

# PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>5</b>
<b>2. MÉTHODE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>6</b>
2.1 CONCEPTION ET DÉMARCHE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....	6
2.1.1 <i>Contexte .....</i>	6
2.1.2 <i>Conception du réseau de transport.....</i>	7
2.1.3 <i>Démarche de planification du réseau de transport .....</i>	10
2.2 L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ .....	11
2.2.1 <i>Carte du réseau de transport .....</i>	11
2.2.2 <i>Évolution du réseau de transport par niveau de tension.....</i>	13
2.2.3 <i>Taux d'utilisation du réseau.....</i>	14
2.2.4 <i>Interconnexions avec leur évolution et utilisation.....</i>	15
<b>3. INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICES PROJETÉS SUR UN HORIZON DE DIX ANS.....</b>	<b>19</b>
3.1 DESCRIPTION DES CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT.....	19
3.2 PRÉVISION DES INVESTISSEMENTS ET DES MISES EN SERVICE.....	20
3.3 PRÉVISION DES BESOINS DE TRANSPORT .....	23
3.4 PROJECTION DES TAUX D'INFLATION .....	24
3.5 IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DES INVESTISSEMENTS PROJETÉS.....	25



1 **1. CONTEXTE**

2 La première section de la pièce HQT-10, Document 1 indique les divers  
3 éléments de contexte quant à son contenu.

4 La deuxième section présente des informations sur la planification du réseau  
5 de transport d'électricité ainsi que sur son évolution. Le Transporteur y fournit  
6 d'abord des précisions sur le contexte dans lequel s'inscrit la planification du  
7 réseau et poursuit en traitant de la conception et de la démarche de  
8 planification du réseau de transport d'électricité. Il fournit ensuite des  
9 informations complémentaires sur le réseau de transport en présentant la  
10 carte du réseau, l'évolution des actifs du réseau de transport par niveau de  
11 tension, l'historique des taux d'utilisation du réseau ainsi que des informations  
12 relatives aux interconnexions et à l'évolution de leur utilisation.

13 La troisième section porte sur la prévision des investissements sur un horizon  
14 de dix ans, présentée par catégorie d'investissements, ainsi que sur le  
15 sommaire des investissements et des mises en service à l'horizon 2017,  
16 l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés, la prévision des  
17 services de transport à long terme et enfin, les hypothèses relatives à la  
18 projection des taux d'inflation.

19 Par ailleurs, la pièce HQT-10, Document 1.1 présente des informations  
20 détaillées sur l'état de la transformation des postes du Transporteur.

21 Enfin, le Transporteur dépose sous pli strictement confidentiel, à la pièce  
22 HQT-10, Document 1.2, les schémas unifilaires et les schémas d'écoulements  
23 de puissance à la pointe prévue du réseau.

1    **2. MÉTHODE DE PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

2    **2.1 Conception et démarche de planification du réseau de transport**

3    **2.1.1 Contexte**

4    Afin de répondre adéquatement, de façon économique et fiable, aux besoins  
5    de transport de sa clientèle qui fluctuent constamment au fil des ans et des  
6    saisons, le Transporteur doit assurer une gestion proactive de ses actifs  
7    existants. Il doit également voir au développement de son réseau de transport  
8    afin de répondre aux besoins de l'ensemble de sa clientèle de façon efficiente  
9    et avec la qualité attendue.

10    Au Québec, ces besoins sont particulièrement élevés durant les périodes  
11    froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage électrique des locaux. Le  
12    réseau doit alors disposer d'équipements de transport suffisants pour  
13    répondre à cet appel maximal de puissance. De ce fait, la planification du  
14    réseau de transport est établie majoritairement en fonction de la pointe  
15    hivernale. Le Transporteur réalise donc les études nécessaires afin d'assurer  
16    l'adéquation entre l'offre et la demande, particulièrement durant la période  
17    d'hiver où les besoins en électricité sont les plus élevés.

18    Au fil des ans, le Transporteur s'est ainsi doté d'une approche structurée et  
19    intégrée de gestion de ses actifs afin de satisfaire les besoins de la charge  
20    locale et de ses autres clients, tout en maintenant la pérennité du parc  
21    d'équipements. Cette approche permet d'assurer la fiabilité et la performance  
22    du réseau de transport.

23    De plus, tel que plus amplement mentionné à la pièce HQT-6, Document 1.1,  
24    le Transporteur est à revoir ses façons de faire afin de garantir la disponibilité  
25    du réseau de transport et la qualité de son service dans un contexte où les  
26    investissements prévus en croissance sont en nette progression. À cette fin,  
27    le Transporteur prévoit dédier des équipes à la révision des processus

1 intégrés de planification du réseau et ainsi saisir de nouvelles opportunités  
2 d'efficacité et d'amélioration de ses pratiques. Entre autres exemples, le  
3 Transporteur poursuivra ses efforts visant à encore mieux arrimer la  
4 réalisation de ses investissements en Maintien des actifs et en Croissance des  
5 besoins.

6 En somme, l'approche préconisée par le Transporteur quant à la planification  
7 lui permet d'avoir une vision globale de l'évolution de son réseau encore plus  
8 juste à court, moyen et long terme, tout en assurant la cohérence de  
9 l'ensemble des actions nécessaires à la réalisation de sa mission de base.

#### 10 ***2.1.2 Conception du réseau de transport***

11 Les actifs du réseau de transport d'électricité forment un tout intégré et leurs  
12 interactions sont nécessaires à l'exploitation et au bon fonctionnement du  
13 réseau de transport.

