

**Réponses du Transporteur  
à la demande de renseignements numéro 1  
de l'Association coopérative d'économie familiale  
de l'Outaouais  
(« ACEFO »)**





1 1.2 Veuillez indiquer si les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel sont plus  
2 sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration des projets éoliens de  
3 l'appel d'offres 2005-03 (dossier R-3742-2010). Si oui, veuillez préciser les différences.

4 **R1.2**

5 **Les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel ne sont pas plus**  
6 **sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration des projets**  
7 **éoliens de l'appel d'offres 2005-03 (dossier R-3742-2010).**

8 1.3 Veuillez indiquer si les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel sont plus  
9 sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration de la production des  
10 centrales du complexe la Romaine (dossier R-3757-2011). Si oui, veuillez préciser les  
11 différences.

12 **R1.3**

13 **Les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel ne sont pas plus**  
14 **sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration de la**  
15 **production des centrales du complexe la Romaine (dossier R-3757-2011).**

16 1.4 Veuillez indiquer si la fiabilité du réseau de transport principal est assurée actuellement,  
17 c'est-à-dire pour l'année 2014.

18 **R1.4**

19 **Le Transporteur confirme que la fiabilité du réseau de transport principal est**  
20 **assurée actuellement.**

21 1.5 Veuillez identifier les projets éoliens (nom, localisation et capacité installée) de l'appel  
22 d'offres 2005-03 qui ne seront pas encore raccordés à la fin de l'année 2014.

23 **R1.5**

24 **Le Transporteur rappelle que suivant le paragraphe 24 de la décision**  
25 **procédurale D-2014-118, seuls les travaux liés aux montants substitués par le**  
26 **Projet doivent être examinés, sans pour autant examiner de nouveau les**  
27 **dossiers concernés, dont le projet de raccordement des parcs éoliens de**  
28 **l'appel d'offres 2005-03.**

29 **2. Références :** (i) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 9 et 10 ;  
30 (ii) R-3864-2013 HQD-1, document 1, page 28.

31 **Préambule :**

32 (i) : [page 9] Or, au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance  
33 augmentent sur les lignes à 735 kV.

34 [page 10] À titre 1 d'exemple, les études d'intégration de la nouvelle production de 1 550  
35 MW du complexe de la Romaine en cours de réalisation sur la Côte-Nord et les 2 000 MW  
36 associés à l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne dans  
37 le centre-sud et le sud-est du réseau, ont identifié des besoins de renforcement du réseau  
38 principal dans le centre-sud et dans le sud-ouest du réseau, tel que présenté dans les

1 demandes R-3742-2010 et R-3757-2011 du Transporteur. En effet, toute cette nouvelle  
 2 production augmente la puissance transitée sur les lignes du corridor de la Côte-Nord (voir  
 3 la figure 3), à tel point qu'une partie de cette puissance se trouve transférée vers les  
 4 corridors est et ouest de la Baie-James du fait que le réseau est intégré. Il s'ensuit une  
 5 augmentation des transits sur l'ensemble des lignes à 735 kV qui acheminent la production  
 6 vers les régions de Montréal et de Québec.

7 (ii) : Le tableau ci-dessous montre notamment la contribution en puissance attendue de la  
 8 production éolienne. Selon la Note (1), elle correspond à 35% de la puissance contractuelle.

**TABLEAU 4-3  
 BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b>	<b>37 374</b>	<b>37 268</b>	<b>37 607</b>	<b>37 954</b>	<b>38 337</b>	<b>39 031</b>	<b>39 397</b>	<b>39 726</b>	<b>40 036</b>	<b>40 340</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux <sup>(1)</sup></b>	<b>2 844</b>	<b>3 114</b>	<b>3 338</b>	<b>3 588</b>	<b>3 769</b>	<b>4 298</b>	<b>4 498</b>	<b>4 618</b>	<b>4 668</b>	<b>4 668</b>
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme <sup>(1)</sup>	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
• Éolien : 4000 MW <sup>(1)</sup>	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>650</b>	<b>360</b>	<b>750</b>	<b>1 050</b>	<b>1 290</b>	<b>1 530</b>	<b>1 830</b>	<b>2 070</b>	<b>2 370</b>	<b>2 700</b>
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>330</b>	<b>570</b>	<b>870</b>	<b>1 200</b>

(Besoins arrondis au 10 MW près)  
 La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissment en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Note (1) :

9 **Demandes :**

10 2.1 Veuillez préciser si les développements du réseau depuis l'année 2012 qui font en sorte que  
 11 les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV concernent uniquement  
 12 l'intégration de la production du complexe La Romaine et les 2000 MW associés à l'appel  
 13 d'offres 2005-03. Selon le cas, veuillez identifier les autres sources de production (nom,  
 14 localisation et capacité). [voir la demande 7.1 de la Régie];

15 **R2.1**

16 **Des demandes de toutes natures et envergures s'ajoutent régulièrement.**  
 17 **L'intervenant peut consulter à cet effet la Liste des études d'impact du**  
 18 **Transporteur au lien suivant :**

1 [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/Liste Etudes impact.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/Liste_Etudes_impact.pdf)

2 **De plus, les besoins réguliers du Distributeur font aussi l'objet**  
3 **d'augmentations ou de changements au fil des ans. Le tout contribue à**  
4 **l'augmentation des transits de puissance sur les lignes à 735 kV.**

5 2.2 Dans le cas de l'intégration de la capacité éolienne, veuillez indiquer si la capacité  
6 d'intégration au réseau de transport principal correspond à la capacité installée totale de la  
7 production éolienne ou à la capacité garantie selon les conventions d'énergie éolienne  
8 (actuellement 35%). Veuillez expliquer votre réponse.

9 **R2.2**

10 **Le Transporteur rappelle que suivant le paragraphe 24 de la décision**  
11 **procédurale D-2014-118, seuls les travaux liés au montants substitués par le**  
12 **Projet doivent être examinés, sans pour autant examiner de nouveau les**  
13 **dossiers concernés, dont le projet de raccordement des parcs éoliens de**  
14 **l'appel d'offres 2005-03. Conséquemment, le Transporteur est d'avis que cette**  
15 **question dépasse le cadre d'analyse de la présente demande.**

16 **Toutefois, à titre d'information, le Transporteur indique que dans le cadre d'un**  
17 **projet de raccordement d'une nouvelle production, il conçoit son réseau de**  
18 **transport de façon à pouvoir intégrer au réseau la totalité de la nouvelle**  
19 **puissance installée.**

20 2.3 Étant donné la capacité attendue de la production éolienne montrée à la référence (ii),  
21 veuillez justifier le fait de prévoir la capacité du réseau principal en fonction de la capacité  
22 totale installée des parcs éoliens simultanément avec la production totale des autres  
23 centrales du Producteur.

24 **R2.3**

25 **Voir la réponse à la question 2.2.**

26 2.4 Pour chacun des deux scénarios présentés dans le dossier actuel (HQT-1, document 1,  
27 p.26), veuillez fournir une simulation du réseau de transport en diminuant la charge du  
28 Distributeur pour qu'elle corresponde à la capacité attendue de la production éolienne, soit  
29 à 35% de la capacité contractuelle.

30 **R2.4**

31 **La question dépasse le cadre de cette audience. Le Transporteur indique que**  
32 **son rôle n'est pas de procéder à des analyses ou des simulations au bénéfice**  
33 **des démonstrations que souhaite réaliser l'intervenant. Le cadre réglementaire**  
34 **et les démonstrations de suffisance des informations requises en vertu de**  
35 **l'article 73 de la Loi ne nécessitent, ni ne prévoient que le Transporteur simule**  
36 **de tels scénarios.**

37 2.5 Veuillez fournir la valeur des pertes totales sur ce réseau de transport pour chacun des deux  
38 scénarios.

39 **R2.5**

40 **Voir la réponse à la question 2.4.**

1 2.6 Veuillez indiquer si une nouvelle ligne est nécessaire dans la circonstance énoncée à la  
2 demande 2.4, soit la diminution de la charge du Distributeur pour qu'elle corresponde à la  
3 capacité attendue de la production éolienne, à 35% de la capacité contractuelle.

4 **R2.6**

5 **Voir les réponses aux questions 2.2 et 2.4.**

6 **3. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, pages 10 et 11.

