

**Réponses à la demande de renseignements no 4 de
la Régie de l'énergie – Version caviardée en suivi de
modifications**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS CONFIDENTIELLE N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE
D'ADOPTION DE LA NORME TPL-001-5.1 (DEMANDE RÉAMENDÉE)

SCÉNARIOS PRÉSENTÉS À LA SUITE DE L'ÉTUDE SUR L'ÉLARGISSEMENT DU CHAMP D'APPLICATION DE
LA NORME TPL-001-5.1 AU RTP (L'ÉTUDE)

1. Références :
- (i) Pièce B-0062 (sous pli confidentiel), p. 30;
 - (ii) Pièce [B-0065](#) (version caviardée), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0063](#), p. 1;
 - (iv) Pièce [B-0065](#) (version caviardée), p. 5.

Préambule :

(i) « Avec un seuil à 400 kV, le coût total du changement du champ d'application de la norme est évalué de façon paramétrique à 211 M\$. Les renforcements consistent alors essentiellement en l'ajout de 23 automatismes de réseau.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] [nous soulignons]

(ii) « *Recommandations du Planificateur*

1. Adopter la norme TPL-001-5 selon le scénario 4 qui maintient le niveau de fiabilité actuel.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] [nous soulignons]

(iii) « Plus récemment, des scénarios additionnels de modification de la norme ont été évalués avec l'objectif de réduire les impacts tout en préservant la fiabilité du réseau. Le scénario aujourd'hui recommandé consiste à modifier le seuil de la norme THT à 400 kV au lieu de 300 kV et à appliquer, sur le réseau RTP 400 kV et moins, seulement les événements P0 (pas de contingence), P1 (contingence simple) et P5 (défaut avec le non-fonctionnement d'un composant non redondant d'un système de protection) ».

(iv) Le Coordonnateur présente, sous la forme d'un tableau, différents scénarios analysés pour l'élargissement du champ d'application de la TPL-001-5.1 au RTP.

Demandes :

1.1 [Redacted]

[Redacted]

R1.1 [Redacted]

1.1.1. [Redacted]

R1.1.1 [Redacted]

1.2 [Redacted]

R1.2 [Redacted]

1.3 Veuillez expliquer l'impact sur la fiabilité de préconiser le scénario 4 « Intermédiaire » du tableau présenté à la référence (iv) plutôt que le scénario 5 « Complet ».

R1.3 L'intégration d'un nombre important d'automatismes de réseau, tel que présenté au scénario 5 à la référence (iv), impliquerait la mobilisation de ressources d'ingénierie considérables. De plus, l'expérience observée sur des réseaux voisins démontre qu'une

forte présence d'automatismes peut accroître la complexité opérationnelle et, par conséquent, affecter la fiabilité du réseau.

Conscient de ces enjeux, le Planificateur préconise une approche prudente quant à l'ajout d'automatismes et à l'impact sur les ressources d'ingénierie. C'est pourquoi le scénario 4 a été privilégié, permettant un gain en fiabilité par rapport à la version précédente de la norme, notamment grâce à la mise à niveau des systèmes de protection des postes.

- 1.4 Veuillez déposer une version révisée de la pièce jointe n°1 de la note interne du Planificateur, soit les pièces B-0065 et B-0066 afin qu'elles reflètent le scénario recommandé tel que mentionné à la référence (iii).

R1.4

- 1.5 Veuillez fournir une version révisée du tableau présenté à la référence (iv) en précisant les informations relatives aux « Fardeau de conformité » et à la « Cohérence des normes » pour le scénario 4 « Intermédiaire » retenu.

R1.5 Le Coordonnateur dépose la version révisée du tableau en version caviardée à la pièce HQCF-7, Document 2.1.1, ainsi que sous pli confidentiel à la pièce HQCF-7, Document 2.1. À noter que le scénario 5A est considéré caduque, car après analyse, le Planificateur ne considère plus possible l'exclusion du réseau 315 kV du Grand Montréal.

INSTALLATIONS BPS AU NIVEAU DE TENSION HT

2. Références :
- (i) Pièce [B-0068](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0056](#), p. 21, Tableau 1;
 - (iii) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#) (le Registre) en vigueur, p. 22;
 - (iv) [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#) en vigueur (le Glossaire), p. 52;
 - (v) Norme [TPL-001-4](#) en vigueur, p. 13, Tableau 1 et Annexe Québec, p. QC-2, section E.

Préambule :

(i) « Concernant l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP, le Coordonnateur retient l'option d'application du RTP avec un rehaussement du seuil THT à 400 kV plutôt que 300 kV et que seuls les événements de catégorie P0, P1 et P5 soient appliqués au niveau (HT). C'est une option qui allie un gain en fiabilité, une harmonisation avec les réseaux voisins et des investissements financiers raisonnables. » [nous soulignons]

(ii) Le texte de la norme TPL-001-5.1 présente le Tableau 1 intitulé « *Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification* ».

(iii) Certaines installations inscrites au Registre ont un « *niveau de tension applicable Bulk* » de 315 kV, comme, par exemple la ligne L3172.

(iv) L'expression « Réseau « Bulk » (BPS) » est définie comme suit au Glossaire :

« Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord-Est de l'Amérique du Nord et comprenant des éléments de réseau sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale ». [nous soulignons]

Demandes :

Le Coordonnateur propose à la référence (i) un rehaussement du seuil THT de 300 kV à 400 kV et que seuls les événements de catégorie P0, P1 et P5 soient appliqués au niveau HT.

La Régie comprend de la référence (ii) que l'autorisation de recourir à l'interruption du *service de transport ferme* ainsi qu'à la *perte de charge non subordonnée* varie selon la catégorie de contingence et selon le niveau de tension du RTP. Comme certaines installations sont des éléments BPS avec un niveau de tension à 315 kV (référence (iii)), elles passent du niveau THT au niveau HT dans le cadre de l'application de la norme TPL-001-5.1 et n'ont plus à respecter les catégories de contingences P2, P3, P4, P6 et P7.

2.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les installations BPS de moins de 400 kV (nouvellement au seuil de tension HT) n'auront plus à respecter les catégories de contingences P2, P3, P4, P6 et P7, alors qu'elles les respectent dans le cadre de l'application de la norme TPL-001-4 (référence (v)).

R2.1 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie. Cependant, l'impact d'exclure les installations BPS-HT de l'applicabilité des contingences P2, P3, P4, P6 et P7 est jugé faible.

En effet, selon l'interprétation du Planificateur, peu d'éléments RTP du réseau BPS de moins de 400 kV sont visés par les événements de la Directive régionale de référence en matière de fiabilité (ci-après, « Directory ») 1 du NPCC, et par conséquent, par les événements de la TPL-001-4. La majorité des éléments BPS de moins de 400 kV sont exclus de l'applicabilité du Directory 1 puisqu'ils sont raccordés à une barre BPS par une seule extrémité.

À titre indicatif, neuf (9) lignes, quinze (15) transformateurs et un (1) poste ont été identifiés comme étant inclus sous la TPL-001-4, mais non assujettis à tous les événements sous la TPL-001-5.1. Bien que ces éléments n'aient plus à respecter les catégories de contingences P2, P3, P3, P6 et P7 du Tableau 1 de la norme, la version proposée de la norme entraîne globalement une augmentation du nombre d'éléments par rapport à la version actuellement en vigueur comme indiqué au Tableau A ci-dessous.

