

Q U É B E C

NO : R-4096-2019

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À
COMPTER DU 1^{er} JANVIER 2020**

HYDRO-QUÉBEC

(ci-après le «TRANSPORTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ**

(ci-après « AQCIE »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC**

(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

TABLE DES MATIÈRES

1. Intégration des centrales du complexe La Romaine.....	3
2. L'abandon du projet Northern pass	5
3. La base de tarification	8
3.1. Base de tarification des immobilisations corporelles nettes – historique année témoin vs année réelle	8
3.1.1. Impact des MES.....	9
3.1.2. L'amortissement.....	11
3.2. Impact total.....	12
4. Le Facteur C.....	12
5. Facteur Y – Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon des travaux liés au CS23	16
5.1. Facteur Y – Critères	17
5.1.1. Récurrence des éléments de coûts.....	18
5.1.2. Seuil de matérialité fixé à 15 M\$.....	18
6. Pertes de transport – analyse économique des projets.....	20
7. Indicateurs de performance liés au MTÉR	22

1. INTÉGRATION DES CENTRALES DU COMPLEXE LA ROMAINE

Le projet de raccordement des centrales du complexe La Romaine au réseau de transport a fait l'objet du dossier R-3757-2011 et la Régie a autorisé le projet par sa décision D-2011-083.

La capacité totale des centrales du complexe s'élève à 1 550 MW et la mise sous tension initiale des quatre centrales devait s'étaler sur la période 2014-2020 comme suit, selon l'entente de raccordement intervenue entre le Producteur et le Transporteur :

- La Romaine-1 : 270 MW ; 1er avril 2016;
- La Romaine-2 : 640 MW ; 15 avril 2014;
- La Romaine-3 : 295 MW ; 1er mai 2017;
- La Romaine-4 : 245 MW ; 1er avril 2020.¹

Dans sa décision D-2011-083, la Régie a retenu que, selon les modalités applicables de la politique d'ajouts au réseau, le montant maximum que le Transporteur pouvait assumer pour ce projet était de 923,8 M\$.²

Dans un dossier antérieur (R-4012-2017), le Transporteur fournit un historique de la valeur des investissements mis en service. En incluant la prévision des investissements mis en service en 2017, la valeur totale des mises en service s'élève à 1 457 M\$. Le Transporteur indique également que l'impact sur les revenus requis de l'année 2018 est de 152,1 M\$.³ Selon le rapport annuel 2018 du Transporteur la valeur des mises en service réalisées au 31 décembre 2018 est de 1 463,1 M\$.⁴

Dans ce même dossier, étant donné que la valeur des mises en service était supérieure au montant maximum que pouvait assumer le Transporteur, l'AQCIE et le CIFQ ont recommandé à la Régie de *considérer tout excédent au montant maximum comme un compte à recevoir, pour lequel la clientèle n'a pas à supporter les coûts de financement, et de créditer la base de tarification de ce même montant.*⁵

Dans sa décision D-2018-017, la Régie n'a pas retenu la position de l'AQCIE-CIFQ⁶. Cependant la Régie mentionne :

« [550] Par ailleurs, considérant l'impact tarifaire lié au versement de la contribution à la fin des travaux, la Régie est d'avis qu'une attention particulière de la part du Transporteur devrait être portée à ce projet afin qu'il se réalise selon l'échéancier prévu. La Régie note à cet égard l'affirmation du Transporteur selon laquelle la contribution sera versée au mois de septembre

¹ R-3757, B-0005, page 23 de l'Entente de Raccordement des centrales du projet La Romaine.

² D-2011-083, paragraphe 44.

³ R-4012-2017, B-0079, pages 20 et 21, réponses à la DDR numéro 1 de l'AQCIE-CIFQ.

⁴ Rapport annuel 2018 du Transporteur, HQT-5, document 1, page 11.

⁵ C-AQCIE-CIFQ-0013, page 5.

⁶ D-2018-021, page 132, paragraphe 532.

2020 lors de la mise en service finale du Projet la Romaine, selon la prévision disponible lors de l'audience. »⁷

Dans le dossier tarifaire R-4059-2018, il est indiqué une contribution de 963,9 M\$ en 2020 pour le raccordement des centrales du complexe la Romaine⁸.

Dans le dossier actuel il est également indiqué une contribution pour le raccordement des centrales du complexe la Romaine, mais elle est de 965,8 M\$ et est prévue en 2021⁹.

Il est utile de rappeler que l'article 23 de *l'Entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* mentionne¹⁰:

« Le Producteur doit aviser le Transporteur par écrit, dans un délai raisonnable, de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement cette date, et dans ce cas, doit démontrer au Transporteur qu'il a pris les mesures nécessaires pour établir une nouvelle date de mise sous tension initiale dans un délai raisonnable et que les parties ont convenu d'une entente écrite sur les conditions du report ».

En réponse à une demande des intervenants d'indiquer si le Producteur a avisé le Transporteur d'un changement de date quant à la mise sous tension initiale de la centrale La Romaine-4, le Transporteur mentionne¹¹ :

« Le 12 octobre 2018, le Producteur a transmis une correspondance au Transporteur l'avisant que la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4, initialement prévue pour le 1er avril 2020, était reportée à la fin du mois de mai 2021. »

De plus le Transporteur mentionne :

« Une correspondance datée du 4 mars 2019, signée par le Producteur et le Transporteur, indique les conditions du report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4. À cet effet, il est précisé que le Producteur doit fournir au Transporteur une description des principales étapes à accomplir devant mener à la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 ainsi que des états d'avancement détaillés de ses travaux, selon un calendrier précis. La correspondance inclut également la mise à jour de l'entente de raccordement, comme spécifiée dans la Convention relative aux modifications apportées à l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec. »

Ainsi, les conditions concernent *une description des principales étapes à accomplir devant mener à la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 ainsi que des états*

⁷ D-2018-021, page 137.

⁸ R-4058-2018, B-0031, page 27.

⁹ B-0012, page 13.

¹⁰ R-3757, B-0005, Entente de Raccordement des centrales du projet La Romaine.

¹¹ B-0044, page 13.

d'avancement détaillés de ses travaux, selon un calendrier précis. Il n'est aucunement question de la contribution que le Producteur doit verser au Transporteur en 2020 selon le calendrier original.

Selon les intervenants, les conditions de report auraient dû inclure le traitement de la contribution à verser au Transporteur.

