

**Présentation de la demande visant l'adoption de
la norme de fiabilité TPL-001-5.1 en suivi de
modifications**

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE ET CONTENU DE LA DEMANDE	4
2	NORME DE FIABILITÉ DE LA NERC POUR ADOPTION PAR LA RÉGIE	4
2.1	DISPOSITION PARTICULIÈRE APPLICABLE AU QUÉBEC	5
2.2	DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DEMANDÉE	6
3	MODIFICATIONS AU REGISTRE.....	6
4	PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE	7
4.1	PREMIÈRE CONSULTATION PUBLIQUE	7
4.2	DEUXIÈME CONSULTATION PUBLIQUE	7
5	ÉVALUATION DE LA PERTINENCE ET DES IMPACTS DE LA NORME DÉPOSÉE	9
5.1	ÉVALUATION DE LA PERTINENCE	9
5.2	IMPACTS DE LA NORME ET DE L'ÉLARGISSEMENT DU CHAMP D'APPLICATION	9
6	CONCLUSION	10

1 Contexte et contenu de la demande

1 Conformément aux dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), le
2 Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le « Coordonnateur ») soumet pour adoption
3 par la Régie de l'énergie (la « Régie »), une (1) norme de fiabilité de la *North American*
4 *Electric Reliability Corporation* (la « NERC »), soit la norme TPL-001-5.1 et son
5 annexe.

6 Considérant ce qui précède, le Coordonnateur demande, de façon corollaire à son
7 adoption, le retrait d'une (1) norme de fiabilité, soit la norme TPL-001-4.

8 Ainsi, le Coordonnateur présente la norme de fiabilité de la NERC pour adoption à la
9 pièce **HQCF-2, document 1** (version française) et à la pièce **HQCF-2, document 2**
10 (version anglaise) et ses annexes respectives (versions française et anglaise) à la
11 pièce **HQCF-2, document 3**.

12 Par ailleurs, le présent dépôt a nécessité la traduction de la norme à adopter et à cet
13 effet, le Coordonnateur présente la traduction française attestée de la norme
14 TPL-001-5.1 à la pièce **HQCF-1, document 4**.

15 Comme partie intégrante de la présente demande, le Coordonnateur dépose
16 également pour approbation le Registre des entités visées par les normes de fiabilité
17 (le « Registre »). Ainsi, le Coordonnateur présente le Registre pour approbation à la
18 pièce **HQCF-2, document 6** (version française) et à la pièce **HQCF-2, document 7**
19 (version anglaise).

2 Norme de fiabilité de la NERC pour adoption par la Régie

20 La norme de fiabilité de la NERC que le Coordonnateur soumet pour adoption à la
21 Régie est une norme approuvée par la FERC et donc obligatoire et sujette à sanctions
22 en Amérique du Nord. La FERC a approuvé la norme TPL-001-5.1 le 10 juin 2020 par
23 la lettre d'ordonnance RD20-8-000¹ et sa date d'entrée en vigueur aux États-Unis est
24 le 1^{er} juillet 2023.

¹ Lettre d'ordonnance RD20-8-000 de la FERC, consultée le 11 janvier 2023 au <https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/TPL-001-5%20Letter%20Order.pdf> (en anglais seulement)

1 Le Coordonnateur rappelle que la version antérieure de la norme TPL-001, soit la
2 norme TPL-001-4, a déjà été adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-110² et
3 est en vigueur au Québec depuis le 1^{er} octobre 2017.

4 La présente demande a notamment pour objectif d'harmoniser le régime de fiabilité
5 québécois avec ceux des territoires voisins. L'adoption de cette norme permettra
6 d'assurer la fiabilité du réseau électrique du Québec de façon cohérente avec le cadre
7 normatif en place dans les territoires voisins. De plus, les révisions et clarifications
8 demandées sont des améliorations de la version précédente de la norme TPL-001.

