

Planification du réseau de transport

Suite à la décision D-2017-107

Table des matières

1	Méthode de planification du réseau de transport	5
1.1	Conception et démarche de planification du réseau de transport	5
1.1.1	Contexte	5
1.1.2	Conception du réseau de transport	6
1.1.3	Démarche de planification du réseau de transport	9
1.2	Évolution du réseau de transport	9
1.2.1	Évolution du réseau de transport par niveau de tension.....	11
1.2.2	Taux d'utilisation du réseau	17
1.2.3	Capacité et utilisation des interconnexions.....	17
1.2.4	Évolution des pertes électriques.....	22
2	Investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans	22
2.1	Description des catégories d'investissement	22
2.2	Prévision des investissements et des mises en service	23
2.3	Impact tarifaire des investissements projetés	32

Liste des tableaux

Tableau 1	Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018	11
Tableau 1a	Évolution des postes par niveau de tension de 2016 à 2018	12
Tableau 1b	Évolution des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018	13
Tableau 2	Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2016 (%).....	17
Tableau 3	Capacité de transfert en réception pour 2016	19
Tableau 4	Capacité de transfert en livraison pour 2016.....	20
Tableau 5	Échanges en réception	21
Tableau 6	Échanges en livraison	21
Tableau 7	Investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)	25
Tableau 8	Principaux projets inclus dans les rubriques <i>Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018</i> du tableau 7	29
Tableau 9	Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)	31
Tableau 10	Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)	31
Tableau 11	Prévision des besoins de transport (MW)	31
Tableau 12	Taux d'inflation	32
Tableau 13	Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2027	33

Liste des figures

Figure 1	Zones géographiques du NPCC	7
Figure 2	Réseau de transport du Transporteur	10

1 La présente pièce porte sur la conception et la démarche de planification du réseau de
2 transport, ainsi que sur son évolution. Le Transporteur présente également les
3 investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans pour les catégories
4 Maintien des actifs, Maintien et amélioration de la qualité du service, Respect des exigences
5 et Croissance des besoins de la clientèle.

6 L'annexe 1 présente l'étude relative à la définition de la catégorie d'investissement Maintien
7 et amélioration de la qualité du service, comme demandée par la Régie dans sa décision
8 D-2017-021¹.

9 Par ailleurs, la pièce HQT-9, Document 1.1, présente des informations détaillées sur l'état
10 de la transformation des postes du Transporteur. Aussi, le Transporteur dépose sous pli
11 strictement confidentiel, à la pièce HQT-9, Document 1.2, le schéma unifilaire et les
12 schémas de l'écoulement de puissance prévu pour la pointe 2016-2017.

1 Méthode de planification du réseau de transport

1.1 Conception et démarche de planification du réseau de transport

1.1.1 Contexte

13 Afin de répondre adéquatement et de façon fiable et économique aux besoins de transport
14 de la clientèle en constante évolution, le Transporteur assure une gestion proactive et
15 efficiente de ses actifs.

16 Au Québec, la demande en électricité est particulièrement élevée durant les périodes
17 froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique. Le réseau doit alors
18 disposer d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de
19 puissance. C'est donc surtout dans un contexte de pointe hivernale que le Transporteur
20 réalise ses études de planification.

21 Le Transporteur analyse également d'autres conditions potentiellement exigeantes pour le
22 réseau qui peuvent en influencer la planification. C'est le cas, par exemple, de postes qui,
23 dans certaines zones, connaissent une pointe estivale, ou d'une zone de consommation
24 caractérisée par la présence de production éolienne, d'une clientèle industrielle ou encore
25 par une forte composante de climatisation.

26 Le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et intégrée de planification et de
27 gestion des actifs afin de satisfaire les besoins de l'ensemble de la clientèle, tout en
28 maintenant la pérennité du parc d'équipements, approche qui s'est avérée performante au fil
29 des ans.

¹ R-3981-2016, D-2017-021, par. 449.

1 Le Transporteur continue d'optimiser sa planification afin d'assurer la fiabilité de son réseau
2 de transport et de garantir à ses clients une disponibilité maximale malgré le vieillissement
3 du parc d'équipements et la forte sollicitation de son réseau de transport.

4 Afin d'optimiser également ses investissements, le Transporteur applique, dans le cadre de
5 ses études, un processus de planification intégrée qui permet un bon arrimage entre les
6 besoins en croissance et ceux de pérennité et de maintien et d'amélioration de la qualité du
7 service. Ce processus de planification intégrée, qui permet d'identifier les solutions les plus
8 optimales techniquement et de les réaliser au meilleur coût, fait maintenant partie intégrante
9 des façons de faire du Transporteur. De plus, ce dernier continue de s'appuyer sur son
10 modèle de gestion des actifs² portant sur la durée de vie de ceux-ci, de manière à
11 déterminer l'intervention la plus appropriée d'après un ensemble de facteurs. Il peut s'agir,
12 par exemple, de privilégier des actions de maintenance ciblée permettant de choisir le
13 moment le plus judicieux pour investir et ainsi éviter des investissements en pérennité
14 pouvant se révéler prématurés.

15 L'approche de planification appliquée par le Transporteur permet ainsi d'avoir une vision
16 globale et de long terme de l'évolution du réseau de transport, tout en assurant la
17 cohérence de l'ensemble des actions nécessaires à la réalisation de sa mission de base.

1.1.2 Conception du réseau de transport

18 Les actifs du réseau de transport forment un tout intégré et leurs interactions sont
19 nécessaires à l'exploitation et au bon fonctionnement du réseau.

20 Afin d'assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport, le Transporteur utilise
21 des critères de conception qui encadrent la réalisation de ses études de planification pour le
22 choix d'une solution optimale sur les plans technique, économique et environnemental.

23 Ces critères permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de
24 souplesse et de robustesse pour être en mesure de satisfaire aux besoins de transport en
25 toute sécurité, malgré la variabilité des conditions d'exploitation, la survenance de défauts et
26 l'indisponibilité d'équipements. Ils servent également de base au jugement que le
27 Transporteur doit porter sur les besoins de renforcement et d'expansion du réseau et au
28 déploiement des solutions qu'il propose pour satisfaire les besoins de sa clientèle.

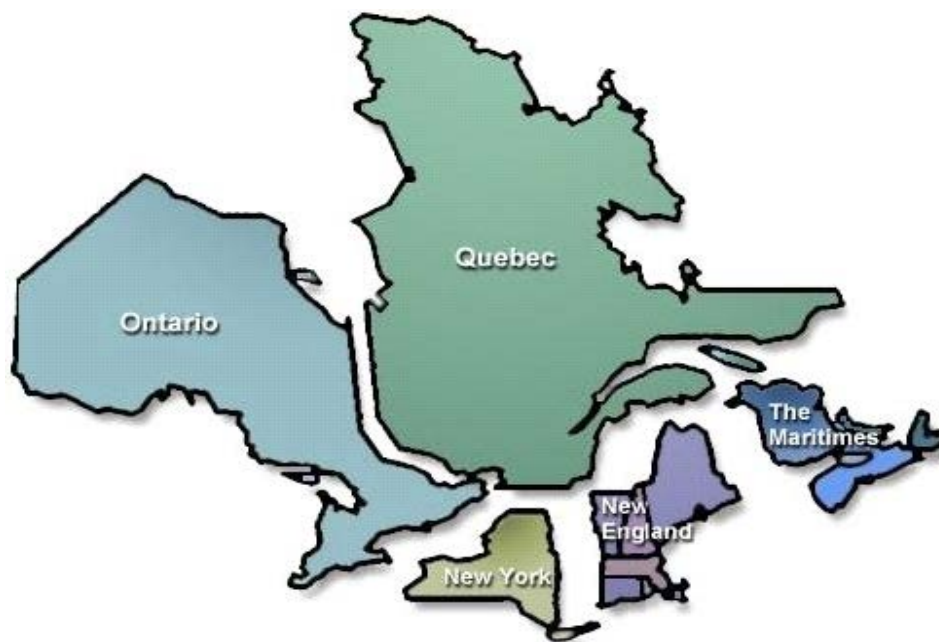
29 De façon générale, les critères de conception découlent des principes que le Transporteur
30 doit suivre pour que le réseau de transport soit conçu de façon à s'adapter à toutes les
31 conditions d'exploitation auxquelles il doit faire face. Ils abordent tant la performance des
32 équipements que le comportement du réseau, dans des conditions de régime établi ou

² HQT-3, Document 1.