14 Rappelons brièvement que la planification du réseau de transport tient compte  
15 de l'application de principes directeurs. Ces principes directeurs visent la  
16 conformité aux critères de conception, l'acceptabilité sur les plans financier et  
17 environnemental, la flexibilité d'opération et l'adaptation au territoire. La  
18 conformité aux critères de conception demeure la pierre d'assise de ces  
19 principes directeurs.

20 Aussi, afin d'assurer un niveau de fiabilité adéquat de son réseau, le  
21 Transporteur se conforme à des critères de conception qui encadrent la  
22 réalisation d'études de planification pour le choix d'un scénario optimal.. Ces  
23 critères permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de  
24 suffisamment de souplesse et de robustesse dans sa conception pour être en  
25 mesure de satisfaire les besoins en électricité en toute sécurité malgré la  
26 variabilité des conditions d'exploitation et en dépit de la survenance de défauts  
27 et d'indisponibilités des équipements. Ils servent également de base au  
28 jugement que le Transporteur doit porter sur les besoins de renforcement et

1 d'expansion du réseau et au déploiement des solutions qu'il propose pour  
2 satisfaire les besoins de sa clientèle.

3 Plus particulièrement, les critères de conception du réseau de transport  
4 exposent les paramètres électriques que le Transporteur doit analyser pour  
5 corriger les problèmes pouvant se manifester sur le réseau, compte tenu de  
6 l'évolution des besoins ou de tout autre changement pouvant survenir sur le  
7 réseau. Ils abordent tant la performance des équipements que le  
8 comportement du réseau, dans des conditions de régime établi ou transitoire.  
9 Les aspects qui y sont traités concernent tant la stabilité du réseau que la  
10 capacité des appareils, la continuité d'alimentation rendue possible, par  
11 exemple, par la redondance de certains équipements ou par le bouclage du  
12 réseau, la capacité d'exploiter, le maintien des installations en bon état, la  
13 qualité de l'onde, ainsi que le choix des équipements.

14 Ces critères visent ainsi à contrer deux types de perturbations possibles sur le  
15 réseau : les événements normaux et les événements exceptionnels. Le  
16 respect des normes de fiabilité fait partie intégrante des critères de conception  
17 appliqués dans la planification du réseau de transport. Ces normes encadrent  
18 la performance que doit fournir le réseau lors de ces événements ou  
19 conditions d'opération. Ces critères sont appliqués selon une méthode  
20 déterministe qui prévoit intrinsèquement une réserve de base en termes  
21 d'équipement.

22 Les événements normaux sont ceux que le réseau est appelé à rencontrer  
23 régulièrement et auxquels il doit parer, lorsqu'ils se produisent, sans encourir  
24 de perte de charge. Les critères qui concernent ces événements normaux  
25 fixent le degré de robustesse à donner au réseau afin de satisfaire les besoins  
26 de transport en toute sécurité, selon le niveau de qualité de service recherché.  
27 Ils mènent à l'ajout d'équipements qui se greffent à la structure même du  
28 réseau et qui en modifient l'architecture.

1 Les événements exceptionnels, plus sévères et moins probables que les  
2 événements normaux, ne sauraient être couverts en tout temps sans encourir  
3 d'investissements considérables pour accroître sensiblement la robustesse du  
4 réseau. Le Transporteur recourt donc dans ce cas, lors de telles situations, à  
5 des automatismes tels le rejet de production et le délestage de charge pour  
6 limiter la dégradation du réseau.

7 Le Transporteur souligne qu'il applique déjà depuis plusieurs années, les  
8 normes édictées par le *North American Reliability Council* (NERC) et le  
9 *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), organismes reconnus en  
10 matière de fiabilité des réseaux de transport d'électricité, en plus d'appliquer  
11 ses propres normes internes en cette matière.

12 Dans sa décision D-2003-65<sup>1</sup>, la Régie mentionne d'ailleurs à divers endroits  
13 que les normes sont globalement satisfaisantes, nécessaires et permettent au  
14 Transporteur de gérer efficacement son réseau.

15 Par ailleurs, rappelons que le 27 septembre 2006, le NPCC a officiellement  
16 reconnu que le réseau de transport d'électricité du Québec constituait une  
17 interconnexion à part entière, ce dernier étant non synchronisé avec les  
18 réseaux voisins.

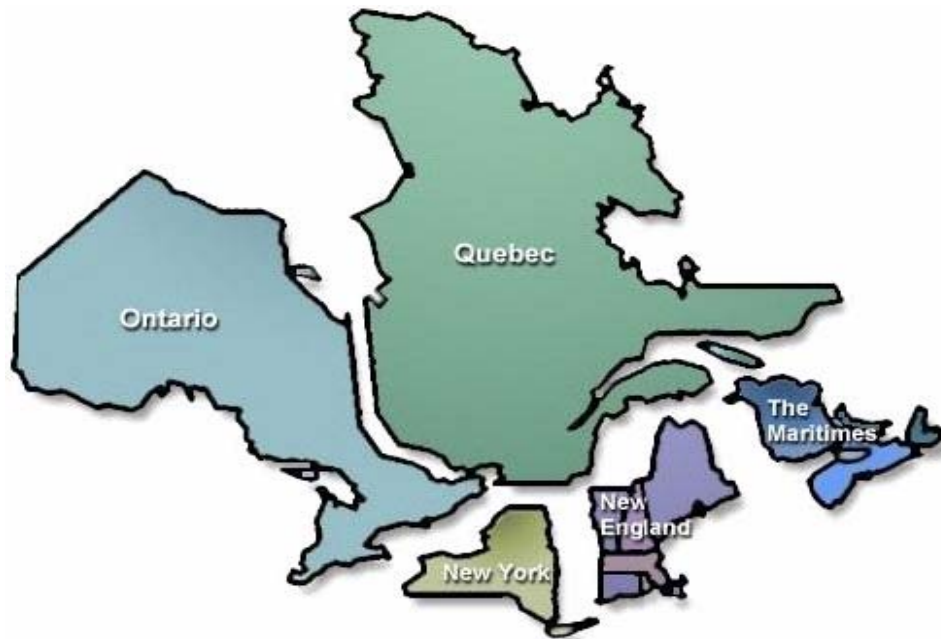
19 Le graphique 1 suivant présente, à titre d'information, les zones  
20 géographiques du NPCC.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3498-2002, Demande d'approbation des normes relatives aux opérations, aux exigences techniques et de fiabilité du réseau de transport d'Hydro-Québec, novembre 2002.

