Réponses du Transporteur à la demande de renseignements nº 2 de la Régie

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2025 DU TRANSPORTEUR

CÉR DÉCALAGE TEMPOREL DES MISES EN SERVICES

1. Références : (i) Pièce B-0026, p. 5, réponse à la question 1.2;
(ii) Dossier R-4270-2024 Phase 2, décision D-2025-022, p. 33 à 35, par. 104 et 107;
(iii) Dossier R-4270-2024 Phase 2, décision D-2025-022, p. 90, par. 331;
(iv) Dossier R-4270-2024 Phase 2, pièce B-0015, p. 19 et 20, Annexe A;
(v) Dossier R-4167-2021, décision D-2022-053, p. 24, par. 85.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente le tableau R-1.2 *Détails relatifs au compte hors base de tarification lié au décalage temporel des mises en service*. Dans la colonne « Rendement M$ », le Transporteur base son calcul sur un taux de 5,602 %, soit le coût du capital prospectif autorisé pour l'année 2025.

(ii) « [104] La Régie considère que les paramètres financiers déposés par HQTD sont conformes aux méthodologies reconnues. **Par conséquent, la Régie maintient la structure du capital, composée de 30 % de capitaux propres et de 70 % de dettes pour le Transporteur en 2024 et 2025, et de 35 % de capitaux propres et de 65 % de dettes pour le Distributeur en 2025. Également, la Régie autorise les paramètres financiers présentés dans le tableau suivant.**

TABLEAU 3

PARAMÈTRES FINANCIERS AUTORISÉS PAR LA RÉGIE[56]

Paramètres financiers	2024 Transporteur	2025 Transporteur	2025 Distributeur
Taux de rendement des capitaux propres	8,200 %	8,200 %	8,200 %
Coût moyen pondéré du capital	6,014 %	5,907 %	6,071 %
Coût moyen de la dette	5,077 %	4,924 %	4,924 %

[…]

[107] Pour ces motifs, la Régie reconnaît les modifications à la méthode de calcul du coût du capital prospectif proposées par HQTD. Par conséquent, la Régie établit le CMPC prospectif pour 2025 à 5,602 % pour le Transporteur et à 5,788 % pour le Distributeur. »

(iii) « ***[331] Pour ces motifs, la Régie ordonne la création d'un CÉR afin de comptabiliser les écarts liés au décalage temporel des mises en service. La Régie retient les caractéristiques suivantes pour le CÉR :***

- ***Identification de tous les projets dont les mises en service sont supérieures à un seuil de 10 M$ et détermination de l'impact sur la moyenne des 13 soldes entre le mois autorisé et le mois réalisé;***
- ***Application du CMPC autorisé à la somme des écarts de l'étape précédente;***
- ***Hors base de tarification et portant intérêts au CMPC;***
- ***Exercice réalisé au Rapport annuel à la Régie;***
- ***Disposition du solde présentée au dossier tarifaire subséquent à ce Rapport annuel.***
- ***Exclusion de l'agrégation charges-ressource;***
- ***Symétrique;***
- ***Application dès l'année tarifaire 2025.*** »

(iv) « *À titre illustratif, le Transporteur présente un exemple fictif :*

- *Autorisé 2022 : Projet ayant une MES de 100 M$ prévue en septembre 2022;*
- *Rapport annuel 2022 : MES réelle de 105 M$ en décembre 2022;*
- *Rapport annuel 2022 – Calcul pour CÉR :*
  - *MES de 100 M$ en septembre selon l'autorisé : Impact de 30,8 M$ sur la moyenne 13 soldes;*
  - *MES de 100 M$ en décembre selon la date de MES réelle : Impact de 7,7 M$ sur la moyenne 13 soldes;*
  - *Écart de -23,1 M$ X 5,985 %[16] = -1,4 M$ = Impact comptabilisé au CÉR.*
- *Dossier tarifaire subséquent au Rapport annuel 2022 : Disposition du solde du CÉR incluant les intérêts.*

[…]

[16] *Selon le coût moyen pondéré du capital autorisé de 2022.* »

(v) « [85] *Elle autorise pour les années 2021 et 2022 respectivement :*

- *Un coût moyen de la dette de 5,442 % et de 5,035 %;*
- *Un coût moyen pondéré du capital de 6,269 % et de 5,985 %;*
- *Un coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,515 % et de 4,675 %.*

Demandes :

1.1. La Régie constate que le Transporteur a utilisé un taux de 5,602 % (coût en capital prospectif de l'année 2025) pour le calcul de l'impact de 10,6 M$ relatif au décalage temporel des mises en service au tableau de la références (i) et (ii).

1.2. Veuillez redéposer le tableau R-1.2 en utilisant le CMPC autorisé de l'année 2025 de 5,907 % tel que présenté à la référence (ii) et prescrit par la décision D-2025-022 (référence (iii)) et tel qu'illustré par la référence (iv).

Réponse :

Le Transporteur soumet une version révisée du tableau R-1.2, dans laquelle le CMPC autorisé pour l'année 2025, soit 5,907 %, est appliqué.

Tableau R-1.2 révisé
Détails relatifs au compte hors base de tarification lié au décalage temporel des mises en service

Au 31 décembre 2025
(en millions de $)

	Nom des projets	Décision Régie	Autorisé			Réel		Écart	Rendement M$
			MES M$ (1)	Mois (2)	13 soldes M$ (3)	Mois (4)	13 soldes M$ (5)	13 soldes M$ (6) = (3) - (5)	(7) = (6) x 5,907%
1	**Mises en service projets - autorisation spécifique Régie**								
2	Poste Saint-Patrick	D-2015-051	10,0	Nov	1,5	Note 1	0,0	1,5	0,1
3	Poste Duvernay 315-120 kV - Remplacement automatismes, appareillage et bâtiments	D-2018-043	11,4	Nov	1,8	Déc	0,9	0,9	0,1
4	Ligne Micoua - Saguenay	D-2019-087	14,4	Janv à Juin	11,7	Juin	7,8	3,9	0,2
5	Ligne 320 kV et équipements au poste des Appalaches	D-2020-083	690,6	Déc	53,1	Note 1	0,0	53,1	3,1
6	Remplacement systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité	D-2020-109	328,5	Déc	25,3	Déc	25,3	0,0	0,0
7	Poste Montagnais - Remplacement transformateurs	D-2021-112	22,4	Oct	5,2	Note 1	0,0	5,2	0,3
8	Remplacement automatisme RPTC (Rejet de production et télédélestage de charge)	D-2021-119	57,1	Mars à Août	32,4	Juil., Nov	16,7	15,7	0,9
9	Poste Chibougamau - Remplacement compensateurs statiques	D-2022-012	15,9	Oct	3,7	Note 1	0,0	3,7	0,2
10	Réseau à 315 kV de l'Est de l'Île de Montréal - Renforcement	D-2022-096	97,1	Juil	44,8	Sept, Déc	24,7	20,1	1,2
11	Poste Boucherville - Remplacement équipements	D-2023-063	45,9	Nov	7,1	Déc	3,5	3,5	0,2
12	Poste Hertel - Ajout transformateur et remplacement équipements	D-2023-073	51,7	Nov	8,0	Déc	4,0	4,0	0,2
13	Poste Saraguay - Remplacement transformateurs	D-2024-068	11,0	Déc	0,8	Déc	0,8	0,0	0,0
14	Ligne Outardes - Laurentides - Renforcement	D-2024-077	35,5	Sept	10,9	Oct, Nov	7,6	3,3	0,2
15	Poste La Grande-2 - Remplacement transformateurs	D-2024-106	22,5	Nov	3,5	Déc	1,7	1,7	0,1
16	**Mises en service projets - autres**								
17	Postes Thetford à 69-25 kV et à 230-120-69 kV		26,1	Nov	4,0	Déc	2,0	2,0	0,1
18	Raccordement d'un client du Distributeur		18,7	Nov	2,9	Mai	11,5	(8,6)	(0,5)
19	Ligne Boucherville - Sidbec - Raccordement du client		53,2	Juin	28,6	Mai, Juil	30,8	(2,1)	(0,1)
20	Augmentation de la capacité du réseau 69 kV secteur Nemiscau		19,5	Déc	1,5	Note 1	0,0	1,5	0,1
21	Ligne souterraine Bélanger-Rosemont - Remplacement		42,5	Nov	6,5	Nov	6,5	0,0	0,0
22	Postes Lemoyne, Albanel et Nemiscau - Remplacement des protections de lignes et appareillages		21,8	Juin	11,7	Oct	5,0	6,7	0,4
23	Poste Albanel, Chibougamau et Abitibi - Remplacement des protections de lignes		23,3	Oct	5,4	Déc	1,8	3,6	0,2
24	Poste la Suète - Remplacement équipements		16,4	Déc	1,3	Déc	1,3	0,0	0,0
25	Poste de Plessisville – Ajout du 3e transformateur à 120-25 kV et pérennité (CREA)		20,8	Nov, Déc	2,3	Note 1	0,0	2,3	0,1
26	Poste Arnaud - Remplacement des inductances XL5-BC et XL7-ABC		22,0	Nov	3,4	Juin	11,8	(8,5)	(0,5)
27	Ligne Boucherville -SidBec - Reconstruction d'un tronçon		29,6	Juil	13,7	Juin	15,9	(2,3)	(0,1)
28	Programme de remplacement unités de mesure 2025		24,6	Oct	5,7	Oct, Nov	4,4	1,3	0,1
29	Poste de Mont-Royal - Ajout du 4e transformateur à 120-25 kV		28,0	Juin	15,1	Déc	2,2	12,9	0,8
30	Poste Vignan - Remplacement des protections, condensateurs et unités de mesure		17,9	Nov	2,8	Déc	1,4	1,4	0,1
31	Poste Cournoyer - Ajout du 3e transformateur, pérennité et conversion CRÉA		12,8	Juin	6,9	Note 1	0,0	6,9	0,4
32	Ligne Micoua-Laurentides - Remplacement isolateurs		12,9	Déc	1,0	Oct, Nov	2,8	(1,8)	(0,1)
33	Poste de Stanstead - Conversion CREA et pérennité		20,0	Déc	1,5	Note 1	0,0	1,5	0,1
34	Poste du Saguenay - Remplacement de l'armoire de branchement AB1		12,3	Jan	11,4	Juil, Oct	4,8	6,5	0,4
35	Amélioration de la prévision de la demande		24,1	Déc	1,9	Note 1	0,0	1,9	0,1
36	Poste La Grande 2 - Compléter ALCID et modernisation de la synchronisation		19,6	Nov	3,0	Note 1	0,0	3,0	0,2
37	Raccordement d'un client du Distributeur		26,9	Oct	6,2	Note 1	0,0	6,2	0,4
38	Raccordement d'un client du Distributeur		17,4	Juin	9,4	Juin	9,4	0,0	0,0
39	Programme de remplacement des accumulateurs		19,1	Déc	1,5	Note 1	0,0	1,5	0,1
40	Raccordement d'un client du Distributeur		15,9	Juin	8,6	Note 1	0,0	8,6	0,5
41	Poste Lévis à 735 kV - Remplacement des disjoncteurs 700-88, 700-89, 700-20		14,3	Nov	2,2	Déc	1,1	1,1	0,1
42	Raccordement d'un client du Distributeur		11,9	Juin	6,4	Nov, Déc	1,7	4,7	0,3
43	Poste de la Nemiscau et Albanel - Remplacement d'un transformateur de réserve		16,3	Fév	13,8	Oct, Nov	3,7	10,1	0,6
44	Raccordement d'un client du Distributeur		11,8	Mai	7,3	Sept	3,6	3,6	0,2
45	Poste de l'Aqueduc - Remplacement de deux batteries de condensateurs à 120 kV		12,0	Déc	0,9	Note 1	0,0	0,9	0,1
46	Poste de la Manicouagan - Remplacement des luminaires		10,8	Août	4,2	Note 1	0,0	4,2	0,2
47	Poste Albanel - Remplacement des inductances XL3, XL12, XL13		25,0	Déc	1,9	Note 1	0,0	1,9	0,1
48	Stabilité du réseau Outaouais, Quyon-Luc		11,0	Déc	0,8	Note 1	0,0	0,8	0,0
49	**TOTAL**		**2 072,5**		**403,2**		**214,6**	**188,6**	**11,1**
50									**Note 2**

