Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie (« Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU PROJET DE RACCORDEMENT À 161 KV POUR L'EXPANSION DE L'ALUMINERIE ALOUETTE À SEPT-ÎLES

1. Références : (i) Pièce B-0004, p. 10;
(ii) Pièce B-0004, p. 11;
(iii) Pièce B-0004, p. 12, tableau 2;
(iv) Pièce B-0005, annexe 4.

Préambule :

(i) « *L'alimentation du premier bloc de 70 MW requiert l'accroissement de la capacité du réseau de transport à 161 kV qui dessert le client. Celui-ci a déjà commencé à consommer une partie de ce bloc de 70 MW. D'ici la mise en service finale du Projet, le Transporteur a convenu avec le Distributeur que les nouvelles charges du client Alouette seront alimentées temporairement de façon non ferme et délestable* […] ». [nous soulignons]

(ii) « *Pour répondre à un premier bloc d'augmentation de 70 MW aux installations existantes d'Alouette, le Transporteur procèdera à l'ajout de 2 nouveaux départs de ligne à 161 kV au poste Arnaud et à la construction d'une ligne biterne de 14,9 km entre ce poste et les installations existantes d'Alouette. Ces travaux permettront d'alimenter de façon ferme la charge de 70 MW* […] ». [nous soulignons]

(iii) Le Transporteur indique que la mise en service de la nouvelle ligne biterne est prévue pour septembre 2015.

(iv) À l'annexe 1 de l'entente interne de raccordement pour l'aluminerie Alouette, le Transporteur présente l'échéancier décisionnel en date du 20 février 2013 et indique que le premier bloc de 70 MW sera alimenté ferme à partir du 31 décembre 2015.

Demande :

1.1 Veuillez préciser laquelle des dates de septembre 2015 ou décembre 2015 est celle à partir de laquelle le premier bloc de 70 MW demandé par le client Alouette pour ses installations existantes pourra être alimenté de façon ferme, selon le projet proposé.

R1.1

Le Transporteur tient à préciser que la notion ou définition de service ferme et non ferme pour l'alimentation de la charge locale ne fait pas partie de ses critères de conception de réseau de transport. Lors de la conception d'une solution ou d'une offre de référence, le Transporteur conçoit son réseau pour répondre à ses critères de conception. L'un des principaux critères de conception considéré, est celui communément appelé critère du « N-1 », où le « 1 » représente l'indisponibilité planifiée ou la perte non prévisible d'un élément du réseau de transport, soit un événement.

Il peut arriver qu'en attente de compléter les ajouts au réseau identifiés, les conditions d'alimentation d'un client ne rencontrent pas les critères de

conception et que des mesures de gestion de la charge, comme du délestage, puissent être utilisées pour maintenir la fiabilité de son réseau. Il est entendu que pour cette situation, ces mesures de gestion sont convenues entre le Transporteur, le Distributeur et le client requérant.

Selon le projet proposé par le Transporteur, le premier bloc de 70 MW additionnels demandé par le client Alouette pour ses installations existantes pourra être alimenté de façon ferme, donc en respect des critères de conception de réseau, en septembre 2015. Cette qualité de service pourra être rendue aussi parce que le poste Arnaud a actuellement une capacité de transformation suffisante pour alimenter cette quantité.

À la référence (iv), on peut lire que les « 70 MW fermes » au 31 décembre 2015 correspondent à la « Recommandation Raccordement (Régie / phase 1) EIR = 70 MW fermes pour une durée de 20 ans (+ options) », ce qui équivaut à l'information reflétée au tableau 2 de la référence (iii), où le Transporteur a indiqué que la mise en service de la nouvelle ligne biterne est prévue pour septembre 2015 et que celle de l'option du bouclage avec la ligne 1650-1651 est prévue en décembre 2015.

2. Références : (i) Pièce B-0004, p. 7;
(ii) Pièce B-0005, annexe 4.

Préambule :

(i) « […] *le Distributeur a demandé un service de transport d'électricité pour permettre une augmentation de 500 MW de la demande d'Alouette. Les charges demandées sont réparties ainsi :*

- *augmentation de 70 MW aux installations existantes (phases 1 et 2);*
- *raccordement d'un nouveau poste client qui alimentera une nouvelle série de cuves d'électrolyse (phase 3) représentant une charge de 430 MW* ».

(ii) À l'annexe 1 de l'entente de raccordement entre le Transporteur et le Distributeur, il est indiqué, dans la première colonne :

« *Raccordement le 31 décembre 2015 de 395 MW non fermes si confirmation de HQT avant juin 2014* ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 La référence (i) réfère à une demande du Distributeur pour l'alimentation de 70 MW additionnels aux installations existantes du client Alouette et de 430 MW additionnels pour la phase 3 d'expansion de ce client. Veuillez indiquer quelles sont les modifications apportées aux installations existantes du client qui justifient l'accroissement de 70 MW de ses besoins en électricité.

