

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3890-2014

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

AUTORISATION D'INVESTISSEMENTS
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE –
SECOND COMPENSATEUR STATIQUE AU
POSTE BOUT-DE-L'ÎLE

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intéressées

**LE SECOND COMPENSATEUR STATIQUE AU POSTE BOUT-DE-L'ÎLE
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 17 septembre 2014

SOMMAIRE

Nous sommes d'opinion que l'annonce de 2011 que la mise hors service de la Centrale de Tracy d'Hydro-Québec Production deviendrait dorénavant définitive ne peut pas constituer la justification du second compensateur statique installé en mai 2014 au poste Bout-de-l'île.

Nous sommes d'opinion que le présent Projet (le second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île) est celui qui a déjà été autorisé par la Régie au dossier R-3742-2010, à savoir le raccordement des 2000 MW éoliens, en gardant à l'esprit (tel qu'énoncé alors) que ce Projet pouvait être quelque peu retardé jusqu'à ce qu'il devienne réellement nécessaire, ce qui était devenu le cas au moins en mai 2014.

Il est à noter que le scénario alternatif (scénario 1 - Ajout de bancs de compensation série) n'aurait pas constitué une alternative valable qui se serait inscrite dans les motifs (que nous critiquons plus haut) invoqués par Hydro-Québec TransÉnergie pour justifier au présent dossier le Projet de second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île. A tout événement, l'examen d'un scénario alternatif est devenu théorique puisque ce second compensateur statique a déjà été installé par HQT en mai 2014.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LA JUSTIFICATION DU PROJET	3
2.1 LA JUSTIFICATION DÉJÀ EXISTANTE DU PROJET	3
2.2 LE PROJET EST-IL JUSTIFIÉ PAR L'ANNONCE DE 2011 À L'EFFET QUE LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE TRACY DEVIENDRAIT DORÉNAVANT DÉFINITIVE ?	6
2.3 LA RÉELLE JUSTIFICATION DU PROJET	14
3 - LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO ALTERNATIF	17
4 - CONCLUSION	19

1

LE MANDAT

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport d'expertise relatif au second compensateur statique au poste Bout-de-l'île d'Hydro-Québec TransÉnergie (« le Projet »), installé par elle en mai 2014 et qui fait l'objet d'une demande d'autorisation au dossier R-3890-2014 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de notre étude et est remis à nos clientes afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

Notre *curriculum vitae* est joint au présent rapport.

2

LA JUSTIFICATION DU PROJET

2.1 LA JUSTIFICATION DÉJÀ EXISTANTE DU PROJET

Comme Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) le rappelle avec justesse au présent dossier, un premier compensateur statique au poste Bout-de-l'île avait déjà été autorisé à HQT par la Régie dans sa décision D-2010-084 (paragraphe 24 et 90) rendue au dossier R-3715-2009 afin de répondre aux besoins d'amélioration par HQT de ses interconnexions HQT-MASS et HQT-NE.¹ C'est ce premier compensateur statique qui était en cours d'installation au début de 2014 et dont HQT fait état au présent dossier R-3890-2014.² Dès 2009, HQT, dans sa preuve au dossier R-3715-2009, affirmait en effet juger « *opportun que le compensateur statique soit construit de façon à pouvoir élargir la plage réactive. De plus, il doit être conçu en prévision de l'installation d'un second compensateur statique pour un besoin futur* »³ HQT prévoyait alors un coût de 89 M\$ pour ce premier compensateur statique.⁴

Par ailleurs, un second compensateur statique, dans ce même poste Bout-de-l'île, a aussi déjà été autorisé par la Régie dans sa décision D-2010-165 (paragraphe 24 et 90) rendue au dossier R-3742-2010 afin de répondre aux besoins de HQD de raccordement de ses 1936,5 MW de production éolienne issus de l'appel d'offres A/O 2005-03.⁵ Le coût prévu de

¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3715-2009, Décision D-2010-084, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2010-084.pdf>, parag. 24 et 90.

² **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0010, HQT-2, Doc. 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPrj/R-3890-2014-B-0010-DDR-RepDDR-2014_07_14.pdf, page 4, lignes 5-9.

³ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3715-2009, Pièce B-1, HQT-1, Doc. 1, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3715-09/Demande_3715-09/B-1_HQT-1Doc1_3715_14dec09.pdf, page 12, lignes 3-6.

⁴ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3715-2009, Pièce B-1, HQT-1, Doc. 1, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3715-09/Demande_3715-09/B-1_HQT-1Doc1_3715_14dec09.pdf, page 23, Tableau 4.

⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Décision D-2010-165, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-A-0009-DEC-DEC-2010_12_23.PDF, parag. 16, 20, 62-64, 71 et 75.

ce second compensateur statique était de 86 M\$.⁶ La Régie avait cependant alors invité HQT à retarder quelque peu l'installation de compensateur statique :

[62] **S.É./AQLPA, la FCEI et la Régie se sont montrés préoccupés par la causalité des coûts de renforcement du réseau principal et l'intégration des 14 parcs éoliens.** La nécessité de procéder à un renforcement du réseau pour intégrer la nouvelle production éolienne et, dans un délai court par la suite, la puissance des centrales de La Romaine et du projet de surpuissance du complexe Manic-Outardes ajoutaient de la confusion à la présentation des objectifs du Projet.

[63] La réponse fournie par le Transporteur aux demandes de renseignements de même que sa réplique rassurent la Régie, mais soulèvent des questions quant à la **possibilité de moduler ces investissements au besoin réel dans le temps.** Le Transporteur explique que son processus de planification doit tenir compte de l'ordre d'arrivée des demandes de service sur OASIS et que ses études traitent les additions requises en fonction de ce calendrier d'arrivée.

[64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, **la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires,** tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.⁷

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0004, HQT-1, Doc.1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-B-0004-DEMANDE-PIECE-2010_08_17.pdf , pages 42 (ligne 28), 44 (lignes 12-13), 46 (ligne 3), 86 (ligne 11), 89 (ligne 15) et Pièce B-0005, HQT-1, Doc. 1 Annexes, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-B-0005-DEMANDE-ANNEXE-2010_08_17.pdf , page adobe 27 et Annexe 9, page 6 (dernière ligne) et page 19 (avant-dernière colonne) et page 165.

⁶ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Doc. 1 Annexes, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-B-0005-DEMANDE-ANNEXE-2010_08_17.pdf , Annexe 9, page 6 (dernière ligne) et page 19 (avant-dernière colonne) et page 165.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3887-2014, Pièce B-0007, HQT-1, Doc.1 Annexes, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/261/DocPrj/R-3887-2014-B-0007-Demande-Annexe-2014_04_30.pdf , Annexe 6, page 20, Tableau 3.

⁷ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3742-2010, Décision D-2010-165, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-A-0009-DEC-DEC-2010_12_23.PDF , parag. 62-64. Souligné en caractère gras par nous.

Conformément à l'autorisation mentionnée ci-dessus et accordée par la Régie au dossier R-3742-2010, un second compensateur statique au poste Bout-de-l'île a effectivement été installé en mai 2014 soit simultanément à l'installation du premier compensateur statique.⁸ La simultanéité d'installation a permis à Hydro-Québec TransÉnergie de réaliser des économies et ainsi d'en réduire le coût à seulement 44 M\$.⁹

Mais Hydro-Québec TransÉnergie prétend que ce second compensateur statique n'est pas celui qui a été autorisé au dossier R-3742-2010 (qu'elle prétend dorénavant non nécessaire si une nouvelle ligne de transport de Chamouchouane à la région métropolitaine de Montréal est autorisée au dossier R-3887-2014 et est mise en service). Ce second compensateur statique de mai 2014 serait selon Hydro-Québec TransÉnergie rendu nécessaire par un évènement nouveau, à savoir l'annonce de 2011 que la mise hors service de la Centrale de Tracy d'Hydro-Québec Production (mise hors service déjà effective durant de fréquentes périodes, y compris en période de pointe depuis de nombreuses années) deviendrait dorénavant définitive. Nous examinons dans la sous-section qui suit le bien-fondé ou non de cette nouvelle justification.

