8	302,2	307,1	-4,9
A Rendement sur la BT †	666,6	683,6	-27,0	651,7	655,9	-4,2	752,4	754,3	-1,9	742,1	757,6	-15,5
* En fonction du taux autorisé												
B Dépenses nécessaires à la prestation du service	877,3	903,0	-25,7	755,0	761,3	-6,3	810,5	794,3	16,2	833,0	861,7	-10,9
Amortissement lié à la BT (excluant compte de nivellement et tarif de maintien de la charge)	837,7	862,6	-24,9	714,3	721,2	-6,9	768,9	751,7	17,2	791,0	818,4	-27,4
Moins impact du passage aux US GAAP, remis à la clientèle †												17,8
Taxes sur les services publics	39,6	40,4	-0,8	40,7	40,1	0,6	41,6	42,6	-1,0	42,0	43,3	-1,3
Impact total (A + B)			-52,7			-10,5			14,3			-26,4
% écart vs revenus requis autorisés			-0,5%			-0,1%			0,1%			-0,2%
Note 1: Écart sur la BT												
Impact des mises en service			-161,8			-99,7			-192,1			-210,8
Autres composantes de la base de tarification			-6,7			-41,5			174,0			40,5
Écart total			-167,3			-141,2			-18,1			-170,3
% écart vs BT autorisée			-1,7%			-1,4%			-0,2%			-1,6%
Note 2: Écart sur le rendement sur la BT												
Écart de taux			-15,9			4,9			-0,3			-3,4
Écart de volume			-11,1			-9,1			-1,6			-12,1
Impact des mises en service			-11,0			-6,4			-13,7			-14,9
Autres composantes de la base de tarification			-0,1			-2,7			12,1			2,9
Écart total			-27,0			-4,2			-1,9			-15,5
% écart vs revenus requis autorisés			-0,3%			0,0%			0,0%			-0,1%
Mises en service												
Année précédente (réel vs année de base)	880,1	942,1	-62,0	807,5	864,1	-56,6	938,5	1 086,4	-147,9	877,6	1 023,0	-145,4
Année en cours (réel vs autorisé)	807,5	1 052,4	-244,9	936,5	1 070,1	-131,6	877,6	999,6	-122,0	1 124,3	1 191,0	-66,7
Écart total	1 687,6	1 994,5	-306,9	1 744,0	1 934,2	-188,2	1 816,1	2 086,0	-269,9	2 001,9	2 214,0	-212,1

Note 3: L'année de base 2015 est présentée en US GAAP.

Note 4: Révision des durées de vie -18,1 M\$ et obligation liées à la mise hors service +0,3 M\$ (Dossier R-3927-2015, HQTD-2, document 1 pages 13 et 15)

(iii) Dans sa décision D-2015-189 rendue dans le dossier R-3927-2015 :

« [241] La Régie ordonne au Distributeur de mettre à jour les impacts sur les revenus requis, en tenant compte de la présente décision et de déposer le détail des composantes des impacts sur les revenus requis 2016 selon le format du tableau 7, au plus tard le 30 novembre 2015, à 12h.

[242] La Régie ordonne également au Distributeur de réviser la preuve de son dossier tarifaire 2016-2017 (R-3933-2015) et de déposer les mises à jour des pièces suivantes au plus tard le 30 novembre 2015, à 12h :

- composantes de l'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2016;
- revenus additionnels requis et hausse au 1er avril 2016;
- revenus requis de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016;
- base de tarification détaillée de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016;
- encaisse réglementaire de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016;
- compte d'écart-Coût de retraite;
- CFR-US GAAP;
- répartition du coût de service;
- stratégie tarifaire. » [notes de bas de page omises]

**Demande :**

- 5.1 Veuillez produire les tableaux présentés aux références (i) et (ii), ajustés selon la décision D-2015-189 relative au passage aux US GAAP et selon les derniers ajustements de la pièce B-0127.

**ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS**

6. **Référence :** Pièce B-0127, p. 4.

**Préambule :**

Dans sa présentation du 4 décembre 2015, le Distributeur présente une mise à jour de certains paramètres pour l'année témoin 2016, dont un ajustement de -23 M\$ relié aux « *Pass-on* et compte de nivellement » basé sur une prévision de 10 mois réels et 2 mois projetés.

**Demande :**

- 6.1 Veuillez déposer le détail de l'ajustement de -23 M\$ en présentant distinctement pour le compte de *pass-on* et le compte de nivellement, les données de sa demande initiale et celles de sa mise à jour. Veuillez expliquer.

7. **Référence :** Pièce B-0041, p. 31.

**Préambule :**

Dans sa demande initiale, le Distributeur présente au tableau A-1 le compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2015.

