

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3981-2016

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2017
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**LA CAUSE TARIFAIRE 2017 D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE
LA CROISSANCE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT**

RAPPORT

Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie
Avec la collaboration de Jacques Fontaine, Consultant en énergie

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

Le 27 octobre 2016

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT ET LE PLAN DU RAPPORT.....	1
2 - RAPPEL HISTORIQUE DE LA MÉTHODOLOGIE DU CALCUL DES PERTES.....	2
3 - L'ÉVOLUTION DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT	9
4 - LES COMPOSANTES DU TAUX DE PERTES	12
5 - CONCLUSION	21

1

LE MANDAT ET LE PLAN DU RAPPORT**1.1 LE MANDAT**

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif à la croissance continue du taux de pertes sur le réseau de transport, pour en établir les causes, ceci dans le cadre du dossier R-3981-2016 de la Régie de l'énergie, soit la cause tarifaire 2017 du Transporteur.

Nous privilégions depuis plusieurs années le maintien et le développement d'un réseau de transport d'électricité robuste favorisant les exportations d'électricité et réduisant d'autant la production hors Québec d'électricité d'origine de sources fossiles en particulier le charbon. Cette croissance du taux de pertes peut être un signe que le réseau a atteint sa limite de développement dans sa configuration actuelle et peut donc constituer un frein pour le Transporteur, ce que nous examinons au présent rapport.

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

1.2 E PLAN DU RAPPORT

Le mandat consiste à faire l'analyse technique des causes de la croissance des pertes sur le réseau de transport, en déduire les conséquences et proposer des pistes de solution.

2

RAPPEL HISTORIQUE DE LA MÉTHODOLOGIE DU CALCUL DES PERTES

Dans sa décision sur les demandes d'intervention au présent dossier, au paragraphe 55, la Régie a clairement indiqué son désir de ne pas revoir la méthodologie du calcul du taux de pertes. Le présent rapport se conforme à cette décision :

[55] Toutefois, la Régie n'entend pas, dans le présent dossier, remettre en cause la méthodologie de détermination du taux de pertes, telle que fixée dans sa décision D-2009-015. Elle constate, d'ailleurs, qu'aucune personne intéressée n'inclut ce sujet dans sa demande d'intervention. ¹

Ce sujet avait en effet été déjà traité dans la cause tarifaire 2016 du Transporteur (au dossier R-3934-2015) et la Régie avait maintenu la décision de conserver la méthodologie utilisée depuis 1998.

(Ceci dit, il se peut que la Régie ait graduellement elle-même modifié au cours des années un aspect de cette méthodologie. Selon les citations qui suivent, il semble que le taux de pertes était à l'origine établi comme étant une valeur moyenne et qu'il serait maintenant devenu une valeur en pourcentage du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison)

Voici la première citation qui nous incite à croire que les premières valeurs de pourcentage étaient des valeurs moyennes.²

Préambule :

¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3981-2016, Pièce A-0004, Décision D-2016-137, page 18, Paragraphe 55.

² **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, Réponse 75 aux questions de la Régie, page 133.

Hydro-Québec mentionne que « Lors de la mise à jour des taux de pertes par service de transport avec les profils de charge réels de l'année 1999, on constate que l'écart entre les taux différenciés devient négligeable ».

Demande :

Q75.1 Veuillez justifier cette affirmation avec chiffres à l'appui.

R75.1 Tel qu'indiqué dans le tableau à la page 13 de la pièceHQT10, document 3, les taux de pertes différenciés étaient de 5 % pour la charge locale et de 7 % pour le service de point à point au niveau de l'année de référence 1995, qui ont été utilisées pour établir les taux de pertes des services du contrat de transport actuel. La mise à jour de ces taux de pertes avec des données réelles de 1999 pour la charge locale et le service de point à point démontre que l'écart entre les taux différenciés est devenu négligeable. Le tableau suivant présente les résultats par service de transport.

