

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER : R-3823-2012**

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT  
POUR LES ANNÉES 2013 ET 2014**

---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C. (« EBM »)  
ADRESSÉE AU TRANSPORTEUR**

---

**Montréal, le 18 septembre 2013**

**Demande de renseignements n° 1  
d'Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (« EBM »)  
relative à la demande de modification des tarifs et conditions des services de  
transport pour les années 2013 et 2014**

---

SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

1. Références :           i) **Dossier R-3823-2012, HQT-1, Document 3 :**  
                                  ii) **Dossier R-3738-2010, Décision D-2011-039, p. 109 :**

Préambule :

ii) « **10.6 CONCLUSION SUR LA POLITIQUE D'AJOUTS**

*Considérant, d'une part, les conclusions de la Régie exprimées dans les sections 10.4 et 10.5 de la présente décision, et, d'autre part, le contexte d'investissements massifs annoncés par le Transporteur, la Régie en vient à la conclusion que le traitement de l'ensemble des enjeux relatifs à la politique d'ajouts au réseau devrait s'effectuer, à brève échéance, dans le cadre d'un dossier distinct.*

***Ainsi, la Régie annule la tenue d'une Phase 2 au présent dossier et demande au Transporteur de lui soumettre, au moment qu'il jugera approprié en 2011, dans le cadre d'un dossier générique sur la politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, une proposition couvrant essentiellement les sujets suivants et tenant compte des dispositions contenues dans la présente décision :***

- ***Aménagements particuliers pour certains projets, tels que les projets d'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables<sup>79</sup>;***
- ***Problématique 1 : Ajouts au réseau pour le raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale;***
- ***Problématique 2 : Modalités d'établissement et de versement de la contribution du Distributeur dans le cas d'un projet comportant plusieurs dates de mise en service échelonnées dans le temps;***
- ***Problématique 3 : Application de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau;***
- ***Problématique 4 : Risques particuliers de certains projets;***
- ***Problématique 5 : Crédits applicables lorsque le client détient son propre poste abaisseur;***
- ***Problématique 6 : Modalités relatives à la réfection ou au remplacement de postes de départ de centrales existantes.***

***Tel que mentionné dans la section 10.5 ci-dessus, la Régie traitera également dans ce dossier générique du suivi des engagements d'achat. »***

(Nos soulignés)

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez indiquer pourquoi le Transporteur n'a toujours pas donné suite à la demande de la Régie quant à la présentation d'une proposition relativement à la politique d'ajouts.
- 1.2 Veuillez indiquer quand la proposition du Transporteur relative à la politique d'ajouts sera soumise pour approbation à la Régie.

EFFICIENCE

2. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-3, Document 1, p 9 ligne 24 à 30 :**

Préambule :

*« Ces attentes en matière de compression des charges se sont également avérées concordantes avec celles de l'actionnaire exprimées par le biais, d'une part, du budget du Québec déposé en novembre 2012 dans lequel furent annoncées d'importantes réductions de charges d'exploitation d'Hydro-Québec dans toutes ses divisions, notamment Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie et, d'autre part, des modifications envisagées à la Loi sur la Régie de l'énergie par l'entremise du projet de loi No 25. »*

(Nos soulignés)

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez indiquer quelles sont les modifications envisagées à la Loi sur la Régie de l'énergie auxquelles le Transporteur fait référence dans le texte du préambule.
- 2.2 Veuillez indiquer quels sont les impacts de ces modifications sur la présente cause tarifaire.

PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

3. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 6, l. 1 à 11 :**

Préambule :

*« Le Transporteur continue d'optimiser sa planification afin de garantir à ses clients une disponibilité maximale du réseau de transport malgré le vieillissement du parc d'équipements et la forte sollicitation dont il est l'objet.*

*Afin d'optimiser également ses investissements, le Transporteur applique, dans le cadre de ses études, un processus de planification intégrée qui permet un bon arrimage entre les besoins en croissance et le maintien des actifs. Ce processus de planification intégrée, qui permet d'identifier les solutions les plus optimales et de les réaliser au meilleur coût, fait maintenant partie intégrante des façons de faire du Transporteur. L'approche de planification appliquée par le Transporteur permet ainsi d'avoir une vision globale et de long terme de l'évolution du réseau, tout en assurant la cohérence de l'ensemble des actions nécessaires à la réalisation de sa mission de base. »*