**Demande :**

- 7.1 Veuillez déposer le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à octobre 2015, selon le même niveau de détail que le tableau A-1. Veuillez indiquer le montant d'intérêts pour 2015.

8. **Référence :** Pièce B-0041, p. 35.

**Préambule :**

Dans sa demande initiale, le Distributeur présente au tableau B-1 la prévision du compte de *pass-on* 2015 sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés.

**Demande :**

8.1 Veuillez déposer la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés pour l'année 2015 du compte de *pass-on*, selon le même niveau de détail que le tableau B-1.

9. **Référence :** Pièce B-0041, p. 14.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 7 l'évolution de compte d'écart-coût de retraite.

**Demande :**

9.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 7 conformément à la décision D-2015-189 relative au passage aux US GAAP.

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

10. **Références :** (i) Pièce B-0018, p. 19;  
(ii) Pièce B-0018, p. 11;  
(iii) Pièce B-0127, p. 3.

**Préambule :**

(iv)

**Tableau A-1**  
**Prévisions des ventes par catégories de consommateurs**

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)					
	Année historique	Année de base		Année témoin	Croissance	
	2014 normalisée	2015 publiée	2015 normalisée	2016	2014-2015	2015- 2016
D et DM	62 320	66 550	62 910	63 981	591	1 071
G et à forfait (T1, T2, T3)	10 033	9 963	9 558	9 532	(475)	(27)
G-9	988	1 018	1 018	963	30	(55)
M	29 614	30 907	30 515	30 768	901	253
LG	8 661	8 971	8 762	8 890	100	128
L	30 041	29 226	29 226	28 388	(815)	(838)
H	8	8	8	8	0	-
DT	2 974	2 852	2 827	2 872	(147)	45
Éclairage public et sentinelle	601	608	608	613	7	5
Contrats spéciaux	24 983	24 632	24 632	24 833	(351)	201
	<b>170 223</b>	<b>174 735</b>	<b>170 065</b>	<b>170 849</b>	<b>(158)</b>	<b>784</b>
DA marginal	3	4	4	-	0	(4)
MA marginal	44	25	25	-	(19)	(25)
LP	1	-	-	-	(1)	-
LA marginal	482	258	258	-	(224)	(258)
	<b>531</b>	<b>287</b>	<b>287</b>	<b>-</b>	<b>(244)</b>	<b>(287)</b>
Réseaux autonomes - D et DM	212	210	210	215	(2)	4
Réseaux autonomes - G et à forfait	86	88	88	93	2	6
Réseaux autonomes - G-9	2	4	4	4	2	0
Réseaux autonomes - M	86	82	82	78	(4)	(4)
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	2	2	2	1	0
	<b>386</b>	<b>386</b>	<b>386</b>	<b>392</b>	<b>(0)</b>	<b>6</b>
<b>Total Distributeur</b>	<b>171 140</b>	<b>175 407</b>	<b>170 738</b>	<b>171 241</b>	<b>(402)</b>	<b>503</b>

(1) Ventes publiées normalisées de janvier à décembre.

(2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(3) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(v)

**Tableau 4**  
**Prévision au secteur industriel grandes entreprises**

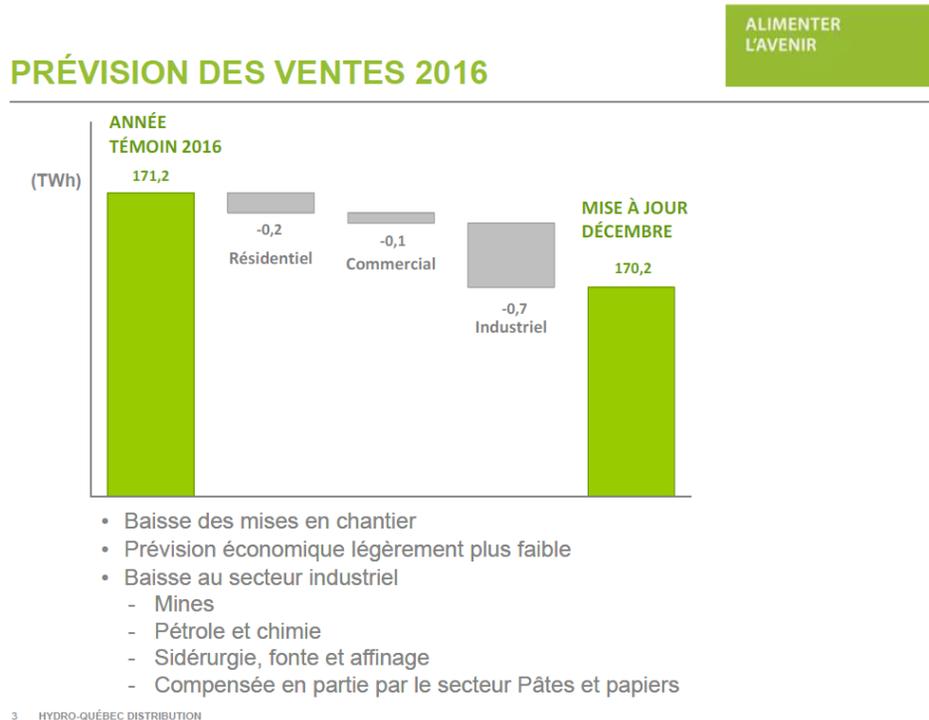
Années civiles (1 <sup>er</sup> janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (1)	(5) = (3) - (2)
Principaux secteurs d'activités	Année historique	Année de base	Année témoin	Croissance	
	2014	2015	2016	2014-2015	2015-2016
	Ventes (GWh)				
Pâtes et papiers	14 065	12 748	11 753	(1 317)	(995)
Pétrole et chimie	5 347	5 379	5 331	32	(48)
Mines	3 732	3 730	3 788	(1)	57
Sidérurgie, fonte et affinage	4 386	4 584	4 479	198	(105)
Divers manufacturiers	2 980	3 039	3 038	59	(1)
<b>Total tarif L</b>	<b>30 509</b>	<b>29 479</b>	<b>28 388</b>	(1 030)	(1 091)
Contrats spéciaux	24 983	24 632	24 833	(351)	201
<b>Variables économiques</b>					
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,6	2,8	3,0		
Taux de change (¢US/\$CAN)	90,5	82,1	84,5		

