



OPÉRATEUR DU RÉSEAU DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Planification du réseau au Nouveau-Brunswick

Planification du réseau de transport Exigences en matière de rendement

ERNB - TPR - 001.1

Version : 003.0

Approbation du document

Rôle	Nom	Signature	Date (aa/mm/jj)
Propriétaire	Alden Briggs Directeur, Ingénierie du réseau électrique		

Révisions

N° de rév.	Date (aa/mm/jj)	Changements	Auteurs	Évaluateurs
0	07/07/25	Première publication	Carl Gautreau	
Version 001.0	08/07/28	Révisé après consultation de TENB.	Carl Gautreau	A. Briggs Planificateurs de TENB
Version 2.0	09/02/10	Changé l'annexe 8 à l'annexe 9. Ajouté une nouvelle annexe 8 «Lignes directrices pour les SSP» par Randy MacDonald	Carl Gautreau	
Version 3.0	09/05/12	Éliminé l'annexe «Évaluation des besoins».	Carl Gautreau	

Références :

ERNB-TPR-001.0 : Méthodologie et gouvernance de la planification de transport
ERNB/TENB/NSPI/NMISA/MECL «Comité de planification
technique de la zone des Maritimes»

ERNB-TPR-001.3 : Raisonnement de CTT/ERT pour le NB

Site Web de l'ERNB: Évaluation sur dix ans (la dernière version est affiché au site Web de
l'ERNB à l'adresse www.ernb.ca)

Procédure de marché : MP-10 (Renseignements nécessaires aux prévisions et aux
évaluations)

Table des matières

- 1.0 Introduction**
- 2.0 Suffisance de la ressource**
- 3.0 Exigences de transport dans la zone**
 - 3.1 Évaluation de la stabilité
 - 3.2 Évaluations en régime permanent
 - 3.3 Évaluation du courant de défaut
- 4.0 Capacité de transfert de transport**
 - 4.1 Transferts normaux
 - 4.2 Transferts d'urgence
- 5.0 Évaluation des éventualités extrêmes**
- 6.0 Évaluation des conditions extrêmes du réseau**
- 7.0 Planification de transport**

Annexes :

Annexe 1 Prévission des charges pour les études de transport

- 1.1 Mélange de charge
- 1.2 Pointes non coïncidentes

Annexe 2 Données de modélisation

- 2.1 SS37
- 2.2 Modèles d'étude d'exploitation/à court terme
- 2.3 Comparaisons entre les modèles

Annexe 3 Critères de fiabilité

- 3.1 Catégories de transport

Annexe 4 Critères de conception

- 4.1 REV
- 4.2 Transport
- 4.3 Sous-transport

4.4 Transformation

Annexe 5 Capacité totale de transfert

Annexe 6 Cotation commune des installations

Annexe 7 Lignes directrices d'approbation des SSP

Annexe 8 Responsabilités de l'ERNB et de TENB

1.0 Introduction

Les normes de fiabilité énoncées ici ont été adoptées comme convenant au réseau électrique en vrac du Nouveau-Brunswick. De plus, elles sont conformes à celles du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) énoncées dans les *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems* et les *Bulk Power System Protection Criteria*. Elles sont aussi conformes des normes de planification du transport de la North American Electricity Reliability Corporation (NERC).

Les normes de fiabilité du Nouveau-Brunswick doivent assurer la fiabilité et l'efficacité du **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick par la coordination de la planification, de la conception et de l'exploitation du réseau. Elles s'appliquent à toute entité qui fait partie du **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick ou qui s'en sert. Le fait de signer une entente de branchement (pièce jointe J du tarif de l'ERNB) et d'implanter le chapitre 4 des règles du marché de l'ERNB, Exigences techniques et de raccordement, fait que les installations branchées au réseau de transport doivent se conformer aux critères, guides, exigences et normes de la NERC et du NPCC.

Ces normes de fiabilité sont destinées à la planification et de la conception du **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick. L'ERNB rédige et tient à jour les critères de fiabilité et procédures d'exploitation. Voici des exemples des documents de fiabilité qui servent à l'acheminement et à l'exploitation du réseau :

RC-EOP-001	<i>Reliability Coordinator Actions for Maritime Contingencies</i>
RC-EOP-002	<i>Emergency and High Risk Operating States</i>
RC-EOP-003	<i>Actions during a Capacity or Energy Deficiency in NB</i>
RC-EOP-003.1	<i>Actions during a Capacity or Energy Deficiency in NS</i>
RC-EOP-003.2	<i>Guideline for Manual Loadshedding in NB</i>
RC-EOP-004	<i>IROL/SOL Methodology</i>
RC-EOP-004.1	<i>RC Actions for Predetermined IROL</i>
RC-EOP-004.2	<i>RC Actions for Predetermined SOL</i>

TOP-EOP-020	<i>Line Outage Guidelines</i>
SOA-T01	<i>Common Operating Practices between Plants and NBSO</i>
SOA-T01A	<i>Black Start Criteria</i>
BAL-OP-001	<i>Must Run Production for Operation of Point Lepreau</i>
RC-OP-003	<i>OL and IROL Methodology</i>
RC-OP-005	<i>Criteria for Approving Outages in NB</i>
SOP-T0007	<i>Outage Coordination</i>

Le **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick doit être conçu avec un tel niveau de fiabilité que la perte d'une grande partie du réseau, ou la séparation involontaire d'une partie du réseau, ne résultera pas des **éventualités** raisonnablement prévisibles. Donc, le réseau doit être conçu pour faire face aux **éventualités** représentatives définies dans les présentes. Une analyse des simulations de ces **éventualités** doit comprendre une évaluation de la possibilité d'une série de pannes en cascade sur un grand territoire à la suite d'une surcharge, d'une instabilité ou de l'effondrement de la tension. La perte d'une petite partie du réseau pourrait être tolérée si la fiabilité de tout le réseau interconnecté n'est pas en jeu.

