

## **Autres charges**



**Table des matières**

<b>1</b>	<b>Évolution 2016 à 2018.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Achats de services de transport .....</b>	<b>5</b>
2.1	CRT.....	6
2.2	RTA.....	6
2.3	ÉLL .....	7
2.4	SCHM .....	7
<b>3</b>	<b>Achats d'électricité .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Amortissement.....</b>	<b>8</b>
4.1	Immobilisations corporelles en exploitation .....	9
4.2	Retraits d'actifs .....	9
<b>5</b>	<b>Taxes.....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>Autres revenus de facturation interne .....</b>	<b>12</b>

**Liste des tableaux**

Tableau 1	Autres charges (M\$) .....	5
Tableau 2	Achats de services de transport (M\$) .....	5
Tableau 3	Tarifs de services de transport de CRT .....	6
Tableau 4	Achats d'électricité (M\$).....	8
Tableau 5	Amortissement (M\$) .....	8
Tableau 6	Retraits d'actifs et mises en service (M\$) .....	10
Tableau 7	Taxes (M\$).....	12
Tableau 8	Autres revenus de facturation interne (M\$).....	12



## 1 Évolution 2016 à 2018

1 Le tableau 1 présente l'évolution des autres charges pour les années 2016 à 2018.

**Tableau 1  
Autres charges (M\$)**

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
<b>Achats de services de transport</b>	<b>19,4</b>	<b>19,2</b>	<b>19,2</b>	<b>18,5</b>
<b>Achats d'électricité</b>	<b>14,9</b>	<b>15,0</b>	<b>15,5</b>	<b>15,7</b>
<b>Amortissement</b>	<b>1 013,4</b>	<b>1 087,8</b>	<b>1 058,7</b>	<b>1 060,0</b>
Immobilisations corporelles en exploitation	932,9	1 007,5	979,2	971,4
Autres	80,5	80,3	79,5	88,6
<b>Taxes</b>	<b>99,2</b>	<b>99,7</b>	<b>99,2</b>	<b>105,4</b>
Services publics	85,1	86,0	85,3	90,6
Municipales et scolaires	14,1	13,7	13,9	14,8
<b>Autres revenus de facturation interne</b>	<b>(43,4)</b>	<b>(47,6)</b>	<b>(47,8)</b>	<b>(46,4)</b>
<b>Total</b>	<b>1 103,5</b>	<b>1 174,1</b>	<b>1 144,8</b>	<b>1 153,2</b>

2 Les principales caractéristiques et l'analyse de l'évolution de ces charges sont présentées  
3 dans les sections suivantes.

## 2 Achats de services de transport

4 Le tableau 2 présente l'évolution des achats de services de transport pour les années 2016  
5 à 2018 pour les fournisseurs suivants : la Société de transmission électrique de Cedars  
6 Rapids limitée (« CRT »), Rio Tinto Alcan Inc. (« RTA »), Énergie La Lièvre s.e.c. (« ÉLL »),  
7 la Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan (la « SCHM ») et autres.

**Tableau 2  
Achats de services de transport (M\$)**

Services de transport	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
CRT	5,3	5,6	5,6	5,4
RTA	11,1	11,4	11,4	10,9
ÉLL	1,9	1,1	1,1	1,1
SCHM	1,0	1,0	1,0	1,0
Autres	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>19,4</b>	<b>19,2</b>	<b>19,2</b>	<b>18,5</b>

**2.1 CRT**

- 1 Le Transporteur commercialise la capacité de transport de CRT et, pour ce faire, achète
- 2 toute la capacité de 325 MW en réception et en livraison de CRT, soit 650 MW au total. À la
- 3 fin de 2016, le Transporteur a renouvelé l'achat du service de transport avec CRT pour la
- 4 période 2017 à 2019.
- 5 Les tarifs de CRT pour l'année 2017 tiennent compte du coût moyen pondéré du capital
- 6 (« CMPC ») autorisé par la Régie pour le Transporteur pour l'année 2017<sup>1</sup>.
- 7 Les tarifs de CRT pour l'année 2018 tiennent compte du CMPC de la présente demande<sup>2</sup>.
- 8 Ces tarifs seront provisoires jusqu'à ce que la Régie rende sa décision sur le CMPC.
- 9 À titre informatif, le tableau 3 présente les tarifs applicables de CRT pour l'année 2017 ainsi
- 10 que les estimations pour l'année 2018.