	Nombre d'éléments inclus selon la TPL-001-4 (BPS D-1)	Nombre d'éléments RTP inclus selon la TPL-001-5
Lignes	184	312
Transformateurs	190	371
Compensateurs série	40	49
Condensateurs shunt	0	181
Inductances shunt/série	0	181
Éléments de production (raccordés au RTP)	0	43
Postes	40	82
TOTAL	454	1219

Tableau A: Nombre d'éléments assujettis à la TPL-001-4 et la TPL-001-5.1

Comme indiqué au Tableau A, le nombre d'éléments visés par la nouvelle version de la norme telle que proposée (1219 éléments), est largement supérieur à la version actuellement en vigueur (454 éléments).

Par ailleurs, le Coordonnateur propose de modifier l'Annexe Québec afin de clarifier que les transformateurs de puissance dont au moins un enroulement est d'une tension THT sont assujettis à l'ensemble des événements prévus par la norme. Seuls les transformateurs dont tous les enroulements sont de tension HT sont exclus de l'applicabilité aux événements P2, P3, P4, P6 et P7.

De plus, le Coordonnateur propose de modifier l'Annexe Québec afin de préciser que les événements du Tableau 1 ne s'appliquent pas aux éléments d'une ressource de production non raccordée au RTP. Cette précision vise à assurer la cohérence des exigences de protections de la note 13 du Tableau 1 entre les ressources de production et le réseau auquel elles sont raccordées. Cette modification de l'Annexe Québec de la norme TPL-001-5 n'impacte pas la fiabilité du réseau RTP pour les raisons suivantes. D'une part, aucune ressource de production n'est classée BPS au Québec, de sorte que le Planificateur n'est pas tenu d'appliquer les événements à ces ressources de production dans la version actuelle de la norme. D'autre part, l'application des événements du Tableau 1 de cette norme à ces ressources de production non raccordées au RTP aurait peu d'impact sur le comportement du réseau RTP.

- 2.2 Veuillez expliquer l'impact sur la fiabilité du réseau de transport causé par les installations BPS HT (référence (iv)) qui n'auront plus à respecter les catégories de contingences P2, P3, P4, P6 et P7 présentées à la référence (ii) dans le cadre de l'évaluation de la planification du réseau, dans le contexte où le Coordonnateur indique que le scénario retenu permettra un « gain en fiabilité » (référence (i)).

R2.2 Le Coordonnateur de la fiabilité réitère que le scénario retenu pour la norme TPL-001-5 constitue un gain pour la fiabilité du réseau par rapport à la situation actuelle, bien que certains événements du Tableau 1 ne s'appliqueraient plus aux éléments BPS HT.

D'une part, les exigences de performance du Tableau 1, notamment le respect des caractéristiques assignées, demeurent applicables à l'ensemble du réseau RTP, incluant les éléments HT. Ainsi, tous les éléments BPS continuent d'être supervisés lors de l'application des événements P2, P3, P4, P6 et P7 aux éléments THT.


D'autre part, l'événement P5 de la TPL-001-5, appliqué sur le réseau RTP (THT et HT), demeure applicable à tous les éléments du réseau BPS, tout comme le Directory 4. L'application de l'événement P5 sur le réseau RTP HT assure la fiabilité du réseau RTP face à une défaillance d'un système de protection et assure une cohérence avec les critères de fiabilité du NPCC.

Finalement, les éléments du réseau RTP non-BPS sont plus nombreux que les éléments BPS HT, voir le Tableau A présenté à la réponse R2.1. L'élargissement du champ d'application de la norme au réseau RTP permet ainsi un gain de fiabilité, particulièrement puisque les événements P0, P1 et P5 demeurent applicables au réseau BPS HT.

ENTRÉE EN VIGUEUR

3. Références :
- (i) Pièce B-0062 (sous pli confidentiel), p. 24;
 - (ii) Pièces [B-0067](#) (version caviardée) et B-0066 (sous pli confidentiel), p. 3;
 - (iii) Pièce [B-0068](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0068](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0061](#), p. 7;
 - (vi) Pièce [B-0065](#) (version caviardée), p. 5.

Préambule :

- (i) 
- (ii) Le Coordonnateur présente le Tableau « *Horizon de temps nécessaire pour intervention sur les systèmes de protection en pérennité (P5)* ».
- (iii) « Concernant l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP, le Coordonnateur retient l'option d'application du RTP avec un rehaussement du seuil THT à 400 kV plutôt que 300 kV et que seuls les événements de catégorie P0, P1 et P5 soient appliqués au niveau (HT). C'est une option qui allie un gain en fiabilité, une harmonisation avec les réseaux voisins et des investissements financiers raisonnables.

Concernant la mise à niveau des protections pour la conformité à la TPL-001-5.1, le Planificateur vise à ce que la mise à niveau soit réalisée pour chaque poste dans le cadre d'un projet de pérennité majeur visant à remplacer les protections en fin de vie utile du poste. Le coût pour assurer la conformité aux exigences de

redondance des protections de la norme serait ainsi grandement réduit. Les plans d'actions correctives seraient ainsi complétés sur un horizon de temps allant jusqu'à vingt ans, les interventions étant planifiées en fonction de la durée de vie des équipements de protection.

Le Coordonnateur est d'avis qu'il est préférable de ne pas forcer les projets de mise à niveau des protections sur la pérennité déjà ciblée, cependant, il estime qu'un horizon de temps de 15 ans est suffisamment raisonnable pour permettre la pleine mise en œuvre de la norme. Dans ce contexte et à la suite des commentaires reçus lors de la deuxième période de consultation publique, le Coordonnateur propose de prolonger le délai à 180 mois plutôt que 108 mois pour la pleine application de la norme. » [nous soulignons]

(iv) Le Coordonnateur présente un tableau des différents scénarios élaborés ainsi que leur coût respectif de réalisation et les renforcements correspondants requis. Le scénario 3 présente un coût total de réalisation de > 10 M\$ et son champ d'application correspond à celui du scénario 4 recommandé aux pièces B-0064 sous pli confidentiel et B-0065 en version caviardée (référence (vi)).

(v) « *J'expose que les pièces HQCF-7, documents 1, 2.1 et 2.2, intitulées respectivement Étude de l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP, Pièce jointe no1 de la note interne du Planificateur et Pièce jointe no2 de la note interne du Planificateur, contiennent de nombreuses informations relatives au réseau de transport principal du réseau d'Hydro-Québec, dont la divulgation aurait pour effet de révéler aux tiers des informations sensibles et des renseignements d'ordre stratégique concernant le système énergétique et ses installations et ainsi pourrait compromettre la sécurité du réseau de transport d'électricité et je demande respectueusement à la Régie d'émettre notamment une ordonnance qui interdit, sans limite pour sa durée, la divulgation, la publication et la diffusion de toutes les pièces mentionnées dans le présent paragraphe.* »

(vi) Le Coordonnateur présente, sous la forme d'un tableau, différents scénarios analysés pour l'élargissement du champ d'application de la TPL-001-5.1 au RTP, dont le scénario 4 « Intermédiaire ».

Demandes :

3.1

[Redacted content]

R3.1

Le Coordonnateur dépose une version modifiée, ainsi qu'en suivi de modification de la référence (i), soit les pièces HQCF-7, document 1 et 1A respectivement. Le Coordonnateur indique que la seule modification se trouve au Tableau 5 de la page 24 du document.

3.1.1.

R3.1

- 3.2 Veuillez justifier la position du Coordonnateur à la référence (iii) qui « *estime qu'un horizon de 15 ans est suffisamment raisonnable pour permettre la pleine mise en œuvre de la norme* » alors que le Planificateur recommande un horizon de 20 ans aux références (ii) et (iii) pour s'arrimer avec les projets de pérennité majeurs.

