
Projet QC-2015-02

Norme BAL-001-2 – Performance du contrôle de l'équilibrage de la puissance active

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif de la norme BAL-001-2 est de maintenir la fréquence de l'*Interconnexion* à l'intérieur de limites préétablies. Comme son nom l'indique, elle établit des mesures de la performance du contrôle de l'équilibrage de la puissance active.

L'exigence E1, aussi connue sous le nom de CPS1 (*Control Performance Standard 1*), est reprise de la norme BAL-001-0.1a déjà adoptée par la Régie de l'énergie et en vigueur depuis le 1^{er} avril 2015. Seuls les équations et les explications des différentes composantes ont été déplacées en annexe 1. L'exigence 1 mesure la performance du contrôle du *responsable de l'équilibrage* en ce qui a trait à sa gestion de la production et de la charge, et à la fréquence de l'*Interconnexion*. Une évaluation mensuelle permet de dégager des tendances et de détecter les changements qui pourraient indiquer un mauvais contrôle de la part du *responsable de l'équilibrage*.

L'exigence E2, aussi connue sous le nom de CPS2 (*Control Performance Standard 2*), est une nouvelle exigence qui remplace l'exigence E2 de la norme BAL-001-0.1a déjà adoptée par la Régie de l'énergie et en vigueur depuis le 1^{er} avril 2015. Cette nouvelle exigence vient combler certaines lacunes de l'ancienne exigence E2 qui ne tenait pas compte de la fréquence de l'*Interconnexion*. Par exemple, pour que son ACE demeure dans les limites de l'exigence E2, le *responsable de l'équilibrage* doit parfois augmenter ou diminuer la production même si ce changement réduit la fiabilité en creusant l'écart entre la fréquence de l'*Interconnexion* et la fréquence programmée. La nouvelle exigence E2 introduit donc la limite ACE de *responsable de l'équilibrage* (BAAL) établie spécifiquement et qui tient compte de chaque *Interconnexion*.

La norme BAL-001-2 propose donc une amélioration notable par rapport à la version adoptée par la Régie de l'énergie en ce qui a trait au contrôle de la fréquence et présente donc des bénéfices importants pour la fiabilité de l'*Interconnexion*.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

