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) SUR LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR VISANT LES MODIFICATIONS RELATIVES AU REMPLACEMENT DES COMPENSATEURS STATIQUES AU POSTE DE LA NÉMISCAU

1. Références : (i) Pièce B-0004, pages 8 et 9;
(ii) R-3712-2009, HQT-1, document 1, page 19.

Préambule :

À la référence (i) le Transporteur explique que la solution retenue avait été envisagée lors de la demande initiale mais n'avait pas été retenue entre autres pour des raisons techniques. Les contraintes d'alors étant enlevées, la solution est maintenant acceptable.

À la référence (ii) il est expliqué que « [*la*] *faisabilité technique est incertaine et reste à démontrer, puisque des transformateurs à 12 impulsions n'ont jamais été utilisés avec cette topologie de système.* » [nous soulignons]

Demande :

1.1 Est-ce qu'il y a encore un risque technologique à cette solution aujourd'hui ?

R1.1

Les soumissionnaires et fournisseurs concernés ont confirmé au Transporteur que les transformateurs à 12 impulsions sont dorénavant compatibles avec les compensateurs statiques modernes utilisant une configuration à condensateurs manœuvrés par thyristors. Par conséquent, le Transporteur considère qu'il n'y a aucun risque technologique à la solution retenue.

2. Références : (i) Pièce B-0004, page 16;
(ii) Pièce B-0005, annexe 3, pages 2 et 3.

Préambule :

Les investissements et réinvestissements dans le tableau 4 sont différents de ceux montrés à l'annexe 3 pour comparer les mêmes solutions et pour arriver au même Coût global actualisé.

Demande :

2.1 Veuillez expliquer la différence entre les deux séries de données.

R2.1

Le Transporteur confirme que les données fournies à l'annexe 3 de la pièce HQT-1, Document 1 sont exactes. Par ailleurs, une erreur de transcription des données associées aux investissements et

réinvestissements s'est glissée lors de la préparation du tableau 4 de la pièce HQT-1, Document 1, avec un effet nul quant à la somme des deux composantes visées. Le Transporteur présente ci-après le tableau révisé de la comparaison économique des solutions.

Tableau R2.1
Comparaison économique des solutions
(M$ actualisés 2012)

	Solution 1 Remplacement (topologie existante)	**Solution 2** Remplacement (topologie existante avec configuration CMT)
Investissements	77,2	90,3
Réinvestissements	16,8	16,8
Valeurs résiduelles	(14,0)	(14,5)
Taxe sur les services publics	4,8	5,5
Pertes électriques	Réf.	(22,6)
Coûts globaux actualisés	**84,8**	**75,5**

3. Références : (i) Pièce B-0004, page 17;
(ii) Rapport annuel 2011 du Transporteur, HQT-3, document 1, page 33.

Préambule :

(i) Le Transporteur indique que le coût total des divers travaux s'élèvent à 100,4 M$.

(ii) Dans le cadre du rapport annuel 2011, le Transporteur présente un montant réalisé de 3 779,5 K$ au 31 décembre 2011.

Demande :

3.1 Veuillez préciser si les dépenses déjà encourues à la référence (ii), pour le dossier R-3712-2009, seront entièrement affectées au présent projet, dont les coûts sont détaillés à la référence (i). Le cas échéant, veuillez préciser les montants non transférés.

R3.1

Les coûts de 3 779,5 k$ déjà encourus présentés à la référence (ii) seront entièrement affectés au présent Projet.

4. Références : (i) Pièce B-0005, annexe 3;
(ii) Pièce B-0004, Tableau 4, page 16;
(iii) Dossier R-3819-2012, pièce B-0021 et pièce B-0018, page 4, réponse à l'engagement 5.

Préambule :

(i) Le Transporteur fournit les données sur les charges d'exploitation.

(ii) La comparaison économique des solutions montre que la valeur des pertes électriques est un élément déterminant dans le choix de la solution retenue.

(iii) Le Transporteur présente les prix de référence servant à calculer la valeur des pertes dans le cadre du dossier R-3819-2012. Le Transporteur précise qu'une variation importante des prix à compter de 2023 s'explique par le fait que sur la période 2011-2022, le Distributeur prévoit toujours faire face à une situation de surplus énergétique et qu'à partir de 2023, des approvisionnements de long terme sont requis. Le coût évité en énergie utilisé à compter de 2023 reflète alors le coût à la marge des nouveaux approvisionnements de long terme du Distributeur.

Demandes :

4.1 Les charges d'exploitation de la référence (i) incluent-elles uniquement les pertes électriques?

R4.1

Les réductions de charges d'exploitation indiquées à la référence (i) représentent uniquement l'écart différentiel découlant du calcul des pertes électriques entre les deux configurations.

4.2 Veuillez indiquer pourquoi des valeurs liées aux pertes électriques sont constatées à partir de 2011 (référence (i)), soit en même temps que les premiers investissements, alors que les mises en service ne sont prévues qu'à partir de 2013, soit en même temps que les investissements les plus substantiels.

R4.2

Le Transporteur a procédé ainsi afin de maintenir une cohérence dans les paramètres de l'analyse, mais les valeurs liées aux pertes électriques auraient pu être constatées à partir de 2013, soit au moment de la mise en service des investissements les plus substantiels.

Cependant, le Transporteur tient à préciser que l'impact des valeurs liées aux pertes électriques de 2011 et 2012 (658 k$ et 674 k$ respectivement, en dollars courants) est peu significatif eut égard à la détermination du coût global actualisé des deux scénarios, de sorte que le choix de la solution ne serait pas modifié.