**Tableau 3  
Tarifs de services de transport de CRT**

Tarifs et période d'application			À compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2017	À compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2018
Annuel	ferme	\$/kW/an	8,41	8,11
Mensuel	ferme	\$/kW/mois	0,70	0,68
Mensuel	non ferme	\$/kW/mois	0,70	0,68
Hebdomadaire	ferme	\$/kW/semaine	0,16	0,16
Hebdomadaire	non ferme	\$/kW/semaine	0,16	0,16
Quotidien	ferme	\$/kW/jour	0,03	0,03
Quotidien	non ferme	\$/kW/jour	0,02	0,02
Horaire	non ferme	\$/MW/heure	0,96	0,93

- 11 Afin d'établir le coût facturé à un client du service de transport, CRT tient compte des tarifs
- 12 applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 pour le service utilisé, de la capacité réservée par
- 13 le client et du taux de pertes de 1,6 %. Ainsi, dans le cas du Transporteur, la facture
- 14 estimée de l'année 2018 pour une réservation de 650 MW est de 5,4 M\$ (8,11 \$/kW/an x
- 15 650 MW / 1 000 x 1,016), soit une baisse de 0,2 M\$ par rapport au montant autorisé
- 16 pour 2017.

**2.2 RTA**

- 17 La projection des achats de service de transport est de 11,4 M\$ pour 2017 et de 10,9 M\$
- 18 pour 2018 sur le réseau de RTA afin d'alimenter des charges du Distributeur dans la région
- 19 du Saguenay–Lac-Saint-Jean.

<sup>1</sup> R-3981-2016, D-2017-021, par 422.

<sup>2</sup> HQT-8, Document 1, page 5.

1 Ce service est payé à RTA en fonction d'un contrat de service de transport d'électricité et,  
2 pour certaines de ces charges, selon un contrat de location pour deux lignes de RTA.

3 Le contrat de service de transport d'électricité<sup>3</sup>, échu en date du 31 décembre 2015, a été  
4 approuvé par la Régie. Le Transporteur estime sur la base de ce contrat un coût de service  
5 de transport de 10,1 M\$ pour l'année 2017 et de 9,5 M\$ pour l'année 2018. Une demande  
6 de fixation des conditions d'un contrat de service de transport d'électricité a été déposée à  
7 la Régie et le dossier<sup>4</sup> est en cours de traitement.

8 Par ailleurs, en suivi de la décision D-2016-029<sup>5</sup>, et afin de permettre à la Régie de mieux  
9 apprécier la révision de la prévision des besoins des services de transport pour  
10 l'année 2018 lorsqu'elle sera transmise à RTA<sup>6</sup>, le Transporteur dépose, sous pli  
11 confidentiel à la pièce HQT-6, Document 6.1, la prévision des besoins de transport ayant  
12 servi à l'établissement du coût de service de transport d'électricité auprès de RTA pour  
13 l'année 2018. La Régie recevra la révision de cette prévision en novembre 2017.

14 Le Transporteur a démontré à la Régie que le maintien du contrat de location de lignes de  
15 RTA est dans le meilleur intérêt du Transporteur et de sa clientèle<sup>7</sup>, et ce, jusqu'à ce qu'un  
16 événement déclencheur (tel l'ajout d'une charge importante ou tout autre besoin) en justifie  
17 le changement. Ainsi, le Transporteur prévoit que le coût de location sera de 1,3 M\$  
18 et 1,4 M\$ pour les années 2017 et 2018 respectivement.

