

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de la Régie de l'énergie
(« Régie »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU**
 2 **RAPPORT ANNUEL 2014 DU TRANSPORTEUR**

- 3 **1. Références :** (i) Pièce HQT-2, document 3, p. 11 ;
 4 (ii) R-3823-2012, pièce CHQT-0030, tableau 21, p. 20.

5 **Préambule :**

- 6 (i) Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) présente les
 7 mises en service de l'année réelle 2014, pour un total de 1 786,3 M\$.
- 8 (ii) Le Transporteur présente les mises en service de l'année témoin 2014, pour un total
 9 de 2 307,4 M\$.

10 Le tableau ci-dessous indique les projets inclus aux références (i) et (ii).

En M\$ de dollars ou en %	Décision	2014						Variation 2014	
		Autorisée			Réelle			M\$	%
		Immobilisation	Contribution & autres	TTL	Immobilisation	Contribution & autres	TTL		
		R-3823-2012, HQT-7, doc 1, p.20			RA HQT2014, HQT2, doc 3, p.11				
Poste Châteauguay	D-2010-048	5,9		5,9	exclu			5,9	100%
Interconnexions HQT-MASS et HQT-NE (séc. transit intecx NY/NE 2400 MW)	D-2010-084	22,5		22,5	18,0		18,0	4,5	20%
Intégration du 2è appel d'offres éoliens (AO 2005-003)	D-2010-165	132,9	0,6	133,5	117,4		117,4	16,1	12%
Poste Bélanger	D-2011-026	130,9		130,9	exclu			130,9	100%
Pierre Le Gardeur	D-2011-032	77,2		77,2	54,4		54,4	22,8	30%
Ouverture du réseau de transport 315 kV sur le corridor Qc-Mi (Poste Boût-de-l'île)	D-2011-066	180,2		180,2	87,2		87,2	93,0	52%
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	D-2011-083	822,7	(82,3)	740,4	689,2	(61,5)	627,7	112,7	15%
Renforcement réseau alimentant parc industriel Bécancour	D-2011-120	14,2		14,2	5,4		5,4	8,8	62%
Renforcement de réseau de transport à 315 kV de l'Abitibi	D-2012-061	102,2		102,2	24,0		24,0	78,2	77%
Renforcement réseau 120 kV Palmarolle-Rouyn	D-2012-140	34,1		34,1	30,0		30,0	4,1	12%
Poste Manicouagan	D-2012-151	36,5		36,5	exclu			36,5	100%
Poste St-Césaire - Bedford	D-2012-152	91,1		91,1	68,3		68,3	22,8	25%
Poste Némiscau	D-2012-160	52,0		52,0	42,0		42,0	10,0	19%

11 **Demande :**

12 **1.1** Veuillez justifier précisément les variations de coût figurant au tableau ci-dessus.

13 **R1.1**

14 **Le tableau R1.1 présente les justifications relatives aux variations entre les**
 15 **mises en service réelles de l'année 2014 et celles prévues de l'année**
 16 **autorisée 2014 figurant au tableau du préambule.**

Tableau R1.1
Justifications des variations des mises en service de l'année 2014 (en M\$)

Projets du Transporteur	Décision	2014						Variation 2014		Explications
		Autorisée			Réelle			M\$	%	
		Immo.	Contribution int & autres	Total	Immo.	Contribution int & autres	Total			
		R-3823-2012, HQT-7, doc 1, p.20			RA HQT 2014, HQT-2, doc-3, p.11					
Poste Châteauguay - Réfection systèmes auxiliaires	D-2010-048	5,9		5,9	4,5		4,5	1,4	24%	Montant de mise en service de 4,5 M\$ inclus à la ligne « Autres » de la catégorie « MEE < 5 M\$ ».
Interconnexions HQT-MASS et HQT-NE	D-2010-084	22,5		22,5	18,0		18,0	4,5	20%	Écart principalement causé par la diminution de la provision selon l'avancement des activités.
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 (2e)	D-2010-165	132,9	0,6	133,4	117,4		117,4	16,0	12%	Écart principalement causé par une diminution de coûts de plusieurs parcs éoliens, par une libération de la provision suite à l'avancement des travaux ainsi que par un report de mises en service pour des travaux sur les protections causé par l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail survenu à l'automne 2014.
Poste Bélanger	D-2011-026	130,9		130,9	0,3		0,3	130,6	100%	Écart principalement causé par un retard dans la remise des équipements du fournisseur reportant la mise en service du poste en 2015. Devancement de la mise en service partielle de la ligne en 2013. Montant de mise en service de 0,3 M\$ inclus à la ligne « Autres » de la catégorie « MEE < 5 M\$ ».
Poste Pierre-Le Gardeur	D-2011-032	77,2		77,2	54,4		54,4	22,8	30%	Écart en partie causé par une réduction des coûts de l'ordre de 13 M\$ pour les lignes, tel que l'octroi de contrat pour les travaux de construction, l'approvisionnement d'acier pour le matériel majeur, libération de la provision suite à l'avancement des travaux. Report de mises en service de lignes et de postes en 2015 de l'ordre de 10 M\$ causé par des retards dans l'approvisionnement du matériel pour le poste ainsi que par l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail survenu à l'automne 2014.
Ouverture du réseau de transport 315 kV sur le corridor Québec-Montréal	D-2011-066	180,2		180,2	87,2		87,2	93,0	52%	Travaux sur la ligne et le poste reportés afin de maintenir le circuit sous tension pour la pointe hivernale 2015. Réduction de coûts d'approvisionnement sur les postes.
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	D-2011-083	822,7	(82,3)	740,4	689,2	(61,5)	627,7	112,7	15%	Report de la mise en service du poste aux Outardes et de ses travaux de lignes à 69 kV et 735 kV de 2014 à 2015 de l'ordre de 150 M\$, dû au maintien par le Transporteur des circuits sous tension pour la pointe hivernale 2015 considérant les risques d'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail à l'automne 2014. Écart également attribuable à une réduction de coûts de construction. Augmentation des coûts pour la ligne Arnaud - de la Romaine-2, causée par la complexité des travaux de lignes, la logistique des accès pour la réalisation des travaux et le déboisement.
Renforcement réseau alimentant parc industriel Bécancour	D-2011-120	14,2		14,2	5,4		5,4	8,8	62%	Devancement d'une partie de la mise en service de 2014 à 2013 de l'ordre de 6 M\$ et diminution de la provision suite à l'avancement des activités pour le poste Bécancour.
Renforcement réseau 315 kV de l'Abitibi	D-2012-061	102,2		102,2	24,0		24,0	78,2	77%	Report de la mise en service du poste Figury de 2014 à 2015 causé par un report d'activité du fournisseur.
Renforcement réseau 120kV Palmarolle-Rouyn	D-2012-140	34,1		34,1	30,0		30,0	4,1	12%	Libération de la provision suite à la finalisation du projet mis en service en 2014.
Poste Manicouagan	D-2012-151	36,5		36,5	0,3		0,3	36,2	99%	Report de la mise en service du compensateur synchrone CS24 en 2015 afin d'assurer la disponibilité des compensateurs synchrones CS24 et CS23 lors de la pointe hivernale 2015 ainsi que de maintenir l'échéancier prévu des travaux sur d'autres compensateurs synchrones dont celui de Lévis (CS31) prévu en 2015-2016.
Poste St-Césaire-Bedford	D-2012-152	91,1		91,1	68,3		68,3	22,8	25%	Report de la mise en service de 2014 à 2015 de l'ordre de 12 M\$ relié à l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail à l'automne 2014. Réduction de coûts de l'ordre de 16 M\$ reliée à l'attribution du contrat entrepreneur et à l'approvisionnement de l'acier ainsi qu'à la diminution de la provision suite à l'avancement des travaux de postes et de lignes.
Poste Némiscau - Remplacement compensateurs statiques	D-2012-160	52,0		52,0	42,0		42,0	10,0	19%	Devancement d'une partie de la mise en service de 2014 à 2013 de l'ordre de 5 M\$. Réduction de coûts de construction ainsi que libération de la provision suite à la finalisation des travaux.