9 Le Coordonnateur présente, pour la norme TPL-001-5.1, le document « *Technical*
10 *Rationale for TPL-001-5* » (justification technique), comme pièces **HQCF-2,**
11 **documents 4 et 5.** Cette justification technique concerne la version 5 de la norme de
12 fiabilité TPL-001. Le Coordonnateur indique que la version 5.1 n'a pas fait l'objet d'une
13 justification technique puisque cette version est à l'origine de la correction d'une
14 coquille à la version 5. Des détails supplémentaires concernant la correction de cette
15 coquille sont précisés à la pièce **HQCF-1, document 2.**

16 ~~Le Coordonnateur ne dépose pas le document « *Implementation Guidance* » (guide~~
17 ~~d'application) puisque ce dernier n'a pas été rédigé par le comité de rédaction de la~~
18 ~~NERC. Le Coordonnateur dépose, à titre informatif seulement, le document associé à~~
19 ~~la norme de la NERC, soit le document intitulé « *Implementation Guidance* » (Guide~~
20 ~~d'application) pour la Norme de fiabilité, lequel a été publié sur son site internet en~~
21 ~~versions française et anglaise, comme pièces **HQCF-2, Document 8 et 8.1.**~~

2.1 Disposition particulière applicable au Québec

22 Le Coordonnateur propose d'élargir le champ d'application de la norme de fiabilité au
23 réseau de transport principal (« RTP ») plutôt que de le maintenir au réseau Bulk
24 (« BPS ») tel que dans la version précédente de la norme. Par ailleurs, le
25 Coordonnateur propose de rehausser le niveau très haute tension (« THT ») à 400 kV
26 pour la note 3 du tableau 1 de la norme et que seuls les événements de planification
27 P0, P1 et P5 du Tableau 1 s'appliquent au niveau haute tension (« HT »). Le
28 Coordonnateur propose également de retirer la disposition particulière relative à

² Décision D-2017-110 de la Régie, consulté le 11 janvier 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPrj/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017_09_27.pdf

1 l'exigence E1, référant à la norme de fiabilité MOD-032-1, puisque la NERC a mis à
2 jour cette exigence en ce sens dans la norme TPL-001-5.1. De plus, le Coordonnateur
3 propose d'indiquer que les transformateurs de puissance dont au moins un
4 enroulement est d'une tension THT sont assujettis à l'ensemble des événements
5 prévus du Tableau 1 de la norme. Le Coordonnateur propose également de préciser
6 que les événements du Tableau 1 ne s'appliquent pas à une ressource de production
7 non raccordée au RTP.

2.2 Date d'entrée en vigueur demandée

8 Le Coordonnateur propose d'établir la date d'entrée en vigueur de la norme
9 TPL-001-5.1 le premier jour du premier trimestre civil à survenir trente-six (36) mois
10 suivant l'adoption de la Régie. De plus, le Coordonnateur propose un calendrier de
11 mise en application des exigences et ses justifications à la pièce
12 **HQCF-1, document 2.**

3 Modifications au Registre

13 Ainsi, tel que mentionné précédemment, le Coordonnateur dépose respectivement le
14 Registre dans ses versions française et anglaise, comme pièces **HQCF-2, documents**
15 **6 et 7**, ainsi qu'en suivi des modifications et sous pli confidentiel comme pièces **HQCF-**
16 **2, documents 6.1 et 7.1** de même qu'en suivi des modifications et caviardées comme
17 pièces **6.1.1 et 7.1.1**. Il dépose également le sommaire des modifications apportées
18 au Registre à la pièce **HQCF-1, document 2**. Ces modifications traitent
19 essentiellement du retrait des informations concernant le réseau BPS, étant donné que
20 plus aucune norme n'aurait le BPS comme champ d'application. Le Coordonnateur
21 propose une entrée en vigueur des modifications dès leur adoption par la Régie. Par
22 ailleurs, le Coordonnateur prend acte que la Régie de l'énergie, dans sa décision D-
23 2025-088 du 8 septembre 2025 relativement au dossier R-4270-2024 Phase 4,
24 accorde le traitement confidentiel de certaines données de conception, planification et
25 d'exploitation. Conformément à cette décision, le Coordonnateur caviarde l'information
26 aux colonnes intitulées « Installations classées Bulk » et « Niveaux de tension
27 applicables Bulk » des Annexes A et B respectivement du Registre en suivi de
28 modifications, comme pièces **HQCF-2, documents 6.1.1 et 7.1.1**. Les modifications
29 au Registre sont effectuées, tel que plus amplement détaillé à la pièce **HQCF-1,**
30 **document 2.**

4 Processus de consultation publique

1 Le Coordonnateur a suivi le processus de consultation, tel que décrit à l'annexe de la
2 décision D-2011-139³ pour la norme de fiabilité faisant l'objet de la présente demande.