1

**Graphique 1 – Zones géographiques du NPCC**



2 **2.1.3 Démarche de planification du réseau de transport**

3 La démarche appliquée par le Transporteur aux fins de la planification du  
4 réseau de transport porte sur un horizon de dix ans et permet d'avoir une  
5 vision globale des enjeux, problématiques et besoins qui sont sous-jacents à  
6 des actions à mettre en œuvre afin de rencontrer les besoins des clients avec  
7 la qualité attendue.

8 Le Transporteur vise à établir le bilan selon deux périodes de planification, soit  
9 une première période de cinq ans comportant plus de précisions sur les  
10 projets prévus, suivie d'une planification des cinq années suivantes qui  
11 consiste en une estimation des investissements nécessaires. Ainsi, les  
12 besoins d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité  
13 (le « Distributeur ») pour l'alimentation de la charge locale, les demandes des  
14 producteurs, les besoins en pérennité, les besoins en innovation  
15 technologique, de même que les besoins pour la conduite du réseau et en

1 télécommunications sont évalués. Ces besoins sont basés sur des  
2 informations disponibles et prévisibles à ce jour qui ont de bonnes probabilités  
3 de se réaliser mettant en perspective différents scénarios pour enfin choisir le  
4 scénario optimal sur les plans technique, économique et environnemental.

5 Ces besoins d'investissements sont établis en coûts paramétriques,  
6 notamment parce qu'un certain degré d'incertitude est relié, par exemple, à la  
7 réalisation de certains projets de croissance et aussi parce que la réalisation  
8 des projets de transport s'étendent sur plusieurs années. Des projets de  
9 maintien ou de pérennité peuvent aussi être devancés ou reportés car le  
10 Transporteur profitera de projets de croissance afin d'optimiser la résolution  
11 d'une problématique dans une zone donnée ou sur un équipement en  
12 particulier.

13 Tel que mentionné plus avant, le Transporteur prévoit ainsi dédier une équipe  
14 à la révision des processus intégrés de planification du réseau afin d'optimiser  
15 la gestion de son portefeuille de projets.

## 16 **2.2 L'évolution du réseau de transport d'électricité**

### 17 **2.2.1 Carte du réseau de transport**

18 Le graphique 2 présente la carte du réseau de transport d'électricité.

1 **Graphique 2 – Réseau de transport d'électricité du Transporteur**

Grands équipements



1 **2.2.2 Évolution du réseau de transport par niveau de tension**

2 Le tableau 1 suivant présente l'évolution des postes et des lignes du réseau  
3 de transport d'électricité du 31 décembre 2005 au 31 décembre 2008, selon  
4 les projets déjà approuvés.

5 **Tableau 1 – Évolution du réseau de transport par niveau de tension**  
6 **de 2005 à 2008**

Tension	Postes (nombre)		Lignes (km)	
	Au 31 déc. 2005	Prévu au 31 déc. 2008	Au 31 déc. 2005	Prévu au 31 déc. 2008
<b>765 kV et 735 kV</b>	38	38	11 422	11 422
<b>450 kV</b>	2	2	1 218	1 218
<b>315 kV</b>	62	63	5 068	5 127
<b>230 kV</b>	50	52	2 976	3 055
<b>161 kV</b>	40	42	1 875	1 997
<b>120 kV</b>	213	215	6 600	6 722
<b>69 kV et moins</b>	100	102	3 385	3 607
<b>Total</b>	<b>505</b>	<b>514</b>	<b>32 544</b>	<b>33 148</b>

1 **2.2.3 Taux d'utilisation du réseau**

2 Les taux d'utilisation du réseau de transport pour les douze mois de l'année  
3 2006 sont présentés au tableau 2 suivant.

4 **Tableau 2 – Taux d'utilisation du réseau de transport**

<b>Année 2006</b>	<b>Charge locale</b>	<b>Réseau global (charge locale et point à point)</b>
<b>Janvier</b>	84,7%	93,1%
<b>Février</b>	84,6%	92,9%
<b>Mars</b>	83,0%	89,6%
<b>Avril</b>	67,1%	75,7%
<b>Mai</b>	53,4%	62,7%
<b>Juin</b>	56,2%	67,6%
<b>Juillet</b>	56,4%	67,9%
<b>Août</b>	56,0%	67,6%
<b>Septembre</b>	56,5%	61,8%
<b>Octobre</b>	63,4%	72,5%
<b>Novembre</b>	70,5%	82,0%
<b>Décembre</b>	79,6%	90,7%

5 Il est à noter que ces taux d'utilisation représentent le rapport entre l'utilisation  
6 du réseau de transport à l'heure de pointe et la capacité de transport pour  
7 l'année en cours. L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport  
8 d'électricité pour la charge locale et pour les services de transport de point à  
9 point est à son maximum.