Les normes dans les présentes ne sont pas adaptées à un seul réseau ou combinaison de réseaux mais représentent plutôt des lignes directrices pour la conception des réseaux qui auront pour résultat le niveau désiré de fiabilité et d'efficacité du **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick.

2.0 Suffisance de la ressource

Le critère de fiabilité de la production du NPCC se trouve au Document A-2 du NPCC *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*. Ce document énonce que la probabilité (ou le risque) de débranchement de la charge ferme dans une région à cause d'une insuffisance des ressources ne doit pas dépasser, en moyenne, un jour en dix ans. Le respect du critère est évalué de façon probabiliste, de façon à ce que l'attente de perte d'une charge (APC) ayant pour résultat de débrancher une charge ferme à cause d'une

insuffisance des ressources ne doit pas dépasser la moyenne indiquée. La présente évaluation tiendra dûment compte de l'incertitude de la demande, des pannes et réductions de la capacité prévues, des pannes et réductions de la capacité forcées, de l'aide octroyée au moyen des interconnexions avec les zones et les régions voisines, des capacités de transfert de transport et de la réduction de la capacité ou de la charge en vertu des procédures d'exploitation disponibles.

Il faut planifier et installer les **ressources** en tenant compte de plusieurs facteurs, par exemple :

- la possibilité que la prévision des charges soit dépassée à cause de la météo;
- des **taux équivalents de pannes forcées** immatures et matures appropriés aux tranches de diverses capacités et de divers types, reconnaissant les pannes partielles et complètes;
- tenir dûment compte des pannes et réductions de la capacité prévues;
- redressement saisonnier de la capacité des **ressources**;
- les exigences de l'entretien;
- les procédures d'exploitation disponibles;
- les avantages pour la fiabilité des interconnexions aux réseaux qui ne participent pas à la gouvernance;
- les autres facteurs qui sont appropriés de temps en temps.

3.0 Exigences de transport dans la zone

Il faut concevoir le **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick avec assez de capacité de transport pour intégrer toutes les **ressources** et desservir les charges de la **zone** de manière à :

- maintenir la stabilité du réseau électrique interconnecté en exploitation normale avant l'éventualité, ainsi que pendant et après toutes les éventualités de conception touchant l'équipement du réseau exploité par l'ERNB, ayant dûment égard au réenclenchement et aux actions automatiques de commande qui peuvent avoir lieu. La stabilité du

- réseau électrique interconnecté sera estimée acceptable si toutes les oscillations (tension, courant, angle) sont assez amorties pour ne pas endommager l'équipement ou en provoquer le déclenchement imprévu;
- installer des ressources de puissance réactive suffisantes, avec des réserves et des commandes convenables, pour maintenir la tension à l'intérieur des limites normales des conditions avant la perturbation, et à l'intérieur des **limites d'urgence applicables** stipulées dans le document du NPCC «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems»;
 - maintenir les charges sur les lignes et les équipements à l'intérieur limites normales des conditions avant la perturbation, et à l'intérieur des **limites d'urgence applicables** dans les conditions de la charge du réseau et de la production qui existent après une éventualité stipulées dans le document du NPCC «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems»;
 - maintenir des capacités d'équipement qui suffisent aux niveaux de défaut actuels quand toutes les installations de transport et de production sont en service dans toutes les conditions d'exploitation potentielles.

Ces exigences s'appliqueront aussi après la perte d'une tranche, d'un circuit de transport, d'un transformateur, d'un transformateur déphaseur, d'un poteau CCHT ou d'un compensateur en série ou shunt critique, en présumant que les ressources de zone et les débits de puissance sont redressés entre les pannes par l'utilisation de toutes les ressources de réserve appropriées disponibles dans les dix minutes et, le cas échéant, d'une commande déphaseuse et commande CCHT.

En tenant dûment compte des pannes d'entretien et forcées des tranches, les études de conception doivent présumer des conditions de débit de puissance qui comprennent les conditions applicables de transfert, de charge et de ressources qui mettent un stress raisonnable sur le réseau. Il faut tenir compte des transferts d'énergie entre les zones et à l'intérieur du Nouveau-Brunswick dans la conception des installations de transport à l'intérieur et à l'extérieur des zones.

Il faut baser les capacités de transfert de transport sur les conditions de charge et de **ressource** prévues pendant la période étudiée pour les transferts normaux et d'urgence stipulés dans le document du NPCC «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems».

Il sera présumé que tous les réenclencheurs sont en service, sauf s'il est connu que ces dispositifs sont ou seront inopérants.

Dans l'application de ces critères, il est reconnu qu'il pourrait être nécessaire de limiter la production d'une centrale ou d'un poste CCHT après la perte d'un **élément** du réseau dans le but de maintenir la stabilité du réseau ou de maintenir les charges des lignes à l'intérieur d'une gamme thermique convenable si une panne s'ensuit. Par contre, la conception du réseau doit permettre l'acheminement, quand toutes les installations de transport sont en service, de toutes les **ressources** requises pour l'exploitation fiable et efficace du réseau.

