Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie de l'énergie (« Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC (LE TRANSPORTEUR) RELATIVE À LA POLITIQUE D'AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

CADRE RÉGLEMENTAIRE

1. Références : (i) Pièce B-0016, p. 10.

Préambule :

(i) *« Les engagements et les contributions financières des clients du service de transport sont constatés, comme prévu aux Tarifs et conditions, dans des conventions de services, des ententes de raccordement ou d'accroissement de puissance pour les propriétaires de centrales ou des ententes administratives avec le Distributeur dans le cas d'appels d'offres ou de programmes d'achat.*

Les clients du service de transport, qui conviennent avec le Transporteur d'ententes de raccordement ou de conventions de services de transport pour les projets d'ajouts au réseau, bénéficient de cadres contractuels constitués qui déterminent leurs contributions financières aux projets qui les concernent. »

Demandes :

1.1 Veuillez produire l'entente type de raccordement de centrales.

R1.1

L'entente type de raccordement de centrales est présentée à la pièce HQT-4, Document 1.1.1.

PRINCIPES

2. Références : (i) Pièce B-0015, p. 5;
(ii) Pièce B-0022, p. 18;
(iii) Pièce B-0022, p. 19.

Préambule :

(i) *« R1.4*

Section II of the Direct Testimony of Judy W. Chang discusses the general principles used to guide the allocation of costs for network upgrades in the U.S. In general, there are two general principles that guide the allocation of costs for transmission network upgrades. These include :

1) Ensure equitable treatment and non-discriminatory open access to the transmission system and;

2) Protect existing customers from undue cost burdens induced by other customers that request transmission service.The above principles were outlined by FERC as part of the electric sector restructuring that occurred during the early 1990s and were designed to ensure that its « transmission pricing policies promote economic efficiency [and] reflect a reasonable allocation of transmission costs among transmission users. » FERC has not altered these policies fundamentally since then.

Specifically, FERC designed the « higher of » pricing policy as part of its transmission policy during the restructuring era. The goal of the « higher of » policy is to ensure that existing (and growing) native load was protected, while the wholesale market developed during the restructuring, allowing new transmission users to interconnect to the existing transmission network that was dominantly funded by existing native load. FERC's « higher-of » pricing policy maintains the principles stated above by allowing the transmission provider to charge a customer the higher of the « embedded cost » and the « incremental cost » of the network upgrade project. <u>That is, if the incremental cost of the upgrade caused by the customer's new service request is greater than the embedded cost, the transmission service provider has the option to charge the requesting customer the incremental cost of the system upgrades that the customer had induced. If the incremental cost associated with the system upgrade is lower than embedded cost, the transmission provider can charge the embedded cost. Thus, the transmission service provider may charge the higher of the embedded or the incremental cost, but not both.</u> [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez fournir, par une illustration chiffrée, un exemple d'application du principe du « higher of » de la FERC pour des transporteurs d'électricité sous sa juridiction. En particulier, veuillez détailler, pour chacun des cas prévus dans le préambule, le calcul des coûts que doit supporter d'une part, le client concerné par les ajouts au réseau et d'autre part, le transporteur.

R2.1

Under FERC's « higher of » policy, a transmission provider charges the higher of the incremental cost rate or the embedded cost-rate with the cost of the upgrades rolled-in.

Table 1 below shows an illustrative example of how FERC's « higher of » policy has been implemented. For a hypothetical $80 million incremental upgrade requested by a Point-to-Point customer, for a 100 MW, 20-year transmission service agreement.

FERC does not prescribe a specific methodology for implementing the « higher of » principle. However, the illustrative example shown in Table 1 is based on an FERC-approved methodology in FERC Docket No. ER03-363, but with cost of capital, tax rate and O&M assumptions that are consistent with HQT's numbers.

In Table 1, the rolled-in rate with the new upgrade is compared to the incremental rate. First, the levelized incremental rate for a 100 MW, $80 million project is calculated, as shown in Row [e]. For illustration purposes, the levelized incremental rates in this example is calculated using HQT's cost of capital, tax rate and O&M percentage. Next, using HQT's current System

Average Rate in Row [f] and the 2014 Revenue Requirement in Row [g], the table shows that the rolled-in rate, with the cost of the $80 million project included, would increase the existing $74.65/kW-year rate (shown in Row [f]) to $74.66/kW-year (shown in Row [i]). Thus, with the higher of policy, it is expected that the transmission provider would charge the Point-to-Point customer the incremental rate, which is the $80.75/kW-year.

Table 1:
FERC's "Higher Of" Methodology Calculation

	Assumptions:	
	Cost of Capital:	5.67%
	Tax Rate:	3.99%
	O&M Percentage:	15.00%
	FERC's Higher-Of	
[a]	Project Cost ($ Millions)	80.0
[b]	Project Billing Units (MW)	100
[c]	Project Cost ($/kW)	800.0
[d]	Service Length (Years)	20
[e]	Levelized Incremental Rate ($/kW-Year)	80.75
[f]	System Average Rate ($/kW-Year)	74.65
[g]	2014 Revenue Requirement ($ Million)	3,138.80
[h]	Billing Units (MW)	42,047
[i]	Rolled-in Rate ($/kW-Year)	74.66
[j]	Incremental Rate Charged (Y/N)	Y

Notes:

Cost of Capital, Tax Rate and O&M taken/calculated from HQT-2, Table 1.
[a] - [b], [d]: Assumed.
[c] = [a] x 1,000 / [b].
[e]: See Table 2. This is the levelized incremental rate using the project cost in [c].
[f]: Current HQT Tariff.
[g]: See http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports_annuels/rapp_ann_2013-
[h] = [f] x 1,000 / [g].
[i] = (([e] x [b]/1,000) + [g]) x 1,000/([h] + [b]).
[j]: If [e] is > [i], then Y, otherwise, N.

Table 2 below shows the derivation of the levelized incremental rates utilizing the FERC-approved methodology. The first column shows the project cost with tax gross up. The second shows the net present value of the O&M over the 20-year period of the transmission service agreement. The third column shows the levelized annual revenue requirement which is calculated by amortizing the sum of the project value with tax gross up and O&M over the 20-year period. The final column of the table shows the levelized incremental rate.

Table 2:
Calculated Levelized Incremental Rate
Under "Higher Of" Methodology

Assumptions:	
Estimated Project Cost ($)	80,000,000
Before Tax CoC	5.67%
O&M Expense Rate	1.27%
Tax Rate	3.99%
Associated Project Billing Units (MW)	100

Investment w/ Tax Gross Up	O&M NPV	Term	Levelized Annual Revenue Requirement	Levelized Rate/kW-Year
$83,188,754	$11,999,685	20	$8,075,365	$80.75

Notes:

Investment with Tax Gross Up equal to Estimated Project Cost x 3.99% plus original project cost.
O&M NPV is the NPV of the O&M over the specified period.
Annual revenue is calculated as the ammortization of the investment w/ tax gross up plus O&M NPV at the before tax CoC.
The Rate/kW-year is calculated by taking the annual revenue divided by 100,000 kW.

2.2 Veuillez comparer les résultats obtenus avec ceux qui l'auraient été avec la proposition du Transporteur.

R2.2

Table 3 below compares the results using the FERC's higher-of policy with HQT's upgrade policy for the same $80 million incremental upgrade requested by a Point-to-Point customer for a 100 MW, 20 year transmission service agreement, as presented in response to 1.1.

Table 3:
HQT vs. FERC's "Higher Of" Methodology Comparison

	Assumptions:	
	Cost of Capital:	5.67%
	Tax Rate:	3.99%
	O&M Percentage:	15.00%
	HQT's Methodology	
[a]	Project Cost ($ Millions)	80.0
[b]	Project Billing Units (MW)	100
[c]	Service Length (Years)	20
[d]	Max Allowance ($/KW)	598
[e]	Max Amount ($ Million)	59.8
[f]	Rolled-in and Recovered through Rates	59.8
[g]	Total Cost Recovered	80.0
[h]	Customer Contribution (before O&M & Taxes)	20.2
	FERC's Higher-Of	
[i]	Project Cost ($ Millions)	80.0
[j]	Project Billing Units (MW)	100.0
[k]	Project Cost ($/kW)	800.0
[l]	Service Length (Years)	20.0
[m]	Levelized Incremental Rate ($/kW-Year)	80.75
[n]	System Average Rate ($/kW-Year)	74.65
[o]	2014 Revenue Requirement ($ Million)	3,138.80
[p]	Billing Units (MW)	42,047
[q]	Rolled-in Rate ($/kW-Year)	74.66
[r]	Incremental Rate Charged (Y/N)	Y
[s]	Difference between Incremental and System Avg Rates ($/kW-Year)	6.10
[t]	Annual Difference between Incremental and System Avg ($ Million)	0.61
[u]	NPV of Annual Amount Diff ($ Million)	7.19
[v]	NPV of Annual Amount Diff Less O&M and Taxes ($ Million)	6.05

Notes:

Cost of Capital, Tax Rate and O&M taken/calculated from HQT-2, Table 1.
[a] - [c], [i] - [j], [l]: Assumed.
[d]:Maximum allowance.
[e] = [b] x [d] / 1,000.
[f] = [e].
[g] = [h] + [f].
[h] = max of zero and [a] - [e].
[k] = [i] x 1,000 / [j].
[m]: See IR 1.1, Table 2. This is the levelized incremental rate using the project cost in [k].
[n]: Current HQT Tariff.
[o]: See http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports_annuels/rapp_ann_2013-2014_ang.pdf
[p] = [n] x 1,000 / [o].
[q] = (([m] x [j]/1,000) + [o]) x 1,000/([p] + [j]).
[r]: If [m] is > [q], then Y, otherwise, N.
[s] = [m] - [n].
[t] = [s] x [j] / 1,000.
[u] = PV of [t] using assumed cost of capital, over 20 years.
[v] = PV of [u] using assumed cost of capital, over 20 years, excluding O&M and Taxes.

As shown in the table above, under HQT's upgrade policy approved by the Régie, a customer triggering the upgrade would provide Contribution (before O&M and taxes) of $20.2 million (row [h]) while $59.8 million (row [f]) of the project cost would be rolled into embedded rate base and recovered through tariff rates charged. In the case of FERC's higher-of policy, the customer would be charged the levelized incremental rate of $80.75/kW (row [m]) and result in the customer paying an incremental $6.05 million (before O&M and taxes) (row [v]) in net present value relative to the net present value of paying the embedded system rates over the 20-year period.

Being similar in principle, FERC's higher-of and HQT's Maximum Allowance both result in requesting the customer to pay an incremental amount for the same triggered hypothetical network upgrade.