1 transitoire. Les aspects qui sont traités dans ces critères concernent, entre autres, le
2 maintien de la stabilité du réseau soumis à divers événements, les règles relatives à la
3 conception des installations, la performance du réseau face à des événements
4 exceptionnels, l'exploitation du réseau principal et les règles relatives aux études de réseau.
5 Ces dernières regroupent les limites d'exploitation du réseau comme, par exemple, la
6 tension, la fréquence, les transits, de même que le contrôle de la puissance réactive, la
7 représentation de la charge et les hypothèses de simulation.

8 Les critères de conception visent notamment à contrer deux types de perturbations
9 possibles sur le réseau, les événements de base et les événements exceptionnels. Ils
10 découlent des normes et des critères élaborés par la North American Electric Reliability
11 Corporation (« NERC ») et par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC »),
12 organismes de fiabilité reconnus en Amérique du Nord. Le Transporteur rappelle qu'il
13 applique les normes et critères de ces organismes depuis plusieurs années, en plus
14 d'appliquer ses propres critères internes spécifiques à son réseau de transport. La figure 1
15 présente les zones géographiques du NPCC.

Figure 1
Zones géographiques du NPCC



1 En sa qualité de coordonnateur de la fiabilité des réseaux de transport au Québec, la
2 direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau³ soumet
3 à la Régie les normes de fiabilité qui doivent s'appliquer au Québec. L'ensemble des
4 normes encadre la performance que doit fournir le réseau lors des événements ou
5 conditions d'exploitation cités précédemment. Ces normes sont appliquées selon une
6 méthode déterministe qui prévoit intrinsèquement une réserve de base en équipements.

7 Les événements de base sont ceux auxquels le réseau doit régulièrement faire face sans
8 subir de pertes de charge. Il s'agit, par exemple, d'un défaut triphasé sur un alternateur, un
9 circuit, un transformateur ou une barre, éliminé normalement, ou de la perte simultanée des
10 deux pôles d'une installation à courant continu. Les critères qui concernent ces événements
11 fixent le degré de robustesse à donner au réseau afin de satisfaire les besoins de transport
12 en toute sécurité, selon le niveau de qualité de service attendu. Ils mènent à l'ajout
13 d'équipements qui se greffent à la structure même du réseau et en modifient l'architecture.

14 De plus, le Transporteur applique ses propres critères internes spécifiques à son réseau de
15 transport, soit ses critères complémentaires. Ces derniers lui permettent de recourir à des
16 automatismes de réseau tout en privilégiant la continuité du service lors de certains
17 événements particuliers. Il s'agit, par exemple, d'un défaut monophasé avec déclenchement
18 de la ligne entraînant la perte simultanée d'une autre ligne parallèle.

19 Les événements exceptionnels sont plus sévères et moins probables que les événements
20 de base et ne sauraient être couverts en tout temps sans recourir à des investissements
21 considérables pour accroître sensiblement la robustesse du réseau. Il s'agit, par exemple,
22 de la perte totale d'une centrale, ou de la perte d'un poste dont la charge est importante. Le
23 Transporteur recourt alors, dans ces cas, à des automatismes de réseau tels le rejet de
24 production et le délestage de charge pour limiter la dégradation du réseau.

25 Par ailleurs, pour faire suite à la décision D-2017-021⁴, le Transporteur précise qu'il évalue,
26 en plus de la condition de pointe de charge normale, d'autres conditions⁵ dont celle de la
27 pointe exceptionnelle, à la demande du Distributeur. Cette condition correspond à une
28 pointe de 4 000 MW supérieure à la pointe de charge normale et permet d'évaluer la
29 performance du réseau de transport résultant de conditions météorologiques extrêmes.
30 Comme il s'agit d'une situation à faible probabilité d'occurrence, l'utilisation de ressources

³ La direction principale - Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau du Transporteur succède à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie comme coordonnateur de la fiabilité au Québec, conformément à l'article 85.5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et selon les modalités prévues à la décision D-2017-033.

⁴ R-3981-2016, D-2017-021, par. 439.

⁵ Ces conditions sont encadrées par le « Directory 1 » du NPCC et les normes TPL (planification du transport, *transmission planning*) de la NERC.

1 qui ne sont pas sollicitées en condition de pointe normale est permise, notamment les
2 centrales thermiques, les importations ainsi que les ressources interruptibles.

3 Des simulations effectuées à l'aide d'outils et de logiciels spécialisés sont nécessaires pour
4 s'assurer que le réseau de transport planifié respecte tous les critères en vigueur et fournit
5 le niveau de fiabilité adéquat.

1.1.3 Démarche de planification du réseau de transport

6 La démarche appliquée par le Transporteur aux fins de la planification du réseau de
7 transport permet d'avoir une vision globale des enjeux, problématiques et actions à mettre
8 en œuvre afin d'assurer la fiabilité et la pérennité de ce réseau ainsi que la qualité du
9 service de transport, tout en répondant aux besoins de l'ensemble de la clientèle.

10 Les besoins du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale, les demandes de
11 raccordement des producteurs et des clients du service de transport de point à point, les
12 besoins en pérennité, en innovation technologique, en maintien et amélioration de la qualité
13 du service ou en respect des normes et de la réglementation, de même que les besoins
14 pour la conduite du réseau et en télécommunications sont évalués. Les évaluations sont
15 effectuées sur la base d'informations disponibles et prévisibles qui ont de bonnes
16 probabilités de se réaliser. Les études et analyses qui en découlent mettent en perspective
17 différentes solutions afin de déterminer la solution optimale sur les plans technique,
18 économique et environnemental.

19 Le Transporteur planifie selon les horizons suivants : d'une part, une planification de long
20 terme qui concerne plus spécifiquement les grandes orientations de développement du
21 réseau de transport avec une estimation très paramétrique des besoins techniques et des
22 niveaux d'investissement en découlant, et d'autre part, une planification à moyen et à court
23 termes qui comporte plus de précisions sur les interventions planifiées et requises et leurs
24 coûts afférents.

25 Les prévisions des besoins d'investissement sont établies en coûts paramétriques,
26 notamment parce qu'un certain degré d'incertitude est relié, par exemple, à la réalisation de
27 certains projets de croissance et aussi parce que les solutions évoluent jusqu'au terme des
28 analyses. Des projets particuliers peuvent aussi être devancés ou reportés en fonction de
29 l'ensemble des projets que le Transporteur doit réaliser afin d'optimiser la résolution d'une
30 problématique dans une zone donnée ou à l'égard d'un équipement en particulier.

1.2 Évolution du réseau de transport

31 Cette section présente l'évolution du réseau de transport par niveau de tension, les taux
32 d'utilisation du réseau, la capacité et l'utilisation des interconnexions ainsi que l'évolution

1.2.1 Évolution du réseau de transport par niveau de tension

- 1 Le tableau 1 présente l'évolution du nombre de postes et de kilomètres de lignes du réseau
 2 de transport par niveau de tension de 2016 à 2018. Les données de l'année 2016 ont été
 3 recensées au 31 décembre 2016, alors que celles des années 2017 et 2018 sont fonction
 4 des projets connus au moment du dépôt de la présente demande.

**Tableau 1
 Évolution des postes et des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018**

Tension	Postes (nombre)			Lignes (km)		
	Réel au 31 déc. 2016	Prévu au 31 déc. 2017	Prévu au 31 déc. 2018	Réel au 31 déc. 2016	Prévu au 31 déc. 2017	Prévu au 31 déc. 2018
765 kV et 735 kV	40	40	41	11 691 ¹	11 901 ²	12 300 ²
± 450 kV	2	2	2	1 218	1 218	1 218
315 kV	77	80	80	5 484	5 502	5 502
230 kV	54	54	54	3 259 ³	3 260 ³	3 255 ³
161 kV	43	43	43	2 140	2 140	2 140
120 kV	219	219	219	6 957	6 973	7 020
69 kV et moins	90	85	81	3 271	3 199	3 113
Total	525	523	520	34 020	34 193	34 548

¹ Dont 261 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.