Des **systèmes de protection spéciaux** (SSP) peuvent faire partie de la conception du réseau électrique interconnecté. Chaque SSP dont l'utilisation est proposée au réseau du Nouveau-Brunswick est sujet à étude par le NPCC et l'ERNB. Certains SSP doivent être acceptés par le NPCC. Les exigences de conception des SSP sont définies aux documents suivants du NPCC «Bulk Power System Protection Criteria» et «Special Protection System Criteria». Les lignes directrices d'approbation des SSP au réseau exploité par l'ERNB se trouvent à l'annexe 7.0 des présentes.

4.0 Capacité de transfert de transport

Le **réseau électrique en vrac** au Nouveau-Brunswick doit être conçu avec une capacité de transfert de transport à l'intérieur et à l'extérieur des zones suffisante pour minimiser les exigences de réserve du réseau, faciliter les transferts, constituer une alimentation de relève, permettre l'échange économique de l'électricité et assurer le maintien des conditions

stipulées au document «NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems» sans effet négatif sur le réseau du Nouveau-Brunswick ou ailleurs. Il faut tenir compte des transferts prévus d'énergie à l'intérieur et à l'extérieur des zones lors de la conception des installations de transport à l'intérieur et à l'extérieur des zones. Les études de conception doivent donc présumer les transferts applicables et les pires conditions de charge et de ressource qu'il est raisonnable de prévoir.

Il faut calculer les capacités de transfert ferme dans les conditions normales et d'urgence conformément au document du NPCC «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems». Il faut présumer les conditions normales de transfert, sauf en cas d'urgence. Une marge moins conservatrice est justifiée pour calculer les capacités de transfert d'urgence.

5.0 Évaluation des éventualités extrêmes

L'évaluation des **éventualités** extrêmes reconnaît que le **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick risque d'être sujet à des événements plus graves que ceux spécifiés dans le document du NPCC «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems».

Il faut mener des études de planification pour cerner l'effet des éventualités extrêmes suivantes sur le rendement du réseau électrique en vrac du Nouveau-Brunswick en tant que mesure de la force du réseau. Il faut élaborer des plans ou des procédures d'exploitation, le cas échéant, pour réduire la probabilité de ces éventualités ou pour en atténuer les conséquences indiquées par les simulations :

- a) perte de toute la capacité d'une centrale;
- b) perte de tous les circuits de transport sortant d'une centrale, un poste de sectionnement, un poste CC ou une sous-station;
- c) perte de tous les circuits de transport sur une emprise commune;

- d) défaut permanent triphasé sur une tranche, circuit de transport, transformateur ou section de barre, où la **dégagement du défaut est retardé et compte tenu du réenclenchement**. Ce **retard** pourrait avoir trait au mauvais fonctionnement d'un coupe-circuit, d'un système de relais ou d'un canal de signalisation;
- e) la perte soudaine d'une grande charge ou d'un important centre de charge;
- f) l'effet de variations importantes de puissance tirant leur origine dans des perturbations à l'extérieur du Nouveau-Brunswick;
- g) la défaillance d'un **système de protection spécial** de fonctionner au besoin après une **éventualité** normale;
- h) le fonctionnement, en partie ou en entier, d'un **système de protection spécial** provoqué par un événement ou une condition qui n'aurait pas dû provoquer ce fonctionnement;
- i) une défaillance de mode commun du système de livraison du combustible qui amène la perte soudaine de plusieurs centrales (exemple : une **éventualité** frappant une ligne de transport ou d'alimentation du gaz).

6.0 Évaluation des conditions extrêmes du réseau

Le **réseau électrique en vrac** du Nouveau-Brunswick pourrait subir toutes sortes de conditions anormales peu probables. Un objectif de l'évaluation des conditions extrêmes du réseau est de déterminer, au moyen d'études de planification, l'impact de ces conditions sur le rendement prévu du réseau en régime permanent et dynamique, le tout dans le but d'avoir une idée de la robustesse du réseau ou de calculer l'étendue d'une réaction négative généralisée du réseau.

Des études analytiques seront menées pour cerner l'effet des éventualités de conception dans des conditions extrêmes du réseau selon le document C-18 du NPCC «Procedures for Testing and Analysis of Extreme Contingencies».

ANNEXE 1

PRÉVISION DES CHARGES POUR LES ÉTUDES DE TRANSPORT

1.0 Introduction

La prévision provinciale des charges prédit les charges chaque année aux sous-stations actuelles et futures jusqu'au niveau du réseau de transport à 69 kV. La prévision fait état des impacts de la gestion de la demande et des efforts de conservation.

1.1 Mélange de charge

Comme les principales exigences de transport ont trait à l'équilibre des charges (le mélange global des charges industrielles, commerciales et résidentielles) et de la production dans une région géographique, la première étape de la planification est la répartition des charges et de la production en des régions définies en fonction des concentrations générales de la charge concentrations. Voici les cinq régions au Nouveau-Brunswick pour la planification des principaux projets de transport :

- **Nord** : Miramichi, Bathurst, Caraquet, Belledune, Eel River et Dalhousie;
- **Ouest** : Edmundston, Iroquois, Saint-André, Grand-Sault, Beechwood et Woodstock;
- **Centre** : Keswick, Fredericton, Millville, Grand Lac, Marysville et Mactaquac;
- **Sud** : Saint John, Courtenay Bay, Pennfield, Oak Bay, Coleson Cove, Norton et Point Lepreau;
- **Est** : Salisbury, Moncton, Memramcook et Murray Corner.

Les charges et les capacités de production sont réparties entre ces régions chaque année pendant la planification et le solde positif ou négatif mesure la capacité de transport requise vers la région pour alimenter la charge, ou bien en dehors de la région pour transmettre la production excédentaire. Ce solde est calculé pour la demande de pointe horaire annuelle aussi bien que pour les niveaux de charge intermédiaires.

