



Énergie NB Power

NORME DE FIABILITÉ DE LA
NERC
TPL-001-4

SOMMAIRE
D'ÉNERGIE NB
UTILISATION PLANIFIÉE
DE PERTE DE CHARGE NON
CONSÉCUTIVE
POUR
L'ÉVALUATION DE LA
PLANIFICATION 2021

2021-07-23

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK
C.P. 2030, 515, RUE KING
FREDERICTON, NOUVEAU-BRUNSWICK CANADA
E3B 5G4

SOMMAIRE
D'ÉNERGIE NB
UTILISATION PLANIFIÉE
DE PERTE DE CHARGE NON
CONSÉCUTIVE
POUR
L'ÉVALUATION DE LA
PLANIFICATION 2021

LE PERSONNEL DE L'ÉTUDE

Le personnel de l'étude	Rôle
Andrew Wilcox, ing. Ingénieur principal, Planification du réseau de transport	Auteur
Pat Masterson, ing. Ingénieur, Planification du réseau de transport	Auteur
Scott Brown, ing. Ingénieur principal, Planification du réseau de transport	Approbateur

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières	3
Résumé.....	3
Perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish.....	5
Perte de charge non consécutive aux postes de Pennfield et de Milltown.....	9
Conclusion.....	15
Références.....	16

RÉSUMÉ

Ce rapport documente l'utilisation planifiée de la perte de charge non consécutive par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) pour son évaluation de la planification de 2021 effectuée conformément à la norme de fiabilité TPL-001-4 du NERC [1]. Énergie NB est un coordonnateur de la planification et un planificateur du réseau de transport enregistré au Nouveau-Brunswick.

L'utilisation planifiée de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page de TPL-001-4 doit être examinée dans le cadre d'un processus ouvert et transparent pour les parties prenantes, et l'information concernant l'objectif et la portée de la perte de charge non consécutive proposée doivent être mises à la disposition des parties prenantes conformément à l'annexe I, section II de TPL-001-4 [1]. Ce rapport fournit les renseignements sur la perte de charge non consécutive exigés par l'annexe I, section II du document TPL-001-4, et il fournit également la justification d'Énergie NB pour expliquer pourquoi son utilisation de la perte de charge non consécutive n'a pas d'effets négatifs sur la fiabilité.

L'évaluation de la planification 2021 contient deux utilisations planifiées de perte de charge non consécutive, dont aucune n'entraîne d'effets négatifs sur la fiabilité. Elles sont les suivantes :

1. Une perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish.
 - L'utilisation de la perte de charge non consécutive est planifiée pour l'année 2 (2023) et au-delà.
 - Le délestage de charge en sous-tension de 58 MW pendant la période de pointe hivernale est utilisé pour résoudre les problèmes de basse tension locale en dessous de 0,9 par tranche.

- La fréquence estimée de l'occurrence planifiée de la perte de charge non consécutive est de 0,000 056 événement par an, soit une fois tous les 17 900 ans.
2. La perte de charge non consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown
- L'utilisation de la perte de charge non consécutive est planifiée pour l'année 1 (2022) et au-delà.
 - Le délestage de charge en sous-tension de 48 MW pendant la période de pointe hivernale est utilisé pour résoudre les problèmes de basse tension locale en dessous de 0,9 par tranche.
 - La fréquence prévue de l'occurrence planifiée de la perte de charge non consécutive est de 0,0116 événement par an, ce qui équivaut à une probabilité d'une occurrence planifiée d'une perte de charge non consécutive une fois tous les 86 ans.

description du projet d'énergie éolienne de Burchill et son calendrier peuvent être consultées sur le site :

<https://www.sjenergy.com/pages/burchill-wind-energy>

Ces changements n'ont pas d'effet sur l'année 1 (2022) de l'évaluation de planification 2021 d'Énergie NB, mais ils sont modélisés dans l'année 5 (2026) et l'année 10 (2031).

Il n'est pas prévu d'utiliser la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish au cours de l'année 1 (2022). Il y a une utilisation planifiée de la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish au cours de l'année 2 (2023) et au-delà.