7 **Préambule :**

8 (i) Le Transporteur définit un « effet entonnoir » sur le réseau de transport : Ce faisant, les  
9 événements de pertes de lignes mentionnées plus avant, deviennent encore plus sévères  
10 pour le réseau. La sévérité de ces événements est en partie due au fait qu'à la zone de  
11 convergence des grands corridors de transport en provenance de la Baie-James et de la  
12 Côte-Nord, où sont situés les postes de la Chamouchouane et du Saguenay, quatre lignes de  
13 transport se raccordent à ces postes en provenance du nord et seulement trois en ressortent.  
14 L'augmentation des transits a alors pour impact que l'effet d'entonnoir mentionné plus  
15 avant devient en quelque sorte un goulot d'étranglement et limite le réseau à répondre au  
16 besoin de transiter la puissance vers le sud soit vers la charge.

17 **Demandes :**

18 3.1 Veuillez fournir un écoulement de puissance montrant l' « effet entonnoir » avant et après  
19 la mise en service de la ligne actuellement proposée.

20 **R3.1**

21 **Tout d'abord, le Transporteur précise que l' « effet entonnoir » correspond à la**  
22 **limite du réseau à pouvoir transiter la puissance nécessaire à l'alimentation de**  
23 **la charge, qui est principalement située dans le sud du réseau.**

24 **Les écoulements de puissance demandés sont déposés sous pli confidentiel à**  
25 **l'annexe 1 de la présente pièce. Les figures R3.1 A et R3.1 B présentent les**  
26 **écoulements de puissance avant et après la mise en service de la ligne**  
27 **actuellement proposée. Le Transporteur apporte la précision que l'écoulement**  
28 **présenté à la figure R3.1 A ne répond pas aux critères de conception. En**  
29 **l'absence d'un renforcement du réseau, la concrétisation de l'effet d'entonnoir**  
30 **se traduit par un effondrement de la tension dans le sud du réseau suite à une**  
31 **contingence.**

32 3.2 Veuillez également fournir un écoulement de puissance pour la solution 2, soit après la  
33 mise en service de la compensation série.

34 **R3.2**

35 **L'écoulement de puissance demandé est déposé sous pli confidentiel à**  
36 **l'annexe 2 de la présente pièce.**

37 **La figure R3.2 présente l'écoulement de puissance de la solution 2.**

1 3.3 Veuillez fournir le transit prévu sur les quatre lignes en provenance de la Baie-James et de  
2 la Côte-Nord se raccordant aux postes Chamouchouane et Saguenay, et le transit prévu sur  
3 les trois lignes qui en ressortent lors de la demande de pointe 2014-2015.

4 **R3.3**

5 **Le Transporteur précise que l'étude pour la pointe de charge 2014-2015 n'est**  
6 **pas encore débutée, et que les transits sur les lignes mentionnées, basés sur**  
7 **le plan des ressources du Distributeur, ne seront pas disponibles avant le**  
8 **milieu de l'automne.**

9 3.4 Veuillez fournir la même information pour la demande de pointe de l'année 2020-2021,  
10 soit après la mise en service des centrales du complexe La Romaine, selon le réseau qui  
11 était prévu dans le dossier R-3742-2010.

12 **R3.4**

13 **La question dépasse le cadre de cette audience. Le Transporteur indique que**  
14 **son rôle n'est pas de procéder à des analyses ou des simulations au bénéfice**  
15 **des démonstrations que souhaite réaliser l'intervenant. Le cadre réglementaire**  
16 **et les démonstrations de suffisance des informations requises en vertu de**  
17 **l'article 73 de la Loi ne nécessitent, ni ne prévoient que le Transporteur simule**  
18 **de tels scénarios.**

19 3.5 Dans chacun des cas (demandes 3.1 et 3.2 ci-dessus), veuillez également fournir la  
20 puissance qui transite dans les transformateurs du poste Saguenay 735/161 kV.

21 **R3.5**

22 **Le Transporteur précise que les hypothèses considérées pour la charge sont**  
23 **identiques pour les deux solutions. Par conséquent, le transit dans la**  
24 **transformation du poste Saguenay est le même pour les deux solutions et**  
25 **correspond à 483 MW.**

26

27 **4. Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 12 ;  
28 (ii) HQT-9, document 1, page 13 des dossiers R-3706-2009, R-38382010 ;  
29 R3777-2011 et page 15 du dossier R-3823-2012.

30 **Préambule :**

31 (i) « Les lignes à 735 kV étant de plus en plus sollicitées tant l'été que l'hiver, à mesure que le  
32 réseau évolue, le Transporteur dispose de moins de marge de manœuvre pour garantir la  
33 fiabilité du réseau en temps réel. »

34 (ii) Par ailleurs, à partir de l'information tirée de la référence, nous présentons le tableau ci-  
35 dessous qui montre le taux d'utilisation du réseau de transport pour chacune des années  
36 indiquées. On peut constater que globalement le taux d'utilisation n'a pas augmenté, mais a  
37 plutôt diminué, depuis l'année 2008.



	Charge locale					Réseau global				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
janvier	90,3	94,2	85,6	92,2	86,0	96,7	95,7	94,8	98,0	94,0
février	84,7	84,3	81,6	84,1	78,3	95,4	91,3	92,2	93,4	89,0
mars	76,9	81,1	65,4	79,8	75,9	87,4	92,0	81,0	88,3	86,8
avril	70,3	66,0	60,4	64,7	58,6	81,8	74,9	72,7	75,4	72,8
mai	59,6	51,8	58,5	57,7	52,9	67,7	63,2	65,9	68,9	63,6
juin	52,3	49,0	51,1	50,5	50,8	64,4	63,0	63,2	65,6	65,0
juillet	54,7	50,0	55,0	52,6	52,2	65,4	63,9	68,7	67,9	68,0
août	54,0	52,5	54,9	49,7	50,6	65,7	66,5	66,0	64,2	65,7
septembre	55,6	54,9	53,1	49,3	51,2	67,1	68,7	64,7	62,8	64,5
octobre	65,9	63,7	59,3	60,3	55,7	72,5	75,8	62,8	70,2	67,7
novembre	73,8	68,4	69,0	69,2	78,2	84,7	78,9	78,0	77,5	83,4
décembre	85,3	85,4	77,5	80,1	75,8	90,6	93,9	87,9	90,8	88,3
moyenne	68,6	66,8	64,3	65,9	63,9	78,3	77,3	74,8	76,9	75,7

1

2 **Demande :**

3 4.1 Veuillez expliquer l'affirmation à l'effet que les lignes à 735 kV sont de plus en plus  
4 sollicitées tant l'été que l'hiver, à mesure que le réseau évolue.

5 **R4.1**

6 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1, pages 9, 12**  
7 **et 13.**

8 **Voir également la réponse du Transporteur à la question 5.1 de la demande de**  
9 **renseignements de l'AQCIE-CIFQ.**

10 **5. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 12.

11 **Préambule :**

12 (i) : La capacité thermique de certaines lignes à 735 kV peut être dépassée :

13 L'augmentation des transits sur les lignes peut maintenant conduire à des dépassements de la  
14 capacité thermique de certaines lignes à 735 kV en été, obligeant le Transporteur à limiter les  
15 transits. Cela est survenu pour la première fois au cours de l'été 2012, alors que des températures  
16 particulièrement élevées se sont ajoutées à la complexité de l'exploitation d'un réseau déjà  
17 fortement sollicité.

18 **Demandes :**

19 5.1 Veuillez identifier les lignes à 735 kV où il y aurait eu des dépassements de la capacité  
20 thermique en 2012 et quantifier ces dépassements.

21 **R5.1**

22 **Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant ne sont**  
23 **pas pertinentes au présent dossier et se rapportent à un niveau de détail qui**  
24 **dépasse le cadre d'analyse d'une demande d'autorisation d'investissement**  
25 **sous l'article 73 de la Loi.**

1 Par courtoisie, sans admission et pour des fins de compréhension de  
2 l'intervenant seulement, le Transporteur offre les renseignements suivants.