10 Par ailleurs, la capacité de transport est déterminée par la simulation d'un  
11 scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation à la  
12 pointe. Pour l'année 2006, la capacité de transport a été établie à 39 482 MW.

1    **2.2.4 Interconnexions avec leur évolution et utilisation**

2    Les interconnexions du Transporteur, rappelons-le, assurent la sécurisation  
3    de l'alimentation électrique au Québec et permettent au Distributeur de  
4    diversifier ses approvisionnements d'électricité en mode réception. Elles  
5    assurent également une accessibilité des producteurs québécois aux marchés  
6    externes en mode livraison et l'accessibilité des producteurs externes au  
7    réseau de transport du Transporteur de façon à pouvoir accéder à d'autres  
8    marchés soit, en mode réception et livraison simultanées ou par le biais des  
9    transactions de passage.

10   Plus particulièrement, les interconnexions avec l'Ontario, le Vermont et le  
11   Nouveau-Brunswick permettent d'assurer, en cas de dommages significatifs  
12   aux infrastructures de transport régionales, un minimum d'assistance aux  
13   postes de charge frontaliers de l'Abitibi, de l'Outaouais, de l'Estrie et de la  
14   Gaspésie.

15   En outre, en cas de dommages aux infrastructures stratégiques du réseau de  
16   transport à 735 kV, les interconnexions du Transporteur permettent de  
17   compenser les pertes de production qui pourraient en résulter et ainsi affecter  
18   la desserte de la clientèle. En 2006, les interconnexions de Matapédia et de  
19   Kipawa ont par exemple été sollicitées pour assurer la sécurisation des  
20   charges locales.

21   Dans le tableau 3 suivant, le Transporteur présente des informations  
22   additionnelles sur ses interconnexions en spécifiant d'abord la capacité de  
23   transfert des interconnexions en mode réception et, dans le tableau 4, celle  
24   des interconnexions en mode livraison.

1

**Tableau 3 – Capacité de transfert en réception <sup>1</sup>**

RÉSEAU	CHEMIN	MW
<b>Ontario</b>	LAW-HQT	470
	DYMO-HQT	0
	OTTO-HQT	110
	CHNO-HQT	0
	P33C-HQT	0
	Q4C-HQT	140
	<b>TOTAL</b>	<b>720</b>
<b>New York</b>	CRT-HQT	0
	MASS-HQT	1 000
	<b>TOTAL</b>	<b>1 000</b>
<b>Nouvelle Angleterre</b>	HIGH-HQT	170
	DER-HQT	0
	NE-HQT	1 700
	<b>TOTAL</b>	<b>1 870</b>
<b>Nouveau-Brunswick</b>	TOTAL	<b>785</b>
	<b>Alcan</b>	
	TOTAL	<b>650</b>
<b>Brascan</b>	MATI-HQT	235
	MAFA-HQT	95
	<b>TOTAL</b>	<b>330</b>
<b>Churchill Falls</b>		<b>5 200</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>10 555</b>

2  
3

<sup>1</sup> Capacité de transfert (TTC) correspondant à la capacité de transfert maximale pouvant être réalisée à un moment de l'année

1

**Tableau 4 – Capacité de transfert en livraison <sup>1</sup>**

RÉSEAU	CHEMIN	MW
<b>Ontario</b>	HQT-LAW	800
	HQT-DYMO	85
	HQT-OTTO	0
	HQT-CHNO	65
	HQT-P33C	345
	HQT-Q4C	0
	<b>TOTAL</b>	<b>1 295</b>
<b>New York</b>	HQT-CRT	325
	HQT-MASS	1800
	<b>TOTAL</b>	<b>2 125</b>
<b>Nouvelle Angleterre</b>	HQT-HIGH	225
	HQT-DER	80
	HQT-NE	2 000
	<b>TOTAL</b>	<b>2 305</b>
<b>Nouveau-Brunswick</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1 200</b>
<b>Alcan</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1 275</b>
<b>Brascan</b>	HQT-MATI	115 (215)
	HQT-MAFA	0
	<b>TOTAL</b>	<b>115</b>
<b>Churchill Falls</b>	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>8 315 (8 415)</b>

2  
3

<sup>1</sup> Capacité de transfert (TTC) correspondant à la capacité de transfert maximale pouvant être réalisée à un moment de l'année

4 Les interconnexions sont également utilisées afin de supporter les activités  
5 commerciales des clients du Transporteur. Ces activités visent les  
6 importations, les exportations et les transactions de passage.

7 En 2006, le transit observé sur les interconnexions a été de 4,5 TWh en mode  
8 réception, soit une diminution de 30 % par rapport à 2005,. Quant aux

1 livraisons, elles ont atteint 12,4 TWh, soit une augmentation de 11 % par  
2 rapport à 2005.

3 À titre d'information, le Transporteur présente dans les tableaux 5 et 6  
4 suivants les échanges d'énergie sur les interconnexions du Transporteur au  
5 cours de l'année 2006. Il est à noter que les pertes de transport ne sont pas  
6 comprises dans ces valeurs.