Le niveau de charge du réseau au-dessus duquel la perte de charge non consécutive serait nécessaire à la sous-station du chemin Manawagonish est de 2 620 MW. L'estimation des heures annuelles d'exposition à la perte de charge non consécutive est de 100 heures par an pour 2023 et au-delà, et elle est fondée sur les données de charge du Nouveau-Brunswick de 2019 avec une prévision de charge relativement stable sur 10 ans [2]. Il s'agit d'une estimation très prudente, car elle suppose une production éolienne nulle du projet d'énergie éolienne de 42 MW de Burchill.

- b. Les contingences applicables et les installations en dehors de leur cote applicable en raison de cette contingence.

Il y a une contingence applicable pour l'utilisation planifiée d'une perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish. Il s'agit d'une catégorie P2 — contingence unique — ouverture d'un tronçon de ligne sans événement de défaut, et elle nécessite l'ouverture de la ligne 1104 au poste de Coleson Cove.

La seule installation qui se trouve à l'extérieur de ses limites, en supposant que l'éventualité se produise pendant l'une des 100 heures par an d'exposition prévue, est la sous-station du chemin Manawagonish, où une basse tension inférieure à 90 %, ou 0,9 par tranche, entraînerait une perte de charge fournie par le délestage de charge en sous-tension de la charge de la sous-station.

2. Montant de la perte de charge non consécutive avec :

- a. Le nombre prévu et le type de clients touchés

La perte de charge non consécutive planifiée à la sous-station du chemin Manawagonish pendant la période de pointe hivernale est de 58 MW, soit 9 475 clients résidentiels et commerciaux. Cette prévision s'applique à

l'année 2 (2023) et aux années suivantes en raison d'une prévision de charge relativement stable sur 10 ans [2].

- b. Une explication de l'effet de l'utilisation de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page sur la santé, la sécurité et le bien-être de la communauté.

Le risque que la sous-station du chemin Manawagonish soit touchée par une perte de charge non consécutive est insignifiant, sans probabilité réelle de se produire, et n'a donc aucun effet mesurable sur la santé, la sécurité et le bien-être de la communauté. Comme le montre la partie 3 ci-dessous, la probabilité que la sous-station du chemin Manawagonish soit touchée par une perte de charge non consécutive est une fois tous les 17 900 ans.

Si l'événement devait se produire (c'est-à-dire, catégorie P2 — contingence unique — ouverture de la ligne 1104 sans défaut au poste de Coleson Cove), il est également très probable que l'intervention de l'opérateur au Centre de conduite du réseau puisse rapidement refermer la ligne 1104 dans le poste de Coleson Cove, ce qui atténue la durée de l'événement.

- 3. Fréquence prévue de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page, d'après le fonctionnement historique.

Il n'existe aucune trace de présence de perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish, et son utilisation dans l'évaluation de la planification de 2021 pour l'année 2 (2023) et au-delà dépend de l'achèvement par Saint John Energy du développement de sa sous-station de 66 kV.

Au cours d'une période de six ans, de 2015 à 2021, Énergie NB a enregistré seulement deux événements d'ouverture de ligne sans défaut sur son réseau de 138 kV du réseau de production-transport, qui compte 68 terminaisons de ligne dans les postes du réseau de transport.

La fréquence estimée de la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish est calculée comme suit :

Risque d'exposition :	= (100 heures par an) / (8760 heures par an)
	= 1,14 %
Risque de contingence :	= (2 événements) / (68 possibilités d'événements) / (6 ans)
	= 0,0049 événement par an
Fréquence prévue de la	= (Risque d'exposition) x (Risque de contingence)
perte de charge non	= 1,14 % x 0,0049 événement par an
consécutive	= 0,000 056 événement par an

Pour une fréquence prévue à 0,000 056 événement par an, cela équivaut à une probabilité qu'un événement de perte de charge non consécutive planifiée se produise une fois tous les 17 900 ans.

