Énergie NB Power

Critères de planification du transport d'énergie

PRÉFACE

Le présent document a été rédigé en vue de décrire les critères de la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB) pour l'évaluation du réseau de transport interconnecté afin de s'assurer que ce dernier répond aux exigences établies en matière de rendement.

APPROBATION DU DOCUMENT

Le présent document a été produit et examiné par le service de la planification du transport.

Ingénieur en planification : APPROUVÉ

Signature _____ Date _____

Directeur, Services techniques : APPROUVÉ

Signature _____ Date _____

Cette page est laissée vide délibérément.

TABLE DES MATIÈRES

Page

1.0 INTRODUCTION 1
1.1 Objet 1
1.2 Contrôle des documents 1

2.0 EXIGENCES DE CONFORMITÉ 2
2.1 Normes de fiabilité 2
2.2 Critères du Northeast Power Coordinating Council 2

3.0 CRITÈRES DE PLANIFICATION DU TRANSPORT D'ÉNERGIE 3
3.1 Modèles informatiques du réseau électrique 3
3.2 Critères de contingence simple (N-1) 3
3.3 Limites de tension et de MVA 4
3.4 Variation de tension acceptable pour la commutation des éléments réactifs 5
3.5 Perte de charge 5
3.6 Contingence à l'étude 5
3.7 Contingences associées aux transformateurs 5
3.8 Stabilité dynamique 6
3.9 Niveaux de court-circuit 6
3.10 Automatismes de réseau 6
3.11 Capacité des groupes électrogènes en MVA 6
3.12 Interface de la centrale nucléaire de Point Lepreau 6

4.0 BIBLIOGRAPHIE 7

5.0 HISTORIQUE DES MODIFICATIONS 8

1.0 INTRODUCTION

Le groupe de planification du transport d'Énergie NB a pour fonction de veiller à la mise sur pied coordonnée d'un réseau de transport sécuritaire, fiable, efficace et économique au profit de la province du Nouveau-Brunswick.

Le processus de planification comprend le recours à des études du réseau électrique à l'aide de simulations par ordinateur pour montrer que le réseau répond à certains critères de planification concernant ses utilisations actuelles et futures. Lorsque les simulations par ordinateur révèlent que le réseau électrique ne remplit pas les critères de planification, le processus de planification du transport consiste à mettre au point des solutions de transport économiques faisant en sorte qu'il y satisfasse.

1.1 Objet

Le présent document expose les critères de planification auxquels se conforme le groupe de planification du transport d'Énergie NB en ce qui concerne la réalisation des études du réseau électrique. Lorsqu'il existe des critères de planification applicables dans d'autres documents, on a pris soin, plutôt que de les reproduire ci-après, d'inclure des renvois aux documents dans lesquels ils figurent.

Le présent document ne vise pas à décrire le processus de planification. D'autres documents d'orientation de Transport Énergie NB décrivent les méthodes selon lesquelles les études sont effectivement réalisées et documentées. Les versions approuvées les plus récentes de ces documents sont accessibles électroniquement sur le site SharePoint de Transport Énergie NB.

1.2 Contrôle des documents

Le présent document se veut un document de travail qui sera examiné au moins une fois l'an par le groupe de planification en vue de vérifier si l'information qu'il contient est à jour.

Son contrôle s'effectuera conformément aux exigences de contrôle de la documentation établies dans la procédure SU6-A00050-0002. Aucune version papier contrôlée du document ne sera conservée. Une version contrôlée sera toutefois conservée sur le site SharePoint, sous « Planification ». Toute copie (papier ou numérique) du présent document est considérée comme étant un document « non contrôlé ».

EXIGENCES DE CONFORMITÉ

2.1 Critères de la North American Electric Reliability Corporation (NERC)

Le groupe de planification du transport d'Énergie NB s'assurera que le réseau du Nouveau-Brunswick satisfait à tous les critères applicables exposés dans les normes de fiabilité de la NERC en ce qui concerne la planification du transport. Ces normes s'appliquent à tous les éléments du réseau électrique considérés comme faisant partie du réseau électrique en vrac. Des renseignements à leur sujet sont accessibles sur le site Web de la NERC (www.nerc.com).