² Dont 471 km de lignes à 735 kV exploitées à 315 kV.

³ Dont 33 km de lignes à 230 kV exploitées à 120 kV.

- 5 Les modifications apportées aux postes et aux lignes de transport sont respectivement
 6 présentées aux tableaux 1a et 1b. Le Transporteur souligne que les données relatives à
 7 l'évolution des lignes sont établies à partir de valeurs non arrondies.

Tableau 1a
Évolution des postes par niveau de tension de 2016 à 2018

Tension	Postes (nombre)					
	Réel au 31 décembre 2016		Prévu au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018	
765 kV et 735 kV	40	Sans objet	40	Sans objet	41	- MES du poste Judith-Jasmin à 735 kV
± 450 kV	2	Sans objet	2	Sans objet	2	Sans objet
315 kV	77	- MES du poste de départ à 13,8/315 kV de la centrale de la Romaine-1 - MES du poste de Baie-Saint-Paul à 315/25 kV	80	- MES du poste de départ à 13,8/315 kV de la centrale de la Romaine-3 - MES des postes De Lorimier et Fleury à 315/25 kV	80	Sans objet
230 kV	54	Sans objet	54	Sans objet	54	Sans objet
161 kV	43	Sans objet	43	Sans objet	43	Sans objet
120 kV	219	- MES des postes de Saint-Jérôme et d'Adamsville à 120/25 kV	219	Sans objet	219	- MES du poste Gracefield à 120/25 kV - Démantèlement du poste Charland à 120/12 kV
69 kV et moins	90	- Démantèlement du poste de départ de la centrale de la Chute-Burroughs à 4,4/24 kV	85	- Démantèlement du poste Waswanipi à 44/13,2 kV - Démantèlement des postes de la Reine et de Val-Rose à 69/12 kV - Démantèlement du poste de la Montmorency à 69/25 kV - Démantèlement du poste de Bromont à 49/12 kV	81	- Démantèlement des postes de Port-Daniel, de Saint-Hilarion, de Baie-Saint-Paul et Gracefield à 69/25 kV

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2016		Prévu au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018	
765 kV et 735 kV	11 691	Sans objet	11 901	- MES de 178,2 km de ligne monoterne à 735 kV (exploitée à 315 kV) reliant le poste de la Romaine-4 au poste des Montagnais - MES de 31,9 km de ligne monoterne à 735 kV (exploitée à 315 kV) reliant le poste de la Romaine-4 au poste de départ de la Romaine-3	12 300	- MES de 399 km de ligne monoterne à 735 kV associée au projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île
± 450 kV	1 218	Sans objet	1 218	Sans objet	1 218	Sans objet

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018 (suite)

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2016		Prévu au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018	
315 kV	5 484	- MES de 0,4 km de ligne monoterne pour raccorder le nouveau poste de Baie-Saint-Paul à 315/25 kV	5 502	- MES de 2 câbles souterrains d'une longueur totale de 14 km pour raccorder le nouveau poste De Lorimier à 315/25 kV - MES de 0,3 km de ligne biterne reliant le poste de départ de la centrale de la Romaine-3 au poste de la Romaine-3 - MES de 0,2 km de ligne monoterne pour intégrer le parc éolien Nicolas-Riou - MES d'une ligne biterne de 3 km pour raccorder le nouveau poste Fleury à 315/25 kV	5 502	- MES d'une ligne biterne de 0,4 ⁶ km pour alimenter un client industriel du Distributeur dans la région de Montréal

MES = Mise en service

⁶ La longueur de la ligne prévue de 5,0 km a été raccourcie à la suite d'une modification de sa localisation.

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018 (suite)

Tension	Lignes (km)					
	Réel au 31 décembre 2016		Prévu au 31 décembre 2017		Prévu au 31 décembre 2018	
230 kV	3 259	- MES de 23,4 km de ligne monoterne pour intégrer le parc éolien Rivière-Nouvelle	3 260	- MES de 0,8 km de câble souterrain pour raccorder un client du Distributeur au poste de Limoilou	3 255	- Démantèlement d'une ligne biterne de 5,1 km qui raccordait un client du Distributeur au poste de Limoilou
161 kV	2 140	Sans objet	2 140	Sans objet	2 140	Sans objet
120 kV	6 957	- MES de 0,1 km de câble souterrain pour raccorder le nouveau poste de Saint-Jérôme à 120/25 kV - MES de 8,5 km de ligne pour raccorder le nouveau poste d'Adamsville à 120/25 kV	6 973	- MES de 18,8 km de ligne monoterne entre les postes Langlois et de Vaudreuil-Soulanges - MES de 0,5 km de ligne monoterne pour intégrer le parc éolien Mont Sainte-Marguerite - Démantèlement de 3 km de ligne biterne suite au démantèlement du poste Charland 120/12 kV	7 020	- Ajout de 5 km de ligne biterne à 120 kV pour raccorder le nouveau poste Gracefield à 120/25 kV - Ajout d'une ligne biterne de 42,5 km entre les postes du Grand-Brûlé et la dérivation Saint-Sauveur

MES = Mise en service

Tableau 1b
Évolution des lignes par niveau de tension de 2016 à 2018 (suite)

Tension	Lignes (km)		
	Réel au 31 décembre 2016	Prévu au 31 décembre 2017	Prévu au 31 décembre 2018
69 kV et moins	3 271	3 199	3 113
	<ul style="list-style-type: none"> - Démantèlement de 12,7 km de ligne monoterne suite au démantèlement du poste Fecteau - MES de 1 km de ligne monoterne pour intégrer la centrale Hydro-Canyon 	<ul style="list-style-type: none"> - Démantèlement de 12,2 km de ligne biterne suite au démantèlement du poste de la Montmorency à 69/25 kV - Démantèlement de 2 câbles souterrains d'une longueur de 4 km chacun suite au démantèlement du poste de la Reine à 69/12 kV - Démantèlement de 25,5 km de ligne monoterne suite au démantèlement du poste de Val-Rose à 69/12 kV - Démantèlement de 42,8 km de lignes monoterne suite à la MES du poste d'Adamsville à 120/25 kV - Ajout de 17 km de ligne monoterne pour raccorder un client du Distributeur 	<ul style="list-style-type: none"> - Démantèlement de 80 km de ligne biterne à 69 kV suite au démantèlement du poste de Baie-Saint-Paul à 69/25 kV - Démantèlement de 6,6 km de ligne monoterne suite au démantèlement du poste de Val-Rose à 69/12 kV

MES = Mise en service

1.2.2 Taux d'utilisation du réseau

- 1 Les taux d'utilisation du réseau de transport pour chaque mois de l'année 2016 sont
- 2 présentés au tableau 2.

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2016 (%)

	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)
Janvier	80,0%	91,6%
Février	84,7%	93,1%
Mars	78,2%	90,1%
Avril	70,8%	81,1%
Mai	53,0%	61,9%
Juin	47,7%	61,2%
Juillet	48,3%	62,6%
Août	48,2%	62,4%
Septembre	47,1%	59,9%
Octobre	57,4%	69,9%
Novembre	63,2%	76,5%
Décembre	85,3%	91,6%

- 3 Le Transporteur précise que ces taux d'utilisation représentent le rapport entre l'utilisation
- 4 du réseau de transport à l'heure de pointe et la capacité de transport prévue à la pointe
- 5 pour 2016.
- 6 L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour la charge locale et pour
- 7 les services de transport de point à point est à son maximum.
- 8 La capacité de transport prévue à la pointe pour 2016, déterminée par la simulation d'un
- 9 scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la
- 10 pointe, a été établie à 44 580 MW.

