

**DEMANDE D'AUTORISATION DU TRANSPORTEUR RELATIVE AU PROJET À 735 kV DE LA
CHAMOUCOUANE-BOUT-DE-L'ÎLE
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1 DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS AU TRANSPORTEUR**

- 1. Références :**
- (i) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 5;
 - (ii) B-0006 ou HQT-1, document 1, pages 8 et 9;
 - (iii) D-2009-109, page 7, dossier R-3696-2009.

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Bien que l'élément déclencheur du Projet soit le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal, il permet également une optimisation, au plan global, de solutions optimisées au plan individuel pour les projets d'intégration de la production du complexe de la Romaine par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur ») et celle prévue par l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), suivant l'orientation qui avait été communiquée à la Régie dans le cadre de ces projets déjà autorisés.

La référence (ii) mentionne :

Toujours dans le but d'assurer la fiabilité du réseau de transport, le Transporteur a recommandé en 2008 un projet de mise à niveau du réseau de transport principal, et déposé à la Régie le projet d'investissement qui sera autorisé par la décision D-2009-109. Ce projet, complété en 2012, consistait en l'ajout de nouvelle compensation série au poste de la Jacques-Cartier et de compensateurs statiques au poste Chénier.

À la référence (iii), la Régie mentionne :

[...] le Transporteur a adopté en 2008 un critère de conception du réseau de transport principal, permettant ainsi d'assurer l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport face au maintien de la tension lors des montées et des baisses de la demande.

[16] Le Projet présenté permet donc, selon le Transporteur, de résoudre les enjeux liés à l'accroissement important du transit sud tout en réglant les problématiques récurrentes d'exploitation du réseau de transport principal devenues critiques. Il représente, selon le Transporteur, une solution optimale.

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel sont plus sévères que ceux qui étaient considérés pour la mise à niveau du réseau de transport complétée en 2012. Si oui, veuillez préciser les différences.
- 1.2 Veuillez indiquer si les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel sont plus sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration des projets éoliens de l'appel d'offres 2005-03 (dossier R-3742-2010). Si oui, veuillez préciser les différences.
- 1.3 Veuillez indiquer si les critères de fiabilité considérés dans le dossier actuel sont plus sévères que ceux qui étaient considérés pour l'étude d'intégration de la production des centrales du complexe la Romaine (dossier R-3757-2011). Si oui, veuillez préciser les différences.
- 1.4 Veuillez indiquer si la fiabilité du réseau de transport principal est assurée actuellement, c'est-à-dire pour l'année 2014.
- 1.5 Veuillez identifier les projets éoliens (nom, localisation et capacité installée) de l'appel d'offres 2005-03 qui ne seront pas encore raccordés à la fin de l'année 2014.

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

Préambule :

À la page 9 de la référence (i), il est mentionné :

Or, au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV.

À la page 10 de la même référence, il est mentionné:

À titre d'exemple, les études d'intégration de la nouvelle production de 1 550 MW du complexe de la Romaine en cours de réalisation sur la Côte-Nord et les 2 000 MW associés à l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne dans le centre-sud et le sud-est du réseau, ont identifié des besoins de renforcement du réseau principal dans le centre-sud et dans le sud-ouest du réseau, tel que présenté dans les demandes R-3742-2010 et R-3757-2011 du Transporteur. En effet, toute cette nouvelle production augmente la puissance transitée sur les lignes du corridor de la Côte-Nord (voir la figure 3), à tel point qu'une partie de cette puissance se trouve transférée vers les corridors est et ouest de la Baie-James du fait que le réseau est

intégré. Il s'ensuit une augmentation des transits sur l'ensemble des lignes à 735 kV qui acheminent la production vers les régions de Montréal et de Québec.

