A. Introduction

1. **Titre :** **Critères de comportement pour la planification du réseau de transport**

2. **Numéro :** **TPL-001-5.1**

3. **Objet :** Établir des critères de comportement pour la planification du réseau de *transport* dans l'horizon de planification, afin de développer le *système de production-transport d'électricité* (*BES*) pour qu'il fonctionne de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des *contingences* probables très variées.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles

   4.1.1. *Coordonnateur de la planification*

   4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour des modèles de *réseau* pour sa zone aux fins des études nécessaires pour réaliser son *évaluation de la planification*. Ces modèles doivent utiliser des données compatibles à celles fournies conformément à la norme MOD-032, complétées par d'autres sources au besoin, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et doivent représenter les conditions projetées du *réseau*. Ces informations correspondent à la catégorie P0 du tableau 1, qui représente les conditions normales du *réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

1.1. Les modèles de *réseau* doivent représenter :

1.1.1. les *installations* existantes ;

1.1.2. les nouvelles *installations* projetées et les changements aux *installations* existantes ;

1.1.3. les prévisions de *charge* active et de *charge* réactive ;

1.1.4. les engagements connus pour le *service de transport ferme* et les *échanges ;*

1.1.5. les ressources (du côté de la production ou de la charge) requises pour alimenter la *charge*.

M1. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il tient à jour pour sa zone des modèles de *réseau* alimentés par des données compatibles à celles fournies conformément à la norme MOD-032, y compris des éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et que ces modèles représentent les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit préparer annuellement une *évaluation de la planification* pour sa portion du *BES*. Cette *évaluation de la planification* doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles (selon les critères de l'alinéa 2.6 de l'exigence E2), documenter les hypothèses et présenter sous forme succincte les résultats des analyses en régime permanent, des analyses de court-circuit et des analyses de *stabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

2.1. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse en régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études annuelles courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études admissibles doivent porter notamment sur les conditions suivantes :

2.1.1. La pointe de *charge* du *réseau* pour l'*année un* ou l'année deux, ainsi que pour l'année cinq.

2.1.2. La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.

2.1.3. Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.1.1 et 2.1.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin, l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable dans la réponse du *réseau* :

- la *charge* active et réactive projetée ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations* de *transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition ;
- les *charges* modulables et la *gestion de la demande ;*
- la durée ou le moment des indisponibilités de *transport* connues.

2.1.4. Lorsqu'une ou des indisponibilités connues d'*installations* de production ou de *transport* sont programmées dans l'horizon de planification à court terme, l'impact d'une sélection d'indisponibilités connues sur le comportement du *réseau* doit être évalué. La sélection des indisponibilités à évaluer doit être faite selon une procédure de coordination des retraits ou une démarche technique documentée établie par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. Les indisponibilités connues ne doivent pas être exclues uniquement en raison de leur durée. L'évaluation doit être effectuée pour les catégories P0 et P1 définies au tableau 1 avec les conditions de pointe ou *hors pointe* présentes dans le *réseau* lors des périodes pour lesquelles les indisponibilités connues sont programmées. Cette évaluation doit porter au minimum sur les indisponibilités connues qui devraient produire des impacts *réseau* plus sévères sur la portion du *BES* du *coordonnateur de la planification* ou du *planificateur de réseau de transport*. La sélection des indisponibilités connues peut s'appuyer sur des études passées ou courantes, si ces études incluent des situations et des configurations post-*contingence* du *réseau* comparables à celles qui sont consécutives aux événements des catégories P3 ou P6 du tableau 1.

2.1.5. Lorsque la stratégie d'une entité en matière d'équipement de rechange est susceptible d'entraîner l'indisponibilité d'un équipement de *transport* important dont le délai de livraison est d'au moins un an (par exemple un transformateur), l'impact de cette indisponibilité possible sur le comportement du *réseau* doit être évalué. À partir de cette évaluation, une analyse doit être effectuée pour les catégories P0, P1 et P2 définies au tableau 1, avec les conditions de *réseau* attendues pendant l'indisponibilité possible de cet équipement à long délai de livraison.

2.2. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par l'étude courante annuelle suivante, en plus d'études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2 :

2.2.1. une étude courante qui évalue les conditions de pointe de *charge* du *réseau* prévues pour une des années de l'*horizon de planification du transport à long terme*, avec raisonnement du choix de l'année en question.