4.3 Veuillez fournir le détail du calcul servant à évaluer le niveau des pertes, en énergie et en puissance, ainsi que les valeurs qui y sont associées.

R4.3

Les valeurs utilisées dans le calcul des pertes sont de 1,722 kW pour chacun des compensateurs statiques pour la configuration à

condensateurs fixes (CF) et de 794 kW pour ceux à configuration à condensateurs manœuvrés par thyristors (CMT). La différence de 928 kW appliquée en double pour les deux compensateurs statiques donne la valeur différentielle totale de 1,856 MW, qui représente l'écart des pertes en puissance entre ces deux configurations.

Comme l'installation fonctionne à raison de 8 400 heures par année, l'écart en énergie entre les deux configurations est de 15,59 GWh, soit 8 400 heures x 1,856 MW / 1000 = 15,59 GWh.

Par ailleurs, le Transporteur précise que les quantités de pertes proviennent des soumissionnaires et fournisseurs concernés ; elles sont multipliées par les prix de référence indiqués en réponse à la question 4.4.

4.4 Veuillez indiquer si les prix de référence pour le calcul de la valeur des pertes sont les mêmes que ceux de la référence (iii).

R4.4

Les prix de référence pour le calcul de la valeur des pertes du présent Projet sont les mêmes que ceux de la référence (iii).

4.5 Compte tenu du contexte décrit en (ii), veuillez élaborer sur le degré d'incertitude entourant la valeur des données de référence pour l'évaluation de la valeur des pertes (l'estimation du niveau de l'énergie et les prix de référence utilisés, avant et après 2023) et leur impact sur la rentabilité du projet.

R4.5

Le Transporteur considère que le degré d'incertitude entourant la valeur des données de référence pour l'évaluation de la valeur des pertes et leur impact sur la rentabilité du projet est faible. En effet, les quantités utilisées proviennent des soumissionnaires et fournisseurs concernés. D'une part, elles sont utilisées dans l'analyse des soumissions et d'autre part, elles servent aux calculs des pénalités dans l'éventualité où les pertes excèderaient les valeurs annoncées par les soumissionnaires. Elles sont donc considérées comme étant précises.

Dans la configuration actuelle, soit la configuration à condensateurs fixes (CF), les condensateurs d'une puissance totale de 300 MVAR (capacitif) sont raccordés en permanence au réseau à l'aide de sectionneurs manuels. Il est alors nécessaire de faire fonctionner les inductances et les valves à thyristors qui les contrôlent à une puissance qui se situe également près de 250 MVAR (inductif) et ce, afin de conserver une puissance globale de l'installation près de 50 MVAR qui est le mode d'opération usuel pour ce genre d'installation. Cette configuration génère donc un niveau important de pertes par le fait que les équipements doivent tous fonctionner à grande puissance pour maintenir un niveau global usuel relativement faible. Or, ce type de configuration est délaissé dans les compensateurs statiques modernes en raison du haut niveau de pertes qu'il génère.

Le Transporteur précise que ce sont les soumissionnaires et fournisseurs concernés qui ont proposé au Transporteur la configuration à condensateurs manœuvrés par thyristors (CMT) et ce, basé sur sa faisabilité technique ainsi que sur l'économie réalisée sur les pertes.

Par ailleurs, les données présentées à la référence (iii) ont été fournies par le Distributeur au Transporteur en octobre 2011. En effet, comme dans les projets d'investissement antérieurs, le Transporteur utilise les données obtenues du Distributeur et disponibles au moment de la réalisation de l'analyse économique du projet.

4.6 Veuillez fournir une analyse de sensibilité qui tiendrait compte de l'incertitude entourant ces deux variables.

R4.6

Comme indiqué en réponse à la question 4.5, le Transporteur considère que le degré d'incertitude entourant la valeur des données de référence pour l'évaluation de la valeur des pertes et leur impact sur la rentabilité du projet est faible.

Par ailleurs, le Transporteur présente à titre informatif des analyses de sensibilité aux tableaux R4.6 – 1 et R4.6 – 2 qui tiennent compte d'une variabilité des pertes de 10 %.

Tableau R4.6 – 1
Comparaison économique des solutions
(M$ actualisés 2012)

Sensibilité +10% économies différentielles de pertes	**Solution 1** Remplacement (topologie existante)	**Solution 2** Remplacement (topologie existante avec configuration CMT)
Investissements	77,2	90,3
Réinvestissements	16,8	16,8
Valeurs résiduelles	(14,0)	(14,5)
Taxe sur les services publics	4,8	5,5
Pertes électriques	Réf.	(23,4)
Coûts globaux actualisés	**84,8**	**74,7**

Tableau R4.6 – 2
Comparaison économique des solutions
(M$ actualisés 2012)

Sensibilité -10% économies différentielles de pertes	**Solution 1** Remplacement (topologie existante)	**Solution 2** Remplacement (topologie existante avec configuration CMT)
Investissements	77,2	90,3
Réinvestissements	16,8	16,8
Valeurs résiduelles	(14,0)	(14,5)
Taxe sur les services publics	4,8	5,5
Pertes électriques	Réf.	(19,2)
Coûts globaux actualisés	**84,8**	**78,9**

Ainsi, les résultats des analyses de sensibilité précédentes démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 2 demeurent considérablement inférieurs à ceux de la solution 1. Le détail de l'analyse économique ainsi que les paramètres utilisés dans le cadre de ces analyses de sensibilité sont présentés à l'annexe 1 de la présente pièce.