Par ailleurs, la référence (ii) présente le tableau ci-dessous montrant notamment la contribution en puissance attendue de la 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
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ 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
- Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
• 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 ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	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
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise <small>(Besoins arrondis au 10 MW près)</small>	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser si les développements du réseau depuis l'année 2012 qui font en sorte que *les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV* concernent uniquement l'intégration de la production du complexe La Romaine et les 2000 MW associés à l'appel d'offres 2005-03. Selon le cas, veuillez identifier les autres sources de production (nom, localisation et capacité). [voir la demande 7.1 de la Régie];
- 2.2 Dans le cas de l'intégration de la capacité éolienne, veuillez indiquer si la capacité d'intégration au réseau de transport principal correspond à la capacité installée totale de la production éolienne ou à la capacité garantie selon les conventions d'énergie éolienne (actuellement 35%). Veuillez expliquer votre réponse.
- 2.3 Étant donné la capacité attendue de la production éolienne montrée à la référence (ii), veuillez justifier le fait de prévoir la capacité du réseau principal en fonction de la capacité

totale installée des parcs éoliens simultanément avec la production totale des autres centrales du Producteur.

- 2.4 Pour chacun des deux scénarios présentés dans le dossier actuel (HQT-1, document 1, p.26), veuillez fournir une simulation du réseau de transport en diminuant la charge du Distributeur pour qu'elle corresponde à la capacité attendue de la production éolienne, soit à 35% de la capacité contractuelle.
 - 2.5 Veuillez fournir la valeur des pertes totales sur ce réseau de transport pour chacun des deux scénarios.
 - 2.6 Veuillez indiquer si une nouvelle ligne est nécessaire dans la circonstance énoncée à la demande 2.4, soit la diminution de la charge du Distributeur pour qu'elle corresponde à la capacité attendue de la production éolienne, à 35% de la capacité contractuelle.
3. **Référence :** B-0006, HQT-1, document 1, pages 10 et 11.

Préambule :

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

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir un écoulement de puissance montrant l' « effet entonnoir » avant et après la mise en service de la ligne actuellement proposée.
- 3.2 Veuillez également fournir un écoulement de puissance pour la solution 2, soit après la mise en service de la compensation série.
- 3.3 Veuillez fournir le transit prévu sur les quatre lignes en provenance de la Baie-James et de la Côte-Nord se raccordant aux postes Chamouchouane et Saguenay, et le transit prévu sur les trois lignes qui en ressortent lors de la demande de pointe 2014-2015.

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

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

4. **Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 12;
 (ii) HQT-9, document 1, page 13 des dossiers R-3706-2009, R-3838-2010 ; R3777-2011 et page 15 du dossier R-3823-2012.

Préambule :

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

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

Demande :

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

5. **Référence :** B-0006, HQT-1, document 1, page 12.

Préambule :

La référence mentionne que la capacité thermique de certaines lignes à 735 kV peut être dépassée :

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

Demandes :

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

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

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

5.4 Veuillez fournir le niveau des *températures particulièrement élevées*.

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

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

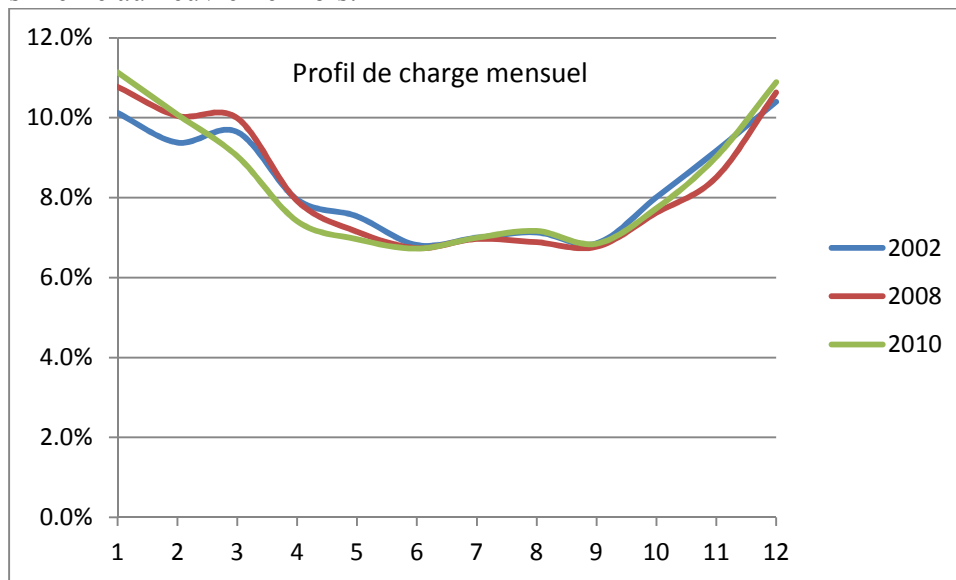
Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

