



Québec

Coordonnateur de la fiabilité au

## Registre des entités visées par les normes de fiabilité

Déposé le ~~27 septembre 2021~~ xx mois 20xx

## ANNEXE A – ENTITÉS

Entité	Acronyme	Adresse	Fonctions											L'entité possède et/ou exploite				Notes				
			RC	BA	TOP	TO	GOP	GO	PA	TP	TSP	RP	LSE	DP	Installations classées RTP	Installations classées Bulk	Lignes de transport exploitées à 200 kV et plus		Installations / appareils requis pour la remise en charge du réseau	Automatismes de réseau RAS <sup>3</sup>	Programme de délestage en sous-tension DST (possède / exploite)	Programme de délestage en sous-fréquence (possède / exploite)
Innergex Cartier Énergie S.E.C. Parc éolien de l'Anse-à-Valleau	AAV	1225 Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil, Qc, J4K 0B9					GOP	GO							O	N	N	N	n	N / N	N / N	

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

<sup>3</sup> Par sa décision D-2020-118, la Régie de l'énergie a adopté la nouvelle définition du terme « automatisme de réseau » (RAS) qui supprime la distinction entre les trois classes d'automatismes de réseau de RAS définies par le NPCC comme : type I, type II et type III. Ainsi, à partir de la date de publication de cette décision, des automatismes SPSRAS de type III ainsi que des automatismes de réseau RAS qui ne sont pas catégorisés par le NPCC sont visés par les normes de fiabilité de la NERC adoptées et mises en vigueur par la Régie puisqu'ils font partie de la nouvelle définition du terme « automatisme de réseau » RAS. Notamment, la norme PRC-012-2, adoptée dans la décision D-2020-167, prévoit que tout **TO**, **GO** et **DP** peut posséder un RAS et les normes PRC-005-6 et PRC-012-2 exigent des propriétaires des automatismes de réseau RAS d'identifier leurs automatismes. Cependant, il incombe à l'entité visée de faire la démonstration au surveillant si elle possède ou non un RAS. Par conséquent, les identifications à cette colonne sont présentées à titre informatif et n'ont aucune incidence sur l'application des normes de fiabilité ou sur leur surveillance. Pour différencier cette colonne des autres colonnes qui sont normatives, la couleur de fond est différente et les informations sont en lettres minuscules italiques.

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

**ANNEXE C – INSTALLATIONS DE PRODUCTION**

Entité	Nom	Type	Installation classée RTP?	Puissance installée (MVA)	Raccordé au RTP?	Au moins un groupe peut être synchronisé avec un réseau voisin?	Poste de départ inclus ?	Particularités
AAV	Anse-à-Valleau	Éolien	O	100,5 MW	N	N	N	
BDS	Baie-des-Sables	Éolien	O	109,5 MW	N	N	N	
CAR	Carleton	Éolien	O	109,5 MW	N	N	N	
EER	L'Érable	Éolien	O	100 MW	N	N	N	
ÉLL	High Falls	Hydraulique	O	124	N	O	N	
ÉLL	Masson	Hydraulique	O	112	O	O	N	
ÉLP	Plateau	Éolien	O	255,8 MW	O	N	N	
GM	Gros-Morne	Éolien	O	211,5 MW	N	N	N	
HQP	Beauharnois	Hydraulique	O	2270	O	O	N	
HQP	Beaumont	Hydraulique	O	300	N	N	N	
HQP	Bécancour	Thermique (TAG)	O	456,8	O	N	N	
HQP	Bersimis-1	Hydraulique	O	1240	O	N	N	
HQP	Bersimis-2	Hydraulique	O	915	O	N	N	
HQP	Brisay	Hydraulique	O	494	O	N	N	
HQP	Bryson	Hydraulique	O	70	O	O	N	
HQP	Carillon	Hydraulique	O	885,5	N	N	N	
HQP	Cèdres	Hydraulique	O	150	O	O	N	
HQP	Chelsea	Hydraulique	O	190	N	O	N	
HQP	Chute-Allard	Hydraulique	O	69	N	N	N	La puissance nominale de la centrale est limitée à 69 MVA en vertu du décret #379-2005.
HQP	Eastmain-1	Hydraulique	O	505	O	N	N	La puissance nominale de la centrale est limitée à 505 MVA en vertu du décret #302-93.
HQP	Eastmain-1-A	Hydraulique	O	853	O	N	N	La puissance nominale de la centrale est limitée à 853 MVA en vertu du certificat d'autorisation #3214-10-17.
HQP	Jean-Lesage	Hydraulique	O	1366	O	N	N	
HQP	La Gabelle	Hydraulique	O	175	O	N	N	
HQP	La Grande-1	Hydraulique	O	1512	O	N	N	
HQP	La Grande-2-A	Hydraulique	O	2340	O	N	N	