2.2 Critères du Northeast Power Coordinating Council (NPCC)

Le groupe de planification du transport d'Énergie NB s'assurera que le réseau du Nouveau-Brunswick satisfait à tous les critères exposés dans le Répertoire n° 1 du NPCC ayant pour titre *Design and Operation of the Bulk Power System*. Ces critères s'appliquent à l'ensemble des éléments du réseau électrique considérés par le NPCC comme faisant partie du réseau de production-transport (RPT). Les critères permettant de déterminer quels éléments du réseau appartiennent au RPT sont exposés dans le document A-10 du NPCC intitulé *Classification of Bulk Power System Elements*. Cette information est accessible sur le site Web du NPCC (www.npcc.org).

3.0 CRITÈRES DE PLANIFICATION DU TRANSPORT D'ÉNERGIE

Les normes applicables de la NERC et les critères applicables du NPCC énoncent les critères généraux selon lesquels le réseau électrique doit être conçu, en ce qui concerne les calendriers d'exécution des études et les conditions précontingence et postcontingence acceptables, pour certaines contingences d'étude définies (pour la partie du réseau électrique à laquelle chacun s'applique, qu'il s'agisse du réseau électrique en vrac ou du réseau de production-transport).

Les présents critères de planification du transport d'Énergie NB exposent les réponses précontingence et postcontingence spécifiques acceptables du réseau électrique pour tous ses éléments, y compris tous les éléments de 69 kV et plus.

3.1 Modèles informatiques du réseau électrique

Énergie NB utilise le programme Power System Simulator for Engineers (PSSE) pour effectuer des études de planification.

Le document intitulé *Guide for Base Case Development* définit la méthodologie qu'emploie Transport Énergie NB pour établir les scénarios de référence servant aux études du réseau.

3.2 Critères de contingence simple (N-1)

À partir des conditions normales d'exploitation, le réseau de transport doit pouvoir résister à une contingence simple. Cette dernière est définie comme étant un événement résultant d'une cause unique et menant à la perte d'un ou plusieurs éléments du réseau. L'interprétation la plus courante de cette définition suppose la perte :

- d'un transformateur;
- d'un circuit de transport;
- d'un groupe électrogène;
- d'une section de barres;
- d'un circuit CCHT.

Le réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick est actuellement planifié, conçu et exploité selon ce critère de contingence simple, aussi appelé critère « N-1 ».

La résistance à une contingence simple signifie que la contingence en question n'entraînera pas le dépassement des limites de tension et de MVA applicables (qui, dans ce cas, sont les limites postcontingence) ni ne provoquera l'instabilité du réseau et que toutes les charges fermes interrompues pourront être rétablies dans un délai raisonnable par voie de manœuvres de commutation, de reconfiguration du réseau, de réparation de l'équipement ou de l'installation d'équipement temporaire.

Pour démontrer que la planification du réseau satisfait au critère N-1, des études adéquates, pouvant comprendre la simulation de la perte d'un élément sans défaut et de la perte d'un élément avec défaut monophasé ou triphasé à la terre, seront menées.

Dans certaines circonstances, par exemple lorsque la fiabilité du service offert à la clientèle soulève des inquiétudes, le groupe de planification du transport d'Énergie NB pourrait concevoir des systèmes de transport excédant ces critères.

Bien que la défaillance d'un disjoncteur soit considérée comme étant une contingence de conception par les normes TPL de la NERC et le Répertoire n° 1 du NPCC applicables aux parties du réseau électrique constituant le réseau électrique en vrac et le réseau de production-transport, les critères de planification d'Énergie NB n'exigent pas l'application d'une telle défaillance en tant que contingence de conception pour les autres parties du réseau. On peut cependant en tenir compte, lorsque la situation le justifie, pour assurer la fiabilité désirée du réseau.

3.3 Limites de tension et de MVA pour les conditions normales et N-1

Aux fins de la planification, le groupe de planification du transport d'Énergie NB utilise les termes « limites précontingence » et « limites postcontingence », qui correspondent respectivement aux termes « limites normales » et « limites d'urgence ».

Toujours aux fins de la planification, les limites précontingence ne peuvent être dépassées dans des conditions précontingence. Au moment de l'étude d'une contingence, les limites postcontingence ne peuvent être dépassées et le réseau doit avoir la souplesse nécessaire pour permettre, après la contingence, de ramener la charge de l'équipement dans les limites précontingence au moyen d'une combinaison des éléments suivants :

- des changeurs de prise de transformateurs;
- la modification de la distribution de la production;
- la modification de l'architecture du réseau;
- la réduction des exportations non fermes;
- la réduction des charges non fermes.