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

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



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

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

Hiver	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	36050	36830	37040	37397	37374	37268	37007	37954	38337	39031	39397	39726	40036	40340
FU de la charge l	58,79%	57,03%	58,49%	57,22%	56,86%	56,75%	56,08%	55,93%	56,10%	55,76%	55,68%	55,92%	56,07%	55,78%	55,69%	55,63%

Demandes :

- 6.1 Veuillez fournir un profil mensuel de charge pour l'année 2013.
 - 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.
 - 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.
7. **Référence :** B-0006, HQT-1, document 1, page 12.

Préambule :

À la référence, le Transporteur mentionne qu'il n'est pas rare d'avoir de façon simultanée :

- une ligne en entretien,
- un compensateur statique ou synchrone indisponible,
- une contrainte de production qui survient sur un des axes de transport alors que de façon inopinée,
- un alternateur de centrale devient hors service.

Demande :

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

- 8. Références :** (i) B-0006 HQT-1, document 1, page 12 ;
(ii) http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf.

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

Selon la référence (ii), l'IESO peut interrompre des transactions d'import et d'export si cela est nécessaire pour maintenir la fiabilité de son réseau de transport :

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

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

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

Demandes :

- 8.1** Veuillez préciser si la charge à alimenter par le Transporteur comprend la charge locale et le transit net ferme sur les interconnexions.
- 8.2** Si oui, veuillez indiquer comment le transit net ferme sur les interconnexions est déterminé.
- 8.3** Veuillez préciser si le Transporteur est informé de la nature des transactions sur les interconnexions, à savoir s'il s'agit de fourniture d'électricité ferme ou non ferme.
- 8.4** Veuillez indiquer si une modalité semblable à celle de l'IESO existe pour le réseau du Transporteur.
- 8.5** Si oui, veuillez déposer le texte définissant cette modalité.

- 8.6 Si non, veuillez indiquer si le Transporteur a envisagé d'introduire une telle modalité et indiquer les raisons pour lesquelles cela n'a pas été fait.
- 8.7 Si une telle modalité était introduite pour la zone de contrôle du Transporteur, est-ce que le projet actuel serait requis.

9. **Référence :** B-0006, HQT-1, document 1, page 13

Préambule :

La référence mentionne :

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

Demandes :

- 9.1 Veuillez identifier les centrales thermiques dans le sud du réseau qui ont été fermées récemment et indiquer leur capacité installée ainsi que l'année de leur fermeture.
- 9.2 Veuillez indiquer les années où ces centrales thermiques ont produit de l'électricité en période estivale et fournir la quantité d'électricité produite par chacune, pour chacune des dix dernières années.
- 9.3 Veuillez indiquer si ces centrales ont été utilisées en période estivale à d'autres fins que la production d'électricité au cours des dix dernières années.
- 9.4 Veuillez préciser si la production de la centrale nucléaire était interrompue en période estivale pour fin d'entretien. S'il y a lieu, veuillez indiquer la fréquence et la durée des interruptions.

10. **Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 14 ;
(ii) R-3742-2010, HQT-3, document 1, page 22 ;
(iii) R-3742-2010, HQD-1, document 1, page 88.