Note 1 : Mises en service non réalisées au 31 décembre 2025

Note 2 : Les totaux sont calculés à partir de montants non arrondis

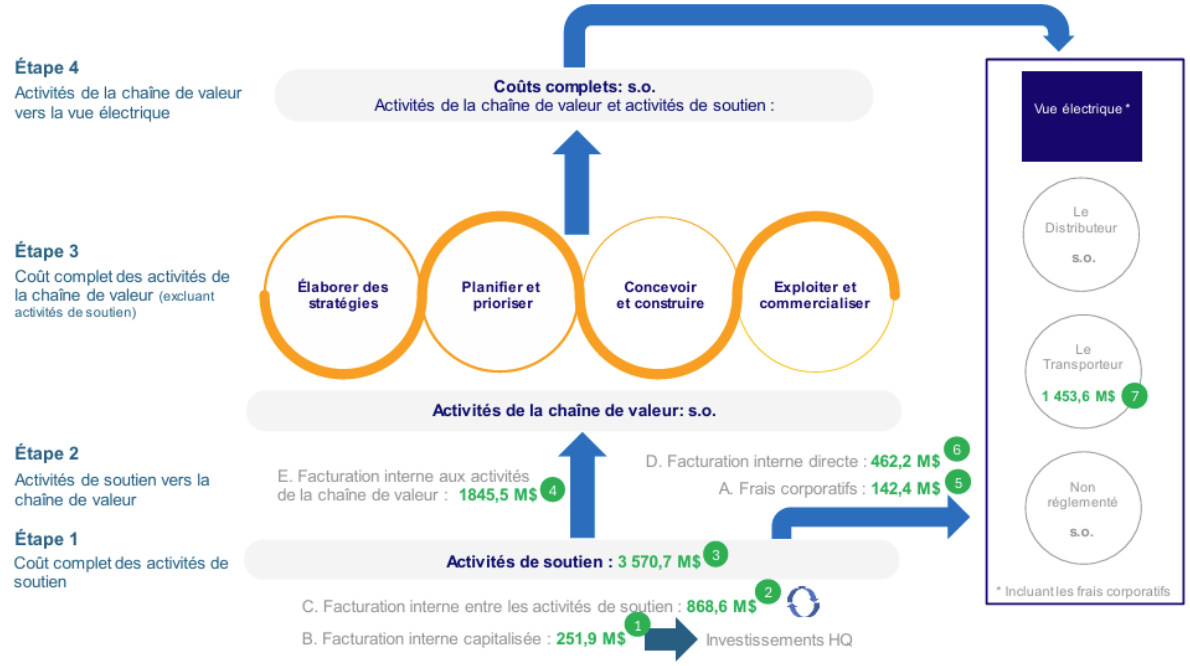
CHARGES D'EXPLOITATION

2. Référence : (i) Pièce B-0026, p. 7, réponse à la question 2.1;
(ii) Pièce B-0026, p. 8, réponse à la question 2.1.1;
(iii) Dossier R-4235-2023, pièce B-0021, p. 7.

Préambule :

(i) «

Figure R-2.1
Séquence du cheminement de coûts de la MCC adapté
Données réelles 2025



»

(ii) « […] Pour ce qui est des valeurs du Distributeur et des activités non réglementées, elles ne sont pas présentées puisqu'elles ne sont pas pertinentes au rapport annuel du Transporteur. »

(iii) « Afin de mettre en œuvre son Plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec a souhaité se doter d'une structure organisationnelle mieux adaptée afin notamment de répondre aux nouveaux enjeux. Ainsi, en 2022, Hydro-Québec a connu une évolution organisationnelle passant d'une structure verticale basée sur les secteurs d'activités (voir figure 1) vers une structure intégrée transversale appelée « Une Hydro ».
[…] »

L'évolution vers « Une Hydro » a eu des impacts sur la structure financière et la présentation de l'information financière, qui ont dû être adaptées afin de refléter la nouvelle réalité de l'organisation

en termes d'imputabilité de gestion. La structure financière basée sur les secteurs (ex : production, transport, distribution), qui était demeurée stable depuis le début des années 2000, a migré vers une structure financière axée sur la chaine de valeur transversale de l'entreprise. L'organisation ne comporte dorénavant qu'un seul secteur.

Demande :

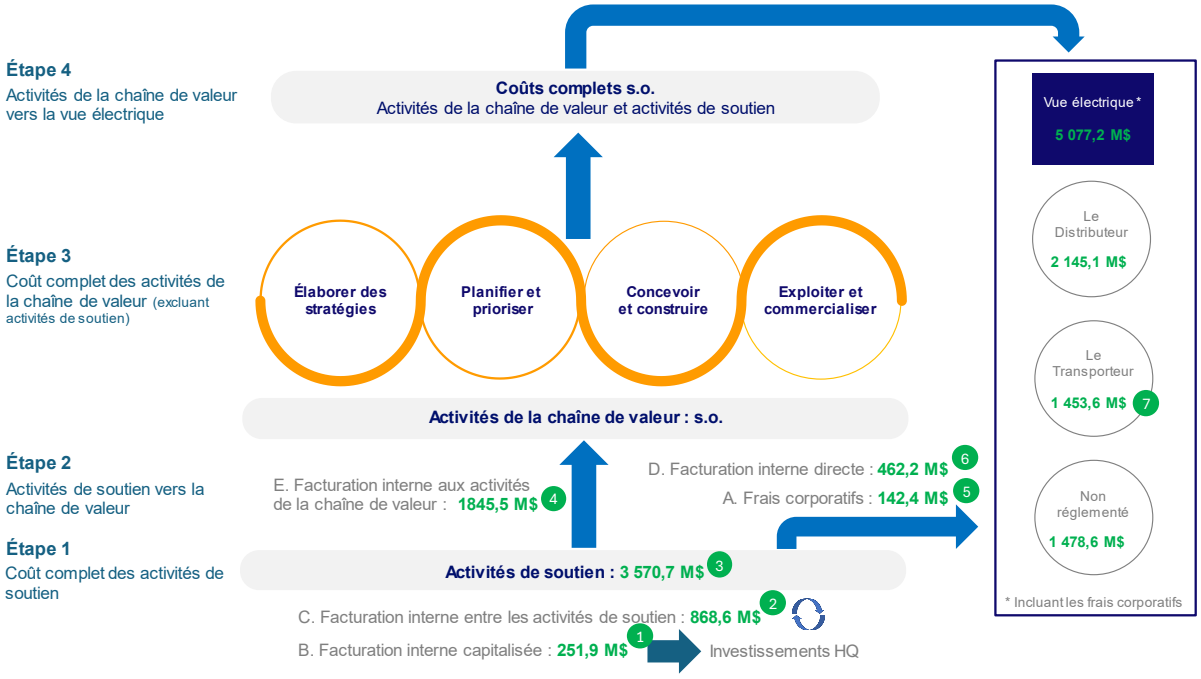
2.1. Considérant que l'organisation, tel que mentionné aux références (ii) et (iii), est maintenant basée sur une structure intégrée transversale et qu'elle ne comporte dorénavant qu'un seul secteur, l'appréciation des résultats attribués au Transporteur dans la « Vue électrique » doit être relativisée avec les résultats complets de la Vue électrique.

En conséquence, veuillez déposer la figure R-2.1 de la référence (i) incluant l'ensemble des valeurs de la « Vue électrique » (Total, Distributeur, Transporteur et Non réglementé).

Réponse :

La version mise à jour des valeurs de la Vue électrique est présentée à la figure suivante :

Figure R-2.1
Séquence du cheminement de coûts de la MCC adapté
Données réelles 2025



REMPLACEMENT DES SYSTÈMES DE CONDUITE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

3. Références :
(i) Pièce B-0026, p. 25 à 26, réponse à la question 12.1;
(ii) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, Suivi administratif, p. 2;
(iii) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, p. 15, figure 1.