2.3. La portion analyse de court-circuit de l'*évaluation de la planification* doit être effectuée annuellement pour l'*horizon de planification du transport à court terme* et peut être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. L'analyse doit servir à déterminer si les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure suffisant pour les *défauts* qu'ils devront éliminer en utilisant le modèle de court-circuit du *réseau* intégrant les *installations* de production et de *transport* dont la mise en service est projetée et qui sont susceptibles d'influer sur la zone d'étude.

2.4. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études suivantes sont requises :

2.4.1. La pointe de *charge* du *réseau* pour une des cinq années. Les niveaux de pointe de *charge* du *réseau*doivent être liés à un modèle de *charge* qui représente le comportement dynamique prévu des *charges* susceptibles d'influer sur la zone d'étude, compte tenu du comportement des *charges* de moteur à induction. Un modèle de *charge* globale du *réseau* qui représente le comportement dynamique de l'ensemble de la *charge* est acceptable.

2.4.2. La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.

2.4.3. Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.4.1 et 2.4.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin, l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable de comportement :

- les hypothèses quant au niveau de *charge*, à la prévision de *charge* ou au modèle de *charge* dynamique ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations* de *transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition.

2.4.4. Lorsqu'une ou des indisponibilités connues d'*installations* de production ou de *transport* sont programmées dans l'horizon de planification à court terme, l'impact d'une sélection d'indisponibilités connues sur le comportement du *réseau* doit être évalué. La sélection des indisponibilités à évaluer doit être faite selon une procédure de coordination des retraits ou une démarche technique documentée établie par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. Les indisponibilités connues ne doivent pas être exclues uniquement en raison de leur durée. L'évaluation doit être effectuée pour la catégorie P1 définie au tableau 1 avec les conditions de pointe ou hors pointe présentes dans le *réseau* lors des périodes pour lesquelles les indisponibilités connues sont programmées. Cette évaluation doit porter au minimum sur les indisponibilités connues qui devraient produire des impacts *réseau* plus sévères sur la portion du *BES* du *coordonnateur de la planification* ou du *planificateur de réseau de transport*. La sélection des indisponibilités connues peut s'appuyer sur des études passées ou courantes, si ces études incluent des situations et des configurations post-*contingence* du *réseau* comparables à celles qui sont consécutives aux événements des catégories P3 ou P6 du tableau 1.

2.4.5. Lorsque la stratégie d'une entité en matière d'équipement de rechange est susceptible d'entraîner l'indisponibilité d'un équipement de *transport* important dont le délai de livraison est d'au moins un an (par exemple un transformateur), l'impact de cette indisponibilité possible sur le comportement du *réseau* doit être évalué. À partir de cette évaluation, une analyse doit être effectuée pour les événements sélectionnés dans les catégories P1 et P2 définies au tableau 1 pour lesquels l'indisponibilité devrait produire des impacts *réseau* plus sévères sur la portion du *BES* de l'entité. L'analyse doit simuler les conditions que le *réseau* devrait affronter pendant l'indisponibilité possible de l'équipement à long délai de livraison.

2.5. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit évaluer l'impact d'ajouts ou de changements importants projetés à la capacité de production sur cette période et doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2, et doit comprendre une documentation à l'appui du raisonnement technique des changements importants envisagés.

2.6. Il est permis d'utiliser des études passées pour appuyer l'*évaluation de la planification* si ces études répondent aux exigences suivantes :

2.6.1. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, l'étude doit dater d'au plus cinq années civiles, à moins qu'un raisonnement technique puisse être fourni pour démontrer que les résultats d'une étude plus ancienne demeurent valides.

2.6.2. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, aucun changement important ne doit avoir été apporté au *réseau* représenté dans l'étude. Une documentation à l'appui du raisonnement technique de l'absence de changements importants doit être fournie.