La norme BAL-001-0.1a doit être retirée lors de l'entrée en vigueur de la norme BAL-001-2.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Groupe de partage de réserve réglante		<p>Groupe formé d'au moins deux responsables de l'équilibrage qui, collectivement, maintiennent, répartissent et fournissent la réserve réglante nécessaire à chacun des responsables de l'équilibrage du groupe pour respecter les normes de régulation pertinentes.</p> <p>(Regulation Reserve Sharing Group)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
ACE déclaré de groupe de partage de réserve réglante		<p>Au moment d'une mesure visant un groupe de partage de réserve réglante donné, somme algébrique des ACE déclarés (ou équivalent calculé au moment de la mesure) des responsables de l'équilibrage qui font partie du groupe de partage de réserve réglante au moment de mesure.</p> <p>(Reserve Sharing Group Reporting ACE)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
ACE déclaré		<p>Valeur à un taux d'échantillonnage donné de l'écart de réglage de la zone (ACE) d'un responsable de l'équilibrage, exprimé en MW, qui comprend la différence entre l'échange réel net et l'échange programmé net du responsable de l'équilibrage, son obligation de compensation en fréquence, ainsi que toute erreur de comptage connue. Dans l'Interconnexion de l'Ouest, l'ACE déclaré comprend aussi la correction de l'écart de temps automatique (ATEC).</p> <p>L'ACE déclaré se calcule comme suit :</p> $\text{ACE déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME}$ <p>Et dans l'Interconnexion de l'Ouest :</p> $\text{ACE déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME} + I_{ATEC}$ <p>où :</p> <p>NI_A (échange réel net) est la somme algébrique des transferts de puissance réels sur toutes les lignes d'interconnexion, y compris les pseudo-interconnexions. Les responsables de l'équilibrage raccordés directement à une autre Interconnexion par liaison asynchrone peuvent inclure ou non les transferts de puissance sur ces liaisons dans le calcul de leur échange réel, à condition de procéder de la même façon pour le calcul de l'échange programmé net.</p> <p>NI_S (échange programmé net) est la somme algébrique de tous les transferts de puissance programmés, y compris les programmes dynamiques, avec les responsables de l'équilibrage adjacents, compte tenu également des effets des rampes de programme. Les responsables de l'équilibrage raccordés directement à</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>une autre <i>Interconnexion</i> par liaison asynchrone peuvent inclure ou non les transferts de puissance sur ces <i>lignes d'interconnexion</i> dans le calcul de leur <i>échange</i> programmé, à condition de procéder de la même façon pour le calcul de l'<i>échange réel net</i>.</p> <p>B (réglage de la compensation en fréquence) est le <i>réglage de la compensation en fréquence</i> (nombre négatif en MW/dHz) du <i>responsable de l'équilibrage</i>.</p> <p>10 est une constante qui permet de convertir en MW/Hz la valeur du réglage de la compensation en fréquence.</p> <p>F_A (fréquence réelle) est la fréquence mesurée, en Hz.</p> <p>F_S (fréquence programmée) est de 60,0 Hz, sauf pendant une correction de temps.</p> <p>I_{ME} (erreur de comptage d'échange) est le facteur de correction de l'erreur de comptage, qui représente la différence entre la moyenne horaire intégrée de l'<i>échange réel net</i> (NI_A) et la mesure horaire cumulée de l'<i>échange</i> net, en MWh.</p> <p>I_{ATEC} (correction de l'écart de temps automatique) est un ajout à l'équation de l'ACE qui s'applique à l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest ; cette valeur modifie le point de contrôle de manière à rattraper de façon continue l'<i>échange involontaire</i> primaire afin de corriger l'écart de temps cumulé. La <i>correction de l'écart de temps</i> automatique concerne uniquement l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest.</p> $I_{ATEC} = \frac{PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe}}{(1-Y) \times H}$ <p>en mode de <i>correction de l'écart de temps</i> automatique.</p> <p>I_{ATEC} est nul pour tout autre mode de <i>réglage automatique de la production</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Y = B / B_S. • H = Nombre d'heures pour le rattrapage de l'<i>échange involontaire</i> primaire ; valeur fixée à 3. • B_S = <i>Compensation en fréquence</i> pour l'<i>Interconnexion</i> (MW/dHz). • L'<i>échange involontaire</i> primaire (PII_{horaire}) se calcule comme suit : (1 - Y) × (II_{réel} - B × ΔTE/6). • II_{réel} est l'<i>échange involontaire</i> horaire de la dernière heure. • ΔTE est la variation horaire de l'<i>écart de temps</i> du réseau, tel que diffusé par le surveillant du temps de l'<i>Interconnexion</i>, où : $\Delta TE = TE_{fin\ de\ l'heure} - TE_{début\ de\ l'heure} - TD_{corr} - (t) \times (TE_{décalage})$

Terme	Acronyme	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> • TD_{corr} est la correction établie par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> pour les écarts par rapport aux horloges de centres de contrôle du surveillant du temps de l'<i>Interconnexion</i>. • t est le nombre de minutes de toute correction manuelle de l'écart de temps pendant l'heure. • $TE_{décalage}$ est de 0,000, de +0,020 ou de -0,020. • $PII_{cumulé}$ est le $PII_{horaire}$ cumulé du <i>responsable de l'équilibrage</i>, en MWh. Une comptabilité de l'accumulation en pointe et hors pointe est nécessaire, où : $PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe} = PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe} \text{ de la dernière période} + PII_{horaire}$ <p>Toutes les <i>Interconnexions</i> de la NERC qui comportent plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> fonctionnent selon les principes du <i>conditionnement par ligne d'interconnexion</i> et nécessitent une équation de l'ACE semblable à celle de l'ACE <i>déclaré</i> définie ci-dessus. Toute modification de cette équation de l'ACE <i>déclaré</i> qui est mise en œuvre pour tous les <i>responsables de l'équilibrage</i> d'une <i>Interconnexion</i>, si elle respecte les quatre principes suivants, permet d'obtenir une autre équation de l'ACE <i>déclaré</i> qui est compatible avec les mesures énoncées dans la présente norme.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tous les segments de l'<i>Interconnexion</i> sont compris dans une zone ou une autre, de sorte que la somme de toutes les productions, charges et pertes des différentes zones est égale au total des productions, charges et pertes du réseau. 2. La somme algébrique de tous les <i>échanges programmés nets</i> et de tous les <i>échanges réels nets</i> des zones est égale à zéro en tout temps. 3. Toutes les zones adoptent une même fréquence programmée (FS) en tout temps. 4. Aucune erreur de comptage ou de calcul ne doit subsister (toute erreur de comptage ou de calcul connue doit être corrigée au moyen de la valeur IME). <p>(Reporting ACE)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Interconnexion		Écrit avec une majuscule initiale, ce mot désigne un des quatre grands réseaux électriques en Amérique du Nord : <i>Interconnexion</i> de l'Est, <i>Interconnexion</i> de l'Ouest, <i>Interconnexion</i> ERCOT et <i>Interconnexion</i> du Québec. (Interconnection) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