Coordonnateur de la fiabilité au Québec

Entité	Nom	Type	Installation classée RTP?	Puissance installée (MVA)	Raccordé au RTP?	Au moins un groupe peut être synchronisé avec un réseau voisin?	Poste de départ inclus ?	Particularités
SRB	St-Robert-Bellarmin et du Granit	Éolien	O	104,6 MW	N	N	N	
TEM	Témiscouata	Éolien	O	73,5 MW	N	N	N	
TCQ	TransCanada Energy (Cogénération de Bécancour)	Thermique (cogénération)	O	748	N	N	N	Suspension des opérations, excepté en période d'hiver (maximum de 300 heures par hiver et un maximum de 2 appels par jour, et ce, à partir du 1er juin 2016).
VDK	Vents-du-Kempt	Éolien	O	101,05 MW	N	N	N	

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

## HISTORIQUE DES VERSIONS

Décision (Date)	Modifications
D-2015-098 (23 juin 2015)	Version initiale.
D-2015-195 (4 décembre 2015)	Retrait des fonctions PSE et IA.
D-2015-213 (21 décembre 2015)	Modification des caractéristiques des groupes et de la puissance installée de l'installation de production Grand-Mère. Ajout de l' <del>annexe l'Annexe</del> G listant les installations pour lesquelles l'application des <u>normes de fiabilité</u> est suspendue.
D-2016-109 (15 juillet 2016)	Modifications suivant l'annexe de la décision D-2016-109. Ajout de l'installation « Siemens Canada limité » à l' <del>annexe l'Annexe</del> G.
D-2017-031 (21 mars 2017)	Modifications en suivi de la décision D-2017-031 : <ul style="list-style-type: none"> <li>retrait de toute information à l'égard des actifs critiques des fiches des <u>entités visées</u> (<del>annexe-Annexe</del> A) ;</li> <li>retrait de la colonne « Actif critique » des installations de <del>transpo</del> de production, de télécommunications et les centres d'exploitation (<del>annexes-Annexes</del> B, C, D et F) ;</li> <li>ajout d'une <del>annexe-Annexe</del> avec les désignations d'installations par le <b>RC</b>, le <b>PC</b> ou le <b>TP</b> conformément aux critères 2.3, 2.6, 2.7 ou 2.9 de l'<del>Annexe 4</del> <b>A</b> de la norme CIP-002-5.1.</li> </ul>
D-2018-149 (23 octobre 2018)	Retrait des Annexes A, D, F et G. Déplacement de la section 2.2 « Identification des entités visées par les normes de fiabilité » vers l'Annexe A « Entités ». Déplacement de l'Annexe H « Liste des installations désignées en vertu de certains critères de la norme CIP-002-5.1 » à l'Annexe F. Retrait d' <u>entités visées</u> à l' <del>annexe l'Annexe</del> A. Retrait et modifications de postes à l'Annexe B. Ajout, retrait et modification de lignes à l'Annexe B. Retrait d'installations de production et autres modifications à l'Annexe C.

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique

a mis en forme : Police :Italique



	<p>Ajout de <del>l'annexe</del>-l'Annexe D.</p> <p>Modifications à l'Annexe E.</p> <p>Ajout de <del>l'annexe</del>-l'Annexe G pour le suivi des ajouts de la décision D-2018-149.</p> <p>Retrait d'information non pertinente à l'application des <u>normes</u> de <u>fiabilité</u> au Québec.</p>	a mis en forme : Police :Italique
D-2019-142 (12 novembre 2019)	<p>Mise à jour statutaire de 2019 (en suivi de la décision D-2018-149)</p> <p>Réseau en date du 1er avril 2019 (avec l'ajout de la ligne 7103)</p> <p>Sommaire des modifications (R-4095-2019, <u>B-0005</u>)</p> <p>Suivi des modifications (R-4095-2019, <u>B-0023</u>)</p> <p>Suspension provisoire de l'application des <u>normes</u> à l'entité Venterre NRG Inc. et à l'installation de production New Richmond.</p>	<p>Code de champ modifié</p> <p>Code de champ modifié</p>
D-2019-150 (15 novembre 2019)	<p>Modification de la date d'applicabilité du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 1<sup>er</sup> juillet 2020 pour certains <u>éléments</u> à <del>l'annexe</del>-l'Annexe B.</p>	a mis en forme : Police :Italique
D-2020-052 (14 mai 2020)	<p>Suspension provisoire d'Énergie éolienne Le Plateau S.E.C. comme TO pour son poste Plateau.</p>	
D-2020-062 (28 mai 2020)	<p>Suspension provisoire de l'inclusion au Registre de lignes à <del>l'annexe</del>-l'Annexe B.</p>	
D-2020-065 (2 juin 2020)	<p>Suspension du Registre de l'entité Venterre NRG Inc. et de son installation de production New Richmond sans limitation de puissance.</p>	
D-2020-088 (13 juillet 2020)	<p>Retrait du Registre de l'entité Venterre NRG Inc. et de son installation de production New Richmond.</p>	
D-2020-134 (16 octobre 2020)	<p>Ajout d'une note de bas de page aux Annexes A et E pour retirer les distinctions entre les types de <u>SPSRAS</u>.</p>	
D-2020-167 (11 décembre 2020)	<p>Modification de la note de bas de page concernant l'identification des <u>entités visées</u> par les <u>automatismes de réseau</u> <u>RAS</u> à <del>l'annexe</del>-l'Annex A.</p>	a mis en forme : Police :Italique