However, the specific application of FERC's higher-of policy in the hypothetical example is different from the HQT's Maximum Allowance, which results in different amount of incremental cost paid by the requesting customer ($20.2 million under HQT's Maximum Allowance vs $6.05 million under the hypothetical example of FERC's higher-of policy). The hypothetical example of the FERC's higher-of policy assumes a flat benchmark system average rate across the contract period, while the HQT's Maximum Allowance calculation uses a traditional declining revenue requirement, as approved by the Régie.

HQT's Maximum Allowance calculation produces conservatively higher incremental payment, compared to the amount implicit under the FERC's higher-of policy, in respect of the regulatory history and requirements in Québec. The method used to calculate the Maximum Allowance is conservative in the sense that it better protects existing customers from excess upgrades costs caused by one customers' service request. This conservatism is also consistent with the fact that the method is applied to both native load and point-to-point, as requested by the Régie, whereas in the U.S., the FERC's higher-of policy is typically only applied to Point-to-Point transmission service.

2.3 Veuillez préciser à quel moment les paiements du coût des ajouts sont versés par le client concerné.

R2.3

In the U.S., a point-to-point customer pays for the cost of the upgrade through the transmission tariffs during the term of its service contract. It is my understanding that in Quebec, a point-to- point customer pays for the rolled-in portion of the upgrade cost through the transmission tariffs during the term of its service contract and also pays a Contribution for the costs above the Maximum Allowance at the time of the commissioning of the transmission project.

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE L'ALLOCATION MAXIMALE

3. Références : (i) Pièce B-0015, p. 6 à 9;

Préambule :

(i) *« La valeur actualisée des coûts d'exploitation et d'entretien du Transporteur est prise en compte aux fins de l'établissement de l'allocation maximale. Le Transporteur considère que les coûts d'exploitation et d'entretien sur 20 ans correspondent en moyenne à 15 % de l'investissement. Cette donnée paramétrique est utilisée depuis le dossier R-3401-98. Le Transporteur a alors indiqué que le pourcentage établi en 2001 en ce qui a trait à la proportion des charges d'exploitation et d'entretien occasionnée par des ajouts au réseau par rapport au coût de l'investissement correspondait à 18 %. Le Transporteur a proposé d'utiliser une proportion de 15 %, car les coûts d'exploitation et d'entretien de même que l'utilisation du réseau de transport sont des données variables, ce qui a été retenu jusqu'à présent.*

Pour l'année 2012, les coûts d'exploitation et d'entretien sont de 9,11 $/kW (380,2 M$/41 744 MW), <u>ce qui correspond sur une base annuelle à 1,6 % de l'investissement.</u> Les données utilisées pour illustrer cette proportion sont les coûts directs d'exploitation et de maintenance de même que la somme des besoins de transport prévus. Actualisés sur une période de 20 ans avec un taux du coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 % pour l'année 2012, ces coûts correspondent à 19 % de l'investissement. Ainsi, le Transporteur propose de maintenir le taux pour les coûts d'exploitation et d'entretien à 15 % de l'investissement. » [nous soulignons]

[…]

2.4 Veuillez fournir les données de base (coûts directs d'exploitation et de maintenance, somme des besoins de transport prévus, taux du coût moyen pondéré du capital prospectif) ainsi que les résultats obtenus pour le taux des coûts d'exploitation et d'entretien, en $/kW, pour chacune des années 2001 à 2012.

R2.4

Le Transporteur présente, au tableau suivant, les données de base ainsi que les résultats obtenus pour le taux des coûts d'exploitation et d'entretien des années 2001 à 2012.

Tableau R2.4
Données de base et résultats du taux des coûts d'exploitation et d'entretien de 2001 à 2012

	2001 à 2004	2005 et 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Coûts directs d'exploitation et de maintenance (M$)[1]	347,2	372,6	417,9	377,7	384,9	374,2	380,2	380,2
Somme des besoins de transport prévus (MW)	35 570	34 465	36 341	36 296	38 072	39 805	41 470	41 744
Résultats ($/kW)	9,76	10,81	11,50	10,41	10,11	9,40	9,17	9,11
Taux du coût moyen pondéré du capital prospectif (%)	8,080%	6,800%	6,350%	6,380%	5,781%	5,685%	5,950%	5,698%

[1] Pour les années 2001 à 2004, les charges brutes directes sont utilisées pour calculer les charges d'exploitation exprimées en $/kW, comme indiqué dans le dossier R-3401-98.

Demande :

3.1 Veuillez compléter le tableau suivant.

	2001 à 2004	2005 et 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
A. Coût directs d'exploitation et de maintenance (M$)	347,2	372,6	417,9	377,7	384,9	374,2	380,2	380,2
B. Sommes des besoins de transport prévus (MW)	35 570	34 465	36 341	36 296	38 072	39 805	41 470	41 744
C. Résultats ($/kW) (A/B)	9,76	10,81	11,50	10,41	10,11	9,40	9,17	9,11
D. Taux du coût moyen pondéré du capital prospectif (%)	8,080 %	6,800 %	6,350 %	6,380 %	5,781 %	5,685 %	5,950 %	5,698 %
E. Investissements annuels considérés								
F. % des coûts d'entretien								1,6 %
G. Taux du coût d'entretien et d'exploitation actualisés sur 20 ans								19 %

R3.1

Le tableau suivant présente l'information demandée.

Tableau R3.1
Données des coûts d'exploitation et d'entretien de 2001 à 2012

	2001 à 2004	2005 et 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
A. Coûts directs d'exploitation et de maintenance (M$)[1]	347,2	372,6	417,9	377,7	384,9	374,2	380,2	380,2
B. Somme des besoins de transport prévus (MW)	35 570	34 465	36 341	36 296	38 072	39 805	41 470	41 744
C. Résultats ($/kW) (A/B)	9,76	10,81	11,50	10,41	10,11	9,40	9,17	9,11
D. Taux du coût moyen pondéré du capital prospectif (%)	8,080%	6,800%	6,350%	6,380%	5,781%	5,685%	5,950%	5,698%
E. Investissement ($/kW)[2]	522	560	570	574	622	596	566	571
F. % des coûts d'entretien[3]	1,9%	1,9%	2,0%	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
G. Taux du coût du coût d'entretien et d'exploitation actualisés sur 20 ans (%)[4]	18%	21%	22%	20%	19%	19%	19%	19%

[1] Pour les années 2001 à 2004, les charges brutes directes sont utilisées pour calculer les charges d'exploitation exprimées en $/kW, comme indiqué dans le dossier R-3401-98.

[2] Années 2001 à 2004 : Dossier R-3401-98, HQT-11, Document 2, feuille originale nº 188 (23 juin 2004).
Années 2005 et 2006 : Dossier R-3549-2004 - Phase 2, Annexe D - Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec approuvés par la Régie de l'énergie, décision D-2006-66, feuille originale no 211 (18 avril 2006).
Année 2007 : Dossier R-3605-2006, HQT-12, Document 4, feuille originale nº 209 (5 avril 2007).
Année 2008 : Dossier R-3640-2007, HQT-13, Document 5, feuille originale nº 209 (29 février 2008).
Année 2009 : Dossier R-3669-2008 - Phase 1, HQT-12, Document 5, feuille originale nº 210 (17 mars 2009).
Année 2010 : Dossier R-3706-2009, HQT-12, Document 4, feuille originale nº 210 (13 avril 2010).
Année 2011 : Dossier R-3738-2010, HQT-12, Document 5, feuille originale nº 210 (5 mai 2011).
Année 2012 : Dossier R-3777-2011, HQT-12, Document 4, feuille originale nº 210 (6 juin 2012).

[3] Division des coûts directs d'exploitation et de maintenance par la somme des besoins de transport (ligne C) par l'investissement en $/kW (ligne E).

[4] Valeur actualisée des coûts d'exploitation et d'entretien (ligne F) sur 20 ans en fonction du coût moyen pondéré du capital prospectif (ligne D).

3.2 Veuillez préciser la source des données considérées, ou le calcul relatif, pour les variables «E», «F» et «G», définies dans le tableau présenté à la question 4.1.

R3.2

Voir la réponse à la question 3.1.

AJOUTS AU RÉSEAU POUR LE RACCORDEMENT DE CENTRALES VISANT À ALIMENTER LA CHARGE LOCALE – MODALITÉS DE VERSEMENT DE LA CONTRIBUTION À UN PROJET COMPORTANT PLUSIEURS DATES DE MISES EN SERVICE ÉCHELONNÉES DANS LE TEMPS

4. Références :
(i) Pièce B-0015, p. 16;
(ii) Pièce B-0015, p. 22 à 26
(iii) Pièce B-0016, p. 35;
(iv) Rapport annuel 2012, HQT-3, Document 1, p. 12;
(v) Rapport annuel 2013, HQT-3, Document 1, p. 21.

Préambule :

(i) *« 6.1 Veuillez préciser le traitement actuellement utilisé par le Transporteur concernant l'application de l'allocation maximale aux projets de ressources :*

R6.1

Pour les projets de ressources, le Transporteur établit le montant maximal pour les ajouts au réseau en fonction de l'allocation maximale, en vigueur lors de la signature de l'entente de raccordement intervenue entre le Transporteur et le propriétaire de la centrale, et de la nouvelle puissance maximale à transporter de la centrale. Le Transporteur estimera également si une contribution est requise du client. Lorsque toutes les mises en service prévues pour le raccordement de cette nouvelle ressource sont complétées, le Transporteur compare le total des coûts réels à la valeur du montant maximal pour les ajouts au réseau préalablement calculé. Si les coûts réels sont supérieurs au montant maximal pour les ajouts au réseau, le Transporteur réclame une contribution au client qui a demandé le raccordement de cette nouvelle ressource."

6.2 Veuillez préciser si certains projets de ressources pourraient ne pas être couverts par la proposition du Transporteur :

R6.2

Comme mentionné à la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur propose d'intégrer les coûts admissibles de tous les projets de ressources du Distributeur à l'agrégation des projets permettant le calcul annuel de la contribution de ce dernier. Cependant, la proposition du Transporteur, comme toutes les propositions contenues au présent dossier, est d'application prospective. Ainsi, cette proposition d'agrégation de projets ne s'applique pas aux projets d'intégration de ressources complétées ou en cours, sauf pour les projets découlant des trois appels d'offres éoliens du Distributeur, la Régie ayant réservé, dans les décisions dont ces projets on fait l'objet, ses décisions relatives au calcul de la contribution du Distributeur2. Le Transporteur a constaté une erreur dans l'annexe 1 de la pièce HQT-1, Document 1 intitulé "Agrégation des projets de croissance de charges et de ressources et évaluation de la contribution". Il dépose au présent dossier une version révisée de cette annexe qui exclut les projets de ressources autres que les projets d'intégration des parcs éoliens. »

[…]

(ii) Lors de sa preuve initiale, le Transporteur indique :

« [Dans les dossiers R-3631-2007 et R-3742-2010] La Régie demande au Transporteur de lui soumettre une proposition concernant les modalités d'établissement et de versement de la contribution du Distributeur dans le cas d'un projet comportant plusieurs dates de mise en service échelonnées dans le temps.[note de bas de page omise]

[…]

Ainsi, pour les projets comportant plusieurs dates de mises en service échelonnées dans le temps, le Transporteur propose désormais d'exiger le paiement de la contribution du Distributeur à partir de la mise en service où le montant d'allocation maximale du projet

est atteint et par la suite, à chaque mise en service, jusqu'à la mise en service finale. Cette proposition est illustrée par l'exemple ci-après.

