

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

TABLE DES MATIÈRES

1. SOMMAIRE DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS	5
2. COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES	7
2.1. Compte de nivellement 2017.....	7
2.2. Compte de nivellement 2018.....	7
3. COMPTE D'ÉCARTS – CHARGE LOCALE DE TRANSPORT	8
4. COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ	8
4.1. Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2017.....	9
4.2. Compte de <i>pass-on</i> projeté pour l'achat d'électricité 2018.....	9
5. COMPTE D'ÉCARTS – COÛT DE RETRAITE	9
5.1. Compte d'écart – Coût de retraite 2017.....	11
5.2. Compte d'écart – Coût de retraite 2018.....	11
6. COMPTE D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES	11
7. COMPTE D'ÉCARTS – ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES	12
8. COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE	13
9. COMPTE D'ÉCARTS – GDP AFFAIRES	14
10. COMPTE D'ÉCARTS – COMBUSTIBLES	15
10.1. Compte d'écart – Combustibles 2017.....	15
10.2. Compte d'écart – Combustibles 2018.....	16
11. RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE	16
12. ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À UNE ENTENTE DE SUSPENSION	17
13. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR	17
14. PROGRAMMES ET ACTIVITÉS DU TEQ	18
15. CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT	18
16. CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS ET AUTRES CONTRIBUTIONS DE TIERS ..	21
ANNEXE A : COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2018	23
ANNEXE B : COMPTE DE PASS-ON PRÉVU POUR L'ANNÉE 2018	27
ANNEXE C : SUIVI DE L'ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À LA SUSPENSION DE TCE (SOUS PLI CONFIDENTIEL)	31

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Évolution des comptes d'écart et de reports et autres actifs.....	6
Tableau 2 : Évolution du compte de nivellement pour aléas climatiques.....	7
Tableau 3 : Évolution du compte d'écart – Charge locale de transport.....	8
Tableau 4 : Évolution du compte de <i>pass-on</i>	9
Tableau 5 : Évolution du compte d'écart – Coût de retraite.....	10
Tableau 6 : Évolution du compte d'écart – Pannes majeures.....	11
Tableau 7 : Évolution du compte d'écart – Événements imprévisibles en réseaux autonomes.....	13

Tableau 8 : Évolution du compte d'écarts – Rendement à remettre à la clientèle.....	14
Tableau 9 : Évolution du compte d'écarts – GDP Affaires	14
Tableau 10 : Évolution du compte d'écarts – Combustibles	15
Tableau 11 : Évolution du compte de neutralisation – Révision des durées de vie.....	16
Tableau 12 : Évolution des interventions en efficacité énergétique	17
Tableau 13 : Évolution des contributions à des projets de raccordement	19
Tableau 14 : Contributions à des projets de raccordement	19
Tableau 15 : Projets de croissance du Transporteur 2017	20
Tableau 16 : Projets de croissance du Transporteur 2018	20
Tableau 17 : Projets de croissance du Transporteur 2019	21
Tableau 18 : Évolution des contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	22
Tableau A-1 : Détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2018	25
Tableau B-1 : Préviation d'avril 2018 (4/8) du compte de pass-on pour l'année 2018.....	29

1. SOMMAIRE DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

1 Les comptes d'écart et de reports (CER) sont de nature purement réglementaire. Ils ont été
2 créés pour la prise en compte ultérieure, dans les revenus requis, des coûts encourus
3 pendant une année témoin dont les montants étaient imprévus au moment de la fixation des
4 tarifs d'électricité ou encore, dont les montants réels sont différents de ceux initialement
5 prévus. L'utilisation de ces comptes constitue, par conséquent, une modalité de récupération
6 de coûts dans les tarifs.

7 Les autres actifs sont composés des comptes créés pour comptabiliser des coûts qui seront
8 constatés aux charges lors d'exercices financiers subséquents.

9 Dans sa décision D-2015-018¹, la Régie demande, à compter du 1^{er} janvier 2015, de
10 maintenir hors base de tarification tous les CER réglementaires servant à la récupération des
11 écarts de coûts par rapport aux montants prévus. Ces comptes sont maintenus hors base de
12 tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.

13 Dans le cadre de l'implantation du mécanisme de réglementation incitative (MRI), la Régie a
14 statué sur les CER existants dans sa décision D-2018-067². Elle maintient les CER relatifs
15 au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité, au compte de nivellement pour aléas
16 climatiques, à la charge locale de transport, au coût de retraite, à TEQ, aux pannes majeures
17 ainsi qu'aux événements imprévisibles en réseaux autonomes et en reconduit les modalités
18 de disposition. Par contre, la Régie retire les CER relatifs aux coûts des combustibles et au
19 tarif de maintien de la charge.

20 Un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les CER, et ce, jusqu'au moment de leur
21 intégration dans les revenus requis. Selon la décision D-2015-018³, le solde de ces comptes
22 hors base est rémunéré selon les taux suivants, majorés des frais de garantie et d'émission :

- 23 • le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans pour les comptes d'écart dont la
24 période d'amortissement et de recouvrement est de 3 ans et moins ;
- 25 • le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans pour les comptes d'écart dont la
26 période d'amortissement et de recouvrement est de plus de 3 ans.

27 Les taux appliqués aux fins du calcul de ce rendement sont présentés à la section 5 de la
28 pièce HQD-4, document 2.1.

29 Le tableau 1 présente l'évolution des CER et autres actifs.

¹ Décision D-2015-018, paragraphe 248.

² Décision D-2018-067, paragraphes 487, 494, 495, 501 et 508.

³ Décision D-2015-018, paragraphes 365, 367 et 369.

**TABLEAU 1 :
ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS (M\$)**

Description	Section	Au 31 décembre		
		Année historique 2017	Année de base 2018	Année témoin 2019
CER hors base de tarification				
Compte de nivellement pour aléas climatiques	2	(0,6)	(82,5)	(17,1)
Compte d'écarts - Charge locale de transport	3	2,0	4,6	-
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité	4	(39,5)	37,4	-
Compte d'écarts - Coût de retraite	5	(19,3)	5,0	-
Compte d'écarts - Pannes majeures	6	8,0	3,9	-
Compte d'écarts - TEQ ¹		-	-	-
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes	7	23,5	24,2	25,1
Compte d'écarts - Rendement à remettre à la clientèle	8	(18,2)	(18,6)	-
Compte d'écarts - GDP Affaires	9	-	4,7	-
CER pré-MRI				
Compte d'écarts - Combustibles	10	(3,8)	10,1	-
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715 ²		(2,4)	-	-
Compte de neutralisation - Facteur Z				
Révision des durées de vie utile	11	-	(30,6)	-
		(50,4)	(41,8)	8,0
Inclus dans la base de tarification				
Autres actifs				
Interventions en efficacité énergétique	13	526,8	458,7	405,1
Programmes et activités de TEQ	14	44,8	29,4	16,1
Contributions à des projets de raccordement	15	405,1	631,1	625,8
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	16	(43,6)	(50,5)	(65,0)
		933,1	1 068,7	982,0

¹ En vertu de la décision D-2013-037, paragraphe 282.