### **2.3 ÉLL**

19 Un contrat de service de transport d'électricité a été conclu avec ÉLL afin d'alimenter l'usine  
20 de Papier Masson Ltée située à Gatineau (secteur Masson-Angers). Ce contrat<sup>8</sup> approuvé  
21 par la Régie, d'une durée initiale de cinq ans, a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Le Transporteur  
22 l'a renouvelé pour une durée additionnelle de cinq ans débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

23 La projection des achats de service de transport sur le réseau d'ÉLL, incluant un service de  
24 support de tension dynamique, est de 1,1 M\$ pour les années 2017 et 2018 respectivement.

### **2.4 SCHM**

25 Un contrat de service de transport a été conclu avec la SCHM, afin d'alimenter les clients de  
26 la charge locale du Distributeur situés à l'intérieur du périmètre de ce réseau. Ce contrat<sup>9</sup>  
27 approuvé par la Régie, d'une durée initiale de six ans, a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

---

<sup>3</sup> R-3892-2014, D-2014-145.

<sup>4</sup> R-3984-2016.

<sup>5</sup> R-3934-2015, D-2016-029, par. 135.

<sup>6</sup> R-3903-2014, D-2015-017, par. 303.

<sup>7</sup> R-3981-2016, D-2017-021, par. 273, 274 et 283.

<sup>8</sup> R-3636-2007, D-2010-087.

<sup>9</sup> R-3829-2012, D-2013-026 et D-2013-026R.

- 1 Le Transporteur l'a renouvelé pour une durée additionnelle de cinq ans débutant le  
 2 1<sup>er</sup> janvier 2016.
- 3 La projection des achats de service de transport sur le réseau de la SCHM est de 1,0 M\$  
 4 pour les années 2017 et 2018 respectivement.

### 3 Achats d'électricité

- 5 Le Distributeur facture aux autres unités d'Hydro-Québec leur usage interne d'électricité sur  
 6 la base de la consommation réelle mesurée à l'aide de compteurs et des tarifs en vigueur  
 7 selon les Tarifs et conditions du Distributeur.
- 8 Le tableau 4 présente l'évolution des achats d'électricité pour les années 2016 à 2018.

**Tableau 4  
 Achats d'électricité (M\$)**

Tarifs	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
G	1,0	0,9	1,1	1,0
M	4,8	5,1	5,3	5,5
LG	1,9	2,1	1,9	2,0
T3	7,2	6,9	7,2	7,2
<b>Total</b>	<b>14,9</b>	<b>15,0</b>	<b>15,5</b>	<b>15,7</b>

### 4 Amortissement

- 9 Le tableau 5 présente l'évolution de la charge d'amortissement pour les années 2016  
 10 à 2018.

**Tableau 5  
 Amortissement (M\$)**

Composantes	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Immobilisations corporelles en exploitation	932,9	1 007,5	979,2	971,4
Actifs incorporels	30,9	32,9	32,6	32,9
Actifs réglementaires	5,0	5,0	4,3	3,7
Retraits d'actifs	48,3	52,9	52,9	61,6
Radiation de projets	12,8	9,0	9,0	10,0
Frais reportés	(16,5)	(19,5)	(19,3)	(19,6)
<b>Total</b>	<b>1 013,4</b>	<b>1 087,8</b>	<b>1 058,7</b>	<b>1 060,0</b>



1 Le Transporteur évalue le total de la charge d'amortissement pour 2018 à 1 060,0 M\$, soit  
2 une diminution de 27,8 M\$ par rapport au montant autorisé par la Régie pour l'année 2017.  
3 La baisse s'explique principalement par l'amortissement sur les immobilisations corporelles  
4 en exploitation.

#### **4.1 Immobilisations corporelles en exploitation**

5 La diminution de 36,1 M\$ pour 2018 par rapport au montant autorisé pour l'année 2017  
6 s'explique par les éléments suivants :

- 7 • Une diminution de 64,0 M\$ attribuable à l'impact du remplacement des disjoncteurs  
8 de modèle PK<sup>10</sup> en 2017. ;
- 9 • Une diminution de 20,3 M\$ qui découle des révisions de durées de vie utile  
10 effectuées en 2017 ;
- 11 • Une augmentation de 48,2 M\$ qui s'explique essentiellement par l'amortissement  
12 découlant des mises en service réalisées en 2016 ainsi que de celles prévues en  
13 2017 et 2018.

