

## **Évolution de la base de tarification**



**Table des matières**

<b>1</b>	<b>Base de tarification</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Immobilisations corporelles en exploitation</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Actifs incorporels</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>Autres actifs</b> .....	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>Fonds de roulement</b> .....	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Comparaison avec la base de tarification autorisée</b> .....	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement</b> .....	<b>12</b>
<b>8</b>	<b>Retraits d'actifs</b> .....	<b>14</b>
	<b>Annexe 1 Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2018 et autorisée par les décisions D-2018-021 et D-2018-035</b> .....	<b>15</b>

**Liste des tableaux**

Tableau 1	Évolution de la base de tarification en 2018 (M\$) .....	5
Tableau 2	Variation de la base de tarification entre 2017 et 2018 (M\$).....	6
Tableau 3	Variation des immobilisations corporelles en exploitation entre 2017 et 2018 (M\$).....	6
Tableau 4	Variation des actifs incorporels entre 2017 et 2018 (M\$).....	7
Tableau 5	Variation des autres actifs entre 2017 et 2018 (M\$) .....	7
Tableau 6	Comparaison des contributions internes réelles 2018 du Distributeur à celles autorisées selon la décision D-2018-035 (M\$).....	8
Tableau 7	Variation des composantes du fonds de roulement entre 2017 et 2018 (M\$).....	8
Tableau 8	Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2018 (k\$) .....	9
Tableau 9	Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2018 (M\$).....	9
Tableau 10	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2018 à celui autorisé selon la décision D-2018-035 (M\$) .....	10
Tableau 11	Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2018-035 (M\$).....	11
Tableau 12	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$) .....	12
Tableau 13	Comparaison des mises en service réelles de l'année 2018 à celles autorisées selon la décision D-2018-035 (M\$) .....	13
Tableau 14	Retraits d'actifs 2018 (M\$) .....	14



## 1 Base de tarification

1 La base de tarification du Transporteur est composée des éléments suivants :

- 2 • Immobilisations corporelles en exploitation ;
- 3 • Actifs incorporels ;
- 4 • Autres actifs ;
- 5 • Fonds de roulement.

6 Les immobilisations corporelles en exploitation constituent l'élément le plus important de la  
7 base de tarification. Le tableau 1 présente l'évolution de la base de tarification en 2018.

**Tableau 1**  
**Évolution de la base de tarification en 2018 (M\$)**

	31 déc. 2017	Mises en service	Amortissement	Retraits	Autres	31 déc. 2018
<b>Immobilisations corporelles en exploitation</b>	<b>20 271,8</b>	<b>1 635,4</b>	<b>(928,8)</b>	<b>(59,8)</b>	Note 1 (3,1)	<b>20 915,5</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>466,0</b>	<b>33,1</b>	<b>(29,8)</b>	<b>(3,0)</b>	Note 2 13,3	<b>479,6</b>
<b>Autres actifs</b>	<b>(522,7)</b>	<b>(38,8)</b>	<b>16,0</b>	-	-	<b>(545,5)</b>
Actifs réglementaires	11,2	6,6	(3,5)	-	-	14,3
Contributions internes et autres	(576,5)	(45,4)	19,5	-	-	(602,4)
Remboursement gouvernemental	42,6					42,6
<b>Fonds de roulement</b>	<b>207,0</b>	-	-	-	<b>26,3</b>	<b>233,3</b>
Encaisse réglementaire	61,5				4,9	66,4
Matériaux, combustible et fournitures	114,2				Note 3 19,4	133,6
Actifs stratégiques	31,3				2,0	33,3
<b>Total</b>	<b>20 422,1</b>	<b>1 629,7</b>	<b>(942,6)</b>	<b>(62,8)</b>	<b>36,5</b>	<b>21 082,9</b>

**Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :**

Note 1: Reclassement aux actifs incorporels (13,3) M\$; Coûts et réévaluation des coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites visés par la cessation prévue des activités de transformation sur leur site actuel 11,5 M\$.

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 13,3 M\$.

Note 3: Lié à la croissance des besoins et prenant en compte le moment d'achat et d'utilisation des matériaux.

1 Le tableau 2 fait état d'une augmentation nette de 660,8 M\$ du solde de la base de  
 2 tarification entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, soit une augmentation de  
 3 3,2 %. Lorsque mesurée selon la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs, la base de  
 4 tarification est en hausse de 922,3 M\$ en 2018 par rapport à 2017, soit une augmentation  
 5 de 4,7 %.