- Responsable de l'équilibrage (BA)
- Groupe de partage de réserve réglante (constitué de plusieurs BA)

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans sa fonction de responsable de l'équilibrage, est la seule entité visée par cette norme au Québec. Ainsi, dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de la norme au Québec.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
1 ^{er} juillet 2016	1 ^{er} juillet 2016 ¹

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

¹ Si la date d'adoption de la norme par la Régie est postérieure à la date proposée, la norme entrerait en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'adoption de la norme par la Régie.

Projet QC-2015-01

Norme BAL-003-1 – Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La *réponse en fréquence*, une mesure de la capacité d'une *Interconnexion* à stabiliser la fréquence suite à une perte soudaine de production ou de charge, est une composante essentielle à l'exploitation fiable des réseaux de transport d'électricité interconnectés, particulièrement pendant les perturbations et la remise en charge. L'incapacité de maintenir la fréquence à l'intérieur de seuils définis peut conduire à un fonctionnement incorrect de l'équipement et éventuellement au déclenchement d'équipements de centrale de production pour prévenir leur bris, ce qui peut mener à des pannes de grande envergure.

La norme BAL-003-1 établit une *obligation de réponse en fréquence* (FRO) minimale que chaque *responsable de l'équilibrage* devra respecter. Cette norme vient également encadrer la méthode de calcul utilisée pour la *réponse en fréquence* et le *régler de la compensation en fréquence* afin qu'ils soient plus près de la *réponse en fréquence* naturelle de l'*Interconnexion*. Enfin, cette norme favorise la coordination de l'exploitation des systèmes de *régler automatique de la production* (AGC) pour les *Interconnexions* qui sont composées de plus d'un *responsable de l'équilibrage*. Ce dernier aspect n'est donc pas actuellement applicable au Québec.

En bref, cette norme vise à donner l'assurance que chaque *Interconnexion* dispose d'une *réponse en fréquence* suffisante afin d'éviter que la fréquence atteigne les seuils de délestage de charge en sous-fréquence. Pour ce faire, elle prescrit les *obligations de réponse en fréquence* spécifique aux *responsables de l'équilibrage* et aux *Interconnexions* et fournit des méthodes de calcul uniformes de la réponse et du *régler de la compensation en fréquence*. Aux fins de comparaison, la norme BAL-003-0.1b présentement déposée pour adoption par la Régie de l'énergie encadre seulement le calcul du *régler de la compensation en fréquence*. En ajoutant la notion d'*obligation de réponse en fréquence*, la norme BAL-003-1 vient donc améliorer la fiabilité du réseau en ce qui a trait au maintien de la fréquence et à sa résilience en cas d'événements impliquant la perte de production ou de charge.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