1 **2. Référence :** Pièce HQT-2, document 3, p. 14.

2 **Préambule :**

3 Le Transporteur présente une analyse comparative de la base de tarification entre le réel 2014
4 et le montant autorisé 2014, lorsque mesurée selon la moyenne des 13 soldes.

5 **Demande :**

6 **2.1** La Régie comprend qu'un délai de mise en exploitation a pour effet de réduire la
7 moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs alors qu'un devancement a pour effet
8 d'augmenter cette moyenne. Veuillez expliciter les raisons des reports des mises en
9 services, eu égard aux écarts expliqués par le Transporteur aux notes a et b de la
10 référence.

11 **R2.1**

12 **Le tableau R2.1 présente les explications relatives aux reports des mises en**
13 **service, eu égard aux écarts de l'analyse comparative de la base de tarification**
14 **entre le montant de l'année réelle 2014 et le montant autorisé pour l'année**
15 **2014, lorsque mesurée selon la moyenne des 13 soldes mensuels.**

Tableau R2.1
Explications relatives aux reports de mises en service
lorsque mesurées selon la moyenne des 13 soldes mensuels

Principaux écarts	Écarts (en M \$)	Explications
(a) Postes	(295,3)	
Ouverture du réseau de transport 315 kV sur le corridor Qc-Mtl	(14,8)	Report de deux mois en 2014 de la mise en service partielle causé par l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail à l'automne 2014. Report de travaux sur le poste afin de maintenir le circuit sous tension lors de la pointe hivernale en 2015. Écart également attribuable à une réduction de coûts sur les postes, tels que les coûts d'approvisionnement.
Remplacement transformateurs de courant 735 kV	(12,9)	Mises en service reportées de 2013 à 2014 reliées à l'établissement d'une stratégie novatrice et moins coûteuse sur les fondations ainsi qu'à l'approvisionnement des transformateurs de courant. Écart également attribuable à des réductions de coûts reliées notamment à l'ingénierie interne et à l'approvisionnement.
Renforcement réseau 315 kV de l'Abitibi	(12,0)	Report de la mise en service du poste Figury de 2014 à 2015 causé par un report d'activité du fournisseur.
Poste Manicouagan	(38,2)	Report de travaux sur les systèmes connexes associés au compensateur synchrone CS23 en 2017 et report de la mise en service du compensateur synchrone CS24 en 2015 afin d'assurer la disponibilité des compensateurs synchrones CS24 et CS23 lors de la pointe hivernale 2015 ainsi que de maintenir l'échéancier prévu des travaux sur d'autres compensateurs synchrones dont celui de Lévis (CS31) prévu en 2015-2016.
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(33,6)	Report de la mise en service du poste aux Outardes de 2014 à 2015, dû au maintien par le Transporteur des circuits sous tension pour la pointe hivernale 2015 considérant les risques de l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail à l'automne 2014. Écart également attribuable à une réduction de coûts de construction.
Poste Bélanger	(104,5)	Écart principalement causé par le retard dans la remise des équipements par le fournisseur reportant la mise en service du poste en 2015.
Autres projets 2013 - soldes d'ouverture < 25 M\$	(79,3)	Report et réalisation de mises en service moins élevées que prévu.
(b) Lignes	(43,3)	
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(43,3)	Report d'un mois en 2014 et augmentation des coûts pour la ligne Arnaud - de la Romaine-2, causé par la complexité des travaux de lignes, la logistique des accès pour la réalisation des travaux et le déboisement. Report de la mise en service des travaux de lignes à 69 kV et 735 kV pour l'intégration aux postes aux Outardes de 2014 à 2015, le Transporteur a privilégié de maintenir les circuits sous tension pour la pointe hivernale 2015 considérant les risques de l'indisponibilité de la main d'oeuvre suite à un conflit de travail à l'automne 2014. L'écart est également attribuable à une réduction de coûts.