(1) Ventes publiées normalisées de janvier à décembre.

(2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

Note : Les ventes au tarif L inclut les ventes aux tarifs LA et LP.

(vi) Présentation du 4 décembre 2015 :



## Demande :

10.1 Veuillez déposer une mise à jour (10 mois réels et 2 mois projetés) des tableaux des références (i) et (ii), en tenant compte des ajustements présentés par le Distributeur dans la présentation du 4 décembre 2015 (référence (iii)), et en prenant soin d'y joindre les revenus des ventes nets des achats par tarif pour l'année de base 2015.

## APPROVISIONNEMENTS

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 10;
  - (ii) Pièce B-0023, p. 7;
  - (iii) Pièce B-0023, p. 11;
  - (iv) Dossier R-3905-2014, décision D-2015-014, par. 215;
  - (v) Pièce B-0077, p. 24;
  - (vi) Pièce B-0023, p. 17;
  - (vii) Pièce B-0024, p. 5;
  - (viii) Pièce B-0127, p. 3;
  - (ix) Pièce B-0127, p. 4.

**Préambule :**

(i)

**Tableau 5**  
**Approvisionnement postpatrimoniaux en puissance**

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>2 147</b>
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
dont puissance garantie des rappels	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	173
Éolien <sup>(1)</sup>	1 088
Petite hydraulique	64
Autres approvisionnements de long terme	150
<b>COURT TERME</b>	<b>1 960</b>
Interventions en GDP	910
<i>Option d'électricité interruptible</i>	850
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	60
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	800
<i>A/O 2014-01</i>	500
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	300
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 107</b>

(1) Contribution basée sur les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle avec garantie de puissance de 35%.

(ii) « 2.2.1. Approvisionnements en énergie

*La contribution prévue des contrats de long terme pour l'année 2016 est de 15,0 TWh. Celle-ci prend en considération les éléments suivants : [...]*

- *la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle considérant le processus d'appel d'offres actuellement en cours pour l'acquisition du service d'intégration éolienne, comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-014;* » [nous soulignons]

(iii)

**Tableau 6**  
**Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux**

	2014			2015			2016		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	12,5	1 189,0	94,8	14,4	1 418,8	98,7	15,0	1 527,6	102,0
<b>COURT TERME</b>	2,7	521,0	s.o.	3,5	311,8	s.o.	0,3	63,7	s.o.
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	2,7	502,6	183,8	3,5	280,8	80,3	0,3	20,2	75,1
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	43,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible		7,7			12,8			11,1	
dont nouvelles interventions en GDP					2,3			8,8	
<b>SERVICE DE TRANSPORT</b>								-	
<b>TOTAL</b>	15,3	1 709,9	111,9	17,9	1 730,6	96,9	15,2	1 591,4	104,4

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

(iv) « [215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre. » [nous soulignons]

(v) « [...] L'impact sur les coûts de 2016 dépendra de la date d'entrée en vigueur des contrats qui seront accordés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02. Comme précisé dans le document d'appel d'offres, les contrats devront prendre effet au plus tard le 1er octobre 2016. Selon l'échéancier, les soumissions retenues seront annoncées le 24 novembre 2015. »