R2.1

L'accroissement de 70 MW des besoins en électricité du client Alouette du Distributeur correspond à la « modernisation et la mise à niveau des équipements actuels dans le cadre du déploiement d'une nouvelle technologie à l'aluminerie », tel qu'il est mentionné à l'article 1.1.11 du décret 352-2012 déposé à l'annexe 3 de la demande.

Autrement dit, dans sa demande pour l'alimentation de ces 70 MW additionnels, le Distributeur précisait que cette charge était requise pour alimenter des cuves d'électrolyse existantes mais non utilisées par son client Alouette. Ce dernier, dans le cadre de l'optimisation de ses procédés, a cessé l'utilisation de ses cuves car il devait respecter la puissance disponible alors autorisée par le Distributeur.

2.2 En relation avec la description des besoins additionnels en électricité du client Alouette mentionnée à la référence (i) :

2.2.1 Veuillez préciser à quoi correspond la puissance de 395 MW mentionnée à la référence (ii).

R2.2.1

Tel qu'il est mentionné à l'article 6.1 du décret 352-2012 promulgué le 4 avril 2012 et déposé à l'annexe 3, « Cette puissance (70 000 kW) peut être augmentée à 105 000 kW suivant un préavis de douze (12) mois du Client et conditionnel à la mise en service de la nouvelle ligne de transport entre le poste Arnaud et les installations du Client. »

Le Distributeur a confirmé au Transporteur que cet autre 35 MW résultera de l'optimisation de la nouvelle série de cuves associées à la phase 3 du client pour laquelle une charge totale de 430 MW est prévue. La puissance de 395 MW mentionnée à la référence (ii) correspond donc à la charge de la nouvelle série de cuves de la phase 3, avant optimisation.

2.2.2 Veuillez expliquer le texte souligné à la référence (ii) en précisant, notamment :

- les caractéristiques du service de transport entendu;
- la teneur de la confirmation attendue et le responsable de produire cette confirmation.

R2.2.2

Le raccordement au réseau de transport de cette nouvelle puissance de 395 MW serait « non ferme » puisque le poste Arnaud ne dispose pas actuellement d'équipements pouvant alimenter, sans mesures spécifiques de d'exploitation, cette nouvelle charge. Parmi les différents travaux identifiés, l'augmentation de sa capacité de transformation est à réaliser.

Tel qu'il est précisé à la note de bas de page numéro 4, à la page 10 de la pièce HQT-1, Document 1, ce projet d'augmentation de la capacité de transformation du poste Arnaud à 735-315-161 kV est actuellement à l'étude. Le cas échéant, les investissements associés à ce projet feront

l'objet d'une demande spécifique à la Régie. Ainsi, d'ici la mise en service de cette nouvelle capacité de transformation au poste Arnaud, des mesures spécifiques d'exploitation seront déployées par le Transporteur.

D'autre part, pour bien comprendre la teneur de l'extrait de la preuve cité à la référence (ii) « *Raccordement le 31 décembre 2015 de 395 MW non fermes si confirmation de HQT avant juin 2014* » il faut tenir compte de l'information présentée aux 2 lignes précédentes ainsi que de celle qui suit sur la même ligne cet extrait.

Ainsi, en résumé, le 1er juin 2014 (article 15 de l'Entente interne de raccordement) est la date limite où le Distributeur doit confirmer au Transporteur si son client Alouette s'est alors engagé auprès de lui à réaliser sa phase 3 et si celui-ci veut être raccordé au 31 décembre 2015. Dans la négative, le Transporteur retranchera du présent projet, les travaux de sectionnement et de prolongement de la ligne 1650-1651 prévus pour raccorder le nouveau poste client à la phase 3 à un coût évalué à 2 560 k$ dont la mise en service est prévue au 31 décembre 2015.

Alors, le Transporteur par le biais du planificateur attitré au projet devra alors confirmer à Hydro-Québec Équipement et Services partagés (« HQÉSP ») si cet engagement se concrétise ou non. Il est aussi entendu avec le Distributeur et HQÉSP que si cet engagement se réalise plus tard, les coûts associés aux travaux de raccordement de ce nouveau poste client devront être révisés.

3. Références : (i) Pièce B-0004, p. 8;
(ii) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, appendice J, section C;
(iii) Pièce B-0004, p. 14.

Préambule :

(i) « *Alouette est raccordée au poste Arnaud via une ligne biterne à double faisceau à 161 kV, composée des circuits 1650 et 1651, d'une longueur de 13,8 km* ».