Les soldes régionaux indiquent la magnitude des exigences de transport et permettent d'en apercevoir la variation à long terme.

1.2 Pointes non coïncidentes

Les données de charge sont constituées à partir des charges de pointe individuelles des sous-stations qui n'ont pas nécessairement lieu en même temps que la pointe du réseau.

La prévision des ventes aux zones voisines et des achats auprès d'elles constitue un aspect important de la prévision.

ANNEXE 2

DONNÉES DE MODÉLISATION

1.0 Introduction

Dans la planification du transport, l'emplacement géographique des charges et des centrales est aussi important que la magnitude des charges et la capacité des centrales. De plus, la méthodologie de planification doit tenir compte des déséquilibres entre la charge et la production dans une région aussi bien que de la dynamique (défaillances, stabilité, etc.) pour offrir une alimentation fiable aux clients.

1.1 SS37

Il faut établir un modèle informatique de l'année de base du réseau existant qui comprend la production, les charges, les lignes de transport et les sous-stations.

Ce modèle simule les capacités des tranches, la charge concentrée aux centres de charge, les lignes de transport et les transformateurs avec leurs caractéristiques et capacités de transport. Ce modèle, qu'on appelle souvent le modèle de débit de la charge, sert à mettre à l'essai la capacité de transport satisfaisante du réseau.

Un modèle du cas de base est élaboré chaque année lors de la participation au groupe de travail sur la modélisation du NPCC, SS-37.

Le groupe de travail SS-37 réunit des représentants directs des entités membres du NPCC et est présidé par un employé du NPCC. Le groupe de travail doit élaborer et

maintenir une bibliothèque de modèles des cas de base des débits de puissance, entre autres, les données dynamiques des réseaux constituant, pour les membres du NPCC.

Le NPCC et la plupart des entreprises de la zone se servent du logiciel Power System Simulator (PSS/E) de Power Technologies Inc. (PTI).

Le principal but du groupe de travail SS-37 est la coordination, dans des délais, de l'élaboration des modèles désignés des cas de base des débits de puissance, y compris les données dynamiques, qui simulent de façon réaliste le comportement du réseau électrique en vrac. Pour ce faire, le groupe a établi des objectifs communs et il encourage l'établissement de calendriers communs de soumission des données. En général, le groupe monte une bibliothèque de modèles de planification des débits de puissance dont se servent les membres du NPCC et de la NERC dans les études de fiabilité et de capacité de transfert.

Le groupe SS-37 élabore les cas de base suivants chaque année. Ils servent de point de départ pour l'établissement des cas de base d'exploitation pour les études de débit de la charge associées aux analyses du jour précédent :

Pointe d'été — la demande de pointe qu'on s'attend à alimenter en été, compte tenu des réductions de la charge par *l'écrêtement*. Les calendriers d'été doivent traduire les transactions qu'on s'attend à voir en place le 15 juillet. Il faut tenir compte des activités prévues d'entretien d'été des installations de production et de transport dans le cas d'exploitation annuel.

Pointe d'hiver — la demande de pointe qu'on s'attend à alimenter en hiver, compte tenu des réductions de la charge par *l'écrêtement*. Les calendriers d'hiver doivent traduire les transactions qu'on s'attend à voir en place le 15 janvier. Il faut tenir compte des activités prévues d'entretien d'hiver des installations de production et de transport dans le cas d'exploitation annuel.

Charge légère — la charge typique tôt le matin en avril, la modélisation de la charge presque à son minimum. Le modèle doit indiquer, en général, que les tranches hydroélectriques acheminables ne sont pas en service mais que les tranches au fil de l'eau sont en service. Les calendriers d'acheminement de la production et d'échange doivent se conformer à l'expérience dans chaque région pendant ces périodes de charge sans se limiter aux transactions fermes. Il faut tenir compte des activités prévues d'entretien de printemps des installations de production et de transport et se servir des valeurs d'été, ou d'autres valeurs appropriées, pour la capacité de l'équipement.

Pointe intersaison (printemps/automne) — de 70 % à 80 % de la pointe d'été. Le modèle doit indiquer, en général, que les tranches hydroélectriques acheminables sont en service.

Le groupe SS37 élabore aussi des cas de planification à long terme sur cinq ans pour les pointes d'hiver et d'été et la charge légère.

Chaque fois qu'il y a un ajout ou un changement au réseau de transport, les modèles de débit de la charge du cas de base d'exploitation sont mis à jour annuellement.

Si les niveaux de charge des clients sont modifiés, les modèles de débit de la charge du cas de base d'exploitation sont mis à jour en conséquence.

Il faut utiliser l'acheminement typique de la production pour la période en question quand on établit les modèles du cas de base d'exploitation.

1.2 Modèles d'étude d'exploitation/à court terme

Le groupe d'Ingénierie du réseau électrique de l'ERNB élabore les cas de base des études à court terme et d'exploitation à partir des cas élaborés par le groupe SS-37 et met le modèle à jour comme suit :

1.2.1 Données de transport

Quand il y a un ajout ou un changement au réseau de transport, il faut mettre à jour les modèles d'exploitation du cas de base du débit de la charge en conséquence.

En ce qui concerne l'analyse du jour précédent, la configuration du réseau de transport du modèle du cas de base d'exploitation est modifiée selon les conditions attendues du lendemain selon les renseignements soumis par les entités en exploitation.

1.2.2 Données de charge

Quand il y a un changement aux niveaux de charge des clients, il faut mettre à jour les modèles d'exploitation du cas de base du débit de la charge en conséquence.