2.7. 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. Les *évaluations de la planification* subséquentes pourront apporter des révisions aux *plans d'actions correctives*, mais le *réseau* planifié devra continuer de répondre aux critères de comportement du tableau 1. Il n'est pas nécessaire d'établir des *plans d'actions correctives* pour modifier les critères de comportement en réponse à un seul cas de sensibilité analysé selon les alinéas 2.1.3 et 2.4.3 de l'exigence E2. Le ou les *plans d'actions correctives* doivent :

2.7.1. présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Les exemples de telles actions comprennent :

- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations* de *transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
- l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau ;*

- l'installation ou la modification de dispositifs automatiques de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de *stabilité ;*
- l'installation ou la modification de dispositifs manuels ou automatiques de réduction ou de rejet de production en réponse à une *contingence* simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de régime permanent ;
- l'utilisation de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives ;*
- le recours à des demandes tarifaires, à la *gestion de la demande*, à des nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;

2.7.2. comporter des actions visant à résoudre des lacunes de comportement signalées dans plusieurs études de sensibilité, ou présenter un raisonnement de la non-nécessité de ces actions ;

2.7.3. 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* ;

2.7.4. faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations* de *réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.

2.8. Pour l'analyse de court-circuit, si le courant de court-circuit à interrompre par les disjoncteurs, tel que déterminé selon l'alinéa 2.3 de l'exigence E2, dépasse leurs *caractéristiques assignées d'équipement*, l'*évaluation de la planification* doit comprendre un *plan d'actions correctives* pour corriger les infractions liées aux *caractéristiques assignées de l'équipement*. Ce *plan d'actions correctives* doit remplir les conditions suivantes :

2.8.1. Présenter la liste des lacunes du *réseau*, avec les actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*.

2.8.2. Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations* de *réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.

M2. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives datées, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il a préparé une *évaluation de la planification* annuelle pour sa portion du *BES* conformément à l'exigence E2.

E3. Pour la portion analyse en régime permanent de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer des études pour l'*horizon de planification du transport à court terme* et l'*horizon de planification du transport à long terme* conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

3.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 3.4 de l'exigence E3.

3.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont recensés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée.

3.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 doivent remplir les conditions suivantes :

3.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :

3.3.1.1. déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la limite minimale connue ou présumée en régime permanent du groupe de production ou de sa tenue aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées ;

3.3.1.2. déclenchement d'éléments de *transport* si les limites de capacité de *charge* des relais sont dépassées.

3.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime permanent des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des transformateurs déphaseurs, des transformateurs avec changeur de prises en charge ainsi que des condensateurs et des inductances commutables.

3.4. Les événements de planification du tableau 1 qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du *BES* doivent être recensés, et une liste doit être établie des *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

3.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.

3.5. Les événements extrêmes du tableau 1 qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être recensés, et une liste doit être établie de ces événements à évaluer conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

M3. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives datées, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E3.

E4. Pour l'analyse de *stabilité* prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer les analyses de *contingences* indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

4.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 4.4 de l'exigence E4.

4.1.1. Pour l'événement de planification P1 : aucun groupe de production ne doit décrocher. Le fait qu'un groupe de production soit débranché du *réseau* par l'élimination d'un défaut ou par l'action d'un *automatisme de réseau* n'est pas considéré comme un décrochage.

4.1.2. Pour les événements de planification P2 à P7 : lorsqu'un groupe de production décroche au cours d'une simulation, les fluctuations d'impédance apparente qui s'ensuivent ne doivent entraîner la mise hors circuit d'aucun élément du réseau de *transport* autre que le groupe de production et les *installations* qui y sont raccordées directement.

4.1.3. Pour les événements de planification P1 à P7 : les oscillations de puissance doivent présenter un amortissement jugé acceptable par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

4.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont recensés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences doit être effectuée.

4.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 doivent remplir les conditions suivantes :

4.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :

4.3.1.1. réenclenchement à grande vitesse (moins de 1 seconde) réussi et réenclenchement à grande vitesse non réussi à la suite d'un *défaut*, si des dispositifs de réenclenchement à grande vitesse sont utilisés ;

4.3.1.2. déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la valeur de tenue du groupe de production aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées ;

4.3.1.3. déclenchement de lignes de *transport* ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent l'intervention du *système de protection*, d'après des modèles de relais génériques ou réels.

4.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime dynamique des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des stabilisateurs d'excitation de groupes de production, des stabilisateurs de puissance, des compensateurs statiques, des contrôleurs de transit de puissance et des contrôleurs de *transport* de courant continu.

4.4. Les événements de planification du tableau 1 qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du *BES* doivent être recensés, et une liste doit être établie des *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

4.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.

4.5. Les événements extrêmes du tableau 1 qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être recensés et une liste doit être établie des événements à évaluer conformément à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.