⁸ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Doc. 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPri/R-3890-2014-B-0004-Demande-Piece-2014_05_21.pdf , page 20, ligne 20.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0010, HQT-2, Doc. 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPri/R-3890-2014-B-0010-DDR-RepDDR-2014_07_14.pdf , page 4, lignes 10-17 et 29-31.

⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Doc. 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPri/R-3890-2014-B-0004-Demande-Piece-2014_05_21.pdf , page 14, Tableau 3.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0010, HQT-2, Doc. 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPri/R-3890-2014-B-0010-DDR-RepDDR-2014_07_14.pdf , page 4, lignes 10-17.

2.2 LE PROJET EST-IL JUSTIFIÉ PAR L'ANNONCE DE 2011 À L'EFFET QUE LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE TRACY DEVIENDRAIT DORÉNAVANT DÉFINITIVE ?

Tel que mentionné ci-dessus, Hydro-Québec TransÉnergie affirme que le second compensateur statique installé en mai 2014 au poste Bout-de-l'île a été rendu nécessaire par l'annonce de 2011 que la mise hors service de la Centrale de Tracy d'Hydro-Québec Production deviendrait définitive :

Comme mentionné plus avant, les objectifs du Projet consistent à maintenir la qualité de service, la fiabilité et la stabilité du réseau de transport principal suite à l'arrêt définitif de la centrale de Tracy. Le Projet vise à combler les besoins de soutien de la tension à combler suite à l'arrêt de la centrale.¹⁰

Hydro-Québec TransÉnergie complète en énonçant les services que la Centrale de Tracy rendait au réseau de transport **à l'époque où celle-ci était en service**. Ces services consistaient à fournir de la **puissance réactive** et à **soutenir la tension** dans la **partie sud du réseau**, et ce, plus particulièrement **lorsque le réseau était en conditions dégradées** ou **lors de pointes de charge élevées** :

*Avant sa fermeture, la Centrale contribuait à la fois à fournir de la **puissance réactive** et à **soutenir la tension** dans la **partie sud du réseau**, et ce, plus particulièrement **lorsque le réseau était en conditions dégradées** ou **lors de pointes de charge élevées**. La contribution de la Centrale à la gestion de la puissance réactive lors d'événements permettait également d'**augmenter les transits sur les principaux axes de transport, en particulier celui de la limite sud**. La présence de la Centrale sur le réseau permettait ainsi d'augmenter sa capacité à transporter de la puissance depuis les centrales éloignées vers les grands centres de charge.*

Dans ces conditions, la qualité de service se traduisait d'une part, par une plus grande disponibilité du réseau pour transiter de la puissance et, d'autre part, par une meilleure gestion de la puissance réactive et donc de la tension dans la partie sud du réseau.

*Conséquemment, **la fermeture de la Centrale s'est traduite par une diminution des limites de transit et par une dégradation de la tenue en tension dans la partie sud du réseau**. Néanmoins, le réseau étant toujours exploité de manière fiable et sécuritaire, cette fermeture ne se traduit pas par*

¹⁰ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Document 1 Page 10, lignes 11 à 14.

une mise à risque du réseau, mais bien par une diminution de sa capacité à rendre un service.

D'un point de vue de la planification, l'objectif du projet est d'assurer une qualité de service adéquate dans la mesure où le réseau doit respecter les critères de conception. **Dans toutes les études de planification (lorsque la Centrale était encore en service), la Centrale était systématiquement sollicitée pour évaluer la robustesse du réseau en conditions dégradées - une ligne au retrait dans un axe de transport par exemple - et en condition de pointe de charge exceptionnelle.** Ainsi, la Centrale constituait une grande part de la production redistribuée après évènement. Elle apportait un soutien en tension capital en conditions dégradées.¹¹

¹¹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0017, HQT-2, Doc. 2, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/265/DocPri/R-3890-2014-B-0017-DDR-RepDDR-2014_09_08.pdf, pages 4-5. Souligné en caractères gras par nous.

