

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Association québécoise des consommateurs
industriels d'électricité et du Conseil de l'industrie
forestière du Québec
(« AQCIE-CIFQ »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS**
2 **INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ (AQCIÉ) ET DU CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC**
3 **(CIFQ) DANS LE CADRE DU DOSSIER SUR LA DEMANDE D'AUTORISATION DU TRANSPORTEUR**
4 **RELATIVE AU PROJET À 735kV DE LA CHAMOUCHOUANE – BOUT-DE-L'ÎLE**

5 **1. Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 9, lignes 1 à 18

6 **Préambule :**

7 (i) « Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le «
8 Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin
9 de construire une ligne à 735 kV d'environ 400 km reliant le poste de la Chamouchouane à
10 la région métropolitaine de Montréal ainsi qu'un tronçon de 19 km de ligne à 735 kV afin
11 de dévier la ligne existante en provenance du poste de la Jacques-Cartier vers le poste du Bout-de-
12 l'Île de même que des travaux connexes (le « Projet »). La mise en service finale du Projet est
13 prévue pour le mois de septembre 2018. Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement «
14 maintien et amélioration de la qualité du service », « maintien des actifs » et « croissance des
15 besoins de la clientèle ». Bien que l'élément déclencheur du Projet soit le maintien de la fiabilité
16 du réseau de transport principal, il permet également une optimisation, au plan global, de
17 solutions optimisées au plan individuel pour les projets d'intégration de la production du complexe
18 de la Romaine par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »)
19 et celle prévue par l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne par
20 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), suivant
21 l'orientation qui avait été communiquée à la Régie dans le cadre de ces projets déjà autorisés.
22 Finalement, le Projet entraîne la réalisation de travaux qui assurent le maintien des actifs. ». (nos
23 soulignements)

24 **Demande :**

25 1.1. Veuillez justifier la construction d'une ligne de 735 kV entre le poste Chamouchouane et la
26 Région métropolitaine de Montréal pour l'intégration de la production éolienne qui se trouve
27 principalement au sud du fleuve St-Laurent.

28 **R1.1**

29 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1 qui traite en**
30 **détails de cette question, et plus particulièrement à la section 2, intitulée « Objectifs**
31 **visés » aux pages 10 et 11.**

32 **Dans cette section, le Transporteur explique notamment de quelle façon**
33 **l'intégration de la production éolienne sollicite le réseau de transport à l'endroit où**
34 **apparaissent les plus grandes contraintes soit à la hauteur du poste de la**
35 **Chamouchouane.**

36 **Par ailleurs, à la section 3.2 de la même pièce, intitulée « Justification du Projet en**
37 **relation avec les objectifs », le Transporteur indique notamment que le Projet**
38 **permet une optimisation, au plan global, de solutions optimisées au plan individuel**
39 **pour des projets d'intégration de ressources autorisés par la Régie, dont celui de**

1 l'appel d'offres 2005-03, suivant l'orientation qui avait été communiquée alors dans
2 le cadre de ce projet. Le Transporteur explique également qu'il en résulte une
3 architecture de réseau améliorée au bénéfice de tous les clients, et ce, sans coût
4 supplémentaire pour le client à l'origine de cet ajout.

5 **2. Références :** (i) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 9, lignes 5 à 9

6 (ii) Liste des études d'impact du Transporteur
7 http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/Liste_Etudes_impact.pdf

8 **Préambule :**

9 (i) « Depuis la recommandation de ce projet en 2008, l'évolution du réseau de transport s'est
10 poursuivie. En effet, des demandes de service de transport liées à de nouvelles sources de
11 production, à de nouvelles interconnexions ou à de nouveaux contrats de service de transport
12 s'ajoutent sans cesse. » (nos soulignements)

13 (ii) Dans la liste des études d'impact mentionnée en référence (ii), nous pouvons constater que quatre
14 études sont toujours en cours depuis 2009. Elles portent sur l'ajout de quatre nouvelles centrales de
15 production (Petit-Mécatina 3-4 et Magpie 2-5) sur la basse Côte-Nord qui totalisent plus de
16 2000 MW. Il s'agit des études d'impact 128R, 129R, 130R et 131R.

17 **Demandes :**

18 2.1. Veuillez fournir la liste exhaustive incluant la puissance associée (ex. : nombre de MW) des
19 nouvelles sources de production, des nouvelles interconnexions ainsi que les nouveaux contrats
20 de service de transport auxquels le Transporteur fait référence à la référence (i).