# **Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité**

**Octobre 2021** Mois 20xx

Terme	Acronyme	Définition
Caractéristiques assignées en situation d'urgence		<p>Caractéristiques assignées par le propriétaire de l'équipement qui définissent la charge électrique ou la puissance qu'un réseau, une installation ou un élément peut supporter, produire ou tolérer pour une période déterminée; habituellement exprimée en mégawatts (MW), en mégavars (Mvar) ou en toute autre unité de mesure appropriée. Ces caractéristiques assignées tiennent compte d'une diminution acceptable de la durée de vie de l'équipement ou d'autres limitations physiques ou de sécurité de l'équipement considéré.</p> <p><b>(Emergency rating)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Caractéristiques assignées en situation normale		<p>Caractéristiques assignées par le propriétaire de l'équipement, qui définissent la charge électrique qu'un réseau, une installation ou un élément peut supporter ou tolérer au cours des évolutions de la demande quotidienne sans perte de durée de vie de l'équipement; habituellement exprimées en mégawatts (MW) ou en toute autre unité de mesure appropriée.</p> <p><b>(Normal Rating)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Centre de contrôle		<p>Une ou plusieurs installations (y compris les centres informatiques connexes) qui hébergent un personnel d'exploitation qui surveille et contrôle le <i>système de production-transport d'électricité</i> (BES) en temps réel afin d'effectuer les tâches de fiabilité de : 1) un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ; 2) un <i>responsable de l'équilibrage</i> ; 3) un <i>exploitant de réseau de transport</i> pour des <i>installations</i> de transport à deux endroits ou plus ; 4) un <i>exploitant d'installation de production</i> pour des <i>installations</i> de production à deux endroits ou plus.</p> <p><b>(Control Center)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Charge		<ol style="list-style-type: none"> <li>Dispositif ou consommateur final qui reçoit de l'électricité du réseau électrique.</li> <li>Puissance consommée par un client. (voir <i>Demande</i>)</li> </ol> <p><b>(Load)</b></p> <p>Sources : 1. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC).  2. <a href="#">Direction—Contrôle des mouvements d'énergie (HQT) Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF)</a></p>
Charge de base		<p>Quantité minimale de puissance électrique livrée ou requise à un taux constant au cours d'une période donnée.</p> <p><b>(Base Load)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Charge locale		<p>Consommateurs finaux que le <i>responsable de l'approvisionnement</i> est obligé d'approvisionner.</p> <p><b>(Native Load)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Charge ou demande		<p><i>Demande</i> que le consommateur final, par contrat ou</p>



Terme	Acronyme	Définition
interruptible		entente, met à la disposition de son <i>responsable de l'approvisionnement</i> en vue d'une réduction de charge. <b>(Interruptible Load, Interruptible Demand)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Charge répartie par poste		Information sur la charge des postes structurée de manière à représenter un réseau aux fins de la modélisation des écoulements de puissance et/ou du comportement dynamique du réseau. <b>(Dispersed Load by Substations)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Chemin de démarrage		Partie du réseau électrique qui peut être isolée, puis mise sous tension pour fournir de l'électricité à partir d'une source de production afin de permettre le démarrage d'un ou de plusieurs autres groupes de production. <b>(Cranking Path)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Chemin programmé		<i>Services de transport de point à point</i> réservés par un <i>négociant</i> en vue d'une <i>transaction</i> . <b>(Scheduling Path)</b> Source : Adaptation de la <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</a> à partir du Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Chemin réservé		Chemin électrique convenu pour le transit continu d'électricité entre les parties d'une <i>transaction d'échange</i> . <b>(Contract path)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Circonstance CIP exceptionnelle		Situation qui entraîne ou menace d'entraîner une ou plusieurs des conditions suivantes (ou des conditions semblables) mettant en cause la sécurité ou la fiabilité du BES : un risque de blessure ou de décès ; une catastrophe naturelle ; des troubles civils ; une panne imminente ou existante de matériel, de logiciel ou d'équipement ; un <i>incident de cybersécurité</i> nécessitant une aide d'urgence ; une intervention des services d'urgence ; l'adoption d'une entente d'assistance mutuelle ; une indisponibilité de main-d'œuvre à grande échelle. <b>(CIP Exceptional Circumstance)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Client d'un service de transport		<del><b>En vigueur jusqu'au 30 septembre 2021 :</b> 1. Client admissible (ou son agent désigné), qui peut signer ou signe effectivement un contrat de service de transport, ou qui peut utiliser ou utilise effectivement un service de transport. 2. L'une ou l'autre des entités responsables suivantes : propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement ou négociant.</del>  <del><b>En vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2021 :</b> 1. Client admissible (ou son agent désigné), qui peut</del>