Préambule :

(i) « *Veuillez expliquer les raisons du report des mises en services finales du Projet de 2025 à 2027 (références (i) et (iii)).*

Réponse :

[…]

La mise en service réalisée en 2025 a principalement porté sur les fonctionnalités SCADA et a permis la mise en opération d'une portion importante du système de conduite. Le Projet continue de progresser et, à mesure que les travaux restants diminuent, les risques de réalisation se réduisent également. À ce stade, les principaux travaux restant à réaliser sont concentrés autour des mises en service significatives prévues à la fin de l'année 2026, lesquelles comprendront notamment des ajouts au SCADA, l'intégration avec des systèmes externes, des fonctions avancées liées à la fiabilité du réseau de transport (EMS) ainsi que des fonctionnalités associées au contrôle de la production (GMS). Les travaux subséquents porteront principalement sur des compléments au SCADA, des interfaces additionnelles ainsi que certaines fonctionnalités additionnelles liées à la fiabilité du réseau de transport (EMS).

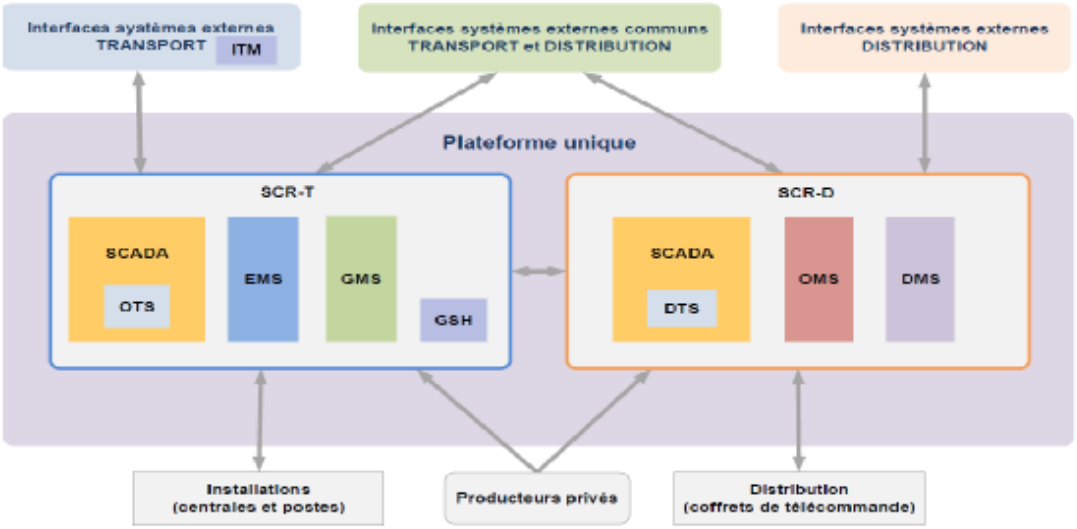
[…]

L'échéancier actualisé constitue, à ce stade, la meilleure estimation disponible, compte tenu de l'avancement du Projet et de la concentration des principaux travaux restants autour des prochaines mises en service prévues. Le Transporteur poursuivra un suivi rigoureux de l'avancement du Projet et informera la Régie de toute évolution significative conformément aux modalités applicables. »
[nous soulignons]

(ii) « Le Transporteur informe la Régie de mises en service du système (principalement au niveau du module SCADA) en fin d'année 2025. D'autres mises en service sont prévues en 2026, ainsi qu'en 2027. »

(iii) Le Transporteur présente les modules associés à des fonctionnalités du SCR-T.

FIGURE 1
REPRÉSENTATION DU SCR-T



Demandes :

À la référence (ii), le Transporteur présente les modules associés à des fonctionnalités du SCR-T. Dans la lettre de suivi administratif du 20 mai 2026 (référence (ii)), le Transporteur mentionne que « *D'autres mises en service sont prévues en 2026, ainsi qu'en 2027.* »

3.1. Veuillez préciser si des travaux sont prévus à la fin de 2026 ou dans les années subséquentes pour les modules OTS et GSH.

Réponse :

Aucun travail additionnel n'est prévu pour les modules OTS et GSH à la fin de 2026 ou dans les années subséquentes. Les précisions sont présentées au tableau R-3.2 A.

3.2. Parmi les principaux travaux restant à réaliser identifiés à la référence (ii) (SCADA, EMS, GMS et pour les modules OTS et GSH, le cas échant), veuillez fournir un tableau incluant les informations suivantes pour chacun de ceux-ci (SCADA, EMS, GMS, OTS et GSH) :

- Description et détail des travaux restants;
- Estimation des coûts restants au 31 décembre 2025;
- Estimation des coûts restants au 15 septembre 2026;
- L'échéancier des mises en service prévues des travaux restants (mois/année).

Réponse :

Le Projet comporte deux livraisons opérationnelles. La première vise principalement le remplacement des systèmes Spectrum et Laser, tandis que la seconde vise le remplacement de Gen4. Avant chaque mise en service, les fonctions, données et interfaces font l'objet de plusieurs rondes d'essais, notamment avec des données réelles du terrain. Une période de stabilisation et d'exploitation parallèle suit la mise en service, les systèmes patrimoniaux demeurant les systèmes de référence jusqu'à l'acceptation des fonctions correspondantes du nouveau système. Ainsi, les échéanciers indiqués correspondent aux mises en service; l'utilisation continue et la déconnexion des systèmes patrimoniaux auront lieu après cette période.

La ventilation des coûts restants au 15 septembre 2026 par module est en cours d'actualisation afin d'intégrer l'avancement des travaux, les engagements contractuels et les autres éléments de coûts. Cette ventilation sera précisée au début de l'année 2027.

Tableau R-3.2 A

Module	Travaux et activités résiduelles	Échéancier des mises en service prévues
SCADA	Pour la première livraison, les travaux restants visent à compléter la validation des données, des affichages, des alarmes, des commandes et des interfaces avec les systèmes externes, ainsi que les essais requis. Pour la deuxième livraison, ils porteront principalement sur l'intégration des données et fonctions nécessaires au réseau régional.	**Première livraison** Après leur acceptation préliminaire, la mise en service des actifs EMS, GMS et des ajouts de fonctionnalités au SCADA demeure prévue à la fin de 2026. Les ajouts de fonctionnalités au SCADA prévus dans ces livraisons complètent l'actif SCADA mis en service en 2025.
EMS	Pour la première livraison, les travaux restants visent à compléter la validation du modèle de réseau, des données utilisées par les fonctions EMS et des essais requis. Pour la deuxième livraison, ils porteront sur l'intégration du réseau régional et l'ajout des fonctions EMS complémentaires prévues.	
GMS	Pour la première livraison, les travaux restants visent à compléter l'intégration et la validation des données et interfaces nécessaires aux fonctions GMS, ainsi que les essais requis. Pour la deuxième livraison, ils	

	porteront sur l'adaptation de ces fonctions au volet régional afin que le nouveau système assure directement les interactions requises avec les installations de production.	**Deuxième livraison** La mise en service des actifs requis est prévue au quatrième trimestre de 2027 et prendra principalement la forme d'ajouts de fonctionnalités aux actifs déjà en service.
OTS	Les fonctionnalités prévues du module OTS sont complétées. Les coûts restants à la fin de 2025 étaient liés à des activités de stabilisation et de clôture, et non au développement de nouvelles fonctionnalités.	Le module OTS, inclus dans l'actif SCADA, a été mis en service en 2025.
GSH	Les travaux fonctionnels du module GSH sont maintenant terminés.	GSH sera mis en service en 2026.

Tableau R-3.2 B (M$)

Modules	Coûts restants au 31 décembre 2025
SCADA	79,5
EMS	21,7
GMS	11,3
OTS	0,1
GSH	0

3.3. Veuillez indiquer les moyens et initiatives pris par le Transporteur afin de réaliser les travaux à l'intérieur de l'échéancier prévu.

Réponse :

Afin de soutenir le respect de l'échéancier, le Transporteur a renforcé la gouvernance, la planification et le suivi des travaux critiques. Les mesures mises en place comprennent des plans de redressement ciblés, la priorisation des interfaces, l'ajout de ressources spécialisées, une collaboration resserrée avec le fournisseur ainsi qu'un suivi régulier des anomalies, des essais et des validations. Les livraisons logicielles sont déployées progressivement et font l'objet de tests de non-régression.

Les principaux enjeux concernent l'intégration des données et des interfaces ainsi que le traitement des anomalies relevées au cours des essais. Le Transporteur a adapté la séquence des travaux, mis en place des outils complémentaires et obtenu du soutien additionnel du fournisseur, tout en maintenant les validations requises avant les mises en service.

3.4. Veuillez préciser le degré de certitude du Transporteur de respecter « *l'échéancier actualisé* » de la référence (ii), ainsi que les échéanciers identifiés à la question 3.2.

Réponse :

Les échéanciers présentés à la réponse 3.2 reflètent l'information disponible à ce jour et sont basés sur l'avancement des travaux.

Un écart d'environ deux semaines est observé dans les essais préalables aux mises en service de 2026. Malgré cet écart, la séquence actuelle des travaux permet de maintenir ces cibles. Compte tenu de l'avancement observé et de l'absence d'enjeu bloquant connu, le Transporteur considère ces cibles comme réalistes. Les essais prévus en octobre et novembre constituent les principales étapes de validation restantes avant les mises en service.

Le principal risque résiduel demeure la découverte, au cours des essais, d'un enjeu nécessitant des correctifs et des validations additionnels susceptibles d'influencer l'échéancier.

Compte tenu de son horizon et de sa dépendance à la stabilisation de la première livraison, l'échéancier de la deuxième livraison demeure une prévision de planification comportant un niveau d'incertitude plus élevé.

Le Transporteur poursuivra son suivi et informera la Régie conformément aux modalités applicables.