Comme il a été mentionné plus haut, le Transporteur a rempli ses engagements quant à la réalisation des travaux requis pour le raccordement des centrales du complexe La Romaine. Selon le rapport annuel 2018 du Transporteur la valeur des mises en service réalisées au 31 décembre 2018 est de 1 463,1 M\$, ce qui est de beaucoup supérieur au montant maximum de 923,8 M\$ que le Transporteur peut assumer pour ce projet. Le montant total de 1 463,1 M\$ est intégré dans la base de tarification du Transporteur, les coûts relatifs à ces investissements évalués par le Transporteur à 152,1 M\$, comme mentionné plus haut, sont inclus dans les revenus requis du Transporteur et donc transmis aux clients par le biais du tarif.

Selon les intervenants, les clients du Transporteur n'ont pas à absorber les conséquences du retard de la mise en service de la centrale La Romaine-4.

En conséquence, étant donné que le Transporteur n'a pas exigé le paiement de la contribution dans les conditions du report de la mise en service de la centrale La Romaine-4, les intervenants reprennent leur recommandation antérieure de considérer tout excédent au montant maximum comme un compte à recevoir, pour lequel la clientèle n'a pas à supporter les coûts de financement, et de créditer la base de tarification de ce même montant.

Par ailleurs, les intervenants rappellent qu'au dernier paragraphe de l'article 12.1 de *l'Entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec*, il est mentionné : « *Le Producteur peut, sous réserve des conditions prévues à l'article 23, reporter la date de mise sous tension initiale. Dans ce cas, le Producteur devra rembourser au Transporteur l'excédent des frais financiers qui en découlent.* »¹²

Ainsi, subsidiairement, si la Régie ne retient pas la recommandation des intervenants quant au traitement de la contribution à recevoir, les intervenants recommandent à la Régie de considérer que l'excédent des frais financiers qui découle du report de la date de mise en service de la centrale La Romaine-4 est reçu par le Transporteur et recommandent que les revenus requis soient réduits en conséquence.

2. L'ABANDON DU PROJET NORTHERN PASS

Comme cela est mentionné à la décision D-2016-093:

« [15] Le Projet comprend principalement la construction d'une ligne à 320 kV d'environ 79 km à partir du poste des Cantons jusqu'à la frontière du réseau du Transporteur dans la municipalité de East Hereford (la Frontière) et l'installation d'équipements à ce poste. En outre, il comporte les travaux requis

¹² R-3757, B-0005, Entente de Raccordement des centrales du projet La Romaine.

pour assurer le respect des critères de conception du réseau de transport et le maintien des actifs. »

« [17] Le Projet permet de fournir le service de transport ferme de point à point à long terme donnant suite à une demande reçue d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur). La convention de service qui découle de cette demande porte sur une livraison de 1 128 MW à la Frontière, pour une durée de 15 ans à compter du 1er juin 2019 ou de la date à laquelle les ajouts au réseau visés par le Projet sont terminés, selon la plus lointaine de ces deux dates. »¹³

Dans le cadre de son rapport annuel 2018, déposé le 18 avril 2019, en réponse à une demande de renseignements de la Régie (datée du 28 juillet 2019), le Transporteur mentionne :

« Le Transporteur rappelle qu'au-delà de la frontière de son réseau avec le New Hampshire, la ligne à 320 kV sera raccordée à la ligne proposée par les promoteurs du projet Northern Pass (« NPT »), avec lesquels il coordonne le développement des ajouts sur son propre réseau.

À la suite de la récente décision de la Cour suprême du New Hampshire, les promoteurs du projet NPT indiquent le 25 juillet 2019 que la réalisation de cette ligne n'est désormais plus probable.

En ce qui a trait à la ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Cantons, le Transporteur évalue les suites à donner à ce projet sur son réseau à la lumière de ces éléments récents. »¹⁴

Par ailleurs, dans un article du journal Le Devoir du 31 août 2019, il est indiqué :

« La société d'État a par ailleurs comptabilisé une charge de 46 millions liée à la radiation de certains coûts entourant le Northern Pass — un des projets sur lesquels misait Hydro-Québec pour exporter de l'hydroélectricité dans la région de la Nouvelle-Angleterre — à la suite de la décision prise le mois dernier par Eversource. »¹⁵

Il est utile de rappeler l'article suivant de la Convention de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point conclue entre le Transporteur et Hydro-Québec production dans le cadre de ce dossier, où il est clairement mentionné qu'advenant l'abandon du projet le Producteur remboursera les coûts encourus par le Transporteur¹⁶.

¹³ D-2016-093, page 8.

¹⁴ Rapport annuel 2018 du Transporteur, B-0045, pages 17 et 18.

¹⁵ <https://www.ledevoir.com/economie/561714/les-profits-d-hydro-plongent>.

¹⁶ R-3956-2015, B-0035, page 8, article 8.6.

- 8.6 Prix estimé des ajouts au réseau dont le coût réel est payable par le *client du service de transport* en cas d'abandon : Advenant que le projet du nouveau point d'interconnexion soit suspendu pour une période indéterminée ou abandonné, pour quelque raison que ce soit, le *client du service de transport* rembourse au Transporteur, dans un délai de soixante (60) jours de la réception d'une demande à cet effet (i) les coûts encourus et engagés jusqu'à la date de la suspension ou de l'abandon, (ii) le coût de démantèlement des équipements du Transporteur duquel est soustrait la valeur de récupération des équipements, et (iii) les frais financiers encourus et engagés par le Transporteur. Le projet du nouveau point d'interconnexion sera présumé abandonné si la Régie de l'énergie refuse d'autoriser l'ensemble du projet d'investissement.

En réponse à une demande de renseignements des intervenants, le Transporteur renvoie à une réponse donnée à la Régie où il est mentionné :

« Le 26 août 2019, la demande de service de transport pour laquelle le projet était planifié a été retirée par le client. Le Transporteur est actuellement en processus de fermeture de ce dossier. »

Par ailleurs, en réponse à une préoccupation des intervenants quant à l'impact de l'annulation du projet sur les revenus requis du Transporteur pour l'année 2020, le Transporteur mentionne :

« Comme prévu à la convention de service de transport ferme à long terme de point à point avec le client, les montants déjà investis pour le projet de ligne à 320 kV et l'installation d'équipements au poste des Cantons font partie des coûts associés au projet du client. Ces coûts encourus et engagés seront remboursés au Transporteur par le client, conformément à la convention de service de transport.