Or, l'on sait que, pendant de nombreuses années au moins depuis 1989, la Centrale de Tracy était, dans les faits, maintenue hors service durant de longues périodes, y compris durant les périodes de pointe, de sorte qu'elle ne pouvait, durant celles-ci, fournir de la **puissance réactive, soutenir la tension** ni aider à **l'accroissement des capacités de transit** :

Tableau 1

Production mensuelle de la centrale de Tracy de HQP (1989-2003) ¹²

	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.	Total
1989	221,9	232,5	194,0	9,1	0,0	0,0	0,0	8,3	99,1	142,9	202,0	333,7	1 443,5
1990	228,5	189,9	201,4	191,5	205,0	183,0	158,6	163,6	151,4	23,1	7,7	16,0	1 719,6
1991	92,1	68,7	0,0	0,0	0,0	5,7	1,5	0,0	7,5	20,9	36,1	112,4	344,9
1992	275,0	286,7	201,3	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	0,1	0,2	6,6	950,1
1993	5,5	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,7	1,4	23,3
1994	46,7	29,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,6	1,1	0,0	79,2
1995	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,0	7,0
1996	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
1997	0,8	0,0	0,0	0,0	1,6	17,7	0,0	0,0	0,0	11,6	0,0	16,7	48,3
1998	214,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,2	103,9	245,5	333,6	287,7	287,3	1 485,5
1999	285,4	269,5	236,3	157,8	29,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	9,1	9,5	998,9
2000	71,8	0,0	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,0	1,0	88,3	176,9
2001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,9	93,4	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	198,9
2002	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,3	1,2	4,8
2003	180,4	225,8	153,1	0,0	1,1	117,2	71,6	98,0	201,7	209,4	239,1	258,2	1 755,6

De plus, même durant les périodes où la centrale demeurait en service, il ne semble pas qu'elle ait pu contribuer de façon significative comme soutien de tension ou comme support à la stabilité dynamique du réseau. Malheureusement le dossier 3890-2014 ne fournit aucune donnée statistique sur cette contribution éventuelle. Il n'y a aucune information à ce sujet au dossier sauf l'affirmation non démontrée du Transporteur à l'effet que Tracy jouait un rôle essentiel qui devrait être compensé (depuis 2011 seulement, selon HQT) par l'addition d'un compensateur statique au poste Bout de l'Île. À cet égard, les schémas d'écoulement de puissance de différentes années récentes (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014) et ceux

¹² **HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**, Dossier R-3526-2004, Pièce HQP-3, Doc. 1. le 19 mars 2004, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/RepHQ_DemRensRegie/HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04.pdf, page 32.

utilisés durant ces années au soutien des divers projets d'investissement nous fourniraient une information importante permettant d'identifier le rôle réel que jouait Tracy avant l'annonce de 2011 sur le réseau. **Nous recommandons donc à la Régie de requérir de tels schémas sous pli confidentiel.**

Dans les rares schémas d'écoulement de puissance d'Hydro-Québec TransÉnergie publiquement déposés auprès de la Régie (à l'occasion du dossier du plan d'approvisionnement du Distributeur R-3470-2001), on constate, dans chaque cas, que la production de puissance réelle en MW de la centrale Tracy est nulle et que **la production de puissance réactive en MVAR est aussi nulle.**¹³ Il faut donc conclure que, dans la planification du Transporteur au moins en 2001, la centrale Tracy n'était plus considérée d'aucune façon et ne servait donc pas aux fins que le Transporteur invoque au présent dossier R-3890-2014. Nous notons d'ailleurs que le Transporteur n'affirme pas que la Centrale de Tracy a servi aux fins indiquées jusqu'en 2001 mais uniquement « **lorsque la Centrale était encore en service** » (Voir la citation plus haut, texte souligné en caractère gras), sans écrire de quelle date il s'agissait.