FIABILITÉ DU PROJET DE REMPLACEMENT DES SYSTÈMES DE CONDUITE DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

4. Références :

(i) Pièce B-0026, p 25 à 26, réponse à la question 12.1;
(ii) Pièce B-0026, p. 27, réponse à la question 12.1.3;
(iii) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, p. 18, par. 59;
(iv) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, p. 19, par. 63;
(v) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, p. 16, par. 49;
(vi) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision D-2020-109, p. 33, par. 112.

Préambule :

(i) « *Veuillez expliquer les raisons du report des mises en services finales du Projet de 2025 à 2027 (références (i) et (iii)).*

Réponse :

Le report des mises en service finales du Projet découle de l'analyse effectuée à la fin de novembre 2025, laquelle a permis au Transporteur d'obtenir une appréciation plus complète des travaux requis pour mener le Projet à terme. Cette analyse a démontré que certaines activités résiduelles liées notamment à l'intégration des systèmes, à la qualité des données et à la validation des fonctionnalités nécessaires à l'exploitation ne pouvaient être réalisées en parachèvement,

puisqu'elles devaient être complétées avant les mises en service finales afin d'assurer le niveau attendu de fiabilité, de robustesse et de performance du système de conduite.

L'échéancier a donc été actualisé afin de tenir compte des travaux additionnels requis ainsi que des contraintes d'intégration et de synchronisation avec certains systèmes externes au système de conduite. Cet arrimage est nécessaire afin d'assurer la cohérence des activités de conduite qui s'appuient sur ces différents systèmes.

La mise en service réalisée en 2025 a principalement porté sur les fonctionnalités SCADA et a permis la mise en opération d'une portion importante du système de conduite. Le Projet continue de progresser et, à mesure que les travaux restants diminuent, les risques de réalisation se réduisent également. À ce stade, les principaux travaux restant à réaliser sont concentrés autour des mises en service significatives prévues à la fin de l'année 2026, lesquelles comprendront notamment des ajouts au SCADA, l'intégration avec des systèmes externes, des fonctions avancées liées à la fiabilité du réseau de transport (EMS) ainsi que des fonctionnalités associées au contrôle de la production (GMS). Les travaux subséquents porteront principalement sur des compléments au SCADA, des interfaces additionnelles ainsi que certaines fonctionnalités additionnelles liées à la fiabilité du réseau de transport (EMS).

Le Transporteur précise que cette révision de l'échéancier ne découle ni d'une modification de la nature du Projet ni d'un changement à la solution autorisée par la Régie. Les objectifs poursuivis demeurent inchangés, soit la mise en place d'un système de conduite permettant d'assurer l'exploitation fiable, sécuritaire et performante du réseau de transport d'électricité.

[...] » [nous soulignons]

(ii) « *Veuillez préciser l'impact du report des mises en services finales sur la fiabilité du système de conduite.*

Réponse :

Le Transporteur précise que le report des mises en service finales n'a pas d'impact sur la fiabilité du système de conduite ni sur l'exploitation du réseau. Bien que les systèmes actuels soient désuets et n'offrent plus de possibilité de mise à niveau fonctionnelle, ils permettent toujours d'assurer la fiabilité et la qualité de la prestation du service de transport.

De plus, les travaux réalisés au fil du Projet ont nécessité certains ajustements sur les systèmes patrimoniaux, lesquels ont contribué à réduire les risques de défaillance de ces systèmes. Le Transporteur maintient les mesures requises afin d'assurer l'exploitation fiable du réseau jusqu'aux mises en service finales du nouveau système de conduite. » [Nous soulignons]

(iii) « *[59] Le module EMS comprend un ensemble de fonctions d'analyse qui, au moyen de calculs, représentent le comportement réel du réseau et permettent au personnel exploitant de surveiller, contrôler et planifier l'exploitation du réseau de transport afin d'en assurer la fiabilité. L'EMS est crucial pour que l'exploitant d'un réseau de transport ait toute la connaissance de l'état du réseau nécessaire afin de prendre des décisions d'exploitation éclairées. L'EMS retenu comptera les principales fonctions suivantes :*

- *estimateur d'état;*
- *répartition de la puissance;*

- *analyse des contingences;*
- *analyse de courant de court-circuit.* »

(iv) « *Le Transporteur rappelle qu'à l'instar des systèmes actuels devenus désuets, le GMS du nouveau SCR-T est requis pour les besoins du Transporteur dans ses activités à titre de responsable de l'équilibrage.* »

(v) « *[49] Le SCADA assure l'acquisition des données et le contrôle des appareils sur le réseau. Il permet notamment de gérer les manœuvres et les réglages d'appareils sur le réseau, de suivre les conditions particulières d'exploitation (ex. : appareil en maintenance) et de soulever des situations problématiques (ex. : ouverture automatique et non sollicitée d'un appareil de protection) par différents moyens tels que des affichages dynamiques et des alarmes.* » [note de bas de page omise]

(vi) « *[112] Comme indiqué en phase 1, le Transporteur fait valoir que les systèmes de conduite du réseau de transport actuels et l'infrastructure qui les supporte sont désuets, ont atteint leurs limites et doivent être remplacés à brève échéance pour répondre adéquatement aux exigences de fiabilité.* »

Demandes :

4.1. À la référence (i), le Transporteur mentionne que certains travaux à réaliser comprendront, notamment des « *fonctions avancées* » et des « *fonctionnalités additionnelles* » liées à la fiabilité du réseau de transport (EMS). Veuillez préciser si ces « *fonctions avancées* » et ces « *fonctionnalités additionnelles* » sont liées aux principales fonctions identifiées à la référence (iii).

4.1.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser lesquelles.
4.1.2. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

Oui. Les fonctions visées correspondent aux principales fonctions EMS énumérées à la référence (iii). L'estimateur d'état, la répartition de puissance et l'analyse des contingences sont prévus à la première livraison opérationnelle. L'analyse des courants de court-circuit, l'analyse de sensibilité, la validation pré-manœuvre et la répartition optimale de puissance sont prévues à la deuxième livraison. L'expression « fonctionnalités additionnelles » désigne ainsi des fonctions ajoutées lors de la deuxième livraison, et non une modification de la portée autorisée du Projet.

4.2. Considérant que « *L'EMS est crucial pour que l'exploitant d'un réseau de transport ait toute la connaissance de l'état du réseau nécessaire afin de prendre des décisions d'exploitation éclairées* » (référence (iii)), veuillez expliquer comment le personnel exploitant peut surveiller, contrôler et planifier l'exploitation du réseau de transport afin d'en assurer la fiabilité, si le module EMS n'est pas entièrement mis en service (référence (i)).

Réponse :

Jusqu'à la déconnexion des systèmes patrimoniaux, ceux-ci demeurent les systèmes de référence pour les fonctions SCADA, EMS et GMS. Le nouveau SCR-T est mis en service progressivement et validé en parallèle avant son utilisation continue. Il n'en résulte donc aucune interruption des capacités requises pour l'exploitation.

4.3. Considérant que « *le GMS du nouveau SCR-T est requis pour les besoins du Transporteur dans ses activités à titre de responsable de l'équilibrage.* » (référence (iv)), veuillez préciser comment le Transporteur réalise ses tâches de « Balancing Authority » (BA) si les fonctionnalités associées au contrôle de la production (GMS) ne seront mises en service qu'à la fin de 2026 (référence (i)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2.

4.4. Considérant qu'une partie seulement du système SCADA a été mis en service en 2025 (référence(i)), veuillez préciser comment les fonctionnalités du système assurent toujours l'acquisition des données et le contrôle des appareils sur le réseau (référence (v)).

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4.2 et 4.5.

4.5. Veuillez expliquer comment les systèmes actuels désuets (référence (ii)) et le report des mises en service de certaines fonctionnalités (référence (i)) permettent toujours d'assurer la fiabilité et la qualité de service de transport dans le contexte où « *les systèmes de conduite du réseau de transport actuels et l'infrastructure qui les supporte sont désuets, ont atteint leurs limites et doivent être remplacés à brève échéance pour répondre adéquatement aux exigences de fiabilité.* » (référence (vi)).

Réponse :

Les systèmes patrimoniaux assurent toujours les fonctions requises pour la fiabilité et la qualité du service de transport et demeurent les systèmes de référence pendant la transition. Ils sont maintenus en fonction durant l'exploitation parallèle, jusqu'à ce que l'acceptation finale des fonctions correspondantes du nouveau système soit confirmée.

Certains ajustements réalisés dans le cadre du Projet ont également contribué à maîtriser les risques associés au maintien des systèmes patrimoniaux. Par exemple, les équipements d'acquisition du nouveau SCADA permettent d'alimenter simultanément le SCR-T et les systèmes patrimoniaux. Ces

équipements ont également permis de retirer certaines composantes désuètes utilisées par les systèmes patrimoniaux.

Les « systèmes patrimoniaux » désignent Spectrum, Laser et Gen4 ainsi que les composantes nécessaires à leur fonctionnement.

Leur désuétude limite leur évolution et rend leur soutien plus complexe. Ils continuent néanmoins d'assurer les fonctions requises pour l'exploitation fiable du réseau. Le Transporteur en surveille l'état et maintient les mesures de maintenance, de soutien et de continuité requises.

4.6. Veuillez définir « *les système patrimoniaux* » de la référence (ii).

Réponse :

Voir la définition des systèmes patrimoniaux présentée à la réponse à la question 4.5.

4.6.1. Veuillez préciser les ajustements requis sur les systèmes patrimoniaux qui ont contribué à en réduire les risques de défaillance (référence (ii)).

Réponse :

Voir l'exemple d'un ajustement apporté aux systèmes patrimoniaux présenté à la réponse à la question 4.5.

4.7. Veuillez préciser si l'application de certaines normes de fiabilité relatives à la transmission de données du Transporteur n'a pas été respectée, étant donné le report des mises en service du SCADA, de l'EMS et du GMS et pour les modules OTS et GSH, le cas échant.