Terme	Acronyme	Définition
		<b>(Existing Transmission Commitments)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Entente		Contrat ou arrangement, écrit ou verbal, qui a parfois force exécutoire. <b>(Agreement)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Entité responsable de la programmation (des échanges)		Entité responsable de l'approbation et de la mise en œuvre des <i>programmes d'échange</i> . <b>(Scheduling Entity)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Entité visée		Toute personne morale inscrite au « registre des entités visées par les normes de fiabilité » approuvé par la Régie de l'énergie du Québec en vertu de l'article 85.13 de la Loi sur la Régie de l'énergie. <b>(Registered Entity)</b> Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</a>
Équipement de surveillance des perturbations	<b>DME</b>	Dispositifs capables de surveiller et d'enregistrer les données de réseau relatives à une <i>perturbation</i> . De tels dispositifs comprennent les catégories d'enregistreurs suivants : <sup>4</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Enregistreurs chronologiques d'événements qui enregistrent la réponse de l'équipement à l'événement;</li> <li>• Enregistreurs de défauts qui enregistrent les données oscillographiques réelles reproduisant les tensions et courants primaires du réseau. Les relais de protection peuvent en faire partie.</li> <li>• Enregistreurs de perturbations dynamiques (DDR). Ces appareils enregistrent les incidents qui décrivent le comportement du réseau électrique au cours d'événements dynamiques tels que des oscillations de basse fréquence (0,1 Hz – 3 Hz) et des excursions anormales de fréquence ou de tension.</li> </ul> <b>(Disturbance Monitoring Equipment)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Erreur de comptage d'échange	<b>IME</b>	<b>En vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2021 :</b> Terme utilisé dans le calcul de l' <i>ACE déclaré</i> afin de compenser toute erreur de données ou d'équipement touchant d'autres éléments du calcul de l' <i>ACE déclaré</i> . <b>(Interchange Meter Error)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Étiquette de transaction		Détails d'une <i>transaction d'échange</i> nécessaires à la mise en œuvre physique de celle-ci.

<sup>4</sup> Les phasemètres et tout autre dispositif satisfaisant aux exigences de fonctionnement des équipements de surveillance des perturbations peuvent être considérés comme tels.

Terme	Acronyme	Définition
		<b>(Reliability Standard)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Norme de performance du réglage	<b>CPS</b>	Norme de fiabilité qui définit les limites de l' <i>écart de réglage de la zone</i> d'un responsable de l'équilibrage au cours d'une période donnée. <b>(Control Performance Standard)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Obligation de réponse en fréquence	<b>FRO</b>	<del>En vigueur jusqu'au 30 septembre 2021 :            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.</del>  <b>En vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2021 :</b> 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.  <b>(Frequency Response Obligation)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Organisation régionale de fiabilité <sup>6</sup> (Entité régionale)	<b>RRO</b>	1. Entité qui s'assure qu'une zone définie du <i>système de production-transport d'électricité</i> est fiable, adéquate et sécurisée. 2. Membre de la North American Electric Reliability Corporation (NERC). L' <i>organisation régionale de fiabilité</i> peut agir comme <i>responsable de la surveillance de la conformité</i> . <b>(Regional Reliability Organization)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Périmètre de sécurité électronique		Frontière logique qui entoure le réseau sur lequel les <i>système électronique BES</i> sont connectés au moyen d'un protocole routable. <b>(Electronic Security Perimeter)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Périmètre de sécurité physique		Frontière physique qui entoure les lieux où se trouvent des <i>actifs électroniques BES</i> , des <i>systèmes électroniques BES</i> ou des <i>systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques</i> , et dont l'accès est contrôlé. <b>(Physical Security Perimeter)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Période de rétablissement après contingence		<b>En vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2021 :</b> Frontière physique qui entoure les lieux où se trouvent des <i>actifs électroniques BES</i> , des <i>systèmes électroniques BES</i> ou des <i>systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques</i> , et dont l'accès est contrôlé. <b>(Contingency Event Recovery Period)</b>