21 **R2.1**

22 **Le Transporteur rappelle que la référence (i) a été introduite dans la preuve sous la**
23 **rubrique « contexte ». Le Transporteur y indique que le réseau est en constante**
24 **évolution et que des demandes de toutes natures et envergures s'ajoutent de façon**
25 **continue, y compris les demandes d'augmentation ou de changement de la part du**
26 **Distributeur en raison de ses besoins réguliers. Le Transporteur ne faisait donc**
27 **référence à aucun projet spécifique.**

28

29 2.2. Pour chacun des contrats de service de transport, veuillez indiquer le numéro correspondant des
30 études d'impact énumérées à la référence (ii).

31 **R2.2**

32 **Voir la réponse à la question 2.1. En complément, le Transporteur souligne que les**
33 **études d'impact énumérées à la référence (ii) ne sont pas reliées à la preuve**
34 **déposée et ne sont pas pertinentes au projet.**

35 2.3. Veuillez fournir les études d'impact suivantes (voir référence (ii)): 58R, 75R, 80R, 91R, 102T,
36 103T, 117T, 127R, 157T.

1 **R2.3**

2 **Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant ne sont pas**
3 **pertinentes au présent dossier et dépassent le cadre d'analyse d'une demande**
4 **d'autorisation d'investissement sous l'article 73 de la Loi et de la décision**
5 **D-2014-118.**

6 **Voir également la décision D-2010-051 (paragraphe 16) de la Régie.**

7 2.4. Veuillez fournir l'état d'avancement (incluant toutes les informations disponibles associées à la
8 planification du réseau) des études d'impact 128R, 129R, 130R et 131R et indiquer si les
9 résultats à ce jour de ces études ont été considérés aux fins de la présente demande. Le cas
10 échéant, veuillez indiquer l'impact de la considération de ces résultats.

11 **R2.4**

12 **Le Transporteur tient à préciser que les projets associés aux études d'impact**
13 **mentionnées dans la question ne sont pas reliés à la preuve déposée. Partant, le**
14 **Transporteur estime que cette question déborde du cadre de la présente demande.**

15 **En complément, voir la réponse à la question 2.3.**

16 **3. Référence :** B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisée, page 9, lignes 19 à 25

17 **Préambule :**

18 (i) « Or, les transits de la puissance s'établissent naturellement en fonction du chemin électrique le
19 plus court qui dans le présent cas se trouve à être le corridor ouest du réseau, au détriment du
20 corridor est qui passe par la région de Québec. En effet, le corridor est de la Baie-James se
21 comporte comme un entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane puisque trois lignes
22 entrent dans ce poste alors que seulement deux lignes en ressortent. Cette topologie, qui n'était pas
23 problématique à ce jour, résulte de l'évolution du réseau jusqu'au milieu des années 1990. »

24 **Demandes :**

25 3.1. Veuillez indiquer les capacités de transit de chacune des trois lignes qui entrent au poste
26 Chamouchouane et des deux qui en sortent.

27 **R3.1**

28 **Cette question est imprécise et dépasse le cadre de cette audience. Par courtoisie,**
29 **sans admission et pour des fins de compréhension de l'intervenant seulement, le**
30 **Transporteur offre les renseignements suivants.**

31 **La capacité de transit d'une ligne peut varier en raison de plusieurs facteurs dont**
32 **les conditions de réseau.**

33 3.2. Veuillez indiquer les raisons qui ont mené le Transporteur à concevoir son réseau de façon à
34 créer un entonnoir à la hauteur du poste Chamouchouane tel que mentionné à la référence (i).

1 R3.2

2 **Tel que le Transporteur l'a mentionné dans la pièce HQT-1, Document 1,**
3 **pages 9 à 11, la topologie du réseau à la hauteur du poste de la Chamouchouane**
4 **résulte de l'évolution de celui-ci jusqu'au milieu des années 1990. Cette topologie**
5 **ne s'avérait pas contraignante, l'effet d'entonnoir s'étant révélé avec le temps et**
6 **l'évolution du réseau.**

7 3.3. Veuillez élaborer sur les différences entre l'évolution du réseau avant et après 1990.

8 R3.3

9 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1, section 2,**
10 **intitulée « Objectifs visés », pages 6 à 9, où il est fait état des principaux éléments**
11 **ayant conditionné l'évolution du réseau des années 1960 à nos jours. En ce qui a**
12 **trait à l'année plus spécifiquement visée par l'intervenant, le Transporteur identifie**
13 **plus particulièrement le texte présenté aux lignes 1 à 10 de la page 7.**

14 **Le Transporteur y présente le contexte et les orientations retenues en matière**
15 **d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport.**

16 3.4. Veuillez indiquer si une demande accrue de la charge dans la région du Saguenay Lac St-jean
17 pourrait réduire l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane mentionné à la
18 référence (i).