(ii) « *Les ajouts au réseau effectués par le Transporteur pour le raccordement d'une nouvelle charge, ou pour l'augmentation d'une charge existante, qui sont directement raccordées au réseau du Transporteur, peuvent inclure l'ajout ou la modification d'équipements de ligne, de transformation, de compensation shunt, d'automatismes, de protection, ainsi que des liens et autres équipements de télécommunication. Le raccordement au réseau consiste généralement en un seul circuit aérien, sauf si celui-ci n'a pas la capacité adéquate pour desservir à lui seul toute la charge à raccorder ou lorsque des besoins d'exploitation appuyés sur des considérations techniques et économiques justifient une autre solution* ». [nous soulignons]

(iii) « *Le scénario 2 constitue la solution la plus économique pour le Transporteur et correspond à l'offre de référence qui est retenue par ce dernier pour le raccordement du client du Distributeur. Ce scénario consiste à attribuer deux nouveaux circuits à Alouette,*

soit un nouveau circuit pour diminuer les pertes électriques associées aux charges des installations actuelles et un nouveau circuit pour le raccordement des installations de la phase 3 ». [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer la charge maximale que la ligne actuelle décrite à la référence (i) peut alimenter :

3.1.1 De manière non ferme;

R3.1.1

Tel qu'il est précisé à la réponse 1.1, la notion ou définition de service ferme et non ferme pour l'alimentation de la charge locale ne fait pas partie des critères de conception de réseau du Transporteur.

En analysant uniquement la capacité des conducteurs, la ligne actuelle décrite à la référence (ii) est apte à alimenter une charge de 1 510 MW à la barre 161 kV du poste client Alouette lorsque les circuits 1650 et 1651 sont exploités en parallèles. Cependant, ce niveau de transit ne peut être atteint pour des raisons d'exploitation et de stabilité du réseau de transport.

Lorsqu'ils sont exploités de façon radiale, les circuits 1650 ou 1651, peuvent alimenter chacun une charge maximale de 755 MW (755 MW par circuit) à la barre 161 kV du poste client Alouette.

3.1.2 De manière ferme.

R3.1.2

Voir la réponse 3.1.1.

3.2 En ce qui concerne le raccordement directement au réseau de transport d'une nouvelle charge ou l'augmentation d'une charge existante, veuillez confirmer si les termes « *Le raccordement au réseau consiste généralement en un seul circuit aérien* » mentionnés à la référence (ii) réfèrent à un raccordement non ferme de la charge additionnelle.

R3.2

Tel qu'il est précisé à la réponse 1.1, la notion ou définition de service ferme et non ferme pour l'alimentation de la charge locale ne fait pas partie de ses critères de planification de réseau de transport.

De façon générale, l'attribution d'un circuit est suffisante pour le raccordement d'un client. Toutefois, le Transporteur peut retenir un raccordement de référence à plus d'un circuit aérien pour des raisons d'exploitation si des considérations techniques et économiques le justifient.

3.3 Compte tenu de la réponse fournie à la question 3.1.1, veuillez indiquer si les installations de transport actuelles du Transporteur peuvent permettre le raccordement non ferme, en tout ou en partie, des charges additionnelles de 70 MW et de 430 MW

prévues pour le client Alouette. Veuillez expliciter et justifier l'établissement d'une « offre de référence » par le Transporteur.

R3.3

Le Transporteur a rejeté la possibilité d'utiliser uniquement les circuits 1650-1651 pour des raisons d'exploitation appuyées sur des considérations techniques et économiques.

Premièrement, lorsque la puissance déclarée atteint ou dépasse 900 MW, le Transporteur peut spécifier des exigences particulières pour la conception ou l'exploitation afin de limiter les écarts excessifs de tension et de fréquence lors d'un évènement dans les installations du client ou sur le réseau de raccordement[1]. Dans le cas du client Alouette, l'alimentation d'une charge ultime totalisant 1 395 MW exige le morcellement des charges du client pour éviter qu'un défaut au poste client ne perturbe sévèrement le réseau de transport (perte de 1 395 MW sur un simple événement). Un seul circuit (1650 ou 1651) ne dispose pas d'une capacité suffisante pour alimenter les installations existantes (965 MW). Par conséquent, le Transporteur doit attribuer un nouveau circuit aux charges de la phase 3 pour assurer la stabilité du réseau de transport.

Deuxièmement, lors d'une comparaison économique, le coût des pertes énergétiques associées aux raccordements des nouvelles charges sur les circuits actuels 1650-1651 atteindrait 120,7 M$ ($ actualisés 2013). Cette alternative n'est donc pas viable économiquement comparativement aux scénarios présentés dans la présente demande.