Taux de pertes différenciés (année réelle 1999)

	Réseau de transport global	Charge locale	Service de point à point (Marginal)
	GWh	GWh	GWh
Énergie produite	180 637	158 147	22 490
Consommation des centrales	650	571	79
Énergie reçue sur le réseau de	179 987	157 576	22 411
Pertes de	8 837	7 651	1 186
Énergie livrée par le réseau de	171 150	149 925	21 225
Taux de pertes de transport	5,16%	5,10%	5,59%

Au dossier R-3401-98 la Régie avait approuvé comme suit la fixation du taux de pertes de transport en pourcentage tel que mesuré aux points de livraison. Voici le texte de la première décision à ce sujet :

À compter de l'année témoin 2001, le transporteur propose un taux de pertes annuel moyen et uniforme de 5,2 % pour tous les services de transport. Le texte des « Tarifs et conditions », proposé par TransÉnergie, indique la manière dont il entend traiter les pertes de transport : « Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le transporteur n'est pas obligé de fournir les

*pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux services de transport telles qu'établies par le transporteur. Le facteur applicable de pertes de transport est de 5,2 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison. Le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques, qui peuvent varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux sont affichés sur OASIS.*³

Ce taux fixe de 5,2 % a été maintenu sans changement jusqu'à l'année 2009, année où la Régie s'est penchée sur la situation du taux de pertes pour en faire une analyse plus poussée. Voici des extraits de la décision dans laquelle la Régie montre que le taux de pertes a été plus près de 5,3 % que de 5,2 % :

*La Régie constate que le taux des pertes réelles s'est avéré plus élevé que le taux moyen de 5,2 % pour cinq des sept dernières années. Pour les cinq dernières années, le taux moyen est de 5,27 % tandis que pour les trois dernières années, il est de 5,28 %. Comme le taux de pertes est défini à une décimale près, le taux moyen, dans les deux cas, est plus près de 5,3 % que de 5,2 %.*⁴

La Régie a donc conclut que le taux de pertes devait être modifié pour refléter cette situation et a ajusté le taux de pertes à 5,3 % :

*Pour l'année témoin 2009, le facteur applicable de pertes de transport est donc de 5,3 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison.*⁵

Une remarque s'impose cependant concernant cette décision : c'est la première fois en 2009 qu'on voit apparaître le libellé du pourcentage (%) du débit horaire maximal pour établir le taux de pertes. Ce libellé sera repris systématiquement à chaque décision subséquente. Il y a ainsi une ambiguïté puisque le tableau qui a servi pour la fixation du taux de 5,2 % lors de la décision de la Régie au dossier R-3401-98 établissait ce taux de pertes en rapport avec la quantité d'énergie annuelle et non en rapport avec le débit horaire maximal et que le pourcentage initial de 5,2 % avait été calculé sur cette base. À cet égard, la citation suivante de 1998 nous laisse perplexe :

Les taux de pertes en puissance à la pointe pour les années 1997 à 1999 sont de 5,28 %, 6,03 % et 5,84 %. Ils proviennent de données de mesurage à l'heure de pointe du réseau. Le taux de pertes à la pointe du réseau reflète les conditions

³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-1998, Décision D-2002-95, page 287.

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3669-2009, Décision D-2009-015, page 96.

⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3669-2009, Décision D-2009-015, page 97.

qui prévalaient à une heure précise. Par conséquent, ce taux est plus variable d'une année à l'autre que le taux moyen de toutes les mesures de l'année. Il est ainsi préférable d'utiliser un taux de pertes moyen qui procure une plus grande stabilité.⁶

Et en page 14 du même document on trouve la citation suivante :