La norme BAL-003-0.1b doit être retirée lors de l'entrée en vigueur de la norme BAL-003-1.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Mesure de la réponse en fréquence	FRM	Médiane de toutes les observations de <i>réponse en fréquence</i> déclarées annuellement par les <i>responsables de l'équilibrage</i> ou les <i>groupes de partage de la réponse en fréquence</i> pour les événements de fréquence sélectionnés par l'ERO. Elle est exprimée en MW/0,1Hz. (Frequency Response Measure) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Obligation de réponse en fréquence	FRO	La part de la <i>réponse en fréquence</i> d'un responsable de l'équilibrage nécessaire pour l'exploitation fiable d'une Interconnexion. Elle est exprimée en MW/0,1Hz. (Frequency Response Obligation) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Groupe de partage de la réponse en fréquence	FRSG	Groupe constitué de deux ou plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui, collectivement, maintiennent, attribuent et fournissent les ressources d'exploitation nécessaires pour répondre, conjointement, à la somme des <i>obligations de réponse en fréquence</i> de ses membres. (Frequency Response Sharing Group) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Réglage de la compensation en fréquence		Nouvelle définition : Un nombre, fixe ou variable, normalement exprimé en MW/0,1Hz, compris dans l'équation de l' <i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> pour tenir compte de la contribution inverse de la <i>réponse en fréquence</i> du <i>responsable de l'équilibrage</i> à l' <i>Interconnexion</i> et décourager le retrait de réponse par l'intermédiaire de systèmes de contrôle secondaires. Ancienne définition : Valeur établie dans l'algorithme de l' <i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> , qui lui permet de fournir sa part de la réponse en fréquence de l' <i>Interconnexion</i> , exprimée généralement en MW/0,1 Hz. (Frequency Bias Setting) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

La norme vise seulement les responsables de l'équilibrage (BA) et les groupes de partage de la réponse en fréquence pour les Interconnexions comprenant plusieurs BA. L'équilibrage de l'Interconnexion du Québec étant sous la responsabilité d'un seul BA, seule la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec est visée par cette norme.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dans les autres juridictions, la norme BAL-003-1 doit être mise en œuvre sur une période de deux ans :

- Les exigences E2, E3 et E4 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois suivant l'approbation réglementaire pertinente. Aux États-Unis, la date a été fixée au 1^{er} avril 2015.
- L'exigence E1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois suivant l'approbation réglementaire pertinente. Aux États-Unis, la date a été fixée au 1^{er} avril 2016.

La direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans sa fonction de responsable de l'équilibrage, est la seule entité visée par cette norme au Québec. Ainsi, dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de la norme au Québec.

Exigences	Dates d'entrée en vigueur aux États-Unis	Dates d'entrée en vigueur proposées au Québec	Justification
E1	1 ^{er} avril 2016	1 ^{er} avril 2016 ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
E2, E3 et E4	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	

¹ Si la date d'adoption de la norme par la Régie est postérieure à une des dates proposées, l'exigence E1 entrerait en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières important pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie ²		2 094	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 094	

² Inclut la direction Contrôle des mouvements d'énergie.

Projet QC-2015-01

Normes INT-004-3, INT-006-4, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-1

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les normes INT-001-3, INT-003-3, INT-004-2, INT-005-3, INT-006-3, INT-007-1, INT-008-3, INT-009-1 et INT-010-1 actuellement déposées pour adoption à la Régie de l'énergie ont fait l'objet d'un projet de révision par la NERC qui visait à clarifier le rôle de certaines fonctions visées et à éliminer la redondance entre certaines exigences. La révision a donné lieu au retrait et au regroupement de certaines exigences. Au final, les neuf normes initiales ont été retirées et remplacées par les cinq nouvelles normes suivantes :

- INT-004-3
- INT-006-4
- INT-009-2
- INT-010-2
- INT-011-1

Les nouvelles normes proposées apportent les améliorations suivantes :

- Rendre les *demandes d'échange* plus claires en définissant mieux quelles entités agissent à titre de *responsable des échanges*.
- Établir clairement les critères d'acceptation ou de refus d'une *demande d'échange*.
- Définir les différents *responsables de l'équilibrage* impliqués dans la mise en œuvre d'un échange et leur relation face à cet échange.
- Tenir compte des avancées technologiques. Ce sont les technologies qui gèrent le processus d'échange d'énergie et non les entités. Une mise à jour des normes était donc nécessaire.
- Clarification des termes du glossaire à des fins de compréhension.
- Obligation de communication et comptabilisation dans le processus de gestion des demandes d'échange.