En ce qui concerne l'analyse du jour précédent, la charge du réseau du modèle du cas de base d'exploitation est modifiée selon les conditions attendues du lendemain selon les renseignements soumis par les entités en exploitation.

1.2.3 Données d'acheminement de la production

L'acheminement typique de la production dans la période en question sert au calcul des modèles d'exploitation du cas de base.

En ce qui concerne l'analyse du jour précédent, la configuration de l'acheminement de la production du modèle du cas de base d'exploitation est modifiée selon les conditions attendues du lendemain selon les renseignements soumis par les entités en exploitation.

1.2.4 Modèles SGE en temps réel

En ce qui concerne le modèle du SGE en temps réel, le groupe d'Ingénierie du réseau électrique de l'ERNB tient à jour les constantes (impédances et topologie) du modèle de l'équipement de transport. L'acheminement des tranches et le statut de l'équipement sont mis à jour à partir des données en temps réel envoyés par le système SCADA ou par l'opérateur. Le programme d'estimation du statut met à jour les données de charge.

1.3 Comparaisons entre les modèles

Les exercices de modélisation pour comparer les résultats des simulations aux conditions enregistrées lors des perturbations n'ont pas indiqué le besoin de modifier sensiblement les modèles utilisés. Les groupes de travail COSS-1 et COSS-2 du NPCC et Énergie NB ont fait des comparaisons du genre après la perte de la centrale hydroélectrique de Mactaquac à pleine puissance après de multiples imprévus.

ANNEXE 3

CRITÈRES DE FIABILITÉ

1.0 Introduction

Pour assurer une fiabilité suffisante dans le nord-est du continent et partout en Amérique du Nord, on a établi des critères pour guider les services publics à concevoir, exploiter et entretenir leurs réseaux électriques. Les zones faisant partie du NPCC conviennent de suivre les lignes directrices et les critères élaborés dans la lumière de l'expérience au fil des ans. Ces lignes directrices sont à la base de l'exploitation et de l'entretien du réseau électrique en vrac du Nouveau-Brunswick.

L'essentiel, c'est assurer la continuité du service aux clients et d'éviter de mettre en danger la fiabilité des réseaux voisins dans le cas de la perte d'un important composant du réseau de transport, ligne ou transformateur, ou bien d'une tranche. On parle normalement du critère de planification d'une éventualité simple.

1.1 Catégories de transport

Des éléments du réseau de transport à haute tension sont classés comme le «réseau électrique en vrac» d'après les méthodologies décrites dans le document A-10 du NPCC «Classification of Bulk Power System Elements». Le réseau électrique en vrac est sujet à des études selon les critères du NPCC et les normes de la NERC. Une étude intermédiaire se fait chaque année, une étude comprehensive (avec les données dynamiques) tous les trois ans.

Le réseau interconnecté au Nouveau-Brunswick tombe dans plusieurs catégories ayant chacune ses propres critères de conception.

Voici les catégories :

- Réseau électrique en vrac (REV) (installations de transport où une défaillance ou une perturbation peut avoir un important impact négatif à l'extérieur de la zone locale).
- Transport (sert surtout à relier la production au réseau de sous-transport aux principaux centres de charge).
- Sous-transport (la partie du réseau qui sert surtout de source de transformation au niveau de distribution).
- Transformation

ANNEXE 4

CRITÈRES DE CONCEPTION

1.0 Introduction

Le réseau est étudié dans les conditions normales, définies comme suit :

- Toute condition de charge – toute la gamme de charges prévues chaque année.
- Toutes les installations de transport en service – aucun entretien d’une ligne ou d’un transformateur en cours.
- La production est prévue et acheminée de façon économique et tient compte des pannes prévues d’entretien des tranches – la production non ferme ne fait pas partie de la production acheminée de façon économique.
- Toutes les tensions du réseau se trouvent entre 0,95 et 1,05 % de leur valeur nominale.
- Tous les éléments du réseau respectent leurs limites thermiques.

Une éventualité simple est un événement qui amène la perte d’au moins un composant de transport. Exemples – tout défaut qui cause la perte d’une ligne de transport (éventualité simple), la perte de deux lignes quand la foudre frappe un pylône portant deux circuits (toujours une éventualité simple), ou un seul disjoncteur qui fait défaillance et amène la perte de deux éléments. Le réseau de transport du NB doit pouvoir faire face à une éventualité simple.

Après l’éventualité, les éléments du réseau qui sont toujours en service doivent respecter leurs limites thermiques, de tension et de fréquence. Dans les conditions normales d’exploitation, une tension acceptable du réseau est entre 1,05 et 0,95 par unité. Après une éventualité simple, la tension devrait rester supérieure à 0,925 par unité au REV et à 0,90 par unité au réseau de sous-transport. La charge sur un transformateur peut s’élever à jusqu’à

119 % de la valeur par refroidissement forcé à 65 °C quand la température ambiante ne dépasse pas 0 °C.

Après une éventualité simple qui cause la perte d'un transformateur de liaison, la capacité doit exister pour faire la relève à 100 % de la demande de pointe de l'unité forcée hors service.

Une façon de contrôler la charge sur les transformateurs de liaison existants à 138/69 kV pour assurer la relève à 100 % est de convertir les sous-stations à 69 kV à 138 kV. L'on a choisi cette démarche comme meilleure solution économique pour réduire au minimum la construction des lignes de transport à 69 kV et pour commander le niveau de charge des transformateurs à 138/69 kV (pour permettre une relève à 100 %).