4. Durée prévue de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page, d'après le fonctionnement historique.

La durée probable d'un événement de perte de charge non consécutive prévu à la sous-station du chemin Manawagonish est fondée sur la durée probable d'une ligne ouverte sans défaillance de la ligne 1104 au poste de Coleson Cove. Étant donné qu'Énergie NB n'a connu que deux de ces types d'événements au cours des six dernières années, la durée prévue est d'une heure, ce qui donne suffisamment de temps pour déterminer la cause de l'événement et l'atténuer par une intervention de l'opérateur au centre de conduite du réseau pour fermer la ligne 1104.

5. Plans pour atténuer le besoin de perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page.

Il n'y a aucun plan pour alléger le besoin de perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish.

6. Vérification que les exigences de fonctionnement des normes de fiabilité de TPL seront respectées pour donner suite à l'application de la note 12 de bas de page.

L'utilisation de la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish déclenchera le délestage de charge en sous-tension de la sous-station en cas de basse tension inférieure à 0,9 par tranche. Cette mesure garantit que les exigences de fonctionnement des normes de fiabilité de TPL seront respectées, car elle résout directement une violation de basse tension à la sous-station du chemin Manawagonish.

7. Les solutions possibles à la perte de charge non consécutive envisagées et les raisons pour lesquelles ces solutions n'ont pas été retenues sous la note 12 de bas de page.

Une solution possible à la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish est l'installation d'une batterie de condensateurs de 25 MVAR à la sous-station du chemin Manawagonish. Le coût estimé de la batterie de condensateurs et de l'équipement de commande connexe est d'environ 1,5 million de dollars. La raison pour laquelle cette solution n'a pas été retenue est son coût élevé pour un profit très faible.

8. Évaluation des utilisations multiples potentielles de la note 12 de bas de page, y compris les utilisations multiples avec les planificateurs de réseaux de transport et les coordinateurs de planification adjacents.

Il n'y a pas d'utilisations multiples potentielles de la note 12 de bas de page pour la perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish, y compris les utilisations multiples avec les planificateurs de réseaux de transport et les coordonnateurs de planification adjacents. Les limites de perte de charge d'Énergie NB auprès d'ISO New England varient de 375 MW à 450 MW, de sorte que toute perte potentielle de 58 MW de charge à la sous-station du chemin Manawagonish est bien en deçà de cette limite.

Le raisonnement d'Énergie NB pour expliquer pourquoi son utilisation de la perte de charge non consécutive au poste du chemin Manawagonish n'a pas d'effets négatifs sur la fiabilité.

Le glossaire des termes utilisés dans la norme de fiabilité du NERC définit l'effet négatif sur la fiabilité comme suit :

« L'effet d'un événement qui entraîne une instabilité liée à la fréquence, un déclenchement non planifié de la charge ou de la production, ou une séparation incontrôlée ou des pannes en cascade qui touchent une zone étendue de l'interconnexion. »

La perte de charge non consécutive de 58 MW à la sous-station du chemin Manawagonish est bien en deçà de la limite de perte de charge d'Énergie NB avec ISO New England, qui est de 375 à 450 MW. Le montant n'est pas non plus supérieur à la perte de charge consécutive associée au déclenchement de la ligne 1104 qui crée une perte de charge à la sous-station du chemin Manawagonish et aux autres sous-stations liées à la ligne 1104. Cette utilisation de la perte de charge non consécutive planifiée n'a aucun effet sur l'interconnexion de l'Est en ce qui a trait à l'instabilité liée à la fréquence, au déclenchement non prévu de la charge ou de la production, ou à la séparation non contrôlée ou aux pannes en cascade.

PERTE DE CHARGE NON CONSÉCUTIVE AU POSTE DE PENNFIELD ET AU POSTE DE MILLTOWN

Les postes de Pennfield et de Milltown sont tous deux des postes de 138/69 kV situés dans le sud-ouest du Nouveau-Brunswick. La perte de charge consécutive planifiée pour le poste de Pennfield est assurée par un délestage à minimum de tension dans les postes locaux de 69 kV lorsque la tension de

69 kV du poste de Pennfield descend sous 0,9 par tranche. Les postes locaux de 69 kV touchés par cette perte de charge planifiée au poste de Pennfield sont les suivants :

- Sous-station de St. George (69 kV)
- Sous-station de Deer Island (69 kV)
- Sous-station de Campobello (69 kV)
- Sous-station de Grand Harbour (69 kV)

La perte de charge consécutive planifiée pour le poste de Milltown consiste en un délestage de charge en sous-tension au disjoncteur CM-1 de 69 kV qui alimente la Eastern Maine Electric Coop par la ligne radiale de 69 kV 0059.