<sup>6</sup> Note de la direction – Contrôle des mouvements d'énergie du Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) : L'organisation régionale de fiabilité (entité régionale) pour le Québec est le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Terme	Acronyme	Définition
		Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Raccordée au RTP		Un élément est « raccordé au RTP » s'il existe au moins une succession continue d'éléments RTP le raccordant au RTP.  <b>Connected to the RTP</b> Source : Coordonnateur de fiabilité du Québec.
Rapport de gestion des congestions		Rapport produit par le <i>logiciel de calcul de la répartition des échanges</i> lorsqu'un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> déclenche la procédure d'allègement de la <i>charge</i> de transport (TLR). Ce rapport indique les transactions ainsi que les réductions de la charge locale et de la charge en réseau que l'on doit mettre en œuvre pour réaliser l'allègement de charge demandé par ce <i>coordonnateur de la fiabilité</i> . <b>(Congestion Management Report)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Réduction		Diminution, dans le cadre d'une <i>transaction d'échange</i> , de la livraison de puissance ou d'énergie programmée. <b>(Curtailement)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Registre des entités visées par les normes de fiabilité  (Registre des entités visées)		Document approuvé par la Régie de l'énergie, identifiant les entités visées par les normes de fiabilité ainsi que leurs fonctions et leurs installations. <b>(Register of Entities Subject to Reliability Standards ) (Register of Entities)</b> Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</a>
Registre TLR  (Transmission Loading Relief)  (À des fins de clarification, la NERC a ajouté la signification de TLR.)		Rapport qui doit être déposé, dans une forme prescrite, après chaque allègement de la charge de transport (TLR) de niveau 2 ou plus. Le <i>logiciel de calcul de la répartition des échanges (IDC)</i> de la NERC prépare le rapport en vue de son examen par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> émetteur. Après l'approbation du rapport par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> émetteur, le rapport est déposé électroniquement dans une zone publique du site Internet de la NERC. <b>(TLR (Transmission Loading Relief) Log)</b> Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Réglage automatique de la production	<b>AGC</b>	<b>En vigueur jusqu'au 30 juin 2021 :</b> <del>Équipement qui règle automatiquement la production dans une zone d'équilibrage à partir d'un endroit central de façon à maintenir le programme d'échange du responsable de l'équilibrage ainsi que la compensation en fréquence. L'AGC peut aussi comprendre la remise automatique d'échanges involontaires et la correction de l'écart de temps.</del>  <b>En vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2021 :</b> Automatisme conçu et utilisé pour ajuster la <i>demande</i> et les ressources d'une <i>zone d'équilibrage</i> afin d'aider à maintenir l' <i>ACE déclaré</i> de cette <i>zone d'équilibrage</i> sous les limites prescrites par les normes de fiabilité de la NERC

Terme	Acronyme	Définition
		<p>réagir ou à répondre à un changement dans la fréquence du réseau.            (Réseau) Somme du changement de la demande et du changement de la production, divisée par le changement de la fréquence; exprimée en mégawatts par 0,1 Hertz (MW/0,1 Hz).  <b>(Frequency Response)</b>            Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Réseau		<p>Ensemble de composants de production, de transport et de distribution d'énergie électrique.  <b>(System)</b>            Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Réseau « bulk » <sup>7</sup> (NPCC)	<b>BPS</b>	<p>Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord-Est de l'Amérique du Nord et comprenant des éléments de réseau sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.  <b>(Bulk Power System) ou (Bulk Power-System)</b>            Source : Critère A-07 (Glossaire de termes du NPCC) (NPCC)</p>
Réseau de transport principal	<b>RTP</b>	<p>Réseau de transport composé des appareils et des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintien de l'équilibre offre/demande;</li> <li>• Réglage de la fréquence;</li> <li>• Maintien des réserves d'exploitation;</li> <li>• Réglage de la tension du réseau et des interconnexions;</li> <li>• Maintien du transit dans les limites d'exploitation;</li> <li>• Coordination et supervision des transactions d'échanges;</li> <li>• Supervision des automatismes de réseau;</li> <li>• Remise en charge du réseau.</li> </ul> <p><b>(Main Transmission System)</b>            Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</a></p>
Réseau interconnecté d'Amérique du Nord		<p>Voir la définition de « <i>système de production-transport d'électricité</i> ».  <b>(North American Interconnected Power System)</b>            Source : Coordonnateur de la fiabilité au Québec</p>
Réserve arrêtée		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Réserve de production qui n'est pas raccordée au réseau, mais qui peut répondre à la demande dans un délai déterminé.</li> <li>2. Charge interruptible qui peut être retirée du réseau dans un délai déterminé.</li> </ol> <p><b>(Non-Spinning Reserve)</b></p>

<sup>7</sup> Terme et acronyme utilisés dans les Annexes Québec.