19 R3.4

20 **Cette question réfère à un scénario hypothétique. De plus, aucun contexte de**
21 **réseau n'y est associé et le Transporteur n'est donc pas en mesure d'y répondre.**

22 4. **Références :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 9, lignes 26 à 3

23 (ii) Présentation du New England ISO, Reliability Committee August 15, 2013,
24 concernant les feux de forêt ayant affecté les exportations d'électricité en
25 provenance du Québec (pages 16 et suivantes)
26 ([http://www.google.ca/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&ved=0](http://www.google.ca/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&ved=0CFwQFjAI&url=http%3A%2F%2Fwww.iso-)
27 [CFwQFjAI&url=http%3A%2F%2Fwww.iso-](http://www.iso-ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm)
28 [ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm](http://www.iso-ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm)
29 [trls%2F2013%2Faug152013%2Fa8_july_2013_heat_wave_des_event.pptx&ei](http://www.iso-ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm)
30 [=EtnfU-HQLsS0yAS16YDwDw&usg=AFQjCNEvCksTWLYv6Azj-](http://www.iso-ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm)
31 [i8QmFR410ZgvQ&bvm=bv.72197243.d.aWw\)](http://www.iso-ne.com%2Fcommittees%2Fcomm_wkgrps%2Frelblty_comm%2Frelblty%2Fm)

32 Préambule :

33 (i) « Or, au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance augmentent sur les
34 lignes à 735 kV. Cette augmentation de transit rend le réseau davantage sensible à certains
35 événements tels que la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux lignes à 735 kV au
36 sud du réseau à la suite d'un défaut, ou la perte d'une ligne simple au sud lorsque le réseau est déjà
37 dans une configuration avec une ligne en retrait dans le sud. Cette augmentation de la sensibilité
38 atteint un point où la stabilité du réseau est affectée ce qui entraîne une dégradation de son niveau
39 de fiabilité. »

1 (ii)

- Forest fires in James Bay area of Quebec in vicinity of 735 kV transmission right-of-way
- Multiple transmission line trips coupled with losses of generation, load and exports
 - Four transmission lines tripped
 - Approximately 2,900 MW of Quebec generation rejected by NPCC Type 1 SPS
 - Approximately 3,500 MW of Quebec load tripped
 - Approximately 3,370 MW of exports to NYISO, ISO-NE, NBSO, and IESO tripped or ran back
- New England lost approximately 1,750 MW of imports from HQ
- New England recovered from the source loss in under 11 minutes
- No SOL or IROL violations in New England
- Reviewed contingency response of on-line and off-line resources

2

3 **Demandes :**

4 4.1. Veuillez indiquer si les évènements de juillet 2013, découlant des feux de forêt, décrits à la
5 référence (ii) correspondent à la mise en situation décrite à la référence (i).

6 **R4.1**

7 **Non. La référence (i) correspond à la perte de deux lignes à 735 kV dans le sud du**
8 **réseau, notamment au sud du poste La Vérendrye et non aux événements survenus**
9 **le 3 juillet 2013, qui ont conduit à une perte de lignes multiples soit la perte de**
10 **quatre lignes à 735 kV tel que spécifié à la référence (ii).**

11 4.2. Veuillez indiquer si les évènements de juillet 2013 décrits à la référence (ii) ont été pris en
12 considération dans le processus de planification ayant mené à la proposition du Transporteur
13 dans le présent dossier. Si la réponse est affirmative, veuillez fournir les documents de référence
14 pertinents.

15 **R4.2**

16 **Non.**

17 **5. Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 12, lignes 2 à 17.

18 **Préambule :**

19 (i) « Les lignes à 735 kV étant de plus en plus sollicitées tant l'été que l'hiver, à mesure que le réseau
20 évolue, le Transporteur dispose de moins de marge de manœuvre pour garantir la fiabilité du

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

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

14 **Demandes :**

15 5.1. Afin de nous permettre de bien comprendre l'évolution de la demande des clients du
16 Transporteur, veuillez fournir en format Excel la demande en électricité sur une base horaire du
17 réseau du Transporteur pour les années 2005, 2010 et 2012.

18 **R5.1**

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

22 **Le Transporteur présente au tableau R5.1 les besoins de la charge locale sur le**
23 **réseau de transport à la pointe d'hiver et à la pointe d'été pour les années**
24 **2004 à 2013.**

25 **Tableau R5.1**

26 **Besoins de la charge locale à la pointe d'hiver et d'été**

MW	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pointe d'hiver	35 514	34 429	31 926	35 460	34 760	36 415	34 208	37 384	35 035	38 394
Pointe d'été	18 774	20 889	20 777	20 964	20 198	19 615	21 450	20 689	20 693	21 413

27
28 5.2. Veuillez indiquer si l'ensemble des lignes 735 kV disponibles pour répondre à la demande de
29 pointe en hiver est utilisé pour répondre aux besoins en été. Si la réponse est négative, veuillez
30 expliquer la raison de la non-utilisation d'une ou plusieurs de ces lignes en période estivale.