[…] Le Transporteur propose de modifier le texte des Tarifs et conditions pour exiger la contribution des clients de service de transport à partir de la mise en service où le montant d'allocation maximale du projet est atteint et, par la suite, à chacune des mises en service subséquentes.

[…]

8.4 Veuillez commenter l'opportunité d'appliquer une méthodologie d'établissement et de versements de la contribution qui se ferait au prorata du montant associé à la mise en service partielle.

[…]

8.5 Veuillez commenter l'opportunité d'appliquer une méthodologie d'établissement et de versements de la contribution qui se ferait au prorata des MW correspondants à chacune des mises en service partielles. »

(iii) L'annexe 1 présente, notamment, le détail annuel de l'agrégation des projets de ressources, concernant l'intégration des parcs éoliens, pour la charge locale pour les années 2006 à 2014.

(iv) Le Transporteur présente le suivi du dossier R-3631-2007 (1er appel d'offres pour l'intégration des parcs éoliens) en précisant les mises en service réalisées.

(v) Le Transporteur présente le suivi du dossier R-3742-2010 (2ième appel d'offres pour l'intégration des parcs étoliens) en précisant les mises en service réalisées.

La Régie constate que les données fournies à la référence (iii) quant à la valeur des mises en service des dossiers R-3631-2007 et R-3742-2010 (1er et 2ième appels d'offres pour l'intégration des parcs éoliens), servant à évaluer la contribution additionnelle requise du Distributeur, diffèrent de celles fournies aux références (iv) et (v). La Régie produit, à cet effet, les tableaux suivants :

Mises en service pour l'intégration des parcs éoliens relatifs au dossier R-3631-2007

Années	Montant intégré selon l'annexe 1 révisée (en M$)	Montant de mises en service selon le rapport annuel 2012 (en M$)
2006	26,4	12,6
2007	18,5	13,9
2008	61,7	61,9
2009	122,2	122,1
2010	22,3	22,8
2011	208,4	214,2
2012	3,5	4,6
2013	-26,6	-
TOTAL	**436,4**	**452,1**

Mises en service pour l'intégration des parcs éoliens relatifs au dossier R-3742-2010

Années	Montant intégré selon l'annexe 1 révisée (en M$)	Montant de mises en service selon le rapport annuel 2013 (en M$)
2011	5,3	5,9
2012	206,6	215,4
2013	240,7	251,2
2014	126,4	-
Cumulatif à ce jour	**579**	**472,5**

Demandes :

4.1 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le Transporteur ne considère plus certains projets de ressources dans l'agrégation présentée à l'annexe 1 révisée (référence (iii)).

R4.1

Comme mentionné à la référence (i) (réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1), le Transporteur propose d'intégrer les coûts admissibles de tous les projets de ressources du Distributeur à l'agrégation des projets permettant le calcul annuel de la contribution de celui-ci.

Puisque la proposition du Transporteur, comme toutes les propositions contenues au présent dossier, est d'application prospective, elle ne s'applique pas aux projets de ressources complétés ou en cours. L'agrégation des projets du Distributeur ne s'applique qu'aux projets découlant des trois appels d'offres éoliens du Distributeur, la Régie ayant réservé, dans les décisions dont ces projets on fait l'objet, ses décisions relatives au calcul de la contribution du Distributeur.

Le Transporteur précise qu'en ce qui concerne les futurs projets de ressources du Distributeur, c'est-à-dire ceux n'ayant pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie, sa proposition consiste à les inclure tous, sans exception, à l'agrégation de projets.

4.2 Veuillez préciser si ces projets de ressources, retirés de l'annexe 1 révisée, ont fait l'objet d'agrégations antérieures.

R4.2

Le Transporteur précise que les projets de ressources retirés de l'annexe 1 de la pièce HQT-1, Document 1 révisée en date du 31 octobre 2014 n'ont pas fait l'objet d'agrégations antérieures

Il rappelle toutefois que les appels d'offres du Distributeur sont traités globalement, comme un seul projet, aux fins de détermination de la contribution à verser par le Distributeur, bien qu'ils puissent inclure l'intégration de plusieurs ressources.

4.3 Veuillez préciser si le Transporteur applique sa méthodologie relative à la problématique des mises en service échelonnées dans le temps, décrite à la référence (ii), à l'agrégation présentée à l'annexe (iii).

R4.3

Comme présenté à la section 3.1.2.2 de la pièce HQT-1, Document 1 révisée en date du 31 octobre 2014, le Transporteur rappelle que pour les projets de ressources du Distributeur visant la charge locale, il limite, dans une première étape, la portion des coûts pouvant être intégrée à l'agrégation annuelle, soit les coûts admissibles, au montant obtenu par l'application de l'allocation maximale à la puissance maximale à transporter sur le réseau. Il ajoute, dans une seconde étape, ce montant à l'agrégation des coûts pour tous les projets du Distributeur (charges et ressources) à être couverts par la croissance prévue sur 20 ans pour les postes satellites et les clients raccordés directement au réseau de transport.

La présente réponse concerne la contribution estimée dans la première étape (« contribution initiale »).

La proposition du Transporteur, dans le cas d'un projet comportant plusieurs mises en service échelonnées dans le temps, consiste à exiger le paiement de la contribution initiale du Distributeur à partir de la mise en service où le montant maximal est atteint et, par la suite, à chaque mise en service, jusqu'à la mise en service finale. Ainsi, le Transporteur prévoit appliquer sa proposition à la contribution initiale du Distributeur établie pour chacun des projets de ressources.

4.4 Dans la négative, veuillez préciser comment le Transporteur appliquera la méthodologie relative à la problématique décrite à la référence (ii) aux projets pour lesquels la Régie a réservé sa décision.

R4.4

Voir la réponse à la question 4.3.

4.5 Veuillez illustrer l'impact tarifaire de la proposition du Transporteur, concernant les modalités d'établissement et de versement de la contribution dans le cas d'un projet comportant plusieurs dates de mise en service échelonnées dans le temps, aux projets concernés par les décisions D-2007-141, D-2009-166, D-2010-165 et D-2014-045.

R4.5

Le Transporteur illustre l'impact tarifaire de sa proposition, sur une période de 20 ans, en considérant les données disponibles lors de la préparation du présent dossier pour le projet du premier appel d'offres visé par la décision D-2007-141, au tableau R4.5-1 suivant.

Pour le projet du deuxième appel d'offres visé par la décision D-2010-165, le Transporteur n'illustre pas d'impact tarifaire de sa proposition puisque, pour ce projet, il n'y a pas de contribution estimée du Distributeur comme expliqué en réponse à la question 5.2.

Pour le projet du troisième appel d'offres visé par la décision D-2014-045, le Transporteur illustre l'impact tarifaire de sa proposition, sur une période de 20 ans, en considérant les données présentées dans le dossier R-3836-2013, au tableau R4.5-2 suivant.

Tableau R4.5-1
Impact tarifaire de la proposition du Transporteur pour le 1er appel d'offres éolien

AO - Éolien 990 MW R3631-2007 - Versement de la contribution à l'atteinte du montant maximal

Coût du projet (M$)	506,2
Contribution estimée du Distributeur (M$)	26,4
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	4,0
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	30,4

Versements de la contribution (M$)		statu quo (A)	Proposition du Transporteur (B)	impact de la proposition (A) - (B)
	2011-11		26,6	-26,6
	2012-11		4,0	-4,0
	2013-11	30,4	-0,2	30,4

Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	6,800%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement 2011-11 (M$)	Amortissement 20112-11 (M$)	Amortissement 2013-11 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2005											41 744	
2006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41 853	0,00
2007	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41 853	0,00
2008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 063	0,00
2009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 191	0,00
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 191	0,00
2011	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-26,5	-4,1	-0,3	0,0	-0,4	42 561	-0,01
2012	-1,3	0,0	0,0	-1,3	-1,5	-29,1	-26,4	-1,8	-0,1	-3,3	42 561	-0,08
2013	-1,3	-0,2	0,1	-1,4	-2,9	2,7	-23,7	-1,6	-0,2	-3,2	42 561	-0,07
2014	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2015	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2016	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2017	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2018	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2019	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2020	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2021	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2022	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-2,9	2,7	2,7	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2023	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2024	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2025	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2026	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2027	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2028	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2029	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2030	-1,3	-0,2	1,5	0,0	-3,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,2	42 561	0,00
2031	-1,2	-0,2	1,5	0,1	-2,9	2,7	2,8	0,2	0,0	0,3	42 561	0,01
2032	0,0	-0,2	1,5	1,3	-1,6	1,4	2,1	0,1	0,0	1,5	42 561	0,04
2033	0,0	0,0	1,4	1,4	-0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	1,4	42 561	0,03
Ensemble de la période 2006 à 2033										**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,80 %, selon la décision D-2005-50.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau R4.5-2
Impact tarifaire de la proposition du Transporteur pour le 3e appel d'offres éolien

AO 2009-02 - Éolien 500 MW R-3638-2013 - Versements de la contribution à l'atteinte du montant maximal

Coût du projet (M$)	281,7
Contribution estimée du Distributeur (M$)	97,3
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	14,6
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	111,9

Versements de la contribution (M$)		statu quo (A)	Proposition du Transporteur (B)	impact de la proposition (A) - (B)
	2018-12	111,9	111,9	0,0
Amortissement linéaire[1]				
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]				5,698%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]				0,55%
Nombre d'années				20

Années	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012								41 744	
2013	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41 816	0,00
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41 912	0,00
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2035	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 034	0,00
Ensemble de la période 2013 à 2038							**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que dans sa proposition au sujet de l'application de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau, les projets de ressources visant le Distributeur, notamment les projets des appels d'offres éoliens, sont ajoutés à l'agrégation annuelle des projets servant au calcul de la contribution annuelle du Distributeur, tel qu'il est plus amplement explicité aux réponses 5.2 et 5.3.