4.1 Première consultation publique

3 Le Coordonnateur a diffusé un avis pour une première consultation publique sur son
4 site Internet et l'a transmis à la Régie, à la NERC, au *Northeast Power Coordinating*
5 *Council, inc.* (« NPCC »), aux coordonnateurs de la fiabilité du NPCC et à toutes les
6 entités inscrites au Registre, par courriel. Cet avis précisait la durée de la consultation
7 publique, soit la période du 20 mars au 3 avril 2023 et la norme ainsi que l'annexe pour
8 laquelle le Coordonnateur sollicitait des commentaires.

9 Lors de la première consultation publique, les entités Hydro-Québec (HQ) et Rio Tinto
10 Alcan (RTA) ont participé à la consultation publique. L'entité HQ a confirmé que
11 l'évaluation des impacts est faible puisque la vaste majorité des installations du réseau
12 Bulk sont déjà conformes aux nouvelles exigences et l'entité RTA a demandé si
13 l'évaluation des impacts prend en compte les installations des autres entités. Le
14 Coordonnateur a confirmé que l'évaluation des impacts comprend l'ensemble de
15 l'Interconnexion du Québec. Les commentaires des entités, ainsi que les réponses aux
16 commentaires sont présentés à la pièce **HQCF-1, document 3**.

17 Le Coordonnateur a apporté des précisions au sommaire décrivant la norme à la suite
18 de la consultation publique. À cet effet, il dépose une version en suivi des modifications
19 à la pièce **HQCF-1, document 2.1** afin d'indiquer ces précisions.

4.2 Deuxième consultation publique

20 Le Coordonnateur a tenu une seconde consultation publique à la suite de la réalisation
21 de l'étude du Planificateur sur l'élargissement du champ d'application de la norme au
22 RTP tel que décrit dans la décision D-2024-045⁴.

³ Décision D-2011-139 de la Régie, consultée le 7 avril 2023 au <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/d-2011-139.pdf>

⁴ Décision D-2024-045 de la Régie, consultée le 27 août 2025 au https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4233-2023/doc/R-4233-2023-A-0019-Dec-Dec-2024_05_03.pdf

1 Le Coordonnateur a diffusé un avis pour cette seconde consultation publique sur son
2 site Internet et l'a transmis à la Régie, à la NERC, au *Northeast Power Coordinating*
3 *Council, inc.* (« NPCC »), aux coordonnateurs de la fiabilité du NPCC et à toutes les
4 entités inscrites au Registre, par courriel. Cet avis précisait la durée de la consultation
5 publique, soit la période du 14 juillet au 4 août 2025 ainsi que la norme, l'annexe et le
6 Registre pour laquelle le Coordonnateur sollicitait des commentaires.

7 Le Coordonnateur a publié sur son site internet les documents suivants :

- 8 • La norme de fiabilité proposée et son annexe, dans ses versions française et
9 anglaise;
- 10 • Le sommaire décrivant la norme de fiabilité proposée pour adoption, y compris
11 une évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts ainsi que la date
12 d'entrée en vigueur demandée;
- 13 • La norme de fiabilité en suivi des modifications;
- 14 • L'annexe de la norme de fiabilité en suivi des modifications; et
- 15 • Le résumé de l'étude du Planificateur sur l'élargissement du champ
16 d'application de la norme.
- 17 • Le Registre des entités visées en suivi de modifications

18 Le Coordonnateur a publié sur son site une version abrégée de l'étude du Planificateur,
19 déposée à la pièce **HQCF-7, document 4**, en raison d'informations confidentielles et
20 dépose au présent dossier un sommaire de l'étude à la pièce **HQCF-7, document 3**,
21 l'étude complète déposée sous pli confidentiel aux pièces **HQCF-7, documents 1, 2.1**
22 **et 2.2** ainsi qu'une version caviardée aux pièces **HQCF-7, documents 2.1.1 et 2.2.1**.

23 Les entités Hydro-Québec (HQ) et Rio Tinto Alcan (RTA) ont participé à cette deuxième
24 consultation publique. L'entité HQ a émis des préoccupations concernant les délais de
25 mise en œuvre de la norme, particulièrement pour la réalisation des plans d'actions
26 correctives en lien avec la catégorie d'événement P5 du Tableau 1 de la norme et
27 l'entité RTA a demandé si les plans d'actions correctives pourraient avoir un impact sur
28 une entité qui n'a pas d'élément RTP ou les installations ou éléments non-RTP d'une
29 entité au Registre. Le Coordonnateur a répondu à RTA par l'affirmative. Le
30 Coordonnateur a également analysé les délais de mise en œuvre de la norme et les

1 plans de pérennité des installations concernées par l'élargissement du champ
2 d'application de la norme. Suite à cette analyse, le Coordonnateur propose de
3 prolonger la pleine application de la norme à 180 mois au total au lieu des 108 mois
4 prévus par la NERC, afin de ne pas devancer la pérennité des installations et de réduire
5 l'impact financier de la mise à niveau des systèmes de protections. Les commentaires
6 des entités, ainsi que les réponses aux commentaires reçus lors de cette deuxième
7 consultation publique sont présentés à la pièce **HQCF-1, document 3.1**.