R3.2 Le Coordonnateur précise que la durée de vie comptable des installations est fixée à quinze (15) ans, tandis que leur durée de vie utile peut être supérieure à la durée de vie comptable. Pour recommander l'harmonisation de la pérennité avec les délais de mise en œuvre complète de la norme, le Coordonnateur s'est appuyé sur la durée de vie comptable des installations.

- 3.3 Veuillez fournir la prévision des coûts totaux de réalisation respectifs pour le troisième et quatrième scénarios du tableau de la référence (iv) (identifiés « *>10 M\$ réalisation* » et « *<10 M\$ réalisation* »), avec un délai de mise en œuvre non coordonné avec la pérennité pour le troisième scénario. Veuillez élaborer en précisant si le délai non-coordonné avec la pérennité correspond au délai de 108 mois préconisé par la NERC.

R3.3 Le Coordonnateur confirme que le délai non-coordonné avec la pérennité correspond au délai de 108 mois préconisé par la NERC. Les coûts tel que présentés à la référence (iv) sont des coûts paramétriques; les montants exacts ne sont pas disponibles à ce stade.

- 3.3.1. Veuillez décrire ce que le Coordonnateur entend par « *investissements financiers raisonnables* » à la référence (iii).

R3.3.1 Le Coordonnateur entend par « investissements financiers raisonnables » des dépenses proportionnées au gain de fiabilité attendu sur le réseau de transport principal. Le caractère raisonnable est établi par une analyse coût-bénéfice : un scénario à 400 kV pour un coût de 211 M\$ est jugé raisonnable, car il apporte une amélioration substantielle de la fiabilité, tandis qu'un investissement de 700 M\$ serait considéré comme excessif au regard du bénéfice additionnel limité. La décision repose sur des études techniques et économiques validées par les parties prenantes.

- 3.4 Veuillez expliquer l'impact sur la fiabilité de repousser l'application complète de la norme TPL-001-5.1 de 108 à 180 mois afin de coordonner le délai de mise en œuvre de la norme avec la pérennité.

R3.4 La grande majorité des installations critiques sont déjà conformes puisqu'elles respectent la Directory 4 du NPCC pour les postes BPS. L'analyse du Planificateur a révélé 14 postes RTP non-BPS qui pourraient engendrer des problèmes de performance selon l'événement P5 de la TPL-001-5, et parmi ceux-ci, seulement 11 postes auraient un point commun de défaillance des systèmes de protection. Seuls les onze postes identifiés à la pièce B-0066 sont concernés par l'extension du délai de mise en œuvre de la norme.

Ainsi, la grande majorité des équipements dans les postes visés disposent déjà de deux systèmes de protection (protections « A » et « B ») où le non-fonctionnement d'un système

de protection ne résulte pas en une problématique de performance du réseau. Les risques associés à un événement P5 sur un des 11 postes seraient principalement causés par des points de défaillance communs entre les protections « A » et « B » plutôt que par une non-redondance des protections.

Le Coordonnateur estime que le risque de perdre deux protections est faible, compte tenu du niveau actuel de robustesse des systèmes de protection du RTP et des mesures déjà mises en place afin d'en assurer la performance et la fiabilité.

3.5 [Redacted]

R3.5 [Redacted]

3.5.1. [Redacted]

R3.5.1 [Redacted]

IMPACT SUR LA FIABILITÉ

4. Références :
- (i) Pièce [B-0070](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0067](#) (version caviardée), p. 3.

Préambule :

(i) « Le caractère tangible du gain en fiabilité, une fois la norme TPL-001-5.1 pleinement en vigueur, soit 180 mois après la décision d'adoption de la norme, se concrétisera par la mise à niveau des systèmes de protection des onze postes identifiés à la pièce B-0066.

La plus-value du gain en fiabilité de l'Interconnexion du Québec sera réalisée grâce à l'inclusion d'un poste additionnel à la liste des installations visées par l'élargissement du champ d'application de la norme. [...] »
[nous soulignons]

(ii) Le Coordonnateur présente le Tableau « Horizon de temps nécessaire pour intervention sur les systèmes de protection en pérennité (P5) ».

Demandes :

4.1 [Redacted]

R4.1 [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

4.1.1. Dans l'affirmative, veuillez mettre à jour la référence (i).

R4.1.1 N/A.

4.1.2. [Redacted]

R4.1.2 Voir réponse R4.1.

4.2

[REDACTED]

R4.2

[REDACTED]

ÉVALUATION DE LA PERTINENCE ET DES IMPACTS DE LA NORME

5. Références :
- (i) Pièce [B-0053](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0053](#), p. 10;
 - (iii) [RLRQ, c. R-6.01](#), article 85.6, alinéa 2;
 - (iv) Pièce [B-0055](#), p. 2;
 - (v) Pièce [B-0068](#), p. 8;
 - (vi) Pièce [B-0059](#), p. 1.

Préambule :

(i) « À la suite de la période de consultation publique, les entités Hydro-Québec (HQ) et Rio Tinto Alcan (RTA) ont transmis des commentaires.

[...]

En considérant les commentaires reçus et la révision du plan de mise en œuvre, le Coordonnateur est d'avis que l'impact est faible, plutôt que modéré, tel qu'évalué en amont de la consultation publique. »

(ii) Le Coordonnateur présente un tableau des impacts financiers pour la mise en application de la norme TPL-001-5.1.

(iii) « 85.6. Le coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie:

1° les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;

2° une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;

3° l'identification de toute entité visée à l'article 85.3. »

(iv) « Oui, il est possible qu'un plan d'actions correctives impacte un élément non-RTP d'une entité au Registre. » [nous soulignons]

(v) « Les recommandations émises incluent des modifications pour réduire les coûts et optimiser l'utilisation des ressources existantes. La mise en œuvre de ces recommandations nécessitera une collaboration étroite entre les différentes parties prenantes et une planification rigoureuse pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau de transport. » [nous soulignons]

(vi) Le Coordonnateur présente, sous la forme d'un tableau, le plan de mise en œuvre de la norme TPL-001-5.1.

Demandes :

5.1 La Régie constate des références (i) et (ii) que l'évaluation de l'impact réalisée par l'entité RTA semble incomplète. L'information manquante est pertinente pour évaluer l'impact de la nouvelle version de la norme TPL-001-5.1. Par conséquent, veuillez requérir l'avis complété par l'entité RTA sur les impacts financiers de la mise en application de la norme TPL-001-5.1.

R5.1 Le Coordonnateur a rencontré l'entité RTA afin de clarifier certaines informations. À la suite à cette rencontre, l'entité RTA a complété son évaluation de l'impact et a transmis un communiqué¹ à la Régie de l'énergie le 12 décembre 2025.

5.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la « *collaboration étroite entre les différentes parties prenantes* » de la référence (v) ne concerne que les entités inscrites au Registre, tel que mentionné à la référence (iv).

R5.2 Le Coordonnateur confirme.

5.2.1. Dans la négative, veuillez préciser quelles sont ces « *parties prenantes* ».

R.5.2.1 N/A.

5.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la « *planification rigoureuse pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau de transport* » de la référence (v) correspond à l'implantation du plan de mise en œuvre (référence (vi)) de la norme TPL-001-5.1.

R5.3 Le Coordonnateur confirme.

5.3.1. Dans la négative, veuillez préciser.

R5.3.1 N/A.

¹ Communiqué de RTA, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4233-2023/doc/R-4233-2023-C-RTA-0004-Comm-Comm-2025_12_12.pdf

PLANS D' ACTIONS CORRECTIVES (PAC)

6. Références :
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 5, E2.7.1;
 - (ii) Pièce [B-0059](#), p. QC-1, section A4.1;
 - (iii) Pièce [B-0055](#), p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0031](#), p. 4 et 5, R1.1;
 - (v) Pièce [B-0031](#), p. 5, R1.3;
 - (vi) [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#) en vigueur (le Glossaire), p. 29.