Réponse :

Non. Selon les suivis de conformité et les informations disponibles, l'actualisation de l'échéancier n'a entraîné aucun manquement identifié aux normes de fiabilité applicables. Les exigences continuent d'être satisfaites au moyen des systèmes patrimoniaux, des interfaces en service et des processus opérationnels établis.

4.7.1. Le cas échéant, veuillez les identifier ainsi que les mesures prises à cet effet.

Réponse :

Sans objet, compte tenu de la réponse à la question 4.7.

4.8. Est-ce que le Transporteur considère qu'une rencontre technique pourrait faciliter la compréhension de la Régie en lien avec les enjeux soulevés dans la présente série de question. Cette rencontre pourrait avoir lieu dans les bureaux de la Régie ou au centre de contrôle si cela permet de mieux expliquer certains enjeux.

Réponse :

Le Transporteur est disponible pour la tenue d'une rencontre technique avec le personnel de la Régie. Le Transporteur sera en attente d'une communication à cet effet, pour en déterminer les détails.

RAPPORTS AU NPCC

5. Références :

(i) Pièce B-0008, p. 9, Tableau 5;
(ii) Courriel transmis à la Régie le 7 octobre 2025, sous pli confidentiel, intitulé « Suivi administratif du Coordonnateur de la fiabilité_HQ REPORT 25/10 »;
(iii) RA HQT 2024, pièce B-0019, p. 10 et 11, Tableau 5;
(iv) RA HQT 2023, pièce B-0038, p. 10 à 12, Tableau 5;
(v) Dossier R-4304-2025, pièce B-0024 « Stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur - Bilan 2021-2024 » (le Bilan), p. 5;
(vi) Dossier R-4304-2025, pièce B-0024 « le Bilan », p. 6, Figure 1 « Démarche pour déterminer les investissements requis en « Maintien des actifs » de transport d'électricité ».

Préambule :

(i) Le Transporteur présente la « *Liste des rapports ATR (Area Trouble Report) fournis par le Transporteur au NPCC en 2025 (Pertes de production de 500 MW et plus)* ». Un seul incident attribuable à une « *Intervention humaine* » est rapporté en référence et trois incidents sont attribuables à un « *Bris d'équipement* ».

(ii) Ce courriel comprend les documents suivants qui ont été transmis au NPCC, à savoir les rapports du mois de septembre 2025 :

- NERC Control Performance Standard Survey;
- CO1 monthly reporting HQ 2025-10;
- 1 CR form1.

(iii) Le Transporteur fait état de cinq incidents attribuables à une « *Intervention humaine* ».

(iv) Le Transporteur fait état de dix incidents attribuables à une « *Intervention humaine* ».

(v) « *Depuis 2007, le Transporteur a mis en œuvre une stratégie de gestion de la pérennité des actifs (la « Stratégie ») visant à maintenir la qualité du service de transport, tout en limitant les investissements à un niveau acceptable. La Stratégie repose sur la gestion du risque en pérennité, en fonction de la probabilité de défaillance des équipements et de l'impact de ces défaillances éventuelles sur le réseau. Elle permet de répondre aux besoins en « Maintien des actifs » au regard de la gestion du risque et d'utiliser de façon optimale les ressources humaines, financières et matérielles*. » [nous soulignons]

(vi) Le Transporteur présente la figure 6 : Démarche pour déterminer les investissements requis en « Maintien des actifs » de transport d'électricité

Demandes :

5.1. Veuillez inclure dans le Tableau 5 (référence (i)) l'incident rapportable survenu en septembre 2025 et ayant entrainé une perte de production de plus de 500 MW (référence (ii). Dans la négative, veuillez justifier le fait que cet incident ne soit pas inclus au Tableau 1 de la référence (i).

Réponse :

Le Transporteur soumet une version révisée du Tableau 5 (référence (i)) afin d'y inclure l'incident rapportable survenu en septembre 2025. Il dépose en conséquence la pièce HQT-4, Document 1 révisée. Dans cette pièce révisée, ce tableau correspond désormais au Tableau 6.

5.2. La Régie constate une baisse de l'occurrence des incidents attribuables à une « *Intervention humaine* » depuis 2023 (références (i), (iii) et (iv)). Veuillez préciser si le Transporteur est en mesure d'expliquer la baisse observée, par exemple, par la mise en œuvre, depuis 2023, de nouveaux protocoles internes de validation des manœuvres d'exploitation, ou de toute autre initiative à préciser, pouvant justifier l'amélioration constatée depuis 2023. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le nombre limité d'incidents recensés depuis 2023 ne permet pas au Transporteur de dégager une tendance représentative ni d'expliquer de façon concluante la baisse observée. Cette analyse est également limitée par le fait que certains incidents sont survenus à Churchill Falls.

5.3. Veuillez préciser pour chacun des trois incidents causés par un « *Bris d'équipement* » et ayant causé une perte de production respective de 878 MW, 1589 MW et 1689 MW (référence (i)) :

5.3.1. L'équipement ou les équipements visé(s) ayant subi un bris, leur âge ainsi que leur durée de vie utile respective.

Réponse :

Le Transporteur présente au tableau suivant les informations requises.

Tableau R-5.3.1

Temps			MW perdus	Équipement	Date de mise en service	Durée de vie (ans)	Type de bris
Mois	Jour	Heure	Production				
Janvier	19	02:16:32	1589	Valve 3 voies au poste Sandy Pond (Boston)*	NA	NA	NA
Août	09	16:39:13	878	Parafoudre	2022	25	Imprévisible
Décembre	12	04:11:11	1689	Traversée haute tension**	1989	NA	Imprévisible

* L'incident est survenu au poste de Sandy Pond, situé dans la région de Boston est sous la juridiction de l'ISO New England (ISO-NE).

** L'analyse de l'événement a établi que la perte de production résulte de la défaillance d'une traversée haute tension du transformateur T2-A. La rupture de la porcelaine de la partie extérieure de la traversée a entraîné la chute de débris à l'intérieur de l'enceinte du transformateur.
Les traversées haute tension de ce type ne sont pas associées à une durée de vie utile prédéterminée. Leur maintien en service repose sur un programme de surveillance de l'état comprenant la réalisation d'essais périodiques permettant d'évaluer leur condition et de détecter d'éventuels signes de dégradation.
Dans le cas de la traversée concernée, un essai avait été réalisé en 2024 conformément aux pratiques d'entretien applicables. Les résultats obtenus n'avaient révélé aucun signe de vieillissement, de dégradation ou d'anomalie susceptible de laisser présager la défaillance survenue.

5.3.2. La nature du bris associé et s'il s'agit d'un bris à caractère prévisible ou imprévisible.

Réponse :

1 **Le Transporteur réfère la Régie à la réponse à la question 5.3.1.**

5.3.3. Si ces équipements ont été identifiés dans le Bilan (référence (v)) comme équipements à risque nécessitant une intervention selon la démarche présentée à la figure 1 de la référence (vi). Dans l'affirmative, veuillez justifier la non-intervention sur cet équipement ayant potentiellement mené à son bris. Dans la négative, veuillez expliquer les circonstances ayant mené au bris d'équipement ayant causé l'incident.

Réponse :

Les catégories du parafoudre et de la traversée haute tension sont prises en compte dans le Bilan à la référence (v). Toutefois, leur état ne justifiait aucune intervention préalable : le parafoudre, mis en service en 2022, n'avait pas atteint sa durée de vie utile et l'essai de 2024 sur la traversée n'avait révélé aucune anomalie précurseure. Pour plus de précisions, le Transporteur réfère la Régie à la réponse à la question 5.3.1.

5.4. Veuillez préciser si chacun des incidents présentés au Tableau 1 de la référence (i), ayant causé une perte de production d'au moins 500 MW, a eu pour conséquence une non-conformité à une ou des norme(s) de fiabilité obligatoire(s) au Québec. Veuillez préciser les normes et les exigences correspondantes pour chaque incident, le cas échéant.

Réponse :

Aucune perte de production de 500 MW et plus n'a eu pour conséquence une non-conformité aux normes de fiabilités.

NORMES DE CONDUITE DE TRANSPORT

6. Référence :

(i) Pièce B-0009, p. 4;
(ii) Pièce B-0008, Annexe 1;
(iii) Normes de conduite de transport (les Normes), en vigueur depuis le 1er janvier 2024, p. 5 et 10, chapitres 1 et 7;
(iv) Pièce B-0022, p. 2 et 3;
(v) Normes de conduite de transport (les Normes), en vigueur depuis le 1er janvier 2024, p. 10, article 7.4;
(vi) Normes de conduite du Coordonnateur de la fiabilité de BC Hydro, p. 2, article 1.2;
(vii) Rapport annuel 2025-2026 sur l'application des Normes de conduite du Coordonnateur de la fiabilité de BC Hydro (RC), p. 2;
(viii) RA HQT 2024, pièce B-0019, p. 5, rapport de Deloitte « *Rapport portant sur les règles et procédures d'audit déployées quant au respect des Normes de conduite de transport* »;
(ix) Rapport annuel 2025-2026 sur l'application des Normes de conduite du Coordonnateur de la fiabilité de BC Hydro (RC), p. 3.

Préambule :

(i) « *Ainsi, tous les responsables des structures visées par l'application des Normes ont attesté que les règles en vigueur sont appliquées de façon conforme dans leurs unités*. » [nous soulignons]

(ii) L'Annexe 1 présente l'organigramme de l'entreprise.

(iii) Le chapitre 1 des Normes présente diverses définitions dont celles de l'« *Employé exerçant une Fonction de marchés de gros* » et de l'« *Employé exerçant une Fonction de transport* », et le chapitre 7 des Normes présente la définition du « *Personnel* ».