M4. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives datées, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit avoir des critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*. Dans le cas de la réponse aux tensions transitoires, les critères doivent au minimum spécifier une limite inférieure de tension et une durée maximale pendant laquelle les tensions transitoires peuvent demeurer sous cette limite.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M5. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives datées, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*, conformément à l'exigence E5.

E6. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit définir et documenter, dans son *évaluation de la planification*, les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M6. Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une ou des pièces justificatives datées, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé afin de préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E6.

E7. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement à la réalisation des études requises pour l'*évaluation de la planification*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long à terme]

M7. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir de la documentation datée – par exemple des procès-verbaux de réunion, des lettres d'entente et des courriels – qui attestent la conclusion d'une entente sur les responsabilités individuelles et partagées relativement à la réalisation des études et des évaluations requises, conformément à l'exigence E7.

E8. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit distribuer le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, dans les 90 jours civils après avoir terminé ses *évaluations de la planification*, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

8.1. Si un destinataire des résultats d'*évaluation de la planification* présente des commentaires écrits sur ces résultats, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* concerné doit fournir une réponse écrite au destinataire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires

M8. Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir une ou des pièces justificatives – par exemple des avis par courriel, une documentation de mise à jour de pages Web, des reçus postaux indiquant le destinataire et la date ou encore la pièce justificative d'un affichage public – attestant qu'il a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils après les avoir terminées, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en a fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande, et que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur les résultats de l'*évaluation de la planification*, dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation de spièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données indiquées aux mesures M1 à M8 ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pour chacune des exigences de la présente norme pendant trois années civiles.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*

1.4. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet.

1.5. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

- Audits de conformité

- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes de conformité
- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.6. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	**VSL Modéré**	**VSL Élevé**	**VSL Critique**
E1.	Un des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de l'exigence E1 n'est pas représenté dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Deux des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Trois des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable.	Au moins quatre des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de *réseau* de l'entité responsable. OU Le modèle de *réseau* de l'entité responsable ne représente pas les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1. OU Le modèle de *réseau* de l'entité responsable n'utilise pas des données compatibles à celles fournies conformément à la norme MOD-032 et d'autres sources, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*.
E2.	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.6 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.3 ou l'alinéa 2.8 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté un des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4, 2.5 ou 2.7.	L'entité responsable n'a pas respecté au moins deux des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4 ou 2.7. OU L'entité responsable n'a pas réalisé d'*évaluation de la planification* annuelle.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	**VSL Modéré**	**VSL Élevé**	**VSL Critique**
E3.	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 3.4 de l'exigence E3, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse des *contingences* indiquée à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études requises pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas des catégories P0 ou P1 du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E4.	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 4.4 de l'exigence E4, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse des *contingences* indiquée à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le *BES* répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	**VSL Modéré**	**VSL Élevé**	**VSL Critique**
E5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas adopté de critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*.
E6.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas défini et documenté les critères ou la méthodologie utilisés dans son analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* conformément à l'exigence E6.
E7.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *coordonnateur de la planification* n'a pas établi, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	**VSL Modéré**	**VSL Élevé**	**VSL Critique**
E8.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 30 jours civils et d'au plus 40 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 120 jours civils et d'au plus 130 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 40 jours civils et d'au plus 50 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 130 jours civils et d'au plus 140 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 50 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant cette demande.	L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, mais dans un délai supérieur à 140 jours civils après les avoir terminées. OU L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents. OU L'entité responsable a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 60 jours civils suivant cette demande. OU L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
0	8 février 2005	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
0	3 juin 2005	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E2.1 et à TPL-001-0 E2.2.	Erratum
0	24 juillet 2007	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E1 et à TPL-001-0 E2.	Erratum
0.1	29 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC des errata ; changement à « 0.1 » du numéro de version.	Erratum
0.1	13 mai 2009	Approbation par la FERC ; mise à jour de la date d'entrée en vigueur et des pieds de page	Révision
1	Approbation par le conseil d'administration de la NERC le 17 février 2011	Révision de la note b aux fins de la conformité à l'ordonnance RM06-16-009 de la FERC.	Révision (projet 2010-11)
2	4 août 2011	Révision de TPL-001-1, avec intégration et amélioration des exigences des normes TPL-001-0, TPL-002-0, TPL-003-0 et TPL-004-0 en une seule norme unifiée, homogène et complète : TPL-001-2. Abrogation de TPL-005-0 et de TPL-006-0.	Révision complète (projet 2006-02)
2	4 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	19 avril 2012	L'ordonnance 762 de la FERC conclut au renvoi des normes TPL-001-1, TPL-002-1b, TPL-003-1a et TPL-004-1. La FERC publie aussi une proposition réglementaire (NOPR) portant sur le renvoi de TPL-001-2. La NERC est invitée à réviser la note b pour la rendre conforme aux ordonnances 762 et 693.	
3	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-3 est créée après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC de la note b révisée dans la norme TPL-002-2b, votée et jointe aux normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0.	