7 **Tableau 5 – Échanges en réception**

<b>Réceptions</b>	<b>Chemin</b>	<b>Transit 2005 (GWh)</b>	<b>Transit 2006 (GWh)</b>
Ontario	LAW DYMO OTTO CHNO P33C Q4C	1 856	1 562
Nouveau-Brunswick	NB	2 200	950
New York	CRT	0	0
New York	MASS	1 641	1 466
Nouvelle-Angleterre	DER	0	0
Nouvelle-Angleterre	HIGH	27	37
Nouvelle-Angleterre	NE	632	433
<b>TOTAL</b>		<b>6 356</b>	<b>4 448</b>

8 **Tableau 6 – Échanges en livraison**

<b>Réseaux voisins</b>	<b>Chemin</b>	<b>Transit 2005 (GWh)</b>	<b>Transit 2006 (GWh)</b>
Ontario	LAW DYMO OTTO CHNO P33C Q4C	1 121	868
Nouveau-Brunswick	NB	25	277
New York	CRT	837	816
New York	MASS	3 432	3 651
Nouvelle-Angleterre	DER	295	202
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 221	1 358
Nouvelle-Angleterre	NE	4 241	5 174
<b>TOTAL</b>		<b>11 172</b>	<b>12 346</b>

1   **3. INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICES PROJETÉS SUR UN**  
2       **HORIZON DE DIX ANS**

3   La section 3 aborde la prévision des investissements en transport et les mises  
4   en service planifiées sur un horizon de dix ans, soit sur la période 2008-2017.  
5   Des informations sont également fournies sur la description des catégories  
6   d'investissement, la prévision des investissements et des mises en service, la  
7   prévision des besoins de transport, la projection des taux d'inflation et l'impact  
8   tarifaire estimé des investissements projetés.

9   **3.1 Description des catégories d'investissement**

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

12  ***Investissements ne générant pas de revenus additionnels***

- 13       • *Maintien des actifs* : les investissements de cette catégorie sont requis  
14       pour maintenir la capacité de service offerte par le Transporteur à sa  
15       clientèle tout en mettant à profit les plus récents progrès techniques  
16       disponibles et utiles.
  
- 17       • *Maintien et amélioration de la qualité* : les investissements de cette  
18       catégorie sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien  
19       ou au rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur  
20       à l'égard de la demande existante ; essentiellement, ces projets  
21       d'investissement représentent les solutions optimales retenues pour  
22       répondre à des problématiques de performance qui touchent  
23       notamment le comportement du réseau de transport, la continuité du  
24       service, la fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.

- 1       • *Respect des exigences* : les investissements de cette catégorie visent  
2       la conformité aux lois et règlements en vigueur, aux engagements  
3       contractuels que le Transporteur est tenu de respecter et aux  
4       encadrements et normes internes.

5       ***Investissements générant des revenus additionnels***

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

18       **3.2 Prévion des investissements et des mises en service**

19       Le tableau 7 suivant présente les investissements pour les années 2006 et  
20       2007 ainsi que la projection sur un horizon de 10 ans, soit de 2008 à 2017,  
21       selon les catégories décrites précédemment. Les valeurs sont liées aux actifs  
22       de transport uniquement et n'incluent pas les actifs en télécommunications.

23       On y retrouve la liste des projets de 25 M\$ et plus et les investissements qui  
24       s'y rattachent. Des informations sur les investissements liés aux projets de  
25       moins de 25 M\$, de même que les contributions des clients qui sont basées  
26       sur l'année de mise en service y sont également présentées.

**1 Tableau 7 – Investissements par catégorie à l'horizon 2017 (M\$)**

CATÉGORIES (millions \$)	Date de mise en service	Autorisation	2006 et -	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels</b>														
<b>1.1 Investissements liés au verglas</b>														
Déglaçeur Lévis	2007	D-2004-175 / 2004-08-20	147,6	41,8	0,8									
Comité Warren Réseaux régionaux	2009-2017	à venir	0,7	0,5	3,0	19,9	33,7	34,4	35,5	35,5	35,0	35,0	35,0	35,0
Renforc. rés transp - vieux déglac. Bourcheville	2010-2012	à venir			5,4	17,7	53,0	103,9	11,2					
Boucle Montérégienne		à venir prudemment acquis	366,9	1,2										
<b>TOTAL - Investissements liés au verglas</b>			<b>515,1</b>	<b>43,4</b>	<b>9,2</b>	<b>37,6</b>	<b>86,7</b>	<b>138,2</b>	<b>46,8</b>	<b>35,5</b>	<b>35,0</b>	<b>35,0</b>	<b>35,0</b>	<b>35,0</b>
<b>1.2 Investissements excluant ceux liés au verglas</b>														
Poste Chateauguay	2008 et +	à venir			5,0	9,0	30,0	40,0	52,0	44,0	4,0	4,0		
Poste de Sorel	2008-2010	D-2007-36	1,2	3,6	13,3	20,4	15,0							
Poste St-Maxime	2008-2010	à venir		2,1	4,0	9,4	10,8							
Lebel Val'd'or	2011-2012	à venir			0,2	1,5	5,4	16,0	5,0					
RAN compensateur statique Némiscau Albanel	2010-2016	à venir	0,5		4,0	0,4	25,1	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Abitibi remise à neuf CS2, CS1	2009-2010	à venir	0,5		4,0	18,0	15,0							
Poste Montcalm	2010-2013	à venir		0,4	1,3	3,9	6,4	28,4	43,4	5,0	5,7	0,0		
Poste Lévis - compensateur synchrone	2007-2009	D-2005-45 / 2005-03-10	2,0	15,4	10,7	0,3								
Poste Manicouagan CS	2010-2013	à venir					0,7	2,0	12,2	12,0				
Bersimis -2	2009-2012	à venir		0,3	0,4	6,4	7,5	7,7	6,1					
Poste Hauterive (maintien des actifs)	2008-2013	D-2007-41	0,0	0,8	3,7	5,4	3,0	7,3	12,0	1,7				
Poste Hauterive (maintien et amél. qualité)	2010-2012	D-2007-41		0,2	0,6	1,4	3,5	2,5	1,4	0,0				
Ligne 1102 et 1101 réfection	2 010	à venir		0,2	2,0	27,0	0,3							
Rivières-Des-Prairies intégration nouv. poste	2 010	à venir			7,0	17,2	1,7	0,1						
Lignes Q4C et 1146	2 010	à venir	1,2	3,8	0,8	17,7	5,8							
Aj nouv. Poste Dufournel	2 013	à venir				0,1	0,1	1,0	9,5	25,9	1,2	0,0		
Eastmain 1 (maintien et amél. qualité)	2 006	D-2004-187 / 2004-09-07	8,3	0,5										
Autres Investissements de moins de 25M\$ excluant ceux liés au verglas			653,2	424,7	462,7	395,9	431,2	455,1	441,3	517,2	598,2	597,4	607,2	607,2
<b>TOTAL - Investissements excluant ceux liés au verglas</b>			<b>666,0</b>	<b>454,3</b>	<b>519,8</b>	<b>533,9</b>	<b>561,3</b>	<b>575,2</b>	<b>597,9</b>	<b>620,8</b>	<b>624,0</b>	<b>616,4</b>	<b>622,2</b>	<b>607,2</b>
<b>TOTAL Investissement ne générant pas de revenus additionnels</b>			<b>1 181,1</b>	<b>497,7</b>	<b>529,0</b>	<b>571,6</b>	<b>648,0</b>	<b>713,4</b>	<b>644,6</b>	<b>656,3</b>	<b>659,0</b>	<b>651,4</b>	<b>657,2</b>	<b>642,2</b>