Terme	Acronyme	Définition
		<p><i>transport.</i></p> <p><b>(Blackstart Resource)</b>            Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Ressources de production décentralisées		<p>Les <i>ressources de production décentralisées</i> sont des équipements de production d'énergie à petite échelle qui utilisent un système conçu principalement pour regrouper leur production afin de constituer une solution de rechange ou un apport supplémentaire au réseau électrique traditionnel. Exemples non limitatifs : production solaire, production géothermique, stockage d'énergie, volants d'inertie, production éolienne, microturbines et piles à combustible.</p> <p>Lorsqu'une installation de production incluse au <i>RTP</i> est constituée de <i>ressources de production décentralisées</i> qui sont reliées au moyen d'un système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources à un point commun de raccordement, alors les installations désignées comme faisant partie du <i>RTP</i> sont :</p> <p>a) les ressources de production individuelles ; et</p> <p>b) le système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources depuis le point où cette production combinée dépasse 75 MVA jusqu'à un point commun de raccordement pour une installation de production ayant une puissance nominale brute de plus de 75 MVA ; OU</p> <p>le système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources depuis le point où cette production combinée atteint ou dépasse 50 MVA jusqu'à un point commun de raccordement pour une installation de production ayant une puissance nominale brute de 50 MVA ou plus et de 75 MVA ou moins.</p> <p><b>(Dispersed Power Producing Resources)</b>            Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Risque d'incendie		<p>Probabilité qu'un feu s'allume ou se propage dans un secteur géographique particulier.</p> <p><b>(Fire Risk)</b>            Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Sabotage		<p>Acte malveillant perpétré dans le but de nuire aux opérations ou de les interrompre.</p> <p><b>(Sabotage)</b>            Source : <a href="#">Hydro-Québec</a>, <a href="#">Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</a></p>
Salle de commande		<p>Endroit où sont localisés les systèmes, terminaux ou tableaux de commande permettant la supervision et la commande d'une installation de production ou de transport. La salle de commande, située à même l'installation qu'elle</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>permet d'exploiter, peut également servir à la supervision ou à la commande d'autres installations situées sur le même site (poste de départ d'une centrale, centrale attenante).</p> <p><b>(Control Room)</b></p> <p>Source : Hydro-Québec, <b>Coordonnateur de la fiabilité (HOCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)</b></p>
Scénario		<p>Événement possible.</p> <p><b>(Scenario)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de régulation		<p>Processus par lequel un <i>responsable de l'équilibrage</i> s'engage par contrat à fournir une réponse corrective à la totalité ou à une partie de l'<i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un autre <i>responsable de l'équilibrage</i>. Le <i>responsable de l'équilibrage</i> fournissant la réponse corrective est tenu de respecter tous les critères de réglage applicables qui ont été définis par la NERC, pour lui-même comme pour l'autre <i>responsable de l'équilibrage</i> à qui il offre le <i>service de régulation</i>.</p> <p><b>(Regulation Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de transport		<p>Services fournis au <i>client d'un service de transport</i> par le <i>fournisseur de service de transport</i> en vue de transporter de l'énergie d'un <i>point de réception</i> à un <i>point de livraison</i>.</p> <p><b>(Transmission Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de transport de point à point	<b>PTP</b>	<p>Réservation et transport de puissance et d'énergie, sur une base ferme ou non ferme, du ou des <i>point(s) de réception</i> au ou aux <i>point(s) de livraison</i>.</p> <p><b>(Point to Point Transmission Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de transport en réseau intégré		<p>Service qui permet à un client d'un service de transport d'électricité d'intégrer, de planifier, de répartir de façon optimale et de réguler les réserves de son réseau d'une manière comparable à celle utilisée par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> pour desservir les clients de la <i>charge locale</i>.</p> <p><b>(Network Integration Transmission Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de transport ferme		<p>Service de la plus haute qualité (priorité) offert à des clients en vertu d'un barème tarifaire déposé qui ne prévoit aucune interruption planifiée.</p> <p><b>(Firm Transmission Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service de transport non ferme		<p>Service de transport que l'on peut réserver, mais dont la prestation dépend de la disponibilité et qui peut faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption.</p> <p><b>(Non-Firm Transmission Service)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Service étendu de		<p>Méthode permettant d'assurer un service de régulation selon</p>

# Glossary of Terms and Acronyms used in Reliability Standards

~~October 2021~~ Month xx, 20xx



Term	Acronym	Definition
		<p><b>(Réserve pour contingence)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Contract Path		<p>An agreed upon electrical path for the continuous flow of electrical power between the parties of an Interchange Transaction.  <b>(Chemin réservé)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Control Center		<p>One or more facilities hosting operating personnel that monitor and control the Bulk Electric System (BES) in real-time to perform the reliability tasks, including their associated data centers, of: 1) a Reliability Coordinator, 2) a Balancing Authority, 3) a Transmission Operator for transmission Facilities at two or more locations, or 4) a Generator Operator for generation Facilities at two or more locations.  <b>(Centre de contrôle)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Control Performance Standard	<b>CPS</b>	<p>The reliability standard that sets the limits of a Balancing Authority's Area Control Error over a specified time period.  <b>(Norme de performance du réglage)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Control Room		<p>Site where are located systems, terminals or control panel for the monitoring and control of a generating or transmission facility. The control room is located in the same facility it operates and can also be used for the monitoring or control of other facilities on the same site (generating facility's switchyard, adjacent generating facility).  <b>(Salle de commande)</b>            Source : <a href="#">Hydro-Québec</a>, <a href="#">Coordonnateur de la fiabilité (HOCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie</a></p>
Corrective Action Plan		<p>A list of actions and an associated timetable for implementation to remedy a specific problem.  <b>(Plan d'actions correctives)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Cranking Path		<p>A portion of the electric system that can be isolated and then energized to deliver electric power from a generation source to enable the startup of one or more other generating units.  <b>(Chemin de démarrage)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Curtailment		<p>A reduction in the scheduled capacity or energy delivery of an Interchange Transaction.  <b>(Réduction)</b>            Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>

