

1. Contexte

Dans sa décision D-2017-021, la Régie fait part de sa préoccupation quant à l'augmentation du taux de pertes présenté par le Transporteur au cours des dernières années. Elle mentionne :

[521] La Régie constate que l'augmentation du taux de pertes au cours des dernières années peut s'expliquer par plusieurs facteurs, dont la majorité n'est pas sous le contrôle du Transporteur. Elle retient aussi que le Transporteur tient déjà compte des pertes dans ses choix de renforcement du réseau, soit un des seuls facteurs sous son contrôle.

[522] Toutefois, la Régie considère que la hausse du taux de pertes au cours des dernières années est significative et retient que le Transporteur envisage que cette tendance puisse se poursuivre. Comme EBM le souligne, le taux de pertes représente un coût important pour les clients de service de transport. Dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'il est opportun de connaître les éléments déterminants influençant le taux de pertes, en fonction du réseau de transport actuel.

[523] La Régie ordonne au Transporteur de déposer, au plus tard dans le cadre de son dossier tarifaire 2019, une étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport.¹

En réponse à cette demande de la Régie, le Transporteur présente une étude *expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport.*²

L'étude fait une présentation générale des diverses sortes de pertes qui sont inhérentes à un réseau de transport, indique de quelle façon ces pertes peuvent être mesurées, et présente plusieurs facteurs qui influencent le taux de pertes. Ces facteurs incluent notamment l'ajout, le retrait et la localisation d'un client important et l'ajout d'un équipement important.

L'étude a permis aux intervenants de relever une problématique concernant l'estimation des pertes dans le cas de l'ajout d'un équipement important comme la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île. De plus, l'étude a révélé que le taux de pertes a été surévalué depuis quelques années.

¹ D-2017-021, page 123

² B-0031, page 37

L'analyse des intervenants porte sur l'évaluation des sortes de pertes, notamment les pertes par effet Joule et les pertes par effet couronne résultant de l'ajout d'une ligne importante, ainsi que sur la correction à apporter relativement à la surestimation du taux de pertes.

2. Sortes de pertes

L'étude mentionne que les pertes sur un réseau de transport sont de diverses origines, soit :

- Pertes par effet Joule qui représentent approximativement 75% des pertes totales;
- Pertes par effet couronne qui représentent environ 10% des pertes totale;
- Pertes dans les équipements d'appareillage shunt qui représentent environ 10%;
- Autres sources de pertes électriques.

2.1 Pertes par effet Joule³

Les pertes par effet Joule sont majoritairement causées par la résistance électrique au passage du courant dans les lignes et les transformateurs du réseau de transport. Plus le courant est élevé dans un transformateur ou une ligne, plus les pertes par effet Joule sont importantes.

2.2 Pertes par effet couronne⁴

Les pertes par effet couronne résultent de l'ionisation de l'air humide ambiant aux conducteurs soumis à des tensions élevées. Majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV, elles représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie sur le réseau de transport. Elles sont toutefois difficiles à préciser puisque plusieurs facteurs peuvent les affecter, comme les conditions climatiques (température, précipitations, humidité, etc.) et l'emplacement géographique. Elles sont de nature très variable et, contrairement aux pertes par effet Joule, elles sont très peu influencées par les puissances transitées dans les lignes.

Le Transporteur mentionne :

À titre informatif, pour une ligne de transport à 735 kV de 100 km transitant environ 1 900 MW, les pertes par effet Joule sont d'environ 8,1 MW. Les pertes

³ B-0031, page 42

⁴ IBID

*par effet couronne associées varient toutefois de 0,5 à 1,8 MW par temps sec et de 5 à 18 MW sous la pluie.*⁵

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur estime que les pertes par effet couronne représentent entre 10 % et 20 % des pertes d'une ligne à 735 kV. Toutefois, il rappelle que la méthode d'évaluation des pertes par effet couronne, est estimative. Elle dépend des mesures de transits entrants et sortants des lignes à 735 kV⁶.

2.3 Pertes dans les équipements d'appareillage shunt⁷

De nombreux équipements de mesure, de soutien et de contrôle de la tension ainsi que de protection sont branchés en permanence au réseau de transport. Ces équipements soutirent par leur grand nombre une perte d'énergie estimée à moins de 10 % des pertes électriques en énergie sur le réseau de transport⁴

2.4 Autres sources de pertes électriques⁸

Il existe d'autres sources de pertes présentes en plus faible proportion sur le réseau de transport. Les pertes par fuites électriques et les pertes par induction électromagnétique en sont de bons exemples. Ces autres sources de pertes électriques représentent environ 5 % des pertes électriques en énergie sur le réseau de transport.