Le taux de pertes moyen observé sur le réseau est de 5,2 %. Ce taux de pertes est le résultat de mesures réelles réalisées sur le réseau de transport et correspond au taux de pertes moyen obtenu à partir des données horaires de 1997 à 1999. Cette mesure est confirmée par la méthode analytique pour l'année de référence 1999, où le taux de pertes pour l'ensemble du réseau de transport est également de 5,2 %. Avec une résistivité du réseau relativement stable, nous croyons que cette valeur reflète de façon adéquate le taux de pertes qui sera observé en 2001.⁷

Il y a donc une ambiguïté sur la nature exacte des mesures qui servent à calculer le taux de pertes : s'agit-il d'un pourcentage moyen et sur quel période, ou s'agit-il comme le libellé l'indique d'un pourcentage du débit horaire maximal ?

A cet égard, au paragraphe 53 de la décision de la Régie sur les demandes d'intervention qui réfère à une réponse du Transporteur dans le cadre de son rapport annuel, on semble indiquer que le pourcentage du taux de pertes concerne toute la période d'hiver.

[53] La Régie considère que l'examen du taux de pertes est pertinent. À cet égard, elle réfère à la réponse suivante apportée par le Transporteur dans le cadre de son Rapport annuel 2015 et s'attend à ce que les interventions en tiennent compte :

*« 4. Références : (i) Pièce HQT-4, document 5, p. 3;
(ii) Rapport annuel 2014, Pièce HQT-2, document 10, p. 3.*

Préambule :

(i) Le taux de pertes de transport pour l'année 2015 s'établit à 6,13 %.

(ii) Le taux de pertes de transport pour l'année 2014 s'établit à 5,91 %.

Demande :

4.1 Veuillez expliquer la hausse du taux de pertes pour l'année 2015.

⁶ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)PORT, Dossier R-3401-1998, HQT-10, Document 3, page 11.

⁷ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT), Dossier R-3401-1998, HQT-10, Document 3, page 14.

R4.1

L'augmentation du taux de perte en 2015 s'explique essentiellement par une sollicitation accrue du réseau compte tenu des températures plus froides pour la période hivernale 2015. En effet, les mois de janvier à mars 2015 ont été les plus froids d'une période historique couvrant les 70 dernières années, de sorte qu'à Montréal et à Québec, l'écart entre les températures moyennes pour ces mois et les normales a été le plus prononcé »²².⁸

Il y a donc à notre point de vue une ambiguïté sur la période d'un pourcentage du débit horaire maximal ou d'un pourcentage moyen sur une période mal définie, d'autant plus qu'à notre avis à la pointe horaire le taux de perte serait plus élevé. Comme l'illustre le tableau suivant :

Tableau 1.1

Calcul illustratif du taux de pertes en pointe

		Unité	Référence
Besoins globaux	222 172	GWh	Rapport annuel 2015 d'Hydro-Québec, page 87
Pointe du réseau	37 349	MW	Rapport annuel 2015 d'Hydro-Québec, page 87
Facteur d'utilisation du réseau	67,9%		Calcul= $222172 \times 1000 / 37349 / 8760$
Taux de pertes en énergie	6,13%		HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT , Dossier R-3981-2016, Pièce B-0030, HQT-10-2, tableau 3, page 8
Facteur d'utilisation des pertes	48,3%		Calcul= $(0,9 \times 67,9\% \times 67,9\% + 0,1 \times 67,9\%$
Pertes en énergie	13 619	GWh	Calcul= $6,13\% \times 222 172$
Pertes en puissance	3 219	MW	Calcul= $13 619 \times 1000 / 8760 / 48,3\%$
Taux de pertes en pointe	8,6%		Calcul= $3219 / 13619$

Ce calcul nous donne donc un taux de perte à la pointe 8,6 % qui est très différent du pourcentage retenu suite aux causes tarifaires.

RECOMMANDATION NUMÉROS 1 ET 2

⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3981-2016, Pièce A-0004, Décision D-2016-137, page 18, Paragraphe 53.

Nous recommandons à la Régie de s'assurer que les valeurs mesurées sont les mêmes depuis 1998.