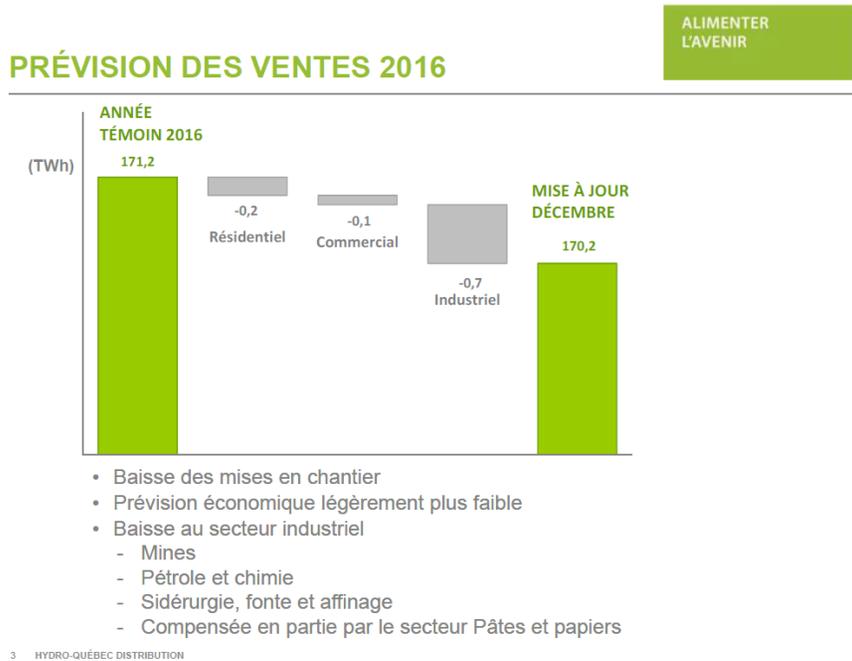
(vi) Dans le tableau A-1 intitulé « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux », le Distributeur anticipe les coûts de l'intégration éolienne à 61 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une croissance de 8 M\$ (15 %) par rapport à ceux de l'année de base 2015.

(vii)

**Tableau 1**  
**Achats d'électricité (M\$)**

	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016
<b>Achats d'électricité</b>	<b>5 617,0</b>	<b>6 117,9</b>	<b>6 356,3</b>
Électricité patrimoniale	4 508,2	4 534,2	4 534,4
Électricité postpatrimoniale	1 684,6	1 717,1	1 591,4
Tarif de gestion de la consommation	25,8	13,5	-
Ajustement des contrats spéciaux	(247,4)	(154,9)	(145,0)
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2012	(4,3)	-	-
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013	(27,9)	-	56,4
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2014	(322,0)	135,8	191,3
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2015	-	(127,8)	127,8

(viii) Présentation du 4 décembre 2015, p. 3 :



(ix) Présentation du 4 décembre 2015, p. 4 :

ALIMENTER  
L'AVENIR

### APERÇU 2016

#### MISE À JOUR DE CERTAINS PARAMÈTRES

• Revenus des ventes nets des achats	↑ 16 M\$
• Approvisionnements (reports de projets)	↓ 25 M\$
• <i>Pass-on</i> et compte de nivellement*	↓ 23 M\$
• Retrait de la disposition du compte pour événements imprévisibles en réseaux autonomes	↓ 20 M\$
• Révision du prix des combustibles*	↓ 15 M\$
• Mise à jour du coût de la dette (HQT et HQD)	↓ 24 M\$
• Décision relative aux US GAAP	↑ 63 M\$
	↓ 28 M\$

\* 10 mois réels / 2 mois prévisionnels

<b>HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE</b>	<b>1,7 %</b>
----------------------------------	--------------

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur a considéré à 35 %, sur une base annuelle, la contribution en puissance des approvisionnements éoliens pour l'année témoin 2016 (références (i) et (ii)). Dans l'affirmative, veuillez chiffrer l'impact de l'application des indications formulées au paragraphe 215 de la décision D-2015-014 (référence (iv)) sur le coût des approvisionnements en énergie et puissance (référence (iii)) ainsi que sur le revenu additionnel requis pour l'année témoin 2016.
- 11.2 Veuillez fournir la date d'entrée en vigueur prévue du contrat de services d'intégration éolienne qui sera accordé dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02 (référence (v)).
- 11.3 Veuillez calculer la différence entre les coûts d'intégration éolienne de l'ancien contrat (référence (vi)) et celui retenu par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02 (référence (v)). Veuillez également calculer l'impact de cette différence de coûts sur le revenu requis du Distributeur pour l'année témoin 2016.
- 11.4 Pour l'année témoin 2016, veuillez mettre à jour les tableaux des références (iii), (vi) et (vii) en tenant compte de la mise à jour de la prévision des ventes et des paramètres relatifs aux revenus des ventes nets des achats ainsi que des approvisionnements (références (viii) et (ix)).