Ces mesures doivent être considérées comme étant raisonnables dans les délais inhérents à l'exploitation du réseau électrique.

Les limites de tension et de MVA applicables à l'équipement d'Énergie NB sont décrites dans le document de planification du transport intitulé *Guide sur les caractéristiques nominales des installations électriques*.

Lorsque les études de planification indiquent que les limites de tension précontingence ou postcontingence sont dépassées, des plans doivent être établis pour atténuer les dépassements dans les postes électriques à tous les niveaux de tension. Les plans d'atténuation des dépassements dans les sous-stations des clients pourraient cependant comprendre l'acceptation d'une tension se situant à l'extérieur des limites précontingence ou postcontingence, étant donné que les clients disposent, dans leurs sous-stations, d'une capacité d'amplification de la tension (changeurs de prise de transformateurs ou régulateurs).De même, les plans d'atténuation des dépassements dans les jeux de barres des postes électriques pourraient comprendre l'acceptation d'une tension se situant hors des limites précontingence ou postcontingence, étant donné que le dépassement est peu susceptible de survenir, qu'il peut être atténué de façon opérationnelle dans des délais raisonnables et qu'il

n'entraînera aucune transgression des critères pour quelque élément du réseau électrique en vrac que ce soit.

Lorsque les études de planification indiquent que les limites de MVA précontingence ou postcontingence sont dépassées, des plans doivent être établis pour atténuer les dépassements concernant tous les éléments considérés par la NERC comme faisant partie du réseau électrique en vrac. Les plans d'atténuation des dépassements concernant les éléments ne faisant pas partie du réseau électrique en vrac pourraient cependant comprendre l'acceptation d'une charge MVA supérieure à la limite précontingence ou postcontingence, étant donné que le dépassement est peu susceptible de survenir, qu'il peut être atténué de façon opérationnelle dans des délais raisonnables et qu'il n'entraînera aucune transgression des critères pour quelque élément du réseau électrique en vrac que ce soit.

3.4 Variation de tension acceptable pour la commutation des éléments réactifs

La taille des dispositifs réactifs distincts (bobines d'induction et condensateurs) devrait être déterminée de sorte que la variation de tension associée à la mise en service ou hors service du dispositif n'entraîne pas de variation de tension supérieure à 5 % (avant le changement de prise de transformateur) dans le flux de la charge, au moyen d'un modèle comportant une charge MVA constante.

3.5 Perte de charge

Pour que les oscillations de puissance n'excèdent pas les limites acceptables à l'interface entre la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick et au sein même du réseau de la Nouvelle-Angleterre, aucune contingence simple survenant au Nouveau-Brunswick ne devrait entraîner de perte de charge supérieure à 250 MW. La probabilité que la perte de charge survienne à un moment auquel l'oscillation résultante n'entraînerait pas de conditions inacceptables, comme en période de faible exportation vers la Nouvelle-Angleterre, pourrait cependant être envisagée.

3.6 Contingences à l'étude

Les normes TPL de la NERC et le critère A-2 du NPCC exposent les contingences de conception à étudier pour assurer la conformité à chacun. La méthodologie servant à déterminer les contingences à étudier aux fins de conformité avec les normes de la NERC et le critère du NPCC est contenue dans un document du groupe de planification du transport d'Énergie NB intitulé *Guide de sélection des contingences d'étude*.

3.7 Contingences associées aux transformateurs

Le réseau électrique doit, par sa conception, avoir une capacité de réserve suffisante pour pouvoir fournir toutes les charges fermes aux heures de pointe suivant la perte de tout transformateur d'interconnexion.

Les pannes de tout équipement de transport, à l'exception des transformateurs, sont considérées comme étant réparables dans de brefs délais et peuvent être considérées comme étant atténuées en ayant recours à des mesures opérationnelles. Les pannes de transformateurs doivent cependant être traitées différemment en raison des longs délais pouvant être associés à leur réparation. Les études des contingences associées aux transformateurs doivent donc être effectuées au besoin. Les conclusions de ces études doivent suggérer des mesures d'atténuation raisonnables pour fournir toutes les charges dans périodes de pointe.