Troisièmement, l'attribution d'un nouveau circuit pour les installations existantes du client Alouette à partir d'un nouveau départ de ligne en position L18 au poste Arnaud permet d'améliorer considérablement la répartition des charges sur les jeux de barres à 161 kV. Cela permet de corriger du même coup les problématiques de surcharge d'un transformateur 735-161 kV d'une puissance de 700 MVA sous certaines conditions de réseau occasionnée par la charge des installations actuelles du client Alouette.

3.4 Selon la référence (iii), le Transporteur envisage, dans son « offre de référence », un nouveau circuit pour diminuer les pertes électriques associées aux charges des installations actuelles et un nouveau circuit pour le raccordement des installations de la phase 3.

3.4.1 Veuillez confirmer que le nouveau circuit envisagé pour les installations actuelles du client Alouette dans l'« offre de référence » du Transporteur, ne vise pas spécifiquement le raffermissement de l'alimentation de la charge additionnelle de 70 MW du client;

[1] Voir : Exigences techniques pour les installations de client raccordées au réseau d'Hydro-Québec, 12 décembre 2008, section 5.3, page 18.

R3.4.1

Le Transporteur confirme que le nouveau circuit envisagé pour les installations actuelles du client Alouette ne vise pas le raffermissement de l'alimentation de la charge additionnelle de 70 MW. Tel qu'expliqué à la réponse 3.3, l'offre de référence du Transporteur est établie pour des raisons d'exploitation appuyées sur des considérations techniques et économiques.

3.4.2 Veuillez expliquer dans quelle mesure le nouveau circuit envisagé dans l'« offre de référence » du Transporteur pour l'alimentation des charges du client Alouette à ses installations actuelles sont justifié par la diminution des pertes électriques. Veuillez fournir les études économiques à l'appui.

R3.4.2

L'attribution d'un nouveau circuit pour les installations actuelles du client Alouette permet de réduire de 34 % le transit dans les circuits 1650 et 1651 dans le cadre d'une augmentation de 70 MW des charges existante. Cela se traduit par une diminution globale de 2,3 MW des pertes électriques sur les lignes de raccordement (1650+1651+1661) comparativement à la situation actuelle du réseau de transport (1650+1651).

De plus, tel qu'il est qu'expliqué à la réponse 3.3, l'attribution d'un nouveau circuit pour les charges actuelles du client Alouette permet de corriger une problématique de surcharge d'équipement au poste Arnaud en optimisant la répartition des charges sur les jeux de barres à 161 kV de ce poste source.

Le tableau R3.4.2 présente l'étude économique, réalisée sur une période de 30 ans, associée au raccordement spécifique d'une charge de 70 MW aux installations existantes du client Alouette.

Tableau R3.4.2

Raccordement spécifique d'un bloc de 70 MW aux installations existantes du client Alouette (advenant l'annulation du raccordement de la phase 3) Analyse sur 30 ans ** (en k$ actualisés 2013)		
Période de 30 ans	**Alternative A** Ajout d'un circuit (Offre de référence pour scénario 70 MW)	**Alternative B** Aucun nouveau circuit (déplacement du circuit 1650 en position L18)
Investissements	22 049	5 711
Valeurs résiduelles	-3 390	-775
Taxes	1 290	325
Pertes électriques*	-17 242*	538*
Coûts globaux actualisés (k$ 2013)	**2 707**	**5 799**

* Pertes électriques différentielles sur le réseau de transport à 161 kV comparativement à la configuration actuelle du réseau et d'une charge de 895 MW chez le client Alouette.

** Analyse sur 30 ans en référence à la demande faite à la question R4.4.

L'alternative A consiste à l'attribution d'un nouveau circuit et l'alternative B consiste à un statu quo sur les lignes 1650-1651 avec rééquilibrage des charges sur la barre à 161 kV du poste Arnaud. Malgré les investissements importants, l'alternative A est plus économique en raison de la forte diminution des pertes.

4. Références : (i) Pièce B-0005, annexe 2;
(ii) Pièce B-0005, annexe 1, figure 1-F;
(iii) Pièce B-0005, annexe 3;
(iv) Pièce B-0004, p. 16.

Préambule :

(i) Le Transporteur donne la liste des principales normes techniques appliquées au Projet.

(ii) Le Transporteur présente le schéma unifilaire de son « offre de référence ».