3 Le Transporteur tient à rappeler à l'intervenant que, comme mentionné à la  
4 pièce HQT-1, Document 1, page 13, le Projet vise à mettre en place une  
5 architecture de réseau qui résout l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du  
6 poste de la Chamouchouane et le déséquilibre de transits entre les corridors  
7 ouest et est de la Baie-James, le tout afin d'assurer la fiabilité du réseau de  
8 transport suite notamment aux pertes de deux lignes à 735 kV dans le sud du  
9 réseau.

10 D'autre part, à la pièce HQT-1, Document 1, pp. 24-25, le Transporteur a  
11 clairement précisé que « *Le Projet offre de plus l'avantage de soulager  
12 d'importantes contraintes d'exploitation du réseau principal à 735 kV au  
13 bénéfice de l'ensemble de la clientèle.* » signifiant que le Projet n'a pas pour  
14 objectif de résoudre le manque de marge de manœuvre mais bien que sa  
15 réalisation permet, de façon collatérale, de soulager lesdites contraintes  
16 en été. Cet élément a d'ailleurs été repris par la Régie aux paragraphes 26 et 27  
17 de sa décision procédurale D-2014-118. Ainsi, les explications données par le  
18 Transporteur à la référence citée visaient à mieux faire comprendre le manque  
19 de marge de manœuvre dont dispose actuellement l'exploitant en lien avec la  
20 capacité thermique des lignes et en quoi le Projet, de par sa nature, soulagerait  
21 ces contraintes.

22 Ceci étant, afin de bien définir la notion de capacité thermique, le Transporteur  
23 fournit les explications qui suivent à titre d'information.

24 Tous les conducteurs électriques offrent une résistance au passage de  
25 l'électricité. Conséquemment, dès qu'un courant circule dans une ligne, cela  
26 entraîne une dissipation de chaleur qui augmente la température des  
27 conducteurs. La capacité thermique d'une ligne correspond à la quantité de  
28 puissance qu'elle est en mesure de transporter de manière fiable et sécuritaire  
29 dans des conditions atmosphériques précises.

30 La capacité thermique d'une ligne donnée n'est ni absolue, ni simplement  
31 fonction du nombre et du calibre de ses conducteurs. Elle varie plutôt en  
32 fonction des conditions extérieures comme la température ambiante et le vent.  
33 En hiver, la capacité thermique d'une ligne est plus élevée qu'en été puisque  
34 les conducteurs, chauffés par le courant qui circule, peuvent profiter d'un  
35 refroidissement causé par la température ambiante, plus froide qu'en été.  
36 Inversement, en été, alors que la température extérieure est plus élevée, la  
37 capacité thermique de la ligne diminue, réduisant d'autant la puissance  
38 pouvant être transportée sur cette ligne.

39 5.2 Veuillez fournir le nombre et le calibre des conducteurs de ces lignes.

#### 40 **R5.2**

41 **Voir la réponse à la question 5.1.**

42 5.3 Veuillez également fournir la capacité thermique de chaque conducteur en ampères et la  
43 capacité thermique de ces lignes en MVA, ainsi que les conditions dans lesquelles cette  
44 capacité est déterminée (température ambiante, température du conducteur, etc.).

1 **R5.3**

2 **Voir la réponse à la question 5.1.**

3 5.4 Veuillez fournir le niveau des températures particulièrement élevées.

4 **R5.4**

5 **Le Transporteur indique qu'au cours de l'été 2012, la température extérieure a**  
6 **dépassé le 30°C pendant dix-neuf jours, atteignant 33°C.**

7 5.5 Veuillez indiquer si d'autres conditions de réseau ont contribué au dépassement de la  
8 capacité thermique des lignes à 735 kV identifiées.

9 **R5.5**

10 **Cette question est imprécise et dépasse le cadre de cette audience.**

11 **Voir également la réponse à la question 5.1.**

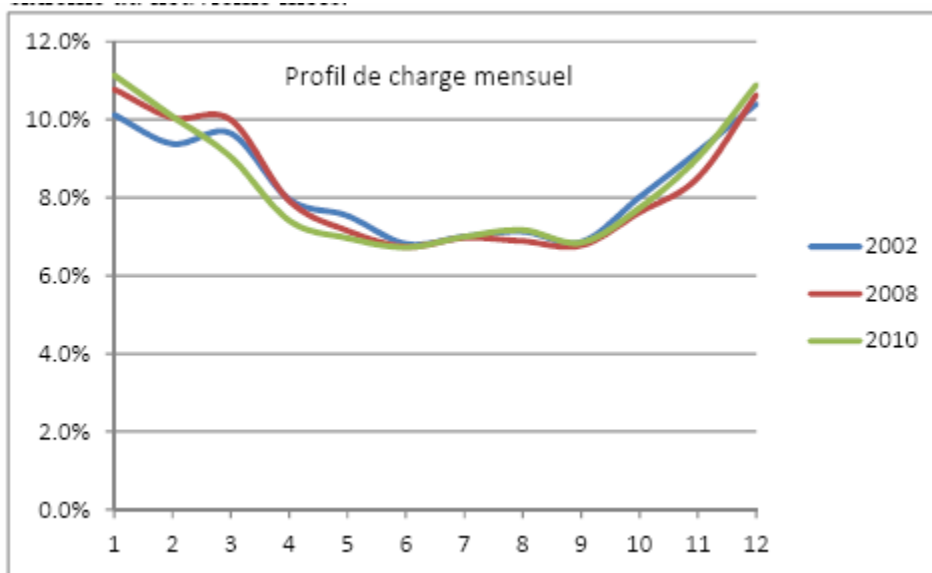
- 12 **6. Références :** (i) B-0006 HQT-1, document 1, page 12 ;  
13 (ii) R-3864-2013, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, pages 17 et 20 ;  
14 (iii) R-3864-2013, HQD-1, document 2, annexe 2D, page 56.

15 **Préambule :**

16 (i) : Le réseau est conçu en fonction des conditions de pointe de la consommation d'hiver et  
17 cela a toujours garanti la couverture des pointes estivales, notamment de par le grand écart  
18 de consommation entre les deux saisons. Toutefois, compte tenu du fait que certains  
19 paramètres sont en changement, des considérations secondaires doivent être incorporées  
20 aux analyses de réseau. En effet, en raison de l'augmentation de la consommation  
21 québécoise en période estivale, en grande partie attribuable à la climatisation, et compte  
22 tenu des pointes de température plus élevées qu'avant, le réseau en été est devenu  
23 vulnérable, au fil des ans, à l'indisponibilité prolongée de certaines lignes de même qu'aux  
24 niveaux record de température.

25 À partir des données chronologiques fournies par le Distributeur dans différents dossiers,  
26 nous présentons le graphique ci-dessous qui montre le profil de charge mensuel, c'est-à-  
27 dire le pourcentage de consommation pour chacun des mois par rapport à la consommation  
28 annuelle pour les années 2002, 2008 et 2010. On peut constater qu'il y a très peu de  
29 variation.

30 Plus particulièrement, on peut constater très peu de changement pour la période estivale,  
31 soit du sixième au neuvième mois.



1  
2 (ii) (iii) : Par ailleurs, à partir des données de ces références, nous avons calculé le facteur de  
3 charge de la demande du Distributeur. On peut constater que le facteur de charge a  
4 diminué de l'année 2008 à l'année 2012 et qu'il est prévu une nouvelle diminution à  
5 l'horizon 2023.

6 Une diminution du facteur de charge signifie que la demande maximale en puissance  
7 augmente plus vite que la demande en énergie.

Hiver						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins TWh	183,8	178,3	184,7	184,6	184,5	185,9	183,6	182,6	184,8	185,4	187	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Besoins MW	35690	35690	36260	36830	37040	37897	37374	37268	37607	37954	38337	39031	39397	39726	40036	40340
FIJ de la charge	58,79%	57,03%	58,49%	57,22%	56,86%	56,75%	56,08%	55,93%	56,10%	55,76%	55,68%	55,52%	55,07%	55,78%	55,69%	55,63%

8  
9 **Demandes :**

10 6.1 Veuillez fournir un profil mensuel de charge pour l'année 2013.