**Tableau 2**  
**Variation de la base de tarification entre 2017 et 2018 (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2017	2018	Variation	2017	2018	Variation
Immobilisations corporelles en exploitation	20 271,8	20 915,5	643,7	19 313,3	20 213,9	900,6
Actifs incorporels	466,0	479,6	13,6	469,0	465,0	(4,0)
Autres actifs	(522,7)	(545,5)	(22,8)	(527,4)	(517,8)	9,6
Fonds de roulement	207,0	233,3	26,3	208,2	224,3	16,1
<b>Total</b>	<b>20 422,1</b>	<b>21 082,9</b>	<b>660,8</b>	<b>19 463,1</b>	<b>20 385,4</b>	<b>922,3</b>

6 Bien que la valeur des actifs utilisés pour calculer les revenus requis du Transporteur soit en  
 7 fonction de la moyenne des 13 soldes mensuels d'une année, la plupart des explications  
 8 sont présentées selon la variation nette des soldes au 31 décembre. Ceci permet de faciliter  
 9 le suivi de l'évolution d'une année à l'autre. Dans certains cas, les totaux peuvent ne pas  
 10 correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

## 2 Immobilisations corporelles en exploitation

11 Comme le montre le tableau 3, les immobilisations corporelles en exploitation sont en  
 12 hausse de 643,7 M\$ à la fin de 2018, soit une augmentation de 3,2 %.

**Tableau 3**  
**Variation des immobilisations corporelles en exploitation entre 2017 et 2018 (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2017	2018	Variation	2017	2018	Variation
Postes	11 493,2	11 861,0	367,8	10 992,7	11 403,7	411,0
Lignes	7 032,2	7 222,8	190,6	6 577,1	7 015,6	438,5
Autres actifs de réseau	658,1	732,1	74,0	682,5	723,0	40,5
Actifs de soutien	339,5	350,5	11,0	350,7	343,2	(7,5)
Télécommunications	748,8	749,1	0,3	710,3	728,4	18,1
<b>Total</b>	<b>20 271,8</b>	<b>20 915,5</b>	<b>643,7</b>	<b>19 313,3</b>	<b>20 213,9</b>	<b>900,6</b>

### 3 Actifs incorporels

- 1 Comme l'indique le tableau 4, la valeur nette des actifs incorporels est en hausse de
- 2 13,6 M\$ à la fin de 2018, soit une augmentation de 2,9 %.

**Tableau 4**  
**Variation des actifs incorporels entre 2017 et 2018 (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2017	2018	Variation	2017	2018	Variation
Servitudes	388,0	426,0	38,0	386,0	398,1	12,1
Logiciels	74,1	52,3	(21,8)	80,3	63,4	(16,9)
Autres	3,9	1,3	(2,6)	2,7	3,5	0,8
<b>Total</b>	<b>466,0</b>	<b>479,6</b>	<b>13,6</b>	<b>469,0</b>	<b>465,0</b>	<b>(4,0)</b>

### 4 Autres actifs

- 3 Comme présenté au tableau 5, les autres actifs ont diminué de 22,8 M\$ à la fin de 2018.

**Tableau 5**  
**Variation des autres actifs entre 2017 et 2018 (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2017	2018	Variation	2017	2018	Variation
Actifs réglementaires	11,2	14,3	3,1	12,4	10,5	(1,9)
Contributions internes et autres	(576,5)	(602,4)	(25,9)	(582,4)	(570,9)	11,5
Remboursement gouvernemental	42,6	42,6	-	42,6	42,6	-
<b>Total</b>	<b>(522,7)</b>	<b>(545,5)</b>	<b>(22,8)</b>	<b>(527,4)</b>	<b>(517,8)</b>	<b>9,6</b>

#### **Actifs réglementaires**

- 4 L'augmentation de 3,1 M\$ s'explique principalement par des mises en service de 6,6 M\$ et
- 5 un amortissement de 3,5 M\$ en lien avec cette rubrique.

#### **Contributions internes et autres**

- 6 L'augmentation du solde créditeur de 25,9 M\$ à la fin 2018 s'explique principalement par
- 7 des mises en service de 45,4 M\$, dont un montant de 41,2 M\$ lié à l'agrégation annuelle
- 8 des projets du Distributeur (« pool »), et un amortissement de 19,5 M\$.
- 9 Le Transporteur présente, au tableau 6, la comparaison des contributions réelles de 2018
- 10 du Distributeur à celles autorisées par la Régie selon la décision D-2018-035.

**Tableau 6**  
**Comparaison des contributions internes réelles 2018 du Distributeur à celles autorisées**  
**selon la décision D-2018-035 (M\$)**

Composantes	D-2018-035	Réel 2018	Écarts
<b>Contributions avec le Distributeur</b>			
Village cri Waskaganish	(51,9)	(51,9)	-
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	(23,5)	(23,5)	-
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	(54,9)	-	54,9
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	(394,4)	(353,1)	41,2
Autres contributions	(27,8)	(22,4)	5,4
- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	21,9	17,3	(4,6)
- Autres	(49,7)	(39,7)	10,0
	<b>(552,5)</b>	<b>(450,9)</b>	<b>101,6</b>

- 1 L'écart de 101,6 M\$ s'explique principalement par le report d'une contribution liée au projet  
2 Intégration des parcs éoliens – Appel d'offres 2009-02 (3<sup>e</sup>) de 54,9 M\$ et une diminution de  
3 la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur (« pool ») de 41,2 M\$,  
4 détaillée à l'annexe 1.
- 5 Le Transporteur présente à l'annexe 1 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur  
6 par projet, pour le réel 2018 et le montant autorisé par la décision D-2018-035.

**Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998**

- 7 Les modalités de ce compte ont été modifiées le 11 décembre 2013 par le décret  
8 gouvernemental 1329-2013. Un protocole d'ententes a été convenu stipulant que le  
9 gouvernement s'engage à verser le solde non amorti et les frais de financement, s'élevant  
10 à 42,6 M\$, d'ici au 15 octobre 2019 inclusivement. Ce protocole d'ententes stipule  
11 également que le gouvernement effectuera, au plus tard le 30 mai de chaque année civile,  
12 un paiement minimum correspondant aux frais de financement pour cette même année.

**5 Fonds de roulement**

- 13 Le tableau 7 présente la variation des composantes du fonds de roulement entre 2017 et  
14 2018.

**Tableau 7**  
**Variation des composantes du fonds de roulement entre 2017 et 2018 (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2017	2018	Variation	2017	2018	Variation
Encaisse réglementaire	61,5	66,4	4,9	61,5	66,0	4,5
Matériaux, combustible et fournitures	114,2	133,6	19,4	112,6	123,9	11,3
Actifs stratégiques	31,3	33,3	2,0	34,1	34,4	0,3
<b>Total</b>	<b>207,0</b>	<b>233,3</b>	<b>26,3</b>	<b>208,2</b>	<b>224,3</b>	<b>16,1</b>



**Encaisse réglementaire**

- 1 L'encaisse réglementaire est calculée annuellement sur la base d'une étude des délais de
- 2 recouvrement des dépenses. Conformément au paragraphe 37 de la décision D-2017-125,
- 3 le coût des autres composantes des avantages sociaux futurs est considéré dans les
- 4 charges d'exploitation et d'entretien dans le calcul de l'encaisse réglementaire.

**Tableau 8**  
**Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2018 (k\$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES RÉELLES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	TAUX		ENCAISSE
	2018		Net	(2) / 365 jrs	
	(1)		(2)	(3)	(4)
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires net	209 221	-17,07	19,43	5,32%	11 138
Remises gouvernementales	182 359	-24,82	11,68	3,20%	5 836
Autres dépenses	151 817	-34,23	2,27	0,62%	944
TAXES					
Taxe sur les services publics	90 442	121,67	158,17	43,33%	39 192
Taxes foncières	14 620	106,46	142,96	39,17%	5 726
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	22 135	-30,21	6,29	1,72%	381
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					3 193
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					66 410

**Actifs stratégiques**

- 5 Les actifs stratégiques inclus dans le fonds de roulement ont été calculés selon la
- 6 méthodologie reconnue par la Régie dans la décision D-2016-029.

**Tableau 9**  
**Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2018 (M\$)**

Catégories	Total au 31 décembre 2018		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)		Taux de rotation annuel	Seuils x taux de rotation annuel	
	Quantités	M \$	Quantités	M \$	Quantités	M \$		Quantités	M \$
	(A = C + E)	(B = D + F)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H = E x G)	(I = F x G)
Transformateurs de puissance	51	45,6	16	4,3	35	41,3	0,2	7	8,3
Inductances shunt	10	13,3	4	3,6	6	9,7	0,9	5	8,7
Disjoncteurs	83	18,7	60	13,9	23	4,8	0,7	16	3,4
Unités de mesures	386	9,9	240	6,7	146	3,2	0,5	73	1,6
Parafoudres	226	1,7	169	1,3	57	0,4	0,6	34	0,2
Total	756	89,2	489	29,8	267	59,4		135	22,2

Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)	37,4%
(x) Total - moyenne 13 soldes	92,1
FDR - Actifs stratégiques	34,4

## 6 Comparaison avec la base de tarification autorisée

- 1 Comme présenté au tableau 10, le solde de la base de tarification au 31 décembre 2018 est
- 2 inférieur de 378,9 M\$ à celui autorisé, selon la décision D-2018-035.

**Tableau 10**  
**Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2018 à celui autorisé**  
**selon la décision D-2018-035 (M\$)**

	D-2018-035	Réel	Écarts	
<b>Immobilisations corporelles en exploitation</b>	<b>21 589,6</b>	<b>20 915,5</b>	<b>(674,1)</b>	(a)
<b>Actifs incorporels</b>	<b>486,1</b>	<b>479,6</b>	<b>(6,5)</b>	(b)
<b>Autres actifs</b>	<b>(650,3)</b>	<b>(545,5)</b>	<b>104,8</b>	
Actifs réglementaires	12,2	14,3	2,1	
Contributions internes et autres	(705,1)	(602,4)	102,7	(c)
Remboursement gouvernemental	42,6	42,6	-	
<b>Fonds de roulement</b>	<b>206,4</b>	<b>233,3</b>	<b>26,9</b>	
Encaisse réglementaire	66,1	66,4	0,3	
Matériaux, combustible et fournitures	110,7	133,6	22,9	
Actifs stratégiques	29,6	33,3	3,7	
<b>Réduction globale: D-2018-021, par.574</b>	<b>(170,0)</b>	<b>-</b>	<b>170,0</b>	
<b>TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>21 461,8</b>	<b>21 082,9</b>	<b>(378,9)</b>	