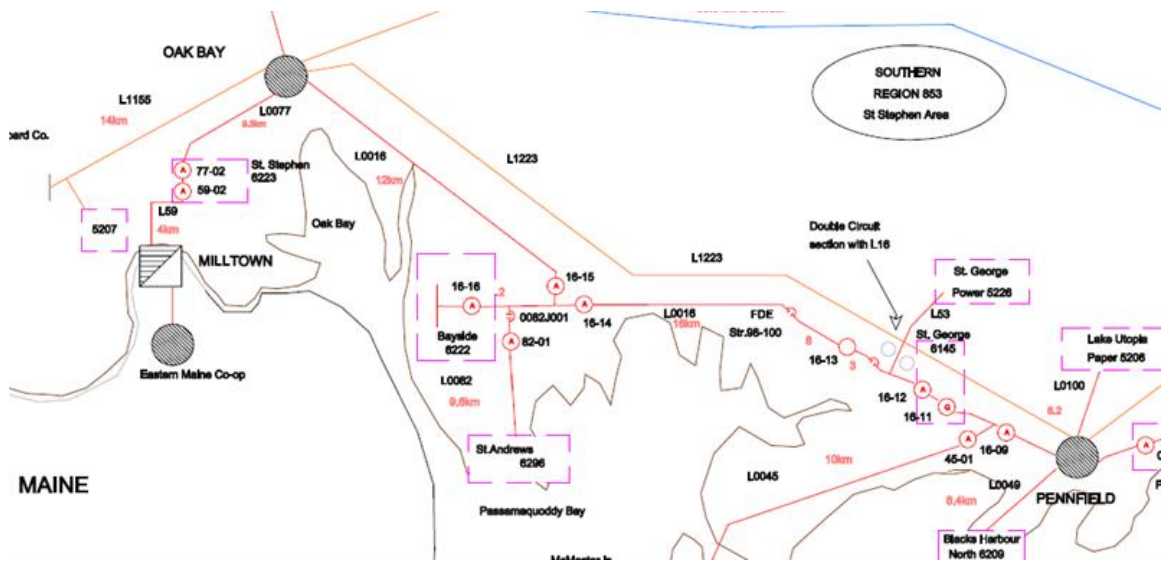


Figure 2 — Carte de la zone de transport des postes de Pennfield et de Milltown

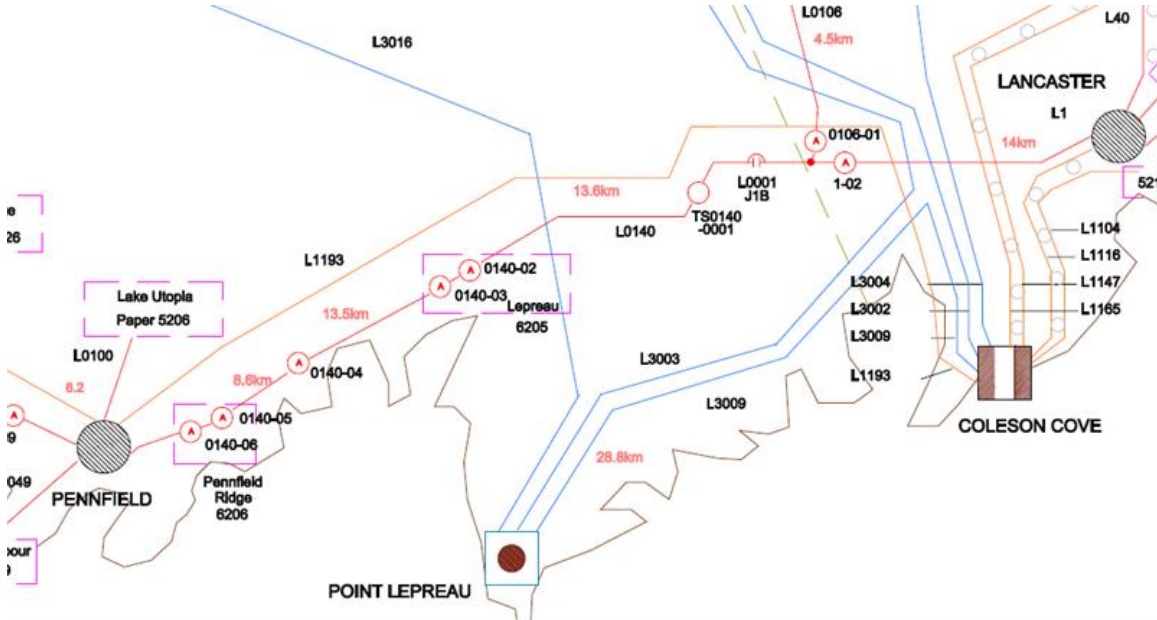


Figure 3 — Carte de la zone de transport des postes de Coleson Cove à de Pennfield

Les pertes de charge consécutives planifiées pour les postes de Pennfield et de Milltown sont déclenchées par des événements similaires, elles sont donc combinées dans ce document comme une seule utilisation de perte de charge consécutive planifiée.

1. Conditions dans lesquelles une perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page serait nécessaire :
 - a. Niveau de charge du réseau et estimation des heures annuelles d'exposition à ce niveau de charge ou à un niveau supérieur.

Le niveau de charge du réseau au-dessus duquel la perte de charge consécutive serait nécessaire aux postes de Pennfield et de Milltown est de 2 600 MW.

L'estimation des heures annuelles d'exposition à la perte de charge non consécutive est de 115 heures par an pour 2022 et au-delà, et elle est fondée sur les données de charge du Nouveau-Brunswick de 2019 avec une prévision de charge relativement stable sur 10 ans [2].

- b. Les contingences applicables et les installations en dehors de leur cote applicable en raison de cette contingence.

Les contingences applicables entraînent le déclenchement de la ligne 1193 de 138 kV entre Coleson Cove et Pennfield, et sont les suivantes :