Nous recommandons à la Régie de requérir du Transporteur une identification de la période horaire maximale pour chaque année.

3

L'ÉVOLUTION DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

La méthodologie du calcul des pertes de transport a fait l'objet d'une analyse en profondeur dans le dossier 3401-1998 et depuis ce temps la Régie considère que la moyenne des mesures des trois (3) années précédentes constitue une bonne approximation pour fixer le taux applicable pour l'année à venir.

La Régie a modifié le taux de pertes une première fois en 2009 et Il faut attendre l'année 2012 pour que la Régie dans sa décision sur les tarifs au paragraphe 381 modifie à nouveau le taux de pertes comme en fait foi la citation suivante:

[381] La Régie fixe le taux de pertes de transport à 5,4 % du débit horaire maximal, tel que mesuré aux points de livraison. ⁹

De nouveau le 5 avril 2014, la Régie a modifié le taux de pertes de transport

FIXE le taux de pertes de transport à 5,5 % du débit horaire maximal pour application du 1er janvier au 31 décembre 2013 aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, selon la preuve du Transporteur ¹⁰

À nouveau en 2014, en 2015 et encore en 2016 la Régie doit modifier le taux de pertes comme en fait foi les citations suivantes.

FIXE le taux de pertes de transport à 5,7 % du débit horaire maximal pour application à compter du 1er janvier 2015 aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, selon la preuve du Transporteur; ¹¹

⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3777-2011, Pièce A-0027, Décision D-2012-059, page 89 paragraphe 381.

¹⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R -3823-2012, Pièce A-0059, Décision D-2014-035, page 151.

¹¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier r-3903-20114, Pièce A-0035, Décision D-2015-017, page 130.

*FIXE le taux de pertes de transport à 5,8 % du débit horaire maximal pour application à compter du 1er janvier 2016 aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, selon la preuve du Transporteur;*¹²

Dans la présente cause 3981-2016, la proposition du Transporteur est de fixer le taux de pertes à 6,0 % le 1 janvier 2017.

Pendant de nombreuses années le taux a été relativement constant et stable à 5,2 % mais comme on vient de le voir, depuis 2009, la Régie a dû presque annuellement réviser ce taux à la hausse comme le montre le tableau suivant

Tableau 1.2- Croissance historique du taux de pertes mesuré et approuvé

Historique des Taux de pertes de transport		
Année	Taux de pertes mesuré	Taux de pertes approuvé
2001	5,26%	5,20%
2002	5,13%	5,20%
2003	5,37%	5,20%
2004	5,16%	5,20%
2005	5,27%	5,20%
2006	5,26%	5,20%
2007	5,30%	5,20%
2008	5,39%	5,20%
2009	5,40%	5,30%
2010	5,47%	5,30%
2011	5,57%	5,30%
2012	5,68%	5,40%
2013	5,85%	5,50%
2014	5,91%	5,50%
2015	6,13%	5,70%
2016		5,80%
2017		?

¹² RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3934-2015, Pièce A-0032, Décision D-2016-029, page 92.

Comme on peut le voir ces augmentations sont significatives et importantes. Suite aux préoccupations exprimées par des intervenants, la Régie, dans le paragraphe 54 de sa décision sur les demandes d'interventions au présent dossier a exprimé son intérêt à traiter de ce sujet et a exprimé le souhait qu'on puisse contrer ou contrôler ces augmentations.

54] Quant aux questionnements sur les mécanismes qu'il serait possible de mettre en place pour contrer ou contrôler de telles augmentations significatives pour l'avenir, la Régie juge le sujet pertinent.¹³

Avant de porter un jugement sur les mécanismes à mettre en place il faut d'abord analyser soigneusement les composantes de ce taux de pertes de transport pour comprendre qu'est ce qui a changé pour amener ces variations du taux de pertes.

¹³ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3981-2016, Pièce A-0004, Décision D-2016-137, page 18, Paragraphe 55.