#### **Demandes :**

- 3.1 Veuillez fournir la listes des équipements significatifs (postes et lignes de transport) qui sont nécessaires pour la fourniture du service de transport ferme point-à-point entre le point d'injection MATI et le point de réception NE (poste Sandy Pound).
  - 3.2 Veuillez indiquer quels sont les équipements faisant partie de la liste découlant de la question 3.1 qui nécessitent des ajustements afin de maintenir une disponibilité maximale.
  - 3.3 Est-ce que le Transporteur consulte ses clients point-à-point dans son processus de planification en vue d'offrir à ses clients une disponibilité maximale du réseau de transport?
  - 3.4 Si la réponse à la question 3.3 est oui, veuillez indiquer quel est le processus utilisé pour ces consultations.
4. Références :
- i) Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 6, l. 34 à 36 et p. 7, l. 1 à 2 :
  - ii) NEPOOL Participant Committee Report, August 13, [http://www.iso-ne.com/committees/comm\\_wkgrps/prtcpnts\\_comm/prtcpnts/mtrls/2013/aug22013/coo\\_report\\_aug\\_2013.pdf](http://www.iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/prtcpnts_comm/prtcpnts/mtrls/2013/aug22013/coo_report_aug_2013.pdf)

#### **Préambule :**

*i) « Les critères de conception visent notamment à contrer deux types de perturbations possibles sur le réseau, les événements de base et les événements exceptionnels. Ils découlent également des normes et des critères élaborés par la North American Reliability Corporation et par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC 1 »), organismes de fiabilité reconnus en Amérique du Nord. »*

*ii) « JULY 3, 2013 DCS EVENT*

#### *Highlights*

*•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 Special Protection Scheme*
- *Approximately 3,500 MW of Quebec load tripped*
- *Approximately 3,370 MW of exports to NYISO, ISO-NE, NBSO, and IESO tripped*
- *New England lost ~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*
- *Eastern Interconnection was able to sustain the loss of HQ Imports*
- *System load was decreasing*
- *Imports from HQ tripped over the course of several minutes*
- *Length of disturbance allowed governor response and some level of AGC to mitigate the impact on Eastern Interconnection*
- *Frequency decreased to a minimum value of 59.91*
- *TransÉnergie is working with NERC/NPCC to perform an event analysis »*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez indiquer si les événements associés aux feux de forêt du mois de juillet 2013 mentionnés à la référence ii) sont considérés par le Transporteur comme des événements exceptionnels faisant partie des critères de conception du réseau de TransÉnergie (voir référence i).
- 4.2 Veuillez indiquer si la planification du réseau sera influencée par les événements de juillet 2013 (voir référence ii). Si oui, veuillez indiquer si les clients impactés, incluant les clients point-à-point, seront impliqués dans le processus de planification. Le cas échéant, veuillez indiquer comment les clients impactés seront impliqués.
- 4.3 Veuillez indiquer si le “event analysis” mentionné à la référence ii) est terminé. Si oui, s.v.p. en fournir une copie.

5. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 7, l. 18 à 19 et p. 8, l. 1 à 4 :**

**Préambule :**

*« Les événements exceptionnels sont plus sévères et moins probables que les événements de base et ne sauraient être couverts en tout temps sans recourir à des investissements considérables pour accroître sensiblement la robustesse du réseau. Il s'agit, par exemple, de la perte totale d'une centrale, ou de la perte d'un poste de charge important. Le Transporteur recourt alors, dans ces cas, à des automatismes de réseau tels le rejet de production et le délestage de charge pour limiter la dégradation du réseau. »*

**Demandes :**

5.1 Veuillez indiquer quels sont les mécanismes décisionnels pour déterminer le délestage de la charge en cas d'événements exceptionnels.

5.2 Veuillez indiquer si le Transporteur considère la charge située à l'extérieur de son territoire qui est desservie par un service de transport ferme offert par TransÉnergie, comme ayant un niveau de priorité égale à la charge locale située au Québec.

6. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 15, tableau 2 :**

**Préambule :**

«

**Tableau 2**  
 Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2011 et 2012 (%)

	2011		2012	
	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)	Charge locale	Réseau global (charge locale et point à point)
Janvier	92,2	98,0	86,0	94,0
Février	84,1	93,4	78,3	89,0
Mars	79,8	88,3	75,9	86,8
Avril	64,7	75,4	58,6	72,8
Mai	57,7	68,9	52,9	63,6
Juin	50,5	65,6	50,8	65,0
Juillet	52,6	67,9	52,2	68,0
Août	49,7	64,2	50,6	65,7
Septembre	49,3	62,8	51,2	64,5
Octobre	60,3	70,2	55,7	67,7
Novembre	69,2	77,5	78,2	83,4
Décembre	80,1	90,8	75,8	88,3

»

**Demande :**

- 6.1 Veuillez reproduire le tableau en référence en remplaçant les valeurs (%) par des valeurs représentant la moyenne mensuelle du niveau des pertes sur le réseau pour la charge locale et pour le réseau global.
7. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 20, I. 22 à 32 :**

**Préambule :**

***« Investissements générant des revenus additionnels***

*• Croissance des besoins de la clientèle : les investissements de cette catégorie découlent des besoins et des demandes exprimés par les clients du Transporteur ; les investissements classés en Croissance des besoins de la clientèle visent, d'une part, à répondre aux besoins croissants de la charge locale en augmentant la capacité du réseau de transport par des ajouts d'équipements suivant les orientations qui sont établies de concert avec le Distributeur ; d'autre part, les travaux de raccordement, de prolongement ou de modification du réseau permettent d'intégrer la puissance produite par une nouvelle source de production et d'assurer le transit de la puissance additionnelle générée par l'ajout de nouveaux groupes de production ou la modification de groupes de production dans une centrale existante. »*

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez indiquer si les investissements générant des revenus additionnels peuvent provenir de réservations de service de transport point-à-point. Le cas échéant, pourquoi ne pas y avoir fait référence dans le texte du préambule?
- 7.2 Veuillez indiquer si la production générant des investissements additionnels mentionnés en préambule est assignée à la charge locale ou à l'exportation.

8. Référence : Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 24, tableau 7:

Préambule :

«

**Tableau 7**  
 Investissements par catégorie à l'horizon 2023 (M\$) (suite)

Catégories d'investissements	Mise en service	Autorisation	2012 et	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
<b>2. Investissements générant des revenus additionnels</b>															
<b>2.1 Intégration de production</b>															
Intégration des parcs éoliens 1er appel d'offres	2006-2013	D-2007-141	450,8	(2,3)	0,0										448,5
Intégration des parcs éoliens 1er appel d'offres - Contributions	2006-2013	D-2007-141	1,3	(30,4)											(29,1)
Intégration centrales Eastmain 1A-La Sarcelle	2011-2013	D-2008-149	171,5	4,3	0,8										176,6
Intégration centrales Eastmain 1A-La Sarcelle - Contributions	2013	D-2008-149		(40,2)											(40,2)
HQT-MASS et HQT-NE transport ferme 2400 MW long terme	2011-2014	D-2010-084	36,3	53,3	19,4	0,0	0,0								109,1
Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03	2011-2015, 2017	D-2005-03	252,4	254,0	105,5	182,1	168,4	120,2							1 096,6
Intégration des parcs éoliens - Appel d'offres 2005-03 - Contributions	2011-2015	D-2005-03	0,9	0,3	0,5	0,5									2,2
Raccordement des centrales du complexe le Romaine	2014-2020	D-2011-083	327,3	430,8	290,4	188,0	211,7	130,2	62,0	62,8	23,4				1 726,4
Raccordement des centrales du complexe le Romaine - Contributions	2014-2020	D-2011-083		(82,3)			(69,3)	(35,3)			(751,4)				(938,3)
Poste Manio-2	2013-2014	D-2011-098	0,3	0,8	0,5										1,6
Poste Manio-2 - Contributions	2014	D-2011-098			(1,6)										(1,6)
Projet Saint-Césaire - Bedford	2014	D-2012-152	4,3	57,8	0,5	0,0	0,0								62,6
Intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02	2013-2016, 2018	R-3836-2013	2,5	20,7	46,0	51,1	14,9	46,5	71,3						253,0
Intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02 - Contributions	2013-2015	R-3836-2013		0,2	2,9	(92,1)									(89,0)
Interconnexion Hertel-New York	2017	à venir	0,7	2,9	4,4	82,9	145,9	202,9							439,6
Ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-Tle	2018	à venir	11,2	9,1	14,3	136,8	248,4	149,3	0,1						569,1
Poste Manio-3	2021	à venir		1,6	5,4	5,1	24,8	1,3		0,0					38,1
Autres projets déjà autorisés (coûts résiduels)			381,4	3,1											384,5
Autres postes et lignes (projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2014) (note 1) incluant contributions et frais d'entretien			4,3	0,9	6,3	(115,3)	(179,7)	(83,2)	170,4	65,1					(131,3)
Investissements de moins de 25 M\$ incluant contributions et frais d'entretien				8,9	8,3	3,7	2,0	2,0	2,0	(2,0)	2,0	2,0	2,0	2,0	32,9
Niveau d'invest. - Intégration de production			1846,2	785,8	424,2	445,7	687,1	659,8	956,7	126,8	(728,0)	2,0	2,0	2,0	4 110,2