- Déclenchement de la ligne 1193 (Catégorie P1 - Perte d'un circuit de transport)
- Déclenchement de Coleson Cove T1 (Catégorie P1 - Perte d'un transformateur)
- Défaillance du disjoncteur de CO1-2 (Catégorie P4 - Perte d'un circuit de transport causée par un disjoncteur coincé)
- Défaillance du disjoncteur de CO3-11 (Catégorie P4 - Perte d'un circuit de transport causée par un disjoncteur coincé)

Les installations en dehors de leurs valeurs nominales applicables en raison de ces contingences sont la tension du poste de 69 kV de Pennfield et la tension du poste de 69 kV de Milltown, en supposant que l'événement se produise pendant l'une des 115 heures par an d'exposition. Une basse tension inférieure à 0,9 par tranche à l'un ou l'autre endroit entraîne un délestage de charge en sous-tension de la charge locale de 69 kV.

2. Montant de la perte de charge non consécutive avec :
 - a. Le nombre prévu et le type de clients touchés

La perte de charge consécutive planifiée à la période de pointe hivernale est de 29 MW pour le poste de Pennfield et de 19 MW pour le poste de Milltown, pour un total de 48 MW de charge touchant 17 800 clients résidentiels et commerciaux. Cette prévision s'applique à l'année 2022 et aux années suivantes en raison d'une prévision de charge relativement stable sur 10 ans [2].

- b. Une explication de l'effet de l'utilisation de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page sur la santé, la sécurité et le bien-être de la communauté.