<b>Principaux écarts</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Total</b>
<b>(a) Immobilisations corporelles en exploitation</b>			
Mises en service non réalisées pour des projets ≥ 25 M\$	(159,0)	(788,6)	(947,5)
Mises en service supérieures pour des projets < 25 M\$	64,6	155,9	220,5
Amortissement	39,4	42,6	82,0
Retraits d'actifs	(34,8)	2,5	(32,3)
Reclassement aux actifs incorporels	(2,5)	(13,4)	(15,9)
<b>(b) Actifs incorporels</b>			
Mises en service non réalisées	(19,8)	(4,2)	(24,0)
Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation	2,5	13,4	15,9
<b>(c) Contributions internes et autres</b>			
Mises en service	5,5	97,4	102,9

- 3 Par ailleurs, la base de tarification réelle de l'année 2018 présente une moyenne des
- 4 13 soldes mensuels inférieure de 261,4 M\$ à celle projetée dans la base de tarification
- 5 autorisée par la décision D-2018-035.

- 1 Le tableau 11 présente les écarts entre la base de tarification réelle et autorisée en fonction
- 2 de la moyenne des 13 soldes pour l'année 2018<sup>1</sup>.

**Tableau 11**  
**Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2018-035 (M\$)**

	D-2018-035	Réel	Écarts	
<b>Immobilisations corporelles en exploitation</b>	<b>20 667,0</b>	<b>20 213,9</b>	<b>(453,1)</b>	
Postes	11 523,2	11 403,7	(119,5)	(a)
Lignes	7 235,8	7 015,6	(220,2)	(b)
Autres actifs de réseau	777,6	723,0	(54,6)	(c)
Actifs de soutien	383,5	343,2	(40,3)	(d)
Télécommunications	746,9	728,4	(18,5)	
<b>Actifs incorporels</b>	<b>475,3</b>	<b>465,0</b>	<b>(10,3)</b>	
Servitudes	385,4	398,1	12,7	
Logiciels	86,3	63,4	(22,9)	
Autres	3,6	3,5	(0,1)	
<b>Autres actifs</b>	<b>(530,6)</b>	<b>(517,8)</b>	<b>12,8</b>	
Actifs réglementaires	10,4	10,5	0,1	
Contributions internes et autres	(583,6)	(570,9)	12,7	
Remboursement gouvernemental	42,6	42,6	0,0	
<b>Fonds de roulement</b>	<b>205,1</b>	<b>224,3</b>	<b>19,2</b>	
Encaisse réglementaire	65,9	66,0	0,1	
Matériaux, combustible et fournitures	109,7	123,9	14,2	
Actifs stratégiques	29,5	34,4	4,9	
<b>Réduction globale: D-2018-021, par.574</b>	<b>(170,0)</b>		<b>170,0</b>	
<b>TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>20 646,8</b>	<b>20 385,4</b>	<b>(261,4)</b>	

Principaux écarts	Écarts (M\$)	Explications
<b>(a) Postes</b>	<b>(159,8)</b>	
Poste De Lorimier	(76,8)	Report de MES de 2017 à 2018
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	(64,4)	Optimisation de l'approvisionnement et de l'ingénierie ainsi que des stratégies de réalisation des travaux
Ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'île	(18,6)	Report de MES de 2018 à 2019
<b>(b) Lignes</b>	<b>(142,7)</b>	
Poste De Lorimier	(42,5)	Report de MES de 2017 à 2018
Ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'île	(100,2)	Report de MES de 2018 à 2019
<b>(c) Autres actifs de réseau</b>	<b>(21,1)</b>	
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	(21,1)	Report de MES de 2017 à 2018 (Mont Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou)
<b>(d) Actifs de soutien</b>	<b>(16,7)</b>	
Laboratoire Grande Puissance	(16,7)	Retraits 2017 non prévus

<sup>1</sup> R-3823-2012, D-2014-035, par. 461.

**7 Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement**

- 1 Le tableau 12 présente les mises en service liées aux immobilisations corporelles en
- 2 exploitation ainsi que les autorisations de la Régie de l'énergie relatives aux ajouts de plus
- 3 de 5 M\$ à la base de tarification réalisés au cours de l'année 2018.