11 **R6.1**

12 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de**  
13 **cette audience. Par courtoisie, sans admission et pour des fins de**  
14 **compréhension de l'intervenant seulement, le Transporteur offre les**  
15 **renseignements suivants.**

16 **Le Transporteur constate que l'intervenant fait référence aux dossiers du**  
17 **Distributeur. Il ne peut confectionner un profil de charge sur cette base.**

18 **Le Transporteur présente cependant au tableau R6.1 les besoins de la charge**  
19 **locale aux pointes mensuelles du réseau de transport pour l'année 2013.**

1  
2  
3

**Tableau R6.1**  
**Besoins de la charge locale aux pointes mensuelles du réseau de transport**  
**pour l'année 2013**

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge locale (MW)	38 394	36 109	31 922	28 893	21 227	19 760	21 413	20 861	19 266	25 536	30 244	35 887

4  
5  
6  
7

6.2 Étant donné que l'écart de consommation entre les saisons d'été et les saisons d'hiver s'est maintenu, veuillez expliquer votre affirmation que le réseau en été est devenu vulnérable, au fil des ans.

8

**R6.2**

Comme mentionné à la pièce HQT-1, Document 1, page 12, lignes 9 à 17, la conception du réseau en fonction des conditions de pointe de la consommation d'hiver a toujours garanti la couverture des pointes estivales, notamment de par le grand écart de consommation entre les deux saisons. Le Transporteur ajoute que l'écart entre les deux n'est plus garant de la couverture des conditions en saison estivale, puisque certains paramètres sont en changement en été. Ainsi, ce n'est pas l'écart entre les deux saisons qui est en jeu mais bien la valeur absolue des transits en saison estivale qui s'est vue augmenter en fonction des pointes de température plus élevées qu'avant et de l'augmentation de la consommation alors qu'au même moment, la capacité thermique des lignes diminue. Ce sont ces dernières conditions qui font que le réseau en été est devenu vulnérable puisqu'elles peuvent conduire à des dépassements de la capacité thermique de certaines lignes, ce que le Transporteur n'observait pas avant.

23  
24

6.3 Veuillez fournir les informations quantitatives qui permettent de conclure que le grand écart de consommation entre la saison hivernale et la saison estivale est modifié.

25

**R6.3**

Voir la réponse à la question 6.2. Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant ne sont pas pertinentes au présent dossier et se rapportent à un niveau de détail qui dépasse le cadre d'analyse d'une demande d'autorisation d'investissement sous l'article 73 de la Loi et de la décision D-2014-118.

31

32

**7. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 12.

33

**Préambule :**

34

(i) Le Transporteur mentionne qu'il n'est pas rare d'avoir de façon simultanée :

35

- une ligne en entretien,

36

- un compensateur statique ou synchrone indisponible,

37

- une contrainte de production qui survient sur un des axes de transport alors que de

38

façon inopinée,

39

- un alternateur de centrale devient hors service.

1 **Demande :**

2 7.1 Veuillez indiquer combien de fois de tels évènements se sont produits simultanément  
3 durant les 5 dernières années et préciser les conditions de température au moment où cela  
4 s'est produit.

5 **R7.1**

6 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet. Par courtoisie, sans**  
7 **admission et pour des fins de compréhension de l'intervenant seulement, le**  
8 **Transporteur offre les renseignements suivants.**

9 Voir la réponse du Transporteur à la question 1.8 de la demande de  
10 renseignements de la FCEI.

11 Plus particulièrement, en ce qui concerne l'exploitation du réseau, le  
12 Transporteur précise que durant la période normale de retraits, le réseau de  
13 transport principal se trouve en moyenne 95 % du temps avec au minimum une  
14 ligne et un compensateur au retrait en même temps. Durant cette même  
15 période, il y a au moins 1 000 MW de puissance non disponible en raison des  
16 groupes au retrait.

17 Lorsque s'ajoute à cela une contrainte de production ou la mise hors service  
18 d'un groupe sur un axe de transport, l'exploitant est contraint de procéder à  
19 une modification du plan de production. Ce changement peut alors venir peser  
20 encore davantage sur les transits dans les corridors dont certaines lignes sont  
21 déjà au retrait.

22 Si de plus, la température extérieure augmente au dessus des maximums  
23 habituels, comme cela a été le cas à l'été 2012 par exemple, certaines lignes  
24 atteignent leur capacité thermique.

25 Ceci dit, au-delà de la probabilité de retraits simultanés, c'est l'impact anticipé  
26 d'un événement inopiné subséquent qui est l'élément déterminant dans ces  
27 situations, lequel impact anticipé nécessite de limiter les transits pour éviter de  
28 soumettre les lignes à des conditions excédant leur capacité.

29 **8. Références :** (i) B-0006 HQT-1, document 1, page 12 ;

30 (ii) [http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr\\_marketRules.pdf](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf).

31 **Préambule :**

32 (i) *Dans l'exemple précédent, et pour tous les autres cas possibles, le Transporteur doit en*  
33 *tout temps exploiter le réseau à des limites de transit qui répondent aux besoins*  
34 *d'alimentation de la charge tout en respectant l'ensemble des exigences du NPCC, et*  
35 *ce, de façon à pouvoir subir un prochain événement qui l'amène dans une*  
36 *configuration pour laquelle il doit aussi respecter ces conditions.*

37 (ii) L'IESO peut interrompre des transactions d'import et d'export si cela est nécessaire pour  
38 maintenir la fiabilité de son réseau de transport :

39 2.3.2 Energy and ancillary service transactions, including import and export transactions,  
40 using the IESO-controlled grid shall be subject to dispatch by the IESO:

1 2.3.2.1 in accordance with the procedures for dispatching generation facilities,  
2 dispatchable loads and boundary entities, based on the offers, bids and self-schedules  
3 submitted by market participants pursuant to Chapter 7 or in accordance with the terms of  
4 applicable contracted ancillary services contracts; and

5 2.3.2.2 in circumstances where the IESO determines that curtailment is necessary to  
6 protect the reliability of the IESO-controlled grid or the integrated power system or to  
7 prevent injury or damage to persons, facilities or the environment pursuant to Chapter 5.

8 **Demandes :**

9 8.1 Veuillez préciser si la charge à alimenter par le Transporteur comprend la charge locale et  
10 le transit net ferme sur les interconnexions.

11 **R8.1**

12 **Voir la réponse du Transporteur à la question 5.2 de la demande de**  
13 **renseignements no 1 de la Régie.**

14 8.2 Si oui, veuillez indiquer comment le transit net ferme sur les interconnexions est déterminé.

15 **R8.2**

16 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de**  
17 **cette audience.**

18 **Le Transporteur rappelle que, relativement au volet exploitation du réseau,**  
19 **lequel est concerné par la référence (i) citée, la Régie a indiqué ce qui suit au**  
20 **paragraphe 27 de sa décision procédurale D-2014-118 : « La Régie permet de**  
21 **traiter de cet avantage. Toutefois, elle rappelle qu'il ne s'agit pas d'un objectif**  
22 **visé par le Projet et qu'à ce titre, il est peu utile d'élaborer sur d'autres**  
23 **solutions permettant de répondre aux contraintes d'exploitation du réseau**  
24 **principal du Transporteur ».**

25 8.3 Veuillez préciser si le Transporteur est informé de la nature des transactions sur les  
26 interconnexions, à savoir s'il s'agit de fourniture d'électricité ferme ou non ferme.

27 **R8.3**

28 **Voir la réponse à la question 8.2.**

29 8.4 Veuillez indiquer si une modalité semblable à celle de l'IESO existe pour le réseau du  
30 Transporteur.

31 **R8.4**

32 **Voir la réponse à la question 8.2.**

33 8.5 Si oui, veuillez déposer le texte définissant cette modalité.

34 **R8.5**

35 **Voir la réponse à la question 8.2.**

36 8.6 Si non, veuillez indiquer si le Transporteur a envisagé d'introduire une telle modalité et  
37 indiquer les raisons pour lesquelles cela n'a pas été fait.

1 **R8.6**

2 **Voir la réponse à la question 8.2.**

3 8.7 Si une telle modalité était introduite pour la zone de contrôle du Transporteur, est-ce que le  
4 projet actuel serait requis.

5 **R8.7**

6 **Voir la réponse à la question 8.2.**

7 **9. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 13.

8

9 **Préambule :**

10 (i) De même, les fermetures récentes de centrales nucléaire et thermiques dans la partie sud du  
11 réseau ont un impact à la hausse sur les transits des lignes de transport du réseau principal,  
12 en période estivale.