² Dossier R-4011-2017, pièce HQD-9, document 7 (B-0040), page 20.

2. COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

1 Le tableau 2 présente l'évolution du compte de nivellement.

2 Afin de respecter les exigences de la norme ASC 980, comme expliqué à la pièce HQD-3,
3 document 2 à la section 2.2.1, les soldes 2017 et 2018 du compte de nivellement pour aléas
4 climatiques sont amortis sur une période maximale de deux ans comme suit :

- 5 • disposition sur une période de 2 ans à compter de l'exercice subséquent, des écarts
6 de revenus liés aux aléas climatiques établis sur la base de quatre mois d'écarts
7 réels ;
- 8 • disposition du solde résiduel reflétant les écarts réels finaux dans le deuxième
9 exercice subséquent.

**TABLEAU 2 :
ÉVOLUTION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES (M\$)**

	Nivellement 2010	Nivellement 2011	Nivellement 2012	Nivellement 2013	Nivellement 2014	Nivellement 2015	Nivellement 2016	Nivellement 2017	Nivellement 2018	Total	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2016	30,6	26,1	77,5	(26,4)	7,2	49,6	11,4			176,1	(129,3)
Opérations en 2017											
Amortissement	(30,6)	(26,1)	(77,5)	26,4	(7,2)	(49,6)	5,1			(159,5)	159,5
Solde au 1^{er} janvier 2017	-	-	-	-	-	-	16,5	-		16,5	
Écart de l'année								(18,0)		(18,0)	
Intérêts							0,4	0,5		0,9	
Solde au 31 décembre 2017¹							16,9	(17,5)		(0,6)	159,5
Opérations en 2018											
Amortissement ²							(16,9)	(29,8)		(46,7)	46,7
Solde au 1^{er} janvier 2018							-	(47,2)		(47,2)	
Écart de l'année (réel au 30 avril 2018)									(33,6)	(33,6)	
Intérêts								(1,1)	(0,6)	(1,7)	
Solde au 31 décembre 2018							-	(48,3)	(34,2)	(82,5)	46,7
Opérations en 2019											
Amortissement								48,3	17,1	65,4	(65,4)
Solde au 1^{er} janvier 2019							-	-	(17,1)	(17,1)	
Rémunération des comptes hors base de tarification									(0,6)	(0,6)	
Amortissement (rémunération des comptes d'écarts hors BT)									0,6	0,6	(0,6)
Solde au 31 décembre 2019	-	-	-	-	-	-	-	-	(17,1)	(17,1)	(66,0)

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.1 (B-0016), page 9.

² Décision D-2018-025, paragraphes 106 et 116.

2.1. Compte de nivellement 2017

10 Le solde de ce compte au 31 décembre 2018 de 48,3 M\$ (créditeur) est entièrement amorti
11 dans l'année témoin 2019.

2.2. Compte de nivellement 2018

12 Le solde de ce compte au 30 avril 2018 est de 33,6 M\$ (créditeur) et les intérêts projetés
13 pour l'ensemble de l'année 2018 sont de 0,6 M\$ (créditeur). Ce solde créditeur de 34,2 M\$
14 est amorti sur une période de deux ans dont 17,1 M\$ (créditeur) dans l'année témoin 2019.

- 1 L'annexe A présente le détail du compte de nivellement pour la période de janvier à
 2 avril 2018.

3. COMPTE D'ÉCARTS – CHARGE LOCALE DE TRANSPORT

- 3 Le tableau 3 présente l'évolution du compte d'écarts relatif à la charge locale de transport.

**TABLEAU 3 :
 ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – CHARGE LOCALE DE TRANSPORT (M\$)**

	2017	2018	Total	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2016			-	5,0
Opérations en 2017				
Écart charge locale	2,0		2,0	
Intérêts	-		-	
Solde au 31 décembre 2017¹	2,0		2,0	0,0
Opérations en 2018				
Versé aux revenus requis	(2,0)		(2,0)	2,0
Écart charge locale		4,5	4,5	
Intérêts		0,1	0,1	
Solde au 31 décembre 2018	-	4,6	4,6	2,0
Opérations en 2019				
Versé aux revenus requis		(4,6)	(4,6)	4,6
Solde au 31 décembre 2019	-	-	-	4,6

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.1 (B-0016), page 5.

- 4 En 2018, le tarif reconnu pour la charge locale du Transporteur applicable à compter du
 5 1^{er} janvier 2018 s'est établi à 2 939,5 M\$⁴ alors que le montant pris en compte par le
 6 Distributeur dans l'établissement de ses revenus requis pour l'année témoin 2018 est de
 7 2 935,0 M\$⁵. Conséquemment, un montant de 4,5 M\$ (débiteur) a été versé au compte
 8 d'écarts hors base de tarification dans l'année 2018. Les intérêts sur ce montant étant de
 9 0,1 M\$, le solde de 4,6 M\$ (débiteur) au 31 décembre 2018 est versé aux revenus requis de
 10 l'année témoin 2019.

4. COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

- 11 Le tableau 4 présente l'évolution du compte de *pass-on*.

⁴ Décision D-2018-035, paragraphe 39.

⁵ Décision D-2018-025, paragraphe 279.

**TABLEAU 4 :
ÉVOLUTION DU COMPTE DE PASS-ON (M\$)**

	<i>Pass-on</i> 2015	<i>Pass-on</i> 2016	<i>Pass-on</i> 2017	<i>Pass-on</i> 2018	Total	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2016	9,0	(28,8)			(19,8)	358,9
Opérations en 2017						
Versé aux revenus requis	(9,0)	8,2			(0,8)	0,8
Intérêts		(0,4)			(0,4)	
Écart de l'année			(18,5)		(18,5)	
Solde au 31 décembre 2017¹	-	(21,0)	(18,5)		(39,5)	0,8
Opérations en 2018						
Versé aux revenus requis ²	-	21,0	19,3		40,3	(40,3)
Intérêts			-		-	
Écart de l'année (estimation 4/8)				36,6	36,6	
Solde au 31 décembre 2018	-	-	0,8	36,6	37,4	(40,3)
Opérations en 2019						
Versé aux revenus requis			(0,8)	(36,6)	(37,4)	37,4
Solde au 31 décembre 2019			-	-	-	37,4

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.1 (B-0016), page 6.

² Décision D-2018-025, paragraphes 106, 118 et 127.