»

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez indiquer si les investissements associés à HQT-MASS et HQT-NE transport ferme de 2400 MW ont une incidence sur la fiabilité du service de transport ferme présentement détenu par les clients point-à-point sur le chemin HQT-MASS. Si oui, veuillez expliquer les bénéfices de ces investissements pour ces mêmes clients.
- 8.2 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement des travaux associés à l'investissement HQT-MASS et HQT-NE transport ferme de 2400 MW
- 8.3 Est-ce que les coupures de service de transport sur le chemin HQT-MASS résultant des feux de forêts qui ont eut lieu au début juillet 2013 auraient été moindres si les investissements associés au projet d'investissement HQT-MASS et HQT-NE transport ferme de 2400 MW avaient été complétés?



9. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 27, tableau 11:**

**Préambule :**

«

**Tableau 11**  
**Prévision des besoins de transport (MW)**

Services de transport	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Charge locale	37 134	37 043	36 935	37 279	37 641	38 038	38 734	39 111	39 451	39 762	40 075
Point à point	4 683	4 675	4 675	4 675	4 965	5 837	5 942	7 104	7 104	7 104	7 104
Total	41 817	41 718	41 610	41 954	42 606	43 875	44 676	46 215	46 555	46 866	47 179

»

**Demande :**

9.1 Veuillez indiquer quelles sont les justifications expliquant les hausses importantes de besoin de transport point-à-point entre les années 2017 et 2018 et entre les années 2019 et 2020.

10. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 17, l. 4 à 9 et p. 18, l. 4 et 5 :**

**Préambule :**

*« La capacité du chemin MAFA-HQT est passée de 95 MW en 2010 à 99 MW en 2011 à la suite d'une révision de la capacité de la centrale High Falls d'Énergie La Lièvre s.e.c.*

*La capacité du chemin MAHO-HQT est de 110 MW, reflétant la possibilité d'alimentation de l'usine de Papier Masson Ltée par la ligne D5A Hawthorne - Masson, lorsque l'alimentation normale de ce client du Distributeur par le réseau d'Énergie La Lièvre s.e.c. est indisponible. Ce chemin n'est pas ouvert aux tiers.*

*(...)*

*Le chemin HQT-MAHO ne paraît plus au tableau, car il ne fait pas partie des chemins d'interconnexion commercialement reconnus dans le système OASIS du Transporteur. »*

**Demandes :**

10.1 Veuillez expliquer comment est déterminée la capacité sur les chemins MAFA-HQT et MAHO-HQT.

- 10.2 Veuillez expliquer en vertu de quoi le Transporteur considère-t-il que le chemin HQT-MAHO n'est pas un chemin d'interconnexion commercialement reconnu dans le système OASIS du Transporteur.
- 10.3 Veuillez indiquer en vertu de quel(s) critère(s), le Transporteur considère-t-il qu'un chemin d'interconnexion est commercialement reconnu dans le système OASIS.
- 10.4 Veuillez préciser si dans le passé, ce chemin HQT-MAHO se retrouvait dans le système OASIS du Transporteur et si oui, durant quelle période.
11. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-9, Document 1, p. 21 à 23, I. 34 à 37 :**

**Préambule :**

*« Il souligne de plus qu'une partie des investissements prévus aux lignes « Autres postes et lignes (projets dont le dépôt est ultérieur à 2014) » couvre une enveloppe budgétaire pour des projets qui ne sont pas encore suffisamment définis et qui ne peuvent par conséquent être présentés au tableau 8. »*

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez préciser quels sont les projets dont il est fait référence dans ces extraits et tableaux jusqu'à l'horizon 2023. Veuillez fournir une description de chacun de ces projets.
- 11.2 Veuillez fournir pour chacun de ces projets le montant d'investissements envisagé.