14 En ce qui concerne la variation entre l'année de base et le montant autorisé par la Régie  
15 pour l'année témoin 2017, la baisse de 28,3 M\$ s'explique principalement par les révisions  
16 de durées de vie utile effectuées pendant l'année.

#### **4.2 Retraits d'actifs**

17 Le tableau 6 présente l'historique des retraits d'actifs des cinq dernières années<sup>11</sup> ainsi que  
18 les prévisions pour les années 2017 et 2018.

---

<sup>10</sup> R-3968-2016.

<sup>11</sup> R-3669-2008, D-2009-015, p. 31.

**Tableau 6**  
**Retraits d'actifs et mises en service (M\$)**

						Année de base	Année témoin
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Retraits de nature courante	45,2	45,4	40,2	43,2	42,7	42,9	51,6
Autres retraits	21,0	4,0	24,4	3,9	0,2	10,0	10,0
<b>Retraits totaux</b>	<b>66,2</b>	<b>49,4</b>	<b>64,6</b>	<b>47,1</b>	<b>42,9</b>	<b>52,9</b>	<b>61,6</b>
Mises en service ne générant pas de revenus additionnels	668,6	747,8	742,6	1 046,0	1 052,8	1 250,3	1 289,7
Remplacement disjoncteurs de modèle PK					(96,6)	(358,3)	(5,8)
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île							(318,4)
<b>Mises en service ne générant pas de revenus additionnels - Ajustées</b>	<b>668,6</b>	<b>747,8</b>	<b>742,6</b>	<b>1 046,0</b>	<b>956,2</b>	<b>892,0</b>	<b>965,5</b>
Mises en service générant des revenus additionnels	373,0	653,5	1 043,7	722,6	35,0	904,2	860,9
Contributions internes	(30,4)	58,1	59,1	95,7	285,1	9,2	159,1
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île							(551,0)
<b>Mises en service générant des revenus additionnels - Ajustées</b>	<b>342,6</b>	<b>711,6</b>	<b>1 102,8</b>	<b>818,3</b>	<b>320,1</b>	<b>913,4</b>	<b>469,0</b>
<b>Total des MES - Ajustées</b>	<b>1 011,2</b>	<b>1 459,4</b>	<b>1 845,4</b>	<b>1 864,3</b>	<b>1 276,3</b>	<b>1 805,4</b>	<b>1 434,5</b>
<b>Ratio Pérennité</b> Retraits de nature courante - Pérennité / mises en service ne générant pas de revenus additionnels	6,4%	5,8%	5,3%	4,0%	4,3%	N/D	5,2%
<b>Ratio Croissance</b> Retraits de nature courante - Croissance / mises en service générant des revenus additionnels	0,8%	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%	N/D	0,3%

1 **Retraits de nature courante**

2 Les ratios moyens pour la période historique 2012 à 2016 sont de 5,2% et 0,3% pour les  
3 projets de catégories « Pérennité » et « Croissance des besoins » respectivement et  
4 tiennent compte des ajustements suivants afin d'améliorer l'acuité de la prévision des  
5 retraits de nature courante pour l'année témoin 2018 :

6 1. Ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'île : Considérant l'importance des  
7 mises en service prévues de 869,4 M\$, le Transporteur a retiré exceptionnellement  
8 ce projet pour l'évaluation des retraits de nature courante afin de ne pas surévaluer  
9 la prévision des retraits.

10 En effet, l'application des ratios historiques moyens de 5,2 % et 0,3 % pour les deux  
11 catégories d'investissement associées aux projets « Pérennité » et « Croissance des  
12 besoins » auraient généré un montant prévisionnel de 18,3 M\$<sup>12</sup>. Le Transporteur a  
13 analysé ce projet spécifiquement et anticipe pour celui-ci un niveau de retrait  
14 nettement inférieur au résultat de l'application des ratios historiques.