En analysant avec soin les écoulements de puissance qui sont fondés sur le réseau de base prévu de 2006 (tel que prévu dans les documents du dossier R-3470-2001 mentionnés plus haut), on constate également que le cas qui met le plus de stress sur la limite Sud (invoquée par HQT dans sa justification du présent Projet au dossier R-3890-2014) est l'intégration de 1000 MW à Levis et que celui qui met le moins de stress sur la limite Sud est l'intégration de 1000 MW au poste Chénier (près de Oka). On y voit aussi très bien l'effet de gagner ou de perdre une centrale de production à différents points du réseau, **mais dans tous ces cas la centrale Tracy est déjà inopérante.**

¹³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3470-2001, Phase 1, Pièce HQD-6, Document 1, Réponses d'Hydro-Québec à la demande de renseignements no 2 de la Régie - *Annexe 1 Rapport technique. Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal*, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/ReponsesDemRens3470/HQD-6doc1_RepRegie_2_ann1.pdf et *Annexe 2 Mise à jour des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal. Impact de l'addition d'une charge de 500 MW au poste Arnaud*, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/ReponsesDemRens3470/HQD-6doc_RepRegie_2_ann2-15avril02.pdf .

Tableau 2

Tableau des Variation des limites de Transit en MW (reconstitué par nous) ¹⁴

Description	Limite Sud du réseau de HQT	Québec-Montréal	Total
Réseau de base pointe 2006	15802	9116	24918
Intégration 1000 MW à Chamouchouane en sus du Réseau de base pointe 2006	16415	9422	25837
Intégration 1000 MW à Lévis en sus du Réseau de base pointe 2006	16452	9713	26165
Intégration 1000 MW à Chénier (qui se trouve près d'Oka) en sus du Réseau de base pointe 2006	15476	8936	24412

Pour pouvoir contribuer à la gestion de la puissance réactive du réseau et contribuer à sa stabilité, un alternateur dans une centrale doit être en production. Si un alternateur ne produit pas de puissance réelle en MW, il n'est normalement pas conçu pour fournir ou absorber des quantités importantes de MVAR. En effet les systèmes d'excitation et les fonctions de transfert du régulateur de tension ne sont pas conçus pour remplir cette fonction dans la condition de non production de puissance réelle en MW. De plus les systèmes de protection de l'alternateur sont conçus et calibrés pour protéger l'alternateur dans cette condition de production ou d'absorption de MVAR sans production de MW. Une centrale hors service ne peut donc être incluse dans la planification de la puissance réactive et de la stabilité opérationnelle du réseau; un délai d'environ 24 heures est requis avant sa remise en marche.

Pour pouvoir jouer ce rôle efficacement de soutien de tension sans production, et ce, sans danger pour l'alternateur, ces éléments (système d'excitation, régulateur de tension et protections) des alternateurs de Tracy auraient dus être modifiés et adaptés. A titre illustratif, on notait aux schémas d'écoulement de puissance du dossier R-3470-2001, que les centrales de Cadillac et de La Citière produisaient 0 MW mais produisaient ou absorbaient des MVAR selon les besoins, puisqu'elles avaient été modifiés en ce sens. Or, nous n'avons connaissance d'aucune modification similaire qui aurait été apportée à cet effet à des éléments des alternateurs de Tracy; les schémas d'écoulement de puissance précités supposent aussi que la centrale de Tracy ne fournissait pas de MVAR lorsque hors production et HQT n'invoque

¹⁴ Sources : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3470-2001, Phase 1, Pièce HQD-6, Document 1, Réponses d'Hydro-Québec à la demande de renseignements no 2 de la Régie - *Annexe 1 Rapport technique. Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal*, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/ReponsesDemRens3470/HQD-6doc1_RepRegie_2_ann1.pdf et *Annexe 2 Mise à jour des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal. Impact de l'addition d'une charge de 500 MW au poste Arnaud*, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/ReponsesDemRens3470/HQD-6doc_RepRegie_2_ann2-15avril02.pdf .

nulle part que de telles modifications aient été effectuées pour faire fonctionner la centrale Tracy comme un compensateur synchrone. C'est notre avis que ces modifications n'ont pas été faites et que la centrale Tracy n'a donc jamais servi comme un compensateur synchrone lorsqu'elle ne produisait pas de puissance réelle (MW).