4.6 Veuillez illustrer l'impact tarifaire des projets concernés par les décisions D-2007-141, D-2009-166, D-2010-165 et D-2014-045, selon les alternatives soumises par la Régie aux questions 8.4 et 8.5 citées en référence.

R4.6

Le Transporteur tient à réitérer les arguments mentionnés aux réponses 8.4 et 8.5 de la demande de renseignement numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1, suivant lesquels ces alternatives ne devraient pas être retenues pour les versements des contributions des projets ayant des mises en service échelonnées dans le temps.

Le Transporteur illustre l'impact tarifaire des alternatives soumises aux questions 8.4 et 8.5 citées en référence, sur une période de 20 ans, en considérant les données disponibles lors de la préparation du présent dossier pour le projet concerné par la décision D-2007-141, aux tableaux R4.6-1 et R4.6-2 suivants.

Pour le projet concerné par la décision D-2010-165, le Transporteur n'illustre pas d'impact tarifaire de sa proposition puisque selon la prévision actuelle, ce projet ne nécessite pas de contribution du Distributeur.

Pour le projet concerné par la décision D-2014-045, le Transporteur illustre l'impact tarifaire des alternatives soumises aux questions 8.4 et 8.5 citées en référence, sur une période de 20 ans, en considérant les données présentées dans le dossier R-3836-2013 aux tableaux R4.6-3 et R4.6-4 suivants.

Par ailleurs, le Transporteur rappelle que dans sa proposition au sujet de l'application de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau, les projets de ressources, notamment les projets des appels d'offres éoliens, sont ajoutés à l'agrégation annuelle des projets servant au calcul de la contribution annuelle du Distributeur, tel qu'il est plus amplement explicité aux réponses 5.2 et 5.3.

Tableau R4.6-1
Impact tarifaire du 1er appel d'offres éolien selon une répartition des mises en service

AO - Éolien 990 MW R3631-2007 - Versements de la contribution répartis selon les Mises en service

Coût du projet (M$)	506,2
Contribution estimée du Distributeur (M$)	26,4
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	4,0
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	30,4

Versements de la contribution (M$)	statu quo (A)	Répartition selon les MES (B)	impact de la proposition (A) - (B)
avant 2006		1,3	-1,3
2006-11		1,7	-1,7
2007-11		1,2	-1,2
2008-11		3,9	-3,9
2009-11		7,7	-7,7
2010-11		1,4	-1,4
2011-11		13,1	-13,1
2012-11		0,2	-0,2
2013-11	30,4	0,0	30,4

Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	6,800%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement avant 2006 (M$)	Amortissement 2006-11 (M$)	Amortissement 2007-11 (M$)	Amortissement 2008-11 (M$)	Amortissement 2009-11 (M$)	Amortissement 2010-11 (M$)	Amortissement 2011-11 (M$)	Amortissement 20112-11 (M$)	Amortissement 2013-11 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2005																	41 744	
2006	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-2,9	-1,5	-0,1	0,0	-0,2	41 853	0,00
2007	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-3,9	-3,0	-0,2	0,0	-0,4	41 853	-0,01
2008	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-7,6	-4,4	-0,3	0,0	-0,5	42 063	-0,01
2009	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,9	-14,8	-8,6	-0,6	0,0	-1,1	42 191	-0,03
2010	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,8	-1,7	-15,4	-14,6	-1,0	-0,1	-1,9	42 191	-0,04
2011	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,9	-2,6	-27,6	-17,0	-1,2	-0,1	-2,1	42 561	-0,05
2012	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	0,0	-1,5	-4,1	-26,3	-26,9	-1,8	-0,2	-3,5	42 561	-0,08
2013	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	0,1	-1,4	-5,5	5,5	-20,9	-1,4	-0,1	-3,0	42 561	-0,07
2014	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2015	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2016	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2017	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2018	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2019	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2020	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2021	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2022	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2023	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2024	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2025	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,0	-5,5	5,5	5,5	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2026	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,1	-5,4	5,4	5,5	0,4	0,0	0,5	42 561	0,01
2027	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,2	-5,3	5,3	5,3	0,4	0,0	0,5	42 561	0,01
2028	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,2	-5,0	5,0	5,2	0,4	0,0	0,6	42 561	0,01
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,4	-4,6	4,6	4,8	0,3	0,0	0,8	42 561	0,02
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,7	0,0	1,5	0,8	-3,8	3,8	4,2	0,3	0,0	1,1	42 561	0,03
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	0,0	1,5	0,9	-2,9	2,9	3,4	0,2	0,0	1,2	42 561	0,03
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	-1,4	1,4	2,1	0,1	0,0	1,7	42 561	0,04
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,4	42 561	0,03
Ensemble de la période 2006 à 2033																**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,8 %, selon la décision D-2005-50.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau R4.6-2
Impact tarifaire du 1er appel d'offres éolien selon une répartition des MW de puissance

AO - Éolien 990 MW R3631-2007 - Versements de la contribution répartis selon les MW

Coût du projet (M$)	506,2
Contribution estimée du Distributeur (M$)	26,4
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	4,0
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	30,4

Versements de la contribution (M$)		statu quo (A)	Répartition selon les MW (B)	impact de la proposition (A) - (B)
	2006-11		4,1	-4,1
	2008-11		7,8	-7,8
	2009-11		4,7	-4,7
	2011-11		13,8	-13,8
	2013-11	30,4		30,4

Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	6,800%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement 2006-11 (M$)	Amortissement 2008-11 (M$)	Amortissement 2009-11 (M$)	Amortissement 2011-11 (M$)	Amortissement 2013-11 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2005													41 744	
2006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,0	-0,6	0,0	0,0	-0,1	41 853	0,00
2007	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-3,8	-3,9	-0,3	0,0	-0,5	41 853	-0,01
2008	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,5	-11,4	-4,9	-0,3	0,0	-0,6	42 063	-0,01
2009	-0,2	-0,4	0,0	0,0	0,0	-0,6	-1,1	-15,5	-11,8	-0,8	-0,1	-1,5	42 191	-0,04
2010	-0,2	-0,4	-0,2	0,0	0,0	-0,8	-1,9	-14,7	-15,1	-1,0	-0,1	-1,9	42 191	-0,05
2011	-0,2	-0,4	-0,2	-0,1	0,0	-0,9	-2,8	-27,6	-16,4	-1,1	-0,1	-2,1	42 561	-0,05
2012	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	0,0	-1,5	-4,3	-26,1	-26,8	-1,8	-0,2	-3,5	42 561	-0,08
2013	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	0,1	-1,4	-5,7	5,7	-20,6	-1,4	-0,1	-2,9	42 561	-0,07
2014	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2015	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2016	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2017	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2018	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2019	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2020	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2021	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2022	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2023	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2024	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2025	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2026	-0,2	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,0	-5,7	5,7	5,7	0,4	0,0	0,4	42 561	0,01
2027	0,0	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,2	-5,5	5,5	5,6	0,4	0,0	0,6	42 561	0,01
2028	0,0	-0,4	-0,2	-0,7	1,5	0,2	-5,2	5,2	5,4	0,4	0,0	0,6	42 561	0,01
2029	0,0	0,0	-0,2	-0,7	1,5	0,6	-4,6	4,6	4,9	0,3	0,0	1,0	42 561	0,02
2030	0,0	0,0	0,0	-0,7	1,5	0,8	-3,8	3,8	4,2	0,3	0,0	1,1	42 561	0,03
2031	0,0	0,0	0,0	-0,6	1,5	0,9	-2,9	2,9	3,4	0,2	0,0	1,1	42 561	0,03
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	-1,4	1,4	2,2	0,1	0,0	1,7	42 561	0,04
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,4	42 561	0,03
Ensemble de la période 2006 à 2033												**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,80 %, selon la décision D-2005-50.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau R4.6-3
Impact tarifaire du 3e appel d'offres éolien selon une répartition des mises en service

AO 2009-02 - Éolien 500 MW R-3638-2013 - Versements de la contribution réparti selon les Mises en service

Coût du projet (M$)	281,7
Contribution estimée du Distributeur (M$)	97,3
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	14,6
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	111,9

Versements de la contribution (M$)		statu quo (A)	Répartition selon les MES (B)	impact de la proposition (A) - (B)
	2013-8		7,5	-7,5
	2013-10		3,7	-3,7
	2014-3		6,0	-6,0
	2014-8		3,8	-3,8
	2014-9		5,9	-5,9
	2015-5		3,4	-3,4
	2015-7		3,5	-3,5
	2015-9		13,6	-13,6
	2016-7		9,1	-9,1
	2018-12	111,9	55,3	56,5

Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	5,698%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement 2013-8 (M$)	Amortissement 2013-10 (M$)	Amortissement 2014-3 (M$)	Amortissement 2014-8 (M$)	Amortissement 2014-9 (M$)	Amortissement 2015-5 (M$)	Amortissement 2015-7 (M$)	Amortissement 2015-9 (M$)	Amortissement 2016-7 (M$)	Amortissement 2018-12 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012																		41 744	
2013	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-11,1	-3,7	-0,2	0,0	-0,4	41 816	-0,01
2014	-0,4	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,9	-1,1	-25,9	-18,6	-1,1	-0,1	-2,0	41 912	-0,05
2015	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-1,7	-2,8	-44,7	-33,0	-1,9	-0,1	-3,7	42 034	-0,09
2016	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,2	0,0	-2,6	-5,3	-51,2	-47,6	-2,7	-0,2	-5,5	42 034	-0,13
2017	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	0,0	-2,8	-8,2	-48,4	-49,8	-2,8	-0,3	-5,9	42 034	-0,14
2018	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	0,0	-2,8	-11,0	11,0	-42,6	-2,4	-0,3	-5,5	42 034	-0,13
2019	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2020	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2021	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2022	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2023	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2024	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2025	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2026	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2027	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2028	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2029	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2030	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2031	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2032	-0,4	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,0	-11,0	11,0	11,0	0,6	0,1	0,7	42 034	0,02
2033	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,2	-10,8	10,8	11,0	0,6	0,1	0,8	42 034	0,02
2034	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,7	-0,5	2,8	0,9	-9,9	9,9	10,4	0,6	0,1	1,6	42 034	0,04
2035	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,5	-0,5	2,8	1,7	-8,2	8,2	9,2	0,5	0,1	2,3	42 034	0,05
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	2,8	2,6	-5,7	5,7	7,0	0,4	0,0	3,0	42 034	0,07
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	-2,8	2,8	4,2	0,2	0,0	3,1	42 034	0,07
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	0,0	0,0	1,4	0,1	0,0	2,9	42 034	0,07
Ensemble de la période 2013 à 2038																	**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau R4.6-4
Impact tarifaire du 3e appel d'offres éolien selon une répartition des MW de puissance