4	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-4 est adoptée par le conseil d'administration de la NERC sous le numéro TPL-001-3, mais l'erreur de numérotation a été repérée et corrigée avant le dépôt auprès des organismes de réglementation.	
4	17 octobre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme TPL-001-4 (ordonnance en vigueur le 23 décembre 2013).	
4	7 mai 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC du changement au VRF de l'exigence E1 passant de moyen à élevé.	
4	26 novembre 2014	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant le changement au VRF de l'exigence E1 passant de moyen à élevé.	
5	7 novembre 2018	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision concernant les problèmes de fiabilité indiqués dans les ordonnances 754 et 786 de la FERC et la mise à jour des renvois aux *normes de fiabilité* MOD dans la norme TPL-001.
5	23 janvier 2020	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-001-5 (dossier RM19-10-000).	
5.1	10 juin 2020	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-001-5.1 (dossier RD20-8-000).	Erratum
5.1	29 juillet 2020	Entrée en vigueur	1er juillet 2023

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification
Régime permanent et *stabilité*
a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'îlotage non contrôlé.
b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.
c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.
d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.
e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.
Régime permanent seulement
f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.
g. Les tensions en régime permanent du *réseau* et les écarts de tension post-*contingence* doivent être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
h. L'événement de planification P0 s'applique uniquement au régime permanent.
i. La réponse d'une *charge* sensible aux variations de tension qui est débranchée du *réseau* par un équipement du consommateur final en réponse à un événement n'est pas considérée comme un facteur qui contribue au respect des critères de comportement en régime permanent.
***Stabilité* seulement**
j. La réponse aux tensions transitoires doit être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du *BES*[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P0 Pas de *contingence*	*Réseau* normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non
P1 *Contingence* simple	*Réseau* normal	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P2 *Contingence* simple	*Réseau* normal	1. Ouverture d'une section de ligne sans défaut[7]	S.O.	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		2. *Défaut* dans une section de barres	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		3. *Défaut* interne d'un disjoncteur[8] (autre qu'un *disjoncteur d'attache*)	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		4. *Défaut* interne d'un disjoncteur (*disjoncteur d'attache*)[8]	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

TPL-001-5.1 — Critères de comportement pour la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du *BES*[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P3 *Contingence* multiple	Perte de groupe de production, puis réglages du *réseau*[9]	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Non[9]	Non[12]
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P4 *Contingence* multiple (*défaut* plus disjoncteur bloqué[10])	*Réseau* normal	Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (autre qu'un *disjoncteur d'attache*) bloqué[10] pendant une tentative d'élimination d'un *défaut* sur un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6] 5. Section de barres	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
		6. Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (*disjoncteur d'attache*) bloqué[10] pendant une tentative d'élimination d'un *défaut* sur le jeu de barres connexe	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Catégorie	Situation initiale	Événement[1]	Type de *défaut*[2]	Niveau du *BES*[3]	Interruption du *service de transport ferme*[4] autorisée	*Perte de charge non subordonnée* autorisée
P5 *Contingence* multiple (*défaut* plus non-fonctionnement d'un composant non redondant de *système de protection*)	*Réseau* normal	*Élimination retardée d'un défaut* due à la défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*[13] censé protéger l'élément en *défaut*, pour un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de *transport* 3. Transformateur[5] 4. Élément shunt[6] 5. Section de barres	1ØT	THT	Non[9]	Non
				HT	Oui	Oui
P6 *Contingence* multiple (chevauchement de deux *contingences* simples)	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du *réseau*[9] : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6] 4. Pôle d'une ligne à courant continu	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de *transport* 2. Transformateur[5] 3. Élément shunt[6]	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
		4. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P7 *Contingence* multiple *(*support commun*)*	*Réseau* normal	Perte de : 1. deux circuits adjacents (verticalement ou horizontalement) sur un support commun[11] 2. une ligne à courant continu bipolaire	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Événements extrêmes