4

LES COMPOSANTES DU TAUX DE PERTES

Le Transporteur, lors de l'étude du taux de pertes dans la première cause tarifaire R-3401-1998, a présenté un rapport détaillé sur les composantes du taux de pertes dont le résultat est le suivant à la section 3.1 page 9.

Tableau 1.3 Composantes du taux de pertes ¹⁴

Composantes des pertes de transport	%
Effet joules	81
Induction	2
Fuites	3
Shunt	6
Effet couronne	8

L'effet Joule est évidemment la composante la plus importante et est constitué des pertes résistives dont on peut retrouver la formulation dans la note infra-paginale en page 7 du rapport sur la méthodologie du calcul du taux de pertes.

La résistance dissipe de l'énergie sous forme de chaleur (effet Joule). Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant. Selon la loi d'Ohm, la puissance instantanée, ou taux auquel l'énergie est perdue, équivaut à $P=RI^2$ ou $P=puissance$ (en Watts), $R=résistance$ (en ohms) et $I=courant$ (en ampères).¹⁵

¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-3401-1998, Pièce HQT-10, Document 3, page 9.

¹⁵ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-3401-1998, Pièce HQT-10, Document 3, page 7.

Cette loi d'Ohm nous incite à penser que les pertes devraient augmenter plus rapidement que la charge si la structure du réseau demeure la même c'est à dire s'il n'y a pas d'addition de lignes qui peuvent permettre un accroissement de transit sans accroissement de courant sur le réseau. En pratique durant les dernières années les transit ont augmentés sur le réseau sans l'addition de nouvelles grandes lignes il n'est donc pas surprenant que le taux de pertes soit en augmentation.

À titre d'exemple regardons la comparaison économique du projet de ligne Chamouchouane-Bout de l'Île qui fait la comparaison entre les pertes avec la nouvelle ligne et les pertes avec les ajouts de compensation sur le réseau. Le tableau suivant tiré de la demande d'autorisation de ce projet de ligne montre un coût différentiel de 873 M\$ en faveur du projet de ligne.

Tableau 3

Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2009) ¹⁶

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série
Investissements	664,6	578,6
Valeurs résiduelles	-16,8	- 43,1
Taxe sur les services publics	52,1	40,8
Charges d'exploitation		
Pertes électriques	-----	873,7
Coûts globaux actualisés(CGA)	699,9	1 450,0

Dans cet exemple de la ligne Chamouchouane- Bout de l'Île, le Transporteur donne un différentiel de perte entre le scénario A et le scénario B de 873,7 M\$. Ce montant est calculé à partir de la quantité de perte fournie par le logiciel PSSE qui calcule les pertes de chacun des scénarios en MW. Le Transporteur peut alors faire la différence des MW et calculer la valeur monétaire différentielle en utilisant la formule du facteur de perte ($0,9*FU^2+0,1*FU$) qui convertit la puissance en énergie auquel on applique le tarif prévu pour l'année de comparaison. Pour obtenir les MW de pertes pour chaque scénario, ce logiciel fait donc exactement le calcul des MW_{entrant} moins le calcul des MW_{sortant}.

Cette valeur différentielle de 873,7 M\$ a été calculée à l'origine avec des pertes différentielles de 117 MW et révisée ensuite à 100 MW ce qui représente approximativement 0,2 % sur une

¹⁶ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-3887-2014, Pièce B-0006, HQT-1, Document 1, tableau 3, page 34.

base de 44 000 MW en pointe. Selon cette évaluation approximative obtenue par simulation analytique on devrait donc s'attendre à une baisse du taux de pertes dans les dossiers à venir.

On peut facilement conclure que l'ajout de lignes fera baisser le taux de pertes alors que l'ajout de compensation shunt comme les compensateurs statiques ou synchrones ou l'ajout de compensation série ont pour effet d'augmenter le taux de pertes.