4.1. Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité 2017

- 1 Le solde de ce compte au 31 décembre 2018 de 0,8 M\$ (débitéur) est versé aux revenus
2 requis de 2019.

4.2. Compte de *pass-on* projeté pour l'achat d'électricité 2018

- 3 Établi sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le solde du *pass-on* 2018
4 de 36,6 M\$ (débitéur) est versé aux revenus requis de l'année témoin 2019.
- 5 Ce montant inclut un ajustement de 25,0 M\$⁶ (débitéur) relatif à l'entente globale cadre pour
6 l'année réelle 2017, comptabilisé en 2018. En effet, les données finales de l'entente globale
7 cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est
8 comptabilisé l'année subséquente.
- 9 L'annexe B détaille les écarts cumulatifs par catégories de consommateurs pour l'année
10 2018.

5. COMPTE D'ÉCARTS – COÛT DE RETRAITE

- 11 Le tableau 5 présente l'évolution du compte d'écarts relatif au coût de retraite.

⁶ Pièce HQD-6, document 2, section 3.2.

**TABLEAU 5 :
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – COÛT DE RETRAITE (M\$)**

HORS BASE DE TARIFICATION	2015					2016					2017						2018						Solde du compte	Impact revenus requis
	Masse salariale	Charges de services partagés	Coûts capitalisés	Frais corporatifs	Total	Masse salariale	Charges de services partagés	Coûts capitalisés	Frais corporatifs	Total	Masse salariale	Charges de services partagés	Coûts capitalisés	Autres composantes	Frais corporatifs	Total	Masse salariale	Charges de services partagés	Coûts capitalisés	Autres composantes	Frais corporatifs	Total		
Solde au 31 décembre 2016	(3,8)	1,9	(3,2)	-	(5,1)	(23,5)	(6,2)	5,3	(0,5)	(24,9)													(30,0)	(4,2)
Opérations en 2017																								
Écart résiduel 2015 versé aux revenus requis	3,8	(1,9)	3,2	-	5,1	24,2	6,2	(5,3)	0,5	25,6													5,1	(5,1)
Écart 2016 versé aux revenus requis						-	-	-	-	-													25,6	(25,6)
Intérêts 2017																							-	-
Écart											(2,9)	(1,1)	2,3	(17,5)	(0,6)	(19,8)							(19,8)	-
<i>D-2017-022 ajustée¹</i>											106,5	41,6	(30,8)	(101,2)	3,6	19,7							19,7	-
<i>Réel 2017</i>											103,6	40,5	(28,5)	(118,7)	3,0	(0,1)							(0,1)	-
Intérêts 2017											-	-	-	(0,2)	-	(0,2)							(0,2)	-
Solde au 31 décembre 2017 ²	-	-	-	-	-	0,7	-	-	-	0,7	(2,9)	(1,1)	2,3	(17,7)	(0,6)	(20,0)							(19,3)	(30,7)
Opérations en 2018																								
Écart résiduel 2016 versé aux revenus requis						(0,7)	-	-	-	(0,7)													(0,7)	0,7
Écart 2017 versé aux revenus requis											3,2	2,0	(1,4)	17,6	0,5	21,9							21,9	(21,9)
Intérêts 2018												0,1				0,1							0,1	-
Écart 2018																	4,9	0,8	(0,2)	(2,6)	0,1	3,0	3,0	-
Écart																								
<i>D-2018-025</i>																	115,4	50,8	(39,4)	(121,6)	3,5	8,7	8,7	-
<i>Année de base 2018</i>																	120,3	51,6	(39,6)	(124,2)	3,6	11,7	11,7	-
Intérêts 2018																	-	-	-	-	-	-	-	-
Solde au 31 décembre 2018						-	-	-	-	-	0,3	1,0	0,9	(0,1)	(0,1)	2,0	4,9	0,8	(0,2)	(2,6)	0,1	3,0	5,0	(21,2)
Opérations en 2019																								
Écart résiduel 2017 versé aux revenus requis											(0,3)	(1,0)	(0,9)	0,1	0,1	(2,0)							(2,0)	2,0
Écart 2018 versé aux revenus requis																	(4,9)	(0,8)	0,2	2,6	(0,1)	(3,0)	(3,0)	3,0
Solde au 31 décembre 2019						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0

¹ Établi en tenant compte des modifications à l'ASC 715

² Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.3 (B-0018), page 4.

5.1. Compte d'écarts – Coût de retraite 2017

1 Dans le cadre du dossier tarifaire R-4011-2017⁷, le Distributeur a évalué le montant du coût
 2 de retraite pour l'année 2017 à -2,1 M\$ sur la base de quatre mois réels et de huit mois
 3 projetés. Dans la décision D-2017-022 ajustée pour tenir compte des modifications à
 4 l'ASC 715, un montant de 19,7 M\$⁸ ayant plutôt été reconnu, l'écart de 21,9 M\$ (crédeur)
 5 incluant des intérêts de 0,1 M\$, a donc été versé aux revenus requis de 2018.

6 Le solde de ce compte au 31 décembre 2018 de 2,0 M\$ (débitur) est versé aux revenus
 7 requis de 2019.

5.2. Compte d'écarts – Coût de retraite 2018

8 Pour l'année de base 2018, le Distributeur évalue le montant du coût de retraite à 11,7 M\$⁹
 9 sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés. L'écart de 3,0 M\$ (débitur),
 10 différence entre cette prévision et le montant reconnu de 8,7 M\$, auquel s'ajoutent des
 11 intérêts négligeables, est versé aux revenus requis de 2019.

6. COMPTE D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES

12 Le tableau 6 présente l'évolution du compte d'écarts relatif aux pannes majeures dont le
 13 solde au 31 décembre 2018 de 3,9 M\$ (débitur) est versé aux revenus requis de 2019.

TABLEAU 6 :
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES (M\$)

Hors base de tarification	2016		2017		Solde du compte	Impact revenus requis
	Charges d'exploitation	Intérêts	Charges d'exploitation	Intérêts		
Solde au 31 décembre 2016	4,1	-	-	-	4,1	-
Opérations en 2017						
Écart 2017			3,8		3,8	
Réal 2017			19,8			
Seuil de 16 M\$			(16,0)			
Intérêts sur le solde 2016		-			-	
Solde au 31 décembre 2017¹	4,1	-	3,8	-	8,0	-
Opérations en 2018						
Solde 2016 versé aux revenus requis	(4,1)	-			(4,1)	4,1
Intérêts sur le solde 2017				0,1	0,1	
Solde au 31 décembre 2018	-	-	3,8	0,1	3,9	4,1
Opérations en 2019						
Solde 2017 versé aux revenus requis			(3,8)	(0,1)	(3,9)	3,9
Solde au 31 décembre 2019	-	-	-	-	-	3,9

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.6 (B-0021), page 3.