Régime permanent et *stabilité*

Pour tous les événements extrêmes évalués :

a. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et les commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*.

b. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

Régime permanent

1. Perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur suivi, avant l'application des réglages du *réseau*, de la perte d'un seul autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur.
2. Événements dans une zone locale ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple :
    a. perte d'une ligne sur pylônes de trois circuits ou plus[11] ;
    b. perte de toutes les lignes de *transport* d'une *emprise* commune[11] ;
    c. perte d'un poste de sectionnement ou de transformation (perte d'un niveau de tension et des transformateurs) ;
    d. perte de tous les groupes d'une centrale ;
    e. perte d'une *charge* importante ou d'un centre de *charge* majeur.
3. Événements dans une zone étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport* en raison de la topologie du *réseau*, par exemple :
    a. perte de deux centrales de production résultant de conditions comme les suivantes :
        i. perte d'un important gazoduc desservant une ou plusieurs régions où se trouve une importante production au gaz naturel ;
        ii. perte d'accès à une grande étendue d'eau utilisée pour le refroidissement d'installations de production ;
        iii. incendies de forêt ;

Stabilité

1. À partir d'une situation initiale découlant de la perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur, appliquer un défaut triphasé sur un autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur avant l'application des réglages du *réseau*.
2. Événements dans une zone locale ou étendue ayant un effet sur le *réseau* de *transport*, par exemple :
    a. défaut triphasé sur un groupe de production, avec un disjoncteur bloqué[10] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    b. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec un disjoncteur bloqué[10] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    c. défaut triphasé sur un transformateur, avec un disjoncteur bloqué[10] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    d. défaut triphasé sur une section de barres, avec un disjoncteur bloqué[10] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    e. défaut triphasé sur un groupe de production, avec défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    f. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
    g. défaut triphasé sur un transformateur, avec défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Événements extrêmes	
iv. fortes intempéries (ouragans, tornades, etc.) ; v. cyberattaque réussie ; vi. mise à l'arrêt d'une ou de plusieurs centrales nucléaires et d'installations connexes pendant au moins une journée pour des causes communes, comme des problèmes touchant des centrales de même type ; b. autres événements susceptibles, selon l'expérience d'exploitation, d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.	h. défaut triphasé sur une section de barres, avec défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*[13] entraînant l'*élimination retardée du défaut* ; i. défaut triphasé interne d'un disjoncteur ; j. autres événements déterminés d'après l'expérience d'exploitation, par exemple des événements déclencheurs qu'on juge susceptibles d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Notes du tableau **(Événements de planification et événements extrêmes)**
1. Si l'événement analysé met en jeu des éléments du *BES* à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de l'événement analysé qui établit les critères de comportement déclarés concernant le recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme* et à une *perte de charge non subordonnée*.
2. Sauf indication particulière, simuler l'*élimination normale des défauts.* Les défauts monophasés à la terre (1ØT) ou triphasés (3Ø) sont les types de défaut à évaluer dans les simulations de *stabilité* pour l'événement décrit. Une étude de défaut triphasé ou biphasé à la terre qui indique que les critères sont respectés est une preuve suffisante que ces critères seraient également respectés en cas de défaut monophasé à la terre.
3. Les références au niveau du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) concernent les *installations* à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 300 kV, et les *installations* à haute tension (HT), définies comme les *réseaux* à 300 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant au recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme* et à une *perte de charge non subordonnée*.
4. La réduction du *service de transport ferme* conditionnel est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du *service de transport ferme* conditionnel.
5. Pour les événements d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence, telle que spécifiée à la note 1, s'applique à l'enroulement du côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour les événements d'indisponibilité de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence correspond à la tension connectée au *BES* (côté haute tension du transformateur élévateur). Les exigences applicables aux transformateurs s'appliquent aussi aux transformateurs à fréquence variable et aux transformateurs déphaseurs.
6. Les exigences applicables aux éléments shunt s'appliquent aussi aux systèmes de transport à courant alternatif flexibles (FACTS) reliés à la terre.
7. Ouverture d'une extrémité de section de ligne en l'absence de défaut dans un circuit de *transport* configuré normalement qui fait en sorte que la ligne desserve une *charge* radiale à partir d'un point d'alimentation unique.
8. L'expression « défaut interne d'un disjoncteur » signifie que le défaut est situé à l'intérieur même du disjoncteur, ce qui entraîne un défaut dans le *réseau* qui doit être éliminé par les protections en amont et en aval du disjoncteur.
9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du *service de transport ferme* découlant d'événements de *contingence*. La réduction du *service de transport ferme* est autorisée à titre d'ajustement du *réseau* (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les *installations*, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du *planificateur de réseau de transport*, restent à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées d'installation* et que le changement de répartition n'entraîne aucune *perte de charge non subordonnée*. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources.
10. Dans le cas d'un disjoncteur à commande simultanée des pôles, l'expression « disjoncteur bloqué » signifie que les trois phases du disjoncteur restent fermées. Dans le cas d'un disjoncteur à commande unipolaire (IPO) ou d'un disjoncteur à commande unipolaire de déclenchement (IPT), on présume qu'un seul pôle reste fermé. Un disjoncteur bloqué a pour conséquence l'*élimination retardée du défaut*.
11. À l'exclusion des circuits qui se trouvent sur des supports communs (événement de planification P7 et événement extrême 2a d'analyse en régime permanent) ou dans une *emprise* commune (événement extrême 2b d'analyse en régime permanent) sur une distance de 1,6 km (1 mille) ou moins.
12. 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