Term	Acronym	Definition
Limit T <sub>v</sub>		acceptable. Each Interconnection Reliability Operating Limit's T <sub>v</sub> shall be less than or equal to 30 minutes. <b>(T<sub>v</sub> de limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Intermediate Balancing Authority		A Balancing Authority on the scheduling path of an Interchange Transaction other than the Source Balancing Authority and Sink Balancing Authority. <b>(Responsable de l'équilibrage intermédiaire)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Intermediate System		A Cyber Asset or collection of Cyber Assets performing access control to restrict Interactive Remote Access to only authorized users. The Intermediate System must not be located inside the Electronic Security Perimeter. <b>(Système intermédiaire)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Interpersonal Communication		Any medium that allows two or more individuals to interact, consult, or exchange information. <b>(Communication interpersonnelle)</b> Source: Glossary of terms used in NERC Reliability Standards
Interruptible Load or Interruptible Demand		Demand that the end-use customer makes available to its Load-Serving Entity via contract or agreement for curtailment. <b>(Charge interruptible)(Demande interruptible)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Joint Control		Automatic Generation Control of jointly owned units by two or more Balancing Authorities. <b>(Réglage conjoint)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Limiting Element		The element that is 1. ) Either operating at its appropriate rating, or 2,) Would be following the limiting contingency. Thus, the Limiting Element establishes a system limit. <b>(Élément limiteur)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Load		1. An end-use device or customer that receives power from the electric system. 2. Power consumed by a customer. (see Demand) <b>(Charge)</b> Sources : 1. Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards 2. Hydro-Québec, <a href="#">Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie</a>
Load Shift Factor	<b>LSF</b>	A factor to be applied to a load's expected change in demand to determine the amount of flow contribution that change in demand will impose on an identified transmission facility or monitored

Term	Acronym	Definition
		<p>Flowgate. <b>(Facteur de changement de charge)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Load-Serving Entity	<b>LSE</b>	<p><del>Effective until September 30, 2021: Secures energy and transmission service (and related Interconnected Operations Services) to serve the electrical demand and energy requirements of its end-use customers.</del></p> <p><b>Effective on October 1, 2021:</b> Secures energy and Transmission Service (and related Interconnected Operations Services) to serve the electrical demand and energy requirements of its end-use customers.</p> <p><b>(Responsable de l’approvisionnement)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Long-Term Transmission Planning Horizon		<p>Transmission planning period that covers years six through ten or beyond when required to accommodate any known longer lead time projects that may take longer than ten years to complete. <b>(Horizon de planification du transport à long terme)</b> Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Main Transmission System	<b>RTP</b>	<p>The transmission system comprised of equipment and lines generally carrying large quantities of energy and of generating facilities of 50 MVA or more, providing control over reliability parameters:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Generation/load balancing</li> <li>• Frequency control</li> <li>• Level of operating reserves</li> <li>• Voltage control of the system and tie lines</li> <li>• Power flows within operating limits</li> <li>• Coordination and monitoring of interchange transactions</li> <li>• Monitoring of special protection systems</li> <li>• System restoration</li> </ul> <p><b>(Réseau de transport principal)</b> Source : Hydro-Québec, <a href="#">Coordonnateur de la fiabilité (HOCF) Direction – Contrôle des mouvements d’énergie</a></p>
Minimum Vegetation Clearance Distance	<b>MVCD</b>	<p><del>Effective until September 30, 2021: The calculated minimum distance stated in feet (meters) to prevent flash-over between conductors and vegetation, for various latitudes and operating voltages.</del></p> <p><b>Effective on October 1, 2021:</b> The calculated minimum distance stated in feet (meters) to</p>

Term	Acronym	Definition
		<p><b>Effective from October 1, 2021 until June 30, 2023:</b>            An evaluation of system conditions using Real-time data to assess existing (pre-Contingency) and potential (post-Contingency) operating conditions. The assessment shall reflect applicable inputs including, but not limited to, load, generation output levels, known Protection System and Special Protection System status or degradation, Transmission outages, generator outages, Interchange, Facility Ratings, and identified phase angle and equipment limitations. (Real-time Assessment may be provided through internal systems or through third-party services.)</p> <p><b>Effective on July 1<sup>st</sup>, 2023:</b>            An evaluation of system conditions using Real-time data to assess existing (pre-Contingency) and potential (post-Contingency) operating conditions. The assessment shall reflect applicable inputs including, but not limited to: load; generation output levels; known Protection System and Remedial Action Scheme status or degradation, functions, and limitations; Transmission outages; generator outages; Interchange; Facility Ratings; and identified phase angle and equipment limitations. (Realtime Assessment may be provided through internal systems or through third-party services.)</p> <p><b>(Évaluation en temps réel)</b>  <small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
Receiving Balancing Authority		<p>The Balancing Authority importing the Interchange.  <b>(Zone d'équilibrage réceptrice)</b>  <small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
Regional Reliability Organization <sup>7</sup> (Regional Entity)	<b>RRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. An entity that ensures that a defined area of the Bulk Electric System is reliable, adequate and secure.</li> <li>2. A member of the North American Electric Reliability Council. The Regional Reliability Organization can serve as The Compliance Monitor.</li> </ol> <p><b>(Organisation régionale de fiabilité) (Entité régionale)</b>  <small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
Regional Reliability Plan	<b>RRP</b>	<p>The plan that specifies the Reliability Coordinators and Balancing Authorities within the Regional Reliability Organization, and explains how reliability coordination will be accomplished.</p>