(iv) « *Plus spécifiquement, l'attestation de la conformité du chapitre 7* [« Coordonnateur de la fiabilité désigné par la Régie »] *est établie à la suite des contrôles suivants :*

- *La mise en place de contrôles d'accès informatiques et physiques;*
- *La transmission de rappels annuels aux employés concernés quant à la priorisation de la fiabilité du réseau ;*
- *Le suivi de la formation obligatoire portant sur les Normes de conduite;*
- *L'obtention d'attestations formelles quant au respect des règles applicables;*
- *La vérification des accès physiques et informatiques aux installations et systèmes sensibles et visés par les Normes de conduite;*
- *L'analyse des divulgations ou des situations d'urgence, le cas échéant.* » [nous soulignons]

(v) « *7.4 En toute circonstance, la fiabilité du réseau de transport d'électricité demeure la priorité du Personnel.* »

(vi) « *1.2. Priority*
RELIABILITY COORDINATOR Employees will act in a manner that treats all System Users in a fair and non discriminatory manner and gives priority to the reliability of the electric power transmission system for which the RELIABILITY COORDINATOR is responsible. » [nous soulignons]

(vii) En lien avec les exigences des Normes de conduite du Coordonnateur de la fiabilité relatives à la priorisation de la fiabilité :
« *RC activities include working with Registered Entities to mitigate reliability issues and, where required, providing Operating Instructions to implement changes to the electric system to support or restore reliability. For example, addressing equipment overloads and generation capacity deficiencies.*

During the Reporting Period, challenging operating conditions were experienced on multiple occasions. These included heavy system loads associated with low ambient temperatures, equipment forced outages, and weather impacts on the grid. In all cases, the RC was able to work with Registered Entities to manage the issues through coordinated assessments, communications, and mitigations. » [nous soulignons]

(viii) « ***Identification et analyse des risques***

De façon générale, le risque de toute mesure ou contrôle en place est celui de non-conformité aux Normes. »

(ix) « ***5. Standards of Conduct (Transmission) adherence by RC***

The SOC Compliance Office has reviewed a sampling of voice recordings and other communications between Transmission Function Employees and Marketing Function Employees considering the

requirements outlined in Section 2.1 of the RC-SoC [Reliability Coordinator Standards of Conduct] *and no deviations were found.* » [nous soulignons]

Demandes :

6.1. Veuillez fournir l'organigramme (référence (ii)) de l'entreprise présentant les « *structures visées par l'application des Normes* » (référence (i)) en y identifiant les unités qui réalisent les tâches relatives aux Fonctions de marchés de gros, celles qui réalisent les tâches relatives aux Fonctions de transport, ainsi que les unités qui sont visées par le chapitre 7 des Normes (référence (iii)).

Réponse :

La Régie a approuvé dans sa décision D-2023-036 l'approche basée sur la fonction exercée par les employés sans égard aux structures administratives.

Comme précisé à la réponse à la question 11.1 de la pièce B-0024 du rapport annuel 2024 du Transporteur, l'assujettissement aux Normes de conduite est déterminé en fonction des fonctions exercées par les employés, et non de leur appartenance à une structure organisationnelle donnée. Sont ainsi visés les employés exerçant des fonctions de transport, des fonctions de marchés de gros ou des fonctions relevant du Coordonnateur de la fiabilité.

6.2. Veuillez expliquer ce que signifie « *systèmes sensibles* » (référence (iv)) dans la description du contrôle relatif à la vérification des accès physiques et informatiques, en précisant les données qu'ils comprennent et en justifiant leur caractère « *sensible* ».

Réponse :

Les systèmes sensibles sont les systèmes qui contiennent des informations non publiques de la fonction transport, notamment les systèmes utilisés pour assurer le contrôle du réseau en temps réel. Ces informations peuvent être les dates et heures des retraits, le justificatif, la durée alors que ces informations ne sont pas rendues publiques dans OASIS. L'accès à ces informations par un employé exerçant une fonction de marchés de gros pourrait lui procurer un avantage par rapport aux autres clients du service de transport, ce qui justifie le caractère « sensible » de ces systèmes.

6.2.1. Veuillez expliquer en quoi la vérification « *des accès physiques et informatiques aux installations et systèmes sensibles* » (référence (iv)) permet d'effectuer le contrôle de la nature des données échangées entre le personnel réalisant les tâches relatives aux Fonctions de transport et celui réalisant les tâches des Fonctions marchés de gros.

Réponse :

Le contrôle des accès aux systèmes contenant des informations « sensibles » permet une assurance raisonnable que les employés de la fonction de marchés de gros, à titre d'utilisateur du réseau ou de client de transport, n'ont pas accès à ces informations. Quant au contrôle des accès physiques, ils assurent aussi que ces employés n'aient pas accès aux locaux où s'effectue le contrôle du réseau. Ce faisant, ces contrôles permettent d'obtenir une assurance raisonnable d'indépendance des fonctions et de non-divulgation des informations.

6.2.2. Veuillez préciser si ce contrôle inclut l'écoute d'échantillons du contenu des conversations échangées entre les employés réalisant les tâches relatives aux Fonctions de Transport et ceux réalisant les tâches relatives aux fonctions Marché de gros, tel que réalisé par BC Hydro dans le cadre de son contrôle de la conformité d'application du RC-SoC (référence (ix)).

Réponse :

Hydro-Québec ne procède pas à l'écoute de conversations dans le cadre du contrôle des accès physiques et informatiques.

6.3. Veuillez préciser en quoi le contrôle qui consiste à transmettre des « *rappels annuels aux employés concernés quant à la priorisation de la fiabilité du réseau* » (référence (iv)) permet d'assurer, de façon tangible, la priorisation de la fiabilité du réseau « *en toute circonstance* » (référence (v)).

Réponse :

Le rappel fait aux employés d'assurer la priorisation de la fiabilité en toutes circonstances ne constitue pas, à lui seul, la mesure permettant d'assurer la priorisation de la fiabilité. Il s'accompagne aussi d'un ensemble de mesures tangibles, notamment des attestations de la part des différents responsables à l'effet qu'ils ont assuré la priorisation du réseau, de la formation des employés, etc. C'est l'ensemble de ces mesures qui permet de démontrer le respect de cette exigence.

6.3.1. Veuillez commenter la possibilité de prévoir un contrôle du respect de l'article 7.4 des Normes décrivant les actions concrètes posées afin de démontrer qu'« *en toute circonstance, la fiabilité du réseau de transport d'électricité demeure la priorité du Personnel* » (référence (v)), par analogie avec le rapport sur l'application des Normes de conduite du RC de BC Hydro (références (vi) et (vii)).

Réponse :

Hydro-Québec a mis en place une série de contrôles décrits à la pièce B-0009[1]. L'expert Deloitte a confirmé, dans son rapport déposé à l'appui du rapport annuel du Transporteur pour l'année 2024 que les règles et procédures d'audit permettent de fournir à la Régie une assurance raisonnable quant au respect des Normes[2]. Hydro-Québec soumet donc respectueusement que les contrôles en place sont suffisants pour les fins de l'attestation annuelle et qu'il n'est pas nécessaire de revoir ceux-ci en s'inspirant notamment de BC Hydro. Les processus de BC Hydro s'inscrivent dans un contexte et un cadre de gouvernance qui lui sont propres.

6.4. La Régie comprend que le Transporteur et l'expert Deloitte considèrent que le risque de toute mesure ou contrôle du respect d'un article des Normes est celui de la non-conformité aux Normes (référence (viii)). Veuillez commenter la perspective selon laquelle le risque d'une mesure ou d'un contrôle du respect d'un article des Normes est plus large que la non-conformité.

Réponse :

Dans le contexte de l'examen réalisé par l'expert Deloitte, le concept de risque est défini en fonction de l'objectif même des règles et procédures d'audit, soit de fournir une assurance raisonnable du respect des Normes. Le risque associé à chacun des articles examinés correspond donc au risque que l'exigence qui y est prévue ne soit pas respectée.

Les mesures et contrôles utilisés visent à prévenir les risques associés au non-respect de exigences prévues aux Normes, notamment l'accès ou la divulgation d'informations non publiques de la fonction de transport, l'absence d'indépendance entre les fonctions visées, le traitement discriminatoire d'un client ou d'un utilisateur du réseau, ou le défaut de prioriser la fiabilité du réseau.

6.4.1. La non-conformité est une conséquence du non-respect des Normes plutôt qu'un risque. Veuillez commenter la possibilité que le risque associé à une mesure ou un contrôle déficient de la conformité serait le dommage engendré par le non-respect des Normes dans les activités du Transporteur encadrées par les Normes, et que ce risque pourrait ne pas être identifié lors de l'audit.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.4.

[1] Rapport annuel 2024, pièce B-0009.
[2] Rapport annuel 2024, pièce B-0009.

CODE DE CONDUITE DU TRANSPORTEUR (LE CODE)

7. Références : (i) Pièce B-0016, p. 4;
(ii) RA HQT 2024, pièce B-0024, p. 37, R12.1.

Préambule :

(i) « *L'unité Conformité d'entreprise a mandaté la direction – Contrôle corporatif pour effectuer l'évaluation de l'application du Code. Les procédures mises en œuvre ont permis de recueillir des éléments probants appropriés fournissant une assurance raisonnable du respect des règles du Code.*

Une revue de l'application des articles du Code a été réalisée pour l'année 2025 et conduit au constat que le Code a été appliqué de façon satisfaisante tout au long de l'année. Un engagement écrit au respect des articles du Code a été reçu par le directeur – Contrôle corporatif de la part des directeurs responsables à la direction financière. » [nous soulignons]

(ii) « *R12.1* :
Dans le cadre de l'évaluation de l'application des articles financiers du Code de conduite du Transporteur (le « Code »), la direction Contrôle corporatif élabore annuellement un programme d'évaluation, en tenant compte des changements réglementaires, des transactions significatives ainsi que des ajustements apportés aux processus et au système financier. Les contrôles sont ainsi adaptés en conséquence, le cas échéant. » [nous soulignons]

Demande :

7.1. Veuillez décrire le programme d'évaluation 2025 de l'application du Code (procédures de mises en œuvre et éléments probants recueillis) élaboré et appliqué par la direction Contrôle Corporatif (référence (i)).

Réponse :

Le programme d'évaluation est demeuré inchangé en 2025. Le Transporteur réfère donc à sa réponse à la question 12.1 de la référence (ii), soit la pièce B-0024 du rapport annuel 2024.