3.8 Stabilité dynamique

La stabilité du réseau électrique interconnecté sera maintenue en cours d'exploitation normale précontingence ainsi que durant et après toutes les contingences de planification applicables, en tenant compte du réenclenchement et de toute mesure de réglage automatique pouvant se déclencher.

On doit prendre soin de modéliser des événements en respectant les séquences de synchronisation appropriées qui surviendraient en fonction des paramètres de protection et des délais de transmission des télécommunications. Dans certains cas, les résultats de l'analyse de la stabilité dynamique peuvent donner lieu à des recommandations relatives aux délais associés aux paramètres de protection afin d'améliorer la stabilité du réseau électrique.

La stabilité du réseau électrique interconnecté sera considérée comme étant acceptable si toutes les oscillations (tension, courant, angle) sont adéquatement amorties de manière à ne pas endommager l'équipement et à ne pas le déclencher inopinément. Le glissement de pôle des groupes électrogènes est considéré comme étant inacceptable.

3.9 Niveaux de court-circuit

Les niveaux maximaux de défaut de court-circuit prévus ne doivent pas dépasser la capacité d'interruption des disjoncteurs connexes.

3.10 Automatismes de réseau

Les automatismes de réseau (SPS) sont conçus pour des événements prévus particuliers, des éléments de commutation des réseaux de transport et le délestage de charge ou la production d'électricité afin de préserver l'intégrité du réseau. Ils peuvent être utilisés lorsque le coût des installations supplémentaires n'est pas justifié par rapport à l'évaluation des avantages, lorsque les installations ne peuvent pas être construites dans les délais requis, pour le délestage de charges d'opportunité ou les transactions, pour augmenter les limites de fonctionnement au-delà des limites de planification de la capacité du réseau ou lorsque la fréquence de l'événement déclencheur est très faible. La conséquence de la défaillance des SPS et de leur fonctionnement par inadvertance doit en outre être prise en compte.

3.11 Capacité des groupes électrogènes en MVA

Les nouveaux groupes électrogènes raccordés au réseau de transport doivent posséder les capacités de puissance réactive appropriées afin qu'ils puissent fonctionner dans les limites de tension décrites dans le document d'Énergie NB intitulé *Guide sur les caractéristiques*

nominales des installations électriques pour le fonctionnement précontingence et postcontingence.

3.12 Exigences d'interface de la centrale nucléaire de Point Lepreau

Le groupe de planification du transport d'énergie d'Énergie NB s'assurera que le réseau d'Énergie NB répond aux exigences d'interface applicables de la centrale nucléaire de Point Lepreau décrites dans le document intitulé *Exigences d'interface de la centrale nucléaire de Point Lepreau*.

4.0 BIBLIOGRAPHIE

NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL. *Directory 1 – Design and Operation of the Bulk Power System*, 1er décembre 2009.

NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL. *Document A-10 – Classification of Bulk Power System Elements*, 1er décembre 2009.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK. *Guide sur le transport d'énergie pour les caractéristiques nominales des installations électriques*, septembre 2012.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK. *Guide sur le transport d'énergie pour le développement des cas de base*, septembre 2013.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK. *Guide sur le transport d'énergie pour la sélection des contingences d'étude*, septembre 2013.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK. *Point Lepreau Nuclear Plant Interface Requirements Agreement.*

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Norme *TPL-001 – System Performance Under Normal Conditions*, date d'entrée en vigueur : 13 mai 2009.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Norme *TPL-002 – System Performance Following Loss of a Single BES Element*, date d'entrée en vigueur : 23 avril 2010.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Norme *TPL-003 – System Performance Following the Loss of Two or More BES Elements*, date d'entrée en vigueur : 23 avril 2010.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Norme *TPL-004 – System Performance Following Extreme BES Events*, date d'entrée en vigueur : 1er avril 2005.

5.0 HISTORIQUE DES MODIFICATIONS

Numéro de modification	Section(s) modifiée(s)	Résumé de la modification	Préparé/modifié par	Date d'entrée en vigueur (aaaa-mm-jj)
00	-----	Nouveau document publié	Andrew Wilcox	2013-09-25
01	----		A. Wilcox	2014-01-15