1.1 Voici les critères de conception du REV :

- Dans les conditions normales du réseau, le REV peut résister à la perte d'un élément du réseau après un défaut triphasé dégagé rapidement.
- Dans les conditions normales du réseau, le REV peut résister à la perte d'un élément du réseau après un défaut ligne-terre dégagé en différé.
- Dans les conditions normales du réseau après la perte d'un élément du réseau, tous les éléments du réseau doivent respecter leurs limites thermiques.
- Dans les conditions normales du réseau, en général après la perte d'un élément du réseau aucune tension du REV ne doit être inférieure à 90 %, une fois que le réseau soit de retour au régime permanent, et aucune barre ne doit subir une différence de plus de 10 % entre la tension avant le défaut et celle après la défaut.
- Autant que possible, il ne faut jamais laisser de défaut permanent au réseau en cas de défaillance d'un dispositif de protection primaire.

Le temps de dégagement rapide est le temps pour dégager une défaillance dans la zone. Le temps de dégagement rapide réel du réseau en vrac est de 4 à 6 cycles (67 à 100 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Le temps de dégagement de relève est le temps pour dégager une défaillance en dehors de la zone. Le temps de dégagement de relève réel du réseau en vrac est de 15 à 18 cycles (250 à 300 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Relève du disjoncteur : La relève du disjoncteur est la protection contre une situation où un disjoncteur local ne se déclenche pas pour une raison quelconque. La relève du disjoncteur s'applique à tout le REV et à la majeure partie du réseau de transport.

1.2 Réseau de transport

Le temps de dégagement rapide est de 6 à 9 cycles (100 à 150 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Le temps de dégagement de relève est de 20 à 30 cycles (333 to 500 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre

Voici les critères de conception :

- Dans les conditions normales du réseau, le réseau de transport peut résister à la perte d'un élément du réseau après un défaut triphasé dégagé rapidement.
- Dans les conditions normales du réseau, le réseau de transport peut résister à la perte d'un élément du réseau après un défaut ligne-terre dégagé en différé
- Dans les conditions normales du réseau après la perte d'un élément du réseau, tous les éléments du réseau doivent respecter leurs limites thermiques.
- Dans les conditions normales du réseau, en général après la perte d'un élément du réseau aucune tension du réseau de transport ne doit être inférieure à 90 %, une fois que le réseau soit de retour au régime permanent, et aucune barre ne doit subir une différence de plus de 10 % entre la tension avant le défaut et celle après la défaut.

- Autant que possible, il ne faut jamais laisser de défaut permanent au réseau en cas de défaillance d'un dispositif de protection primaire.

1.3 Sous-transport

Voici les critères de conception :

- La charge du réseau de sous-transport doit respecter ses limites thermiques.
- La tension du réseau de sous-transport ne doit être ni inférieure à 95 % ni supérieure à 105 % du niveau nominal.
- Dans les conditions normales du réseau, dans le cas de la perte d'un élément du réseau de sous-transport faisant partie d'une section du réseau qui reste branchée, aucune tension du réseau de transport ne doit être inférieure à 90 %, une fois que le réseau soit de retour au régime permanent, et aucune barre ne doit subir une différence de plus de 10 % entre la tension avant le défaut et celle après la défaut.
- Autant que possible, il ne faut jamais laisser de défaut permanent au réseau.

1.4 Transformation

Il faut prévoir des mesures de renforcement dans chaque cas où une éventualité simple aura comme résultat soit des dommages thermiques à l'équipement à cause des efforts pour continuer à alimenter la charge, soit l'incapacité de répondre aux exigences quotidiennes de la charge, en tout ou en partie, ayant tenu dûment compte de ce qui suit :

- La capacité des interconnexions sous-jacentes à d'autres points de livraison, le cas échéant.
- Faire fonctionner la production sans égard à l'ordre du mérite, le cas échéant.
- Augmenter la charge aux transformateurs restants à leur limite thermique, ou à celle de leur équipement associé.
- Charger le plus grand transformateur mobile convenable et disponible à sa charge nominale.

Dans des circonstances spéciales, comme une éventualité simple où il est possible de réduire la surcharge, un niveau thermique basé sur une perte de vie de 2,5 % pourrait s'appliquer, selon le jugement d'ingénierie. La perte de vie permise est mesurée sur le temps requis pour réduire la charge sur les transformateurs, par exemple, par le sectionnement des circuits à basse tension ou la réduction de la charge au moyen d'un transformateur mobile.

ANNEXE 5

CAPACITÉ TOTALE DE TRANSFERT

1.0 Introduction

L'ERNB calcule les capacités d'importation et d'exportation des interfaces selon les principes dans le document de la NERC, daté de juin 1996, «Available Transfer Capacity Definitions and Determination» et dans l'ébauche du document du NPCC «NPCC C-44 NPCC Regional Methodology and Procedures for Forecasting TTC and ATC».

Les limites de transfert réelles des interfaces se trouvent au document «ERNB-TPR-001.3 Raisonnement CTT/ERT au NB».

Le processus pour calculer la CTT des interfaces est le suivant (pièce jointe C du Tarif d'accès au réseau de transport du NB) :

- La capacité de transport totale (CTT) d'une interface représente le meilleur jugement d'ingénierie de la quantité totale d'électricité, mesurée en MW, qu'on peut transporter sur une interface de façon fiable pendant une période donnée.
- Pour calculer la CTT d'une interface, il faut effectuer des études du débit de la puissance et de la stabilité dans les conditions saisonnières du réseau. Il faut étudier l'exploitation normale (tous les éléments en service) et en cas d'une éventualité (N-1) selon les modèles de base d'été et d'hiver pour calculer la CTT d'été et d'hiver de chaque interface. Pour calculer la CTT non simultanée, on étudie une interface à la fois en présumant un débit de puissance de 0 MW sur toutes les autres interfaces. Pour calculer la CTT simultanée, il faut tenir compte de tous les débits de puissance acceptables simultanées possibles aux autres interfaces. Les CTT simultanées servent à calculer la capacité de transport disponible à afficher à l'OASIS quand les conditions en temps réel justifient cette démarche.