1.2.3 Capacité et utilisation des interconnexions

- 11 Le Transporteur rappelle que ses interconnexions assurent la sécurisation de l'alimentation
- 12 électrique au Québec. Elles permettent notamment au Distributeur d'assurer une plus
- 13 grande fiabilité des approvisionnements d'électricité pour les besoins de la charge locale et
- 14 de les diversifier. Les interconnexions assurent également, aux producteurs d'électricité
- 15 québécois ainsi qu'à d'autres clients du Transporteur, l'accessibilité aux marchés externes
- 16 et aux transactions de passage sur le réseau du Transporteur.

1 En outre, en cas de dommages aux infrastructures stratégiques du réseau de transport, les
2 interconnexions du Transporteur permettent de compenser les pertes de production qui
3 pourraient en résulter et ainsi permettre la desserte de la clientèle. En cas de dommages
4 significatifs aux infrastructures de transport régionales, un minimum d'assistance aux postes
5 de charge frontaliers de l'Abitibi, de l'Outaouais, de l'Estrie et de la Gaspésie peut être fourni
6 par les interconnexions avec l'Ontario, le Vermont et le Nouveau-Brunswick pour assurer la
7 sécurisation de la charge locale.

8 Dans les tableaux 3 et 4, le Transporteur présente la capacité de transfert des
9 interconnexions en mode réception et en mode livraison pour 2016⁷. Ces capacités de
10 transfert sont des capacités maximales de référence et non les capacités de transport
11 fermes.

⁷ R-3738-2010, D-2011-039, par. 341.

Tableau 3
Capacité de transfert en réception pour 2016

Réseau	Chemin	MW
Ontario	CHNO-HQT	0
	DYMO-HQT	0
	LAW-HQT	470
	ON-HQT	1250
	OTTO-HQT	110 ⁸
	P33C-HQT	0
	Q4C-HQT	140
	Total	1 970
New York et Cornwall	CORN-HQT	0
	DEN-HQT	100
	MASS-HQT	1 000
	Total	1 100
Nouvelle-Angleterre	DER-HQT	0
	HIGH-HQT	170
	NE-HQT	2 000
	Total	2 170
Nouveau-Brunswick	NB-HQT	785
	TOTAL	785
Brookfield	MAFA-HQT	99
	MATI-HQT	255 ⁹
	Total	354
Churchill Falls	LAB-HQT	5 150
	Total	5 150
Total		11 529

⁸ Augmentation de 85 à 110 MW à la suite de l'amélioration de la stabilité du réseau de l'Ontario.

⁹ Augmentation de 250 à 255 MW à la suite d'un rehaussement de la capacité de transfert du réseau d'Énergie La Lièvre.

**Tableau 4
Capacité de transfert en livraison pour 2016**

Réseau	Chemin	MW
Ontario	HQT-CHNO	65
	HQT-DYMO	85
	HQT-LAW	800
	HQT-ON	1250
	HQT-OTTO	0
	HQT-P33C	345
	HQT-Q4C	0
	Total ¹	2 545
New York et Cornwall	HQT-CORN ²	160
	HQT-DEN ²	199
	HQT-MASS	1 800
	Total ²	2 125
Nouvelle-Angleterre	HQT-DER	50
	HQT-HIGH	225
	HQT-NE	2 000
	Total	2 275
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1 029
	Total	1 029
Brookfield	HQT-MAFA	0
	HQT-MATI	0
	TOTAL	0
Churchill Falls	HQT-LAB	0
	Total	0
Total		7 974

¹ À l'exclusion de 160 MW livrables par le chemin HQT-CORN.

² Le transit CORN + DEN ne peut excéder 325 MW en livraison simultanée.

- 1 À titre d'information, les échanges d'énergie en réception et en livraison pour l'année 2016
- 2 aux interconnexions du Transporteur sont présentés aux tableaux 5 et 6. Les pertes de
- 3 transport ne sont pas comprises dans ces valeurs.

**Tableau 5
Échanges en réception**

Réseau	Chemin	Transit 2016 (GWh)
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	887
New York et Cornwall	CORN DEN	6
New York et Cornwall	MASS	4
Nouvelle-Angleterre	DER	0
Nouvelle-Angleterre	HIGH	0
Nouvelle-Angleterre	NE	2
Nouveau-Brunswick	NB	9
Total		908

**Tableau 6
Échanges en livraison**

Réseau	Chemin	Transit 2016 (GWh)
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO P33C Q4C	5 525
New York et Cornwall	CORN DEN	2 436
New York et Cornwall	MASS	11 137
Nouvelle-Angleterre	DER	105
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 856
Nouvelle-Angleterre	NE	10 434
Nouveau-Brunswick	NB	5 177
Total		36 670

1.2.4 Évolution des pertes électriques

1 Faisant suite à la décision D-2017-021¹⁰, le Transporteur mentionne que les pertes
2 électriques dépendent principalement du niveau de transit sur le réseau de transport,
3 directement lié à la consommation électrique, aux profils de production des centrales, à la
4 configuration du réseau et aux échanges aux interconnexions.

5 De façon générale, l'évolution des postes et des lignes du réseau de transport, présentés
6 aux tableaux 1, 1a et 1b pour la période 2016 à 2018, peuvent influencer le taux de pertes.
7 Les effets combinés de ces changements sont toutefois difficiles à anticiper, considérant
8 notamment la variation de la consommation électrique au Québec ainsi que les conditions
9 climatiques variables.

10 Néanmoins, le Transporteur estime que la mise en service de la ligne à 735 kV du projet
11 Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2018 aura pour effet de contenir l'évolution du taux de
12 pertes au cours des prochaines années.

2 Investissements et mises en service projetés sur un horizon de dix ans

13 Dans la présente section, le Transporteur fournit des informations sur les catégories
14 d'investissement, la prévision des investissements et des mises en service, la prévision des
15 besoins de transport, la projection des taux d'inflation et l'impact tarifaire estimé des
16 investissements projetés.

2.1 Description des catégories d'investissement

17 Les investissements sont regroupés selon qu'ils génèrent ou non des revenus additionnels.

Investissements ne générant pas de revenus additionnels

- 18
- *Maintien des actifs* : les investissements de cette catégorie sont requis pour
19 maintenir la capacité de service offerte par le Transporteur à sa clientèle tout en
20 mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles.
 - *Maintien et amélioration de la qualité du service* : les investissements de cette
21 catégorie sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au
22 rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur à l'égard de la
23 demande existante. Essentiellement, ces projets d'investissement représentent les
24 solutions optimales retenues pour répondre à des problématiques de performance
25

¹⁰ R-3981-2016, D-2017-021, par. 525. Par ailleurs, le Transporteur prévoit déposer une étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport dans le cadre de son dossier tarifaire 2019 (par. 523 de cette décision).

- 1 qui touchent notamment le comportement du réseau de transport, la continuité du
2 service, la fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.
- 3 • *Respect des exigences* : les investissements de cette catégorie visent la conformité
4 aux lois et règlements en vigueur, aux engagements contractuels que le
5 Transporteur est tenu de respecter et aux encadrements et normes internes
6 et externes.

Investissements générant des revenus additionnels

- 7 • *Croissance des besoins de la clientèle* : les investissements de cette catégorie
8 découlent des besoins et des demandes exprimés par les clients du Transporteur.
9 D'une part, ils visent à répondre aux besoins croissants de la charge locale en
10 augmentant la capacité du réseau de transport par des ajouts d'équipements
11 suivant les orientations qui sont établies de concert avec le Distributeur. D'autre
12 part, ils concernent les travaux de raccordement, de prolongement ou de
13 modification du réseau qui permettent d'intégrer la puissance produite par une
14 nouvelle source de production et d'assurer le transit de la puissance additionnelle
15 découlant entre autres de l'ajout de nouveaux groupes de production ou de la
16 modification de groupes de production dans une centrale existante.