Préambule :

- (i) L'exigence E2.7.1 de la norme TPL-001-5.1 prévoit que :

« *Pour les événements de planification indiqués au tableau 1, lorsque l'analyse montre que le réseau ne répond pas aux critères de comportement du tableau 1, l'évaluation de la planification doit comporter un ou des plans d'actions correctives indiquant comment les critères de comportement seront respectés. [...] »* [nous soulignons]

- (ii) L'Annexe Québec de la norme TPL-001-5.1 prévoit que :

« *4.1. Les installations visées par la présente norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP) »*.

- (iii) Les réponses du Coordonnateur au troisième commentaire de RTA sont les suivantes :

« *Oui, il est possible qu'un plan d'actions correctives impacte un élément non-RTP d'une entité au Registre* ».

[...]

Pour le moment, veuillez noter qu'il n'y a pas de plan d'actions correctives prévues pour les installations de RTA » [nous soulignons]

- (iv) « *R1.1 [...]*

Pour l'ensemble des autres exemples d'actions correctives, celles-ci vont au-delà du RTP. Prenons l'exemple du deuxième point de la référence (ii), traitant des systèmes de protection et des automatismes de réseau. Ces derniers ne sont pas spécifiquement inclus dans le RTP. La définition du RTP ne vise pas l'inclusion dans le RTP de systèmes de protection ou d'automatismes de réseau, il faut plutôt interpréter de manière à ce que le système de protection ou l'automatisme de réseau ait un impact sur des installations du RTP. C'est ainsi que les normes de fiabilité s'appliquent. Or, un automatisme de réseau n'est pas RTP, il a plutôt un impact sur le RTP (ou le BPS en l'occurrence). Ainsi, lorsque le Coordonnateur précise que les PAC « peuvent

comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS », il fait référence à ces exemples qui ne concernent pas des installations RTP ou BPS. » [nous soulignons]

(v) « R1.3 Le Coordonnateur précise qu'il n'y a pas une norme spécifique ni une exigence spécifique d'une norme qui exige d'un propriétaire d'une installation, ou un distributeur par exemple, de se conformer à un plan d'actions correctives qui découle de la Norme spécifiquement. Toutefois, il existe des ententes, des contrats ou d'autres mécanismes entre entités dans lesquels le PC ou le TP pourrait possiblement intégrer les PAC ou une partie de ceux-ci aux portefeuilles de projet des entités propriétaires d'actifs. » [nous soulignons]

(vi) L'expression « *Évaluation de la planification* » est définie comme suit au Glossaire :

« *Évaluation documentée du comportement futur du réseau de transport et des plans d'actions correctives visant à combler les lacunes signalées.* [...] » [nous soulignons]

Bien que le respect et l'implantation de PAC par les propriétaires d'installations visées ne soient pas normatifs, leur élaboration fait partie de l'évaluation de la planification du réseau et ils ont pour objectif d'en « *combler les lacunes* ».

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le fait qu'un PAC (référence (i)) puisse viser un élément non-RTP (référence (iii)), correspondant aux systèmes de protection et aux automatismes de réseau d'éléments RTP (référence (iv)), alors que les installations visées par la norme TPL-001-5.1 sont les installations RTP (référence (ii)). Dans la négative, veuillez élaborer.

R6.1 Lorsqu'une problématique de performance sur le réseau RTP est identifiée, le Planificateur détermine la solution technico-économique la plus optimale. Cette recherche de solution optimale ne se limite pas à des éléments RTP, car des interventions sur le réseau non-RTP peuvent être efficaces pour résoudre la problématique du réseau RTP et s'avérer plus économiques. Ainsi un PAC pourrait viser un élément non-RTP.

6.2 Considérant qu'il est possible qu'un « *élément non-RTP d'une entité au Registre* » (référence (iii)) soit visé par un PAC (référence (i)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle un PAC ne peut viser un élément non-RTP appartenant à propriétaire d'installations non-inscrit au Registre.

R6.2 Le Coordonnateur précise qu'un PAC peut viser un élément non-RTP appartenant à un propriétaire d'installations non-inscrit au Registre, car le Planificateur pourrait déterminer que la solution la plus optimale pour régler un enjeu sur le RTP impliquerait une action corrective sur une installation non-inscrite au Registre. Dans un tel cas, il y aurait une entente, un contrat ou un autre mécanisme avec le propriétaire de l'installation en question.

6.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le processus par lequel les PAC pourraient être implantés par les entités visées, soit par « *des ententes, des contrats ou d'autres mécanismes entre entités dans lesquels le PC ou le TP pourrait possiblement intégrer les PAC ou une partie de ceux-ci aux portefeuilles de projet des entités propriétaires d'actifs* » [nous soulignons]

(référence (v)) est toujours valable dans le contexte de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP (référence (ii)).

R6.3 Le Coordonnateur confirme.

6.3.1 Dans l'affirmative, veuillez expliquer ce que signifie la mention « *entre entités* » (référence (v)).

R6.3.1 La mention « entre entités » devrait être supprimée de cette phrase. Le Coordonnateur souhaitait plutôt indiquer que :

Toutefois, il existe des ententes, des contrats ou d'autres mécanismes dans lesquels le PC ou le TP pourrait possiblement intégrer les PAC ou une partie de ceux-ci aux portefeuilles de projet des entités propriétaires d'actifs.

6.3.2 Dans l'affirmative, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les « *ententes* » ou « *contrats* » (référence (v)) permettant l'implantation des PAC sont conclus entre le PC ou le TP et les propriétaires des installations visées par les PAC.

R6.3.2 Le Coordonnateur confirme.

6.3.3 Dans la négative, veuillez préciser le processus préconisé pour que les PAC prévus dans l'évaluation de la planification (référence (vi)) soient implantés.

R6.3.3 N/A.

6.4 Sur une base hypothétique, veuillez donner des exemples de circonstances qui pourraient faire en sorte que les installations de RTA seraient éventuellement visées par un PAC (référence (iii)), dans le contexte de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP, tel que proposé.

R6.4 À titre d'exemple, une situation pourrait survenir où l'ajout d'un automatisme impliquant le délestage de charge dans un poste non-RTP serait nécessaire pour régler une problématique de surcharge d'un élément RTP. Un autre exemple serait l'ajout d'une batterie de condensateurs dans un poste non-RTP pour remédier à un problème de sous-tension sur le réseau RTP.

7. Références :
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 21 à 23, Tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0059](#), p. QC-3, section E;
 - (iii) Pièce [B-0056](#), p. 26 et 27, Tableau 1, « *Notes du tableau* », note 12;
 - (iv) Pièce [B-0056](#), p. 28 à 30, Annexe 1;
 - (v) Pièce [B-0056](#), p. 6, E2.7.3;
 - (vi) Norme [TPL-001-4](#) en vigueur, p. 13, Tableau 1, p. 14 et 15, Annexe 1, et Annexe Québec, p. QC-1.

Préambule :

(i) Le Tableau 1 prévoit, pour les évènements de planification indiqués, le recours autorisé, ou non, à une « *perte de charge non subordonnée* ».

(ii) L'Annexe Québec de la norme TPL-001-5.1 prévoit les dispositions particulières suivantes pour l'Annexe 1 de la norme :

« *Annexe 1*

Remplacer « BES » par « RTP ».