De plus, aucun montant n'est associé à ce projet dans les revenus requis du Transporteur pour l'année 2020. En effet, les coûts encourus pendant la réalisation d'un projet sont comptabilisés dans un compte hors base et ne sont inclus à la base de tarification qu'à la mise en service projetée des équipements. »

Les intervenants sont satisfaits des réponses du Transporteur et n'ont en conséquence aucune recommandation à formuler à ce sujet.

3. LA BASE DE TARIFICATION

Selon les informations fournies par le Transporteur, le rendement sur la base de tarification (1 539,1 M\$) constitue 44,1% des revenus requis du Transporteur pour l'année témoin 2020 (3 488,1 M\$)¹⁷. Pour l'année de base 2019, cette proportion est de 44,0%¹⁸.

Étant donné l'importance de cette composante des revenus requis, il y a lieu de s'assurer de la validité de la prévision du Transporteur à son égard.

La base de tarification du Transporteur comprend les éléments suivants :

- La valeur nette des immobilisations en exploitation;
- La valeur nette des actifs incorporels;
- Les autres actifs;
- Le fond de roulement.

Pour l'année témoin projetée 2020, la moyenne des 13 soldes de la base de tarification s'élève à 22 327,6 M\$ dont la composante la plus importante est la valeur nette des immobilisations en exploitation (22 174,3 M\$ ou 99,3%)¹⁹. La proportion est la même pour l'année de base 2019 et elle est de 99,2% pour l'année réelle 2018.

3.1. Base de tarification des immobilisations corporelles nettes – historique année témoin vs année réelle

Le tableau suivant présente un historique de la base de tarification des immobilisations corporelles en exploitation sur la période 2014-2018. Il présente les valeurs qui avaient été projetées pour une année donnée et les valeurs réelles pour la même année.

Tableau AQCIE-CIFQ -1

Immobilisations corporelles en exploitation : valeur nette – moyenne des 13 soldes

Références		Année témoin	Année réelle	Écart	
				M\$	%
Année témoin	Année réelle				
R3823-2012- C-HQT-34, page 3	R-3934-2015, B-18, page 3	2014	17 532,4	17 116,5	415,9 2,4%
R-3903-2014, B-21, page 3	R-3981-2016, B-20, page 3	2015	18 308,7	18 065,7	243,0 1,3%
R-3934-2015, B-20, page 3	R-4012-2017, B-24, page 3	2016	19 072,3	18 768,9	303,4 1,6%
R-3981-2016, B-22, page 3	R-4058-2018, B-25, page 3	2017	19 722,9	19 313,2	409,7 2,1%
R-4012-2017-B26, page 3	R-4096-2019, B-11, page 44	2018	20 667,3	20 213,9	453,4 2,2%
		Moyenne	19 060,7	18 695,7	365,1 2,0%

¹⁷ B-0011, page 8.

¹⁸ B-0011, page 8.

¹⁹ B-0011, page 48.

On peut constater qu'à chaque année la valeur de l'année réelle est inférieure à la valeur de l'année témoin. L'écart moyen est de 365 M\$.

De plus les intervenants présentent le tableau suivant qui montre la valeur nette des immobilisations corporelles au 1er janvier pour l'année témoin et pour l'année réelle sur la période 2014-2018.

Tableau AQCIE-CIFQ -2

Immobilisation: valeur nette au 1er janvier			
	Témoin	Réelle	Témoin - Réelle
2014	17 437,6	17 245,6	191,9
2015	18 530,6	18 036,5	494,2
2016	19 115,7	18 911,9	203,9
2017	19 344,3	19 262,0	82,3
2018	20 355,2	20 271,9	83,3

Les références sont les même que celles du tableau précédent

Encore ici, il y a un écart systématique entre la valeur de l'année témoin et la valeur de l'année réelle.

Donc, avant même de prendre en considération la prévision des mises en service (MES) et la prévision de l'amortissement, on constate que la base de tarification est surévaluée.

3.1.1. Impact des MES

Selon les intervenants, l'écart entre la valeur de l'année témoin et celle de l'année réelle dû aux MES est de deux ordres, soit un écart dû à la différence entre la valeur totale prévue et la valeur totale réelle des MES pour une année donnée, et un écart dû à la différence entre la répartition mensuelle prévue des MES et la répartition mensuelle réelle de ces MES pour la même année donnée.

L'analyse des intervenants porte particulièrement sur l'impact de la répartition mensuelle des MES. Pour cela les intervenants considèrent les variations nettes mensuelles des immobilisations en exploitation qui apparaissent au tableau montrant l'évolution mensuelle de la base de tarification²⁰.

À cet effet, à partir des données fournies aux dossiers tarifaires, les intervenants ont calculé la proportion de la valeur de la moyenne des 13 soldes des variations nettes des immobilisations par rapport à la valeur totale sur la période 2014-2020 pour l'année témoin, l'année de base et l'année réelle. Les résultats sont présentés au tableau suivant.

²⁰ B-0011, page 48

Tableau AQCIE-CIFQ -3

Facteur moyenne des 13 soldes (Variation nette moyenne des 13 soldes/Variation nette totale)			
	Témoin	Base	Réel
2014	26,1%	28,5%	17,0%
2015	22,6%	37,1%	27,2%
2016	33,8%	28,7%	24,3%
2017	45,8%	37,3%	26,0%
2018	36,4%	35,4%	27,0%
2019	44,2%	42,8%	
2020	35,9%		
Moyenne	35,0%	35,0%	24,3%

Les références sont les même que celles du tableau précédent

Les intervenants constatent que la valeur de la moyenne des 13 soldes des variations nettes des immobilisations est systématiquement plus élevée dans le cas de l'année témoin et de l'année de base que dans le cas de l'année réelle (une exception pour l'année témoin 2015). Il y a donc un biais et celui-ci a pour effet d'intégrer à la base de tarification une valeur des immobilisations corporelles plus élevée que la valeur réelle. Par exemple, en appliquant la valeur moyenne des données réelles (24,3%) aux variations nettes totales prévues de l'année 2020 (1 410,4 M\$²¹), la valeur de la moyenne des 13 soldes à ajouter à la base de tarification est de **342,7 M\$** alors que la valeur de la moyenne des 13 soldes des variations nettes est de **507 M\$²²** pour l'année témoin 2020. L'utilisation de la répartition mensuelle moyenne basée sur des données réelles aurait donc pour effet de réduire la base de tarification de **165 M\$**.

L'analyse permet de conclure que la prévision de la répartition mensuelle des variations nettes pour une année donnée a un impact important sur la base de tarification et que cet impact a été systématiquement favorable au Transporteur sur la période considérée.

Par ailleurs, il faut également considérer que la base de tarification de l'année 2020 est calculée à partir des données de l'année réelle de 2018 auxquelles il faut ajouter les variations prévues pour l'année de base 2019, et le tableau ci haut montre que le même biais existe entre l'année de base et l'année réelle.

L'impact de la répartition mensuelle des variations nettes des immobilisations s'applique sur deux années, ce qui amplifie l'impact total pour l'année témoin 2020.

²¹ B-0011, page 48.

²² B-0011, page 48 : Moyenne des 13 soldes du total des immobilisations – valeur au 1er janvier 2020, soit : 38 158 – 37 651 = 507 M\$.

3.1.2. L'amortissement

Les intervenants présentent le même type d'analyse, appliquée à l'amortissement, soit l'impact de la prévision de la proportion mensuelle de l'amortissement annuel dans le calcul de la moyenne des 13 soldes.

À partir des données fournies par le Transporteur dans ses dossiers tarifaires annuels, les intervenants ont calculé la variation annuelle de l'amortissement cumulé ainsi que la valeur de la moyenne des 13 soldes de l'amortissement annuel²³.

Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui montre le pourcentage de la valeur de la moyenne des 13 soldes de l'amortissement par rapport à la valeur du total de l'amortissement sur la période 2014-2020 pour l'année témoin, l'année de base et l'année réelle.

Tableau AQCIE-CIFQ -4

Facteur moyenne des 13 soldes (Amortissement moyenne des 13 soldes/Amortissement total)			
	Témoin	Base	Réel
2014	50,0%	48,7%	55,5%
2015	50,0%	49,3%	56,5%
2016	50,0%	48,4%	62,3%
2017	50,0%	48,7%	67,1%
2018	49,6%	48,0%	65,0%
2019	48,5%	45,9%	
2020	48,2%		
Moyenne	49,5%	48,2%	61,3%

Les références sont les même que celles du tableau précédent

Il apparaît que le pourcentage est systématiquement plus élevé dans le cas des données réelles que dans le cas des données de l'année de base ou de l'année témoin.

Pour l'année 2020, l'impact d'utiliser un pourcentage basé sur une prévision (année témoin) au lieu d'un pourcentage basé sur des données réelles historiques est le suivant.

Selon les données fournies, la différence entre l'amortissement cumulé au 1er janvier 2020 et celui cumulé le 31 décembre 2020 est de 1 103,40 (16 555,50 - 15 452,10), alors que la moyenne des 13 soldes est de **531,54 M\$** (15 983,64 - 15 452,10)²⁴, soit 48,2%.

Si la répartition mensuelle de l'année témoin était semblable à la répartition mensuelle basée sur des données réelles historiques, la moyenne des 13 soldes serait de **676,4 M\$**, soit une différence de **144,8 M\$**, et la base de tarification serait ainsi diminuée d'autant.

²³ B-0011, page.

²⁴ B-0011, page 48.

3.2. Impact total

En combinant l'impact de l'utilisation de valeurs basées sur des données réelles historiques pour la répartition mensuelle des immobilisations nettes et la répartition de l'amortissement cumulé, les intervenants évaluent que la base de tarification pourrait être réduite de 308,6 M\$.

De plus en considérant que la valeur des immobilisations nettes au 1er janvier est surévaluée comme cela a été montré plus haut, les intervenants recommandent à la Régie de réduire la base de tarification de 400 M\$ et les revenus requis de 27,32 M\$ (400 M\$ * 6,893%²⁵).

4. LE FACTEUR C

Pour la détermination du Facteur C, le Transporteur fait référence à la Décision D-2018-060²⁶ où il est mentionné que dans sa décision D-2018-001, « la Régie retenait le Facteur C proposé par le Transporteur, correspondant à la formule utilisée dans les dossiers tarifaires pour évaluer, selon une approche paramétrique, la croissance de ses coûts liés à ses activités de base découlant des MES (Mises En Service) des projets d'investissement des catégories « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien et amélioration de la qualité du service ».

Le Transporteur présente le tableau suivant qui illustre l'application de cette approche pour la détermination du Facteur C de l'année témoin 2020²⁷. Selon cette approche, le Facteur de croissance des activités est évalué à 3,9 M\$.

²⁵ B-0008, page 7.

²⁶ B-0011, page 11.

²⁷ B-0011, page 11.

Tableau 4
Facteur C 2020 (M\$)

	Année témoin 2020
1 Mises en service des projets en croissance générant des revenus additionnels, nettes des contributions reçues ou payées prévues ¹	233,0
2 Mises en service des projets en maintien et amélioration de la qualité du service ²	24,5
3 Poste Chénier - Remplacement équipements	10,3
4 Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau	7,1
5 Ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'Île	6,3
6 Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	0,5
7 Poste Judith-Jasmin	0,3
8 Effet des contributions à recevoir pour les ajouts au réseau étant donné que le Transporteur en assume les charges d'entretien et d'exploitation	13,4
9 Projet de raccordement des clients du Distributeur	14,2
10 Autres	(0,8)
11 Remboursements des postes de départ étant donné que le Transporteur n'en assume pas les charges d'entretien et d'exploitation	(9,4)
12 Intégration des projets cogénération biomasse PAÉ 2011-01	(9,4)
13 TOTAL	261,5
14 Charges d'entretien et d'exploitation en % des mises en service reliées aux projets d'investissement en croissance ainsi que certaines mises en service reliées aux projets en maintien et amélioration de la qualité du service	1,509%
15 Facteur de croissance des activités	3,9

¹. Mises en service apparaissant au tableau 2 de la pièce HQT-8, Document 1.

². Selon une autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Par ailleurs, dans sa décision D-2019-060 la Régie mentionne :

« [161] Toutefois, la Régie se questionne sur les référentiels à utiliser dans le calcul du Facteur C. Elle demande ainsi au Transporteur de considérer et commenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les options suivantes:

- les MES de l'année témoin, soit l'approche actuelle, en précisant si les MES considérées sont des valeurs de la moyenne des 13 soldes;
- les dernières MES réelles disponibles, soit une approche semblable à l'établissement du Facteur C_k, utilisé dans la formule paramétrique relative aux dépenses en capital, et du Facteur I. » (références omises)

En réponse à cette demande, le Transporteur précise « qu'il détermine actuellement le Facteur C d'une année témoin sur la base des MES totales projetées (voir tableau 4) et non sur la base d'une moyenne des 13 soldes mensuels de MES ».²⁸

Il ajoute « l'établissement du Facteur C sur la base d'une moyenne des 13 soldes mensuels de MES pour une année témoin projetée donnée constituerait un exercice complexe », et il présente les étapes qu'il devrait réaliser pour considérer la moyenne des 13 soldes des MES.

²⁸ B-0011, page 20.

En vue de connaître l'impact que pourrait avoir la prise en compte de la moyenne des 13 soldes des MES, les intervenants ont demandé au Transporteur de lui fournir une évaluation du Facteur C en considérant cette hypothèse. En réponse à cette demande, le Transporteur indique que le Facteur C 2020 serait de 1,9 M\$²⁹, soit un écart de 2 M\$ par rapport à la valeur calculée en utilisant le total des MES. Les intervenants comprennent que cet écart s'explique par le fait que les MES ne se concrétisent pas dès le début de l'année, mais graduellement et avec une plus grande concentration dans les derniers mois de l'année.

Le Transporteur ajoute³⁰ :

« Cependant, au dossier tarifaire subséquent, soit pour l'année témoin 2021, le Transporteur devrait demander un montant additionnel de 2,0 M\$ afin d'obtenir le montant total des charges d'exploitation et d'entretien auquel il a droit sur l'ensemble des MES projetées de l'année témoin 2020. Ce montant additionnel correspond à la différence entre le Facteur C déterminé à l'année témoin 2020 de 3,9 M\$ selon la proposition du Transporteur et le Facteur C calculé selon la moyenne des 13 soldes de 1,9 M\$.

Cette approche en deux étapes est complexe et ne vise pas l'allégement réglementaire. »

Selon les intervenants, un écart plus ou moins semblable selon la valeur des MES serait récurrent au bénéfice du Transporteur. Il apparaît que ce biais systématique n'est pas acceptable pour la détermination d'un tarif juste et équitable.

De plus, la réalisation des étapes telle que précisée par le Transporteur³¹ n'apparaît pas complexe et, selon les intervenants, est pleinement justifiée par l'écart obtenu en utilisant la valeur de la moyenne des 13 soldes des MES au lieu de la valeur totale.

Par ailleurs, les intervenants présentent le tableau suivant qui montre le total des MES et la moyenne des 13 soldes des MES de l'année témoin de la période 2014-2020.

²⁹ B-0044, page 16.

³⁰ B-0044, page 17.

³¹ IBID.

Tableau AQCIE-CIFQ -5

Historiques des MES - année témoin projetée (M\$)

Références		MES totales	Moyenne des	Écart %
			13 soldes	
R3823-2012- C-HQT-34, page 3	2014	2 346,03	611,91	26,1%
R-3903-2014, B-21, page 3	2015	1 317,44	297,16	22,6%
R-3934-2015, B-20, page 3	2016	1 343,78	454,70	33,8%
R-3981-2016, B-22, page 3	2017	1 984,74	908,83	45,8%
R-4012-2017-B-26, page 3	2018	2 268,18	824,58	36,4%
R-4058-2018, B-27, page 3	2019	2 119,00	936,69	44,2%
R-4096-B-11, page 48	2020	1 410,40	506,77	35,9%
	2014-2020	12 789,55	4 540,64	35,5%

La proportion de la valeur de la moyenne des 13 soldes des MES par rapport à la valeur des MES totales varie de 22,6% à 45,8% pour une moyenne de 35,5%.

Ainsi pour simplifier les étapes définies par le Transporteur, notamment le suivi mensuel des MES, le Transporteur pourrait considérer une valeur des MES correspondant à 35% de la valeur des MES totales.

En se basant sur la formule du MRI pour la détermination des revenus requis du Transporteur présentée à la décision D-2019-060³², les intervenants suggèrent les formules suivantes pour chacune des années du MRI.

2019 : RR_t : établi selon le coût de service

2020 : $RR_{t+1} = [(RR_t - \text{Autres coûts}_t) * (1 + I_t - (X + S)) + C_{t+1} \text{prévu}^{*,35}] + Y_{t+1} + Z_{t+1} + \text{CÉR}_{\text{pré-MRI}} + ER_{t-1}$

2021 : $RR_{t+2} = [(RR_{t+1} - \text{Autres coûts}_{t+1} - C_{t+1} \text{prévu}^{*,35} + C_{t+1} \text{prévu}) * (1 + I_{t+1} - (X + S)) + C_{t+2} \text{prévu}^{*,35}] + Y_{t+2} + Z_{t+2} + \text{CÉR}_{\text{pré-MRI}} + ER_t$

2022 : $RR_{t+3} = (RR_{t+2} - \text{Autres coûts}_{t+2} - C_{t+1} \text{prévu} + C_{t+1} \text{réel} - C_{t+2} \text{prévu}^{*,35} + C_{t+2} \text{prévu}) * (1 + I_{t+2} - (X + S)) + C_{t+3} \text{prévu}^{*,35}] + Y_{t+3} + Z_{t+3} + \text{CÉR}_{\text{pré-MRI}} + ER_{t+1}$

Où $\text{Autres coûts}_t = Y_t + Z_t + \text{CÉR}_{\text{pré-MRI}} + ER_{t-2}$

³² D-2019-060, page 113

5. FACTEUR Y – PROJET POSTE MANICOUAGAN – RÉFECTION CS24 – ABANDON DES TRAVAUX LIÉS AU CS23

À la référence³³, le Transporteur présente un tableau montrant le détail des revenus requis du Transporteur pour l'année 2020. À la ligne Facteurs Y 2020 on retrouve l'élément suivant : Projet poste Manicouagan – Réfection CS24, - Abandon travaux liés au CS23 pour 29,5 M\$.

Comme indiqué au dossier R-3810-2012, ce projet consiste « *principalement à la réfection majeure du CS24 ainsi que des équipements connexes relatifs aux CS23 et CS24* ». ³⁴ Le coût total des travaux s'élève à 69,6 M\$³⁵.

En réponse à une demande de préciser le coût des travaux séparément pour le CS23, le CS24 et les systèmes connexes, le Transporteur mentionne ³⁶ :

« Le Transporteur effectue le suivi des coûts de projet par grande famille poste / ligne / télécommunications) et par activité (avant-projet, approvisionnement, etc.) comme produit dans les demandes d'autorisation de projet individuels. En conséquence, l'information n'est pas disponible dans la forme demandée. »

Il n'est donc pas possible d'identifier les coûts prévus initialement spécifiquement pour le CS23.

Concernant la situation actuelle, le Transporteur mentionne³⁷ que les travaux concernant le CS24 sont complétés et en service, alors que les travaux concernant le CS23 ont cessé.

Il ajoute qu'une inspection du rotor a révélé des dommages qui imposent de réaliser des réparations avant un redémarrage du CS23 et que la nécessité d'ouvrir ce compensateur dicte une synchronisation de la réfection des pôles et des paliers.

Le Transporteur conclut :

« Au regard de ces éléments, le Transporteur estime qu'il serait nécessaire d'engager des coûts supplémentaires d'environ 36 M\$ pour la finalisation du système de démarrage et les actions correctives sur les pôles, guides d'air et paliers du CS23.

Compte tenu des coûts déjà engagés au 30 avril 2019 de l'ordre de 84 M\$, le coût final total du projet serait ainsi porté à environ 120 M\$.

Devant l'ampleur de ces coûts supplémentaires, et surtout des risques de découvrir d'autres problèmes inhérents à l'ouverture du CS, l'investissement requis pour poursuivre les travaux n'est plus une option viable pour le Transporteur. Pour ces raisons, ce dernier a décidé d'abandonner les travaux

³³ B-0011, page 8.

³⁴ R-3810-2012, B-0004, page 10.

³⁵ R-3810-2012, B-0004, page 18.

³⁶ B-0044, page 3.

³⁷ B-0011, page 15.

qui étaient prévus sur le CS23 et de récupérer certains équipements pouvant servir de pièces de réserve pour les autres compensateurs synchrones du réseau de transport. »³⁸

L'analyse des intervenants porte sur la reconnaissance de ce coût comme Facteur Y.

5.1. Facteur Y – Critères

Étant donné qu'il est mentionné au dossier R-3810-2012 que « *Les analyses du Transporteur ont aussi démontrées (sic) que les CS du poste de la Manicouagan sont essentiels pour assurer le respect du critère sur la sensibilité en tension du réseau et qu'ils doivent être maintenus en service* »³⁹, les intervenants avaient prévu examiner la solution de remplacement suite à l'abandon des travaux relatifs au CS23 afin de s'assurer que cet abandon est la solution la plus économique. En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur indique toutefois que suite à la réalisation de la ligne Micoua-Saguenay il n'est plus nécessaire de remplacer le CS23⁴⁰ Il n'y a donc pas lieu de réaliser l'analyse prévue.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur rappelle que⁴¹ :

« Dans la décision D-2018-0016, la Régie a reconnu l'amortissement à titre d'exclusion (Facteur Y). Puisque la demande de création du compte d'écarts et de reports (« CÉR ») portait sur des coûts liés à l'abandon des travaux liés au CS23 reflétés à la rubrique « Amortissement – Radiation de projets » pour l'année de base 2019, le Transporteur a adjoint ce CÉR à ce Facteur Y. »

Ainsi, le Transporteur associe une radiation à un amortissement pour justifier la reconnaissance des coûts relatifs au CS23 à un Facteur Y.

Les intervenants rappellent les critères que doit remplir un coût pour qu'il soit considéré comme un Facteur Y⁴² :

1. Récurrence des éléments de coûts;
2. Imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts;
3. Coûts liés à des événements hors du contrôle du Transporteur;
4. Seuil de matérialité fixé à 15 M\$.

Les intervenants concentrent leur attention sur les critères qui leur apparaissent les plus problématiques.

³⁸ B-0011, page 15.

³⁹ R-3810-2012, B-0004, page 8.

⁴⁰ B-0044, page 6.

⁴¹ B-0040, page 28.

⁴² D-2019-060, page 111.

5.1.1. Récurrence des éléments de coûts

Il est utile de rappeler que dans sa décision D-2017-043 la Régie mentionne⁴³ :

« [307] La Régie retient de la preuve que la distinction fondamentale entre un Facteur Y et un Facteur Z tient principalement à la prévisibilité de cet élément de coût. Alors qu'un élément de coût traité en Facteur Y est habituellement récurrent d'une année à l'autre, c'est l'impossibilité de prévoir l'occurrence de cet élément de coût pendant la durée du MRI qui caractérise le Facteur Z. »
(notre soulignement)

Selon les intervenants, une radiation d'équipement est un événement fortuit dont la récurrence ne peut être comparée à celle de l'amortissement.

De plus, comme il a été mentionné plus haut, les coûts relatifs au CS23 ont été évalués suite à une inspection et ne sont donc pas récurrents.

Ainsi, selon les intervenants on ne peut pas considérer ces coûts comme *récurrents d'une année à l'autre* et par conséquent la radiation des coûts relatifs au CS23 ne rencontre pas le critère de récurrence exigé pour un Facteur Y.

5.1.2. Seuil de matérialité fixé à 15 M\$

Le transporteur fournit le tableau suivant qui présente le détail des coûts liés à l'abandon du projet⁴⁴.

Tableau 9
Détail des coûts nets prévus – Abandon des travaux liés au CS23 (M\$)

1	Coûts totaux cumulés - 30 avril 2019	83,8
2	Mise en service du CS24 en 2016	54,7
3	Coûts résiduels pour CS 24 2016-2017	5,1
4	Coûts récupérables relatifs à du matériel / appareillage acquis	6,0
5	Coûts nets réels cumulés – CS23 et systèmes connexes - 30 avril 2019 (1-2-3-4)	18,0
6	Coûts résiduels prévus à venir à la suite de l'abandon du volet CS23 et systèmes connexes	11,1
7	Coûts nets prévus à radier (5-6)	29,1

Les coûts nets prévus à radier sont de 29,1 M\$ auxquels il faut ajouter 0,5M\$ selon l'évolution du CÉR demandé dans le cadre du dossier R-4093-2019, pour un montant total arrondi de 29,5M\$.

Cette valeur comprend une composante de 18 M\$ et une composante de 11,1M\$.

⁴³ D-2017-043, page 75.

⁴⁴ B-0011, page 16.

Il y a lieu d'examiner chacune de ces composantes afin de s'assurer de la validité du montant à radier.

Comme indiqué à la référence⁴⁵, le coût des travaux a été réévalué et des écarts défavorables ont été identifiés notamment pour les raisons suivantes :

- a) Report des travaux de réfection du compensateur synchrone CS23 causé par le bris du compensateur synchrone CS24 dont la réfection a été priorisée ; impact à la hausse sur les coûts client (travaux et mise en route) ; et hausse des frais financiers en raison de la prolongation de l'échéancier du projet (21,2M\$)
- b) Coûts d'approvisionnement plus élevés que prévu - ajout de 2 disjoncteurs (1,8 M\$)
- c) Coûts de construction estimés plus élevés que prévu suite au bris de contrat occasionné par le report de l'échéancier (7,6 M\$)
- d) Coûts de gérance interne plus élevés que prévu - retard dans les activités de chantier et prolongation de l'échéancier du projet (5,1 M\$)

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne que les écarts ne sont pas entièrement attribuables au CS24 et ne sont donc pas tous compris dans la valeur des mises en service (« MES ») de 2014 et 2016 uniquement attribuable au CS24⁴⁶

À l'examen des explications fournies par le Transporteur concernant les écarts défavorables, il apparaît que la hausse du budget prévue est causée principalement par le bris du CS24. Ainsi, selon les intervenants, les coûts a, c et d sont causés par le bris du CS24 pour un total de 33,9 M\$.

Cependant, étant donné que le Transporteur ne précise pas la valeur des écarts qui a été incluse dans la valeur des MES de 54,7M\$, il n'est pas possible d'être assuré que tous les coûts relatifs au CS24 ont été inclus.

Par ailleurs, concernant la valeur de 11,1M\$ relative aux coûts résiduels prévus à venir à la suite de l'abandon du volet CS23 et systèmes connexes, le Transporteur mentionne⁴⁷ :

« Le Transporteur est en évaluation des travaux nécessaires afin de sécuriser et dissocier les CS. Au terme de cet exercice, il sera en mesure de déterminer si les travaux sont utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport. Advenant que de tels travaux seraient considérés utiles et nécessaires à cette fin, les coûts associés ne seraient pas portés au CÉR lié à l'abandon des travaux du CS23. »

Ainsi, il n'est pas assuré que le montant de 11,1M\$ sera porté au CER et par conséquent que la valeur de radiation est 29,5M\$.

⁴⁵ Rapport annuel 2018 du Transporteur, B-0033, pages 13et 14.

⁴⁶ B-0044, page 4.

⁴⁷ B-0044, page 5.

En conclusion, étant donné l'incertitude quant à la portion du coût des écarts qui a été incluse dans les coûts du CS24, il n'est pas possible d'être assuré de la validité des coûts nets cumulés de 18M\$. De même, il n'est pas assuré que la valeur de 11,1M\$ sera réellement portée au CER.

Dans ce contexte, il n'est pas possible de vérifier si le seuil de matérialité de 15 M\$ est respecté.

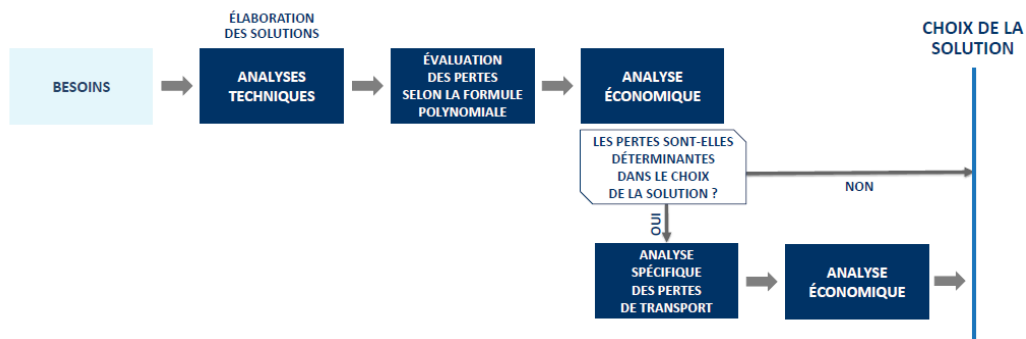
En conséquence, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser la radiation de 29,5M\$ comme un facteur Y.

6. PERTES DE TRANSPORT – ANALYSE ÉCONOMIQUE DES PROJETS

Le Transporteur rappelle que dans le cadre de ses projets d'investissement il évalue la différence des pertes en puissance et en énergie entre les solutions envisagées et considère les coûts de ces pertes dans la comparaison économique des solutions. La différence de pertes en puissance à la pointe du réseau est déterminée par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions, alors que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle sont établis à partir d'une formule polynomiale.⁴⁸

Les pertes annuelles en énergie peuvent également être évaluées par la simulation des 8 760 heures d'exploitation projetée pour chacune des solutions envisagées. En toute évidence cette méthode demande beaucoup plus de ressources et il n'est peut-être pas opportun de l'utiliser dans chaque situation.

À cet effet, le Transport propose le cadre d'analyse suivant⁴⁹:



Selon ce cadre d'analyse, les pertes sont d'abord évaluées en utilisant la formule polynomiale et la valeur économique de ces pertes en puissance et en énergie est prise en compte dans l'analyse économique des solutions envisagées.

Si la valeur des pertes n'est pas déterminante dans le choix de la solution à retenir, les résultats obtenus par la formule polynomiale sont conservés.

⁴⁸ B-0013, page 20.

⁴⁹ B-0030, page 29.

Dans les cas où la valeur des pertes est déterminante dans le choix de la solution, le Transporteur propose de réaliser une analyse spécifique basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation projetée, en fonction d'hypothèses les plus représentatives au moment de l'analyse⁵⁰.

En réponse à une demande de renseignements des intervenants, le Transporteur précise ce qu'il entend par « déterminant »⁵¹ :

« Le Transporteur juge que si le choix de la solution est le même en considérant ou non le coût des pertes dans l'analyse économique, les pertes ne sont pas déterminantes dans le choix de la solution. Dans le cas inverse, les pertes peuvent être déterminantes dans le choix de la solution et une étude spécifique de son impact sur les pertes de transport est alors nécessaire ».

En vue de valider la formule polynomiale, les intervenants ont calculé les pertes en énergie de l'année 2018 en appliquant cette formule selon les paramètres suivants :

Tableau AQCIE-CIFQ -6
Évaluation des pertes électriques – année 2018

Puissance à la pointe (Pointe):	39 843	MW	(B-0045, page 6)
Pertes maximales (Joule)	2 180	MW	(B-0045, page 6)
Énergie transitée	228 633 000	MWh	Rapport annuel HQT 2018, B-23, page 6
FC	65,5%		Énergie transitée / Pointe/8760 heure
FP	45,2%		$FC^2 * 0,9 + FC * 0,1$: (R-3887-2014, B-63)
Pertes en énergie évaluées (Joule)	8 626 073	MWh	$Pertes\ max * FP * 8760$
Taux de pertes réelles	5,4%		Rapport annuel HQT 2018, B-19, page 5
Pertes réelles	11 631 292	MWh	Énergie transitée * taux réel / (1+taux réel)
Pertes réelles (Joules)	9 537 659	MWh	Pertes Joules = 82% des pertes: B-0030, page 12

Les pertes en énergie calculées selon la formule polynomiale sont de 8,6 TWh alors que les pertes réelles ont été de 11,6 TWh. Cependant, étant donné que la formule polynomiale évalue les pertes par effet Joule seulement, la comparaison doit se faire en ne considérant que les pertes par effet Joule. Ainsi, considérant que les pertes par effet Joule correspondent à 82% des

⁵⁰ B-0013, page 20.

⁵¹ B-0045, page 9.

pertes totales⁵², les pertes réelles par effet Joule sont de 9,5 TWh, soit un écart d'environ 10% par rapport aux pertes évaluées selon la formule polynomiale.

Selon les intervenants la précision (ou l'imprécision) des résultats obtenus avec la formule polynomiale devra être prise en compte lorsqu'il faudra décider si les pertes sont un facteur déterminant dans le choix de la solution.

Par ailleurs, concernant les autres types de pertes, notamment les pertes par effet couronne, le Transporteur prévoit en tenir compte lorsqu'une solution envisagée comporte une ligne de transport à 735 kV. Dans ces cas, il propose de fournir une *estimation des pertes par effet couronne, car lorsque ces lignes sont sous tension, elles sont plus susceptibles d'engendrer des pertes par effet couronne sur une base annuelle qui dépendent essentiellement de la longueur de la ligne et de son emplacement géographique*⁵³.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne que le taux de pertes par effet couronne par rapport aux pertes sur le réseau à 735 kV pour l'année 2018 est de 11,6%⁵⁴.

Étant donné l'importance de ce type de pertes sur le réseau à 735 kV, les intervenants accueillent favorablement la proposition du Transporteur quant à la considération de l'effet couronne.

7. INDICATEURS DE PERFORMANCE LIÉS AU MTÉR

Selon le Transporteur, l'indicateur Impact-IFD est nouvellement développé, demeure en phase de rodage et, en raison de sa complexité, doit demeurer en rodage durant une période suffisamment longue afin que notamment sa robustesse et sa représentativité soient démontrées.⁵⁵

Il considère qu'il est prématuré d'utiliser l'Impact-IFD comme indicateur de performance à être relié au MTÉR et demande à la Régie son retrait des indicateurs aux fins de l'évaluation de la performance du Transporteur dans le cadre du MTÉR.⁵⁶

En conséquence, le Transporteur propose :

- *d'écarter la catégorie Disponibilité du réseau ;*
- *de transférer l'indicateur Traitement de la végétation vers la catégorie Sécurité et environnement ;*

⁵² B-0030, page 12.

⁵³ B-0013, page 21.

⁵⁴ B-0045, page 5.

⁵⁵ B-0007, page 5.

⁵⁶ IBID.

- de mettre à jour la pondération des indicateurs en répartissant la pondération de l'Impact-IFD de 12,5 % à travers les autres indicateurs. La répartition proposée maintient à 20 % le poids des indicateurs de fiabilité du service électrique, tenant compte des décisions D-2010-112 et D-2019-060 et accorde à chacun des 7 autres indicateurs un poids en s'inspirant de leur pondération initiale.⁵⁷

De plus, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur présente l'illustration du mécanisme selon la décision de la Régie à l'aide des résultats des années 2013 à 2018 et des pires résultats sur cet horizon et l'illustration du mécanisme selon la proposition du Transporteur à l'aide des résultats des années 2013 à 2018 et des pires résultats sur cet horizon.⁵⁸

Le Transporteur conclut que la compensation globale selon la proposition du Transporteur est inférieure à celle découlant de la décision de la Régie. La proposition du Transporteur reflétant le retrait de l'indicateur Impact des indisponibilités forcées dues aux défaillances est donc en sa défaveur.⁵⁹

Les intervenants considèrent que l'élimination de l'indice Impact-IFD laisse un vide concernant la prise en compte de la disponibilité du réseau dans le cadre du MTÉR et ils estiment que ce vide devrait être comblé, soit en maintenant l'indice actuel malgré les réticences du Transporteur quant à la fiabilité de cet indice, soit en le remplaçant par un autre indice relatif à la disponibilité du réseau.

À cet égard, les intervenants suggèrent l'indice IFD.

En effet, contrairement à l'indice IF, qui comprend tous les types d'indisponibilités (faune, incident, météo, défaillance, etc.) et inclut des indisponibilités forcées dues à un autre équipement, l'indice IFD cible l'équipement ayant causé l'indisponibilité forcée et cible les indisponibilités causées par des défaillances seulement.⁶⁰

Dans le cas de l'indice IF, il y a donc des indisponibilités qui sont hors du contrôle du Transporteur alors que le Transporteur peut exercer un certain contrôle sur les IFD.

Le 30 octobre 2019

Paul Paquin
Pierre Vézina
Jocelyn B. Allard, analystes en énergie

⁵⁷ B-0007, page 6 et 7.

⁵⁸ B-0040, pages 5 et 6.

⁵⁹ B-0040, page 6.

⁶⁰ R-4058-2018, B-0050, page 8.