8 Le Coordonnateur a apporté des précisions au sommaire décrivant la norme à la suite
9 de cette deuxième consultation publique. À cet effet, il dépose une version en suivi des
10 modifications à la pièce **HQCF-1, document 2.2** afin d'indiquer ces précisions.

5 Évaluation de la pertinence et des impacts de la norme déposée

11 Tel que prévu au paragraphe 2 de l'article 85.6 de la Loi, le Coordonnateur fournit à la
12 pièce **HQCF-1, document 2**, une évaluation de la pertinence et de l'impact de la norme
13 de fiabilité déposée. La pertinence de la norme a été reconnue par l'industrie, car elle
14 a été développée par des représentants de l'industrie électrique nord-américaine dans
15 le cadre de travaux supervisés par la NERC et son approbation a été faite dans le
16 cadre des processus de la NERC.

17 Le Coordonnateur propose un court résumé de l'évaluation de la pertinence et des
18 impacts de la norme dans les sous-sections suivantes. Il invite par ailleurs toute
19 personne intéressée à prendre connaissance plus en détail de cette évaluation à la
20 pièce **HQCF-1, document 2**.

5.1 Évaluation de la pertinence

21 La norme TPL-001-5.1 est une amélioration de la version précédente en ce sens qu'elle
22 améliore notamment une exigence afin que les évaluations de la planification prennent
23 en compte les points de défaillance uniques (en anglais, *Single points of Failure*) dans
24 les systèmes de protection d'un réseau afin que des actions appropriées soient mises
25 en place pour corriger les enjeux potentiels.

5.2 Impacts de la norme et de l'élargissement du champ d'application

26 Dans le cadre de la deuxième consultation publique, le Coordonnateur a présenté un
27 résumé de l'étude du Planificateur sur l'élargissement du champ d'application de la
28 norme au RTP, avec le rehaussement du niveau (THT) à 400 kV pour la note 3 du

1 tableau 1 de la norme et que seuls les événements P0, P1 et P5 du Tableau 1
2 s'appliquent au niveau (HT). L'impact monétaire de cette proposition est évalué comme
3 étant faible pour autant que les délais de mise en œuvre complète de la norme soient
4 de 180 mois.

5 ~~L'entité RTA a soumis une évaluation des impacts liés à l'adoption de la norme TPL-~~
6 ~~001-5.1. RTA mentionne qu'il n'est pas possible d'évaluer l'impact en raison de~~
7 ~~plusieurs points à éclaircir qui nécessiteraient plus de temps pour réaliser une analyse.~~

8 L'entité RTA a soumis son évaluation des impacts liés à l'adoption de la norme TPL-
9 001-5.1 dans un communiqué à la Régie datant du 12 décembre⁵.

10 En complément de l'étude du Planificateur, le Coordonnateur dépose au dossier la note
11 interne du Planificateur, à la pièce **HQCF-7, document 2**, les pièces jointes à cette
12 note interne sous pli confidentiel à la pièce **HQCF-7, documents 2.1 et 2.2** ainsi qu'une
13 version caviardée de ces documents à la pièce **HQCF-7, documents 2.1.1 et 2.2.1**.

6 Conclusion

14 Le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter la norme de fiabilité proposée, soit la
15 norme TPL-001-5.1, son annexe respective ainsi que de retirer la version précédente
16 de la norme présentement en vigueur, soit la norme TPL-001-4.

17 Le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter et de retirer les normes mentionnées
18 ci-haut au 2^e trimestre de l'année 2026, et de fixer les dates d'entrée en vigueur selon
19 les délais proposés par le Coordonnateur à la pièce **HQCF-1, document 2**.

20 Le Coordonnateur demande également à la Régie d'approuver le Registre de même
21 que toutes les modifications soumises à cet égard.

⁵ Communiqué 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