Remplacer « 300 kV » par « 400 kV »»

(iii) La note 12 du Tableau 1 de la norme TPL-001-5.1 comprend les mentions suivantes et fait, entre autres, référence à l'Annexe 1 de la norme :

« Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une perte de charge non subordonnée par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une perte de charge non subordonnée peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le respect des critères de comportement du BES. Cependant, lorsqu'on a recours à une perte de charge non subordonnée selon la note 12 sur l'horizon de planification du transport à court terme afin de respecter les critères de comportement du BES, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette perte de charge non subordonnée répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La perte de charge non subordonnée admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge non subordonnée doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question. » [nous soulignons]

(iv) L'Annexe 1 de la norme TPL-001-5.1 traite de la « *perte de charge non subordonnée* » et comprend les trois sous-sections suivantes :

- I. Processus de consultation des parties concernées;
- II. Information à fournir en vertu de l'alinéa 3 du processus de consultation des parties concernées;
- III. Cas dans lesquels un examen réglementaire est requis pour une perte de charge non subordonnée selon la note 12.

La section I mentionne en introduction :

« Pour toute évaluation de la planification, avant que le recours à une perte de charge non subordonnée selon la note 12 soit autorisé dans le cadre d'un plan d'actions correctives sur l'horizon de planification du transport à court terme de l'évaluation de la planification, le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification doit soumettre le raisonnement d'un tel recours à un processus ouvert et transparent de consultation des parties concernées. L'entité responsable peut adopter un processus existant ou établir un nouveau processus, mais celui-ci doit comprendre les points suivants : [...] » [nous soulignons]

Les sections I et III font référence à des « organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité ».

(v) L'exigence E2.7.3 de la norme TPL-001-5.1 prévoit que :

« si des situations échappant au contrôle du planificateur de réseau de transport ou du coordonnateur de la planification surviennent et empêchent la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives dans les délais prescrits, le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification est autorisé à recourir à une perte de charge non subordonnée ou à une réduction du service de transport ferme pour corriger une situation qui ne serait normalement pas permise selon le tableau 1, à condition de documenter les mesures prises pour corriger la situation. Le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification doit documenter la situation à l'origine du problème, les autres solutions évaluées, ainsi que le recours à une perte de charge non subordonnée ou à une réduction du service de transport ferme ; » [nous soulignons]

(vi) La note 12 du Tableau 1 de la norme TPL-001-4 comprend les mentions suivantes :

« Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une perte de charge non subordonnée par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une perte de charge non subordonnée peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le respect des critères de comportement du BES. Cependant, lorsqu'on a recours à une perte de charge non subordonnée selon la note 12 sur l'horizon de planification du transport à court terme afin de respecter les critères de comportement du BES, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette perte de charge répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La perte de charge non subordonnée admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question ». [nous soulignons]

L'Annexe 1 de la norme TPL-001-4 réfère à des « organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité » (sections I et III).

L'Annexe Québec de la norme TPL-001-4 précise que cette norme ne s'applique qu'aux installations du réseau « bulk » (BPS).

(vii) « R3.1

[...]

Le Coordonnateur précise qu'après consultation du Planificateur, des installations BPS sont actuellement visées par des PAC.

[...] ». [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1 En lien avec le recours autorisé à la « *perte de charge non subordonnée* » (références (i) et (iii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les processus décrits à l'Annexe 1 de la norme TPL-001-5.1 s'appliquent au Québec, avec les dispositions particulières prévues à l'Annexe Québec (référence (ii)).

R7.1 Le Coordonnateur précise que dans sa décision D-2017-110, « *La Régie se déclare satisfaite de la justification du Coordonnateur fournie à l'Audience à l'effet qu'HQT ne se prévaut pas du dispositif prévu à la note 12 de la norme relative à la perte de charge non-subordonnée²* ». Par conséquent, le seuil est actuellement à zéro (0) MW, puisque les critères du Planificateur ne permettent pas la perte de charge non subordonnée pour les cas associés à la note 12 du Tableau 1. Le processus décrit à l'Annexe 1 n'a donc pas été mis en place au Québec.

- 7.2 Considérant la mention « [p]our les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge non subordonnée doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question » (référence (iii)), veuillez préciser, pour le Québec, qui détermine la valeur de la perte de charge non subordonnée admissible selon la note 12 du Tableau 1 de la Norme TPL-001-5.1.

R7.2 Dans l'éventualité future où le Planificateur déterminerait un besoin de recourir à la note 12 du Tableau 1, le Coordonnateur présentera à la Régie le seuil proposé ainsi que les codifications requises en annexe dans un dossier d'adoption de la prochaine version de la norme TPL-001.

- 7.2.1 En particulier, dans le contexte de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP, veuillez commenter l'opportunité de codifier, sous la forme d'une disposition particulière relative à l'Annexe 1 dans l'Annexe Québec de la norme TPL-001-5.1, le fait que la valeur de la perte de charge non subordonnée admissible au Québec « *doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question* » à préciser, en lien avec la note 12 du Tableau 1 de la norme (référence (iii)). Veuillez élaborer.

R7.2.1 Voir R7.1 et R7.2

- 7.2.2 Veuillez préciser si un seuil maximal pour la valeur de la perte de charge non subordonnée admissible selon la note 12 du Tableau de la norme TPL-001-5.1, doit être fixé pour le Québec, par analogie avec la mention « [l]a *perte de charge non subordonnée admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis* » (référence (iii)).

R7.2.2 Voir la réponse 7.1; la valeur actuelle du seuil maximal demeure à 0 MW.

² [D-2017-110.pdf](#) alinéa 327, page 80

- 7.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les « *organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité* » (référence (iv)) et « *l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question* » (référence (iii)) correspondent à la Régie pour l'Interconnexion du Québec.

R7.3 Le Coordonnateur confirme que sa compréhension est la même que celle de la Régie.

- 7.3.1 Dans l'affirmative, veuillez commenter l'opportunité d'ajouter cette précision sous la forme d'une disposition particulière relative à l'Annexe 1 dans l'Annexe Québec de la norme TPL-001-5.1 (référence (ii)).

R7.3.1 Voir R7.1 et R7.2

- 7.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, au-delà des circonstances en lien avec la note 12 du Tableau 1 (référence (iii)), le recours à une perte de charge non subordonnée n'est possible que lorsque « *la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives dans les délais prescrits* » est compromise (référence (v)), alors que ce recours n'est pas autorisé selon le Tableau 1 de la référence (i). Veuillez élaborer.

R7.4 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie et offre l'explication suivante. À titre d'exemple, si un plan d'action corrective (ci-après « PAC ») a été élaboré, mais que celui-ci ne peut être mis en œuvre dans le délai prescrit, la perte de charge non-subordonnée pourrait être acceptée de manière temporaire.

- 7.4.1 Veuillez préciser si le délai prescrit pour la mise en œuvre d'un PAC élaboré par le Planificateur fait l'objet d'une entente préalable avec le propriétaire des installations visées par le PAC.

R7.4.1 Le propriétaire des installations visées par le PAC doit être informé, par le PC ou le TP du délai prescrit pour la mise en œuvre du PAC et une entente préalable entre les parties doit être conclue avant l'expiration de ce délai.

- 7.5 Veuillez indiquer si des « *organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité* » (référence (vi)) sont sollicités dans le cadre de l'application de la norme TPL-001-4, dans la situation où « *on a recours à une perte de charge non subordonnée selon la note 12 sur l'horizon de planification du transport à court terme afin de respecter les critères de comportement du [BPS]* » (références (vi) et (vii)), afin de respecter les conditions présentées à l'Annexe 1 de la norme en lien avec les circonstances limitant une telle interruption. Veuillez élaborer.