13 **Demandes :**

14 9.1 Veuillez identifier les centrales thermiques dans le sud du réseau qui ont été fermées  
15 récemment et indiquer leur capacité installée ainsi que l'année de leur fermeture.

16 **R9.1**

17 **Le Transporteur identifie les centrales et l'année de leur fermeture au tableau**  
18 **R9.1:**

19 **Les informations relatives à la puissance installée des centrales mentionnées**  
20 **appartenant à Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité**  
21 **(le « Producteur ») se retrouvent au Rapport annuel 2009 d'Hydro-Québec, à la**  
22 **page 114. Ce rapport est disponible à l'adresse suivante:**

23 [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport\\_annuel/](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/)



1

**Tableau R9.1**

<b>Centrale</b>	<b>Année de fermeture</b>
<b>Tracy</b>	<b>2011</b>
<b>La Citière</b>	<b>2012</b>
<b>Cadillac</b>	<b>2012</b> <b>(arrêt de la production – sert dorénavant à réguler la tension sur le réseau à 120 kV)</b>

2

3 9.2 Veuillez indiquer les années où ces centrales thermiques ont produit de l'électricité en  
4 période estivale et fournir la quantité d'électricité produite par chacune, pour chacune des  
5 dix dernières années.

6 **R9.2**

7 **Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant ne sont**  
8 **pas pertinentes au présent dossier et se rapportent à un niveau de détail qui**  
9 **dépasse le cadre d'analyse d'une demande d'autorisation d'investissement**  
10 **sous l'article 73 de la Loi et de la décision D-2014-118.**

11 9.3 Veuillez indiquer si ces centrales ont été utilisées en période estivale à d'autres fins que la  
12 production d'électricité au cours des dix dernières années.

13 **R9.3**

14 **Voir la réponse à la question 9.2.**

15 9.4 Veuillez préciser si la production de la centrale nucléaire était interrompue en période  
16 estivale pour fin d'entretien. S'il y a lieu, veuillez indiquer la fréquence et la durée des  
17 interruptions.

18 **R9.4**

19 **Voir la réponse à la question 9.2.**

20 **10. Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 14 ;

21 (ii) R-3742-2010, HQT-3, document 1, page 22 ;

22 (iii) R-3742-2010, HQD-1, document 1, page 88.

23 **Préambule :**

24 (i) Par ailleurs, la nouvelle topologie du réseau amenée par le Projet permet de répondre à  
25 la croissance des besoins de la clientèle en assurant une intégration optimale au réseau  
26 de transport principal de la nouvelle production du complexe de la Romaine et de celle  
27 des travaux issus de l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie  
28 éolienne.

- 1 (ii) le Transporteur mentionne que la détermination des renforcements au réseau principal pour  
2 l'intégration de la production éolienne (1936.5 MW) a pris en considération la production  
3 des centrales du projet La Romaine et un projet de surpuissance :

4 *10.2 En référence à la figure 2 où la production éolienne de l'appel d'offres de 2000*  
5 *MW a été ajoutée, veuillez préciser en MW les besoins supplémentaires et la production*  
6 *supplémentaire qui ont été ajoutés. Veuillez indiquer la répartition géographique des*  
7 *besoins supplémentaires et identifier la production supplémentaire. R10.2*

8 *À la figure 2, tous les parcs éoliens de l'appel d'offres éolien de 2 000 MW sont simulés*  
9 *selon leur puissance installée, soit 1 936,5 MW. La figure 2 inclut également tous les*  
10 *projets planifiés qui ont préséance à l'appel d'offres éoliens de 2000 MW selon*  
11 *l'ordonnancement du tableau d'études d'impact du système OASIS, soit les projets La*  
12 *Romaine (1 550 MW) et le projet de surpuissance (362 MW).*

13 *La charge désignée comme besoins supplémentaires a été augmentée*  
14 *proportionnellement sur l'ensemble du réseau et ce jusqu'à l'obtention d'un équilibre*  
15 *entre la production et la charge.*

- 16 (iii) Les scénarios envisagés assurent la fiabilité du réseau :

17 Aspect technique

18 12 Les deux scénarios envisagés comportent des ajouts qui permettent au réseau de  
19 transport de disposer des ressources réactives suffisantes pour assurer la robustesse et la  
20 fiabilité du réseau. Ces scénarios offrent également une diversité similaire dans les choix  
21 technologiques retenus.

22 Selon notre compréhension, les simulations présentées au dossier R-3742-2010 incluent la  
23 production éolienne de 1936.5 MW, la production de 1550MW du projet La Romaine et un  
24 projet de surpuissance. Dans de telles conditions, la référence (iii) mentionne que les ajouts  
25 sont adéquats pour assurer la robustesse et la fiabilité du réseau.

26 **Demandes :**

27 10.1 Veuillez indiquer si l'effet entonnoir était préoccupant lors du dossier R-3742-2010.

28 **R10.1**

29 **Le Transporteur mentionne que l'effet entonnoir était effectivement**  
30 **préoccupant lors des études du dossier R-3742-2010.**

31 10.2 Si oui, veuillez expliquer comment cela a été pris en compte dans le dossier R-3742-2010.

32 **R10.2**

33 **Le Transporteur rappelle qu'un renforcement du réseau de transport était**  
34 **nécessaire pour l'intégration du projet, et clairement identifié dans le dossier**  
35 **mentionné. Il s'agissait alors de l'ajout de plateformes de compensation série**  
36 **au sud du réseau et de compensateurs statiques.**

37 10.3 Si non, veuillez expliquer pourquoi cette situation est devenue préoccupante depuis la  
38 présentation du dossier R-3742-2010.

1 **R10.3**

2 **Sans objet.**

3 10.4 Veuillez indiquer si d'autres capacités de production sont prises en compte dans le dossier  
4 actuel.

5 **R10.4**

6 **Le Transporteur confirme que la robustesse de la solution retenue a été**  
7 **examinée en fonction de besoins éventuels incluant des projets de production,**  
8 **comme indiqué dans la preuve déposée et précisé dans les réponses aux**  
9 **questions 3.2 et 6.5 de la demande de renseignements no 1 de la Régie.**

10 10.5 Si oui, veuillez les identifier (nom, localisation et capacité).

11 **R10.5**

12 **Voir la réponse du Transporteur aux questions 3.2 et 6.5 de la demande de**  
13 **renseignements no 1 de la Régie.**

14 **11. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 24.

15

16 **Préambule :**

17 (i) 3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs Comme indiqué plus avant, le  
18 Projet fournit au réseau de transport principal une architecture qui résout l'enjeu associé à  
19 l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane.

20 **Demande :**

21 11.1 Veuillez préciser depuis quand « l'effet entonnoir » est devenu problématique.

22 **R11.1**

23 **Le Transporteur tient à préciser que les derniers projets de renforcement du**  
24 **réseau de transport principal ont été établis pour diminuer l'effet entonnoir.**

25 **12. Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 2 ;

26 (ii) B-0007, HQT-1, document 1, annexe 4, page 5 ;

27 (iii) R-3497-2002, HQT-12, document 1.

28 **Préambule :**

29 (i) La nouvelle topologie du réseau permet de réduire les pertes : La nouvelle topologie du  
30 réseau s'avère optimale, notamment en ce qu'elle permet d'assurer la fiabilité du réseau de  
31 transport et de réduire les pertes électriques par rapport à la situation sans la nouvelle ligne.

32 (ii) Au tableau, on peut voir que les pertes en puissance sont évaluées à 117 MW et les pertes  
33 en énergie à 524 000 MWh dans le scénario « Neufs plateformes de compensation série »  
34 (scénario 2) et que ces pertes restent constantes sur toute la période d'analyse.

35 (iii) Cette référence présente une formule permettant d'évaluer le facteur de pertes en fonction  
36 du facteur d'utilisation.

1 **Demandes :**

2 12.1 Veuillez confirmer que la valeur de 117 MW correspond à la différence entre les pertes  
3 électriques totales sur le réseau de transport du scénario 1 et les pertes électriques totales  
4 sur le réseau de transport du scénario 2.