(iii) L'article 2 des Tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette annexés au Décret 352-2012 prévoit ce qui suit :

« *Le Contrat entre en vigueur à compter de sa signature par les Parties. Il demeurera en vigueur jusqu'au 31 août 2041, sous réserve d'une résiliation anticipée aux termes des articles 17, 18 et 20.3 du Contrat* ». [nous soulignons]

(iv) Le Transporteur présente, au tableau 3, la comparaison économique des solutions envisagées sur une période de 43 ans et mentionne :

« […] *les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés du scénario 2 sont inférieurs aux autres alternatives. Pour cette raison, le Transporteur a retenu le scénario 2 en tant que raccordement de référence pour répondre à la croissance des charges du Distributeur* ».

Demandes :

4.1 Veuillez fournir les caractéristiques des circuits (faisceau ou non, type de conducteurs) correspondant aux caractéristiques électriques mentionnées à la référence (i) de la nouvelle ligne biterne à 161 kV proposée pour les circuits 1661-1662. Veuillez préciser la capacité en MW de chacun des nouveaux circuits proposés.

R4.1

Tableau R4.1

Circuits 1661 et 1662	
Nombre de conducteurs par phase	2
Appellation	Bersfort
Désignation	686-A1/S1A-48/7
Diamètre externe	35,6 mm

Chaque circuit dispose d'une capacité maximale pour alimenter une charge de 755 MW à la barre 161 kV du client Alouette.

4.2 Veuillez fournir les caractéristiques des circuits (faisceau ou non, type de conducteurs) des différentes sections de ligne biterne et monoternes qui composent l'« offre de référence » du Transporteur présentée sous forme unifilaire à la référence (ii). Veuillez préciser la capacité en MW de chacun des nouveaux circuits proposés.

R4.2

Les caractéristiques et les capacités des circuits du scénario de référence sont les mêmes que celles du Projet fournies en réponse 4.1.

4.3 Si les caractéristiques des circuits (faisceau ou non, type de conducteurs) du scénario de référence fournies en réponse à la question 4.2 sont les mêmes que celles du Projet fournies en réponse à la question 4.1, veuillez expliquer pourquoi les circuits qui composent l'« offre de référence » ne sont pas de moindre capacité de sorte que le client paie pour la capacité supplémentaire que les circuits requièrent pour satisfaire aux options que le client demande.

R4.3

CIRCUIT 1661 => Le circuit 1661 sera utilisé en combinaison avec les lignes 1650-1651. Celui-ci doit donc disposer des mêmes caractéristiques électriques que celle des circuits 1650 et 1651, soit : 2 conducteurs Bersfort par phase sur l'ensemble de la longueur de la ligne.

Le choix des conducteurs sur le circuit 1661 n'est pas associé à la capacité de la ligne, mais plutôt à des raisons d'exploitation.

CIRCUIT 1662 => Le niveau de charge associée à la phase 3 (430 MW) requiert obligatoirement un faisceau de conducteur pour une alimentation à 161 kV.

En ce qui concerne la section biterne du circuit 1662 de 12,6 km, celle-ci doit disposer des mêmes conducteurs que le circuit 1661 pour assurer un équilibre des capacités mécaniques dans la conception de la ligne (exemples : résistance mécanique des conducteurs, flèche des conducteurs, positionnement des pylônes). Par conséquent, la section biterne du circuit 1662 doit disposer de 2 conducteurs Bersfort par phase.

La section monoterne de 0.4 km représente 1,4 % de la quantité de conducteur et de quincaillerie connexe que le Transporteur devra acquérir pour le Projet. Le Transporteur conservera donc un faisceau de 1 354 MCM pour la section de 0,4 km afin d'optimiser les pertes électriques et simplifier le processus d'acquisition.

4.4 Considérant la fin du Contrat du client Alouette en 2041 selon la référence (iii), veuillez fournir une analyse économique des solutions envisagées de la référence (iv) sur une période de 30 ans. Veuillez indiquer si l'« offre de référence » du Transporteur demeure la même dans un tel cas. Veuillez commenter s'il y a lieu.

R4.4

Tableau R4.4
Étude économique sur une période de 30 ans

Comparaison économique des solutions (k$ actualisés 2013)			
Période de 30 ans	**Scénario 1** Ajout d'un circuit	**Scénario 2** Ajout de deux circuits (Offre de référence)	**Scénario 3** Ajout de deux circuits et bouclage des installations (Solution retenue)
Investissements	22 707	31 922	35 635
Valeurs résiduelles	-3 486	-5 054	-5 698
Taxes	1 329	1 878	2 102
Pertes électriques	33 335*	8 046*	6 897*
Coûts globaux actualisés (k$ 2013)	**53 885**	**36 792**	**38 936**

* Pertes électriques différentielles sur le réseau de transport à 161 kV comparativement à la configuration actuelle du réseau et d'une charge de 895 MW chez le client Alouette.