Nous en concluons que la centrale de Tracy ne jouait pas un rôle actif dans la gestion des MVAR et ne contribuait donc pas à la stabilité du réseau lorsque la centrale n'était pas en production et, selon notre compréhension la centrale n'est plus en production régulière au moins depuis 1989, et notamment n'était pas en production durant plusieurs périodes de pointe.

* * *

Le Transporteur fait par ailleurs erreur en comparant le présent Projet d'installation d'un second compensateur statique au poste Bout-de-l'île avec l'installation récente de 3 compensateurs synchrones à la centrale Cadillac pour accroître le niveau de court circuit et comme soutien de tension :

Par ailleurs, le Projet s'apparente au projet d'installation de trois compensateurs synchrones au poste Cadillac qui visait à maintenir le niveau de court-circuit tout en limitant les variations de tension sur le réseau de transport dans la région de l'Abitibi. Ce projet, tout comme celui faisant l'objet de la présente demande, s'inscrivait dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service ». La solution retenue du projet du poste Cadillac permettait de maintenir localement la tension du réseau régional de l'Abitibi en réponse à la fermeture de la centrale Cadillac par le Producteur.¹⁵

Ce qu'il faut retenir de cette comparaison c'est que les compensateurs synchrones de Cadillac avaient été installés au même endroit que la centrale et que cela permettait donc de maintenir **localement** la tension du réseau. Le soutien de tension est en effet nécessairement toujours local puisque **les MVAR ne se transportent pas**. À l'inverse, la centrale Tracy était connectée au réseau principal au poste Carignan. S'il y avait donc eu un besoins de support de tension dans cette région suite à la mise hors service *de facto* de cette Centrale en pointe depuis de nombreuses années, le compensateur statique aurait dû se trouver au poste Carignan et non pas au poste Bout-de-l'île. En effet, les tensions des postes 735 kV du réseau principal sont uniformes c'est-à-dire qu'ils sont tous au même niveau, de sorte que les MVAR ne se déplacent pas. Pour s'en convaincre on peut consulter les écoulements de puissance qui viennent d'être déposés au dossier R-3887-2014 par HQT en réponse aux demandes de renseignement de l'ACEFO.

¹⁵ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Document 1 Page 7, lignes 4 à 10.

* * *

Hydro-Québec TransÉnergie soutient que la mise hors service de la Centrale de Tracy l'a obligée à mettre en place différents plans de contingence, aux fins d'assurer la fiabilité du réseau en conditions dégradées ou de pointe :

*Par ailleurs, il faut distinguer l'utilisation de la centrale de Tracy dans le cadre d'un réseau planifié et en exploitation. **En exploitation**, l'absence de cette centrale engendre des contraintes sur le réseau de transport qu'il faut gérer quotidiennement. **Des plans de contingences existent pour y palier**. En revanche, d'un point de vue **de planification à long terme**, **l'absence de cette centrale pose de plus grands défis puisque cette centrale était au cœur de la stratégie de fiabilité du réseau**, notamment en conditions dégradées ou de pointe exceptionnelle.*¹⁶

Une telle affirmation du Transporteur nous rend sceptiques. En effet, à supposer que de tels plans de contingence aient réellement eu à être mis en place, ils auraient dû l'être au moins depuis 1989, alors que la Centrale ne remplissait déjà plus en conditions dégradées ou de pointe les fonctions que HQT lui attribue au présent dossier.

De plus, lorsque la Régie a étudié le dossier R-3742-2010 du raccordement des 2000 MW d'éoliens, l'indisponibilité *de facto* de Tracy était déjà connue depuis longtemps. Or, à l'époque, la Régie a estimé que c'était non pas cette indisponibilité *de facto* de Tracy mais plutôt le raccordement des 2000 MW éoliens qui justifiaient l'ajout d'un second compensateur statique au poste Bout-de-l'île d'Hydro-Québec TransÉnergie. Et, même alors, la Régie jugeait qu'il n'y avait pas urgence, comme l'indique l'extrait suivant de la décision du Tribunal que nous reproduisons de nouveau :