R7.5 Voir la réponse R7.1. Le Planificateur ne se prévaut pas actuellement de la note 12.

DÉVELOPPEMENT DE LA NORME TPL-001 PAR LA NERC

8. Références :
- (i) Pièce [B-0054](#), p. 2 et 3;
 - (ii) Pièce [B-0054](#), p. 4 et 5;
 - (iii) Dossier R-4306-2025, pièce [B-0005](#), p. 30;
 - (iv) Dossier R-4306-2025, pièce [B-0005](#), p. 30, note de bas de page n° 25, [Project 2022-02 Uniform Modeling Framework for IBR](#);
 - (v) Pièce [B-0053](#), p. 8, note de bas de page n° 20, Projet 2015-10 de la NERC, [Implementation Plan](#), p. 3.

Préambule :

(i) Le Coordonnateur mentionne que, le 23 janvier 2020, la FERC a approuvé la norme TPL-001-5. Par la suite, la NERC a soumis une demande de modification à la norme de fiabilité TPL-001-5 pour corriger une coquille de forme. La correction de cette coquille a eu pour résultat la norme de fiabilité TPL-001-5.1 en 2023.

(ii) Le Coordonnateur prévoit que toutes les exigences de la norme TPL-001-5.1 au Québec seront en vigueur dans 15 ans (180 mois) après l’approbation de la Régie. Dans l’hypothèse où la Régie approuverait la norme TPL-001-5.1 en 2025, la norme sera donc complètement en vigueur en 2040.

(iii) Le Transporteur mentionne que pour la phase 1 du projet 2022-02 de la NERC, le dépôt des normes MOD-032, TOP-003 et IRO-010 à la FERC est prévue pour le 4 novembre 2025. La phase 2 devrait débuter après ce dépôt et visera notamment la norme TPL-001. L’objectif des modifications est de mieux encadrer les Sources d’énergie raccordées au moyen d’onduleurs (SERMO) et les ressources énergétiques décentralisées (RED) dans les évaluations de la planification et dans la modélisation de ces ressources.

Pour le projet 2022-04 de la NERC, le Transporteur indique que le dépôt des normes FAC-002, MOD-032 et TPL-001 est attendu pour le deuxième trimestre 2026.

(iv) Pour la phase 2 du projet 2022-02 de la NERC, aucun échéancier n’est encore prévu.

(v) La NERC, dans son projet 2015-10, présente son « *plan d’implantation* », avec des délais d’implantation pour les différentes exigences de la norme TPL-001-5 :

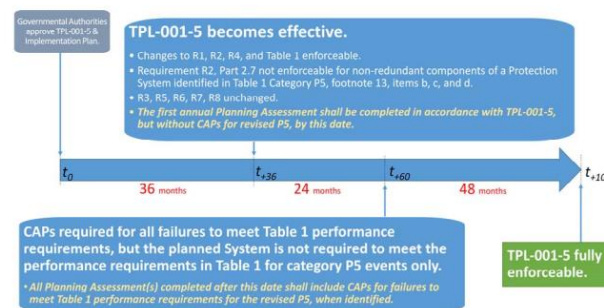


Figure 1 Implementation Plan Timeline

La Régie comprend que la norme TPL-001-5 sera complètement en vigueur dans un délai de 9 ans (108 mois) après l'approbation de la norme à la FERC en 2020, soit en 2029.

Demandes :

- 8.1 Considérant l'état d'avancement des projets de la NERC en cours et en lien avec la norme TPL-001 (référence (iii)), veuillez préciser ce qui est envisagé par le Coordonnateur pour le dépôt d'une demande d'adoption auprès de la Régie d'une nouvelle version de la norme TPL-001 avant l'entrée en vigueur de toutes les exigences de la norme TPL-001-5.1 au Québec, soit un dépôt avant 2040 (référence (ii)).

R8.1 Le Coordonnateur suit l'état d'avancement des projets de la NERC en cours en lien avec la norme TPL-001 et prévoit l'intégration du plan de mise en œuvre de la norme TPL-001-5.1 dans le plan de mise en œuvre de la TPL-001-6. Essentiellement, à l'exception des nouvelles exigences de la norme TPL-001-6 qui est présentement en rédaction à la NERC, les dates de mise en application des PAC demeurent les mêmes que celles proposées au présent dossier.

- 8.1.1. Considérant les mises à jour de la norme TPL-001 à venir (référence (iii)), veuillez en indiquer les conséquences possibles sur l'harmonisation de l'application de la norme TPL-001 à venir au Québec avec les réseaux voisins.

R8.1.1 Le Coordonnateur rappelle que la demande d'adoption de la présente version de la norme traite de la modification du champ d'application de celle-ci en lien avec le Tableau 1, tandis que la prochaine version de la norme traite de l'impact des événements extrêmes ainsi que des ressources énergétiques décentralisées. Ainsi, les PAC qui seront possiblement élaborés pour respecter les exigences de la norme devraient cibler des enjeux différents dans les versions 5.1 et 6 de la norme.

REGISTRE

9. **Références :**
- (i) Pièces B-0079 (sous pli confidentiel) et [B-0080](#) (version caviardée), p. 13, Annexe B;
 - (ii) Pièce Pièces B-0079 (sous pli confidentiel) et [B-0080](#) (version caviardée), p. 7 et 13, note de bas de page 4 et 9;
 - (iii) Pièce [B-0076](#), p. 6;
 - (iv) Processus de consultation préalable au dépôt de la demande amendée, tenu du 14 juillet au 4 août 2025, [Registre en suivi des modifications](#), p. 7 et 13, notes de bas de page 4 et 8;
 - (v) Pièce [B-0063](#), p. 1;
 - (vi) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#) (le Registre) en vigueur, p. 17 et 21;
 - (vii) Pièce [B-0080](#) (version caviardée), p. 3.

Préambule :

(i) [REDACTED]

(ii) « Pour la TPL-001-4, se référer au Registre 2024 selon la décision D-2025-093 ».

(iii) « **1.8. Modifications au Registre**

Le champ d'application du réseau BPS devient caduque au Québec à la suite de la proposition du Coordonnateur d'élargir le champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au réseau de transport principal, puisque le BPS ne s'appliquerait à aucune norme en vigueur ou à venir.

Le Coordonnateur propose donc de retirer toute information concernant le réseau BPS du Registre et ce, dès la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-001-5.1, soit la date du retrait de la norme TPL-001-4. Le Coordonnateur propose l'ajout d'une note de bas de page aux titres des colonnes des Annexes A et B portant sur les installations Bulk, car ces colonnes seront retirées lors de la première modification du Registre suivant l'entrée en vigueur de la TPL-001-5.1. Le Coordonnateur propose une entrée en vigueur des modifications dès leur adoption par la Régie ». [nous soulignons]

(iv) « Cette colonne deviendra obsolète et sera ainsi retirée du tableau au retrait de la TPL-001-4 et à la mise en application de la TPL-001-5.1 ». [nous soulignons]

(v) « Plus récemment, des scénarios additionnels de modification de la norme ont été évalués avec l'objectif de réduire les impacts tout en préservant la fiabilité du réseau. Le scénario aujourd'hui recommandé consiste à modifier le seuil de la norme THT à 400 kV au lieu de 300 kV et à appliquer, sur le réseau RTP 400 kV et moins, seulement les événements PO (pas de contingence), P1 (contingence simple) et P5 (défaut avec le non-fonctionnement d'un composant non redondant d'un système de protection). ». [nous soulignons]

(vi) La ligne L3172 et le poste Chénier sont identifiés avec un Niveau de tension applicable Bulk (BPS) de 315 kV.