AO 2009-02 - Éolien 500 MW R-3836-2013 - Versements de la contribution répartis selon les MW

Coût du projet (M$)	281,7
Contribution estimée du Distributeur (M$)	97,3
Frais d'entretien et d'exploitation (M$)	14,6
Contribution estimée du Distributeur + frais d'entretien et d'exploitation (M$)	111,9

Versements de la contribution (M$)	statu quo (A)	Répartition selon les MW (B)	impact de la proposition (A) - (B)
2013-8		18,4	-18,4
2013-10		9,3	-9,3
2014-3		19,0	-19,0
2014-8		9,1	-9,1
2014-9		9,3	-9,3
2015-5		9,6	-9,6
2015-7		9,5	-9,5
2015-9		27,8	-27,8
2018-12	111,9		111,9

Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	5,698%
Taxe sur les services publics (TSP)[3]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement 2013-8 (M$)	Amortissement 2013-10 (M$)	Amortissement 2014-3 (M$)	Amortissement 2014-8 (M$)	Amortissement 2014-9 (M$)	Amortissement 2015-5 (M$)	Amortissement 2015-7 (M$)	Amortissement 2015-9 (M$)	Amortissement 2018-12 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012																	41 744	
2013	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-27,2	-9,1	-0,5	0,0	-0,9	41 816	-0,02
2014	-0,9	-0,5	-0,7	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,4	-2,7	-62,2	-47,2	-2,7	-0,1	-5,2	41 912	-0,12
2015	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,3	-0,2	-0,3	0,0	-4,1	-6,8	-105,0	-79,2	-4,5	-0,3	-8,9	42 034	-0,21
2016	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	0,0	-5,6	-12,4	-99,4	-102,2	-5,8	-0,6	-12,0	42 034	-0,29
2017	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	0,0	-5,6	-18,0	-93,9	-96,7	-5,5	-0,5	-11,6	42 034	-0,28
2018	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	0,0	-5,6	-23,6	23,6	-82,5	-4,7	-0,5	-10,8	42 034	-0,26
2019	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2020	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2021	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2022	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2023	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2024	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2025	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2026	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2027	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2028	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2029	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2030	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2031	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2032	-0,9	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,0	-23,6	23,6	23,6	1,3	0,1	1,5	42 034	0,04
2033	-0,6	-0,4	-0,9	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	0,4	-23,2	23,2	23,5	1,3	0,1	1,9	42 034	0,04
2034	0,0	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5	-1,4	5,6	2,4	-20,9	20,9	22,2	1,3	0,1	3,8	42 034	0,09
2035	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,3	-1,0	5,6	4,1	-16,8	16,8	19,0	1,1	0,1	5,3	42 034	0,13
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	-11,2	11,2	14,0	0,8	0,1	6,5	42 034	0,15
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	-5,6	5,6	8,4	0,5	0,1	6,1	42 034	0,15
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	0,0	0,0	2,8	0,2	0,0	5,8	42 034	0,14
Ensemble de la période 2013 à 2038																**0,0**		**0,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

4.7 Veuillez expliquer les différences entre les montants de mises en service des références (iii) à (v) pour les projets relatifs aux dossiers R-3631-2007 et R-3742-2010.

R4.7

Le Transporteur présente, au tableau suivant, une conciliation des montants présentés dans le cadre du présent dossier et ceux présentés dans le Rapport annuel 2012 du Transporteur. Les variations s'expliquent principalement par trois facteurs :

- **aux fins de la reddition de compte au Rapport annuel 2012 à la Régie, le Transporteur présente séparément les coûts des travaux de mise à niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes (dossier R-3560-2005) et ceux du projet Matapédia (dossier R-3631-2007), les premiers faisant l'objet d'une autorisation distincte ;**
- **les travaux de télécommunication ne font pas partie de la reddition de compte du Transporteur au Rapport annuel 2012 puisque les actifs de télécommunications n'étaient pas réglementés lors de l'autorisation du projet Matapédia ;**
- **le calcul de la contribution se fait en excluant les frais d'exploitation et d'entretien.**

Tableau R4.7-1
Conciliation entre les montants présentés à l'annexe 1 du dossier R-3888-2014 et ceux du Rapport annuel 2012 à la Régie pour le projet relatif au dossier R-3631-2007

	2006 M$	2007 M$	2008 M$	2009 M$	2010 M$	2011 M$	2012 M$
Annexe 1	26,4	18,5	61,7	122,2	22,3	208,4	3,5
Mise à niveau	(13,2)	(4,6)	(2,9)	(2,6)	-	-	-
Télécom	(3,0)	-	(3,1)	(1,4)	0,2	(4,8)	-
Frais d'exploitation et d'entretien	1,3	-	5,9	3,3		10,6	0,9
Autres	1,1	-	0,3	0,6	0,3	-	0,2
Conciliation annexe 1	12,6	13,9	61,9	122,1	22,8	214,2	4,6
Rapport annuel	12,6	13,9	61,9	122,1	22,8	214,2	4,6
Écart	-	-	-	-	-	-	-

Par ailleurs, le Transporteur souligne que les données de l'année 2013, présentées dans le cadre du présent dossier, sont issues du dossier R-3823-2012 et correspondent à des données prévisionnelles.

Le Transporteur effectue la conciliation des écarts entre les montants indiqués au présent dossier et ceux présentés dans le Rapport annuel 2013 du Transporteur. Comme mentionné précédemment, les frais d'exploitation et d'entretien ne sont pas considérés dans le calcul de la contribution. Par conséquent, ces frais n'apparaissent pas dans l'agrégation des projets du Distributeur.

Les principaux écarts, découlant de la comparaison entre les données réelles et prévisionnelles, s'expliquent par la non réalisation des travaux de raccordement pour le parc éolien des Moulins et par une hausse des coûts pour les travaux de raccordement du parc éolien Seigneurie de Beaupré 2 & 3.

Le tableau suivant présente une conciliation des montants du présent dossier et ceux du Rapport annuel 2013 à la Régie du Transporteur.

Tableau R4.7-2
Conciliation entre les montants présentés à l'annexe 1 du dossier R-3888-2014 et ceux du Rapport annuel 2013 à la Régie pour le projet relatif au dossier R-3742-2010

	2011 M$	2012 M$	2013 M$
Annexe 1	5,3	206,6	240,7
Frais d'exploitation et d'entretien		8,4	21,0
Travaux Des Moulins non réalisés			(12,4)
Écart Réel - Prévision Seigneurie de Beaupré 2 & 3			7,3
Autres	0,6	0,4	(5,4)
Conciliation annexe 1	5,9	215,4	251,2
Rapport annuel	5,9	215,4	251,2
Écart	-	-	-

4.8 Veuillez expliquer le montant de 26,4 M$ relatif à l'excédent à verser par le Distributeur, mentionné à la référence (iii), en 2013, pour le 1er appel d'offres pour l'intégration des parcs éoliens.

R4.8

Le Transporteur présente, au tableau suivant, le calcul de la contribution assumée par le Distributeur dans le cadre du projet Matapédia.

Tableau R4.8
Détermination de la contribution assumée par le Distributeur pour le projet Matapédia

	M$
Coûts totaux du projet Matapédia	**484,2**
Calcul de la contribution du Distributeur	
Allocation maximale du Transporteur (soit 560 $/kW * 817,5 MW = 457,8 M$)	457,8
Excédent assumé par le Distributeur	26,4
Frais d'exploitation et d'entretien applicables sur l'excédent (15%)	4,0
Contribution assumée par le Distributeur	**30,4**

Les coûts totaux du projet Matapédia sont issus du dossier R-3823-2012 auxquels le Transporteur a ajouté les coûts de télécommunication, d'un montant de 21,6 M$, et ceux des travaux de mise à niveau des 8 cycles, d'une valeur de 34,8 M$. Aux fins du calcul de la contribution, le Transporteur a déduit les frais d'exploitation et d'entretien d'une valeur de 22 M$.

5. Références : (i) Pièce B-0015, p. 16;
(ii) Pièce B-0011, p. 15;
(iii) Pièce B-0016, p. 15 et 16.

Préambule :

(i) *« Demandes :*

6.1 Veuillez préciser le traitement actuellement utilisé par le Transporteur concernant l'application de l'allocation maximale aux projets de ressources.

R6.1

Pour les projets de ressources, le Transporteur établit le montant maximal pour les ajouts au réseau en fonction de l'allocation maximale, en vigueur lors de la signature de l'entente de raccordement intervenue entre le Transporteur et le propriétaire de la centrale, et de la nouvelle puissance maximale à transporter de la centrale.

Le Transporteur estimera également si une contribution est requise du client.

Lorsque toutes les mises en service prévues pour le raccordement de cette nouvelle ressource sont complétées, le Transporteur compare le total des coûts réels à la valeur du montant maximal pour les ajouts au réseau préalablement calculé. Si les coûts réels sont supérieurs au montant maximal pour les ajouts au réseau, le Transporteur réclame une contribution au client qui a demandé le raccordement de cette nouvelle ressource. »

(ii) *« Lorsque la Régie a examiné les demandes d'autorisation du Transporteur pour l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport, celle-ci a réservé ses décisions sur l'estimation de la contribution à obtenir du Distributeur pour l'intégration de ces projets jusqu'à ce que ces enjeux aient été traités dans le présent dossier. D'ici à ce que la Régie ait statué sur cette question, possiblement au terme du présent dossier, le Transporteur n'a d'autre choix que d'appliquer le cadre réglementaire en vigueur. »* [nous soulignons]

(iii) *« À titre d'illustration, le Transporteur présente les résultats de sa proposition appliquée aux projets du Distributeur à l'annexe 1. Comme présenté à ce tableau, le Transporteur propose que les projets de ressources qui ont été mis en service depuis 2006 soient pris en compte dans le calcul de la contribution du Distributeur conformément à la présente proposition. La proposition du Transporteur débute à l'année où l'agrégation a été introduite dans les Tarifs et conditions, soit en 2006. Le Transporteur applique cette mesure aux agrégations déjà déposées à la Régie, puisque la Régie a réservé ses décisions sur l'estimation des contributions du Distributeur pour ces projets. Ainsi, le tableau reprend les agrégations annuelles ayant mené à l'évaluation de la contribution requise du Distributeur qui ont été déposées dans les demandes tarifaires en y ajoutant les projets de ressources mis en service. Avec la présente proposition, le Distributeur aurait une contribution additionnelle estimée à 444,1 M$, majorée des frais d'entretien et d'exploitation. La contribution sera intégrée lors d'une prochaine demande tarifaire suite à la décision de la Régie. »* [notes de bas de page omises]

Demande :

5.1 Veuillez fournir une définition d'un « projet de ressources ».

R5.1

Le projet de ressources, dont il est question dans le préambule, est une expression raccourcie référant à un projet d'intégration au réseau de transport de ressources du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.