- La TTC (simultanée ou non simultanée) d'une interface est définie comme la plus basse des limites de transport définies par la limite thermique, la limite de tension ou la limite de stabilité.

Le groupe d'Ingénierie du réseau électrique de l'ERNB calcule les CTT. Les CTT sont calculées sur une base saisonnière pour chaque interface selon les études de débit de la charge de PSSE. Les valeurs saisonnières des CTT sont affichées au système OASIS par défaut. La calculatrice des CTD du système OASIS calcule les CTD à partir des CTT, des réservations actuelles, des calendriers et du TRM.

Les pannes prévues sont étudiées pour déceler leurs effets sur les CTT. Une panne prévue qui a un effet sur les CTT est une panne de catégorie 1. Les pannes prévues sont entrées au logiciel OSCAR avec les changements aux CTT qui en résultent (panne de catégorie 1). OSCAR écrase les CTT par défaut du système OASIS par celles applicables à la panne pendant celle-ci.

La base de données des CTT sert à mettre à jour automatiquement la carte CTT/CTD au site Web du NPCC d'heure en heure. <http://www.nerro.org/flash/npcc.asp>

ANNEXE 6

COTATION COMMUNE DES INSTALLATIONS

1.0 Introduction

ERNB et les AE/ERT voisins utilisent les cotations des installations qui sont déterminées et confirmées chaque année par le groupe de travail SS-37 du NPCC sur la modélisation.

ANNEXE 7

LIGNES DIRECTRICES D'APPROBATION DES SSP

1.0 Introduction

Un système spécial de protection (SSP) est défini comme un a système de protection conçu pour déceler les conditions anormales du réseau et prendre une action correctrice autre que d'isoler les éléments en défaut. Il peut s'agir de modifier la charge, la production ou la configuration du réseau pour maintenir la stabilité du réseau, ou une tension ou un débit de puissance acceptable. Dans les présentes, les suivants ne sont pas des SSP :

- Le délestage automatique en cas de sous-fréquence, selon le Document A-3 du NPCC (*Emergency Operation Criteria*) ne constitue pas un SSP.
- Un appareil shunt commandé par la tension ne constitue pas un SSP.
- Le délestage sur sous-tension ne constitue pas un SSP. Le délestage sur sous-tension est utilisé aux endroits exploités dans une situation presque radiale où la perte d'une ligne de transport peut créer une tension trop basse pour être acceptable.

Les critères de conception et d'exploitation relatifs à la capacité de transport au nord-est de l'Amérique du Nord, y compris les conditions spécifiques aux SSP, sont établis dans le document A-2 du NPCC, *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*. En plus d'offrir des critères de conception, de mise à l'essai et d'exploitation des SSP, le directoire 7 du NPCC, *Special Protection Systems*, classe les SSP selon le défaut de critères pour lequel ils sont conçus et l'impact de la défaillance sur le réseau.

2.0 Objectif

Les critères ci-dessus sont axés sur les effets d'une exploitation convenable et non convenable des SSP et mènent en générale à la détermination des besoins d'un SSP individuel en matière de protection et de fiabilité. Ils n'offrent aucune direction dans les situations où l'application ou le fonctionnement d'un SSP pourrait convenir ou non et n'indiquent pas si un choix de conception en particulier pourrait causer un risque ou un niveau de complexité d'exploitation inacceptable. Or, les présentes lignes directrices pour l'application des SSP ont trait à ces questions.

3.0 Définir un risque acceptable

De façon pratique, la nature «radiale» de la zone des Maritimes exige l'utilisation de SSP de type I, et ceux-ci doivent être actifs la plupart du temps.

L'interface Nouveau-Brunswick - Nouvelle-Angleterre constitue le lien CA de la zone des Maritimes à l'interconnexion de l'Est. La zone des Maritimes, pour ce qui est de la mise en œuvre et des impacts des SSP, peut être vue comme une charge radiale et une production liées à la Nouvelle-Angleterre. Étant donné que les Maritimes sont petites, un SSP de type I entre les Maritimes et la Nouvelle-Angleterre peut, de certaines façons, être considéré comme un SSP de type III. Pour assurer la fiabilité, il faut suivre les exigences de conception de type I et les normes de fiabilité des deux zones.

5.0 Lignes directrices

Chaque SSP est évalué selon ces lignes directrices et compte tenu des impacts potentiels sur l'exploitation et la fiabilité du réseau. L'on peut s'écarter de ces lignes directrices dans des circonstances limitées, selon une évaluation de facteurs comme l'étendu de l'écart des lignes directrices et l'impact de cet écart sur les risques de

fiabilité ou de protection associés ou la complexité de l'exploitation du réseau. Par contre, une étude de ces facteurs et solutions de rechange, y compris l'augmentation de la capacité du réseau de transport, pourrait amener une décision qu'un SSP est inacceptable même s'il respecte les lignes directrices.