L'offre de référence du Transporteur demeure la même que celle présentée sur une période de 43 ans à la référence (iv).

5. Références : (i) Pièce B-0005, annexe 3;
(ii) Pièce B-0005, annexe 4, item 15.

Préambule :

(i) L'article 2 des tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette annexés au Décret 352-2012 prévoit ce qui suit :

« *Le Contrat entre en vigueur à compter de sa signature par les Parties. Il demeurera en vigueur jusqu'au 31 août 2041, sous réserve d'une résiliation anticipée aux termes des articles 17, 18 et 20.3 du Contrat.*

Si les Propriétaires n'ont pas pris la décision finale d'entreprendre la Phase III au plus tard le 31 décembre 2017, l'échéance du terme du Contrat est établie à la date d'expiration du Contrat 2 […] ». [nous soulignons]

L'article 12.1.2 de ces tarifs et conditions mentionne, pour sa part :

« *300 000 kW à compter du 1er janvier 2017 jusqu'à la fin du Contrat, applicable sur la puissance et l'énergie fournies, tel que prévu en vertu du Contrat 2 jusqu'en 2029 et du Contrat par la suite* ». [nous soulignons]

(ii) L'entente de raccordement précise que si une seule augmentation de 70 MW est confirmée, une ligne monoterne serait suffisante en ce qui a trait au scénario de raccordement.

Demandes :

5.1 Advenant que le client Alouette n'ait pas pris la décision finale d'entreprendre sa phase 3 d'expansion au plus tard le 31 décembre 2017 et que, conséquemment, le Contrat se termine à la fin du Contrat 2 selon la référence (i), soit en 2029 :

5.1.1 Veuillez justifier l'« offre de référence » mentionnée à la référence (ii) et fournir, à cet effet, les études économiques sur une période de 18 ans. Veuillez commenter s'il y a lieu.

R5.1.1

Le Transporteur précise que l'article 12.1.2 réfère à la quantité de puissance interruptible que le client Alouette met à la disposition d'Hydro-Québec, soit, 300 000 kW applicables à la puissance du Contrat 2 jusqu'en 2029 et 300 000 kW applicables à la puissance du Contrat pour les années subséquentes. Cela ne signifie pas que le client Alouette arrêtera complètement ses activités d'électrolyse après 2029.

Le tableau R5.1.1-1 présente l'étude économique associée au raccordement spécifique d'un bloc de 70 MW aux installations existantes du client Alouette sur une période de 18 ans.

Tableau R5.1.1 – 1

Raccordement spécifique d'un bloc de 70 MW aux installations existantes du client Alouette (advenant l'annulation du raccordement de la phase 3) (k$ actualisé 2013)		
Période de 18 ans	**Alternative A** Ajout d'un circuit (Offre de référence pour scénario 70 MW)	**Alternative B** Aucun nouveau circuit (déplacement du circuit 1650 en position L18)
Investissements	22 049	5 711
Valeurs résiduelles	-8 332	-2 091
Taxes	1 010	258
Pertes électriques*	-9 496*	350*
Coûts globaux actualisés (k$ 2013)	**5 231**	**4 228**

* Pertes électriques différentielles sur le réseau de transport à 161 kV comparativement à la configuration actuelle du réseau et d'une charge de 895 MW chez le client Alouette.

Cependant, il est important de rappeler que l'attribution d'un nouveau circuit aux installations existantes permet de réduire les pertes énergétiques associées aux charges existantes du client Alouette (895 MW). Par conséquent, advenant une annulation du 70 MW à partir de 2029 et un retour à la charge actuelle du client Alouette, soit 895 MW, l'alternative A devient plus économique à partir d'un horizon de 20 ans (tableau R5.1.1-2) et davantage par la suite (voir le tableau R3.4.2 sur un horizon de 30 ans).

Le tableau R5.1.1-2 présente l'étude économique sur un période de 20 ans qui considère l'annulation d'une charge de 70 MW en 2029 :

Tableau R5.1.1 – 2

Raccordement spécifique d'un bloc de 70 MW aux installations existantes du client Alouette jusqu'en 2029 (k$ actualisé 2013)		
Période de 20 ans	**Alternative A** Ajout d'un circuit (Offre de référence pour scénario 70 MW)	**Alternative B** Aucun nouveau circuit (déplacement du circuit 1650 en position L18)
Investissements	22 049	5 711
Valeurs résiduelles	-7 261	-1 806
Taxes	1 081	275
Pertes électriques*	-11 536*	350*
Coûts globaux actualisés (k$ 2013)	**4 333**	**4 530**

* Pertes électriques différentielles sur le réseau de transport à 161 kV comparativement à la configuration actuelle du réseau et d'une charge de 895 MW chez le client Alouette.