<sup>7</sup> Note from [the Coordinator \(HQCF\) direction – Contrôle des mouvements d'énergie](#): The Regional Reliability Organization (Regional Entity) for Quebec is the Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Term	Acronym	Definition
		<p><b>(Plan de fiabilité régional)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Registered entity		<p>Any legal entity listed in the "register identifying the entities that are subject to the reliability standards" approved by the Régie de l'énergie du Québec pursuant to section 85.13 of the Act respecting the Régie de l'énergie.</p> <p><b>(Entité visée)</b></p> <p>Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie</a></p>
Register of Entities Subject to Reliability Standards (Register of Entities)		<p>Document approved by the Régie de l'énergie identifying the entities subject to reliability standards, their functions and their facilities.</p> <p><b>(Registre des entités visées par les normes de fiabilité ) (Registre des entités visées )</b></p> <p>Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie</a></p>
Regulating Reserve		<p>An amount of reserve responsive to Automatic Generation Control, which is sufficient to provide normal regulating margin.</p> <p><b>(Réserve réglante)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Regulation Reserve Sharing Group		<p>A group whose members consist of two or more Balancing Authorities that collectively maintain, allocate, and supply the Regulating Reserve required for all member Balancing Authorities to use in meeting applicable regulating standards.</p> <p><b>(Groupe de partage de réserve réglante)</b></p> <p>Source: Glossary of terms used in NERC Reliability Standards</p>
Regulation Service		<p>The process whereby one Balancing Authority contracts to provide corrective response to all or a portion of the ACE of another Balancing Authority. The Balancing Authority providing the response assumes the obligation of meeting all applicable control criteria as specified by NERC for itself and the Balancing Authority for which it is providing the Regulation Service.</p> <p><b>(Service de régulation)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reliability Adjustment Arranged Interchange		<p>A request to modify a Confirmed Interchange or Implemented Interchange for reliability purposes.</p> <p><b>(Échange convenu d'ajustement de fiabilité)</b></p> <p>Source: Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reliability Adjustment RFI		<p>Request to modify an Implemented Interchange Schedule for reliability purposes.</p> <p><b>(Ajustement d'une demande d'échange pour la fiabilité)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reliability Coordinator	<b>RC</b>	<b>Effective until September 30, 2021:-</b>

Term	Acronym	Definition
		Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Right-of-Way	<b>ROW</b>	<p>The corridor of land under a transmission line(s) needed to operate the line(s). The width of the corridor is established by engineering or construction standards as documented in either construction documents, pre-2007 vegetation maintenance records, or by the blowout standard in effect when the line was built. The ROW width in no case exceeds the applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's legal rights but may be less based on the aforementioned criteria.</p> <p><b>(Emprise)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Sabotage		<p>Malevolent act perpetrated in order to disturb operations or to interrupt them.</p> <p><b>(Sabotage)</b></p> <p>Source : <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction – Contrôle des mouvements d'énergie</a></p>
Scenario		<p>Possible event.</p> <p><b>(Scénario)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Schedule		<p>(Verb) To set up a plan or arrangement for an Interchange Transaction.</p> <p>(Noun) An Interchange Schedule.</p> <p><b>(Programmer)(Programme)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Scheduled Frequency		<p>60.0 Hertz, except during a time correction.</p> <p><b>(Fréquence programmée)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Scheduled Net Interchange	<b>NIs</b>	<p><b>Effective on July 1, 2021 :</b></p> <p>The algebraic sum of all scheduled megawatt transfers, including Dynamic Schedules, to and from all Adjacent Balancing Authority areas within the same Interconnection, including the effect of scheduled ramps. Scheduled megawatt transfers on asynchronous DC tie lines directly connected to another Interconnection are excluded from Scheduled Net Interchange.</p> <p><b>(Échange net programmé)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Scheduling Entity		<p>An entity responsible for approving and implementing Interchange Schedules.</p> <p><b>(Entité responsable de la programmation)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Scheduling Path		The Point to Point Transmission Service arrangements reserved

Term	Acronym	Definition
		<p>by the Purchasing-Selling Entity for a Transaction.  <b>(Chemin programmé)</b></p> <p>Source : Adapted by <a href="#">Hydro-Québec, Coordonnateur de la fiabilité (HQCF) Direction—Contrôle des mouvements d'énergie</a> from the Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Sending Balancing Authority		<p>The Balancing Authority exporting the Interchange.  <b>(Zone d'équilibrage expéditrice)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Sink Balancing Authority		<p>The Balancing Authority in which the load (sink) is located for an Interchange Transaction and any resulting Interchange Schedule.  <b>(Responsable de l'équilibrage consommateur)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Source Balancing Authority		<p>The Balancing Authority in which the generation (source) is located for an Interchange Transaction and for any resulting Interchange Schedule.  <b>(Responsable de l'équilibrage producteur)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Special Protection System (Remedial Action Scheme)	<b>SPS