Il faut se rappeler que la mise à niveau du réseau présentée dans le projet R-3696-2009 a proposé plusieurs additions d'outils de compensation qui ont eu certainement pour effet d'augmenter la capacité du réseau mais en même temps aussi d'augmenter les pertes.

Nous sommes d'avis qu'il est possible de conclure que lorsque la capacité du réseau augmente sans l'addition de nouvelles lignes, le taux de pertes est susceptible d'augmenter.

Pour nous convaincre de cette conclusion et pour comprendre et interpréter la situation nous avons regardé attentivement la capacité de transport du réseau et son taux d'utilisation dont les données sont tirées de chaque cause tarifaire du Transporteur dans le document Planification du réseau normalement numéroté HQT-9 Document 1.

Le tableau suivant que nous avons construit montre l'historique du taux d'utilisation du réseau et la capacité de transport de celui-ci depuis 2006.

Dans les demandes de renseignement à la question 1.1 B nous avons demandé s'il y avait des contraintes de réseau qui expliquaient la baisse importante des livraisons point à point au mois de janvier et février de 2014 et 2015. Le Transporteur nous a finalement répondu que le réseau n'avait pas de contraintes et était en mesure de transporter durant ces mois la capacité annoncée dans les tableaux sur l'utilisation du réseau qui on servi à constituer le tableau suivant.

Tableau 4.2
Historique du taux d'utilisation du réseau et sa capacité de transport

Année	Capacité de transport	Moyenne annuelle %	Moyenne hiver %
	MW	12 mois	Déc (n-1), Jan, Fév.
2015	43624	75,53	94,7
2014	43322	75,94	93,4
2013	42163	79,54	94,8
2012	42496	75,73	91,3
2011	42196	76,92	93,1
2010	41714	74,83	93,6
2009	40247	77,32	92,5
2008	40150	78,28	94,3
2007	39978	78,86	95,1
2006	39482	77,01	

Si on regarde les données du taux d'utilisation du réseau on peut constater que ce taux est à peu près constant alors que la capacité de transport croît de façon significative passant de 39482 MW en 2006 à 43624 MW en 2015 soit sur une période de 10 s. Si le taux d'utilisation ne varie pas et que la nouvelle capacité s'est accrue de 3646 MW soit près de 10 % sur cette période il faut conclure que les courants ont augmenté d'autant. Si les courants ont augmentés

de 10 %, ils sont maintenant à 110 % de leur valeur originale. L'effet de cette augmentation sur les pertes par effet Joules est facile à calculer en faisant le produit $R \cdot I^2$. Il faut cependant être prudent parce que ce calcul suppose que tous les autres paramètres sont demeurés les mêmes ce qui évidemment n'est pas parfaitement vrai. Ce calcul ne sera donc qu'une approximation mais le résultat est intéressant puisque 1.10 % au carré donne 1.20% qui devrait s'approcher de la croissance du taux de pertes.

Le taux de pertes en 2006 était de 5,2 % il devrait donc maintenant s'approcher de 6,2 % si ce calcul est valable.

On trouve dans le tableau 3.1 dans la section sur l'évolution du taux de pertes que celui-ci est maintenant de 6,13 % mesuré pour l'année 2015.

5

LE BALISAGE AVEC D'AUTRES ENTITÉS

LA STRUCTURE DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

La structure du réseau du Transporteur se caractérise par une morphologie du type radiale avec des sources de production éloignées et de très longues lignes de transport à très haute tension. Il n'y a pas vraiment de réseau comparable en Amérique du nord. Le deux réseaux les plus semblables sont ceux de Bonneville Power Authority (BPA) et Manitoba Hydro mais la ressemblance demeure très marginale et ne pourrait pas servir de base de comparaison valable.