2.2 Prévision des investissements et des mises en service

17 Le tableau 7 présente, pour chacune des catégories d'investissement, la prévision des
18 investissements à l'horizon 2027 selon :

- 19 • Les projets de 25 M\$ et plus déjà autorisés par la Régie ou ceux dont la demande
20 d'autorisation à la Régie est à venir ;
- 21 • Les coûts résiduels regroupés pour d'autres projets déjà autorisés ;
- 22 • Les autres projets de 25 M\$ et plus dont le dépôt de la demande d'autorisation à la
23 Régie est ultérieur à 2018 ;
- 24 • Les investissements pour les projets de moins de 25 M\$;
- 25 • Les contributions des clients pour la catégorie Croissance des besoins de la
26 clientèle, qui sont basées sur l'année de mise en service.

27 Les dates de mise en service des projets de 25 M\$ et plus déjà autorisés par la Régie ou
28 ceux dont la demande d'autorisation à la Régie est à venir, sont également fournies.

29 Le Transporteur souligne que la précision de la prévision des investissements liés aux
30 projets planifiés à court terme est meilleure que celle des investissements anticipés à plus
31 long terme. Au-delà de l'horizon de quelques années, les prévisions d'investissement
32 reflètent les niveaux d'investissement estimés par le Transporteur pour répondre aux

1 différents besoins, suivant l'information dont il dispose au moment où ces prévisions sont
2 faites. En effet, il importe de préciser que certains projets peuvent varier au fur et à mesure
3 que les besoins des clients ou les solutions envisagées se précisent. De plus, il se peut que
4 des projets soient reportés ou abandonnés, ce qui nécessitera une actualisation des
5 investissements et des mises en service initialement envisagés par le Transporteur. Enfin,
6 l'arrimage de la réalisation de l'ensemble des projets doit être finalisé en tenant compte de
7 la disponibilité des ressources du Transporteur et de leur utilisation optimale.

8 Ainsi, pour les « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018 », le
9 Transporteur présente de façon globale les investissements projetés annuels car ces projets
10 peuvent varier considérablement au fur et à mesure qu'ils se précisent. Les flux
11 d'investissement à moyen et à long termes ne sont pas détaillés afin d'éviter de fournir des
12 informations inexactes.

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)

Catégories d'investissement	Mise en service	Autorisation	2016 et -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels															
1.1 Maintien des actifs															
Liaisons hertziennes Manicouagan, Arnaud, Montagnais et Manic-5	2012-2016	D-2010-003	111,1	3,1	1,0										115,2
Poste Limolou	2012-2017	D-2010-132	95,8	11,3	0,2										107,2
Poste Henri-Bourassa	2015-2019	D-2011-188	76,7	1,0	1,4	12,4									91,5
Poste Manicouagan - Réfection CS24 et systèmes connexes	2016-2019	D-2012-151	77,6	1,9	4,5	10,8									94,8
Poste Duchesnay	2015-2017	D-2013-120	12,4	8,4	1,8										22,6
Postes Radisson et Nicolet	2015-2016	D-2013-126	87,7	3,3											91,0
Poste Madawaska	2016	D-2013-130	75,1	1,8											76,9
Poste Nicolet	2015-2019	D-2013-156	43,0	7,2	9,2	3,8									63,3
Poste Albanel - Remplacement compensateurs statiques	2015-2016	D-2013-173	103,0	1,3	0,7										104,9
Poste Fleury	2017-2018	D-2013-205	75,0	14,2	11,8										101,0
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	2013-2019	D-2014-045	3,1												3,1
Poste De Lorimier	2017-2023	D-2014-050	55,4	42,2	3,4		0,3	0,3	2,9	5,1					109,5
Poste Duvernay - Remplacement systèmes démarrage CS et autres	2017-2018	D-2014-083	21,3	13,3	12,9										47,5
Poste Baie-Saint-Paul	2016-2018	D-2014-107	4,2	0,8	2,1										7,2
Poste Chelsea - Remplacement équipements & automatismes	2015-2019	D-2014-110	18,1	6,3	6,7	5,5									36,6
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	2016-2019	D-2014-111	17,8	5,8	5,8	7,3	0,1								36,8
Poste Saint-Louis	2016-2017	D-2014-115	7,1	0,9											8,0
Poste Adamsville	2016-2017	D-2014-155	17,9	0,9	1,8										20,7
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2016-2019	D-2014-168	41,1	29,0	12,4	10,6	0,2								93,3
Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 1	2015-2016	D-2014-191	19,7	4,1	0,1										23,9
Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	2013-2020	D-2014-191	21,4	7,0	16,6	10,1	4,6	1,4							61,1
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	2014-2019	D-2014-191	60,9	22,3	15,4	1,6									100,2
Poste Langelier	2016-2019	D-2014-208	22,3	10,5	10,4										43,2
Poste Lévis - Remplacement et remise à neuf CS	2016-2017	D-2015-004	20,8	10,0	0,2										31,0
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	2016-2018	D-2015-023	12,0	47,9	0,2	0,8									60,9
Poste Saint-Patrick	2019-2022	D-2015-051	19,8	23,9	29,4	6,6		0,7	3,3						83,9
Poste Radisson - Remplacement transformateurs	2016-2017	D-2015-074	28,6	19,3	0,5										48,5
Poste Notre-Dame	2016-2019	D-2015-075	12,3	6,5	2,2	1,7									22,8
Intégration parc éolien Rivière-Nouvelle	2016-2017	D-2015-119	0,6	0,2											0,8
Poste Sainte-Odile	2017-2018	D-2015-154	2,5	14,2	9,1										25,8
Poste Saint-Jean	2019-2027	D-2016-013	6,7	14,4	46,7	15,7					0,4	0,8	5,5	5,8	96,1
Poste Kamouraska - Rempl. systèmes commande et protection compensation série	2016-2017	D-2016-051	14,5	7,9	0,4										22,8
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	2017-2018	D-2016-075	6,7	25,7	17,8	0,1									50,3
Interconnexion - Ligne à 320 kV et poste des Cantons	2020-2021	D-2016-093	0,2	0,1	0,3		3,1	4,1							11,0
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	2017	D-2016-106	0,3	1,3											1,6
Poste Châteauguay - Remplacement équipements compensateur statique	2017	D-2016-122	3,9	18,0	1,6										23,6
Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2	2018-2021	D-2016-161	3,3	2,9	11,9	14,1	11,7	6,3	1,8						52,0
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	2016-2018	D-2016-174	32,3	41,5	0,7										74,6
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2018	D-2016-176	1,4	18,6	13,1										33,2
Poste Aqueduc	2018-2022	D-2017-001	1,6	5,4	7,7	6,5	4,9	4,2	4,1	0,1					34,4
Poste Mékinac	2019-2021	D-2017-047	1,9	2,4	7,5	23,6	0,5	5,4							41,3
Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	2018-2019	R-3995-2016	0,5	3,2	1,3	1,0									6,1
Poste Saint-Polycarpe	2018-2020	à venir		3,2	3,9	0,1									7,2
Poste Duvernay	2018-2022	à venir	1,1	2,4	11,4	12,4	11,5	11,6	10,4						60,8
Poste Achigan	2019	à venir	1,3	1,4	3,6	10,5									16,8
Ligne Vignau - Petite-Nation	2019-2020	à venir	2,7	10,6	24,7	13,8									53,2
Poste Montagnais - Remplacement inductances	2019-2021	à venir		0,8	2,5	12,4	18,7	10,2	0,4						45,0
Remplacement systèmes contrôle et acquisition données (Note 1)	2019-2023	à venir			15,0										15,0
Poste Chamouchouane - Remplacement compensateur statique	2020	à venir	0,4	4,6	18,0	2,0									25,0
Poste Chaudière	2020	à venir	0,7	0,3	6,5	12,0	7,5								27,0
Poste Chibougamau - Remplacement équipements compensateur statique	2020-2022	à venir		0,2	0,7	11,6	52,2	52,5							117,2
Poste Hochelaga (Jeanne-D'Arc)	2021	à venir		3,0	6,0	17,6	35,5	14,4					0,4	4,3	81,2
Poste Montréal-Nord	2021-2022	à venir	0,8	1,5	2,4	12,3	29,1	25,2	11,2						82,4
Poste La Vérendrye - Remplacement équipements compensateur statique	2022-2024	à venir					0,2	0,7	15,0	62,5	52,5				130,9
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			244,0	5,6	0,6	0,1	4,3								254,7
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018				(84,6)	12,3	80,4	153,3	196,6	327,7	549,0	583,8	304,1	299,0	295,0	2 716,4
Investissements de moins de 25 M\$				384,0	496,2	534,4	552,7	590,8	617,2	640,3	661,4	678,7	705,3	713,3	6 574,2
Niveau d'invest. - Maintien des actifs			1 488,1	779,9	844,6	871,1	865,3	924,1	1 046,6	1 257,0	1 298,0	983,6	1 010,2	1 018,4	12 387,0

Note 1 : La projection des investissements à compter de 2019 demeure à l'étude, comme le Transporteur l'indique au paragraphe 16 de sa demande déposée dans le cadre du dossier R-4006-2017.