7.1. Veuillez justifier les changements apportés au programme d'évaluation pour 2025 par rapport au programme d'évaluation utilisé en 2024 (référence (ii)) ainsi que ceux apportés au programme d'évaluation pour 2026 par rapport à celui utilisé en 2025.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR ET REMPLACEMENT D'EQUIPEMENTS AU POSTE HERTEL

8. Références :

(i) Dossier R-4216-2022, décision D-2023-073, p. 25, par. 75;
(ii) Pièce B-0026, p. 43, R18.1;
(iii) Pièce B-0026, p. 43, R18.2;
(iv) Dossier R-4216-2022, pièce B-0021, p. 19;
(v) Tarifs et conditions des services de Transport d'Hydro-Québec en vigueur en 2022 (les Tarifs et conditions), p. 35, section 12B.

Préambule :

(i) « *[75] Le coût total du Projet s'élève à 132 M$. Le Transporteur indique que les coûts du Projet sont associés aux différentes catégories d'investissement comme suit :*

- *Croissance des besoins de la clientèle : 68,4 M$;*
- *Maintien des actifs : 43,1 M$;*
- *Maintien et amélioration de la qualité de service : 7,7 M$;*
- *Respect des exigences : 12,8 M$.* » [note de bas de page omise]

Le coût total prévu pour les travaux des catégories Maintien des actifs (MA), Maintien et amélioration de la qualité de service (MAQ) et Respect des exigences (RE) s'élève à 63,6 M$.

(ii) « *Selon la prévision du projet indiquée en référence (ii), le montant de 80,4 M$ est associé uniquement aux catégories MA, MAQ et RE. Les travaux inclus dans ces catégories demeurent nécessaires. Par ailleurs, comme indiqué à la référence (iii), les travaux qui avaient pour objectif de répondre à la croissance de la demande d'électricité de la charge alimentée par le poste Hertel ont été retirés du projet*. » [nous soulignons]

(iii) « *Le coût total du Projet s'élève maintenant à 80,4 M$. Le Transporteur indique que les coûts du Projet sont associés aux différentes catégories d'investissement comme suit :*

- *Maintien des actifs : 60,3 M$;*
- *Maintien et amélioration de la qualité de service : 8,1 M$;*
- *Respect des exigences : 12 M$.*

Le retrait du volet croissance a nécessité une révision de la répartition des frais communs entre les finalités demeurant au portefeuille. Cette redistribution a eu pour effet d'augmenter la part des coûts communs imputée au volet Maintien des actifs (MA). » [nous soulignons]

(iv) « ***6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement***

Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle », « Maintien des actifs », « Maintien et amélioration de la qualité du service » et « Respect des exigences ».

Le Transporteur indique qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif. Ainsi, la méthode d'attribution directe des coûts est utilisée afin d'associer les coûts du Projet aux différentes catégories d'investissement. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(v) « ***12B Méthode d'attribution des coûts des projets d'investissement du Transporteur aux différentes catégories d'investissement***

Les coûts des projets d'investissement sont attribués aux catégories d'investissement en fonction de leurs objectifs. Le Transporteur utilise les quatre catégories d'investissement suivantes : « Respect des exigences », « Maintien des actifs », « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien et amélioration de la qualité du service ».

Lorsque chacune des principales composantes d'un projet d'investissement vise à satisfaire un seul objectif, le coût attribué à chaque catégorie d'investissement correspond à la somme des coûts des composantes du projet contribuant à satisfaire l'objectif associé à cette catégorie […] [nous soulignons]

Lorsque les principales composantes d'un projet d'investissement contribuent à satisfaire simultanément plusieurs objectifs, le Transporteur attribue une part des coûts du projet à chacune des catégories d'investissement concernées de façon séquentielle dans l'ordre suivant : « Respect des exigences », « Maintien des actifs », « Croissance des besoins de la clientèle », et « Maintien et amélioration de la qualité du service ».

Demandes :

8.1. Les coûts du Projet autorisé attribués à la catégorie « *Croissance des besoins* » (CB) étaient de 68,4 M$ (référence (i)). Considérant que « *les travaux qui avaient pour objectif de répondre à la croissance de la demande d'électricité de la charge alimentée par le poste Hertel ont été retirés du projet* » [nous soulignons] (référence (ii)), veuillez préciser le traitement réglementaire prévu pour les coûts échoués correspondant à la portion des travaux déjà réalisée en CB avant que les travaux ne soient retirés du Projet (par exemple, l'avant-projet). Veuillez préciser le montant correspondant.

Réponse :

Le Transporteur est en désaccord avec l'utilisation de l'expression « coûts échoués ». Cette expression n'est pas définie dans le cadre réglementaire applicable et ne reflète pas la nature des coûts inscrits au Projet.

Le Transporteur réitère, comme indiqué à la page 2 du suivi administratif du 29 juillet 2025 déposé en suivi de la décision D-2023-073, que les travaux des autres catégories, soit ceux qui permettent d'assurer le maintien des actifs, le maintien et l'amélioration de la qualité de service, ainsi que le respect des exigences, sont toujours nécessaires, tels qu'autorisés par la décision D-2023-073. Ils sont requis indépendamment des travaux d'ajout du transformateur T1 à 735-315 kV visant à répondre à la croissance des besoins de la clientèle. Ce sont des travaux qui répondent à des objectifs distincts, qui avaient été regroupés dans le même projet afin d'optimiser la réalisation des travaux.

Voir également la réponse à la question 8.2.

8.2. Veuillez concilier la réponse du Transporteur justifiant l'écart à la hausse de 17,2 M$ (68,3 M$-40,3 M$) des coûts attribués à la catégorie MA (références (i) et (iii)) par *le « retrait du volet croissance* [qui] *a nécessité une révision de la répartition des frais communs entre les finalités demeurant au portefeuille* », avec les mentions suivantes :

- le Transporteur a fait valoir dans le cadre du dossier R-4216-2022 « *qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif* » (référence (iv)) en appliquant « *la méthode d'attribution directe des coûts* […] *afin d'associer les coûts du Projet aux différentes catégories d'investissement* » (référence (iv)), sans aucune mention à d'éventuels « *frais communs* » ou « *coûts communs* » du Projet;

- les Tarifs et conditions prévoient une méthode d'attribution directe des coûts d'un projet à chaque catégorie d'investissements lorsque chacune des principales composantes d'un projet d'investissement vise à satisfaire un seul objectif, ou une méthode d'attribution séquentielle lorsque les principales composantes d'un projet d'investissement contribuent à satisfaire simultanément plusieurs objectifs (référence (v)).

- La notion de « répartition » de frais ou coûts communs entre les différentes catégories d'investissement n'est pas reflétée dans les Tarifs et conditions (référence (v)), ni dans la preuve du dossier R-4216-2022 (référence (iv)).

Réponse :

Le Transporteur réitère qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif.

En effet, comme présenté aux pages 10 à 13 de la référence (iv), l'attribution des coûts des composantes aux différentes catégories d'investissement se détaille comme suit.

<u>« Maintien des actifs »</u>

Équipements d'appareillage :

- **Remplacement de trois disjoncteurs à 315 kV ;**
- **Remplacement de deux inductances shunt monophasées à 735 kV, d'une capacité de 55 Mvar, par une capacité de 110 Mvar ;**
- **Remplacement de quatre transformateurs de mesure de courant à 735 kV ;**
- **Remplacement de 10 transformateurs de mesure de tension à 315 kV ;**
- **Remplacement des transformateurs des systèmes d'alimentation auxiliaires ;**
- **Remplacement de l'armoire principale de branchement ;**
- **Remplacement de trois accumulateurs et cinq chargeurs ;**
- **Démantèlement du système d'air comprimé incluant les deux bâtiments les abritant.**

Systèmes d'automatismes :

- **Remplacement des systèmes de protection des deux inductances shunt à 735 kV ;**
- **Remplacement des systèmes de protection de deux transformateurs de puissance à 735-315 kV ;**
- **Remplacement des systèmes de protection de deux lignes à 315 kV ;**
- **Remplacement des systèmes de protection d'une barre à 735 kV ;**
- **Remplacement des systèmes de protection de défaillance de deux disjoncteurs à 315 kV ;**
- **Remplacement des téléprotections de deux lignes à 735 kV, incluant les travaux connexes aux postes de Boucherville et de la Montérégie ;**

- **Remplacement des capteurs de mesure ;**
- **Finaliser la numérisation du système de commande du poste.**

Télécommunications :

- **Remplacement du système de sonorisation du poste ;**
- **Réalisation de travaux pour numériser les liens entre le poste Hertel et les postes de Boucherville et de la Montérégie.**

<u>« Maintien et amélioration de la qualité de service »</u>

- **Remplacement d'une inductance shunt monophasée à 735 kV d'une capacité de 55 Mvar par une capacité de 110 Mvar.**

<u>« Respect des exigences »</u>

- **Ajout de systèmes de protection de défaillance et de circuits de supervision du déclenchement de disjoncteurs ;**
- **Modifications à apporter afin de maintenir une séparation physique entre les panneaux d'alimentation, les câbles de commande et les panneaux de commande des deux systèmes de protection primaires.**

Seules les composantes correspondant à la section de transformation 735-315 kV au poste Hertel, dont les coûts sont attribués à la catégorie « Croissance des besoin de la clientèle », ont été retirées du projet.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que les frais communs ne sont pas une composante du projet, mais plutôt un coût indirect à répartir parmi les composantes du projet. Ces coûts demeurent requis pour la réalisation des travaux du projet présentés ci-dessus.