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

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

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

R10.2

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

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

La référence (iii) mentionne que les scénarios envisagés assurent la fiabilité du réseau :

Aspect technique

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

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

Demandes :

- 10.1** Veuillez indiquer si l'effet entonnoir était préoccupant lors du dossier R-3742-2010.
- 10.2** Si oui, veuillez expliquer comment cela a été pris en compte dans le dossier R-3742-2010..
- 10.3** Si non, veuillez expliquer pourquoi cette situation est devenue préoccupante depuis la présentation du dossier R-3742-2010.
- 10.4** Veuillez indiquer si d'autres capacités de production sont prises en compte dans le dossier actuel.
- 10.5** Si oui, veuillez les identifier (nom, localisation et capacité).

11. Référence : B-0006, HQT-1, document 1, page 24.

Préambule :

La référence mentionne :

3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

Comme indiqué plus avant, le Projet fournit au réseau de transport principal une architecture qui résout l'enjeu associé à l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane.

Demande :

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

- 12. Références :** (i) B-0006, HQT-1, document 1, page 2 ;
(ii) B-0007, HQT-1, document 1, annexe 4, page 5 ;
(iii) R-3497-2002, HQT-12, document 1.

Préambule :

La référence (i) mentionne que la nouvelle topologie du réseau permet de réduire les pertes :

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

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

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

Demandes :

- 12.1** Veuillez confirmer que la valeur de 117 MW correspond à la différence entre les pertes électriques totales sur le réseau de transport du scénario 1 et les pertes électriques totales sur le réseau de transport du scénario 2.
- 12.2** Veuillez fournir la valeur des pertes totales pour chacun des deux scénarios, en MW et en % par rapport à la production totale.
- 12.3** Si vous ne confirmez pas, veuillez préciser comment la valeur de 117 MW a été obtenue.
- 12.4** Veuillez préciser si les pertes de 117 MW sont évaluées à la pointe du réseau.
- 12.5** Veuillez indiquer les conditions du réseau où il apparaît des pertes de 117 MW, notamment le niveau de la charge locale en MW, le niveau de transit sur les interconnexions en MW, le niveau de la production dans la zone de réglage en MW, incluant la production de Churchill Falls, etc. [voir la demande 6.1 de la Régie].
- 12.6** Veuillez préciser comment les pertes en énergie sont évaluées. Veuillez, notamment, indiquer si le facteur de pertes tel que défini à la référence (iii) a été utilisé. Si oui, veuillez fournir et justifier le facteur d'utilisation utilisé. [voir la demande 1.1 de la Régie].
- 12.7** Si non, veuillez fournir la formule et les paramètres utilisés. [voir la demande 1.1 de la Régie].

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

Préambule :

La référence (i) présente le scénario initialement proposé et la solution retenue.

La référence (ii) présente l'évaluation économique d'une nouvelle ligne à 735 kV du poste Chamouchouane et Montréal.

La référence (iii) mentionne :

Pour le Projet, cette analyse a été réalisée en 2009 et a permis de recommander le début de la phase avant-projet de la solution 1 retenue en juin 2009 tel que présenté au tableau 2 de la section 3.

La référence (iv) présente les coûts annuels associés au projet actuel.

La référence (v) indique que le projet d'intégration de la production éolienne a été déposé à la Régie le 12 août 2010 et le projet d'intégration de la production des centrales du complexe la Romaine le 25 février 2011.

La référence (vi) mentionne :

Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41) et dans le cadre de la présentation de sa demande R-3742-2010, des études concernant la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau du Nord-Est à la boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était reconnue techniquement et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal.

Demandes :

- 13.1 Veuillez préciser la date à laquelle la solution actuellement présentée a été retenue.
- 13.2 Veuillez indiquer si les coûts de la solution initialement proposée étaient les mêmes que ceux de la solution retenue. Si non, veuillez fournir la différence de coût entre les deux solutions.
- 13.3 Veuillez préciser si les coûts de l'analyse économique de 2009 de la référence (ii) correspondent aux coûts du scénario initialement proposé ou à ceux de la solution retenue.
- 13.4 Nous constatons que les valeurs annuelles apparaissant à la référence (ii) (analyse économique) sont très différentes de celles apparaissant à la référence (iv) (coûts annuels du projet). Veuillez indiquer si les valeurs annuelles correspondent au même projet. Veuillez expliquer votre réponse.