Pour chaque SSP de type I

- Le NPCC définit les SSP de type I comme ceux associées aux conditions résultant des éventualités de conception et d'exploitation pour lesquelles un défaut de fonctionnement ou un mauvais fonctionnement pourrait avoir d'importants effets négatifs à l'extérieur de la zone locale (typiquement en Nouvelle-Angleterre).
- Il faut consulter la Nouvelle-Angleterre (et à un moindre degré Hydro-Québec à cause de l'interface asynchrone CCHT HQ-NB) sur les impacts acceptables d'un SSP (défaut de fonctionnement ou mauvais fonctionnement).
- L'exposition à l'exploitation peut être continue et permanente.
- L'on peut avoir recours à l'armement manuel des alarmes quand les conditions existent pour sélection ou armement. Autrement, l'armement est automatique.
- D'autres alarmes IROL sur détection d'un armement inapproprié ou insuffisant, peu importe si le SSP est armé manuellement ou automatiquement.

Pour chaque SSP de type II

- En ce moment, les Maritimes ne se servent pas de SSP de type II.

Pour chaque SSP de type III

- Le NPCC définit les SSP de type III comme ceux ayant du potentiel dans la zone locale (Maritimes).
- Impacts sur la zone des Maritimes seulement, tenant compte des normes de fiabilité des zones voisines.

- La rejection de la production ne doit pas dépasser la plus importante éventualité de la zone des Maritimes.
- La charge rejetée ne doit pas être supérieure à 250 MW.
- L'exposition à l'exploitation peut être continue et permanente.
- L'on peut avoir recours à l'armement manuel des alarmes quand les conditions existent pour sélection ou armement. Autrement, l'armement est automatique.
- Il faut revoir les SSP de type III de temps en temps pour voir si, en raison des modifications au réseau, ils sont maintenant de type I ou de type II.

Références

ERNB - TPR - 001.1 :	Exigences en matière de rendement de l'ERNB pour la planification du réseau de transport
Directoire 7 du NPCC :	<i>Special Protection Systems</i>
Document A-2 du NPCC :	<i>Basic Criteria of the Conception and Operation of Interconnected Power Systems</i>
Directoire 3 du NPCC :	<i>Maintenance Criteria for BPS Protection</i>
Règles du marché de l'ERNB :	Section 4.6 Automatismes du réseau

ANNEXE 8

Responsabilités de l'ERNB et de TENB en matière de planification

Activité	Responsabilité de l'ERNB	Responsabilité de TENB	Commentaires
Élaborer la méthodologie et les outils	X	X	L'ERNB et TENB maintiennent et élaborent des méthodologies et des outils d'analyse et de simulation des réseaux de transport lors de l'évaluation et de l'élaboration des plans d'expansion du transport et de l'analyse et de l'élaboration des plans de suffisance de la ressource
			TENB – Maintient les modèles du réseau de transport (en régime permanent, dynamique, court-circuit) pour évaluer le rendement du réseau électrique en vrac.
Propriété des SSP		X	L'ERNB et TENB s'accordent sur l'aménagement des SSP
			TENB possède et entretient des ensembles de SSP. Définir les besoins et les exigences de protection et de conduite du réseau, les SSP y compris, pour respecter les normes de fiabilité.
Évaluer la suffisance de la ressource	X		L'ERNB évalue les plans de ressource du NB
			L'ERNB ramasse des données pour les rapports intérimaires et compréhensifs au NPCC
Mener les études de fiabilité et classer le transport en vrac	X	X	TENB élabore le Plan de transport sur 10 ans à partir des prévisions de la charge de pointe non coïncidente et des débits à aux interconnexions
			L'ERNB peut, avec le logiciel PSSE, valider le REV soumis par TENB. L'ERNB comme CP doit démontrer une évaluation valide (TPL-001-0 R1)
			TENB planifie et conçoit le réseau de transport selon les normes de la NERC et les critères du NPCC (y compris la détermination de la désignation «en vrac»)

ANNEXE 8 (suite)

Activité	Responsabilité de l'ERNB	Responsabilité de TENB	Commentaires
Établir les programmes de délestage de la charge	X	X	<p>Chaque ERT et AE établit des plans de délestage automatique. L'ERNB doit établir le plan de coordination de la zone des Maritimes et les plans de délestage manuel au NB.</p> <p>TENB – établit les UFLS et UVLS du NB. Le fournisseur de distribution doit choisir les charges prioritaires et entretenir ses relais de sous-fréquence. Les PP ont aussi une responsabilité en matière d'entretien.</p>
Planifier l'exploitation post-éventualité le jour précédent et en temps réel	X		
Mener les études de la faisabilité	X	X	<p>L'ERNB doit mener les études de faisabilité</p> <p>TENB aide l'ERNB à mener les études de faisabilité</p>
Mener les études d'impact sur le réseau	X	X	<p>L'ERNB doit mener les études d'impact sur le réseau</p> <p>L'ERNB peut conclure une entente auprès d'un transporteur pour faire ces études</p> <p>TENB aide l'ERNB à mener les études d'impact sur le réseau</p>
Maintenir la file d'attente des demandes de branchement	X		
Mener des études d'installations		X	
Conclure des ententes de branchement		X	
Rédiger le Plan de transport sur 10 ans		X	
Rédiger l'Évaluation sur 10 ans	X		

ERNB - TPR - 001.1

Planification du réseau de transport

Exigences en matière de rendement

Version : 003.0

ANNEXE 8 (suite)

Activité	Responsabilité de l'ERNB	Responsabilité de TENB	Commentaires
Participation aux groupes de planification du NPCC	X	X	L'ERNB et TENB ont les représentants convenables aux divers comités de planification du NPCC
Capacité des installations		X	
Limites	X	X	L'ERNB établit les limites SOL et IROL en partie selon les capacités soumises par TENB
			TENB fournit les capacités des installations et les limites de stabilité qu'il définit