31 **R5.2**

32 **Le Transporteur mentionne qu'en été, il maintient en charge le plus grand nombre**
33 **possible de lignes à 735 kV afin de contrer l'impact d'événements non prévus,**
34 **notamment la foudre, les vents violents et les feux de forêts, qui conduiraient à des**
35 **déclenchements de lignes. Toutefois, compte tenu que le réseau est moins sollicité**
36 **en été qu'en hiver, du fait que les besoins d'alimentation de la charge sont moins**
37 **élevés, il s'agit d'une période propice pour retirer des lignes en réponse aux**

1 **impératifs du réseau. Ces retraits s’inscrivent essentiellement dans la réalisation de**
2 **trois types d’activités soit : l’entretien de lignes, la réalisation de projets et le**
3 **contrôle de la tension.**

4 5.3. À la référence (i), le Transporteur mentionne : «certains paramètres sont en changement, des
5 considérations secondaires doivent être incorporées aux analyses de réseau.». Veuillez indiquer
6 à quels paramètres le Transporteur fait référence. De plus, veuillez élaborer sur les changements
7 qui affectent ces paramètres. Finalement, veuillez indiquer à quelles considérations secondaires
8 le Transporteur fait référence.

9 **R5.3**

10 **Le Transporteur fait référence aux paramètres énoncés à la référence (i) soit**
11 **l’augmentation de la consommation québécoise en période estivale, et aux pointes**
12 **de température plus élevées que dans le passé en été.**

13 **L’augmentation de la consommation québécoise en période estivale est en grande**
14 **partie attribuable à la climatisation.**

15 **Le Transporteur entend par « considérations secondaires » une gestion de la limite**
16 **thermique des lignes et de la température.**

17 **6. Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 13, lignes 15 à 20

18 **Préambule :**

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

22 **Demandes :**

23 6.1. Veuillez indiquer si le Transporteur inclut la centrale thermique de TCE à Bécancour quand il
24 fait référence en (i) aux fermetures récentes de centrales Thermiques.

25 **R6.1**

26 **Non. Le Transporteur n’inclut pas la centrale thermique de TCE à Bécancour**
27 **lorsqu’il fait référence aux fermetures récentes de centrales thermiques.**

28 6.2. Veuillez indiquer si la présence de génération additionnelle dans la partie sud du réseau pourrait
29 aider à répondre aux besoins des clients du Transporteur.

30 **R6.2**

31 **La présence de production additionnelle dans la partie sud ne changerait en rien le**
32 **fait que le Transporteur doit résoudre l’effet d’entonnoir du réseau de transport à la**
33 **hauteur du poste de la Chamouchouane, tel que mentionné par le Transporteur**
34 **dans sa preuve.**

- 1 **7. Références :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 14, lignes 8 à 11
 2 (ii) Dossier R-3864-2013, Pièce B-0005, HQD-1, Doc-1, page 28, tableau 4-3

3 **Préambule :**

- 4 (i) « Par ailleurs, la nouvelle topologie du réseau amenée par le Projet permet de répondre à la
 5 croissance des besoins de la clientèle en assurant une intégration optimale au réseau de
 6 transport principal de la nouvelle production du complexe de la Romaine et de celle des
 7 travaux issus de l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne
 8 (noa=s soulignée) »

**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 (Besoins arrondis au 10 MW près)	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.

9

10 **Demande :**

- 11 7.1. Veuillez indiquer si le Transporteur inclut les besoins de puissance future mentionnés à la
 12 référence (ii) quand il fait référence à la croissance des besoins de la clientèle à la référence (i).

13 **R7.1**

14 **Tout d'abord, le Transporteur tient à préciser que le tableau de la référence (ii)**
 15 **consiste en un bilan de puissance réalisé par le Distributeur pour assurer son**
 16 **équilibre offre-demande et ne sert pas à la planification du réseau de transport du**
 17 **Transporteur. Les besoins de « Puissance additionnelle requise » mentionnés au**
 18 **tableau de la référence (ii) devront faire l'objet d'une demande d'étude d'impact. Par**
 19 **conséquent, le Transporteur ne peut pas s'appuyer sur les besoins de puissance**
 20 **future mentionnés à la référence (ii), car le Distributeur n'a pas encore identifié les**
 21 **ressources qui seront utilisées pour combler ces besoins.**

1 **8. Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 27, Figure 6

2 **Questions :**

3 8.1. Veuillez indiquer à quel endroit sur la figure 6 se trouvera le nouveau poste Judith-Jasmin.