⁷ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-5, document 2 (B-0021), page 9.

⁸ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-5, document 2 (B-0021), page 9.

⁹ Voir la pièce HQD-8, document 1, tableau 3.

7. COMPTE D'ÉCARTS – ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES

1 Dans sa décision D-2015-150¹⁰, la Régie autorise le Distributeur à mettre en place un
2 mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles afin de couvrir
3 les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes, dont leur
4 déversement lors de leur transbordement et de leur manutention. Elle autorise, en
5 conséquence, la création d'un compte d'écart hors base de tarification afin d'y verser les
6 coûts liés à de tels événements, en deçà de 50 M\$, en vue de leur disposition ultérieure
7 dans les tarifs et fixe à 15 M\$ par événement le seuil minimum des coûts à inclure dans le
8 compte d'écart hors base de tarification.

9 La Régie refuse toutefois la captation d'un montant de 9,8 M\$ relatif au déversement
10 d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules pour la fixation des tarifs 2015-2016. Elle
11 autorise néanmoins que cette somme participe à l'atteinte du seuil minimum pour les coûts à
12 être inclus dans le compte d'écart hors base de tarification pour cet événement. La Régie
13 autorise également les modalités de disposition du compte d'écart proposées par le
14 Distributeur¹¹.

15 Le Distributeur ne demande l'intégration d'aucun coût lié au déversement accidentel
16 d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules dans les revenus requis de 2019
17 considérant qu'il est toujours prématuré d'introduire ce sujet au présent dossier tarifaire.

18 En effet, le Distributeur juge approprié d'attendre la fin des travaux avant de présenter sa
19 demande de disposition des coûts liés à cet événement. Une fois les travaux complétés à la
20 fin de 2018, le Distributeur sera en mesure de préciser le montant final lié au déversement
21 accidentel dans le port de Cap-aux-Meules.

22 Le tableau 7 présente l'évolution du compte d'écart relatif aux événements imprévisibles en
23 réseaux autonomes. À ce jour, les coûts totaux liés au déversement d'hydrocarbures dans le
24 port de Cap-aux-Meules sont estimés à 33,0 M\$ auxquels s'ajoutent des intérêts de 1,9 M\$.
25 Par conséquent, le solde du compte d'écart totalise 25,1 M\$, net du montant de 9,8 M\$
26 refusé par la Régie.

¹⁰ Décision D-2015-150, paragraphes 69, 90 et 95.

¹¹ Décision D-2015-150, paragraphes 91 et 92.

**TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES
EN RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Solde au 31 décembre 2016	1,6	8,8	12,1	-	-	22,5
Opérations en 2017						
Écart de l'année - charges d'exploitation				0,7		0,7
Intérêts		0,1	0,1	0,1		0,3
Solde au 31 décembre 2017¹	1,6	8,9	12,2	0,8	-	23,5
Opérations en 2018						
Écart de l'année - charges d'exploitation					0,1	0,1
Intérêts		0,1	0,2	0,2	0,1	0,6
Solde au 31 décembre 2018	1,6	9,0	12,4	1,0	0,2	24,2
Opérations en 2019						
Intérêts		0,2	0,3	0,3	0,1	0,9
Solde au 31 décembre 2019	1,6	9,2	12,7	1,3	0,3	25,1

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.5 (B-0020), page 3.

8. COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE

1 Dans sa décision D-2014-034¹², la Régie a approuvé la mise en place d'un mécanisme de
2 traitement des écarts de rendement (MTÉR) selon les modalités suivantes :

- 3 • Prise en charge par le Distributeur des écarts de rendement négatifs ;
- 4 • Aucune zone sans partage ;
- 5 • Partage des écarts de rendement positifs comme suit :
 - 6 ○ Premiers 100 points de base : Distributeur 50 %, clientèle 50 %
 - 7 ○ Au-delà de 100 points de base : Distributeur 25 %, clientèle 75 %

8 En avril 2015, le gouvernement a suspendu l'application du MTÉR jusqu'au retour à
9 l'équilibre budgétaire, le partage des excédents de rendement ne pouvant s'appliquer qu'à
10 partir de l'année tarifaire suivant le retour à l'équilibre budgétaire¹³.

11 À l'automne 2016, le gouvernement annonçait le retour à l'équilibre budgétaire pour
12 2015-2016. En conséquence, l'année 2017 constitue la première année à partir de laquelle le
13 MTÉR autorisé par la décision D-2014-034 prend effet.

¹² D-2014-034, paragraphes 359, 367 et 370.

¹³ Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016 (Loi n° 28), articles 20-24

- 1 Le tableau 8 présente le suivi du compte d'écarts relatif au rendement à remettre à la
 2 clientèle dont le solde au 31 décembre 2018 de 18,6 M\$ (créditeur) est versé aux revenus
 3 requis de 2019.

**TABLEAU 8 :
 ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE (M\$)**

	2017	Impact revenus requis
Opérations en 2017		
Écart de l'année	(18,2)	
Solde au 31 décembre 2017¹	(18,2)	
Opérations en 2018		
Écart de l'année		
Intérêts	(0,4)	
Solde au 31 décembre 2018	(18,6)	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2017 versé aux revenus requis	18,6	(18,6)
Solde au 31 décembre 2019	-	(18,6)

¹ Rapport annuel 2017, HQD-2, document 3 (B-0007), page 4.

9. COMPTE D'ÉCARTS – GDP AFFAIRES

- 4 Le tableau 9 présente l'évolution du compte d'écarts relatif au Programme de gestion de la
 5 puissance pour la clientèle d'affaires (GDP – Affaires).

**TABLEAU 9 :
 ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – GDP AFFAIRES (M\$)**

	2018	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2017	-	
Opérations en 2018		
Écart de l'année (estimation 4/8)	4,6	
Rémunération des comptes hors base de tarification	0,1	
Solde au 31 décembre 2018	4,7	0,0
Opérations en 2019		
Versé aux revenus requis	(4,7)	4,7
Solde au 31 décembre 2019	-	4,7

1 Conformément à la décision de la Régie D-2018-025¹⁴, le Distributeur a comptabilisé
 2 distinctement les sommes du programme GDP Affaires et inscrit dans un compte d'écarts
 3 spécifique, l'excédent du montant autorisé.

4 L'écart prévu entre le montant autorisé de 16,1 M\$¹⁵ et l'évaluation des sommes relatives
 5 aux appuis financiers du premier trimestre 2018 (hiver 2017-2018) et celles de décembre
 6 2018 (hiver 2018-2019), soit 20,7 M\$, représente un montant de 4,6 M\$ (débiteur). Ainsi, le
 7 Distributeur a versé aux revenus requis de l'année 2019 un montant de 4,7 M\$, incluant des
 8 intérêts débiteurs de 0,1 M\$.