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$) (suite)

Catégories d'investissement	Mise en service	Autorisation	2016 et -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
1.2 Maintien et amélioration de la qualité															
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e)	2011-2017	D-2010-165/D-2011-166	14,6												14,6
Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	2016-2019	D-2014-168	10,7	4,9	10,5	2,6	0,1								28,8
Poste Judith-Jasmin	2018-2019	D-2015-022	9,4	35,0	16,7	1,5									62,7
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	2016-2018	D-2015-023	146,8	116,1	99,4	8,5	1,6								372,4
Poste Kamouraska - Rempl. Systèmes commande et protection compensation série	2016-2017	D-2016-051	0,4	3,5											3,9
Poste Radisson - Remplacement transformateurs	2016-2017	D-2015-074	7,5												7,5
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2018	D-2016-176	7,1	23,5	25,5	0,1									56,2
Installation inductances shunt 735 kV et 315 kV	2018	D-2017-051	1,3	13,9	29,3	0,1									44,6
Poste Hochelaga (Jeanne-D'Arc)	2021	à venir	0,2	9,6	0,2	0,5	0,3	0,1							10,9
Lignes Manic - Bergeronnes	2021	à venir		0,5	1,2	1,4	1,0	21,5							25,7
Ligne Micoua - Saguenay	2022	à venir	3,9	3,5	14,7	30,1	36,4	228,6	309,1						626,2
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			0,5												0,5
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018				(16,0)	(33,4)	84,1	49,1	25,9	(39,1)	161,7	158,8	60,9	29,0	32,0	513,0
Investissements de moins de 25 M\$				60,9	42,6	52,2	54,9	54,3	61,7	63,7	63,7	63,7	63,7	63,7	645,1
Niveau d'invest. - Maintien et amélioration de la qualité			202,3	255,5	206,6	181,2	143,5	330,5	331,7	225,4	222,5	124,6	92,7	95,7	2 412,1
1.3 Respect des exigences															
Poste Nicolet	2015-2019	D-2013-156	2,6	0,4	0,5	0,3									3,8
Remplacement disjoncteurs de modèle PK	2016-2018	D-2016-174	82,4	299,6	4,2										386,2
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			13,3	(0,3)											13,0
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018				(25,0)	(0,5)										(25,5)
Investissements de moins de 25 M\$				23,0	22,4	23,1	23,0	23,6	23,0	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9	252,8
Niveau d'invest. - Respect des exigences			96,2	297,8	26,7	23,4	23,0	23,6	23,0	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9	630,3
Niveau d'invest. - Ne générant pas de revenus additionnels			1 788,6	1 333,1	1 077,9	1 075,7	1 031,8	1 278,2	1 401,3	1 505,3	1 543,4	1 131,0	1 125,8	1 137,0	15 429,3

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$) (suite)

Catégories d'investissement	Mise en service	Autorisation	2016 et -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
2. Investissements générant des revenus additionnels															
2.1 Intégration de production et Interconnexions															
Intégration de production															
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) (Note 2)	2011-2017	D-2010-165/ D-2011-166	671,8	12,5	1,1	0,4	3,8								689,6
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e) - Contributions (Note 2)	2011-2017	D-2010-165/ D-2011-166	2,2												2,2
Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 2)	2014-2020	D-2011-083	1 531,3	62,5	57,8	23,0	8,4								1 683,0
Raccordement des centrales du complexe la Romaine - Contributions (Note 2)	2014-2020	D-2011-083	(109,9)	(0,5)			(976,8)								(1 087,2)
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	2013-2019	D-2014-045	92,9	8,7	55,7	50,6	0,4								208,2
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e) - Contributions	2013-2019	D-2014-045	7,8	1,9	(54,0)										(44,3)
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-File	2016-2018	D-2015-023	107,9	241,6	201,6										551,0
Intégration parc éolien Rivière-Nouvelle	2016-2017	D-2015-119	97,1	4,5	0,1										101,6
Intégration parc éolien Rivière-Nouvelle - Contributions	2016-2017	D-2015-119	0,2	(6,0)											(5,8)
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	2016-2019	D-2017-025	28,5	142,9	41,9	84,4									297,8
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e) - Contributions	2016-2019	D-2017-025	0,4	0,5		(16,4)									(15,5)
Intégration parcs éoliens - Côte-Nord et Lévesque	2021	à venir		0,9	3,3	7,5	94,4	0,8							106,8
Interconnexions															
Interconnexion - Ligne à 320 kV et poste des Cantons	2020-2021	D-2016-093	20,2	6,9	50,9	226,9	269,3	47,8							621,9
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)															
			199,2	0,3											199,4
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018 (Note 3)															
				(58,8)	(73,3)	(77,4)	(118,2)	(28,7)	28,3	137,7	128,9				(61,4)
Investissements de moins de 25 M\$															
Incluant contributions et frais d'entretien				14,8	12,0	26,4	0,4		(4,1)						49,5
				5,3	1,6	6,4			(4,1)						9,2
Niveau d'invest. - Intégration de production et Interconnexions			2 649,4	432,6	296,9	325,3	(718,3)	19,9	24,2	137,7	128,9				3 296,7

Note 2 : Suite à l'autorisation de la ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-File (D-2015-023), le coût des travaux substitués par ce projet sont déduits de la présente prévision. Toutefois, la contribution du client sera calculée en tenant compte de ceux-ci.

Note 3 : Les prévisions d'investissement tiennent compte des études en cours qui pourraient mener à un projet de ligne de transport dans le sud du réseau. Si celui-ci était effectivement mis de l'avant, il se substituerait à certains travaux de renforcement du réseau principal (rehaussement thermique dans le cadre du dossier R-3956-2015 (D-2016-093) et ajout de compensation série dans le cadre du dossier R-3978-2016 (D-2017-025)). Les montants négatifs pour 2017 à 2021 englobent les montants relatifs à ces travaux et seraient ajustés pour tenir compte de la concrétisation du projet de ligne.