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

Préambule :

La référence (i) mentionne que l'analyse économique du projet a été réalisée sur une période de 57 ans, soit 50 ans après la mise en service.

À la ligne Énergie (coût \$/MWh) de la référence (ii), il est indiqué une valeur de 110 \$/MWh pour les pertes électriques en énergie de l'année 2016. À la référence (iii), le coût évité Tous les usages (fourniture et Transport) est de 45,6 \$/MWh pour l'année 2016.

À la ligne Puissance (coût \$/MW) de la référence (ii), il est indiqué une valeur de 46 866 \$/MW pour les pertes électriques en puissance de l'année 2016. Selon la référence (iii), le coût évité en puissance serait d'environ 22 000 \$/MW pour l'année 2016.

Demandes :

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

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

- 15. Références :** (i) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 27 ;
(ii) B-0006 ou HQT-1, document 1, page 33.

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

Plus loin, à la référence (ii), le Transporteur mentionne :

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

Demandes :

- 15.1** Veuillez préciser si l'augmentation de la capacité de transit de 1 800 MW est requise en tout ou en partie pour répondre aux besoins identifiés aux demandes 10.4 et 10.5. [voir la demande 6.2 de la Régie];
- 15.2** Veuillez fournir la capacité de transit requise en été pour l'année 2014.
- 15.3** Veuillez fournir la capacité de transit requise en été pour l'année 2020, soit après la réalisation du complexe La Romaine.
- 15.4** Veuillez identifier les *besoins éventuels* auxquels le projet actuel permet de répondre (localisation et capacité, année de mise en service, etc.). [voir la demande 3.2 de la Régie];
- 15.5** Veuillez justifier que des coûts reliés à ces *besoins éventuels* soient assumés par les clients actuels.
- 16. Référence :** B-0006,HQT-1, document 1, page 27.

Préambule :

La référence mentionne :

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

Demandes :

- 16.1** La référence mentionne que « certains travaux » seront substitués. Doit-on comprendre que certains travaux sont amorcés et ne seront donc pas substitués ?
- 16.2** Si oui, veuillez identifier ces travaux et fournir le coût de chacun de ceux-ci.
- 16.3** Veuillez préciser l'utilité de ces travaux suite à la réalisation du projet actuellement proposé.
- 16.4** Veuillez, notamment, préciser si ces travaux sont utiles et nécessaires pour le bon fonctionnement et la fiabilité du réseau de transport. Veuillez expliquer votre réponse.

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

Préambule :

La référence (i) définit la solution 2 de la façon suivante :

Dans le présent cas, la solution résultant de cette orientation consisterait notamment à procéder aux interventions suivantes :

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

Par ailleurs, à la référence (ii) le Transporteur mentionne que la solution 1 assurera une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau.

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

Demandes :

- 17.1** Veuillez identifier les postes où seraient installés les plateformes de compensation série et indiquer le niveau (%) de compensation série qui serait installé. [voir la demande 4.5 de la Régie];
- 17.2** Veuillez justifier le niveau de compensation série retenu.
- 17.3** Pour illustrer les travaux de la solution 2, veuillez fournir une figure semblable à celle de la référence (iii).
- 17.4** Veuillez identifier les lignes où il faudrait remplacer les systèmes de protection.
- 17.5** Veuillez préciser si la solution 2 assure également une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau. [voir la demande 6.3 de la Régie] ;
- 17.6** Si oui, veuillez indiquer si l'augmentation de la capacité de transit en été de 1800 MW est requise dès l'année 2020.

18. Référence : B-0006, HQT-1, document 1, page 33.

Préambule :

La référence mentionne :

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

Demande :

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

19. Référence : B-0006,HQT-1, document 1, page 43.

Préambule :

La référence mentionne :

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

Demande :

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

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

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

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

Demande :

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

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

Préambule :

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

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

À la référence (ii), le Transporteur présente les figures 6 et 7 montrant les modifications aux réseaux 735 kV et 315 kV.

Demande :

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