5 **R12.1**

6 **Voir la réponse du Transporteur à la question 1.1 de la demande de**  
7 **renseignements no 1 de la Régie.**

8 12.2 Veuillez fournir la valeur des pertes totales pour chacun des deux scénarios, en MW et en  
9 % par rapport à la production totale.

10 **R12.2**

11 **Le Transporteur précise que l'intérêt de connaître les pertes électriques de**  
12 **chaque solution est de pouvoir établir l'écart de pertes entre elles. Cet écart**  
13 **est par la suite traduit en termes de coûts pour les fins de l'analyse**  
14 **économique. Cette façon de faire permet de présenter des données pertinentes**  
15 **dans le cadre de l'analyse économique. En qualifiant le scénario présentant le**  
16 **moins de pertes de scénario de « référence », il est facile d'apprécier une**  
17 **solution par rapport à une autre en ce qui a trait au coût des pertes.**

18 **Le Transporteur fournit plus bas la valeur des pertes totales pour chacun des**  
19 **deux scénarios mais réitère que ces valeurs n'ajoutent rien en elles-mêmes à**  
20 **la justification et à la compréhension du Projet.**

21 **Solution 1 :**

22 **Pertes : 2 938 MW**

23 **Production totale : 46 915 MW**

24 **Solution 2 :**

25 **Pertes : 3 054 MW**

26 **Production totale : 47 033 MW**

27 12.3 Si vous ne confirmez pas, veuillez préciser comment la valeur de 117 MW a été obtenue.

28 **R12.3**

29 **Sans objet.**

30 12.4 Veuillez préciser si les pertes de 117 MW sont évaluées à la pointe du réseau.

31 **R12.4**

32 **Voir la réponse du Transporteur à la question 1.1 de la demande de**  
33 **renseignements no 1 de la Régie.**

34 12.5 Veuillez indiquer les conditions du réseau où il apparaît des pertes de 117 MW, notamment  
35 le niveau de la charge locale en MW, le niveau de transit sur les interconnexions en MW, le  
36 niveau de la production dans la zone de réglage en MW, incluant la production de  
37 Churchill Falls, etc. [voir la demande 6.1 de la Régie].

1 **R12.5**

2 **Voir la réponse du Transporteur à la question 6.1 de la demande de**  
3 **renseignements no 1 de la Régie.**

4 12.6 Veuillez préciser comment les pertes en énergie sont évaluées. Veuillez, notamment,  
5 indiquer si le facteur de pertes tel que défini à la référence (iii) a été utilisé. Si oui, veuillez  
6 fournir et justifier le facteur d'utilisation utilisé. [voir la demande 1.1 de la Régie].

7 **R12.6**

8 **Voir la réponse du Transporteur à la question 1.1 de la demande de**  
9 **renseignements no 1 de la Régie.**

10 12.7 Si non, veuillez fournir la formule et les paramètres utilisés.[voir la demande 1.1 de la  
11 Régie].

12 **R12.7**

13 **Sans objet.**

- 14 **13. Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 26 ;  
15 (ii) B-0007, HQT-1, document 1, Annexe 4, page 4 ;  
16 (iii) B-0006, HQT-1, document 1, page 33 ;  
17 (iv) B-0007, HQT-1, document 1, Annexe 5, page 4 ;  
18 (v) R-3742-2010, B-0001 ;  
19 (vi) R-3757-2011, HQT-1 document 1, B-0019, page 35.

20  
21 **Préambule :**

- 22 (i) Le scénario initialement proposé et la solution retenue.
- 23 (ii) L'évaluation économique d'une nouvelle ligne à 735 kV du poste Chamouchouane et  
24 Montréal.
- 25 (iii) Pour le Projet, cette analyse a été réalisée en 2009 et a permis de recommander le début de  
26 la phase avant-projet de la solution 1 retenue en juin 2009 tel que présenté au tableau 2 de  
27 la section 3.
- 28 (iv) Les coûts annuels associés au projet actuel.
- 29 (v) Le projet d'intégration de la production éolienne a été déposé à la Régie le 12 août 2010 et  
30 le projet d'intégration de la production des centrales du complexe la Romaine le 25 février  
31 2011.
- 32 (vi) Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement  
33 du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au Plan stratégique  
34 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41) et dans le cadre de la présentation de sa demande R-  
35 3742-2010, des études concernant la construction d'une nouvelle ligne de transport pour  
36 relier le réseau du Nord-Est à la boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était  
37 reconnue techniquement et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en

1 remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal.

2 **Demandes :**

3 13.1 Veuillez préciser la date à laquelle la solution actuellement présentée a été retenue.

4 **R13.1**

5 **Le Transporteur indique que le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a**  
6 **autorisé la réalisation de l'avant-projet de la solution retenue en juin 2009. La**  
7 **réalisation du projet a quant à elle été autorisée en février 2014.**

8 13.2 Veuillez indiquer si les coûts de la solution initialement proposée étaient les mêmes que  
9 ceux de la solution retenue. Si non, veuillez fournir la différence de coût entre les deux  
10 solutions.

11 **R13.2**

12 **Le Transporteur mentionne que le scénario initialement proposé n'a pu être**  
13 **suffisamment avancé dans le cadre de la démarche visant à intégrer les**  
14 **aspects environnementaux et sociaux. De ce fait, il ne peut être comparé en**  
15 **termes de coûts à la solution retenue par le Transporteur.**

16 13.3 Veuillez préciser si les coûts de l'analyse économique de 2009 de la référence (ii)  
17 correspondent aux coûts du scénario initialement proposé ou à ceux de la solution retenue.

18 **R13.3**

19 **Voir la réponse du Transporteur à la question 6.8 de la demande de**  
20 **renseignements no 1 de la Régie.**

21 13.4 Nous constatons que les valeurs annuelles apparaissant à la référence (ii) (analyse  
22 économique) sont très différentes de celles apparaissant à la référence (iv) (coûts annuels  
23 du projet). Veuillez indiquer si les valeurs annuelles correspondent au même projet.  
24 Veuillez expliquer votre réponse.

25 **R13.4**

26 **Les valeurs annuelles apparaissant aux références citées correspondent au**  
27 **même projet du fait qu'elles représentent toutes deux le projet d'une ligne à**  
28 **735 kV entre le poste de la Chamouchouane et la région métropolitaine de**  
29 **Montréal.**

30 **Par ailleurs, une fois la solution optimale retenue et autorisée suite à l'analyse**  
31 **économique, un mandat pour réaliser l'avant-projet de la solution retenue est**  
32 **confié à la division Hydro-Québec Équipement et Services partagés**  
33 **(« HQÉSP »), responsable de la réalisation des projets du Transporteur. La**  
34 **finalité de ce mandat consiste en une proposition d'affaires de projet qui**  
35 **présente notamment les coûts et les délais associés à la réalisation du projet.**  
36 **Les coûts annuels du projet apparaissant à la référence (iv) représentent les**  
37 **coûts de la proposition d'affaires d'HQÉSP.**

38 **Voir aussi les réponses aux questions 6.6 et 6.8 de la demande de**  
39 **renseignements no 1 de la Régie.**

- 1 **14. Références :** (i) B-0006,HQT-1, document 1, page 34 ;  
2 (ii) B-0007,HQT-1, document 1, Annexe 4, page 4;  
3 (iii) R-3854-2013, HQD-3, document 4, page 6 et annexe A, page 13.

4 **Préambule :**

- 5 (i) L'analyse économique du projet a été réalisée sur une période de 57 ans, soit 50 ans après  
6 la mise en service.
- 7 (ii) À la ligne Énergie (coût \$/MWh), il est indiqué une valeur de 110 \$/MWh pour les pertes  
8 électriques en énergie de l'année 2016.
- 9 À la ligne Puissance (coût \$/MW) de la référence (ii), il est indiqué une valeur de 46 866  
10 \$/MW pour les pertes électriques en puissance de l'année 2016. Selon la référence (iii), le  
11 coût évité en puissance serait d'environ 22 000 \$/MW pour l'année 2016.
- 12 (iii) Le coût évité Tous les usages (fourniture et Transport) est de 45,6 \$/MWh pour l'année  
13 2016.

14 **Demandes :**

- 15 14.1 Veuillez justifier la période d'analyse de 57 ans.