Le Transporteur a d'ailleurs souligné dans ses commentaires aux demandes d'intervention, avec raison, que la différence entre les réseaux est telle que toute comparaison serait vaine et ne permettrait pas de conclure. Nous citons les commentaires du Transporteur sur la demande d'intervention d'EBM:

Le Transporteur a précisé, dans le dossier R-3934-2015, tel qu'il est indiqué dans la décision D-2016-029, que plusieurs facteurs peuvent concourir à influencer les pertes de transport réelles, dont la charge transitée, la configuration du réseau et le mode d'exploitation du réseau. Ces divers éléments, avec lesquels composent différemment les réseaux voisins, font en sorte qu'il est difficile, voire inutile, de comparer la performance des différents réseaux entre eux.¹⁷

Le fait que les sources de production soient très éloignées et que les lignes soient très longue a amené le Transporteur au cours des années à ajouter des équipements de compensations pour accroître le transit de puissance tout en maintenant la stabilité lors de perturbations. Sans faire une liste exhaustive de ces équipements de compensation on peut constater qu'il y a sur le réseau de HQT plus d'une douzaine de compensateurs synchrones, plus d'une douzaine de compensateurs statiques et approximativement 3 douzaines de banc de compensation série. L'ensemble des ces équipements fait du réseau de HQT un réseau unique.

¹⁷ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-3981-2016, Pièce B-0038, page 5, 2e paragraphe.

Il y a plus d'équipement de compensation sur le réseau d'Hydro-Québec que dans tous les réseaux des Amériques du nord et du sud réunis.

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes entraînées par le réseau dont l'inertie du rotor et le champ magnétique permettent de gérer la puissance réactive du réseau pour maintenir la stabilité de tension. Ces machines entraînent évidemment des pertes.

Les compensateurs statiques sont un amalgame de condensateurs et d'inductances raccordés au réseau à travers des thyristors de puissance qui contrôlent la puissance réactive et la stabilité de tension. Les thyristors sont des transistors de puissance qui consomment beaucoup d'énergie et qu'il faut refroidir efficacement, d'où les pertes réelles en MW qui s'en suivent.

Les bancs de compensation série sont des condensateurs placés en série dans les lignes de transport pour compenser la réactance longitudinale des lignes ce qui a pour effet de réduire la réactance totale de la ligne permettant un accroissement des transits de puissance. Cet ajout diminue les pertes réactives (MVAR) de la ligne mais en contrepartie augmente les pertes réelles (MW).

Il y a aussi 6 interconnexions à courant continu composé de thyristors de puissance qui sont grand consommateur d'énergie.

Selon nous vouloir faire un balisage est une utopie qui ne peut conduire qu'à un biais important en faveur de ceux qui voudraient voir le tarif de transport diminuer en deçà des coûts réels. Les pertes de transport de toutes les autres entités sont certainement dans tous les cas inférieures à ceux d'Hydro-Québec pour les raisons que nous avons expliquées.

RECOMMANDATION NUMÉROS 3 ET 4

Nous recommandons à la Régie de refuser toute tentative de comparaison qui fausserait la réalité et qui serait préjudiciable au Transporteur

Nous recommandons à la Régie de maintenir un taux de pertes uniforme pour les différents clients du Transporteur.

6

6 - LES MÉCANISMES À METTRE EN PLACE

Comme on vient de le voir si on veut augmenter la capacité de transport il n'y a pas beaucoup de scénarios possibles; selon un scénario qui est le plus simple techniquement il faut augmenter le nombre de lignes à très haute tension ce qui aura pour effet de diminuer les pertes. Selon un second scénario si on veut augmenter la capacité du réseau, il faut simultanément augmenter l'ensemble des outils de compensation et par conséquent les pertes.

C'est un dilemme inévitable à moins que le Transporteur ne se risque à augmenter le niveau de tension de ses lignes.

Pour un transit fixe si on veut réduire le taux de pertes il faut augmenter le nombre de lignes en parallèle et diminuer le nombre d'équipements de compensation tel que les compensateurs statiques les compensateurs synchrones et les bancs de compensation série. Tous ces équipements dans lesquels on fait circuler des courants ont des valeurs de résistance et donc augmentent les pertes réelles en MW.

La seule solution est donc d'augmenter le nombre de lignes pour diminuer la grandeur des courants qui y circulent et ainsi diminuer les pertes.

L'autre alternative serait d'augmenter le voltage mais comme le réseau principal est déjà à 735 kV il faut conclure que la marge de jeu est mince.

La capacité de transfert de la puissance et donc de l'énergie entre la production et la charge sur un réseau est régit par une équation relativement simple de la forme suivante:

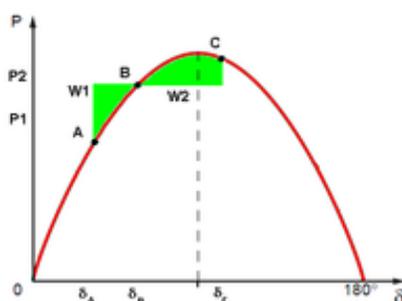
$$P_{\text{transfert}} = (V_{\text{source}} * V_{\text{charge}} * \sin \phi) / X_{\text{sc}}$$

- P_{transfert}: Puissance transférée de la source à la charge en MW
- V_{source}: Voltage à la source en kV
- V_{charge}: Voltage à la réception en kV

$\sinus \ @$: Sinus de l'angle entre le phaseur V_s et le phaseur V_c
 X_{sc} : Réactance équivalente du réseau entre la source et la réception en ohms

Sur un réseau de transport à très haute tension les voltages de source et les voltages à la réception sont au même niveau en valeur RMS (Root Mean Square) mais en valeur instantanée ils sont affectés d'un décalage angulaire δ qui produit l'écoulement de puissance vers la réception. L'écoulement de puissance sera maximum à 90 degré d'angle mais à ce

point, le couple synchronisant qui maintient la charge accrochée à la source est à toute fin utile nul, c'est une zone d'instabilité.



Source du graphique ¹⁸

C'est le rôle des compensateurs synchrones et statiques de ramener l'angle en deçà de 90 degré pour assurer la stabilité du système. C'est cette qualité qui permet d'exploiter le réseau à un angle plus près de 90 degré tout en conservant la stabilité et demeurant sécuritaire. Le bénéfice est donc probant: la capacité de transit est augmentée et la sécurité est maintenue même s'il y a augmentation des pertes parce que ces équipements consomment de l'énergie et de la puissance réelle.

D'un autre côté la compensation série dans les lignes a pour effet de réduire d'autant la réactance longitudinale X_{sc} qui, dans l'équation, est au dénominateur. L'effet de ces bancs de compensation série est donc d'augmenter la capacité de transit de chaque ligne qui en est pourvue et donc la capacité de transit globale. Cependant ces équipements ont pour effet d'augmenter les pertes réelles.

¹⁸

<http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/shared/electrotechnique/savoir-electrotechnique/haute-tension-plus-1kv/ct185.pdf>

https://fr.wikipedia.org/wiki/Stabilit%C3%A9_des_r%C3%A9seaux_%C3%A9lectriques

L'ajout d'une ligne de transport a aussi pour effet de réduire la valeur de la réactance longitudinale X_{sc} mais en même temps cet ajout réduit la résistance donc les pertes par effet Joules.

Il n'y a donc pas de solution miracle et il faut se résigner à un taux de pertes élevé du à la morphologie du réseau qui par ses outils de compensation permet une plus grande capacité de transport.

Dans un réseau courant alternatif (AC) il n'y a donc pas de mécanismes qui peuvent éviter cette augmentation du taux de pertes autre que l'ajout de lignes en parallèle.

Dans un réseau courant continu il y a aussi des pertes par effet Joules dans les lignes plus les pertes dans les convertisseurs à chaque extrémité.

5

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.