10. COMPTE D'ÉCARTS – COMBUSTIBLES

9 Le tableau 10 présente l'évolution du compte d'écarts relatif aux achats de combustibles.

TABLEAU 10 :
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – COMBUSTIBLES (M\$)

	2015	2016	2017	2018	Total	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2016	0,6	0,2			0,8	(7,4)
Opérations en 2017						
Versé aux revenus requis <i>(Estimation 2016 (4/8) 76,6 M\$ vs décision 76,9 M\$)</i>	(0,6)	0,3			(0,3)	0,3
Intérêts		-			-	
Écart de l'année			(4,3)		(4,3)	
Solde au 31 décembre 2017¹	-	0,5	(4,3)		(3,8)	0,3
Opérations en 2018						
Versé aux revenus requis ² <i>(Estimation 2017 (9/3) 82,3 M\$ vs décision 86,2 M\$)</i>		(0,5)	3,9		3,4	(3,4)
Intérêts			-		-	
Écart de l'année (estimation 4/8)				10,5	10,5	
Solde au 31 décembre 2018		-	(0,4)	10,5	10,1	(3,4)
Opérations en 2019						
Versé aux revenus requis <i>(Estimation 2018 (4/8) 96,4 M\$ vs décision 85,9 M\$)</i>			0,4	(10,5)	(10,1)	10,1
Solde au 31 décembre 2019		-	-	-	-	10,1

¹ Rapport annuel 2017, pièce HQD-4, document 3.1 (B-0016), page 12.

² Dossier R-4011-2017, pièce HQD-19, document 1 (B-0232), page 9.

10.1. Compte d'écarts – Combustibles 2017

10 Le solde de ce compte au 31 décembre 2018 de 0,4 M\$ (créditeur) est versé aux revenus
 11 requis de 2019.

¹⁴ Décision D-2018-025, paragraphe 268.

¹⁵ Décision D-2018-025, paragraphe 267.

10.2. Compte d'écarts – Combustibles 2018

1 Dans sa décision D-2018-025¹⁶ la Régie a reconnu l'évaluation des achats de combustible
2 pour l'année 2018 à 85,9 M\$, excluant les comptes d'écarts.

3 Dans sa décision D-2018-067¹⁷ la Régie accepte le principe de verser aux revenus requis
4 2019 et 2020 les soldes relatifs aux CER pré-MRI associés aux coûts de combustible de
5 l'année 2018, hors de la Formule d'indexation.

6 Pour l'année de base 2018, le Distributeur évalue le montant des achats de combustibles à
7 96,4 M\$¹⁸. L'écart de 10,5 M\$ (débitéur), différence entre cette prévision et le montant
8 reconnu de 85,9 M\$, est versé aux revenus requis de 2019.

11. RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

9 Comme présenté à la section 5 de la pièce HQD-3, document 2, le Distributeur demande à la
10 Régie la création d'un compte de neutralisation – Facteur Z pour y comptabiliser l'impact
11 financier de la révision de durée de vie utile des transformateurs aériens relatif à l'année
12 2018. Le tableau 11 présente le suivi de ce compte.

TABEAU 11 :
ÉVOLUTION DU COMPTE DE NEUTRALISATION – RÉVISION DES DURÉES DE VIE (M\$)

	2018	Impact revenus requis
Opérations en 2018		
Écart de l'année	(30,4)	
Intérêts	(0,2)	
Solde au 31 décembre 2018	(30,6)	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2018 versé aux revenus requis	30,6	(30,6)
Solde au 31 décembre 2019	-	(30,6)

13 Un montant de 30,4 M\$¹⁹ (créditéur) a été comptabilisé en 2018 dans ce compte, soit un
14 impact d'amortissement de 31,2 M\$ (créditéur) ainsi qu'un impact sur le rendement de la
15 base de tarification de 0,8 M\$ (débitéur). Cet écart, auquel s'ajoutent des intérêts de 0,2 M\$
16 pour 2018, est versé aux revenus requis de 2019.

¹⁶ Décision D-2018-025, paragraphe 437 et dossier R-4011-2017, pièce HQD-19, document 1 (B-0232), page 9.

¹⁷ Décision D-2018-067, paragraphes 513 et 514.

¹⁸ Voir la pièce HQD-8, document 1, tableau 12.

¹⁹ Voir la pièce HQD-8, document 1, tableau 11.

12. ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À UNE ENTENTE DE SUSPENSION

1 Dans sa décision D-2014-086²⁰, la Régie autorise la pratique proposée par le Distributeur
 2 quant à la comptabilisation d'un montant correspondant à celui du passif financier lié aux
 3 amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE²¹, y compris
 4 l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la
 5 récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux
 6 montants facturés.

7 Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la suspension des livraisons de la centrale TCE
 8 sont comptabilisés sur une base annuelle à titre de coûts d'approvisionnement et que tout
 9 écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement reconnus sera pris en compte
 10 dans les revenus requis par le biais du compte de *pass-on*. L'annexe C présente, sous pli
 11 confidentiel, le suivi de l'actif réglementaire lié à la suspension de TCE.

13. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

12 L'évolution des interventions en efficacité énergétique est présentée au tableau 12.

**TABLEAU 12 :
 ÉVOLUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (M\$)**

Description	Au 31 décembre (en M\$)		
	Année historique 2017	Année de base 2018	Année témoin 2019
<u>Marché Résidentiel</u>			
Activités communes	24,2	19,1	15,6
Diagnostic résidentiel	19,6	14,9	11,5
Mieux consommer, Recyc-Frigo et autres	116,6	90,4	71,3
Programmes de TEQ ⁽¹⁾	0,1	0,1	0,1
Offres Ménages à faible revenu	12,1	14,0	15,9
	172,6	138,5	114,4
<u>Marché Affaires - Commercial et institutionnel</u>			
Activités communes	13,3	8,4	4,9
OIEÉB	143,6	131,0	118,7
Bâtiments HQD	8,0	7,5	7,3
Produits efficaces et autres	70,1	57,7	47,2
	235,0	204,6	178,1
<u>Marché Affaires - Industriel</u>			
Activités communes	3,5	2,5	1,7
OIEÉSI - petites et moyennes industries	66,0	63,0	59,9
OIEÉSI - grandes industries	49,7	50,1	51,0
	119,2	115,6	112,6
Total	526,8	458,7	405,1

⁽¹⁾ : Correspond au solde non amorti des programmes antérieurs à 2009 (Novoclimat, Rénoclimat, Éconologis) qui, depuis cette date, sont sous la responsabilité de TEQ.

