

Pertes et taux de pertes de transport

Suivis de la décision D-2019-047

Table des matières

1	Contexte	5
2	Étude sur les facteurs influençant le taux de pertes du réseau de transport	5
2.1	Mise à jour du tableau résumant l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes.....	5
2.2	Quantification de l'influence de chacune des sources identifiées dans l'étude sur les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport.....	9
3	Erreurs et corrections du taux de pertes de transport	14
3.1	Revalidation du taux de pertes de l'année 2005.....	14
3.2	Validation sur une base horaire du taux de pertes des années 2017 et 2018.....	15
4	Amélioration du processus de calcul du taux de pertes de transport	16
4.1	État d'avancement des travaux avec l'IREQ en lien avec l'élaboration d'une méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état et d'une méthode analytique.....	16
4.2	Résultats de la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état.....	17
4.3	Changements depuis 2018 qui permettent un gain en robustesse du processus de calcul du taux de pertes	18
4.4	Possibilités offertes par le SCR-T pour le calcul du taux de pertes et état d'avancement des travaux et présentation des méthodes ou outils plus performants identifiés pour calculer le taux de pertes.....	19
5	Impact des projets d'investissement sur les pertes ou le taux de pertes de transport.....	20
5.1	Proposition d'un cadre d'analyse pour démontrer l'impact d'un projet sur les pertes de transport	20
5.2	Proposition de suivi de la prévision de l'impact d'un projet sur les pertes de transport.....	22
5.2.1	Proposition du Transporteur	23
5.2.2	Complexité de la tâche	24
5.3	Identification et quantification des principaux changements aux postes et aux lignes de transport qui peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes	25
Annexe 1	Validation des pertes horaires 2017 et 2018	27
Annexe 2	Note technique IREQ – Amélioration du calcul du taux de pertes sur le réseau de transport d'Hydro-Québec	39
Annexe 3	Documentation du processus aux fins de la détermination du taux de pertes de transport réel	41

Liste des tableaux

Tableau 1	Impact révisé sur le taux de pertes de l'année 2016 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage).....	6
Tableau 2	Impact sur le taux de pertes de l'année 2017 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage).....	7
Tableau 3	Impact sur le taux de pertes de l'année 2018 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage).....	8
Tableau 4	Taux de pertes de transport réels révisés des années 2005 à 2013	15

Liste des figures

Figure 1	Pertes par effet Joule à courant alternatif classées en fonction de la production totale du réseau.....	10
Figure 2	Pertes par effet Joule à courant alternatif classées en fonction du transit du nord vers le sud	11
Figure 3	Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction de la production en Gaspésie	12
Figure 4	Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction de la charge en Gaspésie.....	12
Figure 5	Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction du transit entre Lévis et Rivière-du-Loup	13
Figure 6	Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau, transit entre Lévis et Rivière-du-Loup et pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien, classés en fonction du transit du nord vers le sud	14

1 Contexte

1 Dans sa décision D-2019-047¹, la Régie de l'énergie (la « Régie ») ordonne à Hydro-Québec
2 dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») des suivis en ce qui a trait
3 aux pertes et au taux de pertes de transport.

4 Le présent document expose les réponses du Transporteur à ces différentes ordonnances,
5 regroupées de la façon suivante :

- 6 • Étude sur les facteurs influençant le taux de pertes du réseau de transport (section 2) ;
- 7 • Erreurs et corrections du taux de pertes de transport (section 3) ;
- 8 • Amélioration du processus de calcul du taux de pertes de transport (section 4).

9 La section 5 présente spécifiquement les réponses du Transporteur quant aux suivis relatifs
10 à l'impact des projets d'investissement sur les pertes ou le taux de pertes de transport
11 (utilisation de la formule polynomiale et principaux changements sur le réseau).

2 Étude sur les facteurs influençant le taux de pertes du réseau de transport

2.1 Mise à jour du tableau résumant l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes

12 Dans sa décision, la Régie indique :

13 « [447] Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur de déposer une mise à jour du
14 tableau résumant l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes du
15 Transporteur dans ses prochains dossiers tarifaires, en considérant comme années témoins les
16 années de 2017 à 2019, lorsque les données relatives à celles-ci seront disponibles.
17 Si l'exercice de revalidation en cours du taux de pertes de 2014 affecte les résultats de
18 l'année 2016, la Régie ordonne au Transporteur de déposer également une mise à jour de
19 l'année 2016. Elle lui ordonne également, pour chacune des années de 2017 à 2019,
20 de considérer l'analyse de l'influence de l'impact des indisponibilités, ainsi que l'impact de
21 l'influence de la tension d'exploitation. »

22 Les tableaux suivants présentent la mise à jour de l'impact simulé des différents facteurs
23 analysés sur le taux de pertes du Transporteur pour les années 2016, 2017 et 2018.
24 Les résultats pour l'année 2019 seront déposés dans le cadre de la prochaine demande
25 tarifaire du Transporteur.

¹ Révisée par [D-2019-047R](#).

Tableau 1
Impact révisé sur le taux de pertes de l'année 2016 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage)

	Variation	Ajustements					
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydroélectrique
				50 % et 50 %	Proportion réelle		
Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale (± 500 MW)	-	0,00 %	-	-	-0,02 %	-0,02 %
	-1,25 % Charge locale	-	0,02 %	-	-	-0,05 %	-0,05 %
	+1,25 % Charge locale	-	-0,01 %	-	-	0,06 %	0,05 %
	+10 % Éolien	-0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
	-10 % Éolien	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,02 %
	-50 % Éolien	0,05 %	0,03 %	0,04 %	0,04 %	0,14 %	0,13 %
	Pertes par effet couronne de 2015 pour l'année 2016	0,1 %					
Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,06 %	0,09 %	0,07 %	0,07 %	0,00 %	0,01 %
	Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,11 %	-0,05 %	-0,08 %	-0,10 %	-0,23 %	-0,22 %
	Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
	Fermeture de toute la production éolienne	0,18 %	0,13 %	0,15 %	0,16 %	0,34 %	0,33 %
Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,28 %	0,36 %	0,31 %	0,29 %	0,11 %	0,12 %
	Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,03 %	-0,03 %
Variation des échanges avec les réseaux tiers	Échanges -5 %	-0,01 %	-	-	-	-0,05 %	-0,05 %
	Échanges -10 %	-0,02 %	-	-	-	-0,09 %	-0,09 %
	Échanges +5 %	0,01 %	-	-	-	0,05 %	0,05 %
	Échanges +10 %	0,03 %	-	-	-	0,10 %	0,10 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay	-0,08 %					
Aucun retrait 735 kV		-0,08 %					
Postes 735 kV +1 kV		-0,01 %					

Tableau 2
Impact sur le taux de pertes de l'année 2017 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage)

	Variation	Ajustements						
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydroélectrique	
				50 % et 50 %	Proportion réelle			
Facteurs	Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale (± 500 MW)	-	0,00 %	-	-	-0,02 %	-0,01 %
		-1,25 % Charge locale	-	0,02 %	-	-	-0,05 %	-0,05 %
		+1,25 % Charge locale	-	-0,01 %	-	-	0,05 %	0,05 %
		+10 % Éolien	0,00 %	0,01 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,02 %
		-10 % Éolien	0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,02 %
		-50 % Éolien	0,07 %	0,04 %	0,05 %	0,06 %	0,16 %	0,16 %
		Pertes par effet couronne de 2016 pour l'année 2017	0,1 %					
	Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,06 %	0,08 %	0,07 %	0,06 %	0,00 %	0,01 %
		Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,11 %	-0,05 %	-0,09 %	-0,10 %	-0,23 %	-0,21 %
		Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
		Fermeture de toute la production éolienne	0,25 %	0,15 %	0,19 %	0,23 %	0,44 %	0,43 %
	Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,26 %	0,35 %	0,30 %	0,27 %	0,11 %	0,12 %
		Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,05 %	0,03 %	0,03 %	-0,03 %	-0,03 %
	Variation des échanges avec les réseaux tiers	Échanges -5 %	-0,01 %	-	-	-	-0,05 %	-0,05 %
		Échanges -10 %	-0,02 %	-	-	-	-0,09 %	-0,09 %
		Échanges +5 %	0,01 %	-	-	-	0,05 %	0,05 %
		Échanges +10 %	0,03 %	-	-	-	0,11 %	0,10 %
Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay	-0,07 %						
Aucun retrait 735 kV		-0,08 %						
Postes 735 kV +1 kV		-0,01 %						

Tableau 3
Impact sur le taux de pertes de l'année 2018 des différents facteurs analysés (en point de pourcentage)

	Variation	Ajustements						
		Charge locale	Échanges	Charge locale et échanges		Production au nord	Production hydroélectrique	
				50 % et 50 %	Proportion réelle			
Facteurs	Conditions climatiques	Rééquilibrage annuel de la charge locale (± 500 MW)	-	0,00 %	-	-	-0,02 %	-0,02 %
		-1,25 % Charge locale	-	0,01 %	-	-	-0,05 %	-0,05 %
		+1,25 % Charge locale	-	-0,01 %	-	-	0,06 %	0,05 %
		+10 % Éolien	-0,00 %	0,01 %	0,00 %	0,00 %	-0,02 %	-0,01 %
		-10 % Éolien	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,02 %
		-50 % Éolien	0,05 %	0,03 %	0,04 %	0,05 %	0,15 %	0,15 %
		Pertes par effet couronne de 2017 pour l'année 2018	0,1 %					
	Intégration ou fermeture d'une centrale	Intégration d'une centrale au nord (+320 MW)	0,06 %	0,08 %	0,07 %	0,06 %	0,01 %	0,01 %
		Intégration d'une centrale au sud (+675 MW)	-0,08 %	-0,04 %	-0,07 %	-0,08 %	-0,20 %	-0,18 %
		Fermeture d'un parc éolien en Gaspésie (180 MW installé)	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
		Fermeture de toute la production éolienne	0,23 %	0,18 %	0,2 %	0,22 %	0,43 %	0,42 %
	Fermeture d'un client industriel majeur	Client au nord (947 MW en moyenne)	0,27 %	0,34 %	0,30 %	0,28 %	0,13 %	0,14 %
		Client au sud (283 MW en moyenne)	0,02 %	0,04 %	0,03 %	0,02 %	-0,03 %	-0,02 %
	Variation des échanges avec les réseaux tiers	Échanges -5 %	-0,01 %	-	-	-	-0,05 %	-0,04 %
		Échanges -10 %	-0,02 %	-	-	-	-0,09 %	-0,08 %
		Échanges +5 %	0,01 %	-	-	-	0,05 %	0,05 %
		Échanges +10 %	0,03 %	-	-	-	0,10 %	0,09 %
	Renforcement du réseau	Ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Duvernay	-0,08 %					
	Aucun retrait 735 kV		-0,07 %					
	Postes 735 kV +1 kV		-0,01 %					

1 Le Transporteur est d'avis, à la suite de l'obtention des résultats de l'analyse sur les facteurs
2 influençant le taux de pertes de transport des années 2017 et 2018, que les conclusions tirées
3 pour l'année témoin 2016 sont suffisamment représentatives et ne juge pas pertinent de
4 poursuivre cette analyse pour les années futures.

2.2 Quantification de l'influence de chacune des sources identifiées dans l'étude sur les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport

5 Dans sa décision, la Régie indique :

6 « [449] ...En conséquence, elle ordonne au Transporteur de poursuivre son analyse des pertes
7 électriques sur son réseau afin, notamment, de quantifier l'influence de chacune des sources
8 identifiées dans l'étude actuelle, notamment les pertes par effet couronne sur les lignes
9 à 735 kV, et de fournir des explications quantitatives complètes sur les facteurs justifiant les
10 variations importantes du taux de pertes de transport d'une année à l'autre. »

11 Poursuite de l'analyse des pertes électriques sur le réseau de transport

12 Dans son étude sur les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport,
13 le Transporteur a décrit les différentes sources de pertes sur son réseau². Parmi celles-ci,
14 seules les pertes par effet Joule et les pertes par effet couronne sont susceptibles de varier
15 de façon significative d'une année à l'autre.

16 Dans cette étude, il a été mentionné que les pertes par effet couronne sont élevées lorsqu'il
17 y a des précipitations. Comme il est indiqué à la section 1.2.1 de la note technique de l'Institut
18 de recherche d'Hydro-Québec (« IREQ »), disponible à l'annexe 2, leurs travaux sur cet
19 aspect ont mené au développement d'un outil qui permet de valider les épisodes durant
20 lesquels les pertes par effet couronne estimées, par la méthode proposée par le Transporteur
21 dans son étude, sont importantes sur les différentes lignes du réseau.

22 Selon les travaux réalisés par l'IREQ, il existe certaines méthodes empiriques servant à
23 modéliser les pertes par effet couronne, mais celles-ci nécessitent des données
24 météorologiques réelles hautement localisées qui sont inexistantes. Ainsi, en raison des
25 données limitées dont il dispose, la méthode initialement proposée par le Transporteur³
26 permet d'obtenir le meilleur niveau de précision.

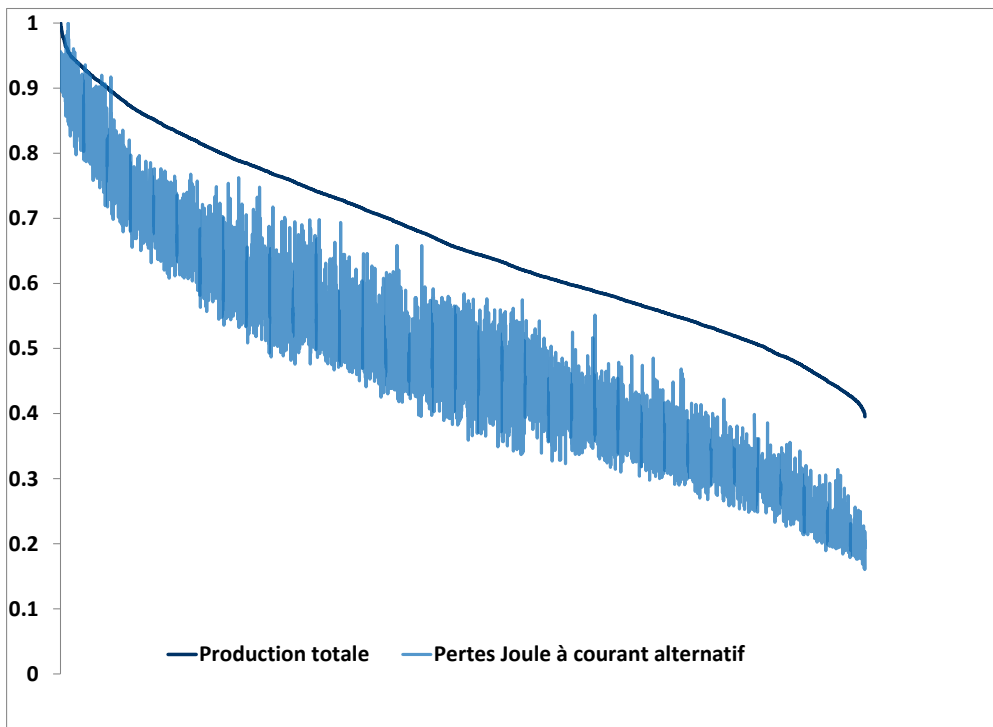
² R-4058-2018, phase 1, B-0092, HQT-9, Document 1 révisé, annexe 1, [section 2](#).

³ R-4058-2018, phase 1, B-0092, HQT-9, Document 1 révisé, annexe 1, [section 3.2.2](#).

1 **Variation du taux de pertes d'une année à l'autre**

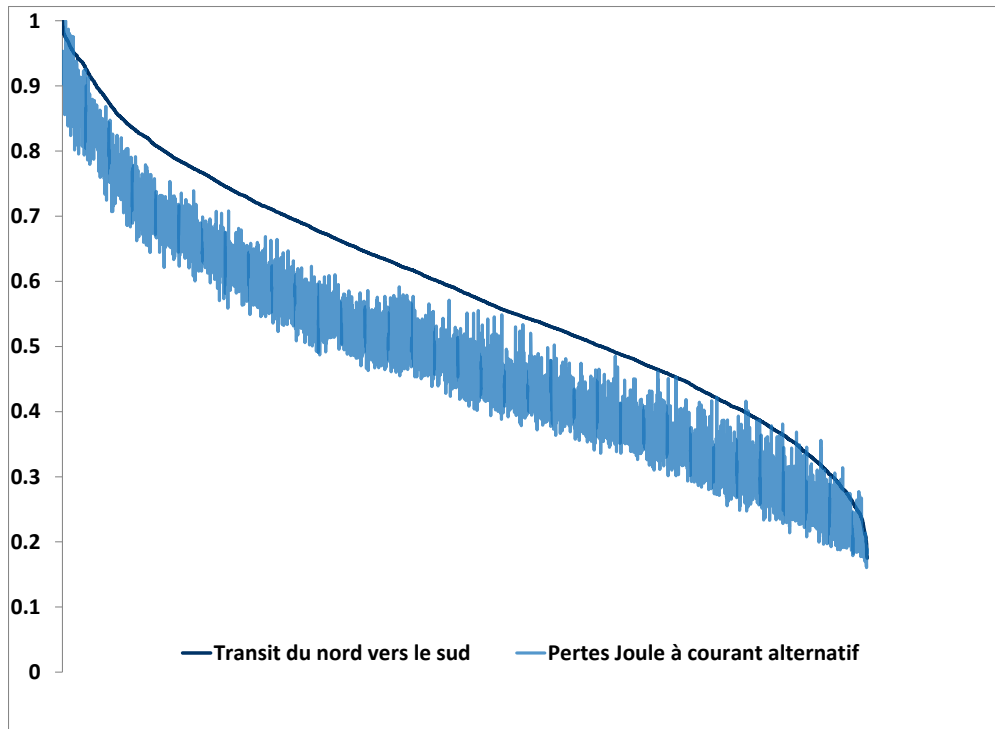
2 Comme le Transporteur l'a indiqué⁴, les facteurs qui influencent le transit du nord vers le sud
3 du réseau sont ceux qui ont le plus d'impact sur les pertes par effet Joule, et donc sur le taux
4 de pertes de transport. À titre d'exemple, la figure 1 présente les pertes par effet Joule issues
5 des équipements à courant alternatif, classées en fonction de la production totale sur le
6 réseau, tandis que la figure 2 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à
7 courant alternatif, classées en fonction du transit du nord vers le sud. Ces figures permettent
8 d'illustrer que les pertes par effet Joule sont effectivement corrélées avec la production totale
9 sur le réseau et avec le transit du nord vers le sud, mais l'amplitude des courbes en bleu pâle
10 montrent que le transit du nord vers le sud est un meilleur indicateur pour suivre l'impact sur
11 les pertes de transport. Cependant, bien qu'il soit un bon indicateur, plusieurs autres facteurs
12 qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes.

Figure 1
Pertes par effet Joule à courant alternatif
classées en fonction de la production totale du réseau



⁴ R-4058-2018, phase 1, B-0092, HQT-9, Document 1 révisé, annexe 1, [page 24](#).

Figure 2
Pertes par effet Joule à courant alternatif
classées en fonction du transit du nord vers le sud



1 Pour identifier les éléments qui composent ces variations, il peut être intéressant d'étudier
2 une portion radiale du réseau. Le réseau gaspésien à l'est du poste Lévis est un cas typique
3 intéressant à analyser. Dans un premier temps, il faut identifier un bon indicateur pour suivre
4 les pertes sur ce sous-réseau. La figure 3 et la figure 4 qui présentent les pertes dans le
5 réseau gaspésien, classées en fonction de la production en Gaspésie dans un cas et classées
6 en fonction de la charge en Gaspésie dans l'autre, montrent qu'il n'y a aucune corrélation
7 évidente à faire. La figure 5 qui présente les pertes dans le réseau gaspésien, classées en
8 fonction du transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup, illustre que les pertes dans le
9 réseau de la Gaspésie sont effectivement corrélées avec le transit entre les postes Lévis et
10 Rivière-du-Loup, mais encore une fois, l'amplitude de la courbe en bleu pâle indique que
11 plusieurs autres facteurs qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes
12 de ce sous-réseau.

Figure 3
Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction de la production en Gaspésie

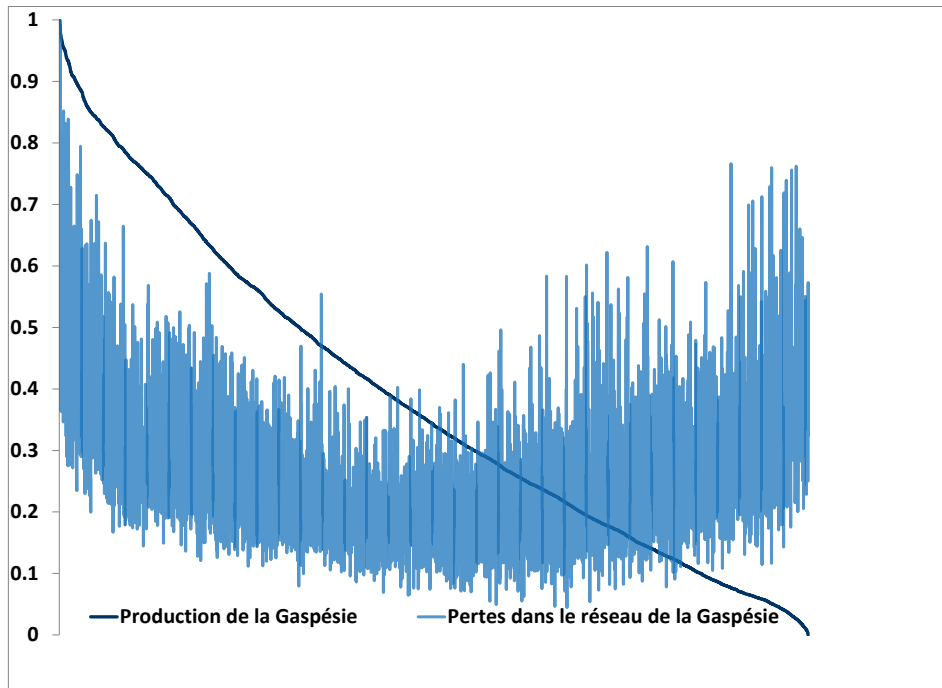


Figure 4
Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction de la charge en Gaspésie

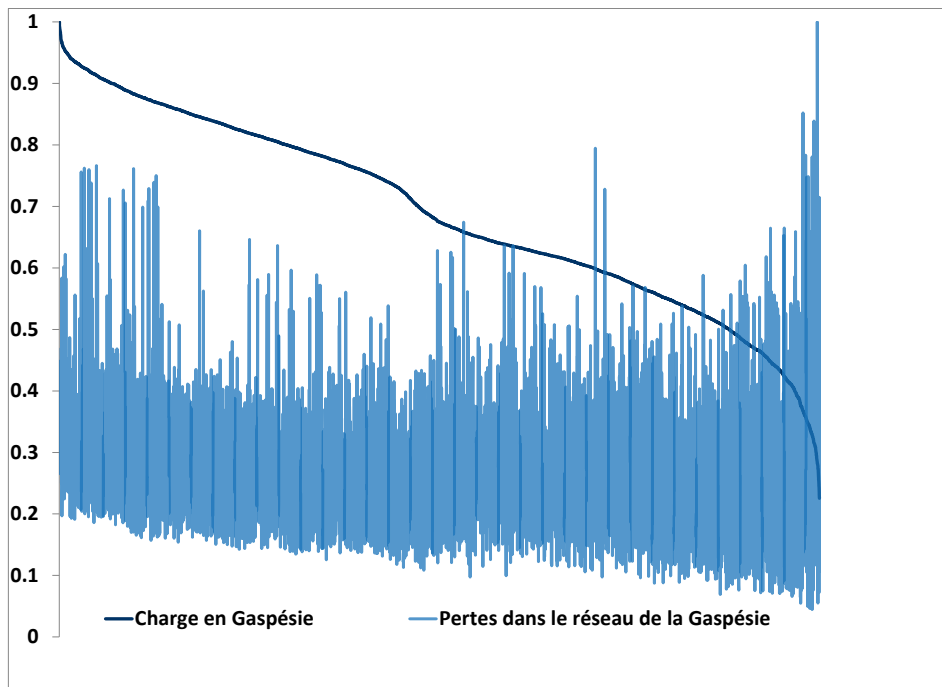
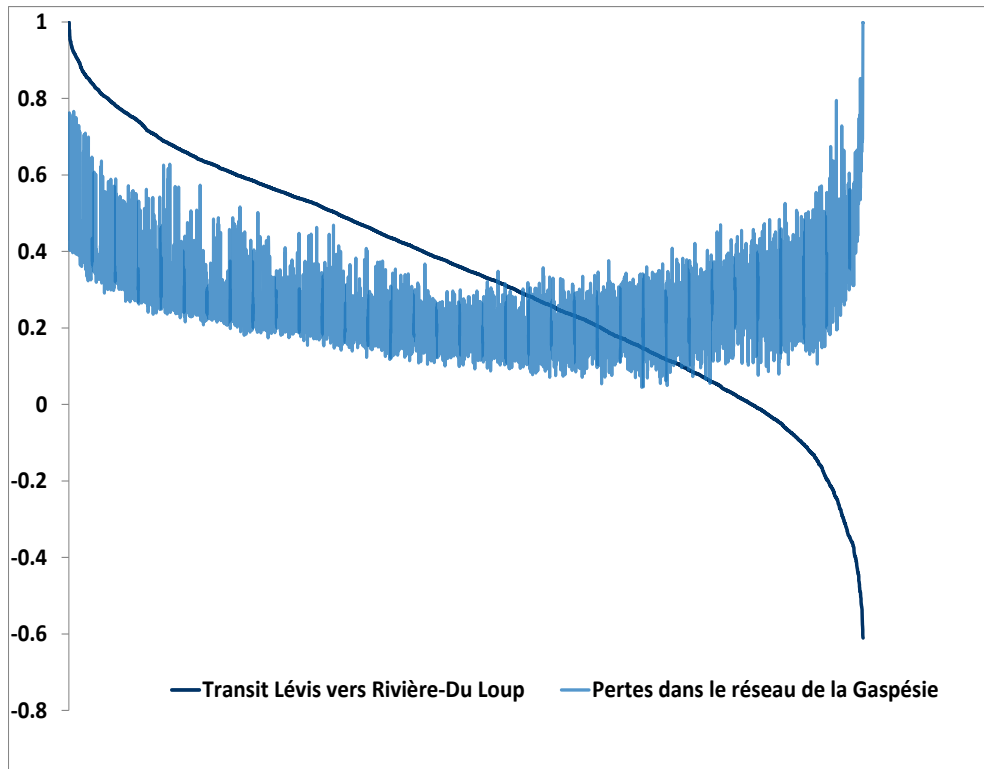
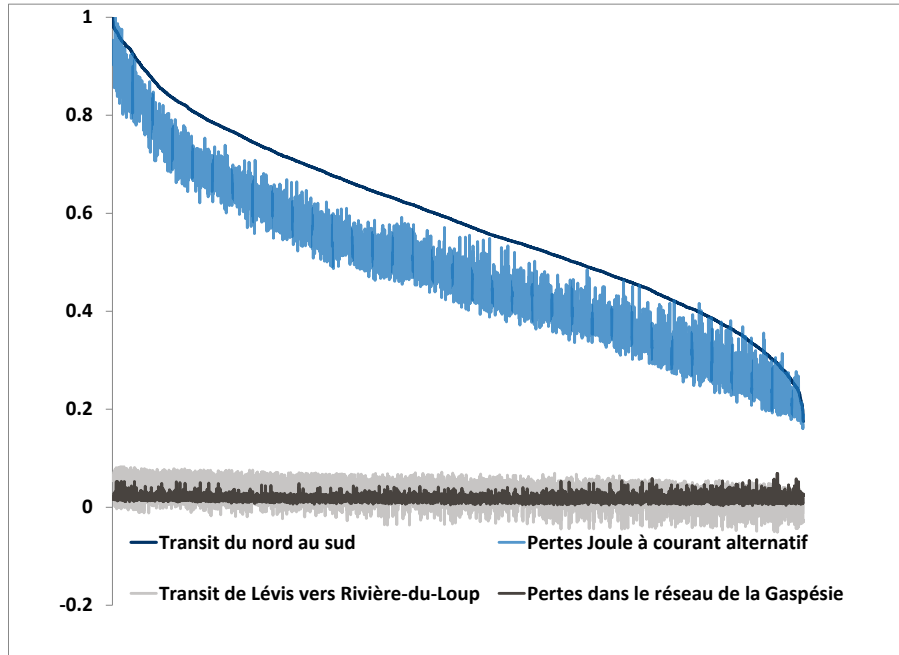


Figure 5
Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien classées en fonction du transit entre Lévis et Rivière-du-Loup



1 Finalement, la figure 6 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à courant
2 alternatif, le transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup et les pertes dans le réseau de
3 la Gaspésie, classés en fonction du transit du nord vers le sud. Elle illustre le fait que les
4 pertes dans le réseau de la Gaspésie, bien qu'elles soient en partie corrélées au transit entre
5 les postes Lévis et Rivière-du-Loup, ne sont pas superposables avec le transit du nord vers
6 le sud. Ceci est également vrai pour toutes les autres portions du réseau. Ces facteurs sont
7 combinés et indissociables pour une année donnée et d'une année à l'autre.

Figure 6
Pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau, transit entre Lévis et Rivière-du-Loup et pertes par effet Joule à courant alternatif du réseau gaspésien, classés en fonction du transit du nord vers le sud



1 S'appuyant sur ces constats, le Transporteur conclut qu'il est impossible de fournir des
 2 explications quantitatives complètes sur tous les facteurs justifiant les variations du taux de
 3 pertes de transport d'une année à l'autre et considère que son étude sur les facteurs
 4 influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport est complète.

3 Erreurs et corrections du taux de pertes de transport

3.1 Revalidation du taux de pertes de l'année 2005

5 Dans sa décision, la Régie indique :

6 « [493] Dans ce contexte, la Régie ordonne au Transporteur de valider le taux de pertes pour
 7 l'année 2005 et d'en fournir les résultats lors du prochain dossier tarifaire. »

8 Le taux de pertes de transport révisé pour l'année 2005 est de 5,09 %. La baisse de 0,18 %,
 9 par rapport au taux initialement publié, s'explique entre autres par :

- 10 • les corrections de l'année 2006 qui s'appliquaient aussi à 2005 ;
- 11 • l'ajustement des capteurs associés aux producteurs privés dans les besoins internes
 12 satisfait par injections (« BISI ») avec ceux des compteurs d'énergie de ces mêmes
 13 producteurs privés dans l'énergie reçue ;
- 14 • les corrections à la suite de l'analyse des données mensuelles du BISI.

1 De plus, le même processus détaillé établi pour la revalidation des taux de pertes des années
2 2006 à 2017 a été utilisé par le Transporteur pour revalider l'année 2005. Comme déjà
3 mentionné dans le cadre de sa demande tarifaire 2019⁵, ce processus consiste à :

- 4 • revoir les mises en service (ajouts et retraits) d'équipements sur le réseau de
- 5 transport, avec une validation quant à leur impact sur le calcul des taux de pertes ;
- 6 • revoir les ajouts et retraits des producteurs privés sur le réseau de transport ;
- 7 • valider les saisies manuelles des données provenant des sources externes ;
- 8 • valider la priorisation d'exécution des équations ;
- 9 • analyser les fichiers d'équations afin d'y détecter des doublons ;
- 10 • valider les équations en s'assurant que chacun des intrants dans le calcul soit pris
- 11 en compte de façon cohérente, en fonction de sa position dans la topologie
- 12 du réseau.

13 À la suite de l'exercice de contrevalidation du taux de pertes de 2018, les taux des années
14 2006 à 2013 ont aussi été révisés. Le Transporteur présente donc dans le tableau suivant les
15 taux de pertes révisés pour ces années. Par ailleurs, toujours à la suite de l'exercice de
16 contrevalidation du taux de pertes de 2018, les taux révisés des années 2014 à 2017 ont déjà
17 été déposés le 26 avril 2019⁶.

Tableau 4
Taux de pertes de transport réels révisés des années 2005 à 2013

Années	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taux de pertes révisés	5,09 %	5,09 %	5,18 %	5,29 %	5,31 %	5,43 %	5,59 %	5,22 %	5,40 %

3.2 Validation sur une base horaire du taux de pertes des années 2017 et 2018

18 Dans sa décision, la Régie indique :

19 « [535] Toutefois, avant de déterminer s'il est justifié de se lancer dans un exercice de
20 revalidation sur plus d'une dizaine années, la Régie ordonne au Transporteur de faire l'exercice
21 de validation sur une base horaire pour deux des années précédentes, soit 2017 et 2018, et de
22 présenter les résultats dans le cadre du prochain dossier tarifaire. »

⁵ R-4058-2018, phase, 1, B-0220, Plaidoirie du Transporteur, Sujet du taux de pertes, [pages 6 et 7](#).

⁶ R-4058-2018, phase 1, B-0233, HQT-10, [Document 3.1](#).

1 Le Transporteur présente à l'annexe 1, l'analyse sur une base horaire des pertes des années
2 2017 et 2018. La méthode de calcul des pertes horaires, la validation des données horaires
3 suspectes ainsi que les résultats de l'analyse sont présentés dans cette annexe.

4 Cette validation sur une base horaire des taux de pertes des années 2017 et 2018 démontre
5 que l'exercice complet de revalidation réalisé pour les taux de pertes des années 2005 à 2018
6 est concluant.

7 De plus, avec l'amélioration de son processus de calcul et les recommandations des
8 ressources spécialisées en contrôle, le Transporteur est d'avis qu'une méthode aussi
9 fastidieuse de validation des pertes horaires ne procurerait aucune valeur ajoutée.

4 Amélioration du processus de calcul du taux de pertes de transport

4.1 État d'avancement des travaux avec l'IREQ en lien avec l'élaboration d'une méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état et d'une méthode analytique

10 Dans sa décision, la Régie indique :

11 « [450]... À cet égard, la Régie ordonne au Transporteur de déposer l'état d'avancement de ses
12 travaux avec l'IREQ en lien avec l'élaboration d'un modèle réseau aux fins de validation du taux
13 de pertes dans les prochains dossiers tarifaires et de déposer un calendrier détaillé pour la
14 réalisation du mandat avec l'IREQ jusqu'à ce que les travaux avec cette dernière soient
15 complétés, en indiquant l'ordre de priorisation du Transporteur, les différentes étapes ainsi que
16 les échéances. De plus, la Régie ordonne au Transporteur de présenter ces travaux le plus tôt
17 possible après le dépôt du prochain dossier tarifaire. »

18 « [541] ... À cet égard, la Régie ordonne au Transporteur de faire état, dans le prochain dossier
19 tarifaire, des travaux réalisés en collaboration avec l'IREQ à l'égard d'une potentielle méthode
20 pour la vérification du calcul du taux de pertes. »

21 « [542] Elle ordonne également au Transporteur de s'assurer que la présentation demandée
22 par la Régie au paragraphe 450, portant sur la Méthode de simulation, couvre également la
23 preuve relative aux ordonnances du paragraphe précédent, en lien avec la méthode potentielle
24 de vérification, ainsi que du paragraphe 530 en lien avec le mandat à des ressources
25 spécialisées en contrôle. » (nous soulignons)

26 Dans sa note technique en annexe 2, l'IREQ présente les différents travaux, orientations et
27 résultats liés aux deux méthodes de validation qu'il explore pour le calcul des pertes et du
28 taux de pertes de transport, soit :

- 29 • méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état ;
- 30 • méthode analytique basée sur la détection d'erreurs à l'aide de séries temporelles.

1 La prochaine étape actuellement envisagée par le Transporteur est de poursuivre la
2 comparaison avec les résultats de la méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état,
3 afin de contrevalider la méthode actuelle de calcul des pertes et du taux de pertes de
4 transport. De plus, malgré l'atteinte de l'objectif d'obtenir des résultats de contrevalidation,
5 les démarches d'amélioration des modèles de la méthode d'évaluation des pertes basée sur
6 l'estimateur d'état se poursuivront la prochaine année.

7 Finalement, la méthode analytique basée sur la détection d'erreurs à l'aide de séries
8 temporelles ne sera pas retenue par le Transporteur, car les efforts pour déployer une telle
9 solution fonctionnelle sont très importants. De plus, les travaux avec les ressources
10 spécialisées en contrôle ont aussi permis de rendre plus robuste la validation des données,
11 pour ainsi couvrir ce que la méthode analytique apporterait.

4.2 Résultats de la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état

12 Dans sa décision, la Régie indique :

13 « [448] La Régie ordonne également au Transporteur de fournir les résultats de la Méthode de
14 simulation dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires. Advenant que le Transporteur ne
15 soit pas en mesure de terminer ses travaux de validation avec l'IREQ avant le dépôt du prochain
16 dossier tarifaire, le suivi devra se faire suivant le format du graphique R5.3b de la pièce B-0170
17 dans le cadre du prochain dossier tarifaire. »

18 Tout d'abord, le Transporteur rappelle que la méthode d'évaluation des pertes basée sur
19 l'estimateur d'état repose sur une approche complètement différente pour calculer les pertes.
20 Le taux de pertes annuel obtenu par la méthode d'évaluation des pertes basée sur
21 l'estimateur d'état est de 5,24 % pour 2018 et celui de la méthode officielle est de 5,36 %.

22 Cette différence s'explique par l'incertitude intrinsèque associée à chacune des méthodes et
23 par le biais introduit par une partie des pertes par effet couronne qui n'est pas considérée
24 dans cette méthode de contrevalidation de l'IREQ. De plus, les hypothèses utilisées pour les
25 modèles de la partie non représentée de l'estimateur d'état, des pertes shunt et des pertes
26 du réseau à courant continu, contribuent à l'écart observé entre les deux méthodes de
27 validation. Il faut aussi mentionner les écarts liés à la représentation mathématique de
28 l'estimateur d'état, qui devraient tout de même être moins significatifs, car cet outil est utilisé
29 pour l'exploitation du réseau de transport en temps réel. Cela signifie que les erreurs
30 associées aux modèles sont captées plus rapidement.

31 La section 1 de la note technique rédigée par l'IREQ et disponible à l'annexe 2,
32 résume les travaux et les résultats en lien avec la méthode d'évaluation des pertes basée sur
33 l'estimateur d'état.

1 Les résultats de cette méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état réalisée
2 par l'IREQ, uniquement pour l'année 2018, démontrent donc que le taux de pertes obtenu est
3 similaire à celui obtenu par la méthode officielle du Transporteur.

4.3 Changements depuis 2018 qui permettent un gain en robustesse du processus de calcul du taux de pertes

4 Dans sa décision, la Régie indique :

5 « [530] ...La Régie ordonne au Transporteur de présenter et d'expliquer, dans le prochain
6 dossier tarifaire, les changements effectués depuis le début 2018 qui permettent le gain en
7 robustesse du processus de calcul du taux de pertes, y incluant le dépôt de la documentation
8 du processus complet aux fins de la détermination du taux de pertes réel. »

9 « [542] Elle ordonne également au Transporteur de s'assurer que la présentation demandée
10 par la Régie au paragraphe 450, portant sur la Méthode de simulation, couvre également la
11 preuve relative aux ordonnances du paragraphe précédent, en lien avec la méthode potentielle
12 de vérification, ainsi que du paragraphe 530 en lien avec le mandat à des ressources
13 spécialisées en contrôle. » (nous soulignons)

14 Le Transporteur présente ci-dessous un résumé des améliorations⁷ déjà développées et qui
15 permettent un gain en robustesse du processus de calcul du taux de pertes de transport.

- 16 • Augmentation de la précision dans la mesure des charges associées aux grands
17 clients industriels intégrés au BISI, en utilisant les valeurs provenant des systèmes
18 de facturation (compteurs), plutôt que les données des capteurs.
- 19 • Ajustement des données mensuelles des capteurs des producteurs privés intégrés
20 au BISI, en fonction des données des compteurs utilisées pour l'estimation de
21 l'énergie reçue. Cette conciliation mensuelle des compteurs et des capteurs des
22 producteurs privés permet désormais l'identification de valeurs suspectes.
- 23 • Analyse des résultats de chacune des charges du BISI afin de valider l'absence
24 de données aberrantes. Lorsque des données mensuelles semblent diverger,
25 une analyse des données journalières est désormais réalisée.
- 26 • Ajout d'une conciliation supplémentaire, spécifiquement pour les données de
27 réseaux de transport de tiers québécois.
- 28 • Implantation d'une contrevalidation des données par poste, en comparant l'énergie
29 reçue et livrée.

⁷ Le Transporteur tient à rappeler que les données les plus à risque dans le calcul du taux de pertes sont celles issues du BISI et que celles-ci représentent une quantité importante de données des postes de charge mesurés par des capteurs de puissance.

1 La documentation détaillée du processus complet aux fins de la détermination du taux de
2 pertes réel de transport est présentée à l'annexe 3. Dans cette documentation, les diverses
3 recommandations proposées par des ressources spécialisées en contrôle sont présentées à
4 l'étape du processus où elles seront implantées. L'état d'avancement de l'implantation des
5 recommandations se trouve également à la fin de cette même annexe. Pour les solutions qui
6 demandent davantage de développement et d'automatisation, des solutions manuelles seront
7 déployées en attendant leurs implantations.

4.4 Possibilités offertes par le SCR-T pour le calcul du taux de pertes et état d'avancement des travaux et présentation des méthodes ou outils plus performants identifiés pour calculer le taux de pertes

8 Dans sa décision, la Régie indique :

9 « [531] De plus, la Régie ordonne au Transporteur de l'informer, dans le cadre du prochain
10 dossier tarifaire, si, au terme de l'avant-projet relatif au SCR, il doit explorer des solutions
11 alternatives pour le calcul du taux de pertes. Plus précisément, la Régie ordonne au
12 Transporteur de déposer un rapport sur les possibilités offertes par le SCR-T, en expliquant le
13 processus suivi et en indiquant quelles seraient les nouvelles méthodes et avenues à préconiser
14 dans le nouveau SCR-T. »

15 « [532] La Régie ordonne également au Transporteur de la tenir informée dans le cadre des
16 prochains dossiers tarifaires de l'avancement de ses travaux et, le cas échéant, de présenter
17 les méthodes ou les outils plus performants qu'il aura trouvés après avoir exploré de nouvelles
18 avenues pour calculer le taux de pertes. »

19 Les différentes méthodes de calcul du taux de pertes présentées à la section 4.1, de même
20 qu'à l'annexe 2, et qui ont été analysées par le Transporteur, conjointement avec l'IREQ, sont
21 les méthodes les plus prometteuses et ne représentent pas un enjeu pour le projet SCR-T.
22 Qu'il soit question de la reconduite de la méthode officielle actuelle (différence entre les
23 énergies reçues et livrées) ou les méthodes analysées par l'IREQ, le Transporteur est d'avis
24 que le système SCR-T sera en mesure de répondre à une potentielle évolution de la méthode
25 de calcul. La totalité du réseau provincial et des réseaux régionaux sera modélisée dans le
26 SCR-T, ce qui permettra la simplification de l'implémentation de la méthode choisie pour
27 calculer le taux de pertes.

5 Impact des projets d'investissement sur les pertes ou le taux de pertes de transport

5.1 Proposition d'un cadre d'analyse pour démontrer l'impact d'un projet sur les pertes de transport

1 Dans sa décision, la Régie indique :

2 « [469] Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur de soumettre, dans le cadre du
3 prochain dossier tarifaire, une proposition d'un cadre d'analyse pour démontrer l'impact du
4 projet sur le taux de pertes dès le dépôt d'un tel projet. »

5 Dans le cadre de ses projets d'investissement, le Transporteur évalue la différence des pertes
6 en puissance et en énergie entre les solutions envisagées et considère les coûts de ces pertes
7 dans la comparaison économique des solutions. La différence de pertes en puissance à la
8 pointe du réseau est déterminée par la comparaison des écoulements de puissance de
9 chacune des solutions, alors que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle sont
10 établis à partir de la formule polynomiale⁸.

11 Il est probable qu'un projet ait un impact sur le taux de pertes de transport à la suite de sa
12 mise en service. Toutefois, cet impact sur le taux de pertes réel ne permet pas de comparer
13 les différentes solutions envisagées. En effet, l'impact sur le taux de pertes ne peut être estimé
14 distinctement à partir de la quantité de pertes différentielles entre les solutions, puisque ce
15 taux dépend également de plusieurs autres facteurs sur le réseau qui diffèrent d'une solution
16 à l'autre. Ainsi, les quantités de pertes différentielles prises en considération dans la
17 comparaison économique des solutions ne peuvent être associées directement aux taux de
18 pertes réels sur le réseau.

19 Le Transporteur comprend de la décision de la Régie qu'elle cherche à préciser l'évaluation
20 des pertes différentielles déduites de la formule polynomiale dans le cadre des dossiers
21 d'investissement. Il propose donc de :

- 22 • conserver les résultats obtenus par la formule polynomiale pour les projets à l'égard
23 desquels les pertes ne sont pas déterminantes dans le choix de la solution ;
- 24 • remplacer l'évaluation des pertes en énergie obtenue par la formule polynomiale par
25 une analyse spécifique basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation
26 projetée, en fonction d'hypothèses les plus représentatives au moment de l'analyse,
27 pour les projets à l'égard desquels les pertes de transport sont déterminantes dans
28 le choix de la solution.

⁸ R-3887-2014, B-0063, HQT-5, [Document 5.2](#).

1 L'analyse proposée consiste à simuler, dans un réseau planifié présentant une problématique
2 ou un besoin, les différentes solutions envisagées et à évaluer les pertes pour une année
3 d'exploitation projetée. Le différentiel de pertes à la pointe correspond à la différence entre
4 les quantités de pertes estimées en puissance de chacune des solutions à l'heure de pointe
5 de l'année type. Le différentiel de pertes en énergie correspond à la sommation des
6 différences entre les pertes estimées de chacune des solutions pour toutes les heures de
7 l'année type.

8 Les caractéristiques suivantes seront considérées.

9 ***Types de pertes analysés***

10 Le Transporteur propose d'évaluer les pertes par effet Joule qui varient d'une solution
11 à l'autre, puisque les différentes solutions influencent généralement de façon différente
12 l'impédance équivalente⁹ du réseau ainsi que le transit dans les différents équipements.

13 Également, lorsqu'une solution envisagée comporte une ligne de transport à 735 kV,
14 le Transporteur propose de fournir une estimation des pertes par effet couronne, car lorsque
15 ces lignes sont sous tension, elles sont plus susceptibles d'engendrer des pertes par effet
16 couronne sur une base annuelle qui dépendent essentiellement de la longueur de la ligne et
17 de son emplacement géographique.

18 ***Fréquence d'échantillonnage***

19 Les pertes, à un instant donné, dépendent d'un ensemble de facteurs, dont les transits sur le
20 réseau (production, charge, échanges), la topologie du réseau (retraits, indisponibilités)
21 et l'exploitation du réseau (tension d'exploitation). Ces facteurs varient au fil d'une année et
22 au fil des heures dans une journée, mais n'évoluent pas à un rythme assez rapide pour justifier
23 d'utiliser un échantillonnage à la minute. Le Transporteur propose donc d'utiliser un
24 échantillonnage horaire d'une année d'exploitation qui permet d'obtenir un portrait
25 suffisamment complet de l'impact de chacune des solutions envisagées sur les pertes
26 de transport.

⁹ L'impédance d'un circuit généralise la notion de résistance, de réactance capacitive et de réactance inductive. Elle caractérise la manière dont un équipement freine le passage du courant.

1 **Conditions d'exploitation**

2 Les 8 760 situations de réseaux analysées avec chacune des solutions envisagées doivent
3 avoir une représentation prenant en compte des valeurs réalistes de l'exploitation du réseau
4 au niveau de :

- 5 • la production ;
- 6 • la charge ;
- 7 • les échanges ;
- 8 • les retraits et les indisponibilités ;
- 9 • les tensions d'exploitation.

10 Il est à noter que dans certains cas, il peut être requis d'adapter les profils d'exploitation pour
11 considérer l'évolution prévue du réseau.

12 **Représentation du futur**

13 Les éléments à prendre en considération sont, d'une part, les demandes incluses dans la liste
14 OASIS précédant le besoin déclenchant le projet ainsi que les renforcements du réseau
15 correspondants et, d'autre part, la charge (en puissance à la pointe et en énergie annuelle)
16 prévue par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »).
17 De façon générale, tous les projets prévus être mis en service dans l'horizon de l'étude
18 doivent être inclus.

19 **Ajustement de l'équilibre offre-demande**

20 L'équilibre offre-demande sur le réseau doit être maintenu en tout temps. Ainsi, lors de
21 l'analyse de l'impact d'une solution sur les pertes de transport, cet équilibre doit être conservé.
22 Par exemple, si un projet de ligne de transport réduit les pertes de transport, la puissance
23 libérée doit être consommée ou réduite à la source. L'utilisation des centrales
24 hydroélectriques à réservoir est préconisée pour réaliser cet ajustement.

**5.2 Proposition de suivi de la prévision de l'impact d'un projet sur les pertes
de transport**

25 Dans sa décision, la Régie indique :

26 « [460] Pour ce qui est de la première avenue, la Régie retient que ce genre de suivi pourrait
27 devoir s'inscrire dans le temps, puisque les analyses économiques du Transporteur s'étalent
28 sur plusieurs décennies. Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur de lui formuler une
29 proposition de suivi qui pourrait s'inscrire dans le temps lors du prochain dossier tarifaire. »

5.2.1 Proposition du Transporteur

1 La proposition du Transporteur consiste en une analyse qui serait réalisée une seule fois
2 suivant la mise en service du projet et s'appliquerait seulement aux projets pour lesquels la
3 valorisation des pertes de transport a été déterminante dans le choix de la solution.

4 Le Transporteur propose d'évaluer par simulation l'impact sur les pertes, pour une année
5 réelle à la suite de la mise en service d'un projet, et de comparer cet impact en substituant le
6 projet par les solutions envisagées non retenues. Ce cadre d'analyse offre une méthode qui
7 se rapproche de celle proposée à la section 5.1 pour l'analyse des pertes dans le cadre des
8 demandes d'autorisation de projets.

9 Les caractéristiques suivantes seront considérées.

10 Types de pertes analysés

11 Les pertes par effet Joule et, lorsqu'il s'agit d'une ligne à 735 kV, les pertes par effet couronne,
12 seront analysées.

13 Fréquence d'échantillonnage

14 L'analyse se base sur un échantillonnage horaire d'une année réelle d'exploitation complète.

15 Conditions d'exploitation

16 L'analyse se base sur des valeurs d'exploitation du réseau au niveau de :

- 17 • la production ;
- 18 • la charge ;
- 19 • les échanges ;
- 20 • les retraits et les indisponibilités ;
- 21 • les tensions d'exploitation.

22 Le Transporteur propose d'utiliser la première année complète (janvier à décembre) suivant
23 la mise en service d'un projet, comme année de référence pour les conditions d'exploitation.

24 Modifications au réseau

25 Afin de pouvoir faire une comparaison appropriée entre la prévision des pertes évitées de la
26 demande d'autorisation de projet et une mesure *a posteriori*, il faut projeter le réseau de
27 l'année réalisée en ajoutant les projets qui avaient été considérés dans l'étude de planification
28 (voir la « Représentation du futur » à la section 5.1) pour tenter de construire un ensemble de
29 situations de réseau comparables.

1 **Mode d'analyse**

2 Le Transporteur comprend de la décision de la Régie qu'elle vise à obtenir une mesure
3 *a posteriori* de l'impact de la mise en service d'un projet, dans la mesure où celui-ci aurait été
4 justifié par des économies de pertes par rapport à une ou plusieurs autres solutions
5 envisagées. Ainsi, l'analyse doit permettre de comparer le différentiel de pertes entre chacune
6 des solutions présentées dans l'analyse économique justifiant le projet.

7 Le Transporteur propose donc de réinjecter, dans les 8 760 heures passées du réseau de
8 transport, les solutions envisagées non retenues en remplacement du projet, en conservant
9 les mêmes conditions d'exploitation, sans égard à l'impact sur la fiabilité du réseau.

10 **Ajustement de l'équilibre offre-demande**

11 Les centrales hydroélectriques à réservoir sont utilisées pour assurer l'équilibre
12 offre-demande.

5.2.2 Complexité de la tâche

13 De l'avis du Transporteur, le suivi présenté à la section précédente constitue la meilleure
14 proposition pour éviter un suivi illusoire et chronophage au fil des années. Le Transporteur
15 souhaite revenir sur ces éléments formulés dans sa demande tarifaire 2019¹⁰.

16 **Maintien des conditions d'exploitation**

17 Pour effectuer un suivi d'un projet selon la méthode d'évaluation des pertes basée sur
18 l'estimateur d'état, il s'agirait de remplacer, pour les 8 760 heures passées du réseau
19 de transport, la solution retenue par la ou les autres solutions envisagées et, au passage,
20 de réadapter pour chacune l'ensemble des plans de production et retraits ainsi que la tension,
21 afin d'imaginer un réseau exploité avec l'une ou l'autre des autres solutions envisagées.
22 Dans le cadre de son suivi, le Transporteur conservera donc les conditions d'exploitation de
23 la solution retenue, puisque celles relatives aux solutions alternatives non retenues sont
24 inexistantes.

25 **Dépendance du choix de la solution dans l'évolution du réseau**

26 Puisque les analyses économiques du Transporteur sont faites sur une période de plusieurs
27 dizaines d'années, le suivi requis pour mesurer l'acuité de la prévision de l'impact d'un projet
28 sur les pertes de transport pourrait devoir s'inscrire dans la durée. Le Transporteur devrait
29 maintenir en parallèle l'évolution fictive du réseau en considérant le choix de toutes les
30 solutions envisagées, puisque l'évolution subséquente du réseau est nécessairement
31 dépendante de la mise en œuvre de la solution retenue. À chaque nouveau projet, le nombre
32 de variantes d'évolution de réseau fictives à créer et maintenir se multiplierait ainsi de façon

¹⁰ R-4058-2018, phase 1, B-0170, HQT-13, Document 1.5, réponse à la [question 4.2](#).

1 exponentielle. Au bout de quelques années, cet exercice deviendrait rapidement impossible
2 à poursuivre et augmenterait de façon exponentielle la quantité d'études à réaliser pour
3 chaque nouveau besoin du Transporteur. Le Transporteur fera donc un suivi qui consiste en
4 une analyse qui sera réalisée une seule fois suivant la mise en service du projet.

5 **Comparaison avec les hypothèses du réseau d'étude**

6 Le réseau d'étude projeté pour réaliser les différentes analyses menant au choix de la solution
7 est basé sur différentes hypothèses, dont le niveau et la localisation de la charge prévue par
8 le Distributeur ainsi que les différentes demandes inscrites dans OASIS. Afin d'obtenir un
9 ensemble de réseaux comparables, le Transporteur fera une projection du réseau de l'année
10 réalisée en ajoutant les projets considérés dans l'étude de planification de la solution retenue
11 qui a été soumise à la phase d'avant-projet.

12 **5.3 Identification et quantification des principaux changements aux postes et aux 13 lignes de transport qui peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes**

14 Dans sa décision, la Régie indique :

15 « [458] Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur d'identifier, à chaque dossier
16 tarifaire, les principaux changements aux postes et aux lignes de transport qui peuvent avoir un
17 impact notable sur le taux de pertes du transport réel du Transporteur et de quantifier cet impact
18 à partir de la Méthode de simulation. »

19 Similairement à la proposition de suivi de la prévision de l'impact d'un projet sur les pertes de
20 transport (voir section 5.2), le Transporteur propose d'identifier les mises en service des
21 principaux changements aux postes et aux lignes de transport susceptibles d'avoir un impact
notable sur le taux de pertes et d'en quantifier l'impact par simulation après leurs mises en
service pendant une année complète (janvier à décembre).

Annexe 1

Validation des pertes horaires 2017 et 2018

1 Méthode de calcul des pertes horaires

1 La méthode officielle utilisée par le Transporteur pour calculer les pertes sur le réseau de
2 transport consiste à additionner l'énergie reçue et à soustraire l'énergie livrée du réseau de
3 transport. Les éléments qui ont été analysés par le Transporteur afin de répondre au
4 questionnement de la Régie sont donc tous les intrants qui sont inclus dans l'énergie reçue
5 et l'énergie livrée.

1.1 Différence entre capteur et compteur

6 Afin de bien comprendre les particularités de la méthode de calcul des pertes horaires retenue
7 pour cette analyse, le Transporteur tient à rappeler certaines distinctions importantes entre
8 les intrants de mesurage provenant d'un capteur et d'un compteur.

9 *Capteur*

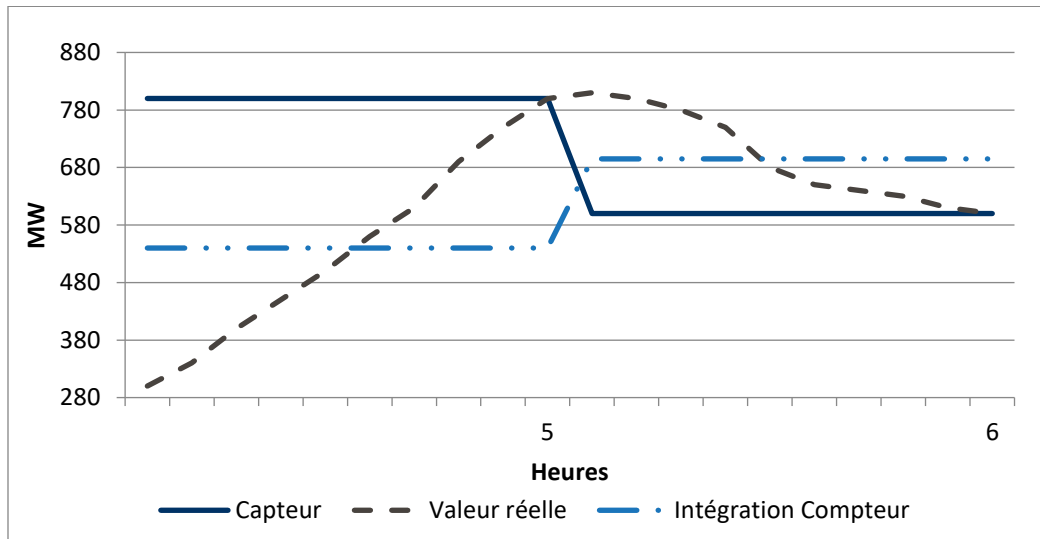
10 Les capteurs sont des appareils de mesure branchés sur plusieurs équipements du réseau,
11 tels que les transformateurs des postes et les lignes de transport, dans le but de déterminer
12 la puissance qui parcourt ce même équipement. Un capteur prend une seule mesure par
13 « cliché », une fois à la fin de chaque heure. Il y a donc une seule donnée dans l'heure qui
14 peut être utilisée. Les données des capteurs sont acquises par le Système de support à
15 l'exploitation provinciale (SSEP) du Transporteur et emmagasinées dans celui-ci.

16 *Compteur*

17 Les compteurs sont des appareils de mesure branchés sur plusieurs équipements du réseau,
18 dont les alternateurs ainsi que les lignes d'interconnexions, dans le but de déterminer l'énergie
19 qui parcourt ce même équipement. Il effectue une intégration de la consommation en énergie
20 dans la totalité de l'heure. Ceci procure donc une plus grande précision par rapport à une
21 donnée de capteur, car un compteur considère les variations de la donnée dans l'heure.
22 Pour ces raisons, il est préférable d'utiliser les données de mesurage des compteurs.
23 Les données des compteurs servant d'intrants au calcul des pertes de transport sont reçues
24 de diverses unités spécialisées qui ont la responsabilité de fournir au Transporteur des
25 données validées.

26 La figure suivante présente un exemple de la différence entre une mesure horaire de
27 compteur et une mesure de capteur. Elle illustre que les mesures des capteurs prennent
28 l'allure d'un escalier, tandis que les mesures des compteurs représentent davantage
29 l'évolution de la donnée dans l'heure. Ceci est possible, car les compteurs réalisent
30 l'intégration pour calculer une mesure horaire. Celle-ci correspond donc à l'aire sous
31 la courbe.

Figure A1-1
Données d'un capteur et d'un compteur



1 Toutefois, les mesures horaires des compteurs ne sont pas disponibles. Seules les valeurs
 2 mensuelles sont donc prises en compte pour le calcul des pertes de transport.

3 De plus, les compteurs ne sont pas disponibles pour tous les intrants nécessaires au calcul
 4 des pertes sur le réseau de transport. À l'égard des intrants pour lesquels les données de
 5 compteurs sont disponibles, afin de répondre à cette demande de la Régie, un jeu de données
 6 horaires théoriques calibrées en fonction des totaux des compteurs est créé dans le but
 7 d'obtenir des totaux mensuels. Pour ce faire, les données des capteurs horaires sont calibrées
 8 en fonction des totaux mensuels des compteurs. Cela signifie que le ratio de la donnée
 9 mensuelle du compteur sur la somme mensuelle des capteurs horaires est appliqué aux
 10 données horaires des capteurs. Ces données théoriques sont appelées « données des
 11 capteurs calibrées ». Ce jeu de données horaires sera ensuite utilisé pour estimer les pertes
 12 horaires sur le réseau de transport.

1.2 Méthodes possibles d'évaluation des pertes horaires

13 Le Transporteur a identifié deux méthodes possibles d'évaluation des pertes horaires afin
 14 d'analyser le taux de pertes de transport.

15 Dans les deux méthodes d'évaluation identifiées, les besoins internes satisfaits par injection
 16 (BISI) sont calculés à l'aide de capteurs. Il n'y a pas de compteurs disponibles sur le réseau
 17 du Transporteur pour évaluer ces points de mesure et l'utilisation des capteurs est suffisante
 18 pour les besoins d'exploitation et le maintien de la fiabilité du réseau. Les autres intrants du
 19 calcul utilisent des capteurs calibrés sur l'énergie obtenue à partir des compteurs.

1 Le Transporteur tient également à souligner que les données horaires de consommation
2 d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») ne sont pas
3 utilisées dans l'analyse de l'évaluation des pertes horaires. Plusieurs données horaires du
4 Distributeur sont manquantes, car la gestion de l'énergie est réalisée à l'aide des compteurs
5 du Distributeur qui servent davantage pour des lectures de totaux mensuels. Il n'est donc pas
6 possible pour le Transporteur de valider ses données horaires de consommation à l'aide des
7 données de consommation horaires du Distributeur.

8 **Méthode 1 - Utilisation des données horaires moyennes des capteurs**

9 Dans cette méthode, la production, qui est un intrant de l'énergie reçue, est estimée à l'aide
10 de la moyenne des 60 données de l'heure recueillies par les capteurs. Les totaux mensuels
11 de ces valeurs horaires seront alors similaires à ceux des compteurs.

12 Avec cette méthode, le premier constat du Transporteur a été d'obtenir des pertes négatives
13 pour certaines heures de l'année (voir tableau ci-dessous). Ceci s'explique par le fait que,
14 lorsqu'il y a une montée de charge sur le réseau, le capteur enregistre uniquement une valeur
15 à la fin de l'heure. Cette valeur correspond alors à la plus élevée dans l'heure, tandis que le
16 compteur réalise une intégration de la consommation en énergie dans l'heure. En fait, dans
17 ce cas précis, comme l'énergie livrée utilise des capteurs pour l'estimation du BISI et que
18 l'énergie reçue utilise des données équivalentes à des compteurs horaires, il arrive que
19 l'énergie livrée soit plus élevée que l'énergie reçue. Pour cette raison, l'utilisation des données
20 horaires moyennes des capteurs n'a pas été retenue.

Tableau A1-1
Exemple d'évaluation de la méthode 1

Année	Mois	Jour	Heure	Pertes
2018	10	5	3	635
2018	10	5	4	321
2018	10	5	5	-33
2018	10	5	6	-778

1 **Méthode 2 - Utilisation des données des capteurs calibrées en fonction de l'énergie**
2 **des compteurs**

3 Dans cette méthode, la production est calculée à l'aide des données des capteurs calibrées,
4 soit un portrait instantané à la fin de l'heure. Dans ce cas, comme toutes les données
5 proviennent des capteurs et qu'elles ont le même profil horaire, il est possible d'estimer
6 les pertes et les taux de pertes horaires. Lors du calibrage des données des capteurs avec
7 les totaux des compteurs, les ratios obtenus sont très près de 1 (voir tableau ci-dessous).
8 Cela signifie qu'il y a peu de différences entre les totaux des compteurs et des capteurs.
9 Cette méthode permet alors d'éviter l'estimation de pertes négatives. Le Transporteur a donc
10 retenu l'utilisation des données des capteurs calibrées en fonction de l'énergie des compteurs
11 pour l'évaluation des pertes horaires.

Tableau A1-2
Évaluation de la méthode 2 - Ratio 2018

Données	Janvier	Février	Décembre
Production	0,9996	1,0000	0,9996
Réceptions	1,0003	0,9995	0,9995
Livraisons	1,0016	1,0006	1,0027

2 Validation des données horaires suspectes

12 Afin d'analyser les données horaires suspectes, la méthode d'évaluation des pertes basée
13 sur l'estimateur d'état en cours de développement par l'IREQ a été utilisée à titre de
14 comparatif visuel pour tenter de cibler les incohérences.

15 Le Transporteur a analysé les pertes de transport, plutôt que le taux de pertes de transport,
16 car l'établissement du taux de pertes nécessite tout d'abord de calculer les pertes du réseau.
17 De plus, en analysant les pertes, il est plus facile d'identifier et de quantifier les données
18 horaires suspectes en MW, plutôt qu'en pourcentage.

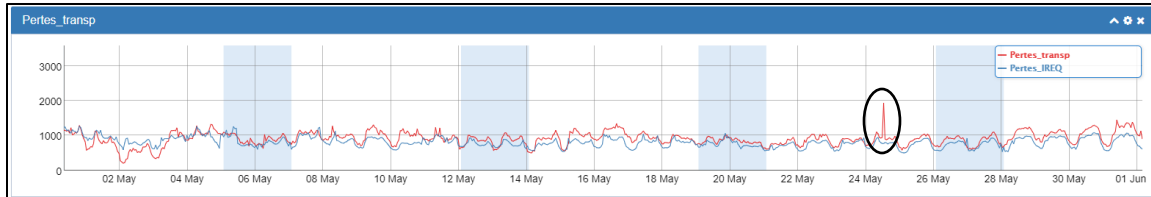
19 De façon générale, la courbe des pertes de transport horaires et celle de la méthode
20 d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état se suivent. Elles ont les mêmes
21 tendances, à l'exception de quelques sauts ponctuels qui ont donc été identifiés et analysés
22 par le Transporteur.

23 Pour l'année 2018, le Transporteur a identifié et analysé 30 données horaires suspectes.
24 En 2017, 29 données horaires suspectes ont été analysées. Les étapes d'analyse d'une de
25 ces données sont présentées dans la section suivante à titre illustratif.

1 **Exemple du 24 mai 2018**

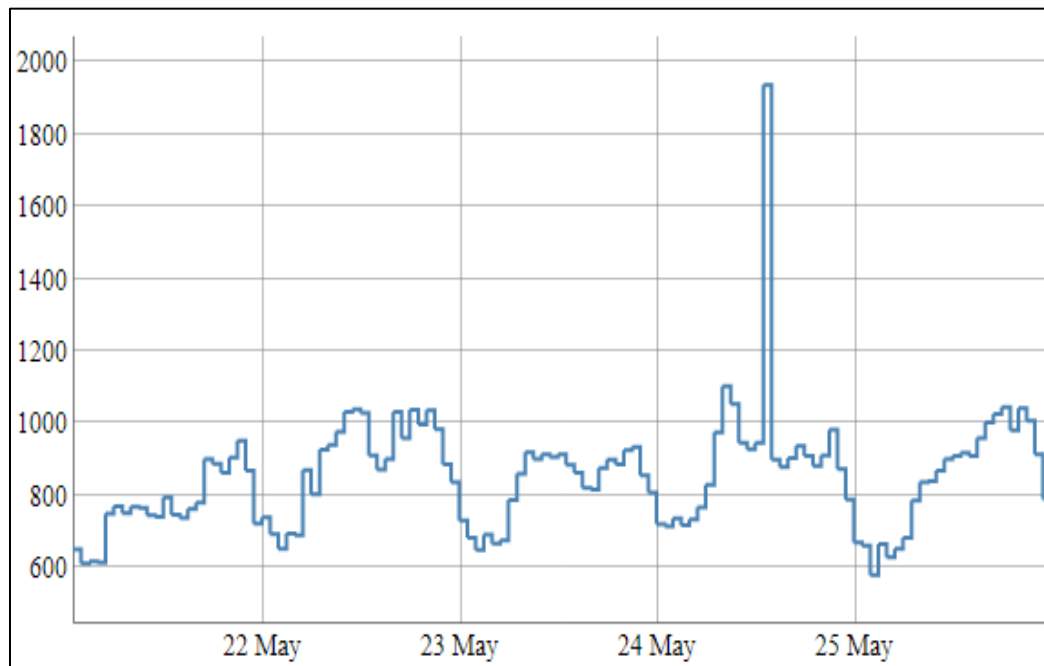
- 2 En comparant la tendance des données horaires évaluées par l'IREQ avec les pertes de
3 transport horaires du Transporteur, il est entre autres possible d'observer une donnée horaire
4 suspecte le 24 mai 2018 à 13 h.

Figure A1-2
Analyse de la tendance - Mai 2018



- 5 Cette donnée suspecte représente une augmentation ponctuelle d'environ 1 000 MW des
6 pertes de transport.

Figure A1-3
Pertes de transport du 24 mai 2018

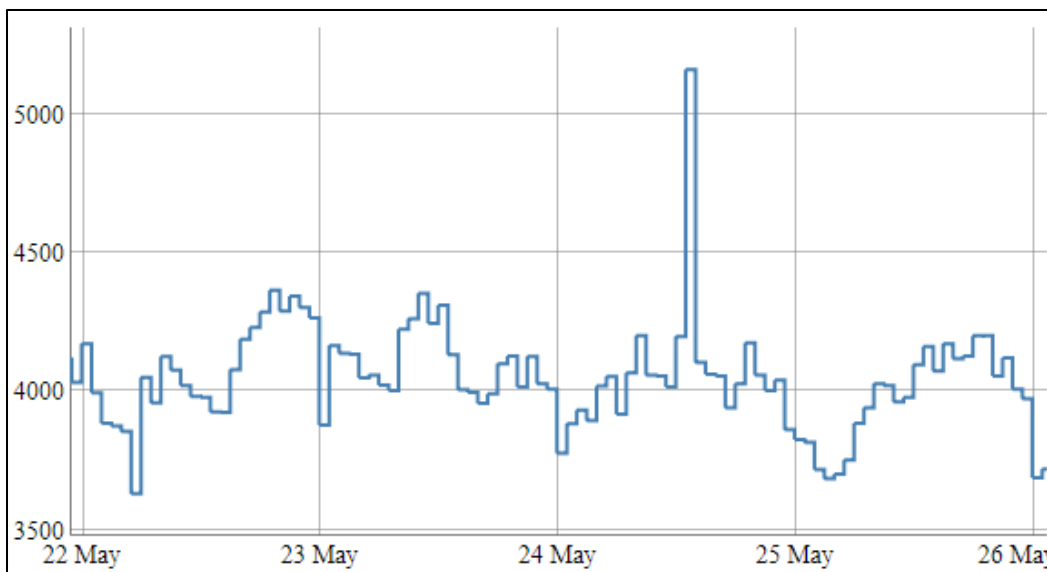


1 Une analyse détaillée a donc été effectuée, afin de déterminer quel(s) facteur(s) pouvai(en)t
2 expliquer cette augmentation fortuite. Pour ce faire, le Transporteur a analysé de façon
3 détaillée tous les intrants suivants :

- 4 • livraisons ;
- 5 • réceptions ;
- 6 • conditions météorologiques (radar météo) propices aux pertes par effet couronne ;
- 7 • données de production ;
- 8 • données des producteurs privés ;
- 9 • données du BISI.

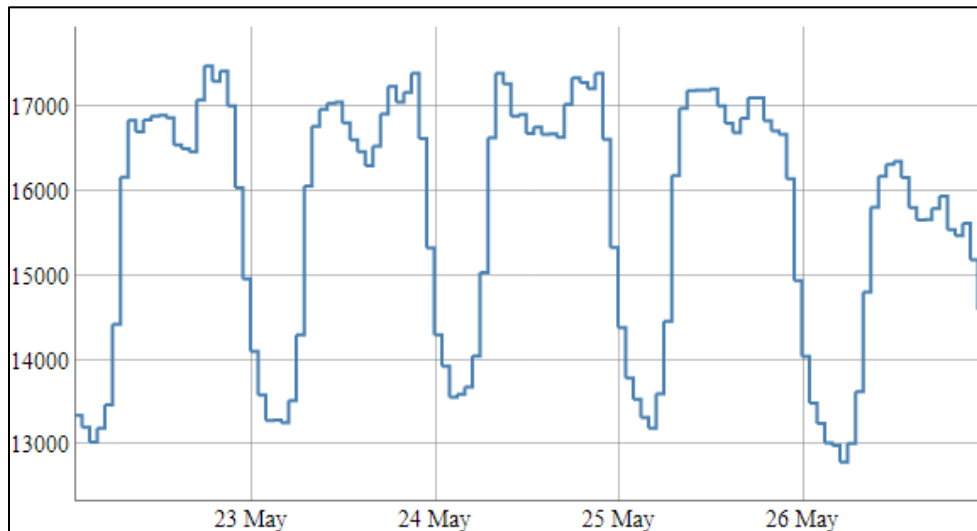
10 Après analyse, l'augmentation d'environ 1 000 MW à 13 h provenait des réceptions.
11 Par la suite, le Transporteur a donc analysé plus en détail les réceptions. Cette analyse
12 a permis de confirmer que les données de réception des producteurs privés sous contrat avec
13 le Distributeur véhiculaient un saut de donnée important à 13 h (voir figure suivante).

Figure A1-4
Réceptions du 24 mai 2018



14 Toutefois, les analyses du Transporteur n'ont pas permis d'identifier de variation importante
15 du BISI qui pourrait résulter de la présence d'une telle donnée horaire ponctuelle suspecte
16 dans les pertes de transport.

Figure A1-5
Données du BISI du 24 mai 2018



- 1 Ainsi, dans le cas de cette donnée suspecte du 24 mai 2018 à 13 h, après analyse détaillée
- 2 des différentes sources d'intrants, il est possible de constater que les réceptions étaient à
- 3 l'origine de la donnée horaire suspecte dans les pertes de transport.
- 4 Toutefois, dans un tel cas, le Transporteur rappelle que le taux de pertes annuel ne change
- 5 aucunement, car la donnée horaire calibrée évaluée des réceptions qui est problématique
- 6 dans l'exemple du 24 mai 2018 à 13 h n'est pas utilisée dans le calcul du taux de pertes de
- 7 transport. Ce sont plutôt les données mensuelles des compteurs qui sont utilisées. En effet,
- 8 le seul élément qui pourrait faire varier le taux de pertes est le BISI. Pour cette raison,
- 9 la donnée horaire suspecte n'a pas d'impact sur le taux de pertes de transport.

3 Résultats de l'analyse des pertes horaires

- 1 Le Transporteur présente dans le tableau suivant un résumé des sources des données
- 2 horaires suspectes identifiées dans son analyse pour les années 2017 et 2018.

Tableau A1-3
Sources des données horaires évaluées suspectes pour l'année 2018

Sources	2017 Nombre	2018 Nombre
Livraisons	5	9
Réceptions	2	9
Effet couronne	0	4
Production	12	2
Producteurs privés	2	0
BISI	6	0
Fausses données suspectes	2	6

3 Pour 2018, il est possible de constater que ces données suspectes n'ont aucun impact, car les
4 données horaires calibrées évaluées en fonction des données des compteurs ne sont pas
5 utilisées dans le calcul des pertes et du taux de pertes de transport. Les données utilisées
6 sont plutôt celles des compteurs uniquement. En effet, comme déjà mentionné,
7 le Transporteur rappelle que le seul élément qui pourrait faire varier le taux de pertes de
8 transport est le BISI, car il n'y a pas dans celui-ci de donnée de compteur mensuel disponible.
9 Ainsi, pour l'année 2018, puisqu'il n'y a aucune donnée horaire suspecte en provenance du
10 BISI, le taux de pertes annuel n'est pas impacté. Il est important de souligner que l'exercice
11 complet de revalidation des taux de pertes réalisé par le Transporteur, qui a mené aux taux
12 révisés actuels, avait entre autres pour but de revalider le BISI. De plus, l'implantation de
13 toutes les recommandations à la suite du travail effectué avec les ressources spécialisées en
14 contrôle permettra au Transporteur de renforcer cette validation en continu du BISI.

15 Pour l'année 2017, cette analyse a permis de détecter six données horaires ponctuelles
16 suspectes en provenance du BISI. Toutefois, puisqu'il s'agit uniquement de données horaires,
17 l'impact estimé est extrêmement négligeable et n'a aucune répercussion sur le taux de pertes
18 annuel 2017 de 5,38 %.

4 Conclusion

1 Les constats suivants ressortent de cette analyse du Transporteur :

- 2 • La méthode 1 utilisant les données horaires moyennes des capteurs produisait
3 parfois des taux de pertes horaires négatifs. Le Transporteur a donc rejeté cette
4 méthode.
- 5 • La méthode 2 utilisant les données des capteurs calibrées en fonction de l'énergie
6 des compteurs était à préconiser, car les données horaires étaient bien
7 synchronisées entre elles.
- 8 • La validation des données horaires suspectes a révélé certaines anomalies
9 ponctuelles qui ne peuvent pas être considérées comme des erreurs dans le calcul
10 des pertes et du taux de pertes, car les données des compteurs remplacent ces
11 données de capteurs dans la méthode officielle du Transporteur.
- 12 • Seulement six données horaires ponctuelles suspectes du BISI ont été détectées
13 pour les deux années et celles-ci étaient extrêmement marginales dans le calcul du
14 taux de pertes.
- 15 • La validation quotidienne des données et les recommandations des ressources
16 spécialisées en contrôle qui sont en cours d'implantation par le Transporteur sont
17 suffisantes pour capter les erreurs significatives dans le calcul du taux de pertes
18 de transport.

19 Pour le Transporteur, la validation sur une base horaire du taux de pertes des années 2017
20 et 2018 démontre que l'exercice complet de revalidation qu'il a réalisé pour les années 2005
21 à 2018 est concluant.

22 Toutefois, avec l'amélioration de son processus de calcul à la suite des recommandations
23 des ressources spécialisées en contrôle, le Transporteur est d'avis qu'une méthode aussi
24 fastidieuse de validation des pertes horaires ne procurerait aucune valeur ajoutée. En fait, les
25 données horaires ponctuelles suspectes qui ont été décelées n'ont eu aucune répercussion
26 sur le taux de pertes annuel.

27 De plus, le Transporteur tient à rappeler que la méthode d'évaluation des pertes basée sur
28 l'estimateur d'état de l'IREQ permet d'ores et déjà d'analyser la tendance générale des
29 données ainsi que de valider le taux de pertes obtenu par la méthode officielle.

Annexe 2

Note technique IREQ – Amélioration du calcul du taux de pertes sur le réseau de transport d’Hydro-Québec

Expertise - Équipements électriques

Note technique

Amélioration du calcul du taux de pertes sur le réseau
de transport d'Hydro-Québec

Juillet 2019

Sommaire et conclusions

Un mandat a été soumis à l'IREQ. Ce mandat vise à déterminer des avenues pour que soit amélioré le calcul du taux de pertes et faciliter la validation du calcul actuel du taux de pertes.

Pour ce faire, deux avenues ont été examinées :

- Validation de la méthode actuelle avec une méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état.

Un taux de pertes a été évalué à partir de clichés horaires de l'estimateur d'état. Cette estimation a été ajustée pour tenir compte de certaines pertes non représentées. Pour l'année 2018, le taux de pertes ajusté obtenu est de 5,24 %, comparé au taux de 5,36 % de la méthode officielle. La différence est causée par l'incertitude associée à chaque méthode. Également, la précision du taux horaire obtenu par l'approche utilisant une méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état est suffisante pour réaliser une validation globale du taux horaire obtenu avec l'outil actuel. Il est donc recommandé de poursuivre la comparaison avec la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état, afin de contrevalider la méthode actuelle de calcul des pertes et du taux de pertes de transport.

- Examiner la faisabilité de la détection d'anomalies dans les besoins internes satisfaits par injection (BISI) à l'aide d'une méthode analytique.

Pour les jeux de paramètres et variables choisis, les méthodes numériques statistiques testées ont pour but de détecter des erreurs significatives. Par contre, les méthodes détectent également un nombre significatif de faux positifs qui se mélangent aux vraies anomalies de faible amplitude. Pour cette raison, la méthode analytique ne devrait donc pas être retenue, car les efforts pour déployer cette méthode pour la rendre performante sont significatifs.

Table des matières

SECTION 1. MÉTHODE D'ÉVALUATION BASÉE SUR L'ESTIMATEUR D'ÉTAT	4
1.1 Description	4
1.2 Utilisation de l'estimation d'état et du modèle réseau	4
1.2.1 Pertes par effet couronne	5
1.3 Performances de la méthode.....	6
1.4 Résultats	7
1.4.1 Validation du taux de pertes annuel.....	7
1.4.2 Validation à l'aide du taux de pertes horaire	8
SECTION 2. FAISABILITÉ DE LA DÉTECTION D'ERREURS DANS LES BESOINS INTERNES SATISFAITS PAR INJECTION À L'AIDE DE LA MÉTHODE ANALYTIQUE	10
2.1 Description	10
2.2 Méthodes testées.....	10
2.3 Résultats	11

Liste des tableaux

Tableau 1 Nombre d'anomalies détectées par chaque méthode	13
---	----

Liste des figures

Figure 1 Exemple de superposition du radar d'Environnement Canada avec les pertes par effet couronne.....	6
Figure 2 Taux de pertes mensuels en 2018 déterminés par chaque méthode	7
Figure 3 Taux de pertes horaire calculé avec la méthode de contre-validation ajustée et la méthode officielle.....	8
Figure 4 Différence entre les taux de pertes en énergie horaire résultants de la méthode officielle et de la méthode de contrevalidation.....	9
Figure 5 Prédiction réalisée à l'aide de la méthode SARIMAX.....	11
Figure 6 Événement du 14 mars 2011	12
Figure 7 Événement du 7 novembre 2011	12
Figure 8 Événement du 22 mars 2011	13

Section 1. Méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état

1.1 Description

La méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état proposée dans cette section vise à produire une évaluation des pertes de transport permettant de valider les résultats de la méthode officielle.

Cette méthode de contrevalidation combine l'utilisation de mesures (en nombre plus important), d'un modèle de réseau ainsi que d'un algorithme (estimation d'état) permettant le traitement des problèmes de mesures.

En reposant sur un modèle de réseau (modèles d'équipements et topologie), où les principaux équipements de transport (lignes, transformateurs...) sont représentés, il devient alors possible de procéder à l'évaluation des pertes propres aux principaux équipements. Cette évaluation plus détaillée permet alors de réaliser des analyses beaucoup plus poussées.

De plus, l'état du réseau (productions, charges, transits) étant établi à partir d'un algorithme d'estimation d'état (utilisation de mesures redondantes, identification de mesures erronées,..), ceci fait en sorte que cette méthode de contrevalidation s'avère passablement insensible aux problèmes de mesures.

Enfin, dans l'état actuel des travaux, cette méthode ne vise pas une plus grande précision que la méthode officielle, mais une plus grande robustesse, permettant ainsi une validation orthogonale de la méthode officielle.

1.2 Utilisation de l'estimation d'état et du modèle réseau

Sans entrer dans des explications trop détaillées du procédé d'estimation d'état, mentionnons les grands principes qui y sont sous-jacents.

D'abord, l'estimateur d'état utilise l'ensemble des mesures disponibles. Ainsi, en plus d'avoir recours aux mesures de puissance situées aux points de réception et de livraison, les mesures intermédiaires de transits sont aussi utilisées.

Ces mesures sont alors mises en relation par le biais du modèle réseau. Une redondance au niveau des mesures peut être établie.

Cette redondance permet alors de comparer les mesures entre elles, d'identifier et d'écarter celles présentant des différences jugées trop importantes.

Par la suite, un estimé est produit pour chaque mesure. Cet estimé est robuste, puisqu'il s'avère essentiellement insensible aux problèmes de mesures.

En reposant sur les estimés des mesures, plutôt que sur leurs valeurs acquises, on pallie le principal point faible de la méthode officielle, soit la sensibilité que celle-ci présente en regard des problèmes de mesures.

Le principal modèle utilisé est le système LASER¹. Ce modèle, contrairement à un modèle réseau généralement utilisé en planification (ex. : cas de pointe), a pour avantage de refléter les états réels d'exploitation du réseau. Ainsi, le système LASER produit constamment (à chaque minute) un nouveau modèle (état). Ce modèle, ou plutôt ces modèles reflètent alors les topologies réelles du réseau (équipements en service). De plus, parallèlement au modèle, le système LASER fournit aussi son état (productions, charges, transits).

Il est à noter que ce système ne représente cependant pas l'ensemble du réseau de transport. Par exemple, certaines sections du réseau 120 kV, le sous-réseau 69 kV et les transformateurs 25 kV n'y sont pas représentés. Pour les pertes de la portion du réseau de transport non représentée (RTNR), celle-ci étant essentiellement assujettie à des pertes par effet Joule pour la partie à courant alternatif du réseau (PEJ CA), un modèle simplifié est utilisé.

De plus, comme le système LASER ne représente que les PEJ CA, des modèles supplémentaires sont utilisés afin de modéliser les autres types de pertes (ex. : pertes par effet Joule pour la partie à courant continu du réseau (PEJ CC), pertes par effet couronne (PEC) et pertes shunt (PS).

Enfin, d'autres pertes non modélisées représentent environ 5 % des pertes globales (PG)². Parmi ces pertes, on retrouve celles découlant de la consommation des services auxiliaires des postes (chauffage, climatisation, éclairage...), celles occasionnées par la présence de courants de fuite au niveau des isolateurs, ou encore celles découlant des courants induits dans d'autres équipements conducteurs situés à proximité (câbles de garde, voie ferrée...). Le taux de pertes déterminé par la méthode de contrevalidation (TAUX_MCV) est donc ajusté en le divisant par 0,95 (noté TAUX_MCVa).

1.2.1 Pertes par effet couronne

Les pertes par effet couronne sont déterminées par la différence entre la mesure des MW entrant dans une ligne et celle des MW sortant, dont on soustrait les pertes par effet Joule sur cette même ligne. Compte tenu de l'incertitude de ces mesures, les faibles valeurs de pertes par effet couronne ne peuvent être captées par ce modèle.

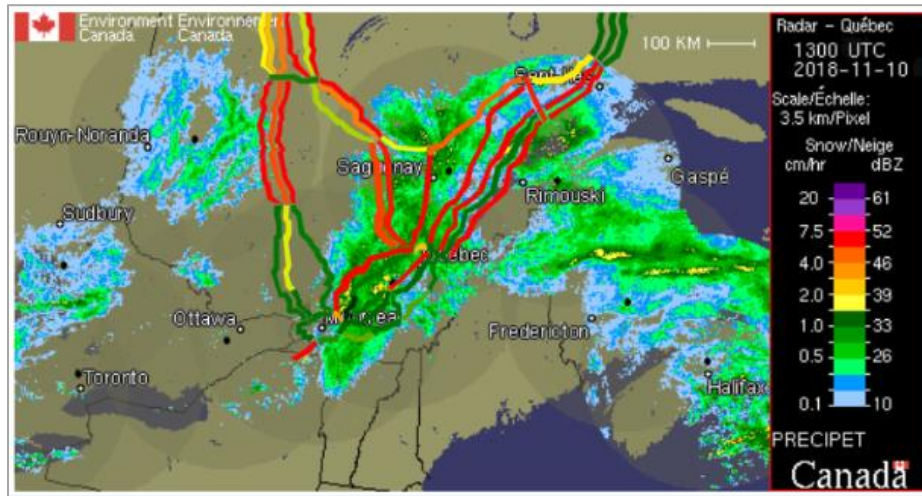
Cette modélisation a donc pour conséquence de sous-estimer les pertes par effet couronne.

Un outil permet de superposer les lignes à 735 kV au radar d'Environnement Canada pour valider les épisodes pendant lesquels les pertes par effet couronne sont élevées sur les différentes lignes à haute tension du réseau. La figure suivante présente un exemple de cette superposition pour le 10 novembre 2018. Les lignes en rouge présentent les lignes à 735 kV à l'égard desquelles le modèle utilisé détecte de l'effet couronne.

¹ Logiciel d'analyse de la sécurité du réseau.

² R-3401-98, HQT-10, Document 3, p. 8 et 9, Méthodologie de calcul du taux de pertes de transport.

Figure 1
Exemple de superposition du radar d'Environnement Canada
avec les pertes par effet couronne



Il existe aussi certaines méthodes empiriques servant à modéliser les pertes par effet couronne, mais celles-ci nécessitent des données météorologiques hautement localisées qui sont non disponibles pour les lignes à 735 kV. Ainsi, en raison des données limitées dont le Transporteur dispose, la méthode proposée dans l'étude permet d'obtenir le meilleur niveau de précision.

1.3 Performances de la méthode

Cette méthode de contrevalidation présente deux points forts qui pallient deux principaux points faibles de la méthode officielle :

- En reposant sur une modélisation des équipements de transport (et de la topologie), cette méthode permet d'obtenir la ventilation détaillée des pertes. Ce faisant, contrairement à la méthode officielle, cette méthode permet d'identifier la provenance sous-jacente des variations des pertes.
- En reposant sur une solution d'estimation d'état, cette méthode permet d'obtenir une évaluation robuste. Ce faisant, contrairement à la méthode officielle, l'évaluation des pertes découlant de cette méthode sera peu influencée par la présence de problèmes de mesures.

Toutefois, le principal point faible que présente cette méthode par rapport à la méthode officielle est le niveau de précision qu'elle peut procurer. Étant donné qu'il est raisonnable d'établir que le niveau d'incertitude des mesures est inférieur à celui des modèles, l'on peut avancer que l'incertitude découlant de la méthode de contrevalidation proviendra essentiellement des incertitudes de ces modèles.

Enfin, comme le processus d'estimation d'état est aussi sous la gouverne du Centre de contrôle du réseau (CCR), celui-ci ayant comme responsabilité la conduite du réseau principal, n'est pas nécessairement informé des modifications apportées au niveau des réseaux de répartition et de distribution (production privée). Par conséquent, des points de réception ou de livraison peuvent s'ajouter (ou disparaître) et être omis. Cependant, l'estimation d'état permet de limiter la répercussion de ces omissions.

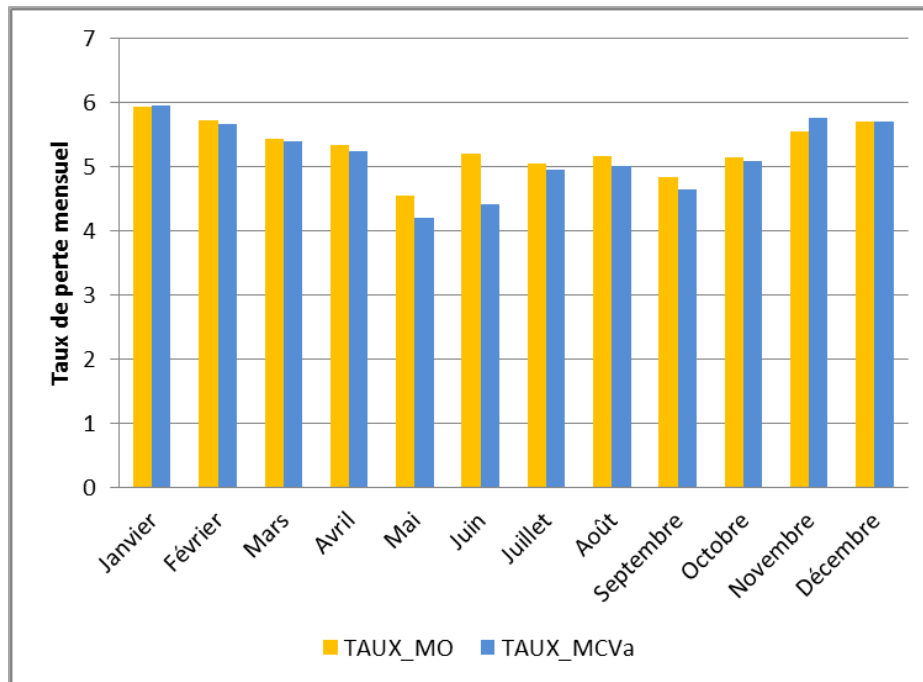
1.4 Résultats

1.4.1 Validation du taux de pertes annuel

Le taux de pertes annuel 2018 calculé par la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX_MCVa) est de 5,24 %. Le taux de pertes calculé par la méthode officielle (TAUX_MO) étant de 5,36 %, la différence entre les deux taux est de 0,12 %. Cette différence s'explique par l'incertitude associée à chacune des méthodes et par le biais introduit entre autres par une partie des pertes par effet couronne qui ne sont pas représentées dans la méthode de contrevalidation (voir section 1.2.1).

On peut également examiner le détail par mois du taux de pertes. La figure suivante présente les taux de pertes mensuels déterminés par chaque méthode.

Figure 2
Taux de pertes mensuels en 2018 déterminés par chaque méthode



Ici encore, on observe qu'en général le TAUX_MCVa est plus faible que le taux obtenu avec la méthode officielle (TAUX_MO). Comme anticipé, la non-représentation des pertes par effet couronne de faible valeur (voir section 1.2.1) contribue à la différence observée l'été. Également, comme la valeur absolue des pertes est plus faible l'été, l'incertitude à l'égard des taux de pertes, particulièrement celles modélisées dans la méthode de contrevalidation, s'en trouve augmentée.

1.4.2 Validation à l'aide du taux de pertes horaire

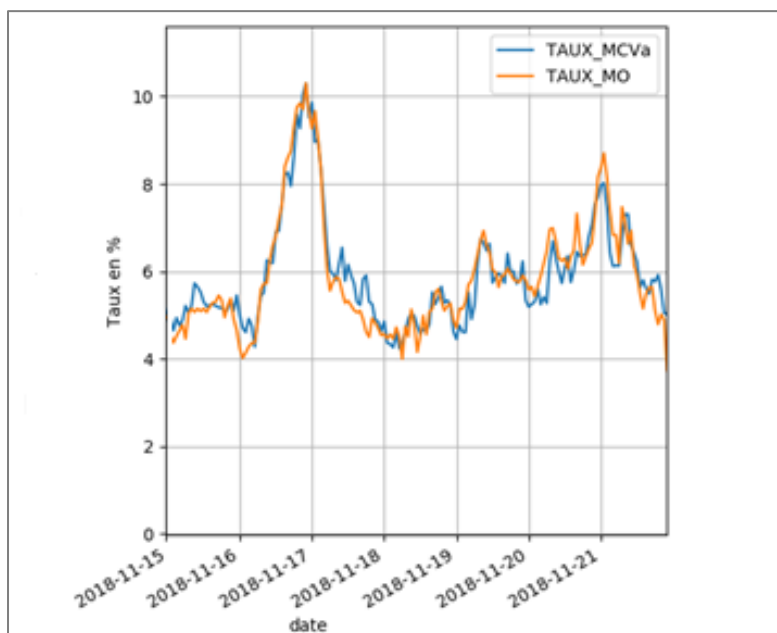
Rappelons que la méthode officielle repose sur un processus d'évaluation réalisé en deux phases :

- Dans une première phase, au début de chaque heure, les mesures de puissance des points de réception et de livraison, disponibles par les systèmes SCADA³, sont acquises. De ces mesures sont alors extrapolées pour chaque point des valeurs en énergie horaire.
- Dans une deuxième phase, au début de chaque mois, des mesures en énergie (mensuelle) sont obtenues des systèmes de facturation, et ce, pour l'ensemble des points de réception et d'échange avec les réseaux voisins (l'essentiel des points de livraison ne disposant pas de mesures d'énergie). Ces mesures en énergie mensuelle servent alors au réajustement des valeurs en énergie horaire calculées lors de première phase.

De manière à comparer le plus fidèlement possible les résultats de la méthode de contrevalidation avec ceux de la méthode officielle, il a été choisi de comparer des valeurs horaires. À cette fin, la méthode de contrevalidation a été utilisée afin d'obtenir un taux de pertes en puissance pour chaque début d'heure. De ce taux, un taux de pertes en énergie horaire a été extrapolé (similairement à la première phase de la méthode officielle).

La figure suivante présente le taux de pertes horaire calculé avec la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX_MCva) et celui calculé par la méthode officielle (TAUX_MO).

Figure 3
Taux de pertes horaire calculé avec la méthode de contre-validation ajustée et la méthode officielle

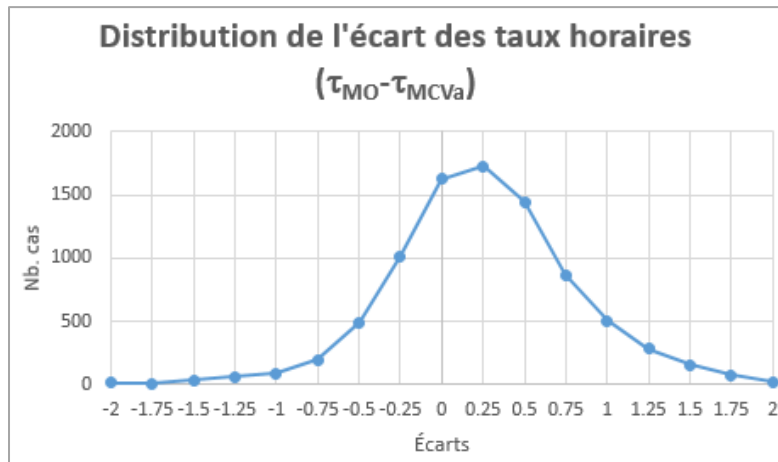


On remarque que les taux de pertes ont des variations horaires cohérentes. On remarque également que l'épisode de pertes par effet couronne du 17 novembre 2018 est bien capté.

³ *Supervisory Control and Data Acquisition*, ou Système de contrôle et d'acquisition de données qui fournit de l'information technique sur l'exploitation des installations.

La figure suivante présente les différences, pour l'année 2018, entre les taux de pertes en énergie horaire résultant de la méthode officielle (τ_{MO}) et les taux de pertes en énergie horaire résultant de la méthode de contrevalidation, auxquelles un ajustement est apporté afin d'ajouter la portion (5 %) des pertes non représentées (τ_{MCVa}).

Figure 4
Différence entre les taux de pertes en énergie horaire résultants de la méthode officielle et de la méthode de contrevalidation



L'écart moyen est de 0,13 et l'écart type est de 0,57. L'incertitude étant établie à trois écarts types, celle-ci est de 1,71. Ainsi, lorsque les écarts entre les taux horaires calculés par les deux méthodes sortent de la plage [-1,58 à 1,84], des anomalies peuvent être détectées et nécessiter une validation.

Section 2. Faisabilité de la détection d'erreurs dans les besoins internes satisfaits par injection à l'aide de la méthode analytique

2.1 Description

Différentes possibilités d'identification des erreurs potentielles à l'aide d'une méthode analytique ont été considérées, mais le choix s'est arrêté sur une méthode basée sur l'évolution des séries temporelles.

Les séries temporelles pour représenter les besoins internes satisfaits par injection (BISI) sont formées des mesures de puissance instantanée qui transitent dans les transformateurs à la sortie du réseau de transport.

Les variations de la série sont influencées par le cycle jour/nuit, les conditions météorologiques, les comportements socio-économiques variables des consommateurs (jours fériés, ouvertures ou fermetures d'usines, nouveaux raccordements,...), etc.

Ces séries temporelles peuvent également comporter un certain nombre d'anomalies, c'est-à-dire des variations anormales du signal, explicables par des causes multiples :

- mesures, non disponibles pendant un certain temps, qui prennent une valeur nulle ;
- mesures réelles de la puissance instantanée non disponibles et remplacées par des valeurs calculées. Cette valeur calculée est le résultat d'une formule établie à partir de la topologie locale du réseau. Toutefois, lorsque le réseau évolue, les formules ne sont pas toujours mises à jour en temps voulu, ce qui donne lieu à des valeurs erronées dans les séries des BISI.
- variations inhabituelles et abruptes du signal, causées par des pannes (dus par exemple à certaines conditions météorologiques et environnementales).

L'étude présentée vise à évaluer la faisabilité de détecter des anomalies dans les séries temporelles du BISI. Une variété de méthodes existe pour cela. On peut les classer en trois grandes catégories : statistiques, apprentissage machine classique et apprentissage profond. Plusieurs méthodes dans ces trois catégories ont été passées en revue et il a été décidé de mener la présente étude avec des méthodes statistiques classiques. Non seulement ces méthodes sont bien connues, mais elles sont également encore parmi les plus utilisées.

2.2 Méthodes testées

Assimilons la détection d'anomalies à un problème de prédiction de la puissance instantanée d'un poste au temps t , à partir des valeurs précédentes ($t-1$, ..., $t-n$). Une anomalie est détectée quand la valeur mesurée est au-delà de la valeur prédite, \pm un certain intervalle de confiance.

Pour ce faire, trois méthodes ont été calibrées et testées : ARIMA, SARIMA et SARIMAX.

La méthode ARIMA (*Autoregressive Integrated Moving Average*) modélise l'étape suivante de la série sous la forme d'une fonction linéaire des observations différenciées et des erreurs résiduelles aux pas de temps précédents. Elle combine les modèles autorégressif (AR) et moyenne mobile (MA) ainsi qu'une étape de prétraitement de différenciation de la série pour la rendre stationnaire, appelée intégration (I).

La méthode SARIMA (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*) associe le modèle ARIMA à la possibilité d'effectuer les mêmes modélisations d'autorégressions, de différenciations et de moyennes mobiles, au niveau saisonnier.

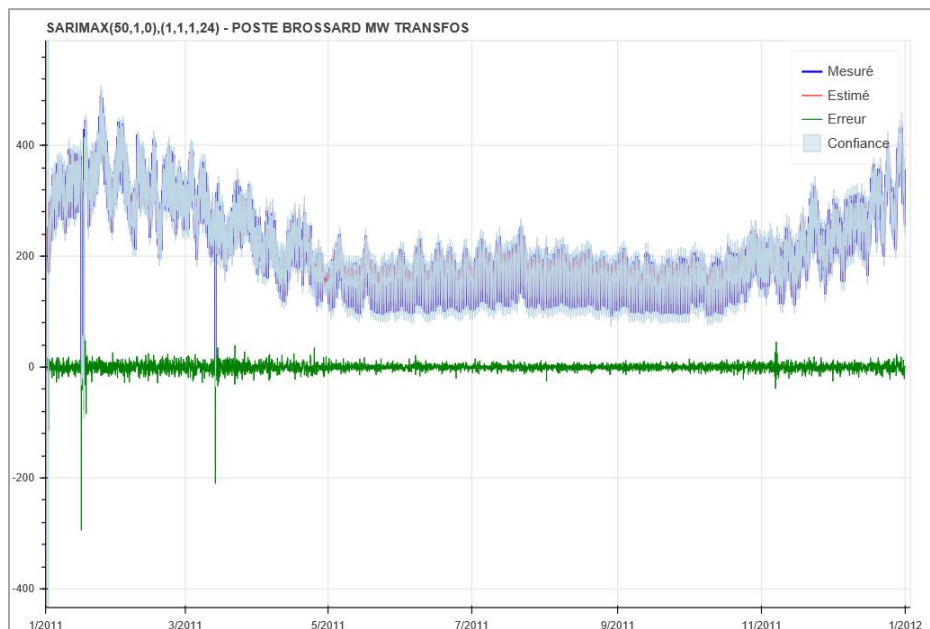
La méthode SARIMAX (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving-Average with Exogenous Regressors*) ajoute au modèle SARIMA la possibilité d'utiliser des variables exogènes (température, jour de la semaine...) pour prédire la valeur de la série (aussi appelée la variable endogène) à l'étape suivante.

2.3 Résultats

Les expériences ont été faites principalement sur les données du poste de Brossard de 2010 à 2013. Les résultats présentés ici résultent d'un conditionnement sur les données de 2010 et une prédiction sur l'année 2011.

La figure suivante présente la prédiction réalisée à l'aide de la méthode SARIMAX. Les anomalies sont détectées quand la valeur de puissance mesurée sort de l'intervalle de confiance de la valeur prédite.

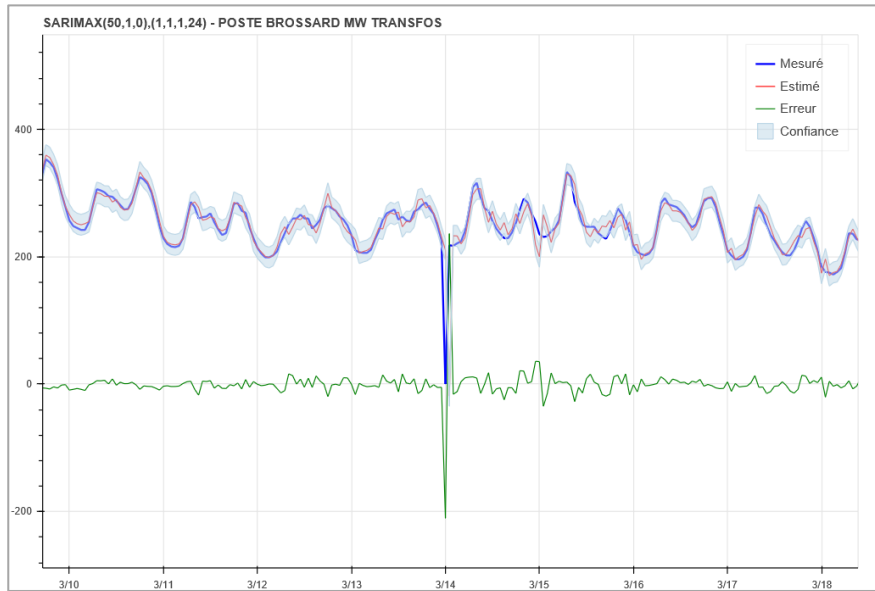
Figure 5
Prédiction réalisée à l'aide de la méthode SARIMAX



Les quatre événements les plus importants peuvent être observés sur la courbe.

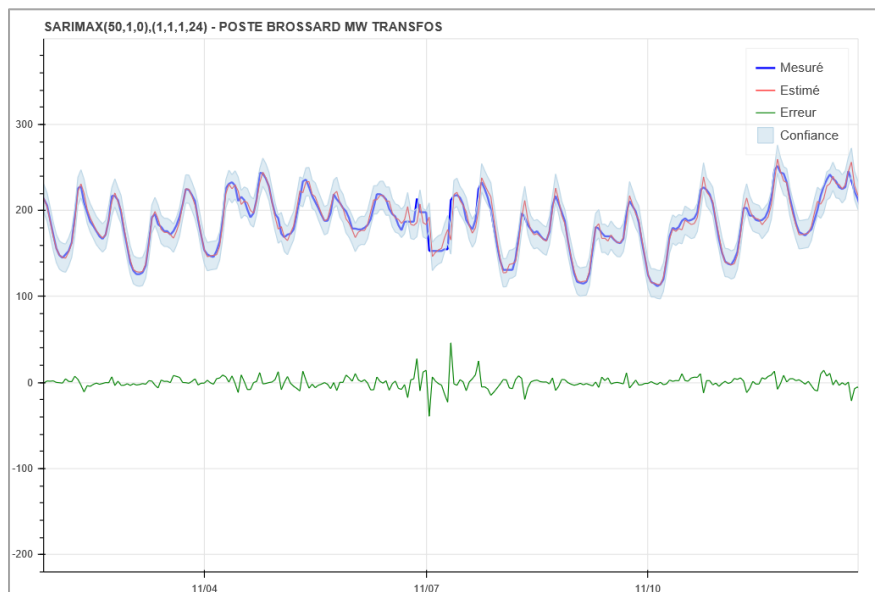
- Les 16 janvier et 14 mars 2011, on voit clairement que les mesures n'étaient pas disponibles (valeurs nulles) et le modèle détecte facilement ces événements. La figure ci-dessous montre l'anomalie du 14 mars.

Figure 6
Événement du 14 mars 2011



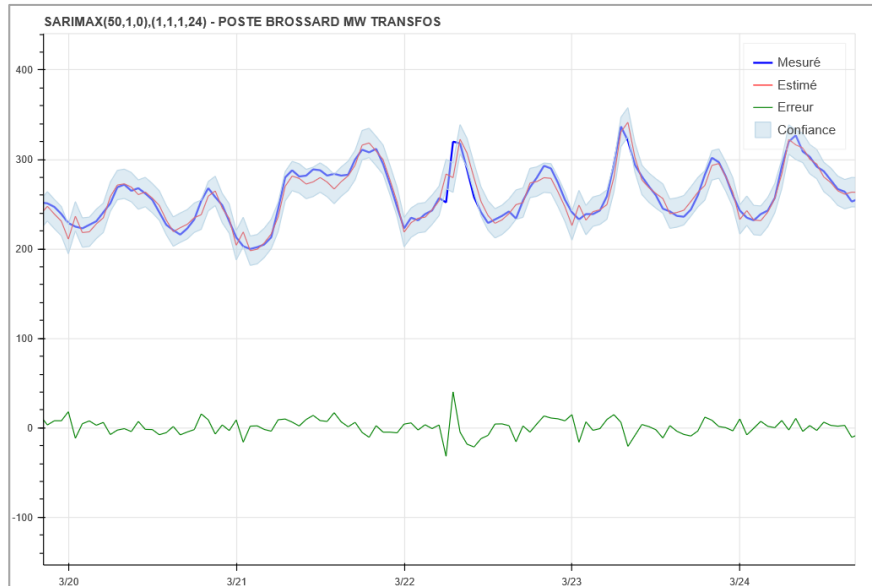
- Le 7 novembre 2011, on voit à la figure suivante que la valeur mesurée est en plateau et le modèle arrive à détecter ce profil de signal.

Figure 7
Événement du 7 novembre 2011



- Le 22 mars 2011, la valeur mesurée suit une pointe qui ne semble pas anormale. Dans ce cas, il s'agit donc vraisemblablement d'un faux positif.

Figure 8
Événement du 22 mars 2011



Le tableau suivant donne le nombre d'anomalies (vrais et faux positifs) détectées pour chaque méthode.

Tableau 1
Nombre d'anomalies détectées par chaque méthode

Méthode	Nombre d'anomalies
ARIMA	201
SARIMA	190
SARIMAX	179

Toutes les méthodes détectent les erreurs les plus importantes. Par contre, les méthodes détectent également un certain nombre significatif de faux positifs qui se mélangent aux vraies anomalies de faible amplitude. La méthode la plus performante pour la réduction des faux positifs est la méthode SARIMAX utilisant la température comme variable exogène. Toutefois, dans le cas de SARIMAX, 80 % des anomalies détectées semblent être des faux positifs. La détection d'anomalies paraît donc faisable, mais davantage de travaux sont nécessaires pour réduire le nombre de faux positifs.

Annexe 3

Documentation du processus aux fins de la détermination du taux de pertes de transport réel

Explication de la documentation

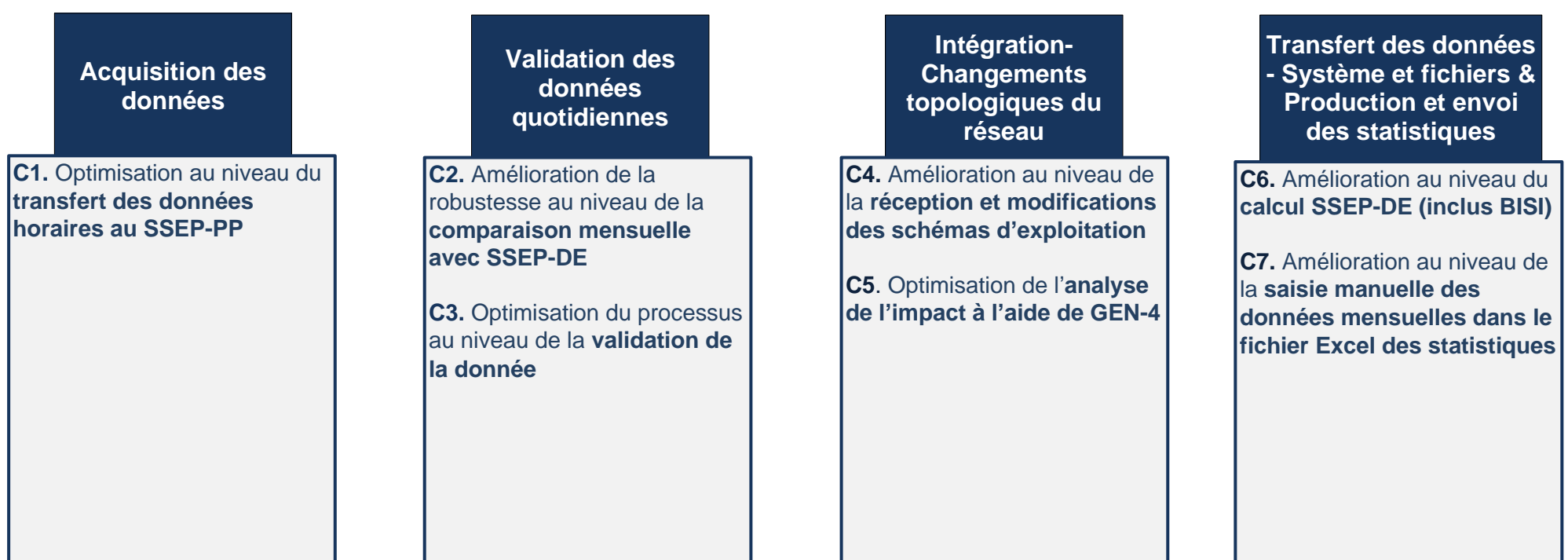
Les premières pages du document présentent la schématisation du processus général du taux de pertes. De ce fait, chaque étape du processus y est présentée, soit « Acquisition des données », « Validation des données quotidiennes », « Intégration-changement topologique du réseau » et « Transfert des données - Système et fichiers & Production et envoi des statistiques ».

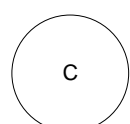
Il faut souligner que certaines notes présentes dans la schématisation générale du processus font référence à des documents de processus détaillés et ceux-ci sont joints à la fin du document. En fait, certaines actions font référence à un processus complexe qui est présenté de façon plus détaillée. Dans l'étape du processus « Validation des données quotidiennes », l'action « Validation de la donnée » fait référence à son processus complet « Processus détaillé, validation quotidienne ». Dans l'étape « Intégration-changement topologique du réseau », l'action « Effectuer les modifications et corrections au SSEP, au besoin » fait référence à son processus complet « Processus détaillé, mis à jour de la topologie réseau ». Dans l'étape « Transfert des données - Système et fichiers & Production et envoi des statistiques », l'action « Générer les statistiques officielles-Taux de pertes HQT » fait référence à son processus complet « Processus détaillé, générer les statistiques ».

Les recommandations soulevées par les ressources spécialisées en contrôle sont présentées dans le processus général à l'aide de cercles rouges. Cela permet de connaître à quel niveau elles sont intégrées dans le processus. De plus, elles sont détaillées ci-dessous.



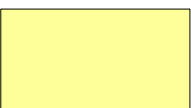

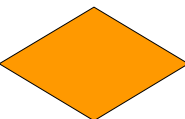

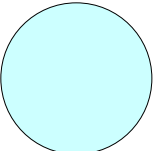



Tous les symboles qui sont utilisés dans les schématisations sont également expliqués ci-dessous.

Sommaire des recommandations des ressources spécialisées en contrôle

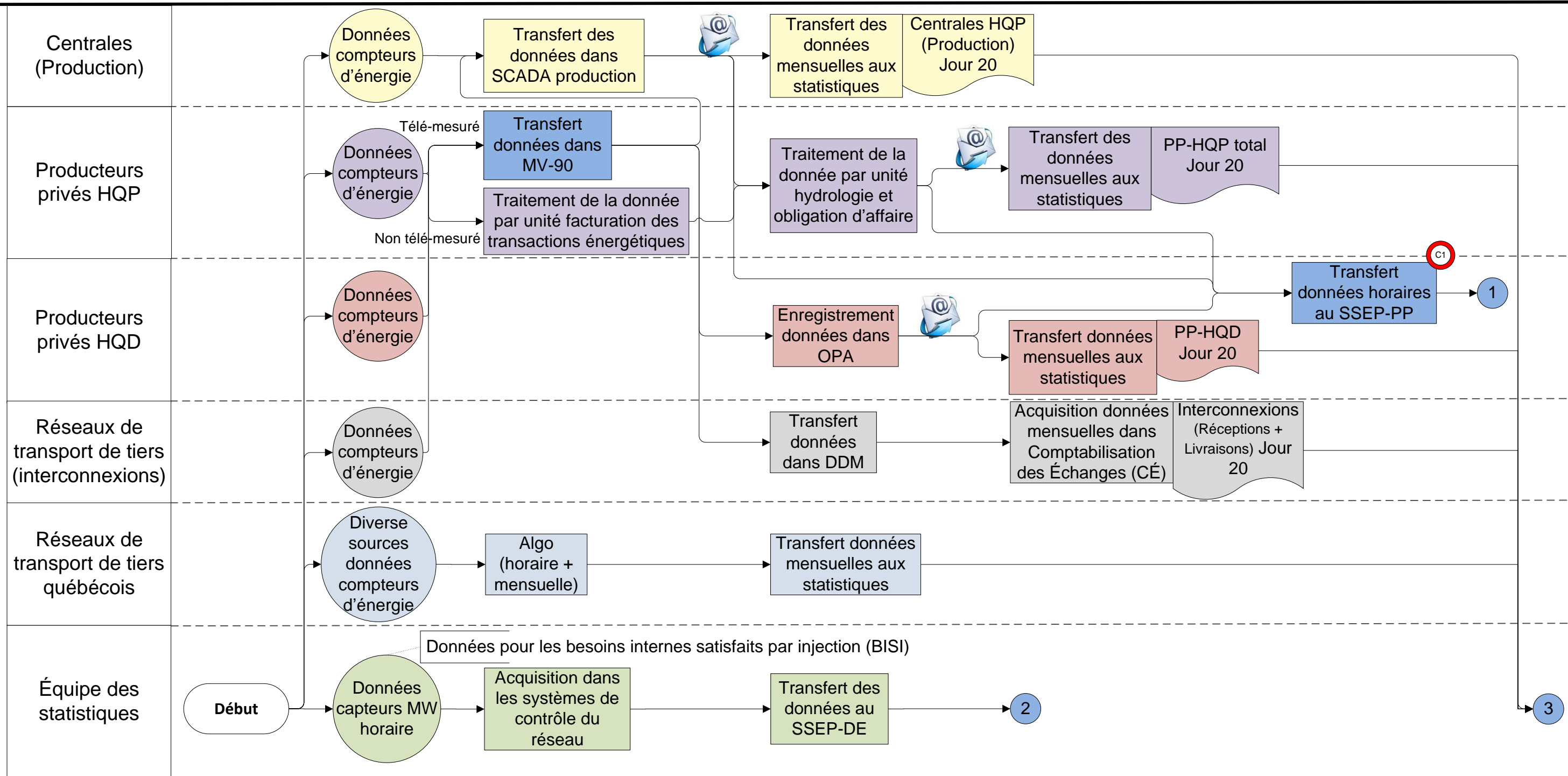


 Contrôles recommandés - Voir le processus de calcul du taux de pertes pour les contrôles positionnés sur le schéma

Légende des symboles

	Étapes Macro => Haut du processus		Document
	Action		Identification de la zone à améliorer / Recommandation
	Décision		Note
	Intrant / Extrant		Courriel
	Début/Fin du processus		Connecteur

Acquisition des données



Processus : Schématisation du processus de calcul du taux de pertes

Propriétaire du processus : Équipe statistiques de contrôle réseau – Processus de calcul du taux de pertes

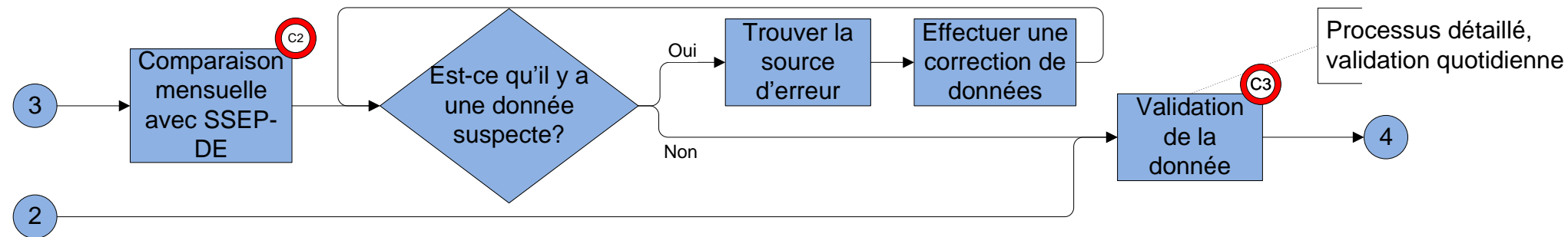
En vigueur: 13-05-2019

Révisé:

Page 2 de 2

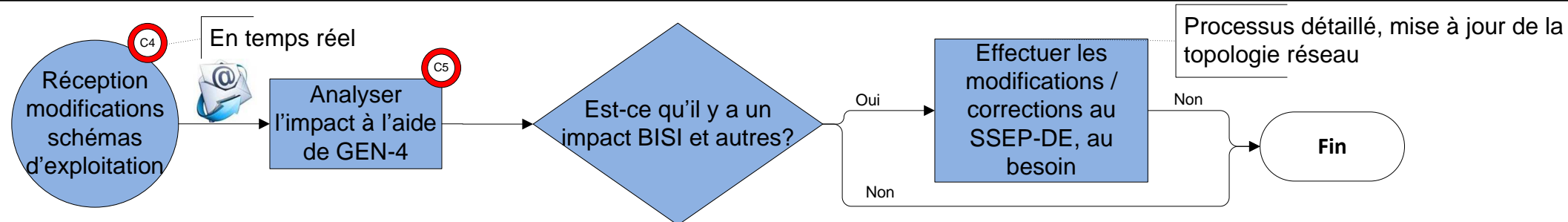
Validation des données quotidiennes

Équipe des statistiques



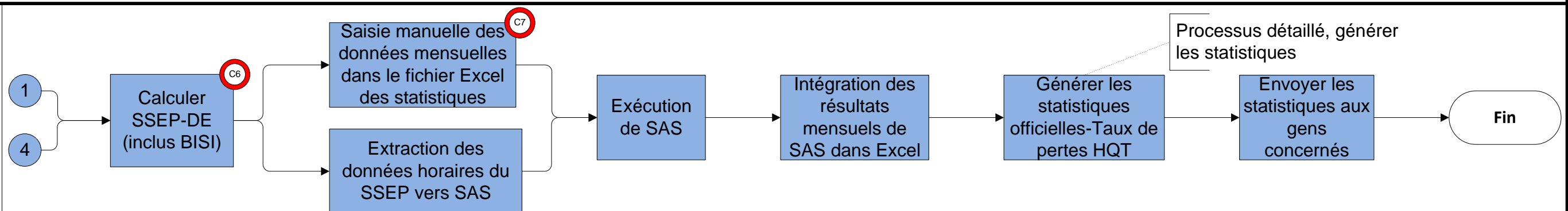
Intégration- Changements topologiques du réseau

Équipe des statistiques



Transfert des données - Système et fichiers & Production et envoi des statistiques

Équipe des statistiques



Glossaire

DDM : Dépôt de données mesurage. Système permettant le stockage, le transfert et la consultation de données issues de MV-90.

GEN-4 : Système utilisé dans les centres de téléconduite (CT) des 7 régions du Québec. Il permet de suivre les mouvements d'énergie dans les réseaux régionaux et de réaliser les manœuvres sur les équipements.

MV-90 : Logiciel d'acquisition, validation, gestion et transfert de données de mesurage. Permet la fourniture des données pour les grands clients industriels, les producteurs privés et les réseaux voisins.

OPA : Optimisation Programmation Approvisionnement. Système utilisé par HQD pour enregistrer les achats et les reventes d'électricité post-patrimoniale.

SAS : Système d'analyse statistique (Statistical Analysis System).

SCADA - Production : Fournit l'information technique sur l'exploitation des installations de Production.

SSEP - DE : Système de support à l'exploitation provinciale - Données électriques. Permet d'archiver et de calculer des données.

SSEP - PP : Système de support à l'exploitation provinciale - Producteurs privés. Acquiert les données liées aux PP HQD et HQP de façon quotidienne (exclut les PP anciennement non télé-mesurés, devenus mesurés IMA).

Validation quotidienne

Objectif

Fournir un outil qui permet d'effectuer la validation quotidienne des données dans le système de support à l'exploitation provinciale (SSEP). La validation quotidienne permet d'assurer que les données du réseau d'Hydro-Québec soient précises et conformes. En fait, les données ne doivent pas comprendre d'anomalies et doivent être complètes pour l'exécution des calculs. Il faut souligner que la validation d'une journée complète normale prend de 2 à 3 heures.

Chaque jour, les données du réseau électrique sont acquises dans le système de données électrique (DE). DE a pour source principale en majorité des données de capteurs. Pour les points de mesure qui n'ont pas de données, une constante est alors utilisée dans les calculs nécessitant cette donnée. Une validation est faite sur les données acquises chaque jour ouvrable.

Premièrement, il y a des programmes qui font l'interpolation des données manquantes pour éviter d'avoir des trous dans les données.

Deuxièmement, il y a une validation manuelle. À partir du gabarit de la liste des tâches qui consiste à vérifier si les tâches d'acquisitions et de calculs se sont bien exécutées. Ce gabarit contient aussi la vérification des données ayant un code de qualité (problème potentiel avec une donnée), ainsi qu'une vérification des écarts entre les extrémités des lignes et des mouvements de puissance dans les postes.

Traitement automatique des données manquantes (Tâche IELDMANQ)

Cette tâche remplace les données horaires manquantes. La tâche sert à remplir les 4 demi-heures de pointe pour les données horaires moyennes des capteurs.

Particularités

- Aucun code de qualité n'est apposé sur ces données remplacées par la tâche IELDMANQ

Validation quotidienne

1. Validation de l'exécution des tâches (automatisées et manuelles);

Suite à l'exécution des tâches durant la nuit, l'unité PCR vérifie les logs d'erreurs dans un affichage du SSEP (appelé : TSO HQ) chaque matin ouvrable. Lorsque la tâche est en erreur (code est différent de «0000»), elle doit contacter le support TI pour corriger la situation.

Exécution des calculs au SSEP-DE

En présence de données absentes, les calculs au SSEP-DE ne s'exécutent pas. En effet, 1 seule heure de données absentes fait en sorte que les calculs ne s'exécutent pas.

2. Intégration manuelle de certaines données;

a. Ajout manuel de données;

Les données relatives à la production de certaines centrales en régions éloignées ne sont pas acquises automatiquement par le SSEP-DE, car ces centrales ne font pas partie du réseau de transport principal.

Parmi les données relatives, certaines ne sont pas acquises automatiquement par le SSEP-DE, car il y a un réseau privé au sein d'H-Q. Toutefois, les données des interconnexions sont acquises au SSEP-DE.

3. Validation PP;

a. Validation – Producteurs privés (PP);

Une validation est effectuée par l'unité PCR au SSEP-DE afin de s'assurer que les données liées aux producteurs privés ne comportent pas de données absentes.

4. Vérification des écarts min. et max. et de l'intervalle de pertes en pourcentage

Cette vérification permet de détecter les écarts importants entre ce qui est calculé au SSEP avec ce qui est calculé dans SPECTRUM.

5. Analyse préliminaire - Taux de pertes;

Cette étape consiste à effectuer la comparaison des données calculées au CCR dans SPECTRUM versus les données calculées au SSEP-DE et analyser le taux de pertes. Considérant que l'unité - Préviation de contrôle du réseau chez HQT utilise la donnée calculée par le SSEP-DE, une comparaison est effectuée entre les données calculées par le Centre de conduite du réseau (CCR) dans SPECTRUM et ceux calculés par le SSEP-DE.

En présence d'écarts jugés significatifs, une analyse est requise afin d'identifier la source de l'écart. Pour ce faire, un affichage au SSEP-DE permet de visualiser l'écart, et ce, pour chaque heure de la journée.

Mentionnons qu'il existe toutefois des écarts jugés acceptables entre ces données en raison des éléments suivants :

- Données brutes dans SPECTRUM vs Données corrigées au SSEP-DE
- PP prévisionnels dans SPECTRUM vs PP réels au SSEP-DE

De plus, le taux de pertes calculé est analysé lors de la validation quotidienne. Cela permet de capter si le taux de pertes est à l'extérieur des valeurs attendues par l'unité PCR.

6. Exécution-Blocs de calcul #96 et #97;

a. Équation temporaire;

Cette étape permet d'exécuter le bloc de calcul #97 visant à lancer les équations temporaires mises en place au SSEP-DE dans certaines situations (ex. : lorsqu'une donnée possède un code de qualité depuis un certain temps, une équation temporaire est créée au SSEP-DE, plutôt que de corriger manuellement la donnée durant toute la période où elle possède un code de qualité).

b. Inversion de signes;

Cette étape permet d'exécuter le bloc de calcul #96 visant à inverser les signes (+ : énergie qui sort du poste / - : énergie qui entre dans le poste) relatifs à certaines données. En effet, dans certains cas, une même donnée peut correspondre à de l'énergie qui entre pour un poste donné et à de l'énergie qui sort pour un autre poste. Par exemple, afin de s'assurer du bon calcul du taux de pertes au SSEP-DE, les signes doivent être inversés dans certains postes.

7. Analyse – Taux de pertes;

Voir section ci-haut [Analyse préliminaire – Taux de pertes](#), le même principe est applicable à cette étape. Cela permet d'intégrer les données corrigées suite à l'exécution des blocs de calcul.

8. Préparation – Données à analyser

Afin de procéder à la validation détaillée des données, 4 rapports à analyser sont générés automatiquement par le SSEP-DE et déposés sur le serveur de l'unité PCR. Ces 4 rapports sont ensuite copier/coller, un par un, dans les onglets de la journée visée par la validation des rapports cumulatifs correspondants.

9. Analyse - Données – IRIXFERT (gestion des points)/ Rapport IELSCADA (code de qualité) / Mouv. Ligne / Mouv. Poste

1. Analyse - Rapport IRIXFERT;

Chaque jour, ce rapport est généré automatiquement par le SSEP-DE et est déposé sur le serveur (CMESRV01) afin d'être analysé par l'unité PCR. Ce rapport présente les modifications apportées dans le système SPECTRUM depuis la journée précédente. L'analyse de ce rapport consiste à identifier, parmi les modifications de SPECTRUM, lesquelles doivent être apportées au SSEP-DE.

Lorsqu'une modification doit être apportée au SSEP-DE, une mise à jour manuelle du répertoire intégré (RI) est requise. Le RI correspond à la table de correspondances entre SPECTRUM et SSEP-DE. Dans SPECTRUM, les points sont identifiés par une clé unique composée de 5 éléments alors que dans le SSEP-DE, les points sont identifiés par un «Pergentino».

2. Analyse - Rapport IELSCADA;

Chaque jour, ce rapport est généré automatiquement par le SSEP-DE et est déposé sur le serveur afin d'être analysé par l'unité PCR.

Ce rapport présente les postes et les équipements pour lesquels un code de qualité a été apposé au moins une fois sur l'une des 24 données reçues de la journée :

IELSCADA		CODES DE QUALITE POUR CURVL-LISTE DES POINTS				PAGE : 2
LISTE DES POINTS DONT LES DONNEES ONT ETE B,M,S POUR LA JOURNEE DU 2011/03/30						
EQUIVALENCES-CCR (CODE B)		EQUIVALENCE-CCR (CODE M)		EQUIVALENCE-CCR (CODE S)		
CHA FAL	LP33C KV	BEAUH E	FMW	ABITIBI	VEREN MW	
CHA FAL	LQ4C MX	BEAUH	PROD E MX	ABITIBI		L7081 MW
CITIERE	A51A MW	BEAUH	A20 MW	ABITIBI		L7082 MW
CITIERE	A51B MW	BEAUH	PROD MX	ABITIBI		L7092:A
CITIERE	A52A MW	BERS 1 P	L3001 A	ABITIBI		L7092 MW
CITIERE	A52B MW	CHA FAL	LP33C MW	ABITIBI		L7093:A
CITIERE	A53A MW	CHA FAL	LP33C MX	ABITIBI		L7093 MW
CITIERE	A53B MW	CHA FAL	LQ4C MW	ABITIBI		L7094:A
CITIERE	A54A MW	GRA MER	PROD MW	ABITIBI		L7094 MW
CITIERE	A54B MW	GRA MER	PROD MX	ALCAN		T1 MW
NYISO	CORN1 MW	GRA MER	A4 MW	ALCAN		T1 MX
LANAU	L1404 MW	ISLE MAL	DESCH MW	ALCAN		T2 MW
LANAU	L1404 MX	ISLE MAL	GRA BAI MW	ALCAN		T2 MX
LANAU	L1405 MW	ISLE MAL	INS POR MW	ALCAN		T3 MW
LANAU	L1405 MX	ILE MAL	L1643 MW	ALCAN		T3 MX
LANAU	L1407 MW	ISLE MAL	PRICE MW	BERS 1 P		B1B2PRODMMW
LANAU	L1407 MX	LAFO 1 P	PROD MW	BERSI 2		PROD MW
LANAU	L1408 MW	LAFOR 1	A12 MW	BERSI 2		PROD MX
LANAU	L1408 MX	LG 3	LG3+TILLY	BERSI 2		A24 KV
LANAU	L1409 MW	MANI 1 P	L1614 MW	BERSI 2		A24 MW
LANAU	L1409 MX	MASSON	VIL MAS MW	BERSI 2		A24 MW

Figure 1: Exemple de fichier : IELSCADA_20110330_042248.TXT

L'analyse de ce rapport consiste à déterminer si une correction est requise ou non au SSEP-DE sur les données pour lesquelles un code de qualité était apposé.

Les codes de qualité qui sont apposés surviennent lorsque :

- La donnée est jugée douteuse / suspecte;
- La donnée est à l'extérieur des bornes (min/max);
- La donnée n'est pas acquise (code «orange» et la dernière valeur obtenue apparaît).

Des macros sont exécutées dans ce rapport afin d'identifier les cas qui ne doivent pas être analysés et ceux qui doivent l'être, tels que :

Macro - Jaune pâle = Point de mesure MW --> À analyser

Macro - Bleu = Présence d'une équation temporaire visant à corriger cette donnée (aucune action requise)

Actions potentielles par l'unité PCR lors de l'analyse du rapport :

- Validation de la donnée sans correction requise
- Modification de la donnée au SSEP-DE (en fonction des infos du réseau disponibles)
- Création d'une équation temporaire au SSEP-DE

3. Analyse - Rapport Mouvement Ligne;

Chaque jour, ce rapport est généré automatiquement par le SSEP-DE et est déposé sur le serveur (CMESRV01) afin d'être analysé par l'unité PCR.

Ce rapport présente les écarts supérieurs à 5 % entre les données des 2 extrémités d'une ligne (lignes sous la juridiction de TransÉnergie pour différents niveaux de tensions, et ce, pour chaque heure de la journée. L'analyse de ce rapport consiste à déterminer si une correction est requise ou non au SSEP-DE sur une des extrémités de la ligne.

Des macros sont exécutées dans ce rapport afin d'identifier les cas qui ne doivent pas être analysés et ceux qui doivent l'être, tels que :

Rose : Excédent de +/- 30 entre les extrémités des lignes - À analyser;

Rouge : Macro non utilisée - Ne pas analyser.

Lors de correction manuelle, le bleu et gris sont utilisés

Bleu : Corrections apportées à cette donnée;

Gris : Analyse réalisée, mais aucune correction apportée.

Dans certains cas, d'autres données (autres que celles identifiées en rose) sont analysées, par exemple, lorsque les données étaient présentes dans le rapport IELSCADA. Par conséquent, des corrections peuvent aussi être apportées sur des données non identifiées en Rose. Mentionnons que parmi les cas d'écarts identifiés, plusieurs n'affectent pas le calcul du BISI, car le BISI est essentiellement calculé à partir des données des transformateurs et non des lignes. Par contre, ces cas d'écarts doivent être traités, car les données sont gardées en historique.

4. Analyse - Rapport Mouvement Poste;

Chaque jour, ce rapport est généré automatiquement par le SSEP-DE et est déposé sur le serveur (CMESRV01) afin d'être analysé par l'unité PCR.

Ce rapport présente tous les postes et/ou centrales dont la puissance disponible dans l'installation dépasse la limite supérieure et/ou inférieure des **10 derniers jours**. Lorsque cet écart est dépassé, l'installation apparaît dans le rapport. À ce moment, il y a lieu d'analyser la cause de

cet écart. L'analyse de ce rapport consiste à déterminer si une correction est requise ou non au SSEP-DE concernant les données des postes.

Couleurs utilisées lors de la validation manuelle :

Gris : Analyse réalisée, mais aucune correction apportée

Bleu : Correction apportée à cette donnée

L'analyse effectuée vise à s'assurer de l'équilibre du poste (soit l'énergie qui entre dans le poste moins énergie qui sort = 0). Plusieurs méthodes sont utilisées pour calculer ce mouvement de puissance dépendamment des données disponibles (ex. : transfos, lignes, alternateurs, etc.)

5. Correction - MW/MWh;

Une analyse comparative des données liées à la Production des centrales est réalisée par l'unité PCR entre les MW (donnée acquise par SPECTRUM à partir des capteurs de puissance) et les MWh (donnée calculée par SPECTRUM à partir des MW reçus).

Cette analyse permet de valider les données liées à la Production des centrales qui servent au calcul du taux de pertes du Jour 3 seulement (jour 20 = compteurs d'énergie) et à la production de d'autres statistiques. Lorsqu'il y a des écarts, l'exécution d'une macro permet de corriger les données de façon automatisée.

10. Analyse - Taux de pertes

Voir ci-haut [Analyse préliminaire – Taux de pertes](#), le même principe est applicable. Cela permet d'intégrer les données corrigées suite à la validation détaillée des données.

Mise à jour de la topologie du réseau

Objectif : Le présent document a pour objectif de décrire de façon détaillée les étapes à effectuer lors de changements sur le réseau d'Hydro-Québec dans le système de support à l'exploitation provincial (SSEP), données électriques (DÉ).

Le suivi de l'évolution du réseau

Le réseau d'Hydro-Québec est en constante évolution. Des équipements sont ajoutés, déplacés et d'autres sont retirés fréquemment. De plus, il peut y avoir des configurations temporaires lors d'entretiens d'équipements qui ont un impact sur les données du réseau. Il est important de bien suivre cette évolution, car ces modifications peuvent avoir des conséquences sur les données.

Analyse des schémas unifilaires

Différents schémas unifilaires sont analysés par l'unité Prévisions de contrôle réseau (PCR) lors de l'analyse des changements de topologie. Le logiciel de téléconduite utilisé par TransÉnergie est GEN-4. C'est un système qui intègre plusieurs applications qui sont nécessaires à la bonne conduite du réseau. En fait, il permet de fournir l'état de tous les appareils du réseau en temps réel et permet de faire des manœuvres à distance. GEN-4 permet de consulter les schémas unifilaires, afin d'observer si les modifications de topologie ont un impact sur les statistiques à produire.

1. Schémas unifilaires (S1 et S2) - GEN-4

Ces schémas sont mis à jour par les techniciens BDD de chaque place d'affaires et une mise à jour est également réalisée dans GEN-4.

2. Schéma unifilaire (GEN-S-500)

- GEN-S-500: Schéma d'exploitation du réseau de transport principal et des réseaux régionaux. Ce schéma comporte uniquement les postes et les lignes (exclus les transformateurs).

Il est mis à jour environ 2 à 3 fois par année. Aucune alarme mécanique n'est envoyée à l'unité PCR lorsque ce schéma est mis à jour. Il permet notamment de visualiser plus facilement les connexions entre les postes de GEN-4. De plus, il est possible de conserver les versions précédentes de ce schéma, alors que ce n'est pas possible avec GEN-4, puisque GEN-4 représente le réseau en temps réel. Par contre, le niveau de détails est plus élevé dans GEN-4.

Transmission des schémas unifilaires mis à jour par courriel

Les courriels intranet de téléconduite permettent de connaître toutes les modifications à venir sur le réseau. Cela nous permet de réagir de façon proactive.

Analyse de l'impact des modifications à venir

1. Analyser les commentaires apposés dans l'avis de modification. Si l'avis est en lien avec une ligne, un transformateur, un alternateur, un nouveau client industriel, un producteur privé qui peut avoir un impact sur les besoins internes satisfaits par injection (BISI) ou sur un sous-réseau de nos clients, continuer les prochaines étapes, sinon ne pas tenir compte de cette modification;
2. Valider si la modification a un impact dans le BISI de SSEP;
3. Inscrire la modification à faire dans le document adéquat.

Générer les statistiques

Objectif

Fournir un outil qui permet d'effectuer les statistiques du réseau de transport.

Statistiques-officielles

1. Entrée de données

Voici les éléments qui servent d'intrant à la production des statistiques du réseau :

1.1. Intrants généraux

Réception des données par courriel.

1.2. Producteurs privés d'HQP

Réception des données par courriel.

1.3. Producteurs privés d'HQD

Réception des données par courriel.

1.4. SSEP

Le système de support à l'exploitation provinciale (SSEP) permet d'archiver et de calculer des données. Il permet d'obtenir les données de production, du besoin interne satisfait par injection (BISI), des échanges, besoin régulier du distributeur (BRD), taux de pertes HQT et autres.

1.5. Données d'échanges

Un fichier est déposé dans un répertoire sur le réseau comprenant les données d'échanges.

1.6. Production de HQP

- 1. Réception des données par courriel.*
2. Mettre à jour le fichier « Analyse des capteurs-compteurs année.xls »

Différence entre la production de HQP et SSEP.

1. Vérifier les différences entre la production d'HQP et ce qui se retrouve dans le SSEP pour chacune des centrales;
2. Analyse des écarts;

Pour ce faire, il faut regarder la partie A du fichier pour le mois qui a été traité. Si la case a une couleur de remplissage, c'est que l'écart dépasse les limites établies, soit un écart supérieur à 5 % et cela nécessite une vérification au niveau du SSEP. S'il n'est pas possible de trouver l'écart au SSEP, il est possible que l'erreur soit du côté de HQP. À ce moment-là, il faut communiquer avec l'intervenant adéquat.

Il faut regarder aussi les écarts des mois d'avant pour vérifier si c'est la même tendance depuis le début de l'année ou s'il y a une détérioration des données dans le SSEP.

2. Analyse et vérification des données

1. Vérifier l'onglet « Interm_officiel »;
2. Vérifier l'onglet « Verif_Officiel »;
3. Vérifier l'onglet « Calcul_officiel »;
4. Vérifier l'onglet « COMP_Off-Estim ».

2.1 *Extraction des données du SSEP pour l'officiel*

Ces données sont utilisées par les programmes SAS.

2.2 *Utilisation de SAS*

Le SAS est un système d'analyse statistique qui permet d'obtenir un jeu de données horaires calibrées en utilisant les données mensuelles de compteur.

1. Visualisation des résultats – les résultats sont entreposés par SAS dans le répertoire du mois en cours.

2.3 *Finaliser les rapports*

Finaliser chaque onglet du rapport.

2.4 *Produire les fichiers finaux à envoyer par courriel*

1. Produire les fichiers finaux;
2. Déposer les fichiers finaux dans HydroDoc;
3. Envoyer les liens des fichiers par courriel aux intervenants concernés.

3. Envoi des rapports

3.1 *Transfert des données publiées horaires dans le SSEP*

1. Envoyer les données horaires à HQD, par courriel.

3.2 *Fichier « Suivi des comparaisons » pour HQD*

Ce fichier sert de comparaison entre les données du SSEP, de l'estimé et des statistiques officielles.

Générer les taux de pertes

À la fin de l'année, le calcul du taux de pertes annuel de transport est effectué. Le calcul se fait à l'aide des données mensuelles. Le taux de pertes de transport a un impact sur les tarifs et conditions de l'utilisation du réseau de transport des clients. Le taux de pertes est calculé dans le cadre de l'exercice des statistiques du réseau chaque mois en même temps que les autres composantes : BRD, production, etc. Dans la section suivante, on retrouvera une définition de chacun.

Définition

Besoin interne satisfait par injection (BISI) : La somme des charges à la frontière du réseau de transport (HQT) et de distribution (HQD).

Production d'énergie exportée (Livraison) : La quantité d'électricité fournie à un autre réseau.

Importation d'énergie (Réception) : La quantité d'électricité achetée auprès de producteurs extérieurs au Québec.

Pertes de transport (Pertes) : La quantité d'électricité qui est perdue sur le réseau de transport.

Production : La production d'énergie générée par Hydro-Québec.

Producteur privé (PP) : Producteurs d'énergie qui sont raccordés au réseau d'Hydro-Québec.

Taux de pertes transport : La proportion d'électricité perdue sur le réseau de transport, soit la différence entre ce qui est reçu et ce qui est livré divisée par ce qui est livré.

Production McCormick : La production d'électricité de la centrale McCormick.

1. Le taux de pertes transport

Pertes de transport = Énergie reçue – Énergie livrée.

Ce sont les données utilisées pour calculer le taux de pertes de transport. Il faut préciser que ce calcul est composé de trois éléments distincts :

1. **Données de mesures réelles** provenant de compteurs et de capteurs ;
2. **D'estimations** réalisées par le biais d'équations, en l'absence de données réelles ;
3. **Plusieurs saisies, corrections et mises à jour manuelles**, notamment lors de l'acquisition des nouvelles données et lorsque des changements de topologie sont apportés sur le réseau de transport.

Formules

Il est à noter que les besoins internes satisfaits par injections (BISI) sont entièrement calculés par le système « SSEP ».

$$\text{Taux de pertes de transport} = \frac{\text{pertes de transport}}{\text{énergie livrée}}$$
$$\text{Taux de pertes de transport} = \frac{\text{énergie reçue} - \text{énergie livrée}}{\text{énergie livrée}}$$

État d'avancement des recommandations

Juillet 2019

	Recommandations	Échéances	Commentaires
C1	Optimisation au niveau du transfert des données horaires au SSEP-PP	Fin 2020	
C2	Amélioration de la robustesse au niveau de la comparaison mensuelle avec SSEP-DE	Fin 2020	
C3	Optimisation du processus au niveau de la validation de la donnée	Fin 2024 (SCR-T, si requis) + alternative temporaire fin 2019	Alternative temporaire : suivi hebdomadaire des équations temporaires. Mise en place des contrôles de révision et de validation d'ici la fin 2019.
C4	Amélioration au niveau de la réception et modifications des schémas d'exploitation	Fin 2024 (SCR-T, si requis) + alternative temporaire fin 2019	Alternative temporaire : Double vérification de l'intégration au SSEP des modifications reliées au réseau de transport. Ressource supplémentaire déjà attirée à cette tâche.
C5	Optimisation de l'analyse de l'impact à l'aide de GEN-4	Fin 2019	
C6	Amélioration au niveau du calcul SSEP-DE (inclus BISI)	Fin 2019	
C7	Amélioration au niveau de la saisie manuelle des données mensuelles dans le fichier Excel des statistiques	Fin 2019	

Échéancier des recommandations