La perte de charge non consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown, avec environ 115 heures par an d'exposition à des contingences limitées touchant la ligne 1193, n'est pas significative en termes de risque de survenance. Il est prévu dans la partie 3 ci-dessous que la probabilité d'un déclenchement de la ligne 1193 est de 0,88 d'arrêt par an, et il est peu probable qu'il se superpose à ces heures de faible exposition. C'est également insignifiant par rapport à l'exposition de la charge locale à une perte de charge consécutive pendant 8 760 heures par an en raison de contingences touchant les lignes radiales locales de 69 kV. Par conséquent, il n'y a pas d'effet négatif mesurable sur la santé, la sécurité et le bien-être de la communauté en raison

de l'utilisation de perte de charge consécutive aux postes de Pennfield et de Milltown.

3. Fréquence prévue de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page, d'après le fonctionnement historique.

Il n'existe aucune trace de perte de charge consécutive au poste de Pennfield ou au poste de Milltown.

La fréquence prévue de perte de charge consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown est calculée comme suit

$$\begin{aligned} \text{Risque d'exposition :} &= (115 \text{ heures par an}) / (8760 \text{ heures par an}) \\ &= 1,31 \% \end{aligned}$$

Risque de contingence :

Pour les éventualités applicables, les statistiques suivantes sont tirées du rapport 2016 de l'Association canadienne de l'électricité sur le fonctionnement des équipements de transport en cas d'arrêt non prévu, présenté en référence [3] du présent document.

$$\begin{aligned} \text{Déclenchement de la ligne 138 kV 1193} &= (0,8052 \text{ panne par } 100 \text{ km par an}) \\ &\quad \times (49,5 \text{ km de longueur de la ligne 1193}) \\ &= 0,3986 \text{ arrêt par an} \end{aligned}$$

$$\text{Déclenchement de Coleson Cove T1} = 0,2122 \text{ arrêt par an}$$

$$\text{Défaillance du disjoncteur de CO1-2} = 0,0685 \text{ arrêt par an}$$

$$\text{Défaillance du disjoncteur de CO3-11} = 0,2026 \text{ arrêt par an}$$

$$\begin{aligned} \text{Total} &= 0,3986 + 0,2122 + 0,0685 + 0,2026 \\ &= 0,8819 \text{ arrêts par an} \end{aligned}$$

Fréquence prévue de la perte de charge non consécutive = (Risque d'exposition) x (Risque de contingence)

$$\begin{aligned} &= 1,31 \% \times 0,8819 \text{ événements par an} \\ &= 0,0116 \text{ événement par an} \end{aligned}$$

Pour une prévision de la fréquence de perte de charge consécutive égale à 0,0116 événement par an, cela équivaut à une probabilité qu'un événement de perte de charge consécutive aux postes de Pennfield et de Milltown se produise une fois tous les 86 ans.

4. Durée prévue de la perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page, d'après le fonctionnement historique.

La durée prévue d'un événement de perte de charge consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown est fondée sur la durée prévue d'un déclenchement sur la ligne 1193. Selon la référence [3], la durée moyenne prévue pour un arrêt de la ligne 1193 de 138 kV est de 13,29 heures, tandis que la durée moyenne prévue est de 0,30 heure.

5. Plans futurs pour atténuer le besoin de perte de charge non consécutive en vertu de la note 12 de bas de page.

Il n'est pas prévu de réduire le besoin de perte de charge consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown.

6. Vérification que les exigences de fonctionnement des normes de fiabilité de TPL seront respectées suite à l'application de la note 12 de bas de page.

L'utilisation de la perte de charge consécutive aux postes de Pennfield et de Milltown déclenche le délestage de charge en sous-tension de la charge locale de 69 kV pour les basses tensions de 69 kV inférieures à 0,9 par tranche. Cette mesure garantit que les exigences de fonctionnement des normes de fiabilité de TPL seront respectées, car elle résout directement une ou plusieurs violations de basse tension aux postes de Pennfield et de Milltown.

7. Les autres solutions à la perte de charge non consécutive envisagées et les raisons pour lesquelles ces solutions n'ont pas été retenues sous la note 12 de bas de page.