[62] S.É./AQLPA, la FCEI et la Régie se sont montrés préoccupés par la causalité des coûts de renforcement du réseau principal et l'intégration des 14 parcs éoliens. *La nécessité de procéder à un renforcement du réseau pour intégrer la nouvelle production éolienne et, dans un délai court par la suite, la puissance des centrales de La Romaine et du projet de surpuissance du complexe Manic-Outardes ajoutaient de la confusion à la présentation des objectifs du Projet.*

[63] *La réponse fournie par le Transporteur aux demandes de renseignements de même que sa réplique rassurent la Régie, mais soulèvent des questions quant à la **possibilité de moduler ces investissements au besoin réel dans***

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0014, lettre du 1^{er} août 2014, page 9.

le temps. Le Transporteur explique que son processus de planification doit tenir compte de l'ordre d'arrivée des demandes de service sur OASIS et que ses études traitent les additions requises en fonction de ce calendrier d'arrivée.

[64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, **la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires,** tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.¹⁷

Par conséquent, nous sommes d'opinion que l'annonce de 2011 que la mise hors service de la Centrale de Tracy d'Hydro-Québec Production deviendrait dorénavant définitive ne peut pas constituer la justification du second compensateur statique installé en mai 2014 au poste Bout-de-l'île.

¹⁷ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Décision D-2010-165, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/6/DocPrj/R-3742-2010-A-0009-DEC-DEC-2010_12_23.PDF , parag. 62-64. Souligné en caractère gras par nous.

2.3 LA RÉELLE JUSTIFICATION DU PROJET

Si l'on écarte la nouvelle justification du Projet (le second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île) invoquée par Hydro-Québec TransÉnergie (l'annonce de 2011 que la fermeture de Tracy serait dorénavant définitive), l'on revient donc à la justification de ce Projet qui a déjà été décidée par la Régie au dossier R-3742-2010 cité plus haut, à savoir le raccordement des 2000 MW éoliens, en gardant à l'esprit (tel qu'énoncé alors) que ce Projet pouvait être quelque peu retardé jusqu'à ce qu'il devienne réellement nécessaire.

Or nous croyons que, depuis cette décision au dossier R-3742-2010, trois événements subséquents ont accru le besoin de ce second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île, de sorte que HQT a effectivement eu raison d'installer ce second compensateur en mai 2014 et qu'il n'était plus nécessaire d'attendre davantage (comme la décision au dossier R-3742-2010 l'avait demandé).

Ces trois événements subséquents sont les suivants :

- L'accroissement du transit effectif, qui résulte du début de la mise en service des parcs éoliens du bloc de 2000 MW et de la mise en service à venir de La Romaine, en plus de l'accroissement du transit atteignant le poste Bout de l'Île et qui résultera de l'éventuelle ligne Chamouchouane. (La ligne Chamouchouane, par l'accroissement du transit qu'elle amènera, générera en effet par elle-même un besoin accru de gestion de la tension au poste Bout-de-l'Île)
- L'addition de bancs de compensation série (qui est proposé comme la solution 1 alternative au dossier actuel 3890-2014) mais qui constitue déjà aussi une solution faisant partie de celle autorisée par la Régie pour l'intégration de l'appel d'offre éolien de 2000 MW.¹⁸
- La fermeture de la Centrale de Gentilly en décembre 2012. On constate en effet des écoulements de puissance cités plus haut (du dossier R-3470-2001), que la centrale de Gentilly produit 627 MW et plus de 130 MVAR, ce qui est considérable; elle contribuait donc, elle, réellement au soutien de la tension jusqu'à la cessation de ses activités en décembre 2012.

¹⁸ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3742-2010, Pièce HQT-1, Document 1, Révisée le 2010-10-04, Page 42.

Nous sommes donc d'opinion que le présent Projet (le second compensateur statique du poste Bout-de-l'île) est celui qui a déjà été autorisé par la Régie au dossier R-3742-2010, à savoir le raccordement des 2000 MW éoliens, en gardant à l'esprit (tel qu'énoncé alors) que ce Projet pouvait être quelque peu retardé jusqu'à ce qu'il devienne réellement nécessaire, ce qui était devenu le cas au moins en mai 2014.