**1 Tableau 7 (suite) – Investissements par catégorie à l'horizon 2017 (M\$)**

CATÉGORIES (millions \$)		Date de mise en service	Autorisation	2006 et -	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Investissements générant des revenus additionnels</b>															
<b>Investissements liés aux besoins de la charge locale</b>															
<b>2.1.1 Intégration de la production des centrales pour la charge locale</b>															
Eoliennes 1er appel d'offre 990MW Bouclage (projet Matapédia)		2005-2007	D-2005-142 / 2005-08-02	25,2	5,8	1,5	0,9								
Eoliennes 1er appel d'offre 990MW - contribution client		2006-2012	R-3634-2007	18,8	78,8	88,0	121,7	105,9	86,8	21,2					
Eoliennes 2ième appel d'offre 2000MW TransCanada Energy		2006-2012 / 2010-2015	R-3634-2007 à venir			11,1	44,4	50,0	175,4	196,0	196,0	183,1	144,2		
<b>TOTAL - Intégration de la production des centrales pour la charge locale</b>				<b>53,4</b>	<b>84,7</b>	<b>100,7</b>	<b>167,0</b>	<b>155,9</b>	<b>262,3</b>	<b>184,2</b>	<b>196,0</b>	<b>183,1</b>	<b>144,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>2.1.2 Autres investissements liés aux besoins de la charge locale</b>															
Wemindji		2 008	D-2007-72	0,9	3,3			19,3							
Wemindji - contribution client		2 008	D-2007-72	0,0	0,0	-19,8									
Poste Arnaud (AAI)		2006-2007	2005-06-29	36,1	1,2										
Hauterive (Alcoa)		2010-2012	D-2007-41	1,4	1,1	4,0	22,4	4,6	1,0	0,7	0,3				
Poste Anne Hébert		2010-2011	à venir	0,2	2,0	3,1	11,1	32,4	3,4	0,0					
Aj. Ligne Poste mistissini		2 010	à venir	0,1	1,5	7,5	12,9	11,9							
Aj. Ligne Poste mistissini - contribution client		2 010	à venir					-28,7							
Nouv. Poste 315-120 (zone Laval)		2 012	à venir	0,1	0,2	1,1	3,6	7,6	30,7	21,0					
Saint-Lin		2 008	D-2007-78	4,0	14,7	29,6									
Poste Vaudreuil-Soulanges		2 009	R-3635-2007	0,8	2,6	8,4	17,9								
St-Maxime		2 009	R-3634-2007	0,5	0,8	10,0	2,2	2,2							
Poste Bout-de-Île (Aj. Xfo 315-120)		2 009	à venir		0,4	2,8	18,2	0,1							
Alimentation Masson Erco		2 010	à venir	0,1	1,1	9,1	15,3	12,7							
Nouveau poste Mont tremblant		2 009	à venir	0,4	2,6	15,2	34,1								
nouveau poste (zone Brome) 120-25KV		2 014	à venir			0,1	0,2	0,2	1,1	3,3	17,4	14,0			
Poste Bout de île (nouv. Section 735 kV)		2 011	à venir		0,4	2,5	0,8	20,6	58,5						
nouveau poste (zone St-Jérôme Nord)		2 014	à venir					1,0	1,9	4,2	8,0	21,9			
nouveau poste (zone Laval Mille-îles Est)		2 012	à venir			0,5	2,2	4,4	8,8	13,0					
Poste Saraguay (nouv sect 315-120 kV)		2 008	D-2005-153 / 2005-08-31	2,1	11,0	25,3									
Client Éléonore		2 009	à venir		3,0	8,0	35,0								
Client Éléonore - contribution client		2 009	à venir		-3,0	-8,0	-24,0								
Nouveau poste (zone St-Janvier)		2 012	à venir			2,2	3,7	4,4	9,6	30,5					
Nouveau poste Irma Levasseur		2 015	à venir						0,8	1,6	2,7	72,0			
Ajout puissance Charge Locale nouveau poste		2011+						0,0	51,0	52,0	53,1	54,1	55,2	56,3	57,4
Autre Investissements de moins de 25M\$				1,7											
<b>TOTAL - Autres investissements liés aux besoins de la charge locale</b>				<b>269,6</b>	<b>154,5</b>	<b>274,2</b>	<b>305,4</b>	<b>142,8</b>	<b>316,0</b>	<b>275,5</b>	<b>230,3</b>	<b>242,6</b>	<b>277,2</b>	<b>206,3</b>	<b>207,4</b>
<b>2.2 Investissements liés aux besoins autres que ceux de la charge locale</b>															
<b>2.2.1 Intégration de la production des centrales autres que pour la charge locale</b>															
Intégration La Romaine (1530MW)		2014 +	à venir	8,5	5,2	6,2	12,6	13,5	13,0	106,0	268,7	338,4	106,8	286,9	347,6
Intégration La Romaine - contribution client			à venir									-387,5			-387,5
Intégration Rapide-des Cœurs et Ch. Allard (138 MW)		2 008	D-2006-36 / 2006-02-28	38,5	63,9	5,3	0,0	0,0	0,0						
Intégration Rapide-des Cœurs et Ch. Allard (138 MW) - contribution client		2 008	D-2006-36 / 2006-02-28			-43,2									
Intégration Péribonka (385 MW)		2007-2008	2006-02-01	80,8	78,5	11,0		1,3							
Intégration Péribonka (385 MW) - contribution client		2007-2008	D-2006-25 / 2006-02-01			0,9									
Intégration Eastmain 1A-La Sarcelle (903MW)		2011	à venir	2,8	3,4	8,1	32,5	119,5	9,9						
Intégration Eastmain 1A-La Sarcelle (903MW) - contribution client		2011	à venir						-11,3						
Eastmain 1 ( 480 MW)		2 006	D-2004-187 / 2004-09-07	148,3	3,8	0,5									
Interconnexion Ontario (1250 MW)		2 009	Prudemment acquis	57,3	69,0	246,5	67,4								
Inter connexion Ontario phase 2 (1250 MW)		2 010	à venir	0,4	5,8	15,8	101,9	110,1							
Ligne biterne L1108-1107 et 1377		2 011	à venir			0,1	2,1	9,0	27,0						
Ligne biterne L1108-1107 et 1377 - paiement client		2 011	à venir						-38,2						
Ligne P33C		2 010	à venir				13,7	7,2							
Intégration Toulousteuc 315 kV			D-2003-68 / 2003-04-04	131,1	1,1	0,2									
Investissements de moins de 25M\$				100,3	14,9	25,7	-0,7	-11,0	0,0	7,5	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL Intégration production des centrales autres que pour charge locale</b>				<b>568,0</b>	<b>245,7</b>	<b>277,1</b>	<b>229,5</b>	<b>249,8</b>	<b>0,4</b>	<b>113,5</b>	<b>289,2</b>	<b>-49,1</b>	<b>106,8</b>	<b>-100,6</b>	<b>347,6</b>
<b>TOTAL investissements générant des revenus</b>				<b>891,0</b>	<b>484,9</b>	<b>651,9</b>	<b>702,0</b>	<b>548,6</b>	<b>578,7</b>	<b>573,2</b>	<b>715,4</b>	<b>376,6</b>	<b>528,2</b>	<b>105,7</b>	<b>555,0</b>
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS</b>				<b>2 072,1</b>	<b>982,6</b>	<b>1 180,9</b>	<b>1 273,5</b>	<b>1 196,5</b>	<b>1 296,1</b>	<b>1 210,4</b>	<b>1 351,3</b>	<b>1 035,6</b>	<b>1 179,6</b>	<b>762,9</b>	<b>1 197,2</b>