Le Transporteur réfère également à la définition de « Ressources du Distributeur » contenue dans les *Tarifs et conditions des services de transport* à la page 18 : « Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur […] »

D'ailleurs, le Transporteur précise, aux pages 13 et 14 de la pièce HQT-1, Document 1 révisée en date du 31 octobre 2014, que les projets de ressources concernent les projets d'intégration de ressources ou de raccordement de centrales. Le Transporteur propose d'intégrer les projets de ressources du Distributeur, découlant d'appels d'offres, de dispenses ou d'autres programmes d'achat, à l'agrégation des projets. La proposition du Transporteur est d'application prospective, comme expliqué plus en détail en

réponse à la question 4.1 de la présente demande de renseignements ainsi qu'en réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1.

5.2 Veuillez préciser si les contributions du Distributeur, en lien avec les trois appels d'offres pour l'intégration des parcs éoliens, ont été prises en compte dans le calcul des montants présentés à l'annexe 1.

R5.2

L'agrégation des projets du Distributeur, présentée par le Transporteur à l'annexe 1 de la pièce HQT-1, Document 1 révisée en date du 31 octobre 2014, couvre la période de 2006 à 2014. Ainsi, seule la contribution assumée par le Distributeur pour le premier appel d'offres est reflétée à l'année 2013.

En ce qui a trait au deuxième et au troisième appel d'offres, le Transporteur mentionne qu'une contribution initiale s'appliquerait au troisième appel d'offres seulement. Le Transporteur indique que l'excédent estimé des coûts par rapport au montant maximal attribuable au troisième appel d'offres se matérialisera à la dernière année des mises en service (soit 2018). C'est à ce moment que la contribution initiale, assumée par le Distributeur, serait réclamée.

5.3 Veuillez préciser si les montants intégrés à l'annexe 1, liés aux projets de ressources, sont limités à l'allocation maximale associée à chacun de ces projets.

R5.3

Le Transporteur a limité le montant à intégrer à l'agrégation des projets du Distributeur en fonction du montant maximal calculé pour le premier appel d'offres. Pour ce qui est des deuxième et troisième appels d'offres, les sommes des mises en service, constatées durant la période couverte à l'annexe 1, soit la période de 2006 à 2014, étaient inférieures aux valeurs des montants maximums calculés. Par conséquent, pour ces derniers appels d'offres, l'ensemble des mises en service réalisées et prévues pour cette période sont présentées dans l'agrégation.

5.4 Dans le cas où le Transporteur n'aurait pas limité le montant à intégrer dans l'agrégation au montant de l'allocation maximale, veuillez fournir les données de l'annexe 1 en limitant les sommes à y intégrer au montant de l'allocation maximale et en identifiant la contribution initiale du Distributeur.

R5.4

Voir réponse à la question 5.3.

6. Références :
(i) Pièce B-0015, p. 24 et 25;
(ii) *Tarifs et conditions des services de transport*, article 5.2, p. 24;
(iii) *Tarifs et conditions des services de transport*, Appendice A, article 7.0, p. 128;
(iv) *Épiciers Unis Métro-Richelieu Inc., division « Econogros » c. Collin*, 2004 CSC 59 (CanLII)

Préambule :

(i) *« (…) R8.1*

La proposition du Transporteur étant d'application prospective (voir également réponse à la question 6.2), seuls les projets pour lesquels la Régie a réservé sa décision finale sur certains aspects, dont le calcul et le versement de la contribution, afin que celui-ci soit traité au présent dossier, et les projets pour lesquels une contribution est estimée, sont présentés.

- *1er A/O éolien;*
- *3e A/O éolien.*

[…]

R8.2

La décision à rendre dans ce dossier sera d'application prospective, comme toutes les décisions relatives à la modification des Tarifs et conditions le sont généralement.

Le Transporteur souligne que cette décision aura, selon le cas et de manière unique, un impact à l'égard de décisions finales antérieures de la Régie qui concernent le Distributeur […]

Avec égards, il ne peut être envisagé que la décision à rendre dans le présent dossier puisse avoir un impact relatif au cadre contractuel constitué, confirmé par la décision D-2011-083 de la Régie, en ce qui a trait à la détermination et des modalités de versement de la contribution du Producteur. La contribution attendue du Producteur dans le cadre de ce projet sera versée au moment de la mise en service du projet.

En raison de ces circonstances très particulières, le Transporteur soumet qu'il ne peut satisfaire à la demande de la Régie. [nous soulignons]

(ii) *« 5.2 Modification des présentes : Les tarifs et les conditions des présentes sont assujettis aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie, tels qu'ils sont modifiés de temps à autre. »*

(iii) *« 7.0 Les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec sont intégrés aux présentes et en font partie intégrante. »*

(iv) *« 46 En effet, les principes de rétroactivité, d'application immédiate et de rétrospectivité des lois nouvelles ne doivent pas être confondus. Il n'y a pas de rétroactivité lorsqu'une loi nouvelle s'applique à une situation constituée d'un ensemble de faits survenus avant et après l'entrée en vigueur du nouveau texte de loi ou à des effets juridiques qui chevauchent cette date (Côté, op. cit., p. 220). Lorsque des faits sont en cours au moment de son entrée en vigueur, la loi nouvelle s'applique selon le principe de l'application immédiate, c'est-à-dire qu'elle régit le déroulement futur de la situation juridique (Côté, op. cit., p. 191 et suiv.). Si les effets juridiques sont en cours au moment de l'entrée en vigueur de la loi nouvelle, le principe de la rétrospectivité s'applique. Selon ce principe, la loi nouvelle régit les conséquences futures de faits accomplis avant son entrée en*

vigueur, sans toutefois modifier les effets qui se sont produits avant cette date (Côté, op. cit., p. 167 et suiv., et p. 245 et suiv.). Dans le cas où elle vient modifier ces effets antérieurs, la loi nouvelle a un effet rétroactif (Côté, op. cit., p. 167 et suiv.). Le professeur Driedger a bien mis en évidence cette distinction entre les effets rétroactif et rétrospectif :

> *[traduction] Une loi rétroactive est une loi qui s'applique à une époque antérieure à son adoption. Une loi rétrospective ne dispose qu'à l'égard de l'avenir. Elle vise l'avenir, mais elle impose de nouvelles conséquences à l'égard d'événements passés. Une loi rétroactive agit à l'égard du passé. Une loi rétrospective agit pour l'avenir, mais elle jette aussi un regard vers le passé en ce sens qu'elle attache de nouvelles conséquences à l'avenir à l'égard d'un événement qui a eu lieu avant l'adoption de la loi. Une loi rétroactive modifie la loi par rapport à ce qu'elle était; une loi rétroactive rend la loi différente de ce qu'elle serait autrement à l'égard d'un événement antérieur. [En italique dans l'original.]*
>
> *(E. A. Driedger, « Statutes : Retroactive Retrospective Reflections" (1978), 56 R. du B. can. 264, p. 268-269)*

47 En l'espèce, l'art. 131 L.a.r.C.c. a un effet rétrospectif. En effet, cette disposition s'applique à un fait déjà accompli, soit la conclusion du contrat de cautionnement, mais elle ne régit que les effets futurs de ce contrat. Ainsi, en vertu de cette disposition, le cautionnement s'éteint à la cessation de l'exercice des fonctions de la caution, sauf quant aux dettes existantes lors de l'entrée en vigueur de la loi nouvelle. L'article 131 L.a.r.C.c. ne modifiant pas les effets juridiques survenus avant son entrée en vigueur, il n'a alors qu'un effet rétrospectif et non rétroactif.

48 Cette application de la loi nouvelle aurait pu être mise de côté en vertu du principe de la survie de la loi ancienne (Côté, op. cit., p. 191 et suiv.). Comme le souligne le professeur Côté, la conclusion d'un contrat emporte généralement des droits et obligations qui sont considérés comme des droits acquis et qui, en règle générale, demeurent régis par loi ancienne (Côté, op. cit., p. 205). Ce cas particulier de survie de la loi ancienne a même été prévu au premier alinéa de l'art. 4 L.a.r.C.c. Ce principe n'est toutefois pas absolu, mais peut souffrir certaines exceptions expressément ou implicitement prévues par le législateur (Gustavson Drilling (1964) Ltd. c. M.R.N., 1975 CanLII 4 (CSC), [1977] 1 R.C.S. 271, p. 282; Acme Village School District No. 2296 (Board of Trustees of) c. Steele-Smith, 1932 CanLII 40 (SCC), [1933] R.C.S. 47). […] » [nous soulignons]

La Régie comprend que le Transporteur a répondu aux questions 8.1 et 8.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie en se limitant aux projets dont la Régie a réservé sa décision finale sur certains aspects puisque, selon lui, sa proposition est d'application prospective.

Demandes :

6.1 Dans l'hypothèse où la modification des Tarifs et conditions aurait un effet rétrospectif, tel que décrit à la référence (iv), quant au moment du versement des contributions pour l'ensemble des projets en cours et non pour les seuls projets pour lesquels la Régie a réservé sa décision finale sur certains aspects, veuillez répondre aux questions 8.1 et 8.2 de la Régie (pièce A-0008) en incluant l'ensemble des projets en cours approuvés par la Régie.

R6.1

En ce qui a trait aux projets en cours approuvés par la Régie, pour lesquels il y a une contribution estimée et des mises en service échelonnées dans le temps, le Transporteur fait état des projets du premier, du deuxième et du troisième appel d'offres, pour lesquels la Régie a réservé ses décisions sur l'estimation de la contribution par le Distributeur et sur les modalités de recouvrement de cette contribution, ainsi que du projet de raccordement au réseau de transport du complexe de la Romaine, pour lequel la Régie a rendu sa décision finale.

La contribution du projet de raccordement au réseau de transport du complexe de la Romaine, nette des contributions pour les postes de départs qui sont versées aux mises en service spécifiques de chacun d'entre eux, en fonction des données disponibles lors de la préparation du présent dossier, est estimé à 687,3 M$ incluant les coûts d'exploitation et d'entretien de 89,7 M$. Les versements de cette contribution, incluant les coûts d'exploitation et d'entretien, à partir de la mise en service où le montant maximal du projet est atteint et, par la suite, à chacune des mises en service subséquentes, seraient de 555,4 M$ en 2017, 6,8 M$ en 2018, 0,8 M$ en 2019 et 124,3 M$ en 2020.