16 **R14.1**

17 **La période d'analyse est fonction de la vie utile des principales composantes**  
18 **d'équipement. Pour une ligne de transport à 735 kV, la vie utile comptable était**  
19 **établie à 50 ans lors de l'analyse de 2009. Le calcul des années de vie utile de**  
20 **la ligne débute uniquement à la mise en service du Projet, soit au moment où**  
21 **la ligne commence à rendre le service pour lequel elle a été construite.**  
22 **Toutefois, compte tenu que l'analyse économique doit débiter à la première**  
23 **année des dépenses encourues pour la réalisation du projet et que ce délai**  
24 **était estimé à sept années au moment de l'analyse économique, cette dernière**  
25 **a été réalisée sur une période de 57 ans.**

- 26 14.2 Étant donné l'impact déterminant de la valeur des pertes électriques dans l'analyse  
27 économique et la variation de la valeur des pertes depuis l'année 2009, veuillez justifier la  
28 valeur du coût unitaire des pertes utilisée dans l'analyse économique et expliquer pourquoi  
29 il n'y a pas eu de mise à jour. [voir la demande 1.2 et 1.3 de la Régie].

30 **R14.2**

31 **Tout d'abord, le Transporteur réfère l'intervenant à ses réponses aux**  
32 **questions 1.2, 1.3, 1.4 et 6.6 de la demande de renseignements no 1 de la**  
33 **Régie.**

34 **De plus, le Transporteur précise que les « Coûts marginaux en énergie et en**  
35 **puissance » qu'il a reçus du Distributeur ne correspondent pas à ceux avancés**  
36 **dans la référence (iii).**

37 **En complément, le Transporteur mentionne que la variation des coûts de**  
38 **perdes indiqués aux réponses 1.2 et 1.3 de la demande de renseignements no 1**

1 **de la Régie, n'aurait qu'une faible incidence sur l'analyse économique pour les**  
2 **raisons suivantes :**

3 **1) Pour que la variation des pertes conduise à ce que les coûts globaux**  
4 **actualisés(CGA) des deux solutions deviennent égaux, cette variation**  
5 **devrait être globalement de plus de 85 % à la baisse.**

6 **2) Or, les coûts indiqués aux réponses 1.2 et 1.3 de la demande de**  
7 **renseignements no 1 de la Régie conduisent au constat suivant :**

8 **En puissance : les coûts annoncés en 2012 par rapport à ceux de 2008**  
9 **ont baissés de 6% pour toute la période (2016 à 2064, dernière année**  
10 **de l'analyse économique) ;**

11 **En énergie : les coûts annoncés en 2012 par rapport à ceux de 2008**  
12 **ont baissés de 64% pour la période 2016 à 2022 et sont demeurés les**  
13 **mêmes à partir de 2023, c'est-à-dire pour 2023 à 2064.**

14 **3) Dans les deux cas, cela ne changerait pas la solution retenue.**

15 **Partant de ces trois constats, le Transporteur estime qu'une modification des**  
16 **coûts de pertes dans l'analyse économique s'avère non pertinente.**

17 **15. Références :** (i) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 27 ;

18 (ii) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 33.

19 **Préambule :**

20 (i) La présence d'une nouvelle ligne en réseau permettra également de soulager les contraintes  
21 d'exploitation et d'entretien du réseau principal à 735 kV. À cet effet, elle assurera une  
22 augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau.

23 (ii) le Transporteur mentionne : Cette recherche d'une solution qui soit structurante pour le  
24 réseau de transport principal dans une perspective de développement à plus long terme  
25 nécessite que le Transporteur projette le réseau dans l'avenir. Ainsi, il a analysé les deux  
26 solutions en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels.

27 **Demandes :**

28 15.1 Veuillez préciser si l'augmentation de la capacité de transit de 1 800 MW est requise en  
29 tout ou en partie pour répondre aux besoins identifiés aux demandes 10.4 et 10.5. [voir la  
30 demande 6.2 de la Régie]

31 **R15.1**

32 **Voir la réponse du Transporteur à la question 6.2 de la demande de**  
33 **renseignements no 1 de la Régie.**

34 15.2 Veuillez fournir la capacité de transit requise en été pour l'année 2014.



1 **R15.2**

2 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de**  
3 **cette audience.**

4 15.3 Veuillez fournir la capacité de transit requise en été pour l'année 2020, soit après la  
5 réalisation du complexe La Romaine.

6 **R15.3**

7 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de**  
8 **cette audience.**

9 15.4 Veuillez identifier les besoins éventuels auxquels le projet actuel permet de répondre  
10 (localisation et capacité, année de mise en service, etc.). [voir la demande 3.2 de la Régie]

11 **R15.4**

12 **Tout d'abord, le Transporteur insiste sur le fait que la considération de besoins**  
13 **éventuels dans l'évaluation de la robustesse des solutions ne permet pas de**  
14 **conclure que les solutions répondent à ces besoins. Lorsque de nouveaux**  
15 **besoins se concrétiseront sous forme de demandes, ils feront dès lors l'objet**  
16 **d'études spécifiques permettant d'identifier à ce moment les travaux de**  
17 **renforcement de réseau propres à chacun ainsi que leurs coûts.**

18 **En complément, le Transporteur réfère l'intervenant à ses réponses aux**  
19 **questions 3.2 et 3.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie.**

20 15.5 Veuillez justifier que des coûts reliés à ces besoins éventuels soient assumés par les clients  
21 actuels.

22 **R15.5**

23 **Voir la réponse à la question 15.4.**

24 **16. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 27.

25 **Préambule :**

26 (i) À cet égard, certains travaux de renforcement du réseau principal qui ne sont pas amorcés,  
27 mais qui étaient prévus dans le cadre de ces deux projets autorisés par la Régie, seront  
28 substitués par la construction de la nouvelle ligne à 735 kV.

29 **Demandes :**

30 16.1 La référence mentionne que « certains travaux » seront substitués. Doit-on comprendre que  
31 certains travaux sont amorcés et ne seront donc pas substitués ?

32 **R16.1**

33 **Il est exact de comprendre que certains travaux sont amorcés et qu'ils ne**  
34 **seront donc pas substitués.**

35 **Tous les travaux de renforcement du réseau principal qui seront substitués par**  
36 **le Projet sont clairement indiqués à la pièce HQT-1, Document 1, aux pages 28**

1 et 29. De plus, le Transporteur a inclus à la même pièce, en annexe 5, les  
2 tableaux 2 et 3 qui identifient tous les travaux de renforcement du réseau  
3 principal prévus avec leur coût respectif ainsi que ceux qui seront substitués  
4 par le Projet. Ces derniers sont indiqués en jaune comme mentionné à la  
5 page 29 de la pièce HQT-1, Document 1. Ceux qui ne sont pas en jaune  
6 représentent les travaux amorcés qui ne seront pas substitués.

7 16.2 Si oui, veuillez identifier ces travaux et fournir le coût de chacun de ceux-ci.

8 **R16.2**

9 Voir la réponse à la question 16.1.

10 16.3 Veuillez préciser l'utilité de ces travaux suite à la réalisation du projet actuellement  
11 proposé.

12 **R16.3**

13 Ces travaux sont nécessaires afin d'assurer la stabilité du réseau, le contrôle  
14 de la tension et la capacité des plateformes de compensation série, suite à la  
15 perte simultanée de deux lignes à 735 kV au sud des postes Micoua et  
16 de la Manicouagan, ou à la perte d'une ligne simple au sud de ces postes  
17 lorsque le réseau est déjà dans une configuration avec une des lignes  
18 indisponible.

19 16.4 Veuillez, notamment, préciser si ces travaux sont utiles et nécessaires pour le bon  
20 fonctionnement et la fiabilité du réseau de transport. Veuillez expliquer votre réponse.

21 **R16.4**

22 Voir la réponse à la question 16.3.

23  
24 **17. Références :** (i) B-0006,HQT-1, document 1, page 32 ;  
25 (ii) B-0006, HQT-1, document 1, page 27 ;  
26 (iii) B-0006, HQT-1, document 1, page 30.