CLASSE D'ESTIMATION DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS

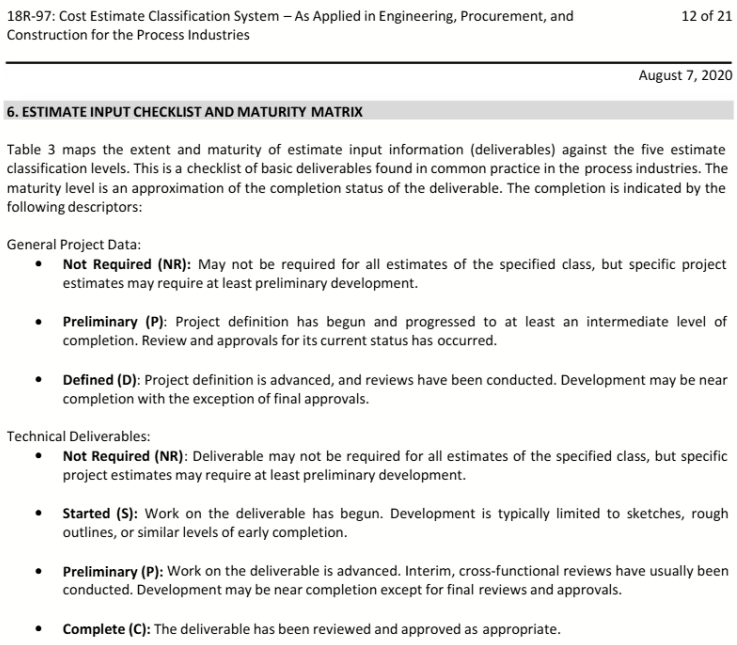
9. Références : (i) Pièce B-0026, p. 33, réponse à la question 15.2.1 ;
(ii) Document de la Pratique 18R-97 de l'AACE, révision 2020, p. 12.

Préambule :

(i) « *Veuillez préciser quels livrables d'ingénierie* ***étaient complétés*** *au moment de la demande d'autorisation (études de court-circuit et coordination des protections, dimensionnement des équipements majeurs, plans d'implantation, études géotechniques, approvisionnement fermes, etc.).*

Réponse : Le Transporteur confirme ***que tous les livrables d'ingénierie normalement requis au terme de l'avant-projet étaient disponibles*** *au moment de la demande d'autorisation.* » [nous soulignons]

(ii) L'AACE publie des documents de pratiques recommandées pour l'estimation des coûts de projets (par exemple la 17R-97, la 18R-97, la 69R-12, la 96R-18). La Régie reprend, pour exemple, un extrait de la matrice de maturité des livrables d'ingénierie en fonction de la classe d'estimation présentée dans la pratique 18R-97.



18R-97: Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries 12 of 21

August 7, 2020

6. ESTIMATE INPUT CHECKLIST AND MATURITY MATRIX

Table 3 maps the extent and maturity of estimate input information (deliverables) against the five estimate classification levels. This is a checklist of basic deliverables found in common practice in the process industries. The maturity level is an approximation of the completion status of the deliverable. The completion is indicated by the following descriptors:

General Project Data:

- **Not Required (NR):** May not be required for all estimates of the specified class, but specific project estimates may require at least preliminary development.
- **Preliminary (P)**: Project definition has begun and progressed to at least an intermediate level of completion. Review and approvals for its current status has occurred.
- **Defined (D)**: Project definition is advanced, and reviews have been conducted. Development may be near completion with the exception of final approvals.

Technical Deliverables:

- **Not Required (NR)**: Deliverable may not be required for all estimates of the specified class, but specific project estimates may require at least preliminary development.
- **Started (S):** Work on the deliverable has begun. Development is typically limited to sketches, rough outlines, or similar levels of early completion.
- **Preliminary (P):** Work on the deliverable is advanced. Interim, cross-functional reviews have usually been conducted. Development may be near completion except for final reviews and approvals.
- **Complete (C):** The deliverable has been reviewed and approved as appropriate.

MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES	ESTIMATE CLASSIFICATION				
	CLASS 5	CLASS 4	CLASS 3	CLASS 2	CLASS 1
	0% to 2%	1% to 15%	10% to 40%	30% to 75%	65% to 100%
GENERAL PROJECT DATA:					
A. SCOPE:					
Non-Process Facilities (Infrastructure, Ports, Pipeline, Power Transmission, etc.)	P	P	D	D	D
Project Scope of Work Description	P	P	D	D	D
Byproduct and Waste Disposal	NR	P	D	D	D
Site Infrastructure (Access, Construction Power, Camp etc.)	NR	P	D	D	D
B. CAPACITY:					
Plant Production / Facility (includes power facilities)	P	P	D	D	D
Electrical Power Requirements (when not the primary capacity driver)	NR	P	D	D	D

MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES	ESTIMATE CLASSIFICATION				
	CLASS 5	CLASS 4	CLASS 3	CLASS 2	CLASS 1
	0% to 2%	1% to 15%	10% to 40%	30% to 75%	65% to 100%
C. PROJECT LOCATION:					
Plant and Associated Facilities	P	P	D	D	D
D. REQUIREMENTS:					
Codes and/or Standards	NR	P	D	D	D
Communication Systems	NR	P	D	D	D
Fire Protection and Life Safety	NR	P	D	D	D
Environmental Monitoring	NR	NR	P	P	D
E. TECHNOLOGY SELECTION:					
Process Technology	P	P	D	D	D
F. STRATEGY:					
Contracting / Sourcing	NR	P	D	D	D
Escalation	NR	P	D	D	D
G. PLANNING:					
Logistics Plan	P	P	P	D	D
Integrated Project Plan[1]	NR	P	D	D	D
Project Code of Accounts	NR	P	D	D	D
Project Master Schedule	NR	P	D	D	D
Regulatory Approval & Permitting	NR	P	D	D	D
Risk Register	NR	P	D	D	D
Stakeholder Consultation / Engagement / Management Plan	NR	P	D	D	D
Work Breakdown Structure	NR	P	D	D	D
Startup and Commissioning Plan	NR	P	P/D	D	D
H. STUDIES:					
Environmental Impact / Sustainability Assessment	NR	P	D	D	D
Environmental / Existing Conditions	NR	P	D	D	D
Soils and Hydrology	NR	P	D	D	D

TECHNICAL DELIVERABLES:					
Block Flow Diagrams	S/P	C	C	C	C
Equipment Datasheets	NR/S	P	C	C	C
Equipment Lists: Electrical	NR/S	P	C	C	C

MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES	ESTIMATE CLASSIFICATION				
	CLASS 5	CLASS 4	CLASS 3	CLASS 2	CLASS 1
	0% to 2%	1% to 15%	10% to 40%	30% to 75%	65% to 100%
Equipment Lists: Process / Utility / Mechanical	NR/S	P	C	C	C
Heat & Material Balances	NR	C	C	C	C
Process Flow Diagrams (PFDs)	NR	C	C	C	C
Utility Flow Diagrams (UFDs)	NR	C	C	C	C
Design Specifications	NR	S/P	C	C	C
Electrical One-Line Drawings	NR	S/P	C	C	C
General Equipment Arrangement Drawings	NR	S/P	C	C	C
Instrument List	NR	S/P	C	C	C
Piping & Instrument Diagrams (P&IDs)	NR	S/P	C	C	C
Plot Plans / Facility Layouts	NR	S/P	C	C	C
Construction Permits	NR	S/P	P/C	C	C
Civil / Site / Structural / Architectural Discipline Drawings	NR	S/P	P	C	C
Demolition Plan and Drawings	NR	S/P	P	C	C
Erosion Control Plan and Drawings	NR	S/P	P	C	C
Fire Protection and Life Safety Drawings and Details	NR	S/P	P	C	C
Electrical Schedules	NR	NR/S	P	P/C	C
Instrument and Control Schedules	NR	NR/S	P	P/C	C
Instrument Datasheets	NR	NR/S	P	P/C	C
Piping Schedules	NR	NR/S	P	P/C	C
Piping Discipline Drawings	NR	NR/S	S/P	C	C
Spare Parts Listings	NR	NR	P	P/C	C
Electrical Discipline Drawings	NR	NR	S/P	P/C	C
Facility Emergency Communication Plan and Drawings	NR	NR	S/P	P/C	C
Information Systems / Telecommunication Drawings	NR	NR	S/P	P/C	C
Instrumentation / Control System Discipline Drawings	NR	NR	S/P	P/C	C
Mechanical Discipline Drawings	NR	NR	S/P	P/C	C

Table 3 – Estimate Input Checklist and Maturity Matrix (Primary Classification Determinate)

Demandes :

9.1. Veuillez nommer les livrables d'ingénierie disponibles au terme de l'avant-projet, mentionnés à la référence (i);

Réponse :

Le Transporteur rappelle, avec égards, que le Projet a été autorisé par la décision D-2021-112, dont les paragraphes 48 à 52 établissent les modalités de suivi.

Le Transporteur indique qu'au terme de ses avant-projets, les livrables d'ingénierie disponibles et complétés comprennent les rapports produits pour les disciplines d'appareillage électrique, d'appareillage mécanique, d'architecture et génie du bâtiment, de génie civil, de commande, d'environnement et de télécommunications ainsi que les schémas de mise hors tension.

9.2. Suivant le modèle de la matrice présentée en préambule, veuillez préciser le niveau d'avancement de chacun de ces livrables (débuté, préliminaire ou complété) au moment de la demande d'autorisation.

Réponse :

Au moment de la demande d'autorisation, les livrables nommés à la réponse 9.1 étaient complétés. Ce niveau d'avancement correspond à celui requis pour

produire une estimation de classe 3, soit la classe d'estimation que le Transporteur soumet au soutien de ses demandes d'autorisation. Le Transporteur réfère la Régie à la réponse à la question 9.1 ainsi qu'aux pièces suivantes :

- **dossier R-4270-2024 : tableau B3-1 de la pièce B-0456, HQT-2, Document 1 (annexe B), p. 65; pièce B-0302, HQT-9, Document 1.1.1, réponses 11.1 à 11.5; pièce B-0454, HQT-11, document 2.1, p. 8 et 9; ainsi que pièce A-0172, pp. 56 et 57 ;**
- **dossier R-4277-2024 : pièce B-0017, HQT-2, Document 1, p. 11 ;**
- **dossier R-4306-2025 : pièce B-0085, HQT-8, Document 2.2.1, p. 6, ainsi que pièce B-0086, pp. 23 et 24.**