Tableau 7
Investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$) (suite)

Catégories d'investissements	Mise en service	Autorisation	2016 et -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
2.2 Croissance charge locale															
Poste Duchesnay	2015-2017	D-2013-120	29,2	0,4	0,4										30,0
Poste Normand	2016-2017	D-2013-167	38,6	5,2											43,8
Poste Fleury	2017-2018	D-2013-205	17,2	10,0	0,9										28,1
Poste De Lorimier	2017-2023	D-2014-050	47,2	30,2	2,4										79,8
Poste Baie-Saint-Paul	2016-2018	D-2014-107	31,0	1,8	3,2										36,0
Poste Saint-Louis	2016-2017	D-2014-115	10,2	1,7											11,9
Poste Adamsville	2016-2017	D-2014-155	31,7	2,2											33,9
Poste Saint-Jérôme	2016-2017	D-2015-008	69,0	5,7	0,3										75,0
Poste Judith-Jasmin	2018-2019	D-2015-022	24,9	37,2	74,2	22,4	0,3								158,9
Poste Saint-Patrick	2019-2022	D-2015-051	2,1	7,5	7,9	1,6									19,1
Poste Saint-Jean	2019-2027	D-2016-013	1,8	0,6	0,4	11,6	1,6						0,2		16,4
Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	2017	D-2016-106	10,9	26,5	3,8										41,3
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	2018	D-2016-130	9,7	6,6	77,1	2,6	0,1								96,1
Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	2017-2018	D-2016-176	2,1	13,0	3,3										18,4
Poste Sherbrooke	2018-2019	R-3995-2016	5,7	30,1	31,6	2,6									70,0
Poste Achigan	2019	à venir	1,3	1,5	7,0	6,8									16,6
Poste Boulevard-Labelle	2019	à venir	0,1	1,6	9,8	15,4									26,8
Poste des Patriotes	2019	à venir	2,2	8,0	38,4	30,5									79,1
Poste Saint-Polycarpe	2018-2020	à venir		0,7	6,4	11,2	13,1								31,4
Poste La Prairie - Section à 315-25 kV	2020	à venir		2,0	18,0	10,0	10,0								40,0
Poste Le Corbusier	2020	à venir	1,3	2,2	2,2	48,0	5,3								59,0
Conversion de postes de 69 kV à 120 kV	2021	à venir	0,1	0,2	0,7	7,3	15,4	18,6							42,3
Poste Hochelaga (Jeanne-D'Arc)	2021	à venir			2,1	7,1	19,5	6,6							35,2
Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD					(98,7)										(98,7)
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			440,8	(3,8)	0,2										437,2
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				(4,8)											(4,8)
Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018				(21,8)	(63,2)	59,8	185,5	219,1	210,4	209,8	209,8	209,7	209,5	209,7	1 638,4
Investissements de moins de 25 M\$				66,6	69,2	66,2	53,8	48,4	48,4	48,4	48,4	48,2	48,1	48,4	594,1
<i>Incluant contributions et frais d'entretien</i>				(5,7)	(8,0)	(6,3)									(19,9)
Niveau d'invest. - Croissance charge locale			777,1	236,1	197,5	303,1	304,5	292,7	258,8	258,2	258,2	258,0	257,8	258,2	3660,2
Niveau d'invest. - Générant des revenus additionnels			3 426,5	668,7	494,5	628,4	(413,8)	312,6	283,0	396,0	387,2	258,0	257,8	258,2	6 956,9
Niveau d'invest. globaux			5 215,1	2 001,8	1 572,4	1 704,2	618,0	1 590,7	1 684,3	1 901,3	1 930,6	1 389,0	1 383,6	1 395,2	22 386,2

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

- 1 Le Transporteur présente au tableau 8, une liste des principaux projets inclus dans la
- 2 rubrique « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018 » du tableau 7. La
- 3 date de mise en service prévue, l'année probable de dépôt des dossiers à la Régie ainsi
- 4 que le coût estimé des projets y sont fournis.

Tableau 8
Principaux projets inclus dans les rubriques
« Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018 » du tableau 7

	Date estimée de MES	Année prévue du dépôt à la Régie	Coût estimé du projet (M\$)
1.1			1 350
Maintien des actifs			
Poste Lévis - Remplacement systèmes protection	2022	2019	25
Poste Lachine	2022-2025	2019	40
Poste La Prairie - Section à 315-120 kV	2019-2021	2019	50
Poste Hampstead	2022	2019	85
Remplacement automatisme RPTC (note 1)	à l'étude	2019	à l'étude
Poste Chertsey	2023	2020	30
Conversion 315-25 kV axe Saraguay - Aqueduc	2021-2023	2020	55
Augmentation de la limite sud	2024	2020	85
Poste Laurent	2023	2020	85
Poste Bout-de-l'Île	2022-2023	2020	90
Poste Châteauguay - Groupes convertisseurs	2021-2024	2020	600
Poste René-Lévesque	2022	2021	100
Remplacements systèmes commande et protection - Compensation série	2022-2026	2021	105
1.2			305
Maintien et amélioration de la qualité			
Ligne Henri-Bourassa - Montréal-Est - Bout-de-l'Île	2021	2019	50
Augmentation de la limite sud	2024	2020	255
2.1			300
Intégration de production et Interconnexions			
Augmentation de la limite sud	2024	2020	300
2.2			840
Croissance charge locale			
Poste Lachine	2022-2025	2019	35
Poste Saint-Agapit	2022	2019	35
Poste La Prairie - Section à 315-120 kV	2019-2021	2019	45
Poste Viger-2	2023	2019	60
Augmentation de la limite sud	2024	2020	20
Poste d'Armagh	2023	2020	30
Poste Taché	2023	2020	35
Poste Bout-de-l'Île - Ajout transformateur	2022	2020	40
Poste Chertsey	2023	2020	45
Ligne Cleveland - Waterloo	2022	2020	55
Poste Valcourt	2021	2020	100
Conversion 315-25 kV axe Saraguay - Aqueduc	2021-2023	2020	155
Poste Bolton-Sud	2023-2024	2021	60
Poste René-Lévesque	2022	2021	65
Poste Brome	2025-2026	2023	60

Note 1 : La projection des investissements à compter de 2019 demeure à l'étude, comme le Transporteur l'indique au paragraphe 16 de sa demande déposée dans le cadre du dossier R-4006-2017.

1 Le Transporteur souligne¹¹ que, pour les « Autres projets dont le dépôt à la Régie est
2 ultérieur à 2018 », des écarts peuvent être constatés entre la prévision des investissements
3 sur l'horizon de planification présentée au tableau 7 et la somme des coûts estimés des
4 projets présentés au tableau 8, et ce pour les motifs ci-après.

5 • Une partie des investissements prévus au tableau 7 couvre une enveloppe
6 budgétaire pour des projets qui ne sont pas encore suffisamment définis et qui ne
7 peuvent par conséquent être présentés au tableau 8.

8 • Le montant global des investissements du tableau 7 peut inclure une écriture
9 d'équilibre afin d'éviter le double comptage, par exemple dans le cas de deux
10 projets qui peuvent requérir individuellement le même renforcement du réseau¹².
11 Ainsi, le coût se rattachant à ce renforcement pourrait paraître en double dans la
12 somme des investissements prévus au tableau 8. Dans la préparation du tableau 7,
13 le Transporteur procédera à une écriture d'équilibre pour n'y refléter que la
14 prévision d'un seul renforcement du réseau, et donc induira un écart perceptible
15 entre les montants paraissant à ce tableau 7 et ceux paraissant au tableau 8.

16 Les écarts constatés entre les tableaux 7 et 8, symptomatiques de certains jeunes projets,
17 se résorbent généralement au fur et à mesure que les solutions envisagées pour les projets
18 se précisent. Ces écarts peuvent réapparaître périodiquement¹³ lorsque le Transporteur
19 explore de nouveaux projets et que ceux-ci introduisent la possibilité de solutions de
20 réalisation qui peuvent influencer sur d'autres projets déjà planifiés.

21 Par ailleurs, le Transporteur précise¹⁴ que le processus qu'il utilise pour établir sa prévision
22 des investissements sur 10 ans est robuste et qu'il réévalue périodiquement ses coûts
23 paramétriques et ses prévisions d'investissement afin que celles-ci soient aussi justes
24 que possible. Les tableaux 7 et 8 présentent toutefois la situation au moment de la
25 préparation de la demande tarifaire et visent à fournir l'information la plus transparente
26 possible tout en tenant dorénavant compte de la confidentialité relative à certains
27 renseignements sur les coûts de projets¹⁵.

28

¹¹ Comme suite à R-3934-2015, D-2016-029, par. 278.

¹² Par exemple, la ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île permettant la substitution de certains travaux dans le cadre de l'intégration des centrales du complexe la Romaine et de parcs éoliens de l'appel d'offres 2005-03 (2^e).

¹³ Dans la présente demande, le montant total paraissant à la rubrique « Autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2018 » du tableau 7 pour la catégorie « maintien et amélioration de la qualité », soit 513 M\$, est supérieur de 208 M\$ au montant total présenté au tableau 8 pour cette même catégorie, soit 305 M\$.