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Notes du tableau

(Événements de planification et événements extrêmes)

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.

13. Aux fins de la présente norme, les composants non redondants d'un *système de protection* à prendre en compte sont les suivants :
    a. un relais de protection unique qui réagit à des grandeurs électriques, sans solution de rechange (réagissant ou non à des grandeurs électriques) assurant des délais comparables d'*élimination normale d'un défaut* ;
    b. un système de communication unique associé à des fonctions de protection, qui est nécessaire au bon fonctionnement d'un automatisme de protection à liaison de communication, lequel est requis pour l'*élimination normale d'un défaut* (sauf si un tel système de communication fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle*) ;
    c. une alimentation de poste à c.c. unique associée à des fonctions de protection requises pour l'*élimination normale d'un défaut* (sauf si une telle alimentation fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle* tant pour les sous-tensions que les coupures de circuit) ;
    d. un circuit de commande unique (pouvant comprendre des relais auxiliaires et des relais de blocage) associé à des fonctions de protection, à partir de l'alimentation c.c. jusqu'à la bobine de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure inclusivement, requises pour l'*élimination normale d'un défaut* (exclusion possible de la bobine de déclenchement si elle fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle*).

Annexe 1

I. Processus de consultation des parties concernées

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 :

1. Les réunions doivent être ouvertes aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité.
2. Un préavis des réunions doit être donné aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité, et comporter un ordre du jour indiquant :
    a. la date, l'heure et le lieu de la réunion ;
    b. le ou les endroits précis de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 ;
    c. une période pendant laquelle les parties concernées pourront transmettre leurs commentaires.
3. Une information adéquate sur le but visé et sur l'ampleur de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 doit être mise à la disposition des participants à la réunion, et comporter les détails prescrits à la section II ci-après.
4. Une procédure appropriée doit permettre aux parties concernées de soumettre par écrit des questions ou préoccupations et de recevoir des réponses par écrit.
5. Un mécanisme de résolution des différends doit être prévu pour les questions ou préoccupations soulevées en vertu de l'alinéa 4 ci-dessus et auxquelles la partie concernée n'obtient pas une réponse satisfaisante.

L'entité responsable n'est pas tenue de reprendre le processus de consultation des parties concernées pour une proposition relative à la note 12 dans le cadre d'*évaluations de la planification* subséquentes, à moins que les conditions spécifiées à la section II ci-après aient changé significativement pour la proposition en question.

II. Information à fournir en vertu de l'alinéa 3 du processus de consultation des parties concernées

L'entité responsable doit documenter tout recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, en précisant les renseignements suivants :

1. Conditions dans lesquelles une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 serait nécessaire :
    a. niveau de *charge* du *réseau* et estimation du nombre annuel d'heures d'exposition à une *charge* égale ou supérieure à ce niveau ;
    b. *contingences* pertinentes et *installations* que ces *contingences* forceraient à s'écarter de leurs caractéristiques assignées pertinentes.