- 1 **3. Références :** (i) Pièce HQT-1, document 5, p. 3;
2 (ii) R-3823-2012, pièce HQT-6, document 2, tableau 7, p.17.

3 **Préambule :**

4 (i) Le Transporteur présente le niveau de son effectif annuel en équivalents temps complet
5 (ÉTC), qui est de 3 162. La Régie remarque que le niveau des ÉTC a augmenté de 77 ÉTC en
6 2014, par rapport à au réel 2013.

7 (ii) Pour l'année témoin 2014, le niveau de l'effectif annuel prévu du Transporteur était de
8 3 238 ETC.

9 **Demandes :**

10 **3.1** Pour 2014, la Régie constate un écart prévisionnel de 76 ÉTC. Veuillez fournir et
11 expliquer les composantes de l'écart de 76 ETC entre le réel 2014 (référence (i)) et
12 l'année témoin 2014 (référence (ii)).

13 **R3.1**

14 **L'écart au niveau des ÉTC, entre l'année témoin 2014 de la demande tarifaire**
15 **visant les années 2013 et 2014 (Dossier R-3823-2012) et l'année historique 2014**
16 **s'explique par un retard lié à la dotation. Également, le Transporteur tient à**
17 **préciser que l'impact de la décision D-2014-035, demandant une réduction des**
18 **salaires de base, implique une réduction théorique de 76 ÉTC, correspondant**
19 **également à l'écart à expliquer.**

20 **3.2** Veuillez fournir et expliquer les composantes de l'augmentation de 77 ÉTC entre les
21 années réelles 2013 et 2014.

- 1 **R3.2**
2 **Le tableau R3.2 présente l'évolution des ÉTC entre les années historiques 2013**
3 **et 2014.**

Tableau R3.2
Évolution des ÉTC 2013-2014

	ETC
Année historique 2013	3 085
Année historique 2014	3 162
Écart	77
Application de nouvelles normes CIP	14
Entretien de nouveaux actifs (La Romaine)	11
Poursuite des activités de maintenance	30
Ré-ordonnement d'activités de maintenance et autres	22

- 4 **3.3** Veuillez indiquer s'il est possible pour le Transporteur de présenter, dans les prochains
5 rapports annuels, l'évolution des ÉTC entre le réel et l'autorisé, incluant les
6 justifications des écarts.

- 7 **R3.3**
8 **Le Transporteur présentera les informations demandées dans ses prochains**
9 **rapports annuels.**

10 **4. Référence :** Pièce HQT-2, document 1.1, tableau 2, p. 6.

11 **Préambule :**

12 Le Transporteur présente une analyse comparative des résultats réglementaires et des revenus
13 requis pour l'année 2014.

14 **Demandes :**

- 15 **4.1** À l'aide d'un tableau, veuillez ventiler la rubrique « Charges brutes directes », selon ses
16 principales composantes et expliquer les écarts entre le réel 2014 et le montant autorisé
17 pour 2014 dans la décision D-2014-035.

1 **R4.1**

2 **Le tableau R4.1 présente la comparaison entre les charges brutes directes**
 3 **autorisées, selon la décision D-2014-049, et réelles pour l'année 2014.**

Tableau R4.1
Charges brutes directes 2014 (en M\$)

	D-2014-049 2014	Année historique 2014	Année historique vs D-2014-049
Masse salariale	417,1	411,4	(5,7)
Salaires de base	248,6	247,0	(1,6)
Temps supplémentaire	34,1	40,3	6,2
Primes et revenus divers	26,1	20,3	(5,8)
Régime d'intéressement corporatif	7,8		(7,8)
Régime de gestion de la performance	2,8	4,2	1,4
Autres	15,5	16,1	0,6
Avantages sociaux	108,3	103,8	(4,5)
Coût de retraite	61,6	56,0	(5,6)
Autres	42,3	42,7	0,4
Charges au titre des avantages complémentaires à la retraite - retraités	4,4	5,1	0,7
Autres charges directes	145,2	146,1	0,9
Dépenses de personnel et indemnités	11,7	12,9	1,2
Services externes	57,1	63,5	6,4
Stock, achats de biens, ressources financières, locations et autres	76,4	69,7	(6,7)
Total	562,3	557,5	(4,8)

4 **Masse salariale (5,7 M\$F)**

5 **En excluant l'écart favorable lié au coût de retraite (5,6 M\$), l'écart**
 6 **résiduel est seulement de 0,1 M\$ favorable. Au niveau de la force de**
 7 **travail, aucun écart n'est constaté au niveau des ÉTC (voir la réponse à**
 8 **la question 3.1). Toutefois, dû au déficit de dotation jusqu'à la mi-année,**
 9 **le Transporteur a dû recourir davantage au temps supplémentaire**
 10 **(6,2 M\$D) en lien avec le recalibrage et les stratégies de réalisation**
 11 **requis en cours d'année. Finalement, l'abolition du régime**
 12 **d'intéressement a engendré un écart favorable de 7,8 M\$.**

13 **Autres charges directes (0,9 M\$D)**

14 **Le Transporteur effectue une gestion globale de ses charges nettes**
 15 **d'exploitation et il peut être amené à ajuster ou réallouer certaines**
 16 **activités en cours d'année. L'écart défavorable au niveau des services**
 17 **externes (6,4 M\$D) s'explique, entre autres, par des interventions**
 18 **additionnelles en maîtrise de la végétation dans les emprises (5,2 M\$D).**
 19 **L'écart favorable à la rubrique Stocks, achats de biens, ressources**
 20 **financières (6,7 M\$F) provient notamment, des coûts des organismes de**
 21 **réglementation (2,3 M\$F), s'expliquant principalement par l'excédent**
 22 **cumulé libre d'affectation audité au 31 mars 2014 ainsi que par les frais**
 23 **des intervenants qui se sont révélés moins élevés que prévu. L'écart**
 24 **résiduel est lié à des réallocations budgétaires notamment entre les**
 25 **rubriques Dépenses de personnel et indemnités et Services externes.**

1 **4.2** À l'aide d'un tableau, veuillez ventiler la rubrique « Amortissement », selon ses
 2 principales composantes et expliquer les écarts entre le réel 2014 et le montant autorisé
 3 pour 2014 dans la décision D-2014-035.

4 **R4.2**

5 **Le tableau R4.2 présente la comparaison entre l'amortissement autorisé, selon**
 6 **la décision D-2014-049, et réel, par composante, pour l'année 2014.**

Tableau R4.2
Amortissement 2014 (en M\$)

	D-2014-049 2014	Année historique 2014	Année historique vs D-2014-049
Immobilisations corporelles en exploitation	961,4	922,9	(38,5)
Actifs incorporels	38,3	36,3	(2,0)
Actifs réglementaires	1,0	1,0	
Retraits d'actifs	70,0	64,6	(5,4)
Radiation de projets	10,0	15,1	5,1
Frais reportés	(7,7)	(7,2)	0,5
Total	1 073,0	1 032,7	(40,3)

7 **La réduction de 40,3 M\$ à la rubrique « Amortissement » entre le montant réel**
 8 **et le montant autorisé 2014 selon la décision D-2014-049 provient**
 9 **principalement des reports des mises en service de projets, notamment des**
 10 **mises en service prévues en 2013 qui ne se sont réalisées qu'en 2014, des**
 11 **décalages mensuels de mises en service prévues au cours de l'année 2014**
 12 **ainsi que des mises en service prévues en 2014 qui ne se réaliseront qu'en**
 13 **2015. Les reports de mises en service de projets ont également une incidence**
 14 **à la baisse sur les retraits de nature courante, comme expliqué à la pièce**
 15 **HQT-2, Document 13.**

16 **Une partie de l'écart provient également de la réalisation de mises en service**
 17 **de projets pour des montants moindres que prévu.**

18 **4.3** Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart des charges brutes directes
 19 au montant de 4,8 M\$ (favorable au Transporteur) entre le réel 2014 et le montant
 20 autorisé pour 2014 dans la décision D-2014-035. Veuillez faire le lien avec les écarts
 21 présentés à la question 3.1.

22 **R4.3**

23 **Voir la réponse à la question 4.1.**

24 **4.4** Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart des charges de service
 25 partagés au montant de 5,7 M\$ (favorable) entre le réel 2014 et le montant autorisé
 26 pour 2014 dans la décision D-2014-035.

1 **R4.4**

2 **Le tableau R4.4 présente la comparaison entre les charges de services**
 3 **partagés autorisées, selon la décision D-2014-049, et réelles pour l'année 2014.**

Tableau R4.4
Charges de services partagés 2014 (en M\$)

	D-2014-049 2014	Année historique 2014	Année historique vs D-2014-049
Groupe Technologie	133,6	130,3	(3,3)
Centre de services partagés	100,3	97,3	(3,0)
Unités corporatives	57,2	56,8	(0,4)
Hydro-Québec Équipement	11,4	14,2	2,8
Hydro-Québec Production	18,3	20,3	2,0
Hydro-Québec Distribution	11,0	11,5	0,5
Autre		0,2	0,2
Coût de retraite non réparti par produits	4,7	0,2	(4,5)
Total	336,5	330,8	(5,7)

4 **En excluant l'écart favorable de 4,5 M\$ visant le coût de retraite non réparti par**
 5 **produits, l'écart est de 1,2 M\$ favorable concernant l'enveloppe des charges de**
 6 **services partagés. Les écarts défavorables de coûts de certains fournisseurs**
 7 **sont en grande partie compensés par des écarts favorables de coûts d'autres**
 8 **fournisseurs.**

9 **Les écarts défavorables des charges de services partagés d'Hydro-Québec**
 10 **Équipement et d'Hydro-Québec Production s'expliquent respectivement par la**
 11 **réalisation plus élevée que prévu de travaux liés aux interventions de**
 12 **maintenance et par l'utilisation d'actifs à la centrale Cadillac. Quant aux écarts**
 13 **favorables liés aux charges de services partagés du Groupe Technologie et du**
 14 **Centre de services partagés, ceux-ci s'expliquent entres autres par des**
 15 **dépenses prévues initialement aux charges, mais dont la finalité s'est avérée**
 16 **aux investissements, par une consommation moins élevée que prévue pour**
 17 **certaines services et par le rendement sur les actifs des fournisseurs.**

18 **4.5** Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la diminution de la rubrique coûts
 19 capitalisés au montant de 11 M\$, entre le réel 2014 et le montant autorisé pour 2014
 20 dans la décision D-2014-035.

1 **R4.5**

2 **Le tableau R4.5 présente la comparaison entre les coûts capitalisés autorisés,**
 3 **selon la décision D-2014-049, et réels pour l'année 2014.**

Tableau R4.5
Coûts capitalisés 2014 (en M\$)

	D-2014-049 2014	Année historique 2014	Année historique vs D-2014-049
Prestations de travail	(153,7)	(144,2)	9,5
Sans coût de retraite	(140,6)	(131,3)	9,3
Coût de retraite	(13,1)	(12,9)	0,2
Gestion de matériel	(8,1)	(6,4)	1,7
Total	(161,8)	(150,6)	11,2
Heures prestation de travail aux investissements en k	1 143	1 154	11
Taux horaire moyen (\$)	134	125	(10)

4 **Le Transporteur a réalisé 11 k heures supplémentaires de prestation de travail**
 5 **aux investissements par rapport à l'autorisé, toutefois le taux horaire moyen,**
 6 **avec lequel le crédit de prestation de travail est porté aux investissements, a**
 7 **été moins élevé que prévu, ce qui a engendré un écart net défavorable de**
 8 **9,5 M\$ concernant la prestation de travail.**

9 **4.6** Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart de la rubrique
 10 amortissement au montant de 40,3 M\$ (favorable) entre le réel 2014 et le montant
 11 autorisé 2014 pour 2014 dans la décision D-2014-035.

12 **R4.6**

13 **Voir la réponse à la question 4.2.**

14 **4.7** Veuillez expliquer l'absence d'un montant autorisé à la rubrique « Frais reportés relatif
 15 au coût de mise en service de projets non-autorisés ».

16 **R4.7**

17 **Conformément au paragraphe 490 de la décision D-2014-035 portant sur le**
 18 **dossier R-3823-2012, la Régie a exclu de la base de tarification autorisée 2014**
 19 **les montants projetés liés aux mises en service des projets d'investissement**
 20 **suivants, puisqu'à la date de la décision précitée, aucun de ceux-ci n'avait été**
 21 **autorisé en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie :**

- 22 • **Intégration des parcs éoliens – Appel d'offres A/O 2009-02 ;**
- 23 • **Investissements liés au remplacement des liaisons hertziennes et à la**
 24 **modernisation des liaisons optiques – Enveloppe télécom. ;**
- 25 • **Poste Abitibi – Remplacement de transformateurs ;**
- 26 • **Ajout d'un compensateur statique – Boucle de Montréal ;**

- Sécurisation des installations – North American Electric Reliability Corporation (NERC) (normes CIP version 5).

Les quatre premiers projets énumérés ci-dessus rencontrent actuellement le critère d'une autorisation et comportent des données réelles au 31 décembre 2014. Ainsi, les coûts afférents à ces projets selon les données réelles au 31 décembre ont été inscrits au compte de frais reportés (« CFR ») hors base.

Voir à cet effet la pièce HQT-5, Document 1, révisée le 13 mars 2015, du dossier R-3903-2014.

Ainsi, pour l'année autorisée 2014, aucun montant n'apparaissait à la rubrique « Frais reportés relatif au coût de mise en service de projets non-autorisés » puisque l'inscription des montants au compte s'effectue seulement au moment où les critères sont rencontrés et ce, à une date ultérieure à la décision finale D-2014-049.

4.8 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart Facturation externe et autres éléments au montant de 4,3 M\$ (favorable) entre le réel 2014 et le montant autorisé pour 2014 dans la décision D-2014-035.

R4.8

Le tableau R4.8 présente la comparaison entre la facturation externe et autres éléments autorisés, selon la décision D-2014-049, et réels pour l'année 2014.

Tableau R4.8
Facturation externe et autres éléments 2014 (en M\$)

	D-2014-049 2014	Année historique 2014	Année historique vs D-2014-049
Frais corporatifs	29,4	29,5	0,1
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(2,6)	(0,6)	2,0
Facturation externe	(3,2)	(9,6)	(6,4)
Total	23,6	19,3	(4,3)

L'écart favorable de 6,4 M\$ lié à la facturation externe s'explique principalement par des gains réalisés suite à la vente de terrains.

Quant à l'écart défavorable de 2,0 M\$ visant les intérêts reliés au remboursement gouvernemental, celui-ci résulte de la modification des modalités de ce compte exigé par le décret gouvernemental 1329-2013 du 11 décembre 2013. Un protocole d'entente a été convenu stipulant que le gouvernement s'engage à verser le solde non amorti et les frais de financement d'ici le 15 octobre 2019 inclusivement. Ce protocole stipule également que le gouvernement effectuera, au plus tard le 30 mai de chaque année civile, un paiement minimum correspondant aux frais de financement pour cette année.

1 **4.9** Veuillez indiquer s'il est possible pour le Transporteur de présenter, dans les prochains
2 rapports annuels, une ventilation exhaustive des rubriques, similaire à la pièce B-0106
3 du dossier tarifaire R-3903-2014.

4 **R4.9**

5 **Le Transporteur présentera les informations demandées dans ses prochains**
6 **rapports annuels.**

7 **5. Référence :** Pièce HQT-2, document 2, page 3.

8 **Préambule :**

9 Le Transporteur présente la base de tarification réelle 2014, selon une moyenne des 13
10 soldes.

11 **Demande :**

12 **5.1** Veuillez indiquer s'il est possible pour le Transporteur de présenter, à partir du présent
13 rapport annuel, une base de tarification révisée, à la suite de la dernière décision
14 tarifaire.

15 **R5.1**

16 **La pièce HQT-7, Document 5 révisée du 14 mars 2014 du dossier R-3823-2012**
17 **présente la base de tarification révisée de l'année autorisée 2014 suite à la**
18 **décision D-2014-035.**

19 **6. Référence :** Pièce HQT-2, document 3, page 8.

20 **Préambule :**

21 La Régie comprend que la composante « contributions internes et autres » figurant à la pièce
22 en référence concerne notamment les contributions d'Hydro-Québec dans ses activités de
23 distribution d'électricité (le Distributeur) aux projets du Transporteur.

24 **Demandes :**

25 **6.1** Veuillez distinguer, à l'aide d'un tableau, les contributions réelles 2014 du Distributeur
26 aux projets du Transporteur, de celles qui ont été autorisées par la décision D-2014-
27 035. Veuillez expliquer les variations, le cas échéant.

28 **R6.1**

29 **Le tableau R6.1 présente les contributions réelles du Distributeur aux projets**
30 **du Transporteur pour l'année 2014 ainsi que celles qui ont été autorisées,**
31 **selon la décision D-2014-035, pour l'année 2014. Ce tableau est produit sous le**
32 **même format que celui du tableau 22 de la décision D-2015-017¹ à la page 91.**

¹ Dossier R-3903-2014.

Tableau R6.1
Contributions du Distributeur à des projets de raccordement 2014 (en M\$)

Contributions internes			
au 31 décembre 2014			
Composantes	D-2014-035	Réel	Écarts
Contributions avec le Distributeur			
Village cri Waskaganish	60,7	60,7	0,0
Premier appels d'offres éolien A/O 2003-02	28,9	29,8	1,0
Agrégation des projets du Distributeur	9,9	0,0	(9,9) (a)
Autres contributions	24,2	27,7	3,5
- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	(6,3)	(4,3)	2,0
- Autres	30,5	32,0	1,5
TOTAL	123,7	118,3	(5,4)

(a) Voir la réponse à la question 6,2

1 **Le Transporteur déposera cette conciliation des contributions des projets de**
 2 **raccordement avec ceux du Distributeur, sous ce même format, à compter du**
 3 **prochain rapport annuel, comme demandé par la Régie à la question 6.3.**

4 **6.2** Veuillez ventiler l'évaluation de la contribution requise du Distributeur, distinctement
 5 par projet, le réel 2014 et le montant autorisé 2014 (D-2014-035).

6 **R6.2**

7 **Le Transporteur présente l'information demandée comme suit :**

- 8 • le tableau R6.2-1 reflète l'estimation de la contribution requise du
- 9 Distributeur présentée dans le dossier R-3823-2012 (montant autorisé) ;
- 10 • le tableau R6.2-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise
- 11 présentée dans le dossier R-3903-2014 (réel 2014) ;
- 12 • le tableau R6.2-3 reflète les écarts entre les valeurs des tableaux
- 13 précédents.

14 **Le Transporteur rappelle que la contribution attendue du Distributeur, pour**
 15 **les projets de raccordement visant la charge locale, est celle découlant des**
 16 **projets mis en service en 2013.**

17 **La variation de la contribution entre le montant autorisé et le réel s'explique**
 18 **comme suit :**

- 19 • une augmentation, suite à la mise à jour du plan des charges et des
- 20 ressources, des charges de 13,1 MW aux postes satellites ce qui résulte
- 21 en une hausse de 7,5 M\$ de l'allocation maximale (en M\$) ;
- 22 • une diminution des coûts des projets de raccordement mis en service
- 23 de l'ordre de 14,7 M\$.

24 **Ces variations font en sorte que les coûts totaux réels pour les raccordements**
 25 **des projets de 2013, visant la charge locale, sont inférieurs à l'allocation**
 26 **maximale totale octroyée au Distributeur, telle que présentée dans le dossier**

- 1 R-3903-2014. Une contribution du Distributeur n'est conséquemment pas
 2 requise. Le détail de ces variations par projet est présenté au tableau R6.2-3.

Tableau R6.2-1
Estimation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2013
(dossier R-3823-2012)

Décision visée	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts Avril 2013	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	-	-	7,1	(7,1)
D-2010-161	Nouveau poste satellite St-Bruno-de-Montarville	91,0	52,0	52,7	(0,8)
D-2011-022	Nouveau poste satellite Lachenaie 315-25 kV	90,0	51,4	41,8	9,6
D-2011-084	Nouveau poste satellite Charlesbourg	82,5	47,1	55,4	(8,3)
-25 M\$	Poste satellite Lavaltrie	64,0	36,5	12,2	24,3
-25 M\$	Poste satellite Chénéville	7,7	4,4	6,2	(1,8)
D-2011-120	Renforcement Bécancour	-	-	20,0	(20,0)
-25 M\$	Poste satellite Lévis	40,5	23,1	10,9	12,2
-25 M\$	Poste satellite Dubuc	9,6	5,5	6,4	(0,9)
D-2012-018	Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	-	-	24,6	(24,6)
-25 M\$	Poste satellite Landry	18,2	10,4	18,0	(7,6)
Rec. Sept. 2010	Poste satellite Mont-Royal	60,3	34,4	29,1	5,3
-25 M\$	Renf. Abitibi ph. 1 - Poste Figury	-	-	7,7	(7,7)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	87,6	22,3	3,7	18,6
	Sous-total	551,4	287,2	295,8	(8,6)
	Plus 15% des frais d'exploitation et d'entretien				(1,3)
	Contribution requise du Distributeur (estimation)				9,9

Tableau R6.2-2
Évaluation de la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2013
(dossier R-3903-2014)

Décision visée	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Avril 2014	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	-	-	7,4	(7,4)
D-2010-161	Nouveau poste satellite St-Bruno-de-Montarville	91,0	52,0	52,3	(0,4)
D-2011-022	Nouveau poste satellite Lachenaie 315-25 kV	90,0	51,4	41,4	10,0
D-2011-084	Nouveau poste satellite Charlesbourg	77,8	44,4	51,1	(6,7)
-25 M\$	Poste satellite Lavaltrie	45,7	26,1	12,5	13,6
-25 M\$	Poste satellite Chénéville	9,5	5,4	6,1	(0,7)
D-2011-120	Renforcement Bécancour	-	-	15,8	(15,8)
-25 M\$	Poste satellite Lévis	66,8	38,1	11,7	26,5
-25 M\$	Poste satellite Dubuc	11,1	6,3	5,6	0,8
D-2012-018	Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	-	-	26,3	(26,3)
-25 M\$	Poste satellite Landry	26,8	15,3	16,0	(0,7)
Rec. Sept. 2010	Poste satellite Mont-Royal	64,0	36,5	27,6	8,9
D-2012-061	Renf. Abitibi ph. 1 - Poste Figury	-	-	4,5	(4,5)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	81,8	19,0	2,8	16,2
	Sous-total	564,5	294,6	281,1	13,6
	Plus 15% des frais d'exploitation et d'entretien				S/O
	Contribution requise du Distributeur				S/O

Tableau R6.2-3
Ventilation des écarts entre l'estimation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2013

Décision visée	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts Avril 2013	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	-	-	0,2	(0,2)
D-2010-161	Nouveau poste satellite St-Bruno-de-Montarville	-	-	(0,4)	0,4
D-2011-022	Nouveau poste satellite Lachenaie 315-25 kV	-	-	(0,4)	0,4
D-2011-084	Nouveau poste satellite Charlesbourg	(4,7)	(2,7)	(4,3)	1,6
-25 M\$	Poste satellite Lavaltrie	(18,3)	(10,5)	0,2	(10,7)
-25 M\$	Poste satellite Chénéville	1,8	1,0	(0,1)	1,2
D-2011-120	Renforcement Bécancour	-	-	(4,2)	4,2
-25 M\$	Poste satellite Lévis	26,3	15,0	0,8	14,2
-25 M\$	Poste satellite Dubuc	1,5	0,8	(0,8)	1,6
D-2012-018	Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	-	-	1,7	(1,7)
-25 M\$	Poste satellite Landry	8,6	4,9	(2,0)	6,9
Rec. Sept. 2010	Poste satellite Mont-Royal	3,7	2,1	(1,4)	3,6
-25 M\$	Renf. Abitibi ph. 1 - Poste Figury	-	-	(3,2)	3,2
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	(5,8)	(3,3)	(0,9)	(2,4)
	Sous-total	13,0	9,7	(14,7)	22,2

1 **6.3** Afin de faciliter la distinction des contributions, veuillez indiquer s'il est possible pour
 2 le Transporteur de déposer, à compter du prochain rapport annuel, la conciliation des
 3 projets de raccordement du Transporteur avec ceux du Distributeur, sous le même
 4 format que celui déposé au tableau 22 de la D-2014-035, à la page 91.

5 **R6.3**
 6 **Voir la réponse à la question 6.1.**

- 7 **7. Références :** (i) Pièce HQT-1, document 3, p. 4;
 8 (ii) Dossier R-3903-2014, pièce B-0027, p. 5, Prévision 2014
 9 révisée;
 10 (iii) Dossier R-3903-2014, pièce B-0027, p. 7;
 11 (iv) Pièce HQT-2, document 8.

12 **Préambule :**

13 Le tableau suivant compare les besoins des services de transport de point à point pour l'année
 14 2014 selon les références (i) et (ii).

**Comparaison des besoins réels et prévus
des services de transport de point à point de 2014**

Services de transport de point à point	Besoins 2014 réels Référence (i)	Besoins 2014 prévus Référence (ii)	Écarts Réf. (i) - Réf. (ii)
Annuel ferme	4 675 MW	4 675 MW	-
Mensuel ferme et non ferme	213 MW	128 MW	85 MW
Hebdomadaire ferme et non ferme	491 MW	385 MW	106 MW
Quotidien ferme	1 197 MW	984 MW	213 MW
Quotidien non ferme	5 400 MW	2 693 MW	2 707 MW
Horaire non ferme	2,6 x 10 ⁶ MW	3,5 x 10 ⁶ MW	-0,9 x 10 ⁶ MW

1 (iii) Le Transporteur mentionne :

2 « Pour l'année 2014, le Transporteur effectue une mise à jour de la prévision des besoins des
3 services de transport de point à point à court terme en fonction des réservations effectuées
4 pour les six premiers mois de l'année et d'une anticipation de celles à venir au cours des six
5 derniers mois. » [nous soulignons]

6 (iv) Le Transporteur dépose, sous format électronique, les transactions du service de point
7 à point de l'année 2014.

8 **Demandes :**

9 **7.1** Veuillez expliquer les écarts importants constatés pour 2014 entre les références (i) et
10 (ii) à l'égard de ces services.

11 **R7.1**

12 **En qui a trait aux besoins des services de transport de point à point,**
13 **la référence (i) présente les besoins réels pour l'année 2014, tandis que la**
14 **référence (ii) présente la prévision pour l'année 2014.**

15 **Dans le cadre de la prévision des besoins des services de transport de point à**
16 **point à court terme, comme indiqué à la page 7 de la référence (ii),**
17 **le Transporteur a tenu compte des réservations effectuées pour chacun de ces**
18 **services au cours des six premiers mois de l'année. Pour les mois suivants, il**
19 **a anticipé que les besoins de transport surviendraient tous dans le cadre du**
20 **service horaire non ferme, ce qui explique les écarts dans le tableau en**
21 **préambule pour les services mensuels, hebdomadaires et quotidiens.**

22 **Quant à l'écart pour le service horaire non ferme, une partie des besoins de**
23 **transport anticipés pour ce service s'est traduite en réservations dans le cadre**
24 **des autres services à court terme, comme expliqué précédemment. De plus, un**

1 **volume de réservations moins important est survenu pour la dernière portion**
2 **de l'année.**

3 **7.2** Veuillez présenter une synthèse de l'information déposée à la référence (iv) en faisant
4 le lien avec les valeurs annuelles présentées la référence (i).

5 **R7.2**

6 **La réponse est présentée à la pièce HQT-2, Document 8 révisée, qui est**
7 **déposée sous format électronique seulement.**

8 **8. Références :** (i) Pièce HQT-1, document 4, p. 3;
9 (ii) Dossier R-3903-2014, pièce B-0023, p. 11, Tableau 1.

10 **Préambule :**

11 (i) Le nombre total de postes de transport au 31 décembre 2014 est établi à 519 postes.

12 (ii) Selon le tableau montrant l'évolution des postes et des lignes par niveau de tension de
13 2013 à 2015, le nombre total de postes de transport prévu au 31 décembre 2014 est établi à
14 521 postes.

15 Le tableau suivant montre les écarts entre les références (i) et (ii) à l'égard des postes de
16 transport, selon le niveau de tension.

**Nombre de postes de transport
par niveau de tension au 31 décembre 2014**

Tension	Réel (selon la réf. (i))	Prévu (selon la réf. (ii))	Écarts Réf. (i) - Réf. (ii)
765 et 735 kV	39	40	-1
450 kV c.c.	2	2	0
315 kV	70	72	-2
230 kV	54	54	0
161 kV	43	43	0
120 kV	218	217	+1
69 kV et moins	93	93	0
Total	519	521	-2

1 **Demande :**

2 **8.1** Veuillez expliquer les écarts constatés, par niveau de tension, entre les nombres réels
3 et prévus de postes de transport au 31 décembre 2014.