La présente réponse est fournie sous toute réserve des droits du Transporteur de faire des représentations concernant l'existence et l'effet en droit de cadres contractuels ou juridiques constitués et des limites à modifier les Tarifs et conditions de façon rétroactive ou rétrospective. Le Transporteur réserve également son droit de s'objecter à toute preuve qu'il jugerait illégale à cet égard.

ATTRIBUTION DES COÛTS ENTRE DIFFÉRENTES CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT

7. Références :
(i) Pièce B-0011, p. 21;
(ii) Pièce B-0011, p. 22;
(iii) Pièce B-0015, p. 33;
(iv) Pièce B-0015, p. 34;
(v) *Tarifs et conditions des services de transport*, appendice J, section C.
(vi) Pièce B-004, p. 13.

Préambule :

(i) *« Dans les cas des projets rencontrant à la fois et uniquement des objectifs de croissance et de pérennité, le mode d'attribution des coûts s'amorce par la considération des besoins en maintien des actifs. Ce choix s'appuie sur le fait qu'il est fondamental d'assurer la pérennité des actifs qui composent le réseau existant. »*

(ii) *« À des fins de suivi, le Transporteur associe, sauf exception, chaque équipement et composante majeure, tel qu'un transformateur ou une ligne, à une seule et même catégorie d'investissement. Ces associations s'effectuent en tenant compte des montants établis dans le cadre de l'attribution des coûts aux différentes catégories. »*

(iii) *« Le Transporteur rappelle que l'association des équipements aux différentes catégories d'investissement suit l'exercice de catégorisation de l'investissement, qui s'effectue en fonction des objectifs du projet. Cet exercice de catégorisation s'effectue dans un premier temps par l'application de la méthode séquentielle proposée.*

Une fois les coûts de chacune des catégories obtenus à l'aide de la méthode séquentielle, le Transporteur associe, aux fins de suivi essentiellement, des équipements aux différentes catégories d'investissement de façon à répartir le coût total du projet en considérant, si possible, la vocation de l'équipement en question et <u>en respectant au mieux les proportions découlant de l'application de la méthode séquentielle</u>. Bien que le résultat puisse se traduire par des proportions légèrement différentes de celles découlant de la méthode séquentielle, le Transporteur précise qu'il ne privilégie, lors de cette démarche, aucune catégorie. Ainsi, pour l'ensemble des projets, il apparaît peu probable que l'approche consistant à associer chaque équipement et composante majeure à une seule et même catégorie d'investissement entraîne une surestimation du coût d'une catégorie d'investissement. [nous soulignons]

Le Transporteur souligne qu'il doit concilier l'objectif d'une juste attribution des coûts à celui d'un suivi juste et adéquat, aux fins notamment du rapport annuel à la Régie. Considérant le nombre élevé de projets réalisés chaque année, le Transporteur cherche à restreindre les cas d'exception impliquant un suivi particulier. »

(iv) *« Le Transporteur réitère que le partage actuel par équipement reproduit, avec une bonne précision, l'attribution découlant de l'application de la méthode séquentielle. »*

(v) *« Les coûts relatifs aux ajouts requis pour répondre aux besoins de croissance de la charge locale […] sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence du montant maximal indiqué à la section E ci-dessous, en tenant compte globalement de l'ensemble des investissements associés aux projets mis en service par le Transporteur dans une année et de l'ensemble de la croissance de charge que ces projets visent à alimenter sur une période de vingt (20) ans. »*

(vi) *« Conformément à la section C de l'appendice J des Tarifs et conditions, le Transporteur calcule la contribution du Distributeur […] Il en résulte une agrégation annuelle des projets. Le résultat de celle-ci est déposé à la Régie dans le cadre des demandes tarifaires. »*

À des fins d'illustration, la Régie présente l'exemple suivant :

- Le coût total d'un projet consistant en l'ajout d'équipements dans un poste satellite atteint 100 M$. Ce projet répond à la fois à des objectifs de croissance des besoins et de pérennité. La croissance de la charge locale associée à ce projet est de 100 MW, à l'horizon de 20 ans après la mise en service.

- La répartition des coûts du projet entre les interventions en « croissance des besoins de la clientèle » et celles en « maintien des actifs » est établie à 60 % et 40 % respectivement, en suivant le mode d'attribution décrit en (i).

- Tel que décrit en (ii), le Transporteur associe, dans la demande d'autorisation du projet, chaque composante majeure à une seule et même catégorie et la répartition des coûts se retrouve à 65 % et 35 % respectivement.

- Une fois le projet réalisé, le coût réel des composantes et des travaux diffère de celui estimé dans la demande d'autorisation du projet.

Demandes :

En se référant à l'exemple en préambule :

7.1 Veuillez indiquer si l'approche retenue par le Transporteur, soit le partage des coûts par équipement, pourrait conduire à une variation de proportion de 60 % à 65 % pour le coût des interventions en « croissance des besoins de la clientèle ». Dans l'affirmative, veuillez préciser comment le Transporteur traite une telle situation.

R7.1

Comme mentionné à la référence (iii), le Transporteur associe, aux fins de suivi essentiellement, des équipements aux différentes catégories d'investissement de façon à répartir le coût total du projet en respectant au mieux les proportions découlant de l'application de la méthode séquentielle. Cependant, il est possible que le partage des coûts par équipement conduise à une variation de proportion de 60 % à 65 % pour le coût des interventions en « croissance des besoins de la clientèle ». Toutefois, cette variation de proportion pourrait aussi bien être dans le sens opposé, soit de 60 % à 55 %. En effet, le Transporteur a précisé, à la référence (iii), qu'il ne privilégiait, lors de cette démarche, aucune catégorie.

7.2 Veuillez indiquer quel serait le coût de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », utilisé par le Transporteur pour estimer la contribution du Distributeur dans la demande d'autorisation du projet cité en exemple.

R7.2

Le coût de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » utilisé par le Transporteur pour estimer la contribution du Distributeur, dans la demande d'autorisation du projet cité en exemple, serait de 65 M$ (65 % X 100 M$).

7.3 Veuillez indiquer si le Transporteur réévalue le coût de chaque catégorie d'investissement une fois le coût réel du projet connu.

R7.3

Une fois le coût réel du projet connu, le coût de chaque catégorie d'investissement découle de la prise en compte des coûts réels pour les équipements et composantes majeures du projet, lesquels ont été associés à une catégorie d'investissement à l'étape d'autorisation du projet.

Voir également la réponse à la question 7.3.2.

7.3.1. Le cas échéant, veuillez expliquer comment est réévalué le coût de chacune des catégories d'investissement. Veuillez préciser si une nouvelle répartition est établie en suivant le mode d'attribution des coûts décrits en (i).

R7.3.1

Sans objet. Voir la réponse à la question 7.3.

7.3.2. Veuillez indiquer si le Transporteur modifie la répartition des composantes majeures, dans le cas où le coût réel de ces dernières conduit à une proportion différente de celle considérée dans la demande d'autorisation du projet pour les interventions en « croissance des besoins de la clientèle ».

R7.3.2

Le Transporteur ne modifie pas la répartition des équipements et composantes majeures par catégories d'investissement, établie à l'étape d'autorisation du projet.

7.4 Veuillez détailler le calcul de la contribution du Distributeur, une fois le coût réel connu et la mise en service complétée.

R7.4

Pour un projet ciblant un poste satellite, tel que défini en exemple, le calcul de la contribution du Distributeur, une fois le coût réel connu et la mise en service complétée, est établi en fonction des éléments suivants :

- **Le coût réel des équipements et composantes majeures attribués à la catégorie croissance des besoins de la clientèle ;**
- **La plus récente prévision de charges du Distributeur pour la zone visée par le projet ;**
- **Les dispositions des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* alors applicables :**

Le calcul de la contribution du Distributeur est effectué comme suit :

Coût réel des équipements et composantes majeures attribués à la catégorie croissance	-	Montant maximal (MW de croissance mis à jour X allocation maximale applicable)	=	Contribution du Distributeur (dans le cadre de l'agrégation des projets de charges)

7.5 Veuillez indiquer quel serait le coût de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » intégré à l'agrégation annuelle des projets de croissance de la charge locale, conformément aux modalités citées en (v) et (vi).

R7.5

Le coût de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », intégré à l'agrégation annuelle des projets de croissance de la charge locale, correspond au coût des équipements et composantes majeures qui lui ont été associés à l'étape d'autorisation du projet. Comme indiqué en réponse à la question 7.2, ce coût serait de 65 M$ sur une base estimative. Puis, comme indiqué en réponse à la question 7.4, une fois la mise en service du projet complétée et son coût réel connu, ce coût serait le coût réel des équipements et composantes majeures associés à la catégorie croissance.

7.6 Veuillez préciser et chiffrer ce que le Transporteur entend par une « bonne précision » dans l'énoncé en (iv).

R7.6

L'association des équipements aux différentes catégories d'investissement suit l'exercice de catégorisation de l'investissement, qui s'effectue en fonction des objectifs du projet, tel que mentionné en réponse à la question 13.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, à la pièce HQT-4, Document 1. L'attribution des coûts aux différentes catégories s'effectue dans un premier temps par l'application de la méthode séquentielle proposée.

Cette attribution se fait sur une base estimative, à partir des évaluations paramétriques faites lors des études de planification, lors des comparaisons entre la solution retenue et les autres scénarios, selon la méthode séquentielle. Un avant-projet sera réalisé seulement pour la solution retenue, permettant de préciser le coût de cette dernière.

L'association des équipements et composantes majeures aux différentes catégories d'investissement se fait avec l'objectif de reproduire le plus exactement possible le partage établi précédemment entre les catégories d'investissement et, si possible, en considérant la vocation de l'équipement en question.

PARTAGE DES COÛTS ENTRE LES BÉNÉFICIAIRES D'UN PROJET DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT

8. Références : (i) Pièce B-0011, p. 23;
(ii) Pièce B-0019, p. 25;

Préambule :

(i) *« Le Transporteur est d'avis que les principes d'utilisation d'une file d'attente et de « cost causation » demeurent les pratiques usuelles équitables pour gérer les demandes des clients menant à des ajouts au réseau. Il considère qu'il ne s'éloigne pas du principe de l'utilisateur payeur lorsqu'il applique ces principes. En effet, le demandeur est un utilisateur du réseau de transport. Lorsqu'il déclenche un ajout au réseau, cet utilisateur doit en couvrir la totalité des coûts via le paiement du tarif de transport et, le cas échéant, d'une contribution.*

Le Transporteur indique qu'avant d'accepter une demande de service de transport de point à point ou une demande de raccordement de centrale, il doit examiner la capacité du réseau de transport. Si l'on ne peut satisfaire à l'utilisation demandée sans compromettre la fiabilité du réseau, l'étude d'impact sur le réseau analyse l'impact de la demande de service proposée. Si l'étude d'impact montre que des ajouts au réseau sont nécessaires pour répondre à la demande de service, le Transporteur élabore une solution optimale qui tient compte, notamment, des aspects techniques, économiques, environnementaux et sociaux. »

(ii) *« R24.2*

Les Tarifs et conditions prévoient que le coût d'un ajout au réseau doit être supporté par le demandeur ayant déclenché l'investissement. »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser si l'ordre de priorité résultant du principe de « la file d'attente » s'applique exclusivement pour le traitement de la demande d'un client en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (Tarifs et conditions).