(vii) « **1. OBJECTIF DU REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES**

Le registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre) a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie de l'énergie (la Régie). » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

Même si le BPS ne s'applique plus à aucune norme à part la norme TPL-001-4, le éléments BPS font partie du RTP et continuent d'être visés par l'application des normes de fiabilité.

Demandes :

9.1 Veuillez concilier les modifications proposées au Registre déposé dans le cadre de la demande réamendée (référence (ii)) et leur description (référence (iii)).

R9.1 Le Coordonnateur dépose en ce jour, une version amendée de la pièce B-0076 qui concorde avec les pièces B-0079 et B-0080.

9.1.1. Cette description (référence (iii)) correspond partiellement aux modifications qui ont été proposées au Registre soumis lors de la consultation publique (référence (iv)) préalable au dépôt de la demande amendée, en ce qu'elles prévoient un retrait ultérieur des colonnes des Annexes A et B à l'entrée en vigueur du Registre proposé. Veuillez déposer des versions révisées des pièces B-0076, B-0079 et B-0080 concordantes.

R9.1.1 Le Coordonnateur dépose en ce jour, une version amendée de la pièce B-0076 qui concorde avec les pièces B-0079 et B-0080.

9.2 Les éléments Bulk (BPS) comprennent des éléments THT (plus de 400 kV) et des éléments HT (400 kV et moins) (références (i) et (vi)) selon le scénario retenu (référence (v)). Le Coordonnateur propose de supprimer du Registre la colonne de l'Annexe B relative aux informations sur le Niveau de tension Bulk (BPS) (référence (i)) puisque le BPS ne s'appliquerait à aucune norme en vigueur ou à venir (référence (iii)). Afin de faciliter l'application de la norme TPL-001-5.1, veuillez commenter l'opportunité, d'ajuster cette colonne, plutôt que de la supprimer, afin d'y codifier la distinction THT et HT de ces éléments BPS, puisque cette distinction a une incidence sur les contingences à respecter (référence (v)).

R9.2 Le Coordonnateur rappelle que les informations en lien avec le réseau Bulk ont été jugées confidentielles dans la décision D-2025-088, et il estime que la proposition de codification irait à l'encontre de sa demande de confidentialité et n'est donc pas en faveur de cette proposition.

9.2.1 Veuillez commenter l'exemple illustré suivant de la proposition précédente.

Entité	Type	Nom	Niveaux de tension applicables RTP (kV)	Éléments BPS - Critères de comportement HT ou THT ³	Ligne exploitée à 200 kV ou plus	Particularités
AAA	Ligne	BBB	315	N/A	O	
CCC	Ligne	DDD	315	HT	O	
GGG	Ligne	HHH	735	THT	O	
JJJ	Poste	LLL	735-315	THT-HT	-	

¹ Précisions aux fins de l'application du Tableau 1 de la norme TPL-001-5.1 aux éléments Bulk (BPS).

³ Précisions aux fins de l'application du Tableau 1 de la norme TPL-001-5.1 aux éléments Bulk (BPS).

R9.2.1 Voir réponse R9.2

9.2.2 Advenant une réponse négative à la question 2.1 (ligne de questions « *Installations BPS au niveau de tension HT* »), veuillez indiquer à quel niveau de tension (HT ou THT) seront associés les critères de comportement à évaluer relatifs à une installation RTP-BPS 315 kV.

R9.2.2 N/A voir la réponse R 2.1.

9.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la mention « [p]our la TPL-001-4, se référer au Registre 2024 selon la décision D-2025-093 » (référence (ii)) :

- a) Fait référence à une version du Registre qui sera retirée et rendue caduque à la suite de l'approbation de la nouvelle version du Registre proposée dans le dossier;
- b) Ne respecte pas l'objectif d'un Registre qui est en vigueur (référence (vii)), soit celui d'identifier les entités visées par les normes adoptées, elles aussi en vigueur.

R9.3

a) Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie.

b) L'objectif de cette note est précisément d'orienter la Régie dans ses fonctions de surveillance ainsi que les entités visées afin qu'elles puissent retrouver facilement l'information pertinente lors d'un audit portant sur les versions antérieures des normes de fiabilité. Cette mention vise donc à assurer la traçabilité et la conformité historique, en facilitant l'accès aux données nécessaires pour vérifier l'application des normes qui étaient en vigueur à une période donnée, même si le Registre évolue avec l'adoption de nouvelles normes.

- 10. Références :**
- (i) Pièces B-0079 et B-0082 (sous pli confidentiel), [B-0080](#) et [B-0083](#) (versions caviardées);
 - (ii) Pièce [B-0072](#), p. 6;
 - (iii) Processus de consultation préalable au dépôt de la demande amendée, tenu du 14 juillet au 4 août 2025, [Avis QC-2025-01](#), p. 1;
 - (iv) Processus de consultation préalable au dépôt de la demande amendée, tenu du 14 juillet au 4 août 2025, [Registre en suivi des modifications](#), Annexes A et B.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur dépose le Registre en suivi des modifications, en versions française et anglaise, sous pli confidentiel. Il dépose également une version caviardée de ces pièces.

(ii) « *INTERDIRE pour une période sans limite de restriction dans le temps, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces HQCF-7, documents 1, 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2, [soit, respectivement, les pièces B-0062, B-0084, B-0085, B-0064 et B-0066] ».*

(iii) Le Coordonnateur a soumis les documents suivants lors du processus de consultation préalable au dépôt de la demande amendée :

- Norme TPL-001-5.1 à titre informatif
 - Annexe QC de la norme TPL-001-5.1
 - Annexe QC de la norme TPL-001-5.1 en suivi des modifications
 - Sommaire de l'annexe à adopter, y compris une évaluation préliminaire de la pertinence et de l'impact; ainsi que le sommaire des modifications au Registre
 - Résumé de l'étude du Planificateur sur l'élargissement du champ d'application de la norme de fiabilité TPL-001-5.1
 - Registre des entités visées par les normes de fiabilité en suivi des modifications
- [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Le Coordonnateur dépose les pièces B-0079 et B-0082 sous pli confidentiel (référence (i)), mais ne demande pas d'en interdire « *pour une période sans limite de restriction dans le temps, la divulgation, la publication et la diffusion* » (référence (ii)). Veuillez réviser la demande réamendée afin d'en tenir compte, ou veuillez rendre publiques les pièces B-0079 et B-0082 (référence (i)) puisque le Coordonnateur n'en demande pas le traitement confidentiel dans les conclusions recherchées de la demande réamendée (référence (ii)).

R10.1 Le Coordonnateur dépose, en ce 18 décembre 2025, une version réamendée de sa demande afin d'ajouter notamment les pièces B-0079 et B-0082 à sa conclusion ayant pour effet de demander l'interdiction « pour une période sans limites de restriction dans le temps, la divulgation, la publication.

10.2 Les informations caviardées à la pièce B-0080 (référence (i)) sont publiques dans la version préliminaire de cette pièce soumise lors du processus de consultation publique préalable au dépôt de la demande amendée (référence (iii), sixième puce). Veuillez justifier le dépôt sous pli confidentiel d'une pièce publique sur le site Internet du Coordonnateur, comprenant, en particulier, les informations caviardées à la pièce B-0080.

R10.2 Au moment de la consultation publique, soit du 4 au 14 juillet 2025, la Régie n'avait pas encore rendu sa décision D-2025-088, dans laquelle elle confirme le traitement confidentiel des données en lien avec le réseau Bulk. Cette décision a été rendue le 8 septembre 2025, la demande réamendée a été déposée par le Coordonnateur après que la décision ait été rendue, soit le 29 octobre 2025.

DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

11. **Références :**
- (i) Pièce B-0064 (sous pli confidentiel) et [B-0065](#) (version caviardée), p. 7 et 8;
 - (ii) Pièce [B-0072](#), par. 26, p. 4 et 5.
 - (iii) Décision [Société Radio-Canada c. Lavoie](#), 2025 QCCS 2115, section 2.3.

Préambule :

(ii) « Le Coordonnateur expose que les pièces HQCF-7, documents 1, 2.1 et 2.2, intitulées respectivement *Étude de l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP*, *Pièce jointe no1 de la note interne du Planificateur* et *Pièce jointe no2 de la note interne du Planificateur*, contiennent de nombreuses informations relatives au réseau de transport principal du réseau d'Hydro-Québec, dont la divulgation aurait pour effet de révéler aux tiers des informations sensibles et des renseignements d'ordre stratégique concernant le système énergétique et ses installations et ainsi pourrait compromettre la sécurité du réseau de transport d'électricité et demande respectueusement à la Régie d'émettre notamment une ordonnance qui interdit, sans limite pour sa durée, la divulgation, la publication et la diffusion de toutes les pièces mentionnées dans le présent paragraphe. »

(iii) « [26] Le premier critère comprend deux éléments : un intérêt public important, qui est la porte d'entrée de l'exercice du pouvoir discrétionnaire de faire exception à la publicité des débats, et le risque sérieux que pose la publicité à cet intérêt. Si l'importance de l'intérêt public peut se déduire du contexte dans lequel le litige se situe et même être établi « dans l'abstrait », la preuve du risque doit être concrète et particularisée.

[27] La démonstration n'est pas abstraite : « [l]e seuil est tributaire des faits », au cas par cas. L'arrêt Sherman traite toujours du risque en fonction du fardeau de la preuve. En guise de rappel, il conclut : « le simple fait d'affirmer qu'un tel risque existe ne permet pas de franchir le seuil requis »

[...]

[29] Le seuil est élevé « — plus élevé et plus précis que le vaste intérêt en matière de vie privée invoqué par Radio-Canada. Les conséquences de la divulgation doivent dépasser les inconvénients, la contrariété ou l'embarras. Il en est ainsi parce que dans une certaine mesure, « le droit à la vie privée [...] cède le pas à l'idéal de la publicité des débats judiciaires [...] et le principe de la publicité des débats suppose que cette limite au droit à la vie privée est justifiée »

[...]

[30] La requête de Radio-Canada s'est attardée à l'intérêt public important. [...] Elle ne lui a pas fourni de preuve du risque sérieux. » [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

Demande :

11.1 La Régie requiert du Coordonnateur qu'il lui indique, en fonction des critères énumérés à la référence (iii), pour quel(s) motif(s) de la demande de traitement confidentiel il requiert le traitement confidentiel des informations contenues à référence (i) :

- p. 7 : informations confidentielles contenues dans la colonne « *Coûts paramétriques* »;
- p. 8 : informations confidentielles, à l'exception des éléments entre parenthèses.

R11.1 Le Coordonnateur vous réfère à la réponse 12.1 ci-après. En complément, nous précisons que les informations liées aux coûts, le Coordonnateur demande de caviarder l'information, dans l'éventualité d'un appel d'offre en lien avec l'ajout d'automatismes sur les postes identifiés à la page 7 de la pièce en référence. Le Coordonnateur considère que ce type d'information est visé par votre référence (iii).

Concernant les informations contenues à la page 8 de la référence, le Coordonnateur dépose une version modifiée, dans laquelle seule l'information entre parenthèses demeure caviardée.

[Redacted text block]

12. Référence : Pièce B-0062 (sous pli confidentiel).

Demandes :

12.1 La Régie requiert du Coordonnateur qu'il lui indique pour quel(s) motif(s) de la demande de traitement confidentiel il requiert le traitement confidentiel des informations ci-après énumérées contenues au document en référence. Veuillez noter que la sélection ci-après n'est pas exhaustive.

- Par. 1, 2 et 3 du « Sommaire »;
- La Table des matières;
- Les titres et sous-titres;
- Par. 1 de section 1.1;
- Section 1.2;
- Section 2;
- Paragraphe premier de section 3.1;
- Paragraphe 3.2;
- Paragraphes 1 et 2 de section 4.1;
- Annexe II (par ailleurs publique à la pièce [B-0056](#));
- Annexe III (par ailleurs publique à la pièce [B-0056](#)).

R12.1 Le Coordonnateur a jugé approprié de rendre disponible publiquement un résumé de la pièce B-0062 (pièce B-0069) plutôt que l'entièreté de la pièce B-0062. En procédant ainsi, les informations essentielles publiques se retrouvent dans la pièce B-0069.

Le Coordonnateur précise de plus qu'il a soumis une version confidentielle de la pièce B-0062 afin de faciliter la prise de décision par la Régie dans l'examen du dossier. Cette pièce, de nature technique, n'est aucunement destinée au grand public. La nature très technique des informations est telle qu'elle est peu susceptible d'être utile à un public non averti ou non spécialisé.

À l'inverse, entre les mains de personnes malveillantes, les informations pourraient leur procurer des indices quant aux vulnérabilités des installations du réseau de transport utiles à la commission de méfaits dont les conséquences seraient supportées par Hydro-Québec et sa clientèle.

Il est établi que les informations confidentielles du dossier R-4270-2024 ont été formellement reconnues et protégées, conformément à la décision D-2025-088. Au regard de cette reconnaissance, il apparaît logique et nécessaire que les informations confidentielles du présent dossier bénéficient également du même niveau de protection. En effet, ces informations présentent soit des similarités, soit un contenu identique à celles du dossier antérieur. Il s'ensuit que la continuité de la protection s'impose afin d'assurer la cohérence et la sécurité du traitement des données sensibles.

À titre d'exemple, les informations d'exploitation sensibles ci-dessous, contenues à la pièce B-0062, pourraient être croisées à des informations publiques et accroître le risque pour la sécurité publique.

Page / Référence	Catégorie d'information / Section	Description / Contenu	Risques potentiels / Détails
Paragraphe 2.4.4 (p. 9), Paragraphe 3.1 (p. 11)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Figure 3 (p. 12)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Section 4 (p. 20 à 26)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Tableau 8 (p. 27)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Dernier paragraphe (p. 29)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Annexe VI	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Annexe VII	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Page / Référence	Catégorie d'information / Section	Description / Contenu	Risques potentiels / Détails
Tableau 2 (p. 19), Tableau 7 (p. 26), Tableau 9	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tableau B : Informations sensibles et risques associés de la pièce HQCF-7 document 1 (B-0062)

Le Coordonnateur réfère également la Régie à une lettre des Affaires Juridiques d'Hydro-Québec en date du 18 décembre 2025, qui sera déposée ce jour afin d'exposer les arguments de droit qui militent en faveur de notre demande de traitement confidentielle à l'égard de certaines pièces tout comme notre demande d'interdire pour une période sans limites de restriction dans le temps, la divulgation, la publication et la diffusion de ces pièces.

12.1.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Coordonnateur n'a pas déposé une version caviardée de la pièce B-0062.

R12.1.1 Le Coordonnateur vous réfère à la réponse R12.1.

12.1.2 La Régie requiert du Coordonnateur qu'il lui indique, en fonction des critères énumérés à la référence (iii) de la question 11 précédente, pour quel(s) motif(s) de la demande de traitement confidentiel il requiert le traitement confidentiel des [REDACTED] indiqués à la pièce en référence.

R12.1.2 Le Coordonnateur vous réfère à la réponse R.12.1.