²⁰ Décision D-2014-086, paragraphe 53.

²¹ Entente de suspension de la production d'électricité de la centrale TCE de 2009, amendée en décembre 2013.

- 1 Les interventions en efficacité énergétique du Distributeur ainsi que leur évolution sur la
2 période 2017 à 2019 sont présentées dans la pièce HQD-10, document 1.

14. PROGRAMMES ET ACTIVITÉS DE TEQ

- 3 Depuis le 1^{er} janvier 2012, conformément à la décision D-2012-021²² de la Régie, la
4 quote-part est présentée intégralement à titre de charge. En conséquence, aucun montant
5 supplémentaire n'est versé à la base de tarification depuis cette date. Un montant de
6 13,3 M\$ a été amorti en 2019. L'amortissement du solde non amorti prendra fin en 2021.

15. CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

7 Les éléments suivants composent ce compte :

- 8 • contribution du Distributeur relative au projet du village cri de Waskaganish
9 (D-2003-214) ;
- 10 • contribution du Distributeur relative à l'intégration au réseau des parcs éoliens
11 retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 ;
- 12 • contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du
13 Transporteur ;
- 14 • autres contributions reçues ou versées pour des immobilisations selon le cadre
15 réglementaire du Transporteur et du Distributeur de même que les frais et revenus
16 d'entretien y afférents.

17 L'évolution des contributions à des projets de raccordement est présentée au tableau 13.

²² Décision D-2012-021, paragraphe 79.

**TABLEAU 13 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Solde au 01/01/2017	MES 2017	Amort. 2017	Solde au 31/12/2017	MES 2018	Amort. 2018	Solde au 31/12/2018	MES 2019	Amort. 2019	Solde au 31/12/2019
VILLAGE CRI WASKAGANISH	56,3		(2,2)	54,1		(2,2)	51,9		(2,2)	49,7
Coûts de raccordement	51,4		(1,7)	49,7		(1,7)	48,0		(1,7)	46,3
Charges d'entretien et d'exploitation	4,9		(0,5)	4,4		(0,5)	3,9		(0,5)	3,4
PREMIER APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02	26,7		(1,6)	25,1		(1,6)	23,5		(1,6)	22,0
Coûts de raccordement	23,2		(1,4)	21,8		(1,4)	20,4		(1,4)	19,1
Charges d'entretien et d'exploitation	3,5		(0,2)	3,3		(0,2)	3,1		(0,2)	2,9
PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR	330,2		(9,1)	321,1	235,9	(9,1)	547,8		(15,0)	532,8
Coûts de raccordement	288,2		(6,9)	281,4	198,2	(6,9)	472,7		(10,9)	461,8
Charges d'entretien et d'exploitation	41,9		(2,2)	39,7	37,7	(2,2)	75,1		(4,1)	71,0
AUTRES CONTRIBUTIONS	1,6	2,8	0,2	4,8	2,7	0,3	7,9	13,2	0,2	21,3
Contributions internes	0,9	2,2	0,5	3,7	2,1	0,4	6,2	13,1	0,4	19,8
Frais d'entretien	3,3	0,8	(0,5)	3,6	1,3	(0,3)	4,6	0,4	(0,4)	4,6
Revenus d'entretien	(2,6)	(0,1)	0,2	(2,5)	(0,7)	0,2	(3,0)	(0,3)	0,2	(3,1)
TOTAL	414,7	2,8	(12,7)	405,1	238,6	(12,6)	631,1	13,2	(18,5)	625,8

- 1 Le tableau 14 présente la conciliation des projets de raccordement du Distributeur avec ceux
- 2 du Transporteur, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018²³.

**TABLEAU 14 :
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

COMPOSANTES	Au 31 décembre (en M\$)		
	Année historique 2017	Année de base 2018	Année témoin 2019
Contributions avec le Transporteur			
Village cri Waskaganish	54,1	51,9	49,7
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	25,1	23,5	22,0
Projet en croissance du Transporteur	321,1	547,8	532,8
Autres contributions	19,0	21,0	33,4
- travaux sur le réseau et activités de mesurage	(13,6)	(17,7)	(19,1)
- Autres	32,6	38,7	52,5
Total des contributions avec le Transporteur	419,3	644,2	637,9
Contributions avec le Producteur			
Autres contributions	(14,2)	(13,1)	(12,1)
Total	405,1	631,1	625,8

- 3 Les tableaux 15, 16 et 17 présentent le détail de l'évaluation de la contribution du
- 4 Distributeur aux projets de croissance du Transporteur pour l'année historique 2017, l'année
- 5 de base 2018 et l'année témoin 2019, comme demandé par la Régie dans sa décision
- 6 D-2015-018²⁴.

²³ Décision D-2015-018, paragraphe 683.

²⁴ Décision D-2015-018, paragraphe 689.

TABLEAU 15 :
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2017 (M\$)

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 2017	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2011-032	Nouveau poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV	-	-	0,3	(0,3)
D-2011-120	Renforcement réseau alim. parc industriel de Bécancour	-	-	(0,0)	0,0
D-2012-018	Nouvelle ligne 120 kV Chaudière-St-Agapit	-	-	0,0	(0,0)
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuery	-	-	2,2	(2,2)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	25,6	(25,6)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre Le Gardeur - St-Sulpice	-	-	0,2	(0,2)
D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	-	-	0,2	(0,2)
D-2014-115	Poste St-Louis - conversion à 120-25 kV	37,0	23,8	12,0	11,7
D-2015-008	Nouveau poste St-Jérôme à 120-25 kV	125,8	80,8	74,4	6,4
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	31,3	(31,3)
-25 M\$	Poste Grand-Pré à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	10,0	6,4	13,5	(7,0)
-25 M\$	Poste Adélar-Godbout à 120-25 kV - ajout 3e transform.	52,0	33,4	17,0	16,4
-25 M\$	Poste Limbour à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	43,3	27,8	10,7	17,1
-25 M\$	Ligne Boucherville-DuTremblay-Notre-Dame - modification	-	-	1,4	(1,4)
-25 M\$	Poste Plouffe à 120-25 kV - ajout 6e transformateur	70,3	45,1	8,7	36,4
-25 M\$	Poste Blainville 315-25 kV - ajout 3e transformateur	92,0	59,1	15,1	44,0
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	8,6	3,7	1,3	2,3
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	9,2	5,9	1,4	4,5
	Total	448,3	285,9	215,3	70,6
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

TABLEAU 16 :
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2018 (M\$)

Numéro de décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2018	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	2,9	(2,9)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	-	-	0,3	(0,3)
D-2014-050	Reconstruction du poste De Lorimier à 315-25 kV	51,8	32,7	87,1	(54,4)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - section stratégique et lignes*	-	-	98,2	(98,2)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	-	-	13,1	(13,1)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	92,2	(92,2)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	7,6	4,8	17,3	(12,5)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	151,4	90,4	48,9	41,6
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	21,0	13,2	11,3	1,9
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	-	-	14,1	(14,1)
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	19,1	12,1	6,3	5,8
-25 M\$	Ligne Boucherville-DuTremblay-Notre-Dame - modification	-	-	0,2	(0,2)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	55,6	33,5	12,7	20,8
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	36,0	22,7	2,9	19,8
	Total	342,5	209,4	407,6	(198,2)
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					(37,7)
Contribution requise du Distributeur					235,9

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

**Poursuite du volet renforcement en 2019

**TABLEAU 17 :
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2019 (M\$)**

Numéro de décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2018	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,7	(0,7)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	-	-	1,0	(1,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	-	-	15,9	(15,9)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	148,7	93,8	32,3	61,5
D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	33,5	21,1	22,3	(1,2)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	4,3	(4,3)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	-	-	6,8	(6,8)
-25 M\$	Poste Vaudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	68,1	43,0	9,4	33,6
-25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	80,2	50,6	10,9	39,7
-25 M\$	Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	-	-	0,1	(0,1)
-25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	37,8	23,9	14,2	9,7
-25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	56,1	35,4	8,6	26,8
-25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	20,3	12,8	11,2	1,6
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	-	-	0,7	(0,7)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	93,5	57,4	12,2	45,2
-25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur**	N/D	50,0	50,0	-
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	8,0	5,1	5,5	(0,5)
	Total	546,1	393,0	205,9	187,1
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

*Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

**Considérant un volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés. Comme il s'agit d'une hypothèse, le Transporteur a fixé pour le moment le montant maximal d'allocation à 50 M\$, soit à un montant équivalent à celui de l'enveloppe, de manière à neutraliser l'impact de cette dernière sur la contribution prévue du Distributeur jusqu'à ce que les projets soient définis.

16. CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS ET AUTRES CONTRIBUTIONS DE TIERS

1 Ce compte regroupe les éléments suivants :

- 2 • les contributions relatives aux postes de départ privés liés aux projets d'éoliennes et
- 3 de centrales à la biomasse, ainsi que la valeur actualisée sur 20 ans des frais
- 4 d'entretien afférents. Le Distributeur ne prévoit pas recevoir de remboursement de la
- 5 part des producteurs privés en 2018 et 2019 puisqu'il estime que la contribution qui
- 6 sera versée par le Transporteur à un producteur privé pour le remboursement des
- 7 coûts du poste de départ sera égale au maximum prévu au contrat
- 8 d'approvisionnement en électricité ;
- 9 • les autres contributions externes reçues ou versées par le Distributeur dans le cadre
- 10 de demandes d'alimentation en haute tension, de même que les frais et revenus
- 11 d'entretien afférents.

12 Le tableau 18 présente l'évolution des contributions à des postes de départ privés et des

13 autres contributions de tiers pour les années 2017 à 2019.

TABLEAU 18 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS
ET AUTRES CONTRIBUTIONS DE TIERS (M\$)

	Solde au 01/01/2017	MES 2017	Amort. 2017	Solde au 31/12/2017	MES 2018	Amort. 2018	Solde au 31/12/2018	MES 2019	Amort. 2019	Solde au 31/12/2019
CONTRIBUTIONS										
Contributions à des postes de départ privés										
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	9,9		(0,9)	9,1		(0,9)	8,2		(0,9)	7,3
Deuxième appel d'offres éolien A/O 2005-03	(4,3)		0,3	(4,1)		0,3	(3,8)		0,3	(3,5)
Sous-total - Postes de départ privés	5,6		(0,6)	5,0		(0,6)	4,4		(0,6)	3,8
Autres contributions de tiers										
Autres	(36,4)	(11,1)	1,0	(46,5)	(6,4)	1,3	(51,6)	(15,2)	1,5	(65,3)
SOUS-TOTAL	(30,8)	(11,1)	0,4	(41,5)	(6,4)	0,7	(47,2)	(15,2)	0,9	(61,5)
FRAIS D'ENTRETIEN										
Contributions à des postes de départ privés										
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	0,3		0,0	0,3		0,0	0,2		0,0	0,1
Deuxième appel d'offres éolien A/O 2005-03	(0,7)		0,0	(0,6)		0,0	(0,6)		0,0	(0,6)
Sous-total - Postes de départ privés	(0,4)		0,0	(0,3)		0,0	(0,4)		0,0	(0,5)
Autres contributions de tiers										
Autres	0,0	(1,8)	0,0	(1,8)	(1,3)	0,1	(2,9)	(0,4)	0,2	(3,1)
SOUS-TOTAL	(0,4)	(1,8)	0,0	(2,1)	(1,3)	0,1	(3,3)	(0,4)	0,2	(3,6)
TOTAL - CONTRIBUTIONS ET FRAIS D'ENTRETIEN										
Postes de départ privés	5,2	0,0	(0,6)	4,7	0,0	(0,6)	4,0	0,0	(0,6)	3,4
Autres contributions de tiers	(36,4)	(12,8)	1,0	(48,3)	(7,7)	1,4	(54,5)	(15,6)	1,7	(68,4)
GRAND TOTAL	(31,2)	(12,8)	0,4	(43,6)	(7,7)	0,8	(50,5)	(15,6)	1,1	(65,0)

ANNEXE A :

COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2018

TABLEAU A-1 :
DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À AVRIL 2018

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (GWh)	
Janvier 2018										
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,73	7,27	6,92	9,46	4,33	5,36				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,59	3,46	3,33	5,66	0,77	1,75				
Écart de volume en GWh	540,3	5,7	(9,9)	62,0	29,0	21,3			648,4	+ froid
Écart de janvier 2018 (k\$)	(24 810,7)	(197,0)	330,1	(3 506,9)	(223,0)	(372,8)		(28 780,2)		
Solde à la fin de janvier 2018 (k\$)	(24 810,7)	(197,0)	330,1	(3 506,9)	(223,0)	(372,8)	0,0	(28 780,2)		
Intérêts de février 2018 (k\$)	(44,8)	(0,4)	0,6	(6,3)	(0,4)	(0,7)	(52,0)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,43	7,27	6,72	9,52	4,33	4,96				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,30	3,46	3,13	5,72	0,77	1,35				
Écart de volume en GWh	(393,2)	(3,1)	1,4	(16,3)	(83,0)	(22,1)			(516,4)	- froid
Écart de février 2018 (k\$)	16 893,3	107,7	(42,8)	934,6	637,7	298,0		18 828,5		
Solde à la fin de février 2018 (k\$)	(7 962,2)	(89,7)	287,9	(2 578,7)	414,3	(75,4)	(52,0)	(9 951,8)		
Intérêts de mars 2018 (k\$)	(15,9)	(0,2)	0,6	(5,2)	0,8	(0,2)	(20,0)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	8,15	7,27	7,07	9,67	4,33	4,12				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	4,02	3,46	3,48	5,87	0,77	0,51				
Écart de volume en GWh	(162,2)	(1,5)	1,6	(1,4)	(30,9)	(6,1)			(200,5)	- froid
Écart de mars 2018 (k\$)	6 516,0	51,8	(56,6)	80,3	237,3	31,1		6 859,9		
Solde à la fin de mars 2018 (k\$)	(1 462,1)	(38,1)	231,8	(2 503,5)	652,4	(44,4)	(72,0)	(3 091,9)		
Intérêts d'avril 2018 (\$)	(2,8)	(0,1)	0,4	(4,8)	1,3	(0,1)	(6,1)			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,85	7,33	5,00	8,51	4,54	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,72	3,52	1,41	4,71	0,98	(0,19)				
Écart de volume en GWh	704,0	7,1	28,5	60,1	92,4	41,9			933,9	+ froid
Écart d'avril 2018 (k\$)	(26 180,6)	(251,5)	(403,7)	(2 828,3)	(905,0)	77,7		(30 491,3)		
Solde à la fin d'avril 2018 (k\$)	(27 645,5)	(289,7)	(171,4)	(5 336,7)	(251,3)	33,2	(78,1)	(33 583,2)		
Écart de volume en GWh	688,8	8,2	21,6	104,4	7,5	35,0			865,4	+ froid

ANNEXE B :

COMPTE DE PASS-ON PRÉVU POUR L'ANNÉE 2018

TABLEAU B-1 :
PRÉVISION D'AVRIL 2018 (4/8) DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE 2018

(1) Catégories de consommateurs	(2) Écart volume patrimonial				(3) Écart volume postpatrimonial				(4) Écart prix postpatrimonial				(5) Écart de revenus				(6) Pass-on
	GWh base (A) (B)	GWh prévus (F)	(¢/kWh)	(M\$)	GWh base (A)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(¢/kWh) Base (C)	(¢/kWh) prévu (F)	GWh base (A)	(M\$)	GWh base (D)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(M\$)
	Domestique																
Tarifs D et DM	57 289	55 840	3,43	49,8	5 892	5 715	11,31	20,0	11,30	11,31	5 892	(0,7)	63 102	61 554	4,14	64,0	5,0
Tarif DP	922	926	3,04	(0,1)	95	95	11,35	0,0	11,34	11,35	95	(0,0)	1 016	1 020	3,81	(0,2)	0,1
Tarif DT	2 373	2 383	2,82	(0,3)	244	244	11,38	0,0	11,36	11,38	244	(0,0)	2 614	2 627	3,59	(0,5)	0,2
Total	60 584	59 148	-	49,4	6 231	6 053	-	20,0	-	-	6 231	(0,7)	66 731	65 201	4,14	63,4	5,3
Petite et moyenne puissance																	
Tarifs G et à forfait	8 664	8 459	3,06	6,3	891	866	11,35	2,9	11,34	11,35	891	(0,1)	9 543	9 325	3,80	8,3	0,7
Tarif d'éclairage public et sent.	513	523	2,71	(0,3)	53	54	11,31	(0,1)	11,30	11,31	53	(0,0)	565	577	3,48	(0,4)	0,0
Tarif M	28 562	28 246	2,81	8,9	2 937	2 891	11,27	5,2	11,26	11,27	2 937	(0,3)	31 460	31 136	3,56	11,5	2,3
Tarif G9	965	897	2,86	1,9	99	92	11,33	0,8	11,31	11,33	99	(0,0)	1 063	989	3,59	2,6	0,1
Tarif LG	8 626	8 469	2,87	4,5	887	867	11,16	2,3	11,15	11,16	887	(0,1)	9 501	9 336	3,62	6,0	0,7
Tarif H	6	7	2,80	(0,0)	1	1	11,22	(0,0)	11,21	11,22	1	(0,0)	7	7	3,77	(0,0)	0,0
Total	47 335	46 601	2,85	21,3	4 868	4 769	-	11,1	-	-	4 868	(0,6)	52 138	51 370	3,80	28,0	3,8
Grande puissance																	
Tarif L	24 227	23 275	2,38	22,6	2 492	2 382	11,12	12,2	11,10	11,12	2 492	(0,3)	26 669,8	25 657	3,17	32,1	2,4
Contrats spéciaux - sans ajust.	21 234	24 490	2,38	(77,5)	2 184	2 506	11,11	(35,8)	11,09	11,11	2 184	(0,3)	23 371	26 997	3,19	(115,7)	2,1
Total	45 461	47 765	-	(54,9)	4 675	4 888	-	(23,7)	-	-	4 675	(0,5)	50 041	52 653	3,17	(83,6)	4,5
Total incluant les contrats spéciaux	153 380	153 514	2,92	15,8	15 774	15 711	11,24	7,5	11,23	11,24	15 774	(1,8)	168 911	169 225	3,17	7,8	13,6
TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX	132 146	129 024		93,3	13 590	13 205		43,3			13 590	(1,6)	145 540	142 228		123,5	11,6
Ajustement de l'entente globale cadre 2017				24,1				(4,0)				8,8					28,9
Contrats spéciaux				3,1				(0,6)				1,4					3,9
AJUSTEMENT DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE 2017, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX ^(E)				20,9				(3,4)				7,4					25,0
PASS-ON 2018 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)				114,2				39,9				5,9				123,5	36,6

(A) Les volumes réels patrimoniaux et postpatrimoniaux sont répartis par catégories de consommateurs proportionnellement aux besoins d'approvisionnement.
 (B) Le volume de consommation patrimoniale est ajusté, le cas échéant, pour refléter la variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu.
 (C) Les coûts postpatrimoniaux réels par catégories de consommateurs ont le même signal de prix que les coûts postpatrimoniaux prévus selon la méthode horaire "(colonne 11)".
 (D) Volume de ventes réelles excluant les volumes d'approvisionnement provenant des interruptions et de la variation du taux de pertes indiqué à la note (B).
 (E) La répartition du montant relatif à l'entente globale cadre 2017 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2017 (comme déposé dans le rapport annuel à la Régie) et le compte de pass-on réel 2017 recalculé pour intégrer les données finales de l'entente globale cadre 2017.
 (F) Référence R-4011-2017, HQD-19, document 4, tableaux 9A et 9B.

ANNEXE C :

SUIVI DE L'ACTIF RÉGLEMENTAIRE LIÉ À LA SUSPENSION DE TCE

(SOUS PLI CONFIDENTIEL)