R8.1

Suivant les dispositions prévues à l'article 13.2 des *Tarifs et conditions*, le service de transport ferme à long terme de point à point est offert selon le principe du premier arrivé, premier servi, c'est-à-dire dans l'ordre chronologique de demande du service par chaque client du service de transport.

Suivant les dispositions prévues à l'article 12A.3 des *Tarifs et conditions*, le Transporteur affiche sur son site OASIS la date du dépôt d'une demande complète de raccordement de centrale, à laquelle s'appliquent également les dispositions prévues aux articles 19, 20 et 21 des *Tarifs et conditions* quant aux délais à respecter par le demandeur afin de maintenir sa position dans la séquence des études d'impact. Ces dispositions s'appliquent à toute demande du Distributeur pour le raccordement de centrales (c'est-à-dire l'intégration de ressources).

Outre les besoins du Distributeur pour la croissance de charges de la charge locale qui surviennent et sont traités en continu, l'ordre de priorité résultant du principe du premier arrivé, premier servi, s'applique aux demandes de clients de point à point et aux demandes du Distributeur pour le raccordement de centrales.

8.2 Veuillez préciser si le principe de la file d'attente prévalant dans le traitement d'une demande demeure toujours la pratique courante en Amérique du Nord et en particulier selon l'OATT pro forma de la FERC.

R8.2

Yes, transmission service requests and generation interconnection requests are commonly processed via queues in the U.S. and it is a part of the standard business practice across all transmission systems in the U.S.

RISQUES PARTICULIERS DE CERTAINS PROJETS

9. Références : (i) Pièce B-0015, p. 28;
(ii) Pièce B-0016, p. 22;
(iii) Dossier R-3738-2010, décision D-2011-039, par 440.

Préambule :

(i) *« Le Transporteur est d'avis que la mesure, telle que proposée, répond bien à la préoccupation de la Régie à l'égard des projets industriels dédiés à la desserte d'un seul client <u>en territoire isolé</u>. Le Transporteur ne voit ni l'avantage, ni le besoin d'élargir cette mesure applicable aux situations exceptionnelles visées par la Régie, <u>à l'ensemble des clients industriels du Distributeur</u>.*

Il rappelle que les clients industriels font partie intégrante de la charge locale. Tel qu'indiqué en réponse à la question 10.1, les installations destinées à raccorder des clients industriels qui ne sont pas situées en territoire isolé présentent un fort potentiel de réutilisation, vu la diversité et la multiplicité des charges du Distributeur. » [nous soulignons]

(ii) *« Le premier critère vise à cibler des projets qui pourraient avoir un impact sur les revenus requis en cas d'arrêt des activités du client. Cet impact est évalué en considérant les coûts assumés par le Transporteur, donc nets de tout montant remboursé par voie de contribution. Le Transporteur propose donc de considérer les projets dont les coûts qu'il assume sont égaux ou supérieurs à cinq millions de dollars. »*

[…]

Le Transporteur définit le seuil de ce ratio à 90 %. Un client présentant un ratio égal ou supérieur à ce seuil est considéré comme un client situé en territoire isolé. Préalablement au paiement de l'indemnisation par le Distributeur, un test d'exigibilité sera effectué. Ce test a pour objet de confirmer si les installations initialement « situées en territoire isolé » et « dédiées à la desserte d'un seul client », méritent toujours une telle qualification et si la valeur de l'allocation résiduelle est supérieure à 5 M$. *»* [nous soulignons]

(iii) *« La Régie est d'avis que le risque associé aux investissements d'un client particulier relève également du Transporteur. Ce dernier doit s'assurer que les coûts qu'il assume dans ce cas puissent être récupérés par un niveau suffisant de revenus, évitant ainsi un effet à la hausse de ses tarifs. La politique d'ajouts du Transporteur se doit ainsi de prévoir des modalités permettant d'encadrer ce risque. »* [nous soulignons]

Demande :

9.1 Veuillez indiquer dans quelle mesure la proposition du Transporteur tient compte des préoccupations exprimées par la Régie à la référence (iii).

R9.1

Les préoccupations exprimées par la Régie à la référence (iii) concernent l'assurance, pour le Transporteur, que les coûts qu'il assume, dans le cadre d'un ajout réalisé à la demande d'un client particulier, puissent être récupérés par un niveau suffisant de revenus en provenance de ce client, évitant ainsi un effet à la hausse des tarifs pour l'ensemble de ses clients.

Le Transporteur est d'avis que sa proposition répond bien à ces préoccupations de la Régie, dans la mesure où :

- **Le premier critère proposé, lié à la matérialité, s'appuie sur le fait qu'un investissement de 5 M$ assumé par le Transporteur, s'il ne générait pas de revenus en raison de la cessation des activités du client du Distributeur pour lequel il a été réalisé, aurait un impact d'environ 0,01 $/kW/an sur le tarif de transport.**

- **Le deuxième critère proposé, lié à l'isolement, réduit considérablement le risque associé à un projet puisque les projets n'y répondant pas présentent un bon potentiel de réutilisation et donc un risque marginal de déficience de revenus par rapport à la situation anticipée.**

9.2 Veuillez commenter sur l'opportunité d'utiliser simultanément le critère touchant des actifs dédiés à la desserte d'un seul client et le critère de coûts, sans égard à la question d'isolement, pour discriminer les projets qui seraient soumis à la mesure retenue.

R9.2

Le Transporteur estime pertinent de maintenir le critère d'isolement pour les raisons invoquées en réponse à la question 9.1, plus spécifiquement en ce qui concerne la réduction considérable du risque associé à un projet avec l'utilisation de ce critère.

9.3 Veuillez indiquer à quels types d'installations ayant un fort potentiel de réutilisation fait allusion le Transporteur à la référence (i), notamment en terme de lignes (radiales, maillées au réseau), d'installation de postes, etc.

R9.3

Le Transporteur considère que les installations suivantes, qui ne sont pas situées en territoire isolé présentent, un fort potentiel de réutilisation :

- **Lignes de transport ;**
- **Postes de transport ;**
- **Transformateurs et équipements connexes ;**
- **Compensation réactive et équipements connexes.**

10. Références : (i) Pièce B-0015, p. 29;

Préambule :

(i) *« Tel que la Régie le suggère dans sa question, la mesure proposée sera <u>intégrée à l'entente interne de raccordement, lorsqu'applicable</u>. »*

[…]

Le Transporteur <u>n'envisage pas de modification aux Tarifs et conditions</u>. [nous soulignons]

Demande :

10.1 Veuillez indiquer par quel moyen le Transporteur envisage informer la Régie de l'applicabilité ou non de cette mesure, dans le cadre d'un projet.

R10.1

Le Transporteur propose de signaler les projets susceptibles de faire l'objet de cette mesure dans le cadre de leurs véhicules d'autorisation respectifs, soit :

- **pour les projets d'investissement dont le coût est égal ou supérieur à 25 M$, dans les demandes individuelles les concernant ;**

- **pour les projets du Transporteur dont le coût individuel est inférieur à 25 M$, dans la demande d'autorisation du budget annuel d'investissement les incluant.**

Par la suite, pour un projet où cette mesure se verrait appliquée, le Transporteur propose d'en informer la Régie, par voie de suivi administratif.

11. Référence : (i) Pièce B-0015, p. 29.

Préambule :

« Le Transporteur propose d'appliquer la mesure proposée dès la confirmation, par le Distributeur, de l'arrêt des activités de son client, sans présumer d'une reprise possible de ces dernières, <u>à moins d'avoir la confirmation du Distributeur que la cessation est temporaire et qu'une reprise est formellement planifiée.</u> » [nous soulignons]

Demande :

11.1 En ce qui a trait aux investissements dédiés à la desserte d'un seul client du Distributeur, advenant une cessation temporaire des activités de ce client, veuillez préciser si le Transporteur entend appliquer des modalités particulières durant la période de cessation des activités ainsi qu'à la suite de leur reprise. Veuillez justifier.

R11.1

Comme mentionné dans le préambule, le Transporteur propose d'appliquer la mesure uniquement lors de la confirmation de la cessation des activités du client par le Distributeur. Suite à cette confirmation, le Transporteur ne présume pas d'une reprise possible des activités du client du Distributeur.

11.2 Le cas échéant, veuillez décrire ces modalités envisagées par le Transporteur.

R11.2

Voir la réponse à la question 11.1.

AMÉNAGEMENTS PARTICULIERS POUR CERTAINS PROJETS

12. Références : (i) Dossier R-3738-2010, décision D-2010-124, p. 22 et 23;
(ii) Pièce B-004, p. 8;

Préambule :

(i) *« [86] Le Transporteur propose d'instaurer des aménagements particuliers aux principes actuels de justification économique de certains projets tels que les projets d'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables faisant l'objet d'appels d'offres du Distributeur à la suite d'une demande du gouvernement du Québec et pour lesquelles des solutions à la pièce seraient sous-optimales. Il demande à la Régie de prendre acte de ses intentions de mettre en oeuvre cette approche et d'en présenter les modalités lors d'une prochaine demande tarifaire.*

[87] Les investissements d'intégration de production éolienne s'inscrivant dans cette catégorie, la Régie ne peut examiner de propositions relatives au projet Matapédia sans en connaître les modalités d'application.

[88] Comme ces modalités ne peuvent faire l'objet d'un dossier distinct du présent dossier, la Régie traitera ainsi des aspects de la politique applicables au projet Matapédia lors du dépôt des modalités dans une phase 2 du présent dossier. »

(ii) *« Le Transporteur propose de maintenir les modalités existantes pour les projets d'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables et n'envisage plus d'aménagements particuliers pour certains projets. »*

Demandes :

12.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les aménagements particuliers cités à la référence (i) ne sont plus requis.

R12.1

Le Transporteur a indiqué en preuve, à la pièce HQT-1, Document 1 révisée en date du 31 octobre 2014, page 32, qu'il n'envisage plus introduire une telle approche. Il considère que les modalités proposées dans la présente demande encadrent adéquatement les modalités d'intégration des projets tels que les projets d'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables.