Version caviardée

Complément de preuve du Transporteur en suivi de la décision D-2018-121

Table des matières

1 Hypothèses utilisées par le Transporteur 5

2 Critères de conception associés à la justification du Projet 6

2.1 Perte d'un circuit de transport dans un réseau de pointe ayant déjà perdu un circuit 6

2.2 Perte temporaire simultanée de deux circuits de transport 9

2.3 Capacité des batteries de condensateurs série 12

3 Carte du réseau intégré 13

4 Prévision 2018 sur la Côte-Nord 15

5 Informations relatives aux automatismes, aux limitations de transits et aux autres mesures temporaires 15

6 Variation des pertes en puissance et en énergie de chacune des solutions envisagées par rapport au réseau actuel 17

7 Analyse de sensibilité relative aux paramètres de l'analyse économique 19

7.1 Sensibilité à la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur 20

7.2 Sensibilité aux pertes en puissance 21

7.3 Sensibilité au facteur de charge (F_C) 21

7.4 Sensibilité aux coûts de sécurisation pour le verglas 23

7.5 Synthèse de l'analyse de sensibilité 25

Liste des tableaux

Tableau 1 Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021 6

Tableau 2 Critères de base du réseau de transport 7

Tableau 3 Extraits du « Table 1 » du « Directory 1 » (version 2015) 8

Tableau 4 Extrait du tableau 1 de la norme TPL-001-4 9

Tableau 5 Critères complémentaires du réseau de transport 10

Tableau 6 Extraits du « Table 2 » du « Directory 1 » (version 2015) 11

Tableau 7 Extrait du Tableau 1 de la norme TPL-001-4 pour les événements extrêmes 12

Tableau 8 Extrait du Tableau 1 de la norme TPL-001-4 13

Tableau 9 Écarts de pertes entre les solutions 17

Tableau 10 Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté 18

Tableau 11 Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté (M$ actualisés 2018) 19

Tableau 12 Comparaison économique des solutions - Sensibilité aux coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur (M$ actualisés 2018) 20

Tableau 13 Comparaison économique des solutions - Sensibilité à une réduction de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau (M$ actualisés 2018) 21

Tableau 14 Comparaison économique des solutions - Sensibilité à un facteur de charge de 0,6 (M$ actualisés 2018) 22

Tableau 15 Comparaison économique des solutions – Sensibilité à une réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge à 0,6 (M$ actualisés 2018) 23

Tableau 16 Comparaison économique des solutions incluant les coûts de sécurisation (M$ actualisés 2018) 24

Tableau 17 Comparaison économique des solutions incluant les coûts de sécurisation avec pertes minimales (M$ actualisés 2018) 25
Tableau 18 Synthèse de l'analyse de sensibilité 26

Liste des figures

Figure 1 Carte du réseau de transport 14

Liste des annexes

Annexe 1 Schéma d'écoulement de puissance (pièce déposée sous pli confidentiel)

1 Hypothèses utilisées par le Transporteur

La présente section fournit les précisions demandées par la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans sa décision D-2018-121 relatives à ce qui suit :

> *« [24]* ***En conséquence, la Régie demande au Transporteur de fournir, dans son complément de preuve :***
>
> - ***les hypothèses que le Transporteur a utilisées pour identifier les besoins liés au Projet en matière de production, charge, exportation et importation;***
> - ***le schéma d'écoulement de puissance qui a été utilisé pour justifier le Projet.*** *»*

Lorsqu'il réalise une étude de planification, le Transporteur utilise un réseau de pointe prévue pour une année future donnée dont les principales hypothèses sont les suivantes :

- Tous les équipements du réseau de transport sont considérés disponibles et en service ;
- Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone ;
- Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés ;
- La charge est ajustée afin de correspondre à la plus récente prévision de charge du Distributeur pour l'horizon à l'étude ;
- L'excédent au bilan production-charge (lorsqu'il y a excédent) est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées.

Le Transporteur a réalisé plusieurs études depuis 2013 qui permettent d'identifier les besoins liés au Projet. L'étude de planification dont les hypothèses sont les plus à jour a été réalisée en 2016. Les hypothèses et paramètres utilisés pour cette étude demeurent représentatifs de la planification actuelle du réseau du Transporteur.

Le tableau suivant montre les totaux de production, charge, exportation et importation pour cette étude, qui correspondent à la pointe prévue pour 2020-2021.

Tableau 1
Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

L'annexe 1, déposée sous pli confidentiel, montre le schéma de l'écoulement de puissance du réseau principal à 735 kV de cette étude, pour le réseau à la pointe 2020-2021.

2 Critères de conception associés à la justification du Projet

Dans sa décision D-2018-121, la Régie indique ce qui suit :

> *« [25]* ***La Régie demande également au Transporteur de préciser spécifiquement quels sont ses critères de conception du réseau de transport, ceux du Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC)[5] et les normes de fiabilité[6] associées aux Événements sur lesquels il fonde la justification du Projet. Elle demande aussi au Transporteur de déposer les extraits pertinents à cet égard. La Régie demande au Transporteur de décrire les conditions de réseau liées à l'application de ces Événements, telles que la quantité de production raccordée ainsi que les besoins, en mégawatt, associés à la charge locale et aux clients du service de point à point.*** »

Tel qu'il est indiqué à la pièce HQT-1, Document 1, deux événements sont considérés déterminants pour la justification du Projet, soit :

1) la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une ligne est déjà au retrait dans ce même corridor, et

2) la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux des six lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut.

Par ailleurs, le Transporteur mentionne que, sans le Projet, avec tous les équipements en service (réseau noble), le courant circulant dans les batteries de condensateurs série du poste du Saguenay excède sa capacité nominale.

Les critères associés à ces événements et à la capacité des batteries de condensateurs série sont résumés ci-après.

2.1 Perte d'un circuit de transport dans un réseau de pointe ayant déjà perdu un circuit

Le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau avec tous ses équipements en service à l'exception d'un circuit

de transport, prenant en compte que la production et les transits peuvent être abaissés d'une quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.

Ceci correspond à l'événement A en condition (N-1)-1500 du tableau 2 qui présente un extrait des critères de conception du Transporteur pour les événements de base du réseau de transport. Pour l'événement A, la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut triphasé permanent sur un circuit de transport, éliminé normalement, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial.

L'état du réseau N, Pn de ce tableau correspond au réseau de base dont les hypothèses en matière de production, charge, exportation et importation sont décrites à la section 1. La condition de réseau (N-1)-1500 est créée en partant du réseau de base N, Pn dans lequel un circuit du réseau de transport est mis hors service et la production au nord du circuit au retrait est réduite de 1 500 MW.

Tableau 2
Critères de base du réseau de transport[1]

	ÉVÉNEMENTS	État[1] du réseau	PERFORMANCE			ACTIONS AUTORISÉES								COMMENTAIRES
			Continuité de service	Stabilité garantie	Stabilité non garantie	MAIS (Manoeuvre autom. d'inductances shunt)	Télédéclenchement d'éléments shunt	DSF (Délestage en sous-fréquence)	DST (Délestage en sous-tension)	Télédélestage de charge	Rejet de production max = PPPC	Grand rejet de production	Rejet de production sur perte du bipôle	
A	Défaut LLL éliminé normalement	N, Pn	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	
	(alternateur, circuit, transformateur, barre)	(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
B	Défauts LT simultanés sur phases différentes	N, Pn	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
	de 2 ternes adjacents, éliminés normalement	(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
C	Défaut LT retardé (circuit, transfo., barre)	N, Pn	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	L'élimination différée du défaut peut causer
	causant la perte d'un autre élément, s'il y a lieu	(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	la perte d'autres éléments en bout de barre.
D	Perte d'un élément quelconque, sans défaut	N, Pn	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	**Élément :** altern, transfo., circuit, pôle,
		(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	compensateur shunt/série, disjonct., barre.
E	Défaut LT sur un disjoncteur, éliminé	N, Pn	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
	normalement	(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
F	Perte simultanée des 2 pôles d'une	N, Pn	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	
	installation à courant continu	(N-1)-1500	X	-	-	X	-	X[2]	-	-	-	-	-	

NOTE [1] **État du réseau :**
N, Pn : Réseau de pointe avec une réserve de stabilité distribuée de 1000 MW . Tous les équipements sont en service.
(N-1)-1500 : Réseau de pointe avec une réserve de stabilité distribuée de 1000 MW. Tous les équipements sont en service, sauf un tronçon de ligne ; la production est alors réduite d'une puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1500 MW.

[2] **Délestage de charge en sous-fréquence de longue durée seulement (5-10 minutes). Cet automatisme ne peut être utilisé pour assurer la stabilité du réseau durant l'événement et sert uniquement à rétablir la fréquence au-dessus de 59,5 Hz après l'événement, advenant le cas d'une perte de production plus grande que la réserve 10 minutes établie à 1000 MW.**

[1] Les termes « Default LLL » et « Default LT » désignent respectivement un défaut triphasé et un défaut monophasé.

L'équivalent de ce critère se trouve à la section 5.4 de la version 2009 du « Directory 1 » du NPCC à laquelle la Régie réfère[2]. Il importe de préciser que la version de 2009 a été remplacée en 2015[3], dans laquelle l'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence « R7 » dont l'extrait est le suivant :

> ***R7*** *Each Transmission Planner and Planning Coordinator shall plan its* ***bulk power system*** *to have sufficient transmission capability to meet the respective requirements as specified in Table 1 while serving forecasted* ***demand****.*

Le tableau 3 présente les extraits des événements correspondant au critère de la version 2015 du « Directory 1 ». Il faut se référer à l'événement « Category II », « Contingency 1a », suivi de l'événement «Category I », « Contingency 1a », tels que surlignés en jaune.

Tableau 3
Extraits du « Table 1 » du « Directory 1 » (version 2015)

Category	**Contingency** events Simulate the removal of all **elements** that **protection systems**, including **Special Protection Systems**, are expected to automatically disconnect for each event that involves an AC **fault.**	**Fault** type (permanent) On the listed **elements** where applicable	Performance requirements
II **Event(s) after a first loss and after System Adjustment**	1. Following the loss of any critical: a. transmission circuit, b. transformer, c. series or shunt compensating device or d. generator e. Single pole of a direct current facility and after System Adjustment, Category **I Contingencies** shall also apply.	Any Category I event as described above.	Performance requirements i to viii apply **Area generation** and **power** flows are adjusted between outages by the use of **resources** available within ten minutes following notification and other system adjustments such as HVDC and phase angle regulator adjustments that can be made within 30 minutes.

Category	**Contingency** events Simulate the removal of all **elements** that **protection systems**, including **Special Protection Systems**, are expected to automatically disconnect for each event that involves an AC **fault.**	**Fault** type (permanent) On the listed **elements** where applicable	Performance requirements
I **Single Event**	1. **Fault** on any of the following: a. transmission circuit b. transformer c. shunt device d. generator e. bus section	Three-phase **fault** with **normal fault clearing**	

L'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence 4.1 pour la catégorie d'événement P6 de la norme de fiabilité TPL-001-4 adoptée par la Régie[4].

Les extraits pertinents de cette norme sont fournis dans le texte et le tableau ci-dessous (se référer notamment au texte surligné en jaune).

---

2 D-2018-121, note 5 de la page 8.

3 https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf

4 Intitulée *Critère de comportement de la planification du réseau de transport*, mise en vigueur le 1er octobre 2017, D-2017-110 : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/NormesFiabilite.html

E4. Pour l'analyse de *stabilité* prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer les analyses de *contingences* indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

4.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 4.4 de l'exigence E4.

Tableau 4
Extrait du tableau 1 de la norme TPL-001-4

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et *stabilité*

a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'îlotage non contrôlé.

b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.

c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.

d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du BES[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P6 *Contingence* multiple *(chevauchement de deux* contingences *simples)*	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du *réseau*[9] : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6] 4. Pôle d'une ligne à courant continu	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
		4. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

2.2 Perte temporaire simultanée de deux circuits de transport

Le réseau de transport, avec tous ses équipements en service, doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau intégré selon la condition suivante : la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, avec élimination normale du défaut, entraînant simultanément la perte d'un autre circuit parallèle (mauvais fonctionnement des protections de ligne), compte tenu du système de réenclenchement. La continuité de service est requise en tout temps avec l'exception qu'il est permis, dans les cas impliquant une instabilité de la tension, de recourir à un automatisme de délestage de charge en sous-tension jusqu'à un maximum de 1500 MW.

Le tableau suivant, extrait des critères de conception du Transporteur, résume ses critères complémentaires, lui permettant de recourir à des automatismes de réseau lors de certains événements particuliers. On y trouve l'événement A avec l'état du réseau N, Pn correspondant à l'événement décrit ci-dessus.

Tableau 5
Critères complémentaires du réseau de transport

	ÉVÉNEMENTS	État[1] du réseau	PERFORMANCE			ACTIONS AUTORISÉES								COMMENTAIRES
			Continuité de service	Stabilité garantie	Stabilité non garantie	MAIS (Manoeuvre autom. d'inductances shunt)	Télédélenchement d'éléments shunt	DSF (Délestage en sous-fréquence)	DST (Délestage en sous-tension)	Télédélestage de charge	Rejet de production max = PPPC	Grand rejet de production	Rejet de production sur perte du bipôle	
A	Défaut LT sur un circuit causant la perte	N, Pn	X[3]	-	-	X	X	X[2]	X[3]	-	X	-	-	
	simultanée de 2 circuits parallèles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
B	Défaut LT ret. (circuit, transfo, barre) causant la	N, Pn	X[3]	-	-	X	X	X[2]	X[3]	-	X	-	-	
	perte d'un circuit // (ant.) et d'un compensateur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C	Défaut LT ret. (circuit) causant la perte d'un	N, Pn	X	-	-	X	X	X[2]	-	-	X	-	-	
	autre circuit en série (ant.) et d'un compens.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
D	Défaut LT (circuit), éliminé normalement, avec	N, Pn	X	-	-	X	X	X[2]	-	-	X	-	-	Automatisme requis, dans certains cas, pour
	contournement des bancs sur les circuits //s	(N-1)-1500	X	-	-	X	X	X[2]	-	-	X	-	-	la détection de contournement de banc.
E	Défaut LLL(barre), éliminé normalement, avec	N, Pn	X	-	-	X	X	-	-	-	X	-	-	Actions initiées, si requises, par la perte
	perte d'un élément et d'un circuit (antenne)	(N-1)-1500	X	-	-	X	X	-	-	-	X	-	-	d'une ligne.

NOTE [1] **État du réseau :**

N, Pn : Réseau de pointe avec une réserve de stabilité distribuée de 1000 MW. Tous les équipements sont en service.

(N-1)-1500 : Réseau de pointe avec une réserve de stabilité distribuée de 1000 MW. Tous les équipements sont en service, sauf un tronçon de ligne ; la production est alors réduite d'une puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1500 MW.

[2] **Délestage de charge en sous-fréquence de longue durée seulement (5-10 minutes). Cet automatisme ne peut être utilisé pour assurer la stabilité du réseau durant l'événement et sert uniquement à rétablir la fréquence au-dessus de 59,5 Hz après l'événement, advenant le cas d'une perte de production plus grande que la réserve 10 minutes établie à 1000 MW.**

[3] **Un automatisme de délestage de charge en sous-tension peut être utilisé dans certains cas impliquant un problème de stabilité de tension ; mais cet automatisme ne peut-être utilisé pour assurer la stabilité transitoire du réseau. La quantité de charge délestée ne peut dépasser 1500 MW.**

Les critères complémentaires du Transporteur découlent de la structure distinctive du réseau à 735 kV et regroupent les événements jugés assez probables pour que le Transporteur souhaite respecter le plus possible la continuité de service. Ils sont considérés comme des événements extrêmes par le NPCC et la North American Electric Reliability Corporation.

L'événement perte temporaire simultanée de deux lignes est donc un événement déterminé d'après l'expérience du Transporteur. On trouve ce type d'événement au tableau suivant reproduisant des extraits de la version 2015 du « Directory 1 ».

Tableau 6
Extraits du « Table 2 » du « Directory 1 » (version 2015)

Category	**Contingency** events Simulate the removal of all elements that **protection systems**, including **Special Protection Systems**, are expected to automatically disconnect for each event that involves an AC **fault.**	**Fault** type (permanent) and/or condition applied On the listed **elements** where applicable	Performance to be assessed
Extreme Contingency	1. Loss of the entire capability of a generating station.	No **Fault**	i, ii, iii
	2. Loss of all transmission circuits emanating from a generating station, switching station, substation or dc terminal.	No **Fault**	
	3. Loss of all transmission circuits on a common right-of-way.	No **Fault**	
	4. **Fault** on of any of the following: a. transmission circuit b. transformer c. shunt device d. generator e. bus section	Three- phase **fault** with failure of a circuit breaker to operate and correct operation of a breaker failure **protection system** and its associated breakers. (with due regard to successful and unsuccessful reclosing.)	
	5. **Fault** on a circuit breaker	Three-phase **fault**, with **normal fault clearing**	
	6. Sudden loss of a large **load** or major **load** center.	No **Fault**	
	7. The effect of severe power swings arising from disturbances outside the NPCC's interconnected systems.	**Fault** applied as necessary.	
	8. Failure of a **Special Protection System**, to operate when required following the normal contingencies listed in Table 1, Category I, Single Event.	As listed in Table 1, Category I, Single Event.	
	9. The operation or partial operation of a **Special Protection System** for an event or condition for which it was not intended to operate.	No **Fault**	
	10. Sudden loss of fuel delivery system to multiple plants, (e.g. gas pipeline contingencies).	No **Fault.**	
	Any additional extreme **contingencies** identified by each Planning Coordinator Area.	**Fault** applied as necessary.	

On trouve également ce type d'événement au « Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité » de la norme TPL-001-4 adoptée par la Régie.

Tableau 7
Extrait du Tableau 1 de la norme TPL-001-4 pour les événements extrêmes

Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité	
Régime permanent et stabilité Pour tous les événements extrêmes évalués : a. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et les commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*. b. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.	
Régime permanent	**Stabilité**
1. Perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur suivi, avant l'application des réglages du *réseau*, de la perte d'un seul autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur. 2. Événements dans une zone locale ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple : a. perte d'une ligne sur pylônes de trois circuits ou plus[11] ; b. perte de toutes les lignes de *transport* d'une *emprise* commune[11] ; c. perte d'un poste de sectionnement ou poste (perte d'un niveau de tension et des transformateurs) ; d. perte de tous les groupes d'une centrale ; e. perte d'une *charge* importante ou d'un centre de consommation majeur. 3. Événements dans une zone étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport* en raison de la topologie du réseau, par exemple : a. perte de deux centrales de production résultant de conditions comme les suivantes : i. perte d'un important gazoduc desservant une ou plusieurs régions où se trouve une importante production au gaz naturel ; ii. perte de l'usage d'une grande quantité d'eau utilisée pour le refroidissement d'installations de production ; iii. incendies de forêt ; iv. fortes intempéries (ouragans, tornades, etc.) ; v. cyberattaque réussie ; vi. mise à l'arrêt d'une ou de plusieurs centrales nucléaires et d'installations connexes pendant au moins une journée pour des causes communes, comme des problèmes touchant des centrales de même type ; b. autres événements susceptibles, selon l'expérience d'exploitation, d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.	1. À partir d'une situation initiale découlant de la perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur, appliquer un défaut triphasé sur un autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur avant l'application des réglages du *réseau*. 2. Événements dans une zone locale ou étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple : a. défaut triphasé sur un groupe de production, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ; b. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ; c. défaut triphasé sur un transformateur, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ; d. défaut triphasé sur une section de barre, avec un disjoncteur bloqué[10] ou un relais défecteux[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ; e. défaut triphasé interne d'un disjoncteur ; f. autres événements déterminés d'après l'expérience d'exploitation, par exemple des événements déclencheurs qu'on juge susceptibles d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

2.3 Capacité des batteries de condensateurs série

Les critères de conception du Transporteur exigent que les batteries de condensateurs série puissent supporter en tout temps, sans surcharge, le courant correspondant aux conditions normales d'exploitation du réseau avec toutes les lignes en service.

L'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence R7 de la version 2015 du « Directory 1 », de même qu'à l'exigence 3.1 de la norme TPL-001-4 pour la catégorie d'événement « P0 ».

Un extrait de l'exigence 3.1 est fourni ci-dessous :

> *Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de contingences établie d'après l'alinéa 3.4 de l'exigence E3.*

Tableau 8
Extrait du Tableau 1 de la norme TPL-001-4

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité						
Régime permanent seulement f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.						
Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du BES[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P0 Pas de *contingence*	*Réseau* normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non

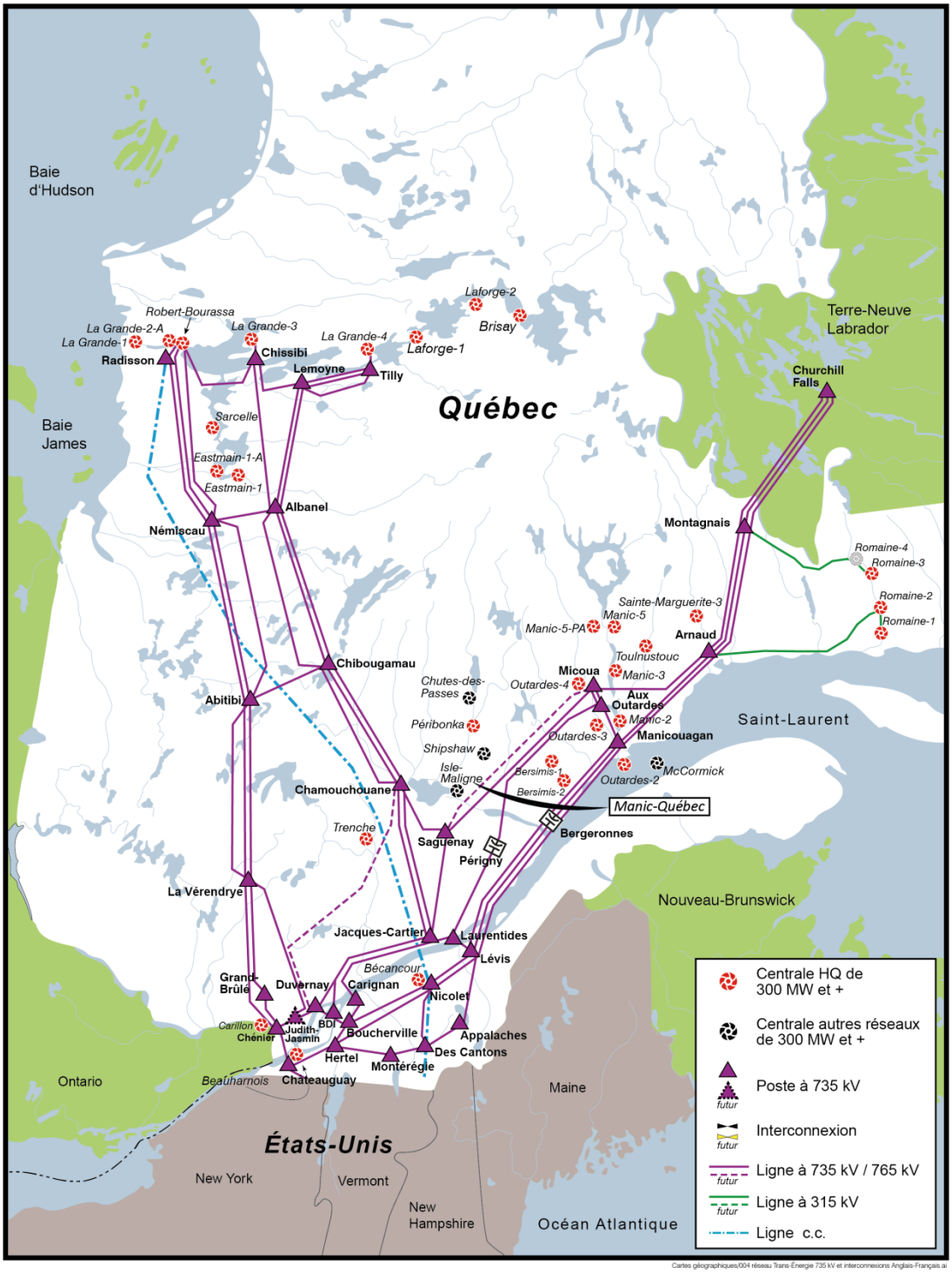
3 Carte du réseau intégré

Dans la décision D-2018-121, la Régie indique ce qui suit :

> « *[26]* ***Enfin, dans le but d'avoir une vue d'ensemble du réseau de transport, la Régie demande au Transporteur de produire, dans son complément de preuve, une carte du réseau intégré (lignes de transport à 735 kV et 450 kV), en y incluant les projets en chantier[7] ainsi que le projet à l'étude au présent dossier. »***

La figure 1 montre le réseau de transport à 735 kV et 450 kV incluant les projets en chantier ainsi que le projet à l'étude au présent dossier.

Figure 1
Carte du réseau de transport



4 Prévision 2018 sur la Côte-Nord

Dans sa décision D-2018-121, la Régie indique :

> « *[31]* ***la Régie estime qu'il est pertinent d'inclure les prévisions de la demande les plus récentes au dossier. Elle demande au Transporteur d'obtenir du Distribution une prévision de 2018 de la demande sur la Côte-Nord et d'ajuster le tableau 2 de la pièce B-0005[8] en conséquence. Cette mise à jour, produite en complément de preuve, devra contenir l'explication de toute variation significative, le cas échéant, de la prévision par rapport à celle de 2017. »***

Tel que demandé par la Régie, le Transporteur a communiqué avec le Distributeur afin d'obtenir une prévision 2018 de la demande sur la Côte-Nord.

Le Distributeur a informé le Transporteur que la prévision 2018 de la demande d'électricité sur la Côte-Nord n'est pas encore disponible. Le Transporteur s'engage à transmettre à la Régie la nouvelle prévision dès qu'il l'aura reçue du Distributeur.

5 Informations relatives aux automatismes, aux limitations de transits et aux autres mesures temporaires

Dans sa décision D-2018-121, la Régie indique :

> « *[37]* ***La Régie juge pertinentes, à l'étude du Projet, les informations relatives aux automatismes, aux limitations de transits et aux autres mesures temporaires auxquels le Transporteur prévoit faire appel en vue d'assurer la stabilité du réseau. Elle demande au Transporteur de préciser, dans son complément de preuve, la nature des mesures temporaires auxquelles il a fait appel depuis 2012 ainsi que la fréquence et la durée d'utilisation de chacune de ces mesures temporaires. »***

Entre 2012 et l'automne 2017, le Transporteur a utilisé, au besoin, uniquement les limitations de transits lors d'indisponibilités forcées de certains équipements de transport pour assurer la stabilité du corridor Manic-Québec. Ces limitations font toutefois partie des mesures normales utilisées pour l'exploitation du réseau.

En 2015, le Transporteur a développé une mesure temporaire à partir d'un automatisme déjà existant, en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 et considérant la prévision du Distributeur.

Cette mesure temporaire consiste en l'utilisation de l'automatisme de rejet de production et télédélestage de charge (« RPTC »). À la suite d'un déclenchement d'une ou de plusieurs lignes, l'automatisme envoie instantanément un ordre de déclenchement de certains groupes de production. Un ordre de déclenchement de charges résidentielles peut également être envoyé afin de rééquilibrer la fréquence du réseau. L'automatisme RPTC a été conçu et utilisé pour assurer la fiabilité du réseau lors d'événements exceptionnels (par

exemple, le déclenchement simultané de l'ensemble des lignes à 735 kV reliant deux postes de transport).

Temporairement, le Transporteur utilisera l'automatisme afin d'assurer la stabilité et la continuité de service également pour les événements de base (déclenchement d'une seule ligne).

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

L'utilisation de cet automatisme représente donc une dégradation temporaire du niveau de fiabilité du réseau. Il est ainsi important de limiter au maximum la durée d'utilisation de celui-ci.

6 Variation des pertes en puissance et en énergie de chacune des solutions envisagées par rapport au réseau actuel

Dans sa décision D-2018-121, la Régie indique :

> « *[46]* ***La Régie demande également au Transporteur de produire une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport actuel. La valeur actualisée associée à ces variations de pertes électriques devra aussi être fournie. »***

Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (P_{PP}) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (P_{EA}) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :

$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760$ heures

Où :

P_{PP} représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.

F_P est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :

$F_P = 0{,}9 \times F_C^2 + 0{,}1 \times F_C$

où :

F_C = facteur de charge correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.

Ainsi, $F_P = 0{,}9 \times 0{,}7^2 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$

Le tableau suivant rappelle les écarts de pertes de l'analyse économique du Transporteur présentée à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 5 et qui ont été calculés en utilisant cette méthode.

Tableau 9
Écarts de pertes entre les solutions

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	24,7	0	63,4
Écart des pertes annuelles (GWh)	110,6	0	283,8

Pour permettre une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport actuel, le Transporteur a utilisé le réseau 2017 et a apporté les ajustements suivants afin de le rendre représentatif de l'état prévisible du réseau avec chacune des solutions.

La ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île sera en service pour toute la durée de l'analyse économique, le Transporteur jugeant essentiel de tenir compte de l'impact de celle-ci dans l'analyse demandée par la Régie.

Pour obtenir un réseau représentatif avec chacune des solutions, il est aussi requis de considérer l'intégration complète du complexe de La Romaine ainsi que l'ajout d'interconnexions.

Le tableau qui suit présente une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie qu'aurait procurée chacune des solutions envisagées par rapport à un réseau dérivé du réseau de transport actuel (2017). Pour estimer la variation de pertes, le Transporteur a utilisé la même méthodologie que celle qu'il a utilisée dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport »[5].

Tableau 10
Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	123	0	285

Les résultats montrent que les écarts de pertes obtenus en appliquant les solutions au réseau 2017 sont tous plus élevés que les valeurs du tableau 9.

Le tableau suivant présente la comparaison économique des solutions en utilisant les valeurs de pertes obtenues par l'application des solutions au réseau 2017 ajusté.

[5] R-4058-2018, HQT-9, Document 1, Annexe 1.

Tableau 11
Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	37,0 MW	0,0 MW	78,0 MW
Pertes en énergie	123,0 GWh	0,0 GWh	285,0 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	268,5 M$	0,0 M$	602,6 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**831,7 M$**	898,5 M$	893,5 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	108 %	107 %

Ainsi, lorsqu'il évalue les trois solutions par rapport au réseau 2017 ajusté de façon à obtenir un réseau représentatif des conditions qui prévaudront avec chacune des solutions, le Transporteur obtient des écarts de pertes en puissance et en énergie supérieures à ceux présentés dans le dossier. De plus, les analyses économiques montrent que l'utilisation des écarts de pertes découlant de l'application des solutions au réseau actuel n'a que peu d'effet sur les écarts entre les diverses solutions.

Le Transporteur en conclut que, compte tenu de ces résultats, sa méthode d'estimation des écarts de pertes est valide et réaliste pour l'analyse comparative des solutions envisagées.

7 Analyse de sensibilité relative aux paramètres de l'analyse économique

Dans sa décision D-2018-121, la Régie indique :

> « *[45]* ***En conséquence, la Régie demande au Transporteur de fournir, dans son complément de preuve, une analyse de sensibilité relative aux pertes électriques associées à chacune des solutions envisagées sur la base du niveau d'incertitude qu'il estime raisonnable quant aux quantités de pertes en puissance et en énergie. »***

Lorsqu'il utilise la méthode décrite à la section 6 pour estimer les écarts de pertes, le Transporteur identifie trois sources d'incertitudes possibles à l'égard du coût des pertes inclus dans l'analyse économique :

- la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur ;
- la valeur calculée de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau (P_{PP}) ;
- la valeur du facteur de charge (F_C) utilisé pour estimer l'écart d'énergie annuelle.

De plus, le Transporteur juge pertinent d'ajouter une sensibilité aux coûts pour la sécurisation post-verglas associée à la solution 3.

7.1 Sensibilité à la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur

Considérant l'évolution des coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie depuis les six dernières années[6], le Transporteur a effectué une analyse de sensibilité en retenant les coûts évités les plus faibles de cette période, soit les coûts évités en énergie de la décision D-2016-033 et les coûts évités en puissance de la décision D-2014-035.

Le tableau suivant présente les résultats.

Tableau 12
Comparaison économique des solutions - Sensibilité aux coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	110,6 GWh	0,0 GWh	283,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	179,0 M$	0,0 M$	459,4 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**742,2 M$**	898,5 M$	750,3 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	121 %	101 %

6 D-2013-037, D- 2014-037, D-2015-018, D-2016-033, D-2017-022 et D-2018-025.

7.2 Sensibilité aux pertes en puissance

Les pertes électriques sont déterminées par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. La résistance des lignes, qui dépend de la longueur de celles-ci, affecte directement le niveau des pertes en puissance différentiel. Le tracé de ligne retenu dans le cadre du présent Projet est d'une longueur de 262 km. La longueur de cette ligne, déterminée en avant-projet, ne devrait plus varier. Des contraintes inattendues pourraient toutefois survenir lors de la réalisation du Projet et faire en sorte que le tracé serait légèrement modifié et ainsi modifierait les écarts de pertes.

Le tableau suivant présente l'impact sur l'analyse économique d'une réduction de 5 % de la quantité estimée de pertes en puissance.

Tableau 13
Comparaison économique des solutions - Sensibilité à une réduction de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau (M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	23,5 MW	0,0 MW	60,2 MW
Pertes en énergie	105,0 GWh	0,0 GWh	269,6 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	211,5 M$	0,0 M$	542,9 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**774,7 M$**	898,5 M$	833,8 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	116 %	108 %

7.3 Sensibilité au facteur de charge (F_C)

L'analyse des résultats de la variation des pertes en puissance et en énergie de chacune des solutions envisagées par rapport au réseau 2017 effectuée à la section 6 montre que le facteur de charge qui serait requis pour obtenir les valeurs d'énergie du tableau 12 à partir de la valeur de puissance de ce même tableau varie de 0,6 à 0,65. Compte tenu de ces résultats, le Transporteur considère qu'une réduction de 0,7 à 0,6 du facteur de charge est

plausible. Le tableau 17 présente l'impact sur l'analyse économique d'une réduction à 0,6 du facteur de charge utilisé pour calculer la quantité estimée de pertes en énergie.

Tableau 14
Comparaison économique des solutions - Sensibilité à un facteur de charge de 0,6
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	83,1 GWh	0,0 GWh	213,3 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	179,6 M$	0,0 M$	461,0 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**742,8 M$**	898,5 M$	751,9 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	121 %	101 %

En combinant une réduction de 5 % de la quantité des écarts de pertes à la pointe comme décrit à la section 7.2 à l'utilisation d'un facteur de charge de 0,6, le Transporteur considère qu'il obtient ainsi des hypothèses pessimistes pour l'évaluation des écarts de pertes.

Le tableau suivant présente l'impact sur l'analyse économique d'une réduction de 5 % de la quantité estimée de pertes en puissance combinée à une réduction à 0,6 du facteur de charge utilisé pour calculer la quantité estimée de pertes en énergie.

Tableau 15
Comparaison économique des solutions – Sensibilité à une réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge à 0,6 (M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	23,5 MW	0,0 MW	60,2 MW
Pertes en énergie	78,9 GWh	0,0 GWh	202,6 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	170,6 M$	0,0 M$	437,9 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	733,8 M$	898,5 M$	**728,8 M$**
Ratio par rapport à solution 1	100 %	122 %	**99 %**

7.4 Sensibilité aux coûts de sécurisation pour le verglas

Par ailleurs, le Transporteur rappelle que, comme mentionné à la pièce HQT-1, Document 1[7], le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec. Ainsi les solutions 1 et 2 impliquent la construction de lignes qui satisfont des critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas.

Advenant la mise en place de la solution 3, il serait nécessaire d'investir massivement dans des travaux de renforcement de la ligne existante entre Micoua et Saguenay (circuit 7019) afin de sécuriser cette dernière et d'obtenir un service équivalent avec chacune des trois solutions.

Dans son analyse économique déposée à la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur avait fait le choix de ne pas inclure ces coûts de renforcement à la solution 3 et ce pour les raisons suivantes :

- Compte tenu des paramètres physiques de la ligne existante, il n'était pas en mesure de développer une solution technique équivalente en termes de robustesse

[7] Page 10, lignes 23 et 24.

et devait se limiter à une amélioration de la robustesse sans atteindre les critères souhaités ;

- Compte tenu de l'ampleur des interventions, les coûts associés à ces renforcements ne peuvent être affinés qu'après un avant-projet ;
- L'analyse économique était déjà favorable au Projet sans avoir à inclure ces coûts à la solution 3.

Cependant, au regard des nouvelles demandes de la Régie entourant la sensibilité de l'analyse économique par rapport aux pertes, le Transporteur tient à ajouter cet élément dans les paramètres pouvant influencer grandement le choix des solutions.

Le tableau suivant présente l'impact sur l'analyse économique de l'ajout des coûts de sécurisation à la solution 3.

Tableau 16
Comparaison économique des solutions incluant les coûts de sécurisation
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	556,7 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-33,6 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	38,3 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	110,6 GWh	0,0 GWh	283,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6 M$	0,0 M$	571,4 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**785,8 M$**	898,5 M$	1132,8 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	114 %	144 %

Le tableau suivant présente l'impact sur l'analyse économique de l'ajout des coûts de sécurisation à la solution 3 tout en utilisant des hypothèses pessimistes (-5% de pertes en puissance à la pointe et un facteur de charge de 0,6) pour les pertes.

Tableau 17
Comparaison économique des solutions incluant les coûts de sécurisation avec pertes minimales (M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	556,7 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-33,6 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	38,3 M$
Pertes en puissance	23,5 MW	0,0 MW	60,2 MW
Pertes en énergie	78,9 GWh	0,0 GWh	202,6 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	170,6 M$	0,0 M$	437,9 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**733,8 M$**	898,5 M$	999,3 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	122 %	136 %

7.5 Synthèse de l'analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente la synthèse de l'analyse de l'analyse de sensibilité effectuée ci-dessus à l'égard des paramètres de l'analyse économique.

Tableau 18
Synthèse de l'analyse de sensibilité

		Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay		**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides		**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec	
		CGA	Ratio	CGA	Ratio	CGA	Ratio
1	Référence (Tableau 4, HQT-1, Document 1)	**785,7 M$**	**100 %**	898,5 M$	114 %	862,3 M$	110 %
2	Coûts pertes puissance 2014 et énergie 2016	**742,2 M$**	**100 %**	898,5 M$	121 %	750,3 M$	101 %
3	Pertes en puissance à la pointe P_{PP}-5 %	**774,7 M$**	**100 %**	898,5 M$	116 %	833,8 M$	108 %
4	Facteur de charge F_C=0,6 plutôt que F_C=0,7	**742,8 M$**	**100 %**	898,5 M$	121 %	751,9 M$	101 %
5	Combinaison F_C=0,6 et P_{PP}-5% (pertes minimales)	733,8 M$	100 %	898,5 M$	122 %	**728,8 M$**	**99 %**
6	Coûts sécurisation verglas solution 3 inclus	**785,8 M$**	**100 %**	898,5 M$	114 %	1132,8 M$	144 %
7	Sécurisation verglas solution 3, F_C=0,6 et P_{PP}-5%	**733,8 M$**	**100 %**	898,5 M$	122 %	999,3 M$	136 %

En considérant chacune des trois solutions à la lumière des paramètres examinés dans la présente section, l'examen des coûts globaux actualisés (« CGA ») et du ratio de ceux-ci par rapport à la solution 1 retenue démontrent que dans tous les cas, la solution 1 demeure soit la plus économique ou soit équivalente à la solution 3 en termes de coûts globaux actualisés, et ce même dans le cas de l'utilisation d'hypothèses pessimistes à l'égard des pertes. Toutefois, la solution 3 implique d'investir des sommes additionnelles importantes en sécurisation afin de lui permettre d'offrir un service équivalent aux deux autres solutions. En considérant ce point primordial, cette solution s'avère en fait la solution la plus chère.

Outre les autres avantages qualitatifs, tels que la flexibilité d'exploitation accrue[8], les résultats de cette analyse permettent au Transporteur de conclure que la solution 1 demeure la solution technico-économique optimale qu'il recommande.

[8] HQT-1, Document 1, p. 10, lignes 17-18 ; p. 20, lignes 14-16.