**Tableau 12**  
**Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)**

	Valeur autorisée			Mises en service				Total			
	HQ	Régie	Décision Régie	Immobilisations corporelles	Actifs incorporels	Contributions internes et autres	Actifs réglementaires	Mois MES (Note 3)		2018	Cumulé
								Projeté (D-2018-035)	Réel		
<b>Mises en service projets ≥ 25 M\$</b>				<b>972,1</b>	<b>2,6</b>	<b>(41,1)</b>	<b>-</b>			<b>933,6</b>	
Poste Limoilou	131,5	131,5	D-2010-132	6,6				Résiduelle	Résiduelle	6,6	103,5
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) (Note 1)	1 107,1	1 491,3	D-2010-165	13,8				Déc	Jun	13,8	703,2
Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 1)	1 847,6	1 830,2	D-2011-083	8,8				Résiduelle	Résiduelle	8,8	1 463,1
Poste Nicolet	68,5	68,5	D-2013-156	14,1				Nov	Déc	14,1	37,0
Poste Fleury	141,1	141,1	D-2013-205	15,0				Résiduelle	Résiduelle	15,0	127,0
Poste De Lorimier	206,3	205,6	D-2014-500	207,4				Résiduelle	Sept-Nov	207,4	207,4
Poste Duvenay - Remplacement systèmes démarrage CS et autres	47,5	33,4	D-2014-083	17,0				Nov	Déc	17,0	47,8
Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	39,8	39,8	D-2014-110	5,9				Oct	Déc	5,9	25,5
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	41,2	41,2	D-2014-111	6,2				Oct	Déc	6,2	28,1
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	127,8	127,8	D-2014-168	21,2				Oct	Nov	21,2	105,2
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	13,1				Nov	Déc	13,1	78,8
Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	66,7	66,7	D-2014-191	13,4				Mai	Déc	13,4	36,3
Poste Langeller	46,2	46,2	D-2014-208	23,7				Sept	Nov	23,7	42,9
Poste Judith-Jasmin	260,4	260,4	D-2015-022	105,9		0,1		Oct-Nov	Oct-Déc	109,0	109,0
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	110,1				Mai-Nov	Déc	110,1	215,0
Poste Sainte-Odile	28,4	28,4	D-2015-154	8,1				Sept	Déc	8,1	20,9
Poste Saint-Jean	114,4	114,4	D-2016-013	7,2				Résiduelle	Avr	7,2	7,2
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	64,7	64,7	D-2016-075	25,9				Sept-Nov	Nov	25,9	50,1
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	46,3	46,3	D-2016-106	9,3				Résiduelle	Résiduelle	9,3	40,5
Ligne Grand-Brode - Dérivation Saint-Sauveur	98,0	98,0	D-2016-130	24,5				Nov-Déc	Déc	24,5	24,5
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	571,3	571,3	D-2016-174	14,2				Résiduelle	Avr	14,2	401,8
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	115,0	115,0	D-2016-176	36,8				Jun-Nov	Jun-Nov	36,8	66,0
Poste Aqeduc	35,3	35,3	D-2017-001	10,9				Nov	Nov	10,9	10,9
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	300,4	300,4	D-2017-025	112,2				Résiduelle	Fév-Mars	112,2	157,5
Installation d'inductances shunt à 735 kV et à 315 kV	45,0	45,0	D-2017-051	45,1				Jun-Nov	Avr-Nov-Déc	45,1	45,1
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	76,1	76,1	D-2017-088	64,3				Sept-Nov	Oct-Déc	64,3	64,3
Agrégation des projets (+ pool +) - Contribution HQD						(41,2)		Déc	Déc	(41,2)	
Autres mises en service				28,4	2,6					31,0	
<b>Mises en service projets &lt; 25 M\$</b>				<b>663,3</b>	<b>30,5</b>	<b>(4,3)</b>	<b>6,6</b>			<b>696,1</b>	
Poste Duvenay - Remplacement équipements appareillage	26,3			11,2				Nov	Nov	11,2	11,2
Poste Carignan - Remplacement transformateurs	22,4			7,2				Note 2	Nov	7,2	16,2
Poste Guy	21,4			16,3				Oct-Nov	Nov-Déc	16,3	16,3
Ligne Jeanne-D'Arc - Notre-Dame	20,2			20,0				Résiduelle	Nov	20,0	20,0
Poste Rapides-des-Îles	18,6			6,9				Sept	Jun	6,9	21,0
Poste Saint-Sauveur - Ajout transformateur	18,0			14,9				Nov	Déc	14,9	14,9
Lignes dérivation Arthabaska et Bois-Francs	16,9			16,5				Oct	Déc	16,5	16,5
Poste Saint-Georges	16,1			5,7				Déc	Déc	5,7	15,7
Poste Mont-Royal - Automatismes	15,6			8,2				Sept	Nov	8,2	10,6
Poste Laurentides	14,7			15,3				Note 2	Déc	15,3	15,3
Poste Valleyfield	14,1			7,2				Déc	Déc	7,2	8,6
Système de commande globale et locale des compensateurs	13,6			5,8				Jun	Déc	5,8	5,8
Poste Abitibi	13,5			12,2				Note 2	Déc	12,2	12,2
Ligne Némiscou - Raccordement client	12,4			13,9		(8,8)		Note 2	Jul	5,1	5,1
Postes Micoua et Saguenay	12,3			9,9				Oct	Jul	9,9	9,9
Poste Mont-Joli	11,4			7,7				Déc	Déc	7,7	7,7
Poste Mont-Laurier - Ajout condensateurs	10,9			10,3				Déc	Nov	10,3	10,3
Poste Tilly	10,8			6,3				Note 2	Sept	6,3	9,6
Poste Lanaudière - Remplacement transformateur	9,9			8,3				Note 2	Déc	8,3	8,3
Poste Aqeduc - Remplacement transformateur	9,8			5,4				Note 2	Déc	5,4	5,4
Poste Lévis - Remplacement condensateurs	9,7			9,0				Nov	Déc	9,0	9,0
Poste Radisson - Remplacement disjoncteurs	9,6			9,8				Note 2	Déc	9,8	9,8
Poste Kildare - Pérennité des automatismes	8,8			7,3				Note 2	Déc	7,3	7,3
Poste Châteauguay - Remplacement disjoncteurs	8,4			7,7				Oct	Déc	7,7	8,3
Poste Saint-Chrysostome - Pérennité des automatismes	8,1			6,4				Note 2	Oct	6,4	6,4
Poste Laurentides - Remplacement transformateur	7,1			8,7				Note 2	Nov	8,7	8,7
Poste Chibougamau - Remplacement disjoncteurs	7,0			5,9				Déc	Déc	5,9	5,9
Poste Sidbec-Desoc	6,7			6,0				Déc	Déc	6,0	6,0
Raccordement Hyperteo	6,6			7,3				Note 2	Avr	7,3	7,3
Poste Abitibi - Remplacement inductances XL1-B et XL8-B	6,0			5,4				Note 2	Oct	5,4	5,4
Poste Micoua - Remplacement disjoncteurs	6,0			5,1				Note 2	Déc	5,1	5,1
Poste Malartic - Remplacement disjoncteurs	5,4			5,4				Oct	Nov	5,4	5,4
Autres mises en service				368,1	30,5	4,5	6,6			409,7	
<b>Total</b>				<b>1 635,4</b>	<b>33,1</b>	<b>(45,4)</b>	<b>6,6</b>			<b>1 629,7</b>	