L'objectif ultime de la mise à niveau des normes INT est d'éviter la congestion sur les réseaux de transport qui risquerait de mettre en péril la fiabilité du réseau. En s'assurant que chaque *responsable de l'équilibrage* s'entend sur des variables communes lors d'une *demande d'échange*, des problèmes potentiels sont évités.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE**3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur**

- INT-001-3 : Informations sur les *échanges*
- INT-003-3 : Mise en œuvre des transactions d'échange
- INT-004-2 : Modifications des transactions d'échanges dynamiques

- INT-005-3 : Le responsable des échanges diffuse l'échange convenu
- INT-006-3 : Réponse au responsable des échanges
- INT-007-1 : Confirmation des échanges
- INT-008-3 : Le responsable des échanges diffuse le statut de l'échange
- INT-009-1 : Mise en œuvre des échanges
- INT-010-1 : Cas d'exception dans la coordination des échanges

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Échange convenu d'ajustement de fiabilité		<p>Demande de modification, à des fins de fiabilité, d'un <i>échange confirmé</i> ou d'un échange mis en œuvre.</p> <p>(Reliability Adjustment Arranged Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange confirmé composite		<p>Profil d'énergie (y compris les rampes n'ayant pas des valeurs par défaut) sur une période donnée, établi par la combinaison des <i>échanges confirmés</i> qui ont lieu pendant cette période.</p> <p>(Composite Confirmed Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Responsable de l'équilibrage délégataire		<p><i>Responsable de l'équilibrage</i> qui, dans le cadre d'un <i>transfert dynamique</i>, accueille dans son périmètre de réglage effectif une production ou une charge du responsable de l'équilibrage délégant.</p> <p>(Attaining Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Responsable de l'équilibrage délégant		<p><i>Responsable de l'équilibrage</i> dont une partie de la production ou de la charge interconnectée physiquement est transférée au périmètre de réglage effectif du <i>responsable de l'équilibrage délégataire</i> dans le cadre d'un <i>transfert dynamique</i>.</p> <p>(Native Balancing Area)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Terme	Acronyme	Définition
<p>Programme d'échange dynamique Programme dynamique</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'un <i>programme d'échange</i>, à la variable échange programmé net (NI_S) des équations de l'écart de réglage de zone (ACE) (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Relevé de télémessure ou valeur mis à jour en temps réel et utilisé comme programme pour les besoins du réglage automatique de la production (AGC) et dans l'équation de l'écart de réglage d'une zone (ACE); sa valeur intégrée étant traitée comme un programme pour les besoins de la comptabilisation des échanges. Utilisé couramment pour la programmation de production en copropriété à destination ou en provenance d'une autre <i>zone d'équilibrage</i>.</p> <p>(Dynamic Interchange Schedule or Dynamic Schedule)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Pseudo-interconnexion</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'une <i>ligne d'interconnexion</i>, à la variable échange réel net (NI_A) des équations de l'écart de réglage de zone (ACE) (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Relevé ou valeur de télémessure mis à jour en temps réel et utilisé comme transit d'interconnexion « virtuelle » dans le réglage automatique de la production (AGC) et dans l'équation de l'écart de réglage de la zone (ACE), mais pour lequel il n'existe en fait aucune interconnexion physique ni aucun comptage d'énergie. La valeur intégrée est utilisée comme une valeur en MWh mesurée par compteur pour les besoins de la comptabilisation des échanges.</p> <p>(Pseudo-Tie)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
Demande d'échange	RFI	<p>Nouvelle définition :</p> <p>Ensemble de données définis dans les normes d'affaires du NAESB soumis aux fins de la mise en place d'un échange bilatéral entre des <i>responsables de l'équilibrage</i> ou d'un transfert d'énergie au sein d'un même <i>responsable de l'équilibrage</i>.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Ensemble de données, défini dans la fiche de données du NAESB (North American Energy Standards Board) pour les demandes d'échange, à présenter au <i>responsable des échanges</i> aux fins de la mise en place d'un <i>échange</i> bilatéral entre une <i>zone d'équilibrage productrice</i> et une <i>zone d'équilibrage consommatrice</i>.</p> <p>(Request for Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange convenu		<p>Nouvelle définition :</p> <p>État d'une <i>demande d'échange</i> (initiale ou révisée) qui a été soumise pour approbation.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>État résultant de la réception, par le <i>responsable des échanges</i>, des informations (initiales ou révisées) sur l'échange.</p> <p>(Arranged Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange confirmé		<p>Nouvelle définition :</p> <p>État d'un <i>échange convenu</i> qu'aucune partie n'a refusé et que toutes les parties qui devaient le faire ont approuvé.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>État résultant de la vérification, par le <i>responsable des échanges</i>, de l'<i>échange convenu</i>.</p> <p>(Confirmed Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage adjacent</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage adjacente</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dont la zone d'équilibrage est interconnectée avec une autre zone d'équilibrage soit directement, soit en vertu d'une entente multipartite ou d'un tarif de transport.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Zone d'équilibrage qui est interconnectée avec une autre de ces zones soit directement ou en vertu d'une entente multipartite ou d'un tarif de transport.</i></p> <p>(Adjacent Balancing Authority)</p> <p><small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small></p>
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage intermédiaire</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage intermédiaire</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dont la zone est touchée par le chemin programmé d'une transaction d'échange, à l'exclusion du responsable de l'équilibrage producteur et du responsable de l'équilibrage consommateur.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Zone d'équilibrage qui possède des installations de raccordement dans le chemin programmé entre la zone d'équilibrage expéditrice et la zone d'équilibrage réceptrice, ainsi que des ententes d'exploitation établissant les conditions d'utilisation de telles installations.</i></p> <p>(Intermediate Balancing Authority)</p> <p><small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small></p>
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage consommateur</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage consommatrice</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dans la zone duquel est située la charge (consommation) visée par une transaction d'échange et par tout programme d'échange qui en résulte.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Dans une transaction d'échange, zone du responsable de l'équilibrage où est située la charge (consommation). (Il s'agit aussi, pour le programme d'échange qui en résulte, de la zone d'équilibrage réceptrice.)</i></p> <p>(Sink Balancing Authority)</p> <p><small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small></p>