4 **R8.1**

5 **Comme indiqué dans sa lettre du 25 juillet 2014 déposée au présent dossier et**
6 **selon la lettre procédurale de la Régie portant date du 6 août 2014, le Transporteur**
7 **présentera pour autorisation à la Régie le projet du nouveau poste Judith-Jasmin,**
8 **et ce, dans un dossier distinct. À cette occasion, l'ensemble des fonctionnalités du**
9 **nouveau poste, incluant la partie relative au raccordement de la ligne à 735 kV de la**
10 **Chamouchouane, son emplacement, son coût et son échancier seront présentés.**

11 8.2. Veuillez indiquer le coût actuellement prévu pour le poste et pour toute infrastructure de
12 raccordement au réseau ou à d'autres postes.

13 **R8.2**

14 **Voir la réponse à la question 8.1.**

15 8.3. Veuillez indiquer les objectifs poursuivis par la mise en place de ce poste.

16 **R8.3**

17 **Voir la réponse à la question 8.1.**

18 **9. Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 24, lignes 21 à 23

19 **Préambule :**

20 (i) « Le Projet offre de plus l'avantage de soulager d'importantes contraintes d'exploitation du réseau
21 principal à 735 kV au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.»

22 **Demande :**

23 9.1. Veuillez indiquer quel sera l'impact du projet proposé sur les contraintes d'exploitation du lien
24 Radisson-Nicolet-Sandy Pond pour l'alimentation des besoins du Québec ainsi que des besoins
25 d'exportation.

26 **R9.1**

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

1 **10. Référence :** (i) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 27, lignes 14 à 17

2 **Préambule :**

3 (i) « Par ailleurs, la nouvelle architecture de réseau créée par l'ajout d'une ligne à 735 kV permet
4 d'intégrer de façon optimale au réseau de transport la nouvelle production du complexe de la
5 Romaine et celle des projets issus de l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en
6 énergie éolienne. »

7 **Demande :**

8 10.1. Veuillez indiquer si le Transporteur utilise l'hypothèse que la totalité de la production provenant
9 du complexe de la Romaine sera destinée à l'exportation. Si la réponse est négative, veuillez
10 fournir les hypothèses retenues dans son analyse concernant la destination de la production du
11 complexe la Romaine.

12 **R10.1**

13 **Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant ne sont pas**
14 **pertinentes au présent dossier et dépassent le cadre d'analyse d'une demande**
15 **d'autorisation d'investissement sous l'article 73 de la Loi et de la décision**
16 **D-2014-118.**

17 **Le Transporteur rappelle que suivant le paragraphe 24 de la décision procédurale**
18 **D-2014-118, seuls les travaux liés aux montants substitués par le Projet doivent être**
19 **examinés, sans pour autant examiner de nouveau les dossiers concernés, dont le**
20 **projet d'intégration de la production du complexe de la Romaine.**

21 11. **Référence :** (1) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 42, lignes 1 à 2

22 **Préambule :**

23 (i) « Ce faisant, les coûts de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle » sont de 551,0 M\$.
24 Ils correspondent intégralement aux montants des investissements autorisés par la Régie dans les
25 décisions D-2011-083 (La Romaine) et D-2010-165 (appel d'offres 2005-03) pour des travaux de
26 renforcement du réseau principal qui se trouvent substitués par le Projet tel qu'identifié plus
27 avant. »

28 **Demandes :**

29 11.1. Veuillez justifier l'utilisation des montants autorisés pour des projets d'investissements
30 approuvés par les décisions D-2011-083 et D-2010-165 pour le présent dossier considérant que
31 les solutions techniques alors proposées étaient de nature différente de celle mise de l'avant au
32 présent dossier.

1 **R11.1**

2 **Le Transporteur précise que les solutions techniques proposées sont différentes**
3 **mais que la nature du service rendu par les travaux est la même à savoir, le**
4 **renforcement du réseau principal. Cela explique pourquoi les projets faisant l'objet**
5 **des décisions mentionnées par l'intervenant se voient attribuer, dans le cadre du**
6 **Projet, l'équivalent de leurs coûts correspondant au renforcement du réseau**
7 **principal.**

8 11.2. Veuillez indiquer quelles seraient les contributions respectives de HQP et de HQD si elles
9 étaient calculées sur la base du projet de ligne de 735 kV plutôt que sur la base des projets qui
10 ont fait l'objet des décisions D-2011-083 et D-2010-165.