1 Quant aux informations relatives au projet des lignes 1108-1107 et 1377, il est  
2 à souligner que ce projet est en cours d'évaluation et qu'au terme de celle-ci, il  
3 pourrait s'agir d'un projet ayant une double finalité, soit en croissance des  
4 besoins et en maintien des actifs. De ce fait, la contribution qui y est liée  
5 pourrait éventuellement être révisée en fonction des résultats de l'évaluation  
6 en cours.

7 Enfin, les tableaux 8 et 9 suivants présentent respectivement le sommaire des  
8 investissements planifiés par catégorie le sommaire des mises en service  
9 projetées par catégorie.

10 **Tableau 8 – Sommaire des investissements par catégorie à l'horizon 2017**  
11 **(M\$)**

CATÉGORIES (Millions)	Réel cumulé	Budget	Planifié									
	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Ne générant pas de revenus additionnels												
Maintien des actifs	494,7	334,7	401,2	421,6	473,2	499,8	532,9	543,7	523,0	541,4	547,2	532,2
Maintien et amélioration de la qualité excluant Verglas	105,7	62,3	70,3	82,4	58,0	45,4	35,0	47,1	71,0	45,0	45,0	45,0
Verglas	515,1	43,4	9,2	37,6	86,7	138,2	46,8	35,5	35,0	35,0	35,0	35,0
Respect des exigences	65,5	47,3	48,2	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Sous-total ne générant pas de revenus additionnels	1 181,1	497,7	529,0	571,6	648,0	713,4	644,6	656,3	659,0	651,4	657,2	642,2
Général des revenus additionnels												
Croissance des besoins	891,0	484,9	651,9	702,0	548,6	578,7	565,7	694,9	376,6	528,2	105,7	555,0
Total	2 072,1	982,6	1 180,9	1 273,5	1 196,5	1 292,0	1 210,4	1 351,3	1 035,6	1 179,6	762,9	1 197,2