Terme	Acronyme	Définition
<p>Nouveau terme :</p> <p>Responsable de l'équilibrage producteur</p> <p>Ancien terme :</p> <p>Zone d'équilibrage productrice</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p><i>Responsable de l'équilibrage</i> dans la zone duquel est située la production visée par une <i>transaction d'échange</i> et par tout <i>programme d'échange</i> qui en résulte.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Dans une <i>transaction d'échange</i>, <i>zone du responsable de l'équilibrage</i> où est située la production. (Il s'agit aussi, pour le <i>programme d'échange</i> qui en résulte, de la <i>zone d'équilibrage expéditrice</i>.)</p> <p>(Source Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Analyse de planification opérationnelle</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Analyse des conditions anticipées du réseau en vue des activités d'exploitation du lendemain (cette analyse peut être faite entre un jour et douze mois d'avance). Les conditions anticipées comprennent notamment : la charge prévue, les niveaux de production, les <i>échanges</i> ainsi que les contraintes connues (retraits d'installations de transport ou de groupes de production, limitations de l'équipement, etc.).</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Analyse des conditions anticipées du réseau pour l'exploitation du lendemain (cette analyse peut être faite pour un jour d'avance ou jusqu'à douze mois d'avance). Les conditions anticipées du réseau comprennent la charge prévue, les niveaux de production et les contraintes connues (retraits d'installations de transport ou de groupes de production, limitations de l'équipement, etc.).</p> <p>(Operational Planning Analysis)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées			
	Responsable de l'équilibrage	Négociant ¹	Fournisseur de service de transport	Responsable de l'approvisionnement
INT-004-3	X	X		
E1		x		
E2		x		
E3	x			
INT-006-4	X		X	
E1	x			
E2			x	
E3	x			
E4	x			
E5	x			
INT-009-2	X			
E1	x			
E2	x			
E3	x			
INT-010-2	X			
E1	x			
E2	x			
E3	x			
INT-011-1				X
E1				x

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

¹ Retrait de la fonction de négociant (PSE) demandé dans le dossier R-3936-2015.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

L'entrée en vigueur aux États-Unis a été fixée au 1^{er} octobre 2014. Dans un souci d'uniformisation des pratiques concernant les transferts d'énergie, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de ces normes au Québec étant donné qu'elles sont déjà en vigueur aux États-Unis.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
INT-004-3	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-006-4	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-009-2	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-010-2	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-011-1	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

INT-004-3

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-006-4

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-009-2

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-010-2

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-011-1

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Section à compléter à la réception des formulaires d'évaluation de l'impact et à la conclusion du processus de consultation préalable au dépôt des normes à la Régie de l'énergie.

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

INT-004-3

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-006-4

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 316	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 316	

INT-009-2

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-010-2

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-011-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 428	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 428	