5.1.2 Veuillez déterminer le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour le Projet sur une période de 18 ans.

R5.1.2

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour le Projet sur une période de 18 ans selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et conditions* ») actuellement en vigueur, serait de 38 290 k$, soit le produit de 70 MW par un montant maximal de 547 $/kW.

Dans le cas d'un service temporaire, une disposition est prévue à la section E de l'appendice J des *Tarifs et conditions* afin de réduire l'allocation maximale proportionnellement à la durée du service demandé.

Le tableau R5.1.2 présente le calcul du montant de 547 $/kW.

Tableau R5.1.2
Calcul de l'allocation maximale pour un service temporaire de 18 ans

ALLOCATION MAXIMALE POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU

Paramètres	Investissement ($/kW)	**547**	⇦ *Allocation maximale pour les ajouts au réseau*
	Coût moyen pondéré du capital prospectif[1]	5,698%	
	Entretien et exploitation[2]	1,28%	
	Taxe sur les services publics[3]	0,55%	
	Nombre d'années	18	

Année	Amortissement ($)	Amortissement cumulé ($)	Actif net ($)	Coût du capital ($)	Sous total ($)	Entretien et exploitation ($)	Taxe sur les services publics ($)	Coût annuel ($/kW)
2012	30	30	516	31	62	7	3	71,49
2013	30	61	486	29	60	7	3	69,59
2014	30	91	455	28	58	7	3	67,70
2015	30	121	425	26	56	7	3	65,80
2016	30	152	395	24	55	7	2	63,90
2017	30	182	364	22	53	7	2	62,00
2018	30	213	334	21	51	7	2	60,11
2019	30	243	304	19	49	7	2	58,21
2020	30	273	273	17	48	7	2	56,31
2021	30	304	243	16	46	7	2	54,41
2022	30	334	213	14	44	7	1	52,52
2023	30	364	182	12	42	7	1	50,62
2024	30	395	152	10	41	7	1	48,72
2025	30	425	121	9	39	7	1	46,83
2026	30	455	91	7	37	7	1	44,93
2027	30	486	61	5	36	7	1	43,03
2028	30	516	30	3	34	7	0	41,13
2029	30	547	0	2	32	7	0	39,24
SOMME	547			296	842	126	29	997
VAN	336			210	547	77	20	644

[1] Coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2012-059
[2] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement
[3] Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec

5.1.3 Veuillez calculer quel serait l'impact tarifaire du Projet sur une période de 18 ans.

R5.1.3

Tableau R5.1.3 - 1
Impact tarifaire du Projet sur 18 ans

Coût total du projet (M$)		40,513
Coût des travaux défrayé par le client (M$)		4,169
Coût du projet du Transporteur (M$)		36,344
Contribution estimée du Distributeur (M$)		0,000
Mise en service nette (M$)		36,344
	2015-9	33,784
	2015-12	2,560
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]		0,55%
Nombre d'années		18

Années	Amortissement 2015-9	Amortissement 2015-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,469	0,000	0,469	0,469	35,875	10,520	0,599	0,146	0,000	1,215	2 985,593	41 814	71,40
2016	1,877	0,142	2,019	2,488	33,856	34,865	1,987	0,464	0,197	4,667	2 989,045	41 814	71,48
2017	1,877	0,142	2,019	4,507	31,837	32,846	1,872	0,464	0,186	4,541	2 988,919	41 814	71,48
2018	1,877	0,142	2,019	6,527	29,817	30,827	1,757	0,464	0,175	4,414	2 988,793	41 814	71,48
2019	1,877	0,142	2,019	8,546	27,798	28,808	1,641	0,464	0,164	4,288	2 988,667	41 814	71,48
2020	1,877	0,142	2,019	10,565	25,779	26,789	1,526	0,464	0,153	4,162	2 988,541	41 814	71,47
2021	1,877	0,142	2,019	12,584	23,760	24,770	1,411	0,464	0,142	4,036	2 988,414	41 814	71,47
2022	1,877	0,142	2,019	14,603	21,741	22,751	1,296	0,464	0,131	3,910	2 988,288	41 814	71,47
2023	1,877	0,142	2,019	16,622	19,722	20,731	1,181	0,464	0,120	3,784	2 988,162	41 814	71,46
2024	1,877	0,142	2,019	18,641	17,703	18,712	1,066	0,464	0,108	3,658	2 988,036	41 814	71,46
2025	1,877	0,142	2,019	20,660	15,684	16,693	0,951	0,464	0,097	3,531	2 987,910	41 814	71,46
2026	1,877	0,142	2,019	22,679	13,665	14,674	0,836	0,464	0,086	3,405	2 987,784	41 814	71,45
2027	1,877	0,142	2,019	24,699	11,645	12,655	0,721	0,464	0,075	3,279	2 987,657	41 814	71,45
2028	1,877	0,142	2,019	26,718	9,626	10,636	0,606	0,464	0,064	3,153	2 987,531	41 814	71,45
2029	1,877	0,142	2,019	28,737	7,607	8,617	0,491	0,464	0,053	3,027	2 987,405	41 814	71,45
2030	1,877	0,142	2,019	30,756	5,588	6,598	0,376	0,464	0,042	2,901	2 987,279	41 814	71,44
2031	1,877	0,142	2,019	32,775	3,569	4,579	0,261	0,464	0,031	2,774	2 987,153	41 814	71,44
2032	1,877	0,142	2,019	34,794	1,550	2,559	0,146	0,464	0,020	2,648	2 987,027	41 814	71,44
2033	1,408	0,142	1,550	36,344	0,000	0,775	0,044	0,317	0,009	1,920	2 986,298	41 814	71,42
Ensemble de la période 2015 à 2033										**3,438**			**71,46**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 14,1 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau R5.1.3 - 2
Impact tarifaire du Projet sur 18 ans – analyse de sensibilité