Les intervenants comprennent que les pertes par effet Joule sont fonction du courant qui circule dans le réseau alors que les autres pertes ne dépendent pas du niveau de courant, mais se matérialisent dès que des équipements sont mis sous tension sur le réseau.

2.5 Évaluation des pertes⁹

Les pertes sont évaluées par la différence des données de mesure entre les points de réception à l'entrée du réseau de transport et les points de livraison à la sortie du réseau de transport. Cette mesure ne permet toutefois pas d'identifier spécifiquement la composition des pertes selon les différentes sources (Joule, effet couronne,...) et ne permet pas non plus d'identifier les facteurs d'influence sur les pertes et leur taux.

Pour départager les pertes, le Transporteur utilise une méthode qui repose sur un « modèle de réseau », modélisant les différents éléments qui entraînent des pertes de transport. Dans le cas de l'étude, le Transporteur a simulé les conditions réelles du réseau pour chacune des heures de l'année. Ces simulations permettent d'obtenir les pertes par

⁵ B-0031, page 42

⁶ B-0057, page 4

⁷ B-0031, page 43

⁸ IBID

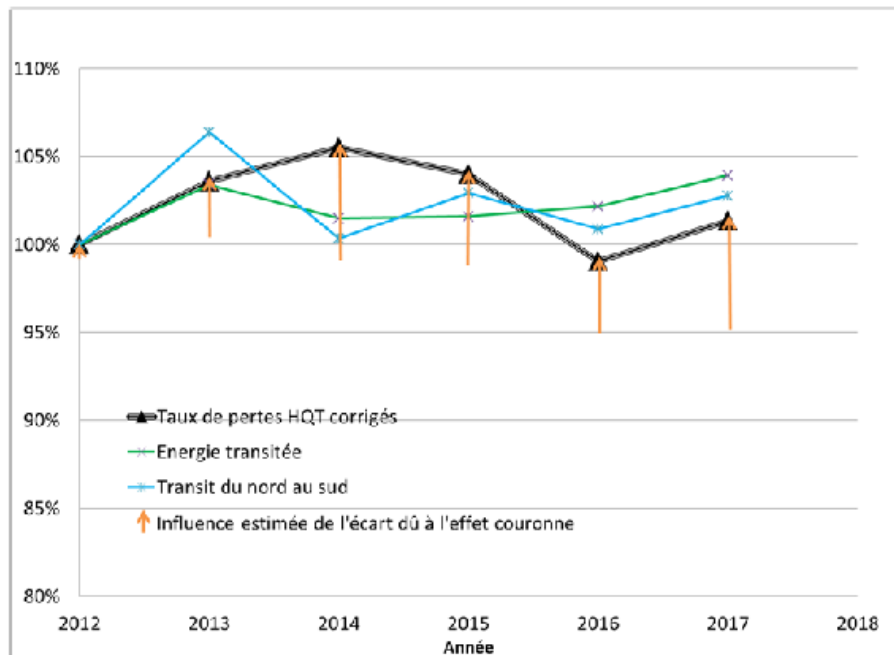
⁹ B-0031, page 43

effet Joule. Par ailleurs, les données de mesurage entre les points de réception de livraison pour chacune des heures de l'année permettent d'obtenir les pertes globales annuelles.

Théoriquement, la différence entre les pertes mesurées et les pertes simulées représente la combinaison des pertes par effet couronne, des pertes de fuites et d'induction. Toutefois, comme ces dernières sont relativement faibles, notamment en regard de la précision des mesures de transits¹⁰, la résultante est alors définie dans l'étude comme étant les pertes par effet couronne.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur dépose le graphique ci-dessous montrant les données associées au taux de pertes réel 2012 à 2017.¹¹ Il s'agit d'une mise à jour d'un graphique présenté lors d'une séance de travail.¹²

Graphique R5.3b
Données associées au taux de pertes réel 2012 à 2017
(avec corrections des années 2012 à 2017)
(par rapport à l'année 2012)



¹⁰ En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur précise que des appareils de mesures servant à l'exploitation du réseau sont utilisés et ont une erreur intrinsèque d'environ $\pm 2\%$, et que des compteurs d'énergie sont aussi utilisés et ont une erreur intrinsèque d'environ $\pm 0,2\%$. (B-0056, page 20)

¹¹ B-0170, page 18

¹² En suivi de la décision D-2018-021 – Séance de travail – Présentation de l'évolution du taux de pertes – Hydro-Québec TransÉnergie 2018-07-11

Tel qu'indiqué, les flèches représentent l'influence estimée des pertes par effet couronne et on peut constater que celles-ci sont importantes.

Étant donné que les pertes par effet Joule peuvent être obtenues par simulation et que les pertes totales peuvent être obtenues par les données de mesurage entre les points de réception de livraison pour chacune des heures de l'année, les intervenants ont demandé au Transporteur de fournir ces informations pour chacune des années 2012 à 2017.

Ces informations auraient permis de quantifier l'influence des pertes par effet couronne. Cependant en réponse à cette demande le Transporteur mentionne :

Ainsi, il est impossible pour le Transporteur de fournir les pertes réelles par effet Joule ou les pertes sur le réseau à 735 kV, que ce soit à la pointe ou en énergie annuelle.¹³

Selon les intervenants, il est nécessaire de quantifier l'influence des pertes autres que les pertes par effet Joule en raison de l'impact de la valeur économique de ces pertes lors de la comparaison économique des projets d'investissements. Par exemple, dans le dossier R-4052-2018, la valeur économique des pertes électriques est un facteur déterminant dans la comparaison économique des solutions analysées, et le Transporteur a confirmé que seules les pertes par effet Joule ont été considérées.¹⁴

Les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Transporteur poursuive son analyse des pertes électriques sur son réseau afin notamment de quantifier l'influence de chacune des sources identifiées dans l'étude actuelle.

3. Impact de l'ajout de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île¹⁵

L'ajout d'équipement sur le réseau peut avoir une influence sur le taux de pertes du Transporteur. Certains projets structurants, comme par exemple l'ajout d'une ligne de transport à 735 kV, peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes du Transporteur.

Contrairement aux autres facteurs analysés, l'ajout d'une ligne de transport à 735 kV influence le réseau du Transporteur de façon intrinsèque en réduisant l'impédance équivalente du réseau.

¹³ B-0179, page 6

¹⁴ R-4052-2018, B-0038, page 14

¹⁵ B-0031, page 55

Le tableau suivant présente les résultats de l'impact de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île sur le réseau du Transporteur.¹⁶

Tableau 17
Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane-Bout-de-l'Île

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-151	-151	-151	-151	-167	-166
Δ Énergie reçue (GWh)	0	-26	-13	-4	-167	-167
Δ Énergie livrée (GWh)	151	125	138	147	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %

Le tableau montre une réduction des pertes en énergie de 151 GWh. Selon la compréhension des intervenants, il s'agit d'une réduction des pertes totales, considérant les pertes par effet Joule et les pertes par effet couronne.

Il est utile de rappeler que dans le cadre du dossier R-3887-2014, les pertes par effet Joule avaient été évaluées à 448 GWh.

En réponse à une demande de renseignement des intervenants à ce sujet dans le dossier R-4052-2018, le Transporteur a mentionné que les deux *valeurs ne peuvent être comparées car elles proviennent d'analyses dont les hypothèses sont complètement différentes*.¹⁷

Selon les intervenants, cette réponse n'est pas satisfaisante et il est nécessaire réconcilier l'impact de l'ajout de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île sur la valeur des pertes évaluées à 151 GWh dans le dossier actuel et à 448 GWh dans le dossier R-3887-2014.

Comme cela a été constaté dans le dossier R-3887-2014¹⁸ et comme on peut également le constater dans le dossier R-4052-2018¹⁹, la valeur économique des pertes électriques est une composante déterminante de la comparaison économique entre les solutions analysées. Il faut donc s'assurer que les valeurs de pertes fournies par le Transporteur reflètent le plus fidèlement possible la réalité anticipée.

4. Correction du taux de pertes

¹⁶ B-0092, page 55

¹⁷ R-4052-2018, B-0035, page 40

¹⁸ R-3887-2014, B-0018, page 33

¹⁹ R-4052-2018, B-0005, page 23

Le Transporteur présente le tableau suivant qui établit le taux de pertes à considérer pour l'année 2019.²⁰

Tableau 3
Taux de pertes de transport pour l'année 2019

Année	Taux de pertes
2015	6,13 %
2016	6,34 %
2017	5,79 %
Taux moyen	6,1 %

Il rappelle que le taux de pertes de transport est établi à partir de la moyenne des trois dernières années des pertes réelles calculées à deux décimales, en arrondissant le résultat à une décimale. Ainsi, le taux de pertes de transport est de 6,1 % pour l'année 2019.

Cependant, il ajoute :

Le taux de pertes de transport est toutefois sujet à confirmation par le Transporteur à l'automne, une fois que les travaux de revue qu'il a entrepris à ce sujet seront complétés

En complément de preuve, le Transporteur dépose une revalidation des pertes réelles utilisées pour le calcul des pertes de l'année 2019.²¹

Tableau 1
Taux de pertes de transport pour les années 2015 à 2017
et taux moyen pour l'année 2019

Année	Taux de pertes initiaux ³	Taux de pertes révisés ⁴
2015	6,13 %	5,49 %
2016	6,34 %	5,23 %
2017	5,79 %	5,35 %
Taux moyen 2019	6,1 %	5,4 %

4.1 Impact sur les besoins

Cette modification du taux de pertes affecte les clients de point à point dont les besoins passent de 4 697 MW²² à 4 666 MW²³.

²⁰ B-0035, page 8

²¹ B-0094, page 7

²² B-0038, page 8

²³ B-0097, page 8

Cependant, elle n'a pas d'impact sur les besoins du Distributeur (38 313 MW²⁴). En réponse à une demande de renseignements à cet effet, le Transporteur mentionne :

La prévision des besoins du service de transport pour la charge locale est établie par le Distributeur. Questionné sur le maintien de la prévision présentée au dépôt du 27 juillet 2018, le Distributeur précise ce qui suit.

La prévision en puissance présentée à la référence (iii) est déterminée à partir d'un modèle de régression ancré sur des données historiques de besoins en puissance à la pointe. Comme la révision du taux de pertes de transport n'a pratiquement pas d'impact sur les données historiques du modèle de régression, le Distributeur a validé que la prévision de la charge locale en puissance du 27 juillet 2018 pouvait être reconduite dans le dépôt du 16 novembre 2018.

Comme présenté par le Distributeur en réponse à la question 19.5 de la demande de renseignements numéro 4 de la Régie, la modification du taux de pertes de transport a donc uniquement un léger effet à la hausse sur les besoins en énergie prévus, et non sur les besoins en puissance à la pointe.²⁵

4.2 Impact sur les revenus des services de transport

La modification du taux de pertes affecte les besoins de service de transport et par conséquent le tarif de transport annuel qui passe de 80,15 \$/kW/an²⁶ à 80,21 \$/kW/an²⁷.

Étant donné que les besoins de la charge locale ne sont pas modifiés (38 313 MW), il en résulte une augmentation de la facture de transport de 2,3 M\$ pour le Distributeur.

5. Conclusion

Étant donné l'impact économique que peut représenter la valeur des pertes dans la comparaison économique des solutions lors d'un projet d'investissement, les intervenants considèrent qu'il est nécessaire de continuer à approfondir ce sujet notamment pour la détermination des pertes autres que les pertes par effet Joule.

À cet effet, les intervenants rappellent les conclusions de l'étude :

²⁴ B-0038, page 8 et B-0097, page 8

²⁵ B-0170, page 5

²⁶ B-0038, page 8

²⁷ B-0097, page 8

À la suite de l'analyse des résultats, certaines constatations en ressortent. D'abord, les facteurs influençant la quantité d'électricité à transporter entre les centrales de production au nord et les grands centres de consommation au sud du Québec ont un impact important sur le taux de pertes du Transporteur. L'effet couronne, qui varie d'une année à l'autre et en fonction de facteurs hors du contrôle du Transporteur, peut aussi avoir un impact important sur la variation du taux de pertes. L'influence que peuvent avoir les différents facteurs sur l'énergie livrée n'est également pas à négliger.

L'étude confirme également qu'il est difficile de quantifier l'impact d'un facteur considéré individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre les facteurs qui influencent le taux de perte.

Finalement, le Transporteur tient à rappeler que, compte tenu de la multitude de combinaisons possibles des différents facteurs influençant le taux de pertes et de leurs effets variés sur ce taux (en fonction principalement de la méthode d'équilibrage de l'équilibre offre-demande), il est difficile d'apprécier l'évolution du taux de perte en analysant de façon individuelle l'influence de chacun de ces facteurs.

Les intervenants considèrent que l'impact de la valeur économique des pertes dans les analyses de comparaison économique des projets d'investissements, est suffisamment important pour justifier une étude visant à mieux évaluer la valeur des diverses sources de pertes électrique sur le réseau du Transporteur.

Le tout respectueusement soumis.

Le 4 janvier 2019

Paul Paquin

Analyste de l'AQCIE/CIFQ