11 **R11.2**

12 **Cette question réfère à un scénario hypothétique pour lequel aucune analyse**
13 **spécifique n'a été faite par le Transporteur dans le cadre de la préparation du**
14 **présent dossier dont l'objectif est de résoudre l'effet d'entonnoir du réseau de**
15 **transport à la hauteur du poste de la Chamouchouane.**

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

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

22 **Nonobstant ce qui précède, dans le cadre du dossier R-3888-2014, le Transporteur**
23 **a soumis à la Régie l'approche qu'il utilise afin de répartir les coûts d'un projet**
24 **entre les différents clients du service de transport qui en bénéficient, laquelle tient**
25 **compte notamment des coûts que le projet proposé permet d'éviter dans le cadre**
26 **d'autres projets. Cette approche se résume ainsi :**

27 ***« Le Transporteur peut en effet déterminer que certains travaux requis dans le***
28 ***cadre de différents projets d'ajouts au réseau ont avantage à être remplacés***
29 ***par une solution technique commune, qui s'avère plus optimale en termes de***
30 ***coûts et de développement de son réseau que le choix de solutions à la pièce.***
31 ***Le cas échéant, l'approche proposée par le Transporteur est d'attribuer à***
32 ***chacun des projets concernés une part des coûts de la solution commune sur***
33 ***la base des coûts qu'elle permet d'éviter à chacun des projets.»¹***

34 **Cette approche s'applique au présent projet, ce dernier permettant notamment de**
35 **remplacer les solutions de renforcement à la pièce identifiées dans le cadre des**
36 **projets d'intégration de la production du complexe de la Romaine et de l'appel**
37 **d'offres 2005-03 ayant fait l'objet des décisions D-2011-083 et D-2010-165.**

38 ***« À cet égard, certains travaux de renforcement du réseau principal qui ne***
39 ***sont pas amorcés, mais qui étaient prévus dans le cadre de ces deux projets***
40 ***autorisés par la Régie, seront substitués par la construction de la nouvelle***
41 ***ligne à 735 kV.»²***

¹ R-3888-2014, HQT-1, Document 1, p. 25.

² HQT-1, Document 1, p. 27.

1 **Conséquemment, la part des coûts du présent projet attribuée à chacun des projets**
2 **d'intégration de la production du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres**
3 **2005-03, ainsi que la contribution qui en découle pour chacun des clients**
4 **bénéficiaires, sont établies sur la base des projets qui ont fait l'objet des décisions**
5 **D--2011-083 et D-2010-165.**

6 11.3. Veuillez indiquer, à l'égard de chacune des interventions de renforcement prévues aux projets
7 approuvés par ces décisions qui ne seraient plus utiles selon la solution 1, les raisons pour
8 lesquelles elles ne le seraient plus.

9 **R11.3**

10 **Tout d'abord, le Transporteur rappelle que les interventions de renforcement du**
11 **réseau principal prévues aux projets approuvés mentionnés en référence (i) étaient**
12 **requis pour assurer la fiabilité du réseau de transport principal dans le contexte**
13 **de l'intégration de ces projets au réseau.**

14 **Ensuite, le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1, page 13,**
15 **lignes 22 à 24. Ainsi, pour l'ensemble des interventions qui sont substituées par le**
16 **Projet, la raison de leur substitution est que la fiabilité du réseau de transport**
17 **principal est dès lors assurée par la présence de la ligne dont les études incluaient**
18 **les projets précités.**

19 **Comme indiqué en preuve à la pièce HQT-1, Document 1, page 48, les**
20 **investissements présentés au présent projet sont rendus nécessaires afin de**
21 **maintenir le bon fonctionnement du réseau. Ces investissements seront, une fois**
22 **réalisés, utiles à l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport.**

- 23 12. **Références :** (i) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 13, lignes 36 à 38
24 (ii) B-0018, HQD-1, Doc 1 Révisé, page 33, Tableau 3
25 (iii) Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, article 4
26 (iv) Dossier R-3903-2014, B-0023, HQT-9, Doc. 1, p.16, tableau 2.

27 **Préambule :**

28 (i) « Il met en place une architecture de réseau optimale qui positionne ce dernier stratégiquement
29 pour l'avenir et qui engendre une importante économie de pertes électriques au bénéfice de tous
30 les clients du réseau de transport. *(nos soulignés)* »

31 (ii) « 4. Le volume des pertes de transport et de distribution d'électricité correspond à un taux annuel
32 moyen de 8,4 % du volume annuel d'électricité patrimoniale, selon les prévisions de la
33 consommation à l'horizon 2005 et les connaissances historiques des profils de consommation des
34 marchés québécois ; »

1 (iii)

2 (iv)

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2013 (%)

	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)
Janvier	94,6	100,0
Février	89,2	96,2
Mars	79,3	87,4
Avril	72,1	83,2
Mai	53,9	64,6
Juin	50,4	63,5
Juillet	54,3	70,0
Août	53,0	68,0
Septembre	49,3	63,9
Octobre	64,1	74,6
Novembre	75,3	87,9
Décembre	88,7	95,2

3

4 **Demandes :**

5 12.1. Veuillez indiquer si le taux de perte associé à la livraison de l'électricité patrimoniale telle que
6 définie à la référence (iii) sera affecté à la baisse suite à la mise en place de la solution 1.