4 **R8.1**

5 **Les mises en service du nouveau poste aux Outardes à 735 kV, du nouveau**
6 **poste Henri-Bourassa à 315/25 kV ainsi que de la nouvelle section à 315/120 kV**
7 **au poste Bélanger, initialement prévues en 2014, ont été reportées à 2015. Il est**
8 **à noter que la nouvelle section à 315-120 kV remplacera le poste Bélanger à**
9 **120-25 kV, ce qui explique également l'écart relatif aux postes à 120 kV tant et**
10 **aussi longtemps que cette mise en service est reportée.**

11 **9. Références :** (i) Pièce HQT-1, document 7;
12 (ii) Pièce HQT-2, document 5;
13 (iii) Pièce HQT-2, document 6;
14 (iv) Hydro-Québec Rapport annuel 2013, p. 2, note c.

15 **Préambule :**

16 (i) Le Transporteur présente le bilan offre-demande en puissance sur le réseau de
17 transport, lors de la pointe annuelle du 22 janvier 2014 à 8h. La charge locale (interruptions
18 et pertes incluses) s'élève à 38 746 MW.

19 (ii) Le Transporteur présente le tableau regroupant les pointes réelles et normalisées avec
20 pertes ajoutées pour chaque mois de l'année 2014. La pointe mensuelle réelle atteint
21 38 746 MW en janvier 2014.

22 (iii) Le Transporteur présente le tableau regroupant les puissances maximales appelées à
23 chaque mois de l'année 2014. La puissance maximale appelée atteint 38 746 MW en janvier
24 2014.

25 (iv) Hydro-Québec présente les besoins québécois de puissance à la pointe : « [...] *La*
26 *pointe d'une période donnée est déterminée d'après des mesures à intervalles fixes. Celle de*
27 *l'hiver 2013-2014 s'est établie à 39 031 MW le 22 janvier 2014 à 8 h, après que la charge*
28 *transitée sur le réseau eut momentanément atteint 39 240 MW à 7 h 26.*»

29 **Demandes :**

Veuillez indiquer la manière dont est déterminée la valeur de la pointe de la charge locale
présentée dans le bilan offre-demande présenté en (i) et indiquer la raison pour laquelle elle
diffère de la valeur des besoins québécois de puissance à la pointe présentée en (iv).

30 **R9.1**

31 **La charge locale présentée à la pièce HQT-1, Document 7 et à la référence (i)**
32 **représente la valeur lors la pointe du réseau de transport du 22 janvier 2014**
33 **à 8h.**

1 Les besoins du réseau de transport sont constitués des besoins de transport
2 de la charge locale et de ceux de point à point. Dans chacun de ces cas, les
3 puissances (en MW) sont déterminées d'après des mesures à intervalles fixes
4 au début de chaque heure.

5 Par ailleurs, à titre informatif en ce qui a trait aux besoins québécois à la
6 référence (iv), le Transporteur comprend qu'ils ne tiennent pas compte des
7 besoins de transport de point à point, mais intègrent d'autres éléments,
8 comme les réseaux autonomes et la consommation des centrales.

9 En outre, le rapport annuel du Transporteur présente la charge locale lors de la
10 pointe du réseau de transport au cours de l'année civile (du 1^{er} janvier au
11 31 décembre), tandis que le rapport annuel d'Hydro-Québec présente la pointe
12 des besoins québécois au cours de l'hiver (du 1^{er} décembre au 31 mars).

13 La valeur de la charge locale lors de la pointe du réseau de transport peut ainsi
14 être différente et survenir à un autre moment que la pointe des besoins
15 québécois.

16 **9.1** Veuillez indiquer la manière dont sont déterminées les valeurs mensuelles de la
17 charge locale présentées en (ii) et les puissances maximales appelées présentées en
18 (iii).

19 **R9.2**

20 Le tableau à la pièce HQT-2, Document 5, mentionné à la référence (ii),
21 présente la charge locale à la date et l'heure où la pointe du réseau de
22 transport survient à chaque mois.

23 Le tableau à la pièce HQT-2, Document 6, mentionné à la référence (iii),
24 présente le maximum par mois de la charge locale.

25 Le Transporteur souligne que ces informations sont déterminées à partir de
26 données horaires au début de chaque heure et que le mode de présentation est
27 en continuité avec les rapports annuels antérieurs.

28 Voir également la réponse à la question 9.2.1.

29 9.2.1 Veuillez indiquer la raison pour laquelle certaines valeurs sont identiques et
30 d'autres différentes.

31 **R9.2.1**

32 La pointe du réseau de transport n'arrive pas toujours en même temps que le
33 maximum de la charge locale par mois. Ainsi, la valeur de la charge locale lors
34 de la pointe du réseau de transport peut être identique ou non au maximum de
35 la charge locale par mois. À titre d'exemple :

36 • au mois de janvier, la pointe du réseau de transport survient le
37 22 janvier 2014 à 8h et la charge locale est alors de 38 746 MW à la
38 référence (ii) ; le maximum de la charge locale pour ce mois est
39 également de 38 746 MW à la référence (iii) ;

40 • au mois de mars, la pointe du réseau de transport survient le 17 mars
41 2014 à 8h et la charge locale est alors de 34 122 MW à la référence (ii) ;
42 le maximum de la charge locale est de 34 344 MW à la référence (iii), ce

1 **qui diffère de la charge locale lors de la pointe du réseau de transport**
2 **pour ce mois.**

3 9.2.2 Veuillez indiquer la raison pour laquelle la charge transitée sur le réseau
4 momentanément à 7h26 le 22 janvier, en référence (iv) est supérieure à la puissance
5 maximale appelée en janvier 2014, en référence (iii).

6 **R9.2.2**

7 **Tout d'abord, ce sont des charges avec des composantes distinctes,**
8 **présentées à des moments différents.**

9 **La référence (iv) vise le Rapport annuel 2013 d'Hydro-Québec. Comme précisé**
10 **au préambule en (iv), il s'agit s'une charge atteinte momentanément (à 7h26)**
11 **pour les besoins québécois.**

12 **La pièce HQT-2, Document 6, du Rapport annuel 2014 du Transporteur,**
13 **mentionnée à la référence (iii), présente le maximum par mois incluant celui de**
14 **janvier pour la charge locale, déterminé à partir de données horaires (au début**
15 **de chaque heure), comme indiqué en réponse à la question 9.2.**