¹⁴ Comme suite à R-3934-2015, D-2016-029, par. 277.

¹⁵ Reconnue par la Régie, notamment dans ses décisions D-2016-086 et D-2016-091.

- 1 Les tableaux 9 et 10 présentent, par catégorie d'investissement, le sommaire des
- 2 investissements et des mises en service à l'horizon 2027.

Tableau 9
Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)

Catégories des investissements	Réel	Budget	Planifié									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ne générant pas de revenus additionnels	1 134,5	1 333,1	1 077,9	1 075,7	1 031,8	1 278,2	1 401,3	1 505,3	1 543,4	1 131,0	1 125,9	1 137,0
Maintien des actifs	856,3	779,9	844,6	871,1	865,3	924,1	1 046,6	1 257,0	1 298,0	983,6	1 010,2	1 018,4
Maintien et amélioration de la qualité	151,0	255,5	206,6	181,2	143,5	330,5	331,7	225,4	222,5	124,6	92,7	95,7
Respect des exigences	127,2	297,8	26,7	23,4	23,0	23,6	23,0	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Général des revenus additionnels	632,1	678,0	653,6	644,8	563,0	312,6	287,1	396,0	387,2	258,0	257,8	258,2
Croissance des besoins	632,1	678,0	653,6	644,8	563,0	312,6	287,1	396,0	387,2	258,0	257,8	258,2
Total Investissements	1 766,6	2 011,1	1 731,5	1 720,5	1 594,9	1 590,7	1 688,4	1 901,3	1 930,6	1 389,0	1 383,6	1 395,2
Contributions et frais d'entretien	-285,1	-9,2	-159,1	-16,3	-976,8	0,0	-4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Investissements et contributions et frais d'entretien tels que présentés au tableau 7	1 481,5	2 001,8	1 572,4	1 704,2	618,0	1 590,7	1 684,3	1 901,3	1 930,6	1 389,0	1 383,6	1 395,2

Note : Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

Tableau 10
Sommaire des mises en service par catégorie à l'horizon 2027 (M\$)

Catégories des mises en service	Réel	Budget	Planifié									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ne générant pas de revenus additionnels	1 052,8	1 250,3	1 289,7	997,6	859,6	882,9	1 565,5	854,8	1 783,0	935,1	1 102,1	1 080,7
Maintien des actifs	862,6	820,7	703,5	893,0	788,9	707,4	855,7	766,2	1 454,0	840,4	942,3	982,2
Maintien et amélioration de la qualité	87,8	92,8	532,4	89,9	58,8	139,8	696,0	71,3	308,4	71,8	136,9	75,5
Respect des exigences	102,4	336,8	53,8	14,7	11,9	35,7	13,8	17,4	20,6	23,0	22,9	23,0
Général des revenus additionnels	35,0	904,2	860,9	438,5	-120,8	320,5	269,0	350,5	404,0	150,4	215,1	237,1
Croissance des besoins	35,0	904,2	860,9	438,5	-120,8	320,5	269,0	350,5	404,0	150,4	215,1	237,1
Total	1 087,8	2 154,5	2 150,6	1 436,1	738,8	1 203,4	1 834,5	1 205,3	2 187,0	1 085,5	1 317,3	1 317,8

Note : Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des montants en raison des arrondis.

- 3 Les prévisions des investissements et des mises en service à l'horizon 2027 reposent sur la
- 4 prévision des besoins de transport présentés au tableau 11, soit les besoins du service pour
- 5 l'alimentation de la charge locale et ceux du service de transport de point à point.

Tableau 11
Prévision des besoins de transport (MW)

Services de transport	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Charge locale	37 778	38 045	38 287	38 533	38 902	39 167	39 428	39 662	39 876	40 076
Point à point	4 732	4 697	4 797	5 894	5 894	5 894	5 894	5 894	5 894	5 894
Total	42 510	42 742	43 084	44 427	44 796	45 061	45 322	45 556	45 770	45 970

- 6 Les hypothèses utilisées pour les taux d'inflation sont fournies au tableau 12.

**Tableau 12
Taux d'inflation**

Année	Canada			États-Unis		
	Indice des prix à la consommation %	Indice des prix des produits industriels %	Indice implicite des prix du produit intérieur brut %	Indice des prix à la consommation %	Indice des prix des produits industriels %	Indice en chaîne des prix du produit intérieur brut %
2001	2,5	1,0	2,2	2,8	0,8	2,3
2002	2,2	0,0	2,4	1,6	-0,7	1,5
2003	2,8	-1,2	2,0	2,3	2,5	2,0
2004	1,8	3,2	1,6	2,7	4,2	2,7
2005	2,2	1,6	2,1	3,4	5,5	3,2
2006	2,0	2,3	1,9	3,2	4,0	3,1
2007	2,2	1,5	1,9	2,8	3,8	2,7
2008	2,3	4,4	2,1	3,8	7,9	2,0
2009	0,3	-3,5	0,9	-0,4	-4,9	0,8
2010	1,8	1,5	1,4	1,6	5,0	1,2
2011	2,9	7,0	2,5	3,2	7,8	2,1
2012	1,5	1,0	1,5	2,1	2,1	1,8
2013	0,9	0,5	1,8	1,5	0,4	1,6
2014	2,0	2,5	2,0	1,6	0,8	1,6
2015	1,1	-0,9	1,2	0,1	-5,1	1,1
2016	1,4	-0,2	0,6	1,3	-1,9	1,3
2017	2,0	4,0	2,8	2,2	4,5	2,0
2018	2,0	1,2	1,6	1,8	1,2	2,3
2019	2,0	2,6	2,0	2,3	2,0	2,3
2020	2,0	2,2	2,0	2,8	2,7	2,3
2021	2,0	1,6	2,1	2,7	2,2	2,3
2022	2,0	1,6	1,9	2,6	2,3	2,2
2023 et plus	2,0	1,7	1,8	2,5	2,1	2,3

2.3 Impact tarifaire des investissements projetés

- 1 Le tableau 13 présente l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés à
- 2 l'horizon 2027.
- 3 Afin d'estimer l'impact tarifaire des investissements, le Transporteur prend en considération
- 4 les besoins de transport ainsi que les coûts associés aux mises en service de ces
- 5 investissements. Ces coûts comprennent l'amortissement, le coût du capital, la taxe sur les
- 6 services publics ainsi que les charges d'exploitation.
- 7 Tel qu'indiqué précédemment, il se peut que des investissements projetés sur un horizon de
- 8 plus long terme soient reportés ou abandonnés, ce qui nécessitera une actualisation des
- 9 investissements et des mises en service et aurait pour effet de modifier l'impact tarifaire
- 10 estimé dans la présente demande.

Tableau 13
Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2027

Années	Ajouts nets à la base de tarification (M\$)	Coût du capital ¹ (M\$)	Charges d'exploitation (M\$)	Amortissement (M\$)	Taxe sur les services publics ² (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport de la charge locale (MW)	Besoins de transport de point à point (MW)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2017							3 217	37 555	4 700	42 255	76,13
2018	1 128	15	23	(29)	0	9	3 226	37 778	4 732	42 510	75,89
2019	446	49	31	(5)	6	81	3 297	38 045	4 697	42 742	77,15
2020	(196)	16	44	4	8	72	3 289	38 287	4 797	43 084	76,34
2021	308	46	52	12	6	116	3 332	38 533	5 894	44 427	75,01
2022	955	52	67	47	7	173	3 389	38 902	5 894	44 796	75,66
2023	390	84	74	39	11	207	3 424	39 167	5 894	45 061	75,99
2024	1 382	91	85	72	11	259	3 476	39 428	5 894	45 322	76,70
2025	332	134	89	71	17	310	3 527	39 662	5 894	45 556	77,42
2026	581	130	95	98	17	341	3 557	39 876	5 894	45 770	77,72
2027	609	137	101	117	17	373	3 590	40 076	5 894	45 970	78,09

Ensemble de la période 2018 à 2027

76,60

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,135 % proposé dans la présente demande, pièce HQT-8, Document 1.

² Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec