

**Version caviardée**

**Réponses du Transporteur  
à la demande de renseignements numéro 1  
de la Régie de l'énergie  
(la « Régie »)**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
(LA RÉGIE) RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2020 DU TRANSPORTEUR**

---

**Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 5 et 6;
  - (ii) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 28;
  - (iii) Décision [D-2019-060](#), p. 75, par. 341;
  - (iv) Dossier R-9000-2018, pièce [B-0007](#), p. 7.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur présente au tableau 1 la comparaison détaillée des résultats réglementaires réels aux revenus requis 2020 (M\$). En introduction à ce tableau, le Transporteur mentionne :

*« Afin de rendre comparables les résultats réglementaires réels aux revenus requis autorisés pour 2020, le Transporteur a redressé spécifiquement les composantes autorisées du facteur Y inhérent au coût de retraite de façon à y refléter l'impact des ajustements organisationnels apportés à l'année 2020. Ces ajustements consistent au transfert d'activités d'exploitation du Producteur vers le Transporteur afin de consolider des équipes régionales pour un ajout de 3 ÉTC ainsi qu'un transfert de la gestion documentaire vers le Groupe affaires corporatives, juridiques et gouvernance afin de centraliser cette activité dans l'entreprise pour une réduction de 11 ÉTC. Il en résulte alors une réduction nette de 8 ÉTC. » [nous soulignons]*

- (ii) Le Transporteur présente les résultats réglementaires réels 2020 en lien avec l'ordonnance de la décision D-2019-060, par. 341.
- (iii) *« [341] Pour ces motifs, la Régie ordonne au Transporteur de maintenir les éléments actuellement déposés à son rapport annuel, dont l'évolution des montants réels détaillés des revenus requis, tels que présentés à la pièce B-0007, p. 7 du dossier R-9000-2018 faisant partie de la Formule d'indexation pour chacune des années 2019 à 2022 ».*
- (iv) Le tableau cité en référence (iii) contient une colonne « Ajustements organisationnels », que le Transporteur détaille.

**Demande :**

1.1 La Régie constate au tableau 1 de la référence (i) que le Transporteur indique l'effet net des transferts sur les rubriques « Masse salariale » et « Charges de services partagés » de la section « Coût de retraite ». Veuillez indiquer les effets de la réduction nette de 8 ÉTC sur les résultats réels de l'année 2020 pour chacun des postes budgétaires impactés du tableau de la référence (ii), tel que présenté à la référence (iv).

**Réponse :**

1 **Le tableau suivant présente les impacts détaillés par rubrique comptable des**  
 2 **ajustements organisationnels apportés à l'année 2020.**

**Tableau R1.1**  
**Effets de la réduction nette de 8 ÉTC sur l'année 2020 (M\$)**

1	<b>Charges nettes d'exploitation</b>	-
2	Charges brutes directes	(1,1)
3	Masse salariale	(1,1)
4	Salaires de base	(0,7)
5	Avantages sociaux	(0,4)
6	Coût de retraite	(0,3)
7	Autres avantages sociaux	(0,1)
8	Charges de services partagés <sup>1</sup>	1,4
9	Unités corporatives	1,6
10	Hydro-Québec Production	(0,2)
11	Facturation interne émise	(0,3)
12	Exploitation des installations	(0,3)

<sup>1</sup> Incluant un montant de 0,3 M\$ lié au coût de retraite.

**Évolution de la base de tarification**

2. **Références :** (i) Pièce [B-0015](#), tableau 12, p. 16;  
 (ii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0011](#), tableau 18, p. 24.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente l'évolution réelle de la base de tarification en 2020, dont un montant de 3,2 M\$ est alloué à la colonne « Autres (5) » de la rubrique « Contributions internes et autres ».

**Tableau 12**  
**Évolution de la base de tarification en 2020 (M\$)**

	31 déc. 2019 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2020 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 125,7	1 155,2	(1 020,2)	(26,2)	Note 1 5,9	22 240,4
2 Actifs incorporels	502,2	60,4	(20,5)	-	Note 2 (0,6)	541,5
3 Autres actifs	(569,8)	5,0	16,6	(0,5)	3,2	(545,5)
4 Actifs réglementaires	17,2	3,0	(3,5)	(0,5)	-	16,2
5 Contributions internes et autres	(587,0)	2,0	20,1	-	3,2	(561,6)
6 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-
7 Fonds de roulement	255,4	-	-	-	18,3	273,6
8 Encaisse réglementaire	64,6	-	-	-	4,3	68,9
9 Matériaux, combustible et fournitures	153,5	-	-	-	Note 3 9,4	162,9
10 Actifs stratégiques	37,2	-	-	-	4,6	41,8
11 Total	22 313,4	1 220,6	(1 024,1)	(26,7)	26,8	22 510,1

**Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :**  
 Note 1: Coûts et réévaluation des coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites visés par la cessation prévue des activités de transformation sur leur site actuel 5,8M\$  
 Note 2: Reclassement vers les immobilisations corporelles en exploitation 0,6 M\$  
 Note 3: Lié à la croissance des besoins et prenant en compte le moment d'achat et d'utilisation des matériaux.

(ii) Le Transporteur présente l'évolution prévue de la base de tarification

**Tableau 18**  
**Évolution de la base de tarification pour l'année témoin 2020 (M\$)**

	31 déc. 2019 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2020 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 199,0	1 410,4	(1 042,3)	(61,2)	0,1	22 506,0
2 Actifs incorporels	464,3	41,3	(18,4)	-	-	487,2
3 Autres actifs	(579,5)	(23,1)	16,3	-	-	(586,3)
4 Actifs réglementaires	16,4	4,8	(4,1)	-	-	17,1
5 Contributions internes et autres	(595,9)	(27,9)	20,4	-	-	(603,4)
6 Fonds de roulement	250,6	-	-	-	4,6	255,2
7 Encaisse réglementaire	63,2	-	-	-	3,1	66,3
8 Matériaux, combustible et fournitures	143,0	-	-	-	-	143,0
9 Actifs stratégiques	44,4	-	-	-	1,5	45,9
10 Total	22 334,4	1 428,6	(1 044,4)	(61,2)	4,7	22 662,1

**Demande :**

2.1 Veuillez expliquer le montant de 3,2 M\$ à la colonne « Autres » de la rubrique « Contributions internes et autres » (référence (i)), considérant qu'aucun montant à cet effet n'était prévu à la référence (ii).

**Réponse :**

1 **Le montant de 3,2 M\$ est dû au renversement d'une provision de contribution à**  
 2 **recevoir du Producteur, prise en 2019<sup>1</sup> à la suite du démantèlement du poste de**  
 3 **départ et équipements connexes de la centrale Grand-Mère mais, non requise.**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0015](#), tableau 14, p. 18;  
 (ii) Pièce [B-0015](#), tableau 16, p. 21;  
 (iii) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, pièce [B-0025](#).

**Préambule :**

- (i) Le tableau 14 compare la base de tarification selon la moyenne 13 soldes mensuelles réelle à celle autorisée selon la décision D-2020-063. Un écart de 122,3 M\$ est constaté pour la rubrique Postes, alors que le Transporteur en explique les écarts pour un montant de 75,8 M\$. Sur ce dernier montant, une partie (25,3 M\$) est liée au fait que les coûts réels ont été moins élevés que ceux provisionnés comme expliqué dans la DDR no 2, réponse 1, du Rapport annuel 2019 (R-9000-2019).
- (ii) Le Transporteur explique les écarts entre les mises en service autorisées et les mises en service réelles.

**Tableau 16**  
**Comparaison des mises en service réelles de l'année 2020 à celles autorisées selon la**  
**décision D-2020-063 (M\$)**

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		572,3	518,7	(53,6)	
2 Poste Némiscou - réfection du complexe résidentiel	D-2020-033	47,3	-	(47,3)	Report de la mise en service de 2020 à 2022 causé par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
3 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	D-2018-092	18,7	-	(18,7)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 et 2022 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
4 Poste Chénier - Remplacement équipements	D-2019-007	20,2	2,6	(17,6)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
6 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		486,1	516,1	30,0	
7 Mises en service projets - autres		856,3	701,9	(154,4)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
8 Total		1 428,6	1 220,6	(208,0)	

- (iii) Dans le cadre du rapport annuel 2019, le Transporteur répond à des questions liées à un montant de mises en service surévalué de 12 M\$.

<sup>1</sup> Rapport annuel 2019 du Transporteur, B-0005, [HQT-2, Document 2, p. 16](#).

**Demandes :**

3.1 Veuillez compléter les explications justifiant l'écart de 122,3 M\$ lié aux Postes, en précisant au besoin si des informations fournies à la référence (iii) expliquent aussi cet écart.

**Réponse :**

1 **Le Transporteur présente ci-après le tableau mis à jour expliquant les écarts liés**  
 2 **aux Postes.**

3 **Le montant de 12 M\$ à la référence (iii) réfère à l'écart pour le projet d'intégration**  
 4 **de parcs éoliens – Appel d'offres 2013-01 (4<sup>e</sup>). Le montant de 25,3 M\$ présenté**  
 5 **à la référence (i) résultant d'un dédoublement, le Transporteur corrige donc**  
 6 **l'écart relatif au projet d'intégration de parcs éoliens – Appel d'offres 2013-01**  
 7 **(4<sup>e</sup>), écart qui s'élève à 12,6 M\$ et non à 25,3 M\$.**

	Écarts (M\$)	Explications
<b>Postes</b>	<b>(122,3)</b>	
Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	(16,5)	Report des MES à la suite des travaux pour corriger une détérioration du palier turbine.
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	(20,9)	Report de la MES à la demande du producteur privé.
Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	(12,6)	Coûts réels moins élevés que ceux provisionnés comme expliqué dans la DDR 2 R-9000-2019 réponse 1.
Poste Némiscau - réfection du complexe résidentiel	(10,9)	Report de la mise en service de 2020 à 2022 causé par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	(5,8)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 et 2022 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
Poste Chénier - Remplacement équipements	(4,5)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
Poste Duvernay	(3,6)	Report de la mise en service de 2019 à 2020 suite à l'impossibilité de mettre hors tension une section de ligne à 315 kV.
Projets autres - avec autorisation spécifique Régie	(34,4)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(13,1)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.

3.2 Veuillez compléter les explications justifiant l'écart de 25,3 M\$ de la référence (i), considérant que les informations fournies à la référence (ii) portent sur un montant de 12 M\$.

**Réponse :**

8 **Voir la réponse à la question 3.1.**

4. **Références :** (i) Pièce [B-0015](#), p. 34 à 37;  
(ii) Décision [D-2020-041](#), p. 168 et 169.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur compare la contribution du Distributeur évaluée dans le cadre du dossier R-4096-2019 et la contribution réellement requise. En ce qui concerne le Raccordement de clients du Distributeur, la Régie compile les informations suivantes :

	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans (MW)	Allocation maximale du Transporteur (M\$)	Mise à jour des coûts (M\$)	Écart entre l'allocation max. et les coûts (M\$)
Raccordement de clients du Distributeur				
Dossier R-4096-2019	156,0	96,9	35,4	61,5
Contribution réelle	166,5	103,8	17,8	86,0
Écarts	10,5	6,9	(17,6)	24,5

Le Transporteur mentionne que l'ajout d'un projet de raccordement d'un client du Distributeur, non prévu initialement, a augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts de projet de 25,8 M\$.

- (ii) « [656] *Le Transporteur précise que la ligne « Raccordement de clients du Distributeur », dont le coût total s'établit à 35,4 M\$, inclut tous les projets de raccordement de clients du Distributeur, que leurs coûts soient supérieurs ou inférieurs à 5 M\$. À la demande du Distributeur, le Transporteur fournit le détail de ces projets par client, sans les identifier.*

TABLEAU 39  
PROJETS INCLUS DANS LA LIGNE  
« RACCORDEMENT DE CLIENTS DU DISTRIBUTEUR »

Projets de raccordement de clients du Distributeur	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2019	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
Client #1	23,0	13,1	13,1	0,0
Client #2	47,5	28,4	5,5	22,8
Client #3	28,5	18,1	8,8	9,2
Client #4	25,0	15,9	6,3	9,6
Client #5	32,0	20,3	1,6	18,7
<b>Total</b>	<b>156,0</b>	<b>95,7</b>	<b>35,4</b>	<b>60,3</b>

Source : Pièce [B-0066](#), tableau R12.2, p. 40.

»



**Demande :**

- 4.1 Veuillez fournir les données réelles sous la même forme que le tableau de la référence (ii), en associant le même numéro de client et en ajoutant un nouveau numéro de client pour le projet non prévu initialement.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau suivant présente par client, le détail des projets de raccordement des**  
 2 **clients du Distributeur.**

**Tableau R4.1**  
**Détails des projets inclus dans la ligne « Raccordement de clients du Distributeur »**

Projets de raccordement de clients du Distributeur	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coût - 2020	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	M\$	M\$	M\$
Client #1				
Client #2	47,5	28,4	5,4	23,0
Client #3				
Client #4	50,0	31,7	6,7	25,0
Client #5	25,0	15,9	3,6	12,2
Client #6	44,0	27,9	2,1	25,8
<b>Total</b>	<b>166,5</b>	<b>103,8</b>	<b>17,8</b>	<b>86,0</b>
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>N/A</b>

## Indicateurs de performance

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), Tableau 1, p. 5;
  - (ii) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, Pièce [B-0010](#), Tableau 1, p. 5.

### Préambule :

- (i) Le Transporteur présente les indicateurs de performance pour 2020.

Tableau 1  
Indicateurs de performance généraux retenus par la Régie

	Unités de mesure	Résultats
<b>Satisfaction de la clientèle</b>		
▪ Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	9,1
▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	9,0
<b>Fiabilité du service</b>		
▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	835
▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	96,5
▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	49
▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,84
▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,59
▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI)	Minutes	94,8
▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIFI)	Nombre	0,87
<b>État des actifs</b>		
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	6 645
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 713
<b>Optimisation de l'exploitation</b>		
▪ CPS1	%	188,2
▪ CPS2	%	100,0
<b>Responsabilité sociale</b>		
▪ Fréquence des accidents de travail	Nb/200 000 hrs travaillées	1,88

- (ii) Le Transporteur présente les indicateurs de performance pour 2019.

Tableau 1  
Indicateurs de performance retenus par la Régie

	Unités de mesure	Résultats
<b>Satisfaction de la clientèle</b>		
▪ Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	8,9
▪ Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	8,9
<b>Fiabilité du service</b>		
▪ Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	877
▪ Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	93
▪ Indicateurs de gravités G1 et G2	Nombre	84
▪ IC-Transport (brut)	Heure/client	0,88
▪ IC-Transport (normalisé)	Heure/client	0,88
▪ Durée moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI)	Minutes	95
▪ Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIFI)	Nombre	0,70
<b>État des actifs</b>		
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	5 989
▪ Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 916
<b>Optimisation de l'exploitation</b>		
▪ CPS1	%	184
▪ CPS2	%	100
<b>Responsabilité sociale</b>		
▪ Fréquence des accidents de travail	Nb/200 000 hrs travaillées	2,82
<b>Évolution du coût des charges nettes d'exploitation</b>		
▪ Coûts directs d'exploitation et de maintenance par kilomètre de circuit	k\$/km de circuit	12,48
▪ Charges nettes d'exploitation en fonction de l'énergie transmise	k\$/GWh	3,81
▪ Charges nettes d'exploitation en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	18,79
<b>Évolution du coût des immobilisations</b>		
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de l'énergie transmise	k\$/GWh	99,22
▪ Coût des immobilisations nettes en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	489,83

**Demande :**

5.1 Veuillez expliquer que l'IC – Transport brut ait augmenté en 2020 (passant de 0,68 à 0,84), alors que l'IC – Transport normalisé a diminué (passant de 0,68 à 0,59).

**Réponse :**

1 **Un événement exceptionnel de verglas et de vents en date du 11 et 12 janvier**  
 2 **2020 explique entièrement la différence entre l'IC brut et l'IC normalisé de 2020.**  
 3 **Cet événement a causé plusieurs pannes sur le réseau de transport touchant**  
 4 **142 000 clients pour 1 100 000 CHI (Client-heures interrompus). Elles ont été**  
 5 **provoquées par un phénomène appelé « galop des conducteurs »,**  
 6 **caractérisé par une oscillation importante des conducteurs aériens sur lesquels**  
 7 **de la glace, de la neige ou du givre s'accumulent. Combiné à des régimes**  
 8 **de vent intense, ce phénomène a provoqué un court-circuit et une mise**  
 9 **hors tension.**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), Tableau 1, p. 6 ;  
 (ii) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, Pièce [B-0010](#),  
 Tableau 1, p. 6.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente les indicateurs environnementaux de 2020.

	Unités de mesure	Résultats
<b>Indicateurs environnementaux</b>		
<i>Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes</i>		
• Superficie totale des emprises à entretenir	Hectares	179 538
• Superficie traitée mécaniquement	Hectares	14 742
• Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	1 134
• % Traité mécaniquement / Total traité	%	93 %
<i>Gestion des matières résiduelles et des huiles isolantes minérales</i>		
• Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	98,7
<i>Gestion des rejets accidentels dans l'environnement</i>		
• Rejets accidentels	Nombre	59
- Rejets accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	54
- Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	5
• Taux de récupération des rejets	%	87 %

(ii) Le Transporteur présente les indicateurs environnementaux de 2019.

	Unités de mesure	Résultats
<b>Évolution du coût total par rapport à la valeur totale de l'actif<sup>2</sup></b>		
• Lignes Coût total / valeur totale des actifs	%	n.d
• Postes Coût total / valeur totale des actifs	%	n.d
<b>Évolution du coût de service</b>		
• Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de l'énergie transitée	k\$/GWh	14,49
• Coût de service total, excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau de transport	k\$/MW	71,48
<b>Indicateurs environnementaux</b>		
<b>Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes</b>		
• Superficie totale des emprises à entretenir	Hectares	179 144
• Superficie traitée mécaniquement	Hectares	12 209
• Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	893
• % Traité mécaniquement / Total traité	%	93
<b>Gestion des matières résiduelles (MR) et des huiles isolantes minérales (HIM)</b>		
o Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM)	%	95,9
<b>Gestion des rejets accidentels dans l'environnement</b>		
• Rejets accidentels	Nombre	72
- Rejets accidentels de moins de 4 000 litres	Nombre	70
- Rejets accidentels de plus de 4 000 litres	Nombre	2
• Taux de récupération des rejets	%	76

**Demande :**

6.1 Veuillez expliquer l'augmentation du nombre de rejets accidentels de plus de 4000 litres en 2020.

**Réponse :**

- 1           **À la suite des événements, le Transporteur a réalisé des investigations et a**  
 2           **conclu que la majorité des événements ont été causés par des défaillances**  
 3           **aléatoires. Aucune corrélation de cause profonde entre ces événements n'a pu**  
 4           **être identifiée lors des investigations.**

**Rapports au NPCC**

7.   **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 8;  
 (ii) Pièce [B-0010](#), Tableau 5, p. 9-10;  
 (iii) Pièce [B-0010](#), p. 10;  
 (iv) Norme [BAL-002-3](#).

**Préambule :**

- (i)   « À la suite de l'adoption et de la mise en vigueur de la norme BAL-002-2 aux États-Unis, le Transporteur a adapté ses tableaux à la nouvelle exigence de documenter les perturbations à déclarer en utilisant le nouveau formulaire CR Form1 ». [notes de bas de page omises]

(ii) Le Transporteur présente la liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis au NPCC en 2020.

(iii) Le Transporteur définit certaines colonnes du tableau 5 de la manière suivante :

« **\*\* %Récup.** = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC < 1 000 (code 1) = perturbations Avec Perte de Charge < PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes.

**\*\*\* %Récup.** = pourcentage de Récupération de l'APC et %Récupération %APC ≥ 1 000 (code 2) : perturbations Avec Perte de Charge ≥ PPPC (environ 1 000 MW) et pourcentage de récupération moyen après 15 minutes ».

(iv) Sur le site de la Régie il est indiqué que la norme en vigueur en date d'aujourd'hui est la norme BAL-002-3. On y retrouve notamment l'Exigence E1.

#### **Demands :**

7.1 La Régie comprend que les colonnes « %Récup %APC<1000(code 1) » et « %Récup %APC1000>= (code 2) » (référence (ii)) s'excluent mutuellement pour un événement donné: soit la perte de charge durant l'évènement est inférieure à 1000 MW et la récupération se fait après 15 minutes, soit la perte de charge durant l'évènement est supérieure ou égale à 1000 MW et la récupération se fait après 15 minutes. Veuillez confirmer ou corriger la compréhension de la Régie à cet effet.

#### **Réponse :**

1 **Le Transporteur indique que les deux colonnes sont mutuellement exclusives.**

7.1.1. Veuillez notamment préciser s'il pourrait y avoir un pourcentage différent de 100 % à la colonne « %Récup %APC<1000(code 1) » et, le cas échéant, expliquer la signification de ce pourcentage.

#### **Réponse :**

2 **Le Transporteur indique qu'il serait possible d'avoir un pourcentage différent de**  
3 **100 %. Une valeur de 100 % signifie que l'entièreté de la production perdue a été**  
4 **récupérée et une valeur inférieure à 100 % signifie que la production récupérée**  
5 **à la suite de l'évènement est inférieure à la production perdue<sup>2</sup>.**

---

<sup>2</sup> [Norme BAL-002-3](#)

- 7.2 Veuillez indiquer si la colonne « Temps de récupération » dans le tableau 5 (référence (ii)) fait référence au délai de rétablissement de l'ACE à une valeur précise, tel que présenté dans la norme BAL-002-3 (référence (iv)). Veuillez préciser cette valeur.

**Réponse :**

1 **Le Transporteur indique que le « Temps de récupération » signifie effectivement**  
2 **« délai de rétablissement » au sens de la norme BAL-002-3. Cette colonne**  
3 **précise pour chaque événement le temps en minutes qui a été nécessaire pour**  
4 **ramener l'ACE à au moins zéro, ou à sa valeur précontingence.**  
5 **Plus précisément, si la valeur de l'ACE était positive ou nulle avant une perte de**  
6 **production, la norme BAL-002-3 stipule qu'il faut ramener l'ACE à au moins zéro.**  
7 **Si l'ACE était négative avant une perte de production, la norme BAL-002-3**  
8 **stipule alors qu'il faut ramener l'ACE à sa valeur précontingence.**

- 7.3 Le Transporteur indique que le tableau 5 (référence (ii)) est adapté à la nouvelle exigence de la norme BAL-002-2 suite à sa mise en vigueur aux États-Unis (référence (i)). Or la norme actuellement en vigueur au Québec est la BAL-002-3 (référence (iv)). Veuillez expliquer que le Transporteur ne se réfère pas à la norme la plus récente.

**Réponse :**

9 **Le Transporteur indique que ce texte aurait pu être ajusté dans son rapport**  
10 **annuel 2020, tant pour le tableau 5 que pour le tableau 6. En effet, dans la**  
11 **décision D-2020-067<sup>3</sup>, la Régie adopte la norme BAL-002-3 et fixe l'entrée en**  
12 **vigueur de celle-ci au 1<sup>er</sup> avril 2021. Depuis l'entrée en vigueur de cette norme,**  
13 **le Transporteur respecte les exigences de documentation pour les perturbations**  
14 **à déclarer, mais n'a pas eu à modifier ses tableaux. De plus, le Transporteur**  
15 **utilise toujours le formulaire CR Form 1 en vigueur à la NERC.**

- 7.4 La Régie constate que 11 des 20 événements rapportés au tableau 5 (référence (ii)) proviennent de la Centrale Churchill Falls. Veuillez commenter cette récurrence.

**Réponse :**

16 **La centrale des Churchill Falls a une puissance installée d'environ 5 500 MW,**  
17 **sur 11 groupes turbine-alternateur. Plusieurs groupes possèdent ainsi une**  
18 **puissance pour laquelle l'atteinte du seuil pour une perte de production de plus**  
19 **de 500 MW est facilement atteignable.**

---

<sup>3</sup> R-4104-2019.

1           **Le Transporteur mentionne également que dix des onze événements à la**  
2           **centrale des Churchill Falls sont attribuables à des bris sur des équipements**  
3           **différents.**

### Suivis des projets d'investissement

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0016](#), p. 45, 60;  
(ii) Décisions [D-2016-176](#), p. 17 et [D-2018-058](#), p. 19 et 21.

#### Préambule :

- (i) Le Transporteur présente un coût final pour les projets suivants :
- Poste Gracefield - Construction du poste à 120-25 kV et de sa ligne d'alimentation et reconstruction de la ligne Paugan-Maniwaki à 120 kV (R-3974-2016, D-2016-176).
  - Construction du poste des Patriotes à 315-25 kV et de sa ligne d'alimentation, de même qu'à son raccordement au réseau de distribution (R-4030-2017, D-2018-058).
- (ii) Dans chacune des décisions citées en référence, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiels de renseignements relatifs aux coûts, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de la mise en service finale du Projet. La Régie demande aussi au Transporteur de l'informer du moment de la mise en service finale du projet.

#### Demande :

- 8.1 Veuillez déposer l'information requise à la référence (ii), de manière à ce qu'une version non caviardée des pièces visées soit versée au dossier public dans le délai prévu.

#### Réponse :

4           **L'information concernant le Poste Gracefield – Construction du poste à**  
5           **120-25 kV et de sa ligne d'alimentation et reconstruction de la ligne**  
6           **Paugan-Maniwaki à 120 kV (R-3974-2016, D-2016-176) est retenue dans l'attente**  
7           **du règlement final des litiges avec les entrepreneurs, tel qu'autorisé par la Régie**  
8           **dans la décision D-2020-049 (R-4121-2020).**

1           **Le Transporteur a déposé l'information requise concernant le projet**  
2           **Construction du poste des Patriotes à 315-25 kV et de sa ligne d'alimentation,**  
3           **de même qu'à son raccordement au réseau de distribution (R-4030-2017,**  
4           **D-2018-058), en suivi administratif, le 23 juillet 2021.**

**9. Référence :** Pièce [B-0016](#).

**Préambule :**

À plusieurs reprises le Transporteur avise la Régie du coût final d'un projet après considération de divers coûts résiduels, crédits et frais financiers comptabilisés.

Les activités de démantèlement associées à certains de ces projets sont prévues être réalisées après la dernière mise en service.

**Demande :**

9.1 Veuillez expliquer la pratique du Transporteur au sujet de l'inclusion ou de l'exclusion des coûts de démantèlement des équipements dans le coût final d'un projet. Veuillez notamment expliquer le moment de la prise en compte des coûts de démantèlement, considérant le moment de leur réalisation.

**Réponse :**

5           **Conformément à la pratique réglementaire reconnue par la Régie dans sa**  
6           **décision D-2002-95<sup>4</sup>, tous les coûts de démantèlement d'actifs sortis et**  
7           **remplacés pour lesquels aucune obligation liée à la mise hors service**  
8           **d'immobilisations n'a été comptabilisée, déduction faite de la valeur de**  
9           **recupération (« coûts de démantèlement »), sont ajoutés au coût des nouveaux**  
10          **actifs construits.**

11          **La prise en compte des coûts de démantèlement est planifiée dès le début du**  
12          **projet et la comptabilisation de ces coûts survient en général après la mise en**  
13          **service finale du projet une fois le démantèlement réalisé.**

---

<sup>4</sup> D-2002-95, pages [90 et 95](#).



- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0016](#), p. 7;
  - (ii) Décision [D-2020-041](#), p. 91, 100 et 101;
  - (iii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0044](#), Annexe 1.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente les événements clés et les échéanciers du projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport. Il y est indiqué que les mises en service prévues s'échelonnent jusqu'en 2022.

(ii) « [330] Par ailleurs, sachant que le report de la MES finale aurait pour effet de maintenir dans la base de tarification, pour une plus longue période, un montant supérieur à l'allocation maximale, la Régie, dans cette même décision, demandait au Transporteur de porter une attention particulière au Projet de La Romaine afin qu'il se réalise selon l'échéancier prévu :

« [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 2020 lors de la mise en service finale du Projet La Romaine, selon la prévision disponible lors de l'audience ». [note de bas de page omise]

[331] Le 12 octobre 2018, le Producteur informait le Transporteur du report, à la fin du mois de mai 2021, de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4. Le Transporteur a accepté ce report et les parties ont signé une entente sur ses conditions, tel que requis par l'entente de raccordement. Un état d'avancement des travaux, daté du 4 novembre 2019, confirme que la mise sous tension initiale de la centrale Romaine-4 est toujours prévue pour la fin du mois de mai 2021.

[...]

[366] Cela étant dit, tout délai supplémentaire entre l'intégration à la base de tarification des MES prévues au Projet de La Romaine et le moment du paiement de la contribution par le Producteur, prévu dorénavant pour 2021, entraîne des coûts additionnels qui sont assumés par l'ensemble de la clientèle du Transporteur et au bénéfice de ce dernier. [...]

(iii) Le Transporteur dépose les correspondances relatives au report de la mise en service du raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

**Demandes :**

10.1 Veuillez expliquer ce nouveau report en déposant les correspondances afférentes, comme celles citées à la référence (iii).

**Réponse :**

1           Le 2 octobre 2020, le Producteur a transmis une correspondance au  
2           Transporteur l'avisant que la mise sous tension initiale de la centrale de la  
3           Romaine-4 était reportée à la mi-avril 2022. Ce report est principalement dû à  
4           l'interruption du chantier de bétonnage de la centrale ainsi qu'à la pandémie de  
5           la COVID-19.

6           À la suite de l'annonce du report, une correspondance datée du 23 avril 2021 a  
7           été signée conjointement par le Producteur et le Transporteur pour indiquer les  
8           conditions du report de la mise sous tension initiale de la centrale de la  
9           Romaine-4. Dans ce document, il est précisé que la date de la mise sous tension  
10          initiale est prévue le 16 mars 2022 et que la mise en exploitation des deux  
11          groupes turbine-alternateur est prévue respectivement en septembre et en  
12          novembre 2022. L'entente de raccordement a également été mise à jour,  
13          comme spécifiée dans la *Convention relative aux modifications apportées à*  
14          *l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport*  
15          *d'Hydro-Québec.*

16          Ces documents sont présentés à l'annexe 1 de la présente pièce.

10.2 Veuillez préciser le mois prévu de la mise en service finale du projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

**Réponse :**

17          La mise en service finale du projet est prévue en novembre 2022.

**11. Référence :** Pièce [B-0016](#), p. 15.

**Préambule :**

Le Transporteur présente le suivi des événements clés de l'échéancier du projet du Poste De Lorimier.

Le démantèlement des lignes est prévu en 2025, alors que celui du poste est prévu de 2029 à 2031. Ces démantèlements étaient prévus initialement dans le projet pour 2022, en ce qui concerne le poste, et en 2023 pour les lignes.

**Demande :**

11.1 Veuillez expliquer ces glissements dans la planification des démantèlements de ces équipements.

**Réponse :**

1            **Le report du démantèlement du poste et des lignes est associé à l'annonce du**  
2            **report, par le Distributeur<sup>5</sup>, de la conversion du poste De Lorimier 120-12kV lié à**  
3            **un manque de capacité interne pour effectuer les travaux.**

- 12. Références :** (i) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, pièce [B-0014](#), p. 30 et 31;  
(ii) Pièce [B-0016](#), p. 29 à 32.

**Préambule :**

- (i) Au rapport annuel 2019, le Transporteur mentionne que le projet de Ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île est réalisé à 99,9 %, son coût au 31 décembre 2019 étant de 1 033,1 M\$, alors que le coût prévu était de 1 033,7 M\$. Le Transporteur précisait que les dernières mises en service avaient été réalisées en 2019.
- (ii) Au présent rapport annuel, le Transporteur mentionne que le projet est réalisé à 99,2% et que son coût final est de 1 056,9 M\$ après considération de divers coûts résiduels et crédits comptabilisés en 2021. Le Transporteur fait également mention d'une autre mise en service réalisée en 2020 au coût de 13,7 M\$, alors que le tableau des Événements clés de l'échéancier de projet inclut des mises en service s'échelonnant jusqu'en 2019.

**Demandes :**

12.1 Veuillez expliquer la croissance de 23,2 M\$ entre le coût prévu au Rapport annuel 2019 et le coût final présenté au présent dossier.

**Réponse :**

4            **Dans son rapport annuel 2019<sup>6</sup>, le Transporteur a reproduit les informations du**  
5            **rapport annuel 2018 relatives aux prévisions des coûts et des échéanciers,**  
6            **ainsi qu'aux explications d'écarts, pour la plupart des projets, notamment pour**  
7            **le projet de Ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île. Cette prévision**  
8            **a été actualisée pour le présent rapport annuel. Ainsi, le coût final qui y est**  
9            **présenté est en hausse de 23,2 M\$ par rapport au coût prévu au rapport annuel**  
10           **2019, notamment en raison de coûts associés aux mesures en santé et sécurité**  
11           **du travail, dont la modification à la méthode de montage des pylônes. Malgré**

<sup>5</sup> Rapport annuel 2020 du Distributeur, B-0009, HQD-7, Document 1, [pp. 10 et 12](#).

<sup>6</sup> Rapport annuel 2019 du Transporteur, B-0014, HQT-6, Document 1, [section Introduction](#).

- 1 **l'augmentation de cette dernière prévision, le Transporteur souligne que les**  
2 **coûts réels du projet demeurent inférieurs de 29 M\$ par rapport au coût autorisé.**

12.2 Veuillez expliquer la mise en service observée en 2020 et mettre à jour le tableau des Événements clés de l'échéancier de projet.

**Réponse :**

- 3 **Les coûts associés à l'année 2020 concernent des coûts résiduels. Le tableau**  
4 **des événements clés de l'échéancier du projet présenté est donc à jour.**

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0016](#), p. 49 et 50;  
(ii) Décision [D-2017-025](#), p. 25 et 26;  
(iii) Décision [D-2014-035](#), p. 109.

**Préambule :**

- (i) En suivi du projet R-3978-2016, le Transporteur précise :

*« Pour faire suite à la demande de la Régie dans la décision D-2017-025 (paragraphe 92), le Transporteur indique que la plateforme de compensation série de la ligne 7095, ainsi que le remplacement des quatre disjoncteurs à 735 kV aux postes des Appalaches et des Cantons, ne sont plus requis. À la suite du retrait des demandes OASIS 157T et 117T, le Transporteur a dû ajuster le renforcement requis pour l'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres 2013-01 afin de tenir compte de ces retraits et ainsi conserver un projet qui soit approprié en fonction de l'évolution prévue du réseau. Le renforcement du réseau de transport consiste donc en l'ajout d'une nouvelle plateforme de compensation série sur la ligne 7103 entre les postes de la Chamouchouane et de Duvernay. Cet ajout se réalisera dans le cadre du projet d'un nouveau poste nommé de manière préliminaire Jean-Jacques-Archambault, dont la phase d'avant-projet est présentement en cours. Cette phase, dont la fin est maintenant prévue vers la fin de l'année 2022, permettra entre autres de localiser le poste et d'estimer plus précisément les coûts de l'ajout de la plateforme de compensation série. Les coûts de celle-ci, qui constitue le renforcement du réseau de transport principal pour l'intégration des trois parcs éoliens de l'appel d'offres 2013-01, sont présentement estimés de manière préliminaire à 83,1 M\$. »*

(ii) La Régie se prononce comme suit dans le cadre du dossier R-3978-2016 :

*« [85] En conséquence, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser la réalisation du Projet tel que soumis. Le Transporteur ne pourra cependant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts ou la rentabilité.*

*[86] Enfin, dans le cas de modifications au Projet, dont un dépassement des coûts ou une modification de sa rentabilité, la Régie rappelle les exigences mentionnées aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035 et demande au Transporteur de s'y conformer. »* [notes de bas de page omises]

(iii) *« [507] Aux fins du présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'établir, de façon générique, les cas pour lesquels des modifications apportées à un projet sont suffisamment importantes pour requérir une nouvelle autorisation. Un tel exercice devrait tenir compte des faits particuliers à chaque projet.*

*[508] Lorsque le Transporteur doit mettre en place une solution technique alternative à celle autorisée par la Régie, la nature du projet étant modifiée, la Régie est d'avis qu'il doit obtenir une nouvelle autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi. La Régie constate que le Transporteur a procédé ainsi dans le cas du poste de la Némiscau.*

*[509] Lorsqu'il y a des modifications substantielles apportées à un projet d'investissement, comme un dépassement de coûts ou une modification à sa rentabilité, la Régie considère que cette information devrait être disponible le plus tôt possible, afin qu'elle soit en mesure de soulever, le cas échéant, toute question liée à l'absence d'autorisation ou à la prudence des sommes que le Transporteur prévoit engager. »*

#### **Demandes :**

13.1 Veuillez commenter et élaborer sur la manière dont seront présentées les modifications prévues à la référence (i), considérant l'autorisation de la décision D-2017-025 pour le projet tel que soumis, et eu égard aux références (i) et (ii).

#### **Réponse :**

1 **Le Transporteur rappelle que l'intégration des trois parcs éoliens retenus lors**  
2 **de l'appel d'offres 2013-01, visée par la décision D-2017-025, consiste en trois**  
3 **grandes composantes : effectuer le raccordement local de chacun des parcs,**  
4 **renforcer le réseau de transport régional Matapédia et procéder au renforcement**  
5 **du réseau de transport principal. Les travaux liés à deux de ces composantes,**  
6 **soit le raccordement local des trois parcs éoliens et le renforcement du réseau**

1 régional Matapédia, sont entièrement réalisés et représentent près de 50 % des  
2 coûts autorisés par cette décision.

3 En lien avec la référence (ii), le Transporteur précise que la nature de la solution  
4 retenue pour la troisième composante, soit le renforcement du réseau de  
5 transport principal, n'a pas été modifiée de façon appréciable. Ainsi, l'ajout  
6 d'une plateforme de compensation série sur la ligne Chamouchouane-Duvernay  
7 est toujours prévu pour le renforcement du réseau de transport principal lié à  
8 l'appel d'offres 2013-01, comme établi dans la décision D-2017-025<sup>7</sup>. La nature  
9 de la solution retenue n'a donc pas été modifiée, dans la mesure où  
10 l'emplacement précis de l'ajout de cette plateforme n'avait pas fait l'objet d'une  
11 étude lors du dépôt de la demande visée par cette décision. L'avant-projet,  
12 bien que toujours en cours, prévoit maintenant l'ajout de cette plateforme dans  
13 le futur poste Jean-Jacques Archambault à 735 kV dans la région de Lanaudière,  
14 poste qui n'est à l'étude que depuis 2020.

15 Comme indiqué à la référence (i), d'autres éléments de la solution retenue pour  
16 le renforcement du réseau de transport principal, dont une seconde plateforme  
17 de compensation série, ont cependant été abandonnés, puisqu'ils ne sont plus  
18 nécessaires à la suite du retrait des demandes OASIS 157T et 117T. L'ajout d'une  
19 plateforme de compensation série est maintenu, quoique dans une mesure  
20 adaptée à l'évolution du réseau de transport. Avec égards, la nature du projet  
21 autorisé par la décision D-2017-025 demeure inchangée. De là, aucune nouvelle  
22 autorisation de la Régie n'est requise.

23 En outre, en lien avec la référence (ii), le Transporteur souligne que les coûts de  
24 cet ajout pour le renforcement du réseau de transport principal, estimés de  
25 manière préliminaire à 83,1 M\$, sont en baisse de façon appréciable par rapport  
26 au coût autorisé de ██████ M\$.

27 En conclusion, le Transporteur considère qu'il respecte l'autorisation issue de  
28 la décision D-2017-025 pour le projet en cause. Il compte poursuivre la  
29 présentation de l'état d'avancement du projet dans le cadre de ses futurs  
30 rapports annuels.

13.1.1. Veuillez notamment élaborer sur la possibilité de déposer une nouvelle  
demande d'autorisation en vertu de l'article 73 et le moment prévu pour ce  
faire.

---

<sup>7</sup> Par. 52.

**Réponse :**

- 1            Voir la réponse à la question 13.1.
- 2            **Le Transporteur considère qu'il respecte l'autorisation issue de la décision**
- 3            **D-2017-025 pour le projet en cause.**

**14. Référence :** Pièce B-0017 (déposé sous pli confidentiel), p. 37 et 38.

**Préambule :**

[Redacted text block]

**Demande :**

14.1 [Redacted text block]

**Réponse :**

4 [Redacted text block]

5 [Redacted text block]

6 [Redacted text block]

7 [Redacted text block]

8 [Redacted text block]

9 [Redacted text block]

10 [Redacted text block]

15. **Références :**
- (i) Pièce [B-0016](#), p. 75 et 76;
  - (ii) Décision [D-2019-087](#), p. 13 et tableau 2, p. 37;
  - (iii) Pièce B-0017 (déposée sous pli confidentiel), p. 32;
  - (iv) Dossier R-4052-2018, pièce [B-0010](#), p. 10.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, de 792,7 M\$ à 1000,8 M\$, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier ne sont pas modifiés et la solution recommandée demeure la même.

L'échéancier du projet est détaillé de la manière suivante :

**Événements clés de l'échéancier de projet**

Activités	Lignes		Postes		Télécommunications	
	Engagement	Prévision	Engagement	Prévision	Engagement	Prévision
	Dates d'engagement	Dates réelles / prévues	Dates d'engagement	Dates réelles / prévues	Dates d'engagement	Dates réelles / prévues
Démarrage de l'avant-projet	nov-14	nov-14	nov-14	nov-14		févr-17
Démarrage du projet	févr-19	févr-19	févr-19	févr-19		nov-19
Début de l'approvisionnement		nov-20		juil-20		sept-20
Mises en service	2022	2021-2023	2021	2021-2023		2023

- (ii) « [37] La mise en service de la nouvelle ligne est prévue pour juillet 2022, alors que celle des équipements de postes, notamment les départs de lignes, est prévue pour juin 2021. En réponse à des DDR de la Régie, le Transporteur précise que deux circuits pour le poste Micoua et un circuit pour le poste du Saguenay font l'objet de la mise en service prévue pour juin 2021. Il précise également quels sont les équipements au poste Micoua associés au nouveau départ de ligne et quels sont les équipements du poste du Saguenay faisant l'objet d'une mise en service prévue en juin 2021 ».

[...]



**TABLEAU 2**  
**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS**  
**(M\$ ACTUALISÉS 2018)**

	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7	929,0	277,5
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
Taxe sur les services publics	45,4	71,5	16,1
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6	—	571,4
<b>Coûts globaux actualisés (CGA)</b>	<b>785,7</b>	<b>898,5</b>	<b>862,3</b>

Source : Pièce [B-0005](#), p. 23.

- (iii) Le Transporteur dépose le suivi des coûts sous pli confidentiel, dans lequel on constate [REDACTED].
- (iv) « La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités, au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des travaux du Projet.

*Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que sur le degré de risque que l'organisation est prête à accepter. »*

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez démontrer que la solution 1 de la référence (ii) demeure celle recommandée, malgré la hausse des coûts de 208 M\$, considérant que lors de l'étude du projet, l'écart entre les coûts globaux actualisés (CGA) de cette solution et les CGA des solutions 2 et 3 était respectivement de 112,8 M\$ et 76,6 M\$.

## Réponse :

1 Les écarts de coûts observés dans le projet de ligne Micoua-Saguenay sont  
2 principalement causés par :



- 3 • une surchauffe du marché de la construction entraînant une forte  
4 inflation des coûts des travaux ;
- 5 • des conditions de réalisation plus difficiles qu'anticipé, notamment sur  
6 une zone des travaux plus accidentée, et des mesures nécessaires pour  
7 la sécurité des travailleurs.

8 Des mesures ont été mises en place afin de limiter la hausse des coûts,  
9 notamment par des ajustements des stratégies d'approvisionnement et un  
10 raffinement des exigences techniques.

11 Lorsque le Transporteur identifie une problématique, une étude de planification  
12 recommande une solution à l'aide d'une étude économique telle que celle  
13 montrée à la référence (ii). Celle-ci est effectuée avec les meilleures données  
14 disponibles en comparant toutes les solutions envisagées sur une même base,  
15 actualisée au moment du dépôt du dossier à la Régie.

16 La justification de la solution retenue par le Transporteur a fait l'objet de débat  
17 complet avec la Régie et des intervenants. Dans sa décision D-2019-087, la Régie  
18 a jugé que la solution retenue par le Transporteur est clairement la plus  
19 avantageuse, tenant compte de l'ensemble des considérations économiques et  
20 techniques.

21 À la suite de cette décision autorisant la réalisation du projet, le Transporteur a  
22 lancé les appels d'offres pour la réalisation des travaux. La hausse des coûts du  
23 projet a été constatée à l'automne 2020, au moment des premières ouvertures  
24 des plis en vue des contrats de construction, menant à une nouvelle autorisation  
25 des coûts du projet par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec.

26   
27 . Il soutient qu'il ne peut plus évaluer,  
28 sur une base comparable aux coûts révisés du projet, les coûts des autres  
29 solutions qui n'ont pas été retenues. L'analyse économique étant un exercice  
30 prospectif dont l'objectif est de guider le choix de la solution à retenir,  
31 la comparaison économique à rebours des solutions n'est ni possible ni  
32 pertinente.

33 Par ailleurs, le Transporteur estime que les causes de la révision des coûts du  
34 projet pourraient, dans une certaine mesure, se refléter également dans les  
35 solutions non retenues. Il soutient toutefois que le projet de ligne à 735 kV entre  
36 les postes Micoua et du Saguenay, tel qu'autorisé par la Régie, représente

1 toujours la solution technico-économique optimale afin de maintenir la fiabilité  
2 du réseau de transport.

15.2 Veuillez expliquer qu'une seule mise en service était prévue en 2021 pour les équipements de Postes, tel qu'expliqué à la référence (ii), et que plus d'une mise en service sont désormais prévues pour ces mêmes équipements, entre 2021 et 2023.

Réponse :

3 La très grande majorité (plus de 95% des coûts) des équipements de poste  
4 feront l'objet d'une mise en service en 2021. L'établissement de la séquence  
5 détaillée des étapes du projet a permis de constater qu'il était optimal de réaliser  
6 des travaux mineurs sur les départs qui accueilleront la nouvelle ligne Micoua-  
7 Saguenay en 2022 et en 2023, une fois les nouveaux départs mis en service.

15.3

Réponse :

8 [Redacted]  
9 [Redacted]  
10 [Redacted]  
11 [Redacted]  
12 [Redacted]  
13 [Redacted]  
14 [Redacted]  
15 [Redacted]  
16 • [Redacted]  
17 [Redacted];  
18 • [Redacted]  
19 [Redacted];  
20 • [Redacted];  
21 • [Redacted];  
22 • [Redacted]  
23 [Redacted].

- 16. Références :** (i) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, pièce [B-0022](#), p. 16 et 17 ;
- (ii) Pièce [B-0016](#);
- (iii) Dossier R-9000-2019, Rapport annuel 2019, pièce [B-0014](#), p. 9 et 10.

**Préambule :**

- (i) Dans le cadre du Rapport annuel 2019, la Régie reproduisait une liste des projets qui semblaient être terminés. Le Transporteur n’a pu confirmer si ces projets étaient terminés.

Projet	Année de prévision de la dernière MES	Total des MES réalisées	Total réalisé au 31 décembre 2019	% réalisé au 31 décembre 2019
Réfection d’un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan (R-3810-2012)	2019	63,3 M\$	63,3 M\$	100 %
Remplacement d’équipements à 120 kV et d’automatismes au poste de départ de la centrale de Chelsea (R-3880-2014)	2019	36,4 M\$	36,4 M\$	97,5 %
Mise en place du réseau IP MPLS/VPN (R-3883-2014)	2019	96,2 M\$	96,2 M\$	97,6 %
Nouveau poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV et son alimentation (R-3915-2014)	2019	225,9 M\$	225,9 M\$	98,0 %
Nouveau poste St-Patrick (R-3918-2015)	2019 (sauf démantèlement)	97,2 M\$	97,2 M\$	92,4 %
Ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l’Île (R-3887-2014)	2019	1 033,0 M\$	1 033,1 M\$	99,9 %
Remplacement d’automatismes et de disjoncteurs à 315 kV au poste Notre-Dame (R-3923-2015)	2019	26,9 M\$	26,9 M\$	96,8 %
Construction de la ligne à 120 kV reliant les postes Langlois et de Vaudreuil-Soulanges (R-3966-2016)	2019	46,3 M\$	46,3 M\$	99,0 %
Construction du poste Gracefield à 120-25 kV et ligne d’alimentation et reconstruction de la ligne Pagan-Maniwaki à 120 kV (R-3974-2016)	2019	118,8 M\$	118,8 M\$	98,8 %
Renforcement du réseau régional de transport de Sherbrooke et construction de lignes d’alimentation (R-3995-2016)	2019	75,0 M\$	75,0 M\$	96,7 %

- (ii) Le Transporteur précise le coût final de certains projets.
- (iii) Dans le cadre du Rapport annuel 2019, le Transporteur dépose le suivi des coûts du projet R-3810-2012.

**Demande :**

- 16.1 La Régie constate que tous les projets listés au tableau de la référence (i) sont déposés à la référence (ii) et que le Transporteur y précise le coût final, sauf pour ce qui est du

projet R-3810-2012. Veuillez préciser si le suivi déposé à la référence (iii) présentait les coûts finaux du projet. Dans la négative, veuillez déposer le suivi des coûts finaux du projet.

**Réponse :**

- 1 **Le Transporteur confirme que le suivi déposé à la référence (iii) présente les**
- 2 **coûts finaux du projet.**

**Annexe 1**  
**Réponse à la question 10.1**



Le 2 octobre 2020

Planification des projets de développement - Énergies  
Division Innovation et Hydro-Québec Production  
75, boulevard René-Lévesque O., 10<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec)  
H2Z 1A4

**Monsieur Stéphane Verret**

Directeur Commercialisation et affaires réglementaires  
Hydro-Québec TransÉnergie et Équipement  
Complexe Desjardins, C.P. 10 000  
Tour Est, 19<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H5B 1H7

Tél. : 514-289-4740  
C. élec. : [pilon.josee@hydro.qc.ca](mailto:pilon.josee@hydro.qc.ca)

**Objet : Report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4**

---

Monsieur,

Hydro-Québec Production désire vous aviser que la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4, prévue à la fin mai 2021, sera reportée à la mi-avril 2022.

Le report est dû principalement à l'interruption du chantier de bétonnage de la centrale ainsi qu'à la pandémie de la COVID-19.

Aussi, pour permettre une reprise des activités au chantier en mai 2020 malgré la COVID-19, Hydro-Québec Production a mis en place, en collaboration avec la santé publique, les représentants des milieux minganois et autochtones ainsi que les partenaires syndicaux, un ensemble de mesures sanitaires au chantier. Bien que ces mesures s'avèrent efficaces et qu'elles ont permis une reprise sécuritaire des travaux, elles ont tout de même affecté la cadence des travaux.

Ainsi, Hydro-Québec Production se voit dans l'obligation de reporter la mise sous tension initiale.

N'hésitez pas à communiquer avec moi pour toute information additionnelle.



**Josée Pilon**

Chef – Planification des projets de production -Énergie  
Division Innovation et Hydro-Québec Production

c.c. : Sophie Paquette, Chef Commercialisation des services de transport – HQTE  
Roger Gosselin, DP – Planification, stratégies et expertises – IHQP  
Nathalie Ruest, Déléguée commerciale – HQTE  
Marie-France McSween, Délégué commercial - IHQP





Le 23 avril 2021

Direction Commercialisation et affaires  
réglementaires  
Groupe - TransÉnergie et équipement

**Par courriel**

Tél. : 514-879-4159  
C. élec. : Verret.Stéphane@hydro.qc.ca

**Monsieur Roger Gosselin**

Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement<sup>1</sup>  
Directeur principal – Planification, stratégies  
et expertises  
75, boul. René-Lévesque Ouest, 10<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

**Objet : Report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 en 2022**

---

Monsieur,

La présente donne suite à la correspondance du Producteur en date du 2 octobre 2020 concernant le report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 en 2022.

Par un courriel daté du 23 mars 2021, le Producteur a informé le Transporteur<sup>2</sup>, que la date de la mise sous tension initiale de la centrale est prévue le 16 mars 2022. La mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs est prévue en septembre et novembre 2022.

Le Transporteur accueille la demande de report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 et ce, en raison des motifs décrits à votre lettre précitée. Advenant que ces motifs soient questionnés par la Régie de l'énergie, le Transporteur demandera la collaboration du Producteur afin que ces motifs soient explicités par le biais de documents ou de témoignages.

De là, vous trouverez ci-joint le document intitulé *Convention no. 2 relative aux modifications apportées à l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* que nous vous prions de signer et nous retourner à votre plus proche convenance, tout en conservant votre copie.

En complément, le Transporteur souhaite obtenir du Producteur, au plus tard le 28 mai 2021, une description des principales étapes à accomplir devant mener à la mise sous tension initiale et à la mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs de la centrale de la Romaine-4.

Également, le Transporteur demande au Producteur de présenter un état d'avancement détaillé de ses travaux au plus tard le 5 novembre 2021.

---

<sup>1</sup> Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement, ci-après « Producteur ».

<sup>2</sup> Groupe - TransÉnergie et équipement, ci-après « Transporteur ».

Cet état d'avancement devra contenir une mention confirmant, ou infirmant, que la mise sous tension initiale et la mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs de la centrale de la Romaine-4 sont prévues selon les dates mentionnées plus haut.

Nous vous prions de recevoir nos meilleures salutations.



---

Stéphane Verret  
Directeur – Commercialisation et affaires réglementaires

p.j. (1)

Lue et acceptée à Montréal, ce 28 jour de avril 2021.

Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement, par son représentant dûment autorisé, accepte le contenu de la présente et s'engage à la respecter.

Par :  2021.04.28  
15:42:26 -04'00'

---

Roger Gosselin  
Directeur principal - Planification, stratégies et expertises

**CONVENTION NO. 2 RELATIVE AUX MODIFICATIONS APPORTÉES  
À L'ENTENTE DE RACCORDEMENT POUR L'INTÉGRATION  
DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC  
INTERVENUE À MONTRÉAL, PROVINCE DE QUÉBEC  
LE 29 AVRIL 2021**

**ENTRE :** **Groupe TransÉnergie et Équipement**, un groupe d'Hydro-Québec, société constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec) H2Z 1A4, représentée par M. Stéphane Verret, directeur – Commercialisation et affaires réglementaires, dûment autorisé aux fins des présentes;

ci-après désignée le « **Transporteur** »;

**ET :** **Groupe Innovation, production, santé, sécurité et environnement**, un groupe d'Hydro-Québec, société constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec) H2Z 1A4, représentée par M. Roger Gosselin, directeur principal – Planification, stratégies et expertises, dûment autorisé aux fins des présentes;

ci-après désignée le « **Producteur** »;

Le **Transporteur** et le **Producteur** sont ci-après désignés individuellement la « **Partie** » et collectivement les « **Parties** ».

**ATTENDU QUE** le Producteur est en cours d'aménager et d'exploiter un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine, au nord-est de la municipalité de Havre-Saint-Pierre. Le complexe est composé de quatre (4) centrales hydroélectriques, appelées centrale de la Romaine-1 d'une puissance de 270 MW, centrale de la Romaine-2 d'une puissance de 640 MW, centrale de la Romaine-3 d'une puissance de 395 MW et centrale

de la Romaine-4 d'une puissance de 245 MW, lesquelles sont raccordées au réseau de transport du Transporteur ;

**ATTENDU QUE** le Transporteur conduit le réseau de transport d'électricité dans la zone de réglage du Québec ;

**ATTENDU QUE** le 14 décembre 2010, les Parties ont conclu une entente de raccordement pour l'intégration au réseau de transport d'électricité des centrales du complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine (« **Entente** ») ;

**ATTENDU QUE** la Régie de l'énergie a autorisé la demande du Transporteur relative au projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport par sa décision D-2011-083 ;

**ATTENDU QUE** l'Entente prévoit que la mise sous tension initiale de la Centrale de la Romaine-4 en vue de réaliser les essais est prévue pour le 1er avril 2020 ;

**ATTENDU QUE** le 16 avril 2018, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a résolu d'abolir la division Hydro-Québec Production et de créer la division Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec ;

**ATTENDU QU'À** compter du 16 avril 2018, la division Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec était pleinement substituée à la division Hydro-Québec Production et était ainsi titulaire des droits ainsi que responsable des obligations de cette dernière selon l'Entente ;

**ATTENDU QU'À** compter du 19 février 2021, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a résolu d'abolir la division Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec et de créer le groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement ;

**ATTENDU QU'À** compter du 19 février 2021, le groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement est pleinement substituée à la division Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec et est ainsi titulaire des droits ainsi que responsable des obligations de cette dernière selon l'Entente ;

**ATTENDU QUE** le 12 octobre 2018, le Producteur a informé le Transporteur du report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 à la fin du mois de mai 2021 ;

**ATTENDU QUE** le 7 mars 2019, les Parties ont signé une première convention relative aux modifications apportées à l'Entente ;

**ATTENDU QUE** le 2 octobre 2020, le Producteur a informé le Transporteur du report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 ;

**ATTENDU QUE** le 23 mars 2021, le Producteur a informé le Transporteur de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 prévue pour la mi-mars 2022 ;

**ATTENDU QU'**en raison de ce qui précède, les Parties désirent amender à nouveau l'Entente.

**EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES AUX PRÉSENTES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :**

**1. PRÉAMBULE**

Le préambule de la présente convention fait partie intégrante des présentes.

**2. SUBSTITUTION ET MODIFICATION**

Le Groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement déclare être pleinement substitué à la division Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec et est ainsi titulaire des droits ainsi que responsable des obligations de cette dernière selon l'Entente à compter du 22 février 2021.

Les mots « Hydro-Québec Production et exploitation d'Hydro-Québec » contenus au descriptif ainsi que tout article de l'Entente sont supprimés et remplacés par les mots « Groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement ».

### **3. MODIFICATION À L'ARTICLE 23 DE L'ENTENTE**

L'article 23 de l'Entente est supprimé et remplacé par le suivant :

#### **« 23. DATE PRÉVUE POUR LA MISE SOUS TENSION INITIALE**

À la date de signature de la présente entente, la mise sous tension initiale de chacune des centrales en vue de réaliser les essais est prévue pour:

*Centrale de la Romaine-1 : le 1er avril 2016;*

*Centrale de la Romaine-2 : le 15 mai 2014;*

*Centrale de la Romaine-3 : le 1er mars 2017;*

*Centrale de la Romaine-4 : le 16 mars 2022.*

La date prévue de la mise sous tension initiale à la centrale Romaine-2 correspond à la date de livraison de la ligne RO-2/Arnaud et de la mise sous tension du transformateur T21.

Le Producteur doit, conformément à l'article 5.1, confirmer au Transporteur la date prévue de la mise sous tension initiale pour chacune des centrales.

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. »

### **4. MODIFICATION À L'ARTICLE 27 DE L'ENTENTE**

L'article 27 de l'Entente est supprimé et remplacé par le suivant :

#### **« 27. ADRESSES DES PARTIES POUR LES AVIS**

Tout avis, demande, acceptation ou approbation en vertu des présentes doit, sauf si autrement spécifié, être fait par écrit et est valablement exécuté s'il est livré de main à main à son destinataire ou mis à la poste sous pli recommandé, ou envoyé par messagerie électronique aux représentants et adresses suivants :

**a) Le Transporteur:**

Nom: Madame Sophie Paquette  
Titre: Chef – Commercialisation des services de transport  
Adresse: Groupe – TransÉnergie et équipement  
855 Ste-Catherine Est  
Montreal, Qc  
H2L4P5  
Téléphone: (514) 879-4174  
Courrier électronique: [paquette.sophie@hydro.qc.ca](mailto:paquette.sophie@hydro.qc.ca)

**b) Le Producteur :**

Nom: Madame Josée Pilon  
Titre: Chef – Projets de développement-Énergies  
Adresse: Groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement  
75 boulevard René-Lévesque ouest, 10<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2Z 1A4  
Téléphone: (514) 289-4740  
Courrier électronique: [pilon.josee@hydroquebec.com](mailto:pilon.josee@hydroquebec.com)

Tout avis, demande, acceptation ou approbation donné de la façon prévue aux présentes est réputé avoir été reçu lors de sa livraison s'il est livré de main à main, le *jour ouvrable* suivant son envoi s'il est transmis par messagerie électronique, ou le troisième *jour ouvrable* suivant son envoi s'il est transmis par la poste sous pli recommandé, selon le cas.

Chaque Partie doit aviser l'autre Partie de tout changement de représentant ou d'adresse. »

## 5. MODIFICATION À LA SECTION C DE L'ANNEXE III DE L'ENTENTE

La Section C de l'Annexe III de l'Entente est supprimée et remplacée par la suivante :

### « C) ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION

#### Centrale de la Romaine-1

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-1* pour le 31 juillet 2016 et du second pour le 30 septembre 2016, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

#### Centrale de la Romaine-2

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-2* pour le 15 août 2014 et du second pour le 15 octobre 2014, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

#### Centrale de la Romaine-3

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-3* pour le 30 juin 2017 et du second pour le 31 août 2017, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le



**Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

Centrale de la Romaine-4

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-4* pour septembre 2022 et du second pour novembre 2022, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier. »

## 6. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

- 1.1. L'Entente demeure en vigueur, produit ses effets et demeure inchangée sous réserve des modifications apparaissant à la présente convention.
- 1.2. La présente convention entre en vigueur à la date de sa signature par les Parties.
- 1.3. La présente convention est régie et interprétée selon les lois applicables au Québec.

*(Signatures à la page suivante)*

**EN FOI DE QUOI, LES PARTIES ONT SIGNÉ LA PRÉSENTE CONVENTION RELATIVE AUX MODIFICATIONS APPORTÉES À L'ENTENTE À LA DATE MENTIONNÉE EN TÊTE DES PRÉSENTES.**

**Groupe – TransÉnergie et équipement**, agissant par son directeur – Commercialisation et affaires réglementaires



Par :

\_\_\_\_\_  
Monsieur Stéphane Verret

**Groupe – Innovation, production, santé, sécurité et environnement**, agissant par son directeur principal – Planification, stratégies et expertise



Par :

\_\_\_\_\_  
Monsieur Roger Gosselin