COMMERCIALISATION DES SERVICES DE TRANSPORT

12. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-10, Document 1, p. 5, I. 11 à 13 :**

**Préambule :**

*« En octobre 2012, la FERC publiait l'ordonnance 1000-B réaffirmant les exigences établies dans son ordonnance 1000 sur la planification du transport et l'attribution des coûts pour les transporteurs sous sa juridiction. »*

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez indiquer si le Transporteur a considéré l'impact de l'ordonnance 1000-B ainsi que l'ordonnance 1000 relativement à la planification du transport.
- 12.2 Veuillez indiquer les conclusions du Transporteur relativement à l'impact de l'ordonnance 1000 et de l'ordonnance 1000-B sur la planification du réseau de transport du Transporteur et sur ses Tarifs et conditions, le cas échéant.

13. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-10, Document 1, p. 5, lignes 16 à 22:**

**Préambule :**

*« Suite à la demande de la Régie dans la décision D-2012-059, le Transporteur fait rapport sur le projet-pilote de programmation variable aux 15 minutes mis en place à l'interconnexion MASS en collaboration avec le New York Independent System Operator, Inc. (« NYISO »). Le projet-pilote s'est échelonné de juillet 2011 à juin 2012 et la fonctionnalité est demeurée en place par la suite. Elle permet aux clients du Transporteur actifs dans le marché de New York de programmer des transactions variables aux 15 minutes durant l'heure. »*

**Demande :**

13.1 Veuillez indiquer si le Transporteur a des discussions ou entrevoit avoir des discussions avec d'autres réseaux voisins afin de permettre la programmation des transactions variables aux 15 minutes durant l'heure.

14. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-10, Document 1, p. 6, lignes 10 à 12:**

**Préambule :**

*« Il a mis en place le processus comportant des rencontres avec les clients et parties intéressées sur la planification du réseau de transport. »*

**Demandes :**

14.1 Veuillez indiquer pourquoi le Transporteur n'a proposé aucune rencontre au cours de l'année 2012.

14.2 Veuillez indiquer combien de rencontres compte tenir le Transporteur annuellement.

14.3 Veuillez indiquer si le Transporteur compte mettre sur son site web de l'information concernant ces rencontres (procès-verbaux de rencontres, ordre du jour, documents discutés, etc).

14.4 Veuillez fournir une copie du procès-verbal de la rencontre du 6 juin 2013.

TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

15. Référence : **Dossier R-3823-2012, HQT-12, Document 5, article 43.3:**

**Préambule :**

*« 43.3 Comité technique :*

*Un comité technique sera établi entre le Transporteur et le Distributeur pour effectuer la coordination technique requise entre ceux-ci. Le comité technique traitera de toutes*

*questions administratives découlant des responsabilités respectives des parties en vertu de la convention d'exploitation du réseau. Le comité technique doit se réunir de temps à autre, au besoin, mais au moins une fois par année. Le comité technique ainsi formé pourra notamment établir les règles concernant les besoins respectifs d'échanges techniques des parties, de réalisation des études d'impact pour alimenter la charge locale, de programmation des livraisons, de planification des retraits d'équipement de production, de restrictions d'exploitation concernant ceux-ci, d'application des moyens de gestion en temps réel de l'équilibre offre-demande, de délestage de charge et de réductions, de transmission des données d'exploitation en temps réel et de gestion des services complémentaires fournis par le Distributeur et pour tout autre besoin d'exploitation du réseau, le tout conformément aux prescriptions des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. »*

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez fournir les procès-verbaux de ces rencontres.
- 15.2 Est-ce que les clients point-à-point participent à ces rencontres? Si oui, lesquels?
- 15.3 Si la réponse à la question 15.2 est négative, veuillez indiquer si le Transporteur organise un comité semblable avec ses clients point-à-point.
- 15.4 Veuillez indiquer quelles sont les règles concernant les éléments suivants dont il est fait référence à cet article :
  - 15.4.1. besoins respectifs d'échanges techniques des parties;
  - 15.4.2. réalisation des études d'impact pour alimenter la charge locale;
  - 15.4.3. programmation des livraisons;
  - 15.4.4. planification des retraits d'équipement de production;
  - 15.4.5. restrictions d'exploitation concernant ceux-ci (équipement d'exploitation);
  - 15.4.6. application des moyens de gestion en temps réel de l'équilibre offre-demande;
  - 15.4.7. délestage de charge et de réductions;
  - 15.4.8. transmission des données d'exploitation en temps réel et de gestion des services complémentaires fournis par le Distributeur;