7 **R12.1**

8 **La référence (iii) réfère à un décret adopté par le gouvernement du Québec. Le**
9 **volume des pertes de transport et de distribution déterminé à l'article 4 de ce décret**
10 **n'est pas affecté par le présent dossier.**

11 12.2. Afin de clarifier l'affirmation du Transporteur faite à la référence (i) concernant l'économie
12 associée à la baisse des pertes électriques associée à la solution 1 pour tous les clients, veuillez
13 indiquer comment sera réparti le montant de 873,3 M\$ (voir référence (ii)) entre les
14 regroupements de clients suivants : les clients de la charge locale, les clients point à point et le
15 Producteur.

16 **R12.2**

17 **En vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec**
18 **approuvés par la Régie, les clients des services de transport sont responsables de**
19 **fournir les pertes associées aux services de transport qu'ils utilisent. L'économie**
20 **pour les clients découlera de leur utilisation respective des services de transport.**

21 12.3. À la référence (iv), le Transporteur fournit le rapport entre l'utilisation du réseau de transport à
22 l'heure de pointe et la capacité de transport prévue à la pointe sur une base mensuelle pour
23 l'année 2013. Afin de mieux comprendre l'impact de la proposition du Transporteur, veuillez

1 refaire l'exercice fait à la référence (iv) pour les deux scénarios utilisés dans l'analyse du
2 présent dossier, soit les solutions 1 et 2.

3 **R12.3**

4 **Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de cette**
5 **audience. Le Transporteur indique que son rôle n'est pas de procéder à des**
6 **analyses ou des simulations au bénéfice des démonstrations que souhaite réaliser**
7 **l'intervenant. Le cadre réglementaire et les démonstrations de suffisance des**
8 **informations requises en vertu de l'article 73 de la Loi ne nécessitent, ni ne**
9 **prévoient que le Transporteur simule de tels impacts.**

10 12.4. Afin de permettre de bien saisir l'ampleur des gains associés aux pertes électriques de la
11 solution 1 par rapport à la solution 2, veuillez indiquer les taux de pertes du réseau du
12 Transporteur, sur une base mensuelle, selon les scénarios associés chacune des solutions 1 et 2.

13 **R12.4**

14 **Comme indiqué à la pièce HQT-1, Document 1, annexe 4, page 4, le Transporteur**
15 **rappelle que la valeur des pertes est présentée sur une base annuelle. Elle ne**
16 **reflète donc pas des taux mensuels pour chacune des solutions.**

17 **En ce qui a trait au calcul des pertes, voir les réponses aux questions 12.5 et 12.6.**

18 12.5. Veuillez expliquer comment est effectué le calcul des pertes selon la solution 2.

19 **R12.5**

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

22 12.6. Veuillez indiquer pourquoi aucune perte n'est considérée selon la solution 1.