12 **Tableau 9 – Sommaire des mises en services par catégorie à l'horizon 2017**  
13 **(M\$)**

CATÉGORIES (Millions)	Réel cumulé	Budget	Planifié									
	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Ne générant pas de revenus additionnels												
Maintien des actifs	425,5	324,0	404,9	380,9	522,9	561,7	581,8	609,4	540,0	558,9	572,5	557,5
Maintien et amélioration de la qualité excluant Verglas	96,1	55,2	70,1	80,3	82,4	64,0	39,9	43,0	45,0	27,4	27,4	27,4
Verglas	422,6	134,8	0,8	11,2	68,4	142,7	64,1	40,0	40,0	35,0	35,0	35,0
Respect des exigences	26,9	84,3	48,2	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Sous-total ne générant pas de revenus additionnels	971,0	598,3	524,1	502,3	703,7	798,4	715,9	722,4	655,0	651,3	664,9	649,9
Général des revenus additionnels												
Croissance des besoins	681,8	387,1	321,2	809,1	733,0	685,7	530,9	410,0	783,8	441,7	184,7	577,7
Total	1 652,8	985,4	845,3	1 311,5	1 436,6	1 484,2	1 246,8	1 132,5	1 438,8	1 093,0	849,5	1 227,6

### 14 **3.3 Prédiction des besoins de transport**

15 Le tableau 11 suivant présente la prédiction des besoins de transport à  
16 l'horizon 2017. Y sont distingués les besoins relatifs au service pour  
17 l'alimentation de la charge locale de ceux relatifs au service de transport de  
18 point à point à long terme.

1 **Tableau 11 – Prévion des besoins de transport (MW)**

Services de transport	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Charge locale	35 705	36 177	36 654	36 905	37 097	37 335	37 565	37 795	37 978	38 255
Point à point	591	2 153	4 049	4 340	4 340	4 340	4 340	4 340	4 340	4 340
Total	36 296	38 330	40 703	41 245	41 437	41 675	41 905	42 135	42 318	42 595

2 **3.4 Projection des taux d'inflation**

3 La projection des taux d'inflation est fournie au tableau 12 suivant.

4 **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
	%	%	%	%	%	%
2000	2,7	4,3	3,7	3,4	5,8	2,3
2001	2,6	1,0	1,1	2,8	1,1	2,4
2002	2,2	0,1	0,9	1,6	-1,3	1,5
2003	2,8	-1,2	3,5	2,3	3,2	1,6
2004	1,9	3,4	3,2	2,7	3,6	2,1
2005	2,2	1,5	3,1	3,4	4,9	2,8
2006	2,0	2,3	2,1	3,2	4,7	2,9
2007	2,0	0,4	1,2	1,7	1,1	2,1
2008	2,0	-0,5	1,6	1,9	2,7	2,0
2009	2,0	0,0	1,5	1,8	1,0	2,0
2010	2,0	0,2	1,3	1,8	0,4	2,0
2011	2,0	0,3	1,2	2,0	0,6	2,1
2012 et plus	2,0	1,5	1,7	1,9	1,0	1,9

1 **3.5 Impact tarifaire estimé des investissements projetés**

2 Le tableau 10 suivant présente l'impact tarifaire estimé pour les  
3 investissements projetés à l'horizon 2017.

4 Afin d'estimer l'impact tarifaire des investissements, le Transporteur prend en  
5 considération les besoins de transport ainsi que les coûts associés aux mises  
6 en services de ces investissements. Ces coûts comprennent l'amortissement,  
7 le coût du capital, la taxe sur le capital, la taxe sur les services publics ainsi  
8 que les charges d'exploitation.

9 Cette estimation indique que le coût unitaire pour l'ensemble de la période  
10 2008 à 2017 demeure inférieur au tarif en vigueur de 70,82 \$/kW. Aussi,  
11 suivant ces projections, le Transporteur n'anticipe pas d'impact à la hausse  
12 sur le tarif de transport.

13 **Tableau 10 – Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2017**

Années	Ajouts nets à la base de tarification (M\$)	Coût du capital <sup>1</sup> (M\$)	Amortis- sement (M\$)	Taxe sur le capital <sup>2</sup> (M\$)	Taxe sur les services publics <sup>3</sup> (M\$)	Charges d'exploitation (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2007								2 574	36 341	70,82
2008	287	-8	6	2	0	3	3	2 576	36 296	70,98
2009	737	11	18	3	2	11	45	2 618	38 330	68,31
2010	835	59	47	2	5	19	133	2 707	40 703	66,49
2011	876	109	56	0	10	26	202	2 775	41 245	67,29
2012	614	152	73	0	14	32	271	2 845	41 437	68,66
2013	524	190	87	0	17	35	330	2 903	41 675	69,67
2014	783	220	100	0	20	44	384	2 957	41 905	70,57
2015	461	259	107	0	23	47	436	3 010	42 135	71,44
2016	564	277	119	0	25	53	474	3 048	42 318	72,03
2017	564	277	119	0	25	53	474	3 048	42 595	71,56

Ensemble de la période 2008 à 2017

69,72

<sup>1</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,33 % proposé dans la présente demande, pièce HQT-9, Document 2

<sup>2</sup> Taxe sur le capital de 0,36 % en 2008, de 0,24 % en 2009, de 0,12 % en 2010 et de 0,00 % par la suite selon le budget 2007-2008 du gouvernement du Québec du 24 mai 2007, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section A, page 13

<sup>3</sup> Taxe sur les services publics de 0,55 % selon le budget 2005-2006 du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 133