2. Valeur de la *perte de charge non subordonnée*, avec :
    a. estimation du nombre et du type de clients touchés ;
    b. explication des effets sur la santé, la sécurité et le bien-être de la population du recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
3. Estimation de la fréquence des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
4. Prévision de la durée des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
5. Moyens envisagés pour réduire le besoin de recourir à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
6. Assurance que les critères de comportement dans les *normes de fiabilité* TPL seront respectés suivant l'application de la note 12.
7. Solutions de rechange à une *perte de charge non subordonnée* envisagées et raisonnement motivant la décision de ne pas opter pour ces solutions compte tenu de la note 12.
8. Évaluation du potentiel de chevauchement des recours à la note 12, notamment les chevauchements avec les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes.

III. Cas dans lesquels un examen réglementaire est requis pour une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12

Avant qu'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisée comme élément d'un *plan d'actions correctives* au cours de l'*année un* d'une *évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit s'assurer que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

1. Si le niveau de tension de la *contingence* est supérieur à 300 kV, ce niveau étant déterminé ainsi :
    a. si la *contingence* analysée met en jeu des éléments du *BES* à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension du *réseau* le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de la *contingence* analysée qui établit les critères de comportement déclarés concernant l'autorisation d'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, ou ;
    b. pour une *contingence* d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour une *contingence* de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à la tension connectée au *BES* (côté haute tension du transformateur élévateur).
2. Si la *perte de charge non subordonnée* planifiée selon la note 12 est d'au moins 25 MW.

Une fois reçue l'assurance que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit

soumettre à l'ERO l'information prescrite aux alinéas 1 à 8 de la section II ci-dessus, afin de permettre d'établir si des *impacts négatifs sur la fiabilité* peuvent découler du recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

Annexe TPL-001-5.1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

TPL-001-5.1 – Critères de comportement pour la planification du réseau de transport

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité :

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

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 15 septembre 2026

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 15 septembre 2026

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1er octobre 2029

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME TPL-001-5.1

Exigences	Dates de mise en application
Toutes sauf l'exigence E2.7 pour les composants non redondants d'un *système de protection* identifié à la catégorie P5 du tableau 1 et précisé à la note de bas de page 13, éléments a), b), c) et d). Note : La première *évaluation de la planification* annuelle doit être complétée conformément à la TPL-001-5.1 sauf pour les *plans d'actions correctives* de la révision de la catégorie P5, au plus tard à cette date.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois suivant l'approbation de la Régie
Exigence E2.7 pour le développement des *plans d'actions correctives* afin d'atteindre les critères de comportements requis pour la catégorie P5 du tableau 1 sauf la partie en gras de l'exigence E2.7 suivante « Les *évaluations de la planification* subséquentes pourront apporter des révisions aux *plans d'actions correctives*, **mais le *réseau* planifié devra continuer de répondre aux critères de comportement du tableau 1** » et ce, seulement pour la catégorie d'événement P5 qui concerne les composants non redondants d'un *système de protection*	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 60 mois suivant l'approbation de la Régie

identifié à la note de bas de page 13 a), b), c) et d). Note : Toutes les *évaluations de la planification* après cette date doivent comporter des *plans d'actions correctives* pour tout non-respect des critères de comportement établit pour les événements de catégorie P5 du tableau 1, lorsqu'identifié.	
Toutes les exigences sont applicables.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 180 mois suivant l'approbation de la Régie

B. Exigences et mesures

Remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

1.4. Période de surveillance de la conformité et d'application des normes

Aucune disposition particulière.

1.5. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière.

1.6. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

Annexe TPL-001-5.1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme

TPL-001-5.1 – Critères de comportement pour la planification du réseau de transport

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Tableau 1

Remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

Modification du Tableau 1 :

Seuls les événements P0, P1 et P5 et les événements extrêmes s'appliquent au niveau HT.

Les transformateurs de puissance dont au moins un enroulement est au niveau THT sont assujettis à tous les événements du Tableau 1 de la norme.

Les événements du Tableau 1 ne s'appliquent pas à une ressource de production *non raccordée au RTP*.

Modification de la Note 3 du Tableau 1 :

Les références au niveau du *réseau de transport principal* (RTP) concernent les installations à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 400 kV, et les installations à haute tension (HT), définies comme les réseaux à 400 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant au recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme* et à une *perte de charge non subordonnée*.

Annexe 1

Remplacer « *BES* » par « *RTP* ».

Remplacer « *300 kV* » par « *400 kV* ».

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 septembre 2026	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2026-103.	Nouvelle