27 **Préambule :**

28 (i) La solution 2 est définie de la façon suivante :  
29 Dans le présent cas, la solution résultant de cette orientation consisterait notamment à  
30 procéder aux interventions suivantes :

- 31 • l'ajout de neuf nouvelles plateformes de compensation série ;
- 32 • le remplacement des systèmes de protection de dix-sept lignes à 735 kV répartis dans
- 33 quinze postes ;
- 34 • le remplacement des systèmes de protection de neuf lignes à 315 kV.

35 (ii) Le Transporteur mentionne que la solution 1 assurera une augmentation minimale de la  
36 capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau.

37 (iii) Cette référence montre les travaux de renforcement du réseau principal requis pour  
38 l'intégration de la production des centrales du complexe La Romaine et de la production  
39 des parcs éoliens de l'A/O 2005-03.

1 **Demandes :**

2 17.1 Veuillez identifier les postes où seraient installés les plateformes de compensation série et  
3 indiquer le niveau (%) de compensation série qui serait installé. [voir la demande 4.5 de la  
4 Régie]

5 **R17.1**

6 **La solution d'ajout massif de compensation série dans les postes existants**  
7 **prévoyait l'installation de nouvelles plateformes de compensation série aux**  
8 **postes Chénier, de Carignan, de Duvernay, du Grand-Brûlé, de la**  
9 **Jacques-Cartier, de la Nicolet et au poste Des Cantons.**

10 **Pour la deuxième partie de la question, voir la réponse du Transporteur à la**  
11 **question 4.5 de la demande de renseignement no 1 de la Régie.**

12 17.2 Veuillez justifier le niveau de compensation série retenu.

13 **R17.2**

14 **Voir la réponse du Transporteur à la question 4.4 de la demande de**  
15 **renseignements no 1 de la Régie.**

16 17.3 Pour illustrer les travaux de la solution 2, veuillez fournir une figure semblable à celle de la  
17 référence (iii).

18 **R17.3**

19 **La figure R17.3 illustre les travaux de la solution 2.**



1 17.4 Veuillez identifier les lignes où il faudrait remplacer les systèmes de protection.

2 **R17.4**

3 **Voir la figure R17.3 fournie par le Transporteur en réponse à la question 17.3.**

4 17.5 Veuillez préciser si la solution 2 assure également une augmentation minimale de la  
5 capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau. [voir la demande 6.3 de la Régie]

6 **R17.5**

7 **Voir la réponse du Transporteur à la question 6.3 de la demande de**  
8 **renseignements no 1 de la Régie.**

9 17.6 Si oui, veuillez indiquer si l'augmentation de la capacité de transit en été de 1800 MW est  
10 requise dès l'année 2020.

11 **R17.6**

12 **Sans objet.**

13 **18. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 33.

14 **Préambule :**

15 (i) Cette validation a permis de confirmer que la solution retenue par le Transporteur demeure  
16 le choix optimal pour résoudre les enjeux actuellement identifiés ainsi que pour positionner  
17 judicieusement le réseau principal pour sa prochaine étape de développement.

18 **Demande :**

19 18.1 Veuillez définir en quoi consiste la « prochaine étape de développement » du réseau de  
20 transport.

21 **R18.1**

22 **Voir les réponses du Transporteur aux questions 3.1, 3.2 et 6.5 de la demande**  
23 **de renseignements no 1 de la Régie.**

24 **Le Transporteur a démontré que la solution retenue est robuste quelle que soit**  
25 **la prochaine étape de développement. C'est la solution optimale à court et à**  
26 **long terme. Elle permet la mise en place, dès à présent, d'une solution**  
27 **inévitabile, soit la solution « ligne », en lieu et place de la poursuite de l'usage**  
28 **massif et exclusif de la compensation série qui ne s'avère ni performante, ni**  
29 **économique, à ce stade de développement du réseau.**

30 **Le Transporteur ne sait pas quelle sera spécifiquement la prochaine étape de**  
31 **développement mais a identifié que la solution retenue positionne**  
32 **judicieusement le réseau quelle que soit la prochaine étape de son**  
33 **développement.**

1 **19. Référence :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 43.

2 **Préambule :**

3 (i) De plus, comme le Projet implique des remplacements d'équipements dans certains postes  
4 ou des reconstructions de lignes et que cela contribue à renouveler des équipements  
5 pratiquement tous rendus en fin de vie utile et sur lesquels il aurait éventuellement fallu  
6 intervenir pour assurer la pérennité, des coûts de 92,8 M\$ se retrouvent dans la catégorie  
7 d'investissement « maintien des actifs ».

8 **Demande :**

9 19.1 Veuillez identifier les équipements remplacés et les lignes reconstruites, fournir leur vie  
10 utile résiduelle et indiquer quand il aurait fallu intervenir pour assurer leur pérennité.

11 **R19.1**

12 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1,**  
13 **pages 15 à 23. Dans cette section de la preuve, le Transporteur identifie les**  
14 **équipements remplacés et les lignes reconstruites.**

15 **Par ailleurs, l'approche pour déterminer les équipements à remplacer est**  
16 **basée sur l'application de la *Stratégie de la gestion de la pérennité* dont la**  
17 **Régie s'est déclarée satisfaite dans sa décision D-2012-012. En effet, ces**  
18 **équipements sont évalués à risque selon la grille d'analyse du risque des**  
19 **équipements qui tient compte entre autres de la durée d'utilité de chacun des**  
20 **équipements.**

21 **L'application de cette *Stratégie* permet ainsi au Transporteur d'assurer la**  
22 **pérennité des actifs du Transporteur et de répartir dans le temps les**  
23 **interventions et les investissements de façon à assurer un impact tarifaire**  
24 **acceptable.**

25 **Enfin, le Transporteur rappelle que les travaux de remplacements et de**  
26 **reconstruction sont nécessaires à la mise en œuvre du Projet. Ce faisant, cela**  
27 **assure la pérennité des équipements concernés.**

28 **20. Références :** (i) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 45 ;  
29 (ii) R-3742-2010, HQT-1 document 1, Annexe 9, pages 6 et 7 ;  
30 (iii) R-3757-2011, HQT-1, document 1, page 40.

31 **Préambule :**

32 (i) Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle »  
33 sont de l'ordre de 551,0 M\$. Ces coûts représentent des travaux qui sont substitués par  
34 le présent dossier, aux travaux prévus dans les projets de « raccordement des centrales  
35 du complexe de la Romaine au réseau de transport » (dossier R-3757-2011) pour un  
36 montant de 160,7 M\$ et « d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2005-03 au  
37 réseau de transport d'Hydro-Québec » (dossier R-3742-2010) pour un montant de  
38 390,3 M\$.

39 (ii) (iii) Ces références présentent respectivement le coût des travaux concernant le réseau  
40 principal pour les projets A/O 2005-03 et La Romaine.

1 **Demande :**

2 20.1 Dans les tableaux des références (ii) et (iii), veuillez identifier les travaux qui se trouvent  
3 substitués par le projet actuel.

4 **R20.1**

5 **Voir la réponse à la question 16.1.**

6 **21. Références :** (i) B0015, correspondance du 25 juillet 2014 ;  
7 (ii) B-0006, ou HQT-1, document 1, pages 18 et 21.

8 **Préambule :**

9 (i) Dans une correspondance du 25 juillet 2014, le Transporteur apporte une modification au  
10 projet actuel concernant le raccordement à la région métropolitaine. Il mentionne :

11 *Le nouveau poste à 735-120-25 kV, nommé Judith-Jasmin, serait situé à*  
12 *Terrebonne au nord de l'autoroute 640. Concrètement, le nouveau poste Judith-*  
13 *Jasmin affecte le Projet en ce qu'il entraîne des modifications au raccordement*  
14 *de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane à la région métropolitaine de*  
15 *Montréal. Ainsi, la future ligne à 735 kV, qui devait être reliée au poste de*  
16 *Duvernay, serait raccordée au nouveau poste Judith-Jasmin.*

17 (ii) Le Transporteur présente les figures 6 et 7 montrant les modifications aux réseaux à  
18 735 kV et à 315 kV.

19 **Demande :**

20 21.1 Veuillez fournir de nouvelles figures montrant les modifications aux réseaux à 735 kV et à  
21 315 kV.

22 **R21.1**

23 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce B-0018, HQT-1, Document révisé,**  
24 **pages 18 et 21 où sont présentées les nouvelles figures demandées.**