Note 1 : Valeur autorisée Hydro-Québec TransÉnergie ajustée à la baisse des coûts substitués suite à une décision favorable de la Régie de l'énergie concernant l'autorisation d'un autre projet.  
 Note 2 : Aucune mise en service planifiée dans l'année témoin 2018.  
 Note 3 : La désignation "Résiduelle" indique la mise en service de divers coûts résiduels et crédits encourus après la mise en service finale.

- 4 Par ailleurs, le Transporteur présente, au tableau 13, les explications relatives aux écarts
- 5 entre les mises en service réelles de l'année 2018 et celles autorisées selon la décision
- 6 D-2018-035.

**Tableau 13**  
**Comparaison des mises en service réelles de l'année 2018 à celles autorisées selon la décision D-2018-035 (M\$)**

Projets du Transporteur	Décision	D-2018-035	Réel	Écarts	Explications
<b>Mises en service projets ≥ 25 M\$</b>		<b>1 624,3</b>	<b>933,6</b>	<b>(690,7)</b>	
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	D-2014-045	(47,0)	(0,1)	46,9	Écart de contributions attribuable au report de la mise en service des parcs éoliens Val-Éo (maintenant Éolennes Belle-Rivière) et St-Cyprien (maintenant Parc éolien Des Cultures), ainsi que des travaux de renforcement du réseau principal.
Poste De Lorimier	D-2014-050	5,8	207,4	201,6	Report de la mise en service de 2017 à 2018 et augmentation des coûts dus à des travaux plus complexes que prévu.
Poste Judith-Jasmin	D-2015-022	147,7	109,0	(38,7)	Report de la mise en service finale du projet de 2018 à 2019 dû au report de la mise en service de la Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île.
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île	D-2015-023	869,4	110,1	(759,3)	Report de 2018 à 2019 d'une grande partie des mises en service du projet causé principalement par le manque de main-d'œuvre externe spécialisée et d'expérience ayant entre autre comme impact des interventions préventives en santé et sécurité du travail occasionnant l'arrêt des travaux et des retards dans les échanciers. De plus, le Transporteur ne peut procéder à des retraits et des mises en service de cette ampleur pendant la période hivernale, et ce, afin de garantir une exploitation fiable et sécuritaire du réseau. Le Transporteur a donc maintenu la configuration des circuits existants lors de la pointe hivernale 2018-2019, expliquant ainsi le report.
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	D-2016-130	93,4	24,5	(68,9)	Report de la mise en service de 2018 à 2019 causé par un début tardif des travaux engendrés par un retard dans l'obtention des autorisations gouvernementales.
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	D-2016-176	97,7	36,8	(60,9)	Principalement expliqué par le devancement de la mise en service de 2018 à 2017 (19,4 M\$) et le report de la mise en service de 2018 à 2019 (37,3 M\$). Le report de la mise en service en 2019, portant sur la portion de ligne Gracefield - Maniwaki, est causé par une saturation des ressources externes disponibles (monteurs de lignes) sur le marché en 2018. Le Transporteur a priorisé l'allocation de ces ressources au projet majeur de la Ligne à 715 kV de la Chamouchouane - Bout-de-l'Île.
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	D-2017-025	0,7	112,2	111,5	Report de la mise en service de 2017 à 2018 des parcs éoliens Mont Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou. Ces reports sont attribuables à un retard des mises en service des parcs des promoteurs privés.
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD		(82,4)	(41,2)	41,2	Le Transporteur présente à l'annexe 1 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur par projet, pour le réel 2018 et le montant autorisé par la décision D-2018-035.
Autres - Mises en service projets ≥ 25 M\$		539,0	374,9	(164,1)	Principalement causé par des reports de mises en service de projets ≥ 25 M\$.
<b>Mises en service projets &lt; 25 M\$</b>		<b>542,6</b>	<b>696,1</b>	<b>153,5</b>	Principalement causé par une surestimation du facteur de glissement de projets < 25 M\$.
<b>Total</b>		<b>2 166,9</b>	<b>1 629,7</b>	<b>(537,2)</b>	

## 8 Retraits d'actifs

- 1 Le tableau 14 présente la comparaison des retraits d'actifs réels de 2018 à ceux autorisés
- 2 par la Régie selon la décision D-2018-035.

**Tableau 14**  
**Retraits d'actifs 2018 (M\$)**

	D-2018-035	Réel	Écarts
Retraits de nature courante	52,3	44,5	(7,8)
Autres retraits	10,0	10,2	0,2
<b>Total</b>	<b>62,3</b>	<b>54,7</b>	<b>(7,6)</b>

### ***Retraits de nature courante***

- 3 Dans le dossier R-4012-2017, le Transporteur a établi sa prévision de retraits de nature
- 4 courante à 51,6 M\$, puis l'a ajustée à la hausse à 52,3 M\$ à la suite de la décision
- 5 D-2017-088<sup>ii</sup>. Les retraits, pour l'année 2018, ont totalisé 44,5 M\$. L'écart de 7,8 M\$
- 6 s'explique par la composition des mises en service réelles de 2018 comparativement à un
- 7 ratio moyen historique. Le Transporteur rappelle qu'il réalise une variété de projets
- 8 engendrant des retraits d'une multitude d'équipements ayant des valeurs de retraits
- 9 différentes.

### ***Autres retraits***

- 10 Le Transporteur a poursuivi ses travaux de mise en conformité et de corroboration des actifs
- 11 d'aménagements civils, d'appareillage électrique et de télécommunications. Ces travaux
- 12 réalisés ont ainsi engendré un montant de 10,2 M\$ de retraits.

---

<sup>ii</sup> Demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative au projet de renforcement du réseau régional de transport de Sherbrooke et de construction de lignes d'alimentation.

**Annexe 1**  
**Contribution requise du Distributeur par projet :**  
**réelle 2018 et autorisée par les décisions**  
**D-2018-021 et D-2018-035**





**Annexe 1 – Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2018 et autorisée par les décisions D-2018-021 et D-2018-035**

- 1 Le Transporteur présente l'information suivante :
- 2 • Le tableau A-1 reflète l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 3 présentée dans le dossier R-4012-2017 (montant autorisé par les décisions
- 4 D-2018-021 et D-2018-035) ;
- 5 • Le tableau A-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour
- 6 l'année 2018 ;
- 7 • Le tableau A-3 reflète la ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et
- 8 la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2018.

**Tableau A-1**  
**Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2018**  
**(dossier R-4012-2017 – décisions D-2018-021 et D-2018-035)**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2017	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste Chomedey à 315-120 kV - augmentation capacité	0,0	-	-	-
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury	0,0	-	-	-
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,9	(0,9)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2014-050	Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV	0,0	-	-	-
D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	-	-	-
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - section stratégique et lignes*	0,0	-	75,3	(75,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	3,8	(3,8)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	93,4	(93,4)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	9,7	6,1	18,4	(12,3)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	146,0	87,2	49,7	37,5
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	25,8	16,3	11,4	4,9
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	15,6	(15,6)
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	20,9	13,2	6,0	7,2
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,3	(0,3)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	117,0	72,4	20,8	51,5
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	57,0	36,0	4,6	31,4
	<b>Total</b>	<b>376,5</b>	<b>231,1</b>	<b>300,4</b>	<b>(69,3)</b>
	<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>				<b>(13,2)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>82,4</b>

\*Nouveau poste Judith Jasmin : mise en service de la section satellite en 2019.

\*\*Poursuite du volet renforcement en 2019

**Tableau A-2**  
**Contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2018**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Décembre 2018	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste Chomedey à 315-120 kV - augmentation capacité	0,0	-	(0,3)	0,3
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	0,0	-	(2,7)	2,7
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	2,0	(2,0)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	(0,1)	0,1
D-2014-050	Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV	106,5	67,2	88,9	(21,7)
D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplace. transformateurs	0,0	-	0,1	(0,1)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - section stratégique et lignes*	0,0	-	56,8	(56,8)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	7,9	(7,87)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	24,5	(24,5)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	7,5	4,7	19,3	(14,6)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	132,9	79,3	27,9	51,4
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	21,2	13,4	10,3	3,1
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	15,4	(15,4)
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	21,5	13,6	6,2	7,3
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,2	(0,2)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	58,0	35,1	15,1	20,0
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	42,1	26,5	2,9	23,7
	<b>Total</b>	<b>389,7</b>	<b>239,8</b>	<b>274,4</b>	<b>(34,6)</b>
	<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>				<b>(6,6)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>41,2</b>

\*Nouveau poste Judith Jasmin : mise en service de la section satellite en 2019.

\*\*Poursuite du volet renforcement en 2019

1 Pour les projets visant la charge locale et dont la mise en service a été réalisée en 2018,  
2 une contribution de 82,4 M\$ était prévue dans le cadre du dossier R-4012-2017 (décisions  
3 D-2018-021 et D-2018-035) et une contribution réelle de 41,2 M\$ a finalement été requise  
4 du Distributeur. Les variations entre les deux tableaux ont fait en sorte d'augmenter de  
5 34,7 M\$, avant les frais d'exploitation et d'entretien (« FEE »), l'écart entre les montants  
6 maximaux d'allocation et les coûts des projets prévus dans le dossier R-4012-2017  
7 (décisions D-2018-021 et D-2018-035).

**Tableau A-3**
**Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2018**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste Chomedey à 315-120 kV - augmentation capacité	0,0	-	(0,3)	0,3
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figüery	0,0	-	(2,7)	2,7
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	1,1	(1,1)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	(0,4)	0,4
D-2014-050	Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV	106,5	67,2	88,9	(21,7)
D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	-	0,1	(0,1)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - section stratégique et lignes*	0,0	-	(18,5)	18,5
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	4,1	(4,1)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	(68,9)	68,9
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	-2,2	(1,4)	1,0	(2,3)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	-13,2	(7,9)	(21,8)	13,9
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	-4,6	(2,9)	(1,2)	(1,8)
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	(0,1)	0,1
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	0,7	0,4	0,2	0,2
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	(0,1)	0,08
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	-59,0	(37,3)	(5,8)	(31,5)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	-15,0	(9,5)	(1,7)	(7,7)
	<b>Total</b>	<b>13,1</b>	<b>8,7</b>	<b>(26,0)</b>	<b>34,7</b>
	<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>				<b>6,6</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>(41,2)</b>

\*Nouveau poste Judith Jasmin : mise en service de la section satellite en 2019.

\*\*Poursuite du volet renforcement en 2019

1 La variation de 34,7 M\$ entre le montant estimé au dossier R-4012-2017 (avant les FEE) et  
2 le réel s'explique principalement comme suit :

- 3
- 4 • l'intégration en 2018 de trois projets dont la mise en service avait été reportée de
  - 5 2017 à 2018 (projet au poste De Lorimier et deux projets de moins de 5 M\$) et de
  - 6 deux projets de raccordement de clients du Distributeur qui n'étaient pas prévus lors
  - 7 de la préparation du dossier R-4012-2017 ; l'intégration de ces projets a diminué la
  - 8 contribution avant les FEE de 3,4 M\$ ;
  - 9
  - 10 • la suspension ou le report de la mise en service de six projets (deux projets de
  - 11 raccordement de clients du Distributeur et quatre projets de moins de 5 M\$) ; ces
  - 12 suspensions et reports ont augmenté la contribution avant les FEE de 52,1 M\$ ;
  - 13
  - 14 • une diminution de 40,8 MW des charges associées aux projets mis en service a
  - augmenté la contribution avant les FEE de 25,3 M\$ ;
  - une diminution des coûts des projets mis en service, essentiellement liée au report
  - de mises en service partielles de trois projets majeurs (nouveau poste Judith-Jasmin

- 1 à 735-120-25 kV - volet section stratégique et lignes ; renforcement réseau régional
- 2 de Sherbrooke (volet travaux au poste source) ; nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé -
- 3 dérivation Saint-Sauveur, a diminué la contribution avant les FEE de 105,8 M\$ ;
- 4 • des crédits ou coûts résiduels de projets mis en service antérieurement à 2018 ont
- 5 diminué la contribution avant les FEE de 2,9 M\$.