15 2. Mises en service générant des revenus additionnels : à la suite d'une analyse des  
16 données de l'année historique 2016, le Transporteur a constaté un biais dans la

<sup>12</sup> Pérennité : 5,2 % X 318,4 M\$ = 16,6 M\$ et  
Croissance des besoins : 0,3 % X 551,0 M\$ = 1,7 M\$

1 détermination du « Ratio croissance » ce biais étant attribuable aux contributions  
2 reçues de clients ou payées par le Transporteur. En effet, les contributions liées,  
3 entre autres, au raccordement des centrales du complexe la Romaine ainsi qu'à  
4 l'agrégation des projets du Distributeur occasionnent une diminution du niveau des  
5 mises en service et par le fait même, une augmentation du « Ratio croissance ». Les  
6 contributions ont donc été exclues afin de ne pas créer une hausse non justifiée du «  
7 Ratio Croissance » et conséquemment une augmentation de la prévision des  
8 retraits. Par ailleurs, à des fins de comparabilité, le Transporteur a redressé les  
9 données des années historiques 2012 à 2015 qui avaient déjà été soumises à la  
10 Régie. Le Transporteur tient à souligner que ces ajustements n'ont toutefois aucun  
11 impact sur le « Ratio croissance » moyen pour la période historique 2012 à 2016.

12 3. Remplacement des disjoncteurs de modèle PK : Comme précisé au dossier tarifaire  
13 2017<sup>13</sup>, les mises en service et les retraits découlant du remplacement des  
14 disjoncteurs de modèle PK et actifs connexes servant à établir le niveau des retraits  
15 de nature courante sont exclus du tableau 6.

16 Dans ce contexte, le Transporteur établit son niveau de retraits de nature courante pour  
17 l'année témoin 2018 à 51,6 M\$ en se basant sur les ratios historiques des années 2012 à  
18 2016 pour les deux catégories précitées.

19 Pour l'année de base 2017, le Transporteur s'attend toujours à réaliser le montant autorisé  
20 de 42,9 M\$ pour l'année 2017.

### 21 **Autres retraits**

22 Le Transporteur poursuit ses travaux de mise en conformité et corroboration pour des actifs  
23 d'aménagements civils, d'appareillage électrique et de télécommunications et compte  
24 réaliser des retraits associés à ces travaux pour un montant de 10 M\$ pour l'année témoin  
25 2018.

## 5 Taxes

26 Le tableau 7 présente l'évolution des taxes attribuées au Transporteur pour les années 2016  
27 à 2018.

---

<sup>13</sup> R-3981-2016, HQT-6, Document 3, p.12

**Tableau 7  
Taxes (M\$)**

Composantes	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Services publics	85,1	86,0	85,3	90,6
Municipales et scolaires	14,1	13,7	13,9	14,8
<b>Total</b>	<b>99,2</b>	<b>99,7</b>	<b>99,2</b>	<b>105,4</b>

1 La croissance de 4,6 M\$ de la taxe sur les services publics entre l'année autorisée 2017 et  
2 l'année témoin 2018 est attribuable aux nouvelles mises en service.

**6 Autres revenus de facturation interne**

3 Cette section présente les revenus de facturation interne reliés à la facturation à coût  
4 complet de la portion des actifs de télécommunications du Transporteur utilisée par les  
5 autres divisions ou groupe de l'entreprise.

6 Le tableau 8 présente le détail de cette facturation interne.

**Tableau 8  
Autres revenus de facturation interne (M\$)**

Clients	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-049	Année de base	
Groupe Technologie	(27,0)	(29,6)	(29,6)	(27,5)
Hydro-Québec Production	(6,3)	(6,8)	(6,8)	(6,9)
Hydro-Québec Distribution	(2,3)	(2,9)	(2,9)	(3,0)
Hydro-Québec Équipement	(2,4)	(3,1)	(3,1)	(3,0)
<b>Total avant rendement</b>	<b>(38,0)</b>	<b>(42,4)</b>	<b>(42,4)</b>	<b>(40,4)</b>
Rendement sur les actifs	(5,4)	(5,2)	(5,4)	(6,0)
<b>Total après rendement</b>	<b>(43,4)</b>	<b>(47,6)</b>	<b>(47,8)</b>	<b>(46,4)</b>