Une solution possible à la perte de charge consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown est l'installation d'une batterie de condensateurs de 35 MVAR au poste de Pennfield. Le coût estimé de la batterie de condensateurs et de l'équipement de commande connexe est d'environ 1,5 million de dollars. La raison pour laquelle cette solution n'a pas été retenue est son coût élevé pour un profit très faible.

8. Évaluation des utilisations multiples potentielles de la note 12 de bas de page, y compris les utilisations multiples avec les planificateurs de réseaux de transport et les coordinateurs de planification adjacents.

Il n'y a pas d'utilisations multiples potentielles de la note 12 de bas de page pour la perte de charge non consécutive aux postes de Pennfield et de Milltown, y compris les utilisations multiples avec les planificateurs de réseaux de

transport et les coordonnateurs de planification adjacents. Les limites de perte de charge d'Énergie NB auprès d'ISO New England varient de 375 MW à 450 MW, de sorte que toute perte potentielle de 48 MW de charge des postes de Pennfield et de Milltown est bien conforme à cette limite.

Le raisonnement d'Énergie NB pour expliquer pourquoi son utilisation de la perte de charge non consécutive au poste du chemin Manawagonish n'a pas d'effets négatifs sur la fiabilité.

Le glossaire des termes utilisés dans la norme de fiabilité du NERC définit l'effet négatif sur la fiabilité comme suit :

« L'effet d'un événement qui entraîne une instabilité liée à la fréquence, un déclenchement non planifié de la charge ou de la production, ou une séparation incontrôlée ou des pannes en cascade qui touchent une zone étendue de l'interconnexion. »

La perte de charge non consécutive de 48 MW aux postes de Pennfield et de Milltown est bien conforme à la limite de perte de charge d'Énergie NB avec ISO New England, qui est de 375 à 450 MW. Cette utilisation de la perte de charge consécutive planifiée n'a aucun effet sur l'Interconnexion de l'Est en ce qui concerne l'instabilité liée à la fréquence ; le déclenchement non prévu de la charge ou de la production ; ou la séparation non contrôlée ou les pannes en cascade.

CONCLUSION

L'évaluation de la planification 2021 contient deux utilisations planifiées de la perte de charge non consécutive, dont aucune n'entraîne d'effets négatifs sur la fiabilité. Ils sont les suivants :

1. Perte de charge non consécutive à la sous-station du chemin Manawagonish
 - L'utilisation planifiée de la perte de charge non consécutive est pour l'année 2 (2023) et au-delà.
 - Le délestage de charge en sous-tension de 58 MW pendant la période de pointe hivernale est utilisé pour résoudre les problèmes de basse tension locale en dessous de 0,9 par tranche.
 - La fréquence prévue de l'occurrence planifiée de la perte de charge non consécutive est de 0,000056 événement par an, soit une fois tous les 17 900 ans.
2. Perte de charge non consécutive au poste de Pennfield et au poste de Milltown

- L'utilisation planifiée de la perte de charge non consécutive est pour l'année 1 (2022) et au-delà.
- Le délestage de charge en sous-tension de 48 MW pendant la période de pointe hivernale est utilisé pour résoudre les problèmes de basse tension locale en dessous de 0,9 par tranche.
- La fréquence prévue de l'occurrence planifiée de la perte de charge non consécutive est de 0,0116 événement par an, ce qui équivaut à une probabilité d'une occurrence planifiée d'une perte de charge non consécutive une fois tous les 86 ans.

RÉFÉRENCES

[1] Norme de fiabilité TPL-001-4 de la NERC relative aux exigences de fonctionnement de la planification du réseau de transport d'électricité. (en anglais)

<https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/TPL-001-4.pdf>

[2] Plan intégré des ressources d'Énergie NB 2020

<https://www.nbpower.com/media/1490323/2020-irp-en-2020-11-17.pdf>

[3] Association canadienne de l'électricité, Système d'information sur la fiabilité des équipements, Fonctionnement de l'équipement de transport en cas d'arrêt non prévu 2016, 24 août 2017. (en anglais)

<https://electricity.ca/wp-content/uploads/2017/09/2016-All-Canada-ERIS-Report.pdf>