			Analyse de sensibilité
Coût total du projet (M$)			45,965
Coût des travaux défrayé par le client (M$)			4,169
Coût du projet du Transporteur (M$)		+ 15 %	41,796
Contribution estimée du Distributeur (M$)			3,506
Mise en service nette (M$)			38,290
	2015-9		35,346
	2015-12		2,944
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		+ 15 %	6,553%
Entretien et exploitation[3]			1,4%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]			0,55%
Nombre d'années			18

Années	Amortissement 2015-9	Amortissement 2015-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,491	0,000	0,491	0,491	37,799	11,027	0,723	0,164	0,000	1,378	2 985,756	41 814	71,41
2016	1,964	0,164	2,127	2,618	35,672	36,735	2,407	0,523	0,208	5,266	2 989,644	41 814	71,50
2017	1,964	0,164	2,127	4,745	33,545	34,608	2,268	0,523	0,196	5,115	2 989,493	41 814	71,50
2018	1,964	0,164	2,127	6,873	31,417	32,481	2,128	0,523	0,184	4,964	2 989,342	41 814	71,49
2019	1,964	0,164	2,127	9,000	29,290	30,354	1,989	0,523	0,173	4,812	2 989,191	41 814	71,49
2020	1,964	0,164	2,127	11,127	27,163	28,227	1,850	0,523	0,161	4,661	2 989,040	41 814	71,48
2021	1,964	0,164	2,127	13,254	25,036	26,099	1,710	0,523	0,149	4,510	2 988,889	41 814	71,48
2022	1,964	0,164	2,127	15,381	22,909	23,972	1,571	0,523	0,138	4,359	2 988,738	41 814	71,48
2023	1,964	0,164	2,127	17,509	20,781	21,845	1,431	0,523	0,126	4,208	2 988,587	41 814	71,47
2024	1,964	0,164	2,127	19,636	18,654	19,718	1,292	0,523	0,114	4,057	2 988,435	41 814	71,47
2025	1,964	0,164	2,127	21,763	16,527	17,590	1,153	0,523	0,103	3,906	2 988,284	41 814	71,47
2026	1,964	0,164	2,127	23,890	14,400	15,463	1,013	0,523	0,091	3,755	2 988,133	41 814	71,46
2027	1,964	0,164	2,127	26,018	12,272	13,336	0,874	0,523	0,079	3,604	2 987,982	41 814	71,46
2028	1,964	0,164	2,127	28,145	10,145	11,209	0,734	0,523	0,067	3,453	2 987,831	41 814	71,46
2029	1,964	0,164	2,127	30,272	8,018	9,082	0,595	0,523	0,056	3,302	2 987,680	41 814	71,45
2030	1,964	0,164	2,127	32,399	5,891	6,954	0,456	0,523	0,044	3,150	2 987,529	41 814	71,45
2031	1,964	0,164	2,127	34,526	3,764	4,827	0,316	0,523	0,032	2,999	2 987,378	41 814	71,44
2032	1,964	0,164	2,127	36,654	1,636	2,700	0,177	0,523	0,021	2,848	2 987,227	41 814	71,44
2033	1,473	0,164	1,636	38,290	0,000	0,818	0,054	0,359	0,009	2,058	2 986,436	41 814	71,42
Ensemble de la période 2015 à 2033										**3,811**			**71,46**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 14,1 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.