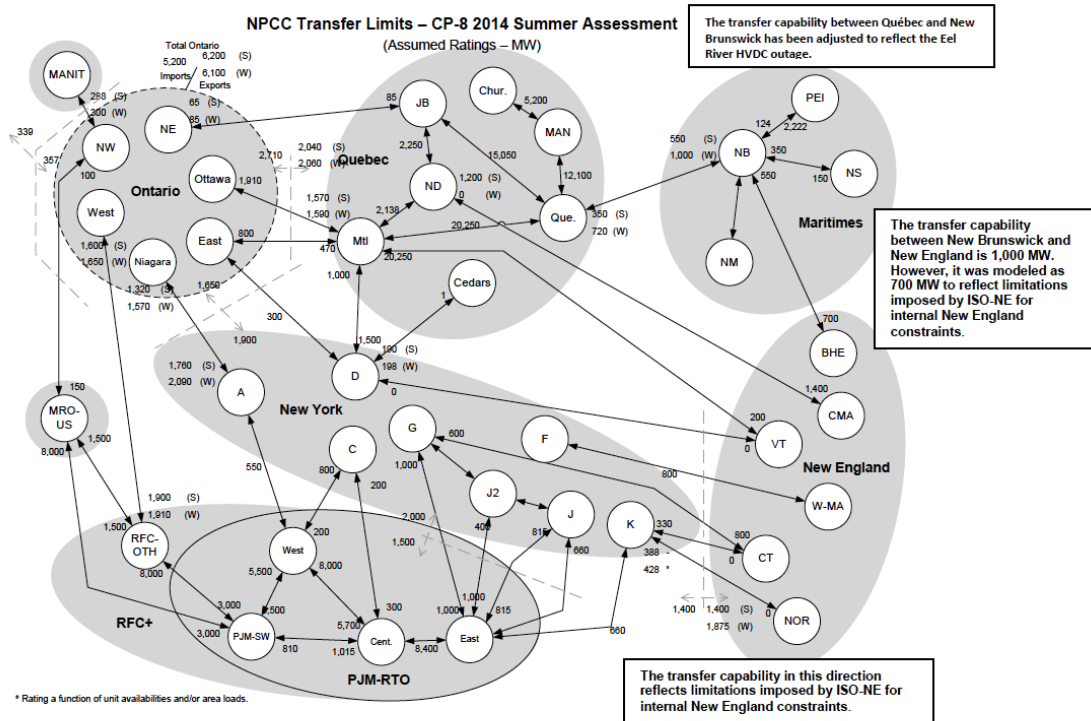
23 **R12.6**

24 **Tout d'abord, le Transporteur tient à rappeler à l'intervenant que les montants**
25 **indiqués pour les pertes électriques correspondent aux valeurs différentielles entre**
26 **les solutions et non à des montants absolus.**

27 **Les montants indiqués de coûts de pertes électriques servent à comparer les coûts**
28 **entre les diverses solutions. Le fait qu'aucune perte n'est considérée selon la**
29 **solution 1 signifie que la solution 1 sert de référence pour les calculs des valeurs**
30 **différentielles. Ainsi, l'intervenant doit comprendre que le coût des pertes de la**
31 **solution 2 est de 873,7 M\$ plus élevé que le coût des pertes de la solution de**
32 **référence, soit la solution 1.**

- 1 13. **Références :** (i) Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment For
 2 Summer 2014 FINAL REPORT
 3 (https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/2014S_NPCC%20Seasonal%20Assessment%20Final%20Report.pdf)
 4

- 5 **Préambule :**
 6 (i)



7 **Figure 2 - Assumed Transfer Limits**

- 8 **Demande :**
 9 13.1. Afin de permettre de comprendre l'impact de la solution proposée par le Transporteur sur les
 10 capacités internes du réseau ainsi que sur les capacités aux interconnexions, veuillez refaire le
 11 schéma, incluant les valeurs en MW, qui se trouve à la référence (i) pour la zone Québec pour
 12 chacune des solutions évaluées dans le présent dossier (solutions 1 et 2). Veuillez faire cet
 13 exercice pour la pointe d'hiver et pour la pointe d'été.

- 14 **R13.1**
 15 **Voir la réponse à la question 12.3.**

- 1 **14. Référence :** (i) Northeast Power Coordinating Council, 2013 Long-Term Reliability
2 Assessment, December 2013, p.119

3 **Préambule :**

4 (i) « **CHAMOUCHOUANE–MONTRÉAL 735-KV LINE**

5 Planning studies have shown the need to consolidate the transmission system with a new 735-kV
6 line in the near future. Generation additions (such as the Romaine Complex and wind generation)
7 and new transmission services are the reason the new line is warranted. The line will extend from
8 the Chamouchouane substation on the eastern James Bay subsystem to the Duvernay substation just
9 north of Montréal (about 400 km or 250 miles). Planning, permitting, and construction delays are
10 such that the line is scheduled for the 2018–2019 winter peak period. Public information meetings
11 have begun on this project. The final line route has not completely been determined yet, and
12 authorization processes are ongoing. The new line will also reduce transfers on other parallel lines
13 on the Southern Interface, thus optimizing operation flexibility and reducing losses. » (notre
14 soulignement)

15 **Questions :**

- 16 14.1. Veuillez indiquer si le Transporteur a participé de manière directe ou indirecte à la préparation
17 du document en référence (i).

18 **R14.1**

19 **Le Transporteur a participé à la préparation du document en référence (i).**

- 20 14.2. Veuillez indiquer à quels nouveaux services de transport (new transmission services) il est fait
21 référence en préambule pour justifier la ligne Chamouchouane-Montréal.

22 **R14.2**

23 **Les services de transport vers le New Hampshire et l'État de New York ont été**
24 **considérés pour évaluer la robustesse du Projet tel qu'explicité à la réponse de la**
25 **question 6.5 de la DDR no 1 de la Régie. Pour tout ce qui a trait à la justification du**
26 **Projet, le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 1 qui traite**
27 **des détails de cette question.**