3

LA COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO ALTERNATIF

Il est quelque peu académique pour Hydro-Québec TransÉnergie d'énoncer un scénario alternatif à ce Projet de second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île, puisque celui-ci a déjà été effectivement réalisé en mai 2014.

Le scénario alternatif énoncé par HQT (scénario 1) aurait constitué en l'ajout de bancs de compensation série. Ce scénario alternatif aurait eu pour effet de diminuer l'impédance de transfert entre la production et la charge permettant un accroissement du transit sur le réseau; c'est d'ailleurs pour cette raison que cette solution est aussi énoncée comme alternative au Projet de construction d'une nouvelle ligne Chamouchouane au dossier R-3887-2014. Cependant, une telle alternative ne résoudrait aucunement le problème invoqué comme justification au Projet du présent dossier R-3890-2014. En effet, un tel scénario ne pourrait pas avoir pour effet de soutenir la tension sur la rive sud en remplacement de Tracy, puisque selon les affirmations du Transporteur (que nous avons mis en doute plus haut), c'est la perte de cette centrale qui serait supposée causer problème :

Les analyses techniques du Transporteur ont permis d'identifier comme valable cette solution qui consiste à ajouter des bancs de compensations séries sur les lignes à 735 kV qui se dirigent vers le sud à partir du poste La Vérendrye. Ces trois lignes se rendent respectivement aux postes Chénier, du Grand-Brûlé et de Duvernay.

*La compensation série a pour but de réduire l'impédance de la ligne. Ainsi, l'ajout de compensation série sur une ligne électrique réduit la chute de tension sur la ligne et réduit le besoin de puissance réactive de la ligne lorsque la puissance transitée est élevée sur les longues lignes.*¹⁹

En effet, la dernière phrase de l'explication ci-dessus du Transporteur prête à confusion. Il est certes exact d'affirmer que l'ajout de compensation sur une ligne réduit l'impédance et permet de transiter plus d'énergie par ce chemin qui devient plus facile. Mais cela ne réduit pas la

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3490-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Document 1, page 11.

chute de tension puisqu'il y a accroissement de transit. Le résultat est qu'on obtient plus de transit avec la même chute de tension. C'est lorsqu'on provoque un accroissement de transit sans changer l'impédance que l'on obtient une plus grande chute de tension et qu'il faut alors compenser par un soutien de tension.

Le scénario alternatif (scénario 1 - Ajout de bancs de compensation série)n'aurait donc pas constitué une alternative valable qui se serait inscrite dans les motifs (que nous critiquons plus haut) invoqués par Hydro-Québec TransÉnergie pour justifier au présent dossier le Projet de second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île. A tout évènement, l'examen d'un scénario alternatif est devenu théorique puisque ce second compensateur statique a déjà été installé par HQT en mai 2014.

4

CONCLUSION

Nous sommes d'opinion que l'annonce de 2011 que la mise hors service de la Centrale de Tracy d'Hydro-Québec Production deviendrait dorénavant définitive ne peut pas constituer la justification du second compensateur statique installé en mai 2014 au poste Bout-de-l'île.

Nous sommes d'opinion que le présent Projet (le second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île) est celui qui a déjà été autorisé par la Régie au dossier R-3742-2010, à savoir le raccordement des 2000 MW éoliens, en gardant à l'esprit (tel qu'énoncé alors) que ce Projet pouvait être quelque peu retardé jusqu'à ce qu'il devienne réellement nécessaire, ce qui était devenu le cas au moins en mai 2014.

Il est à noter que le scénario alternatif (scénario 1 - Ajout de bancs de compensation série) n'aurait pas constitué une alternative valable qui se serait inscrite dans les motifs (que nous critiquons plus haut) invoqués par Hydro-Québec TransÉnergie pour justifier au présent dossier le Projet de second compensateur statique du poste Bout-de-l'Île. A tout événement, l'examen d'un scénario alternatif est devenu théorique puisque ce second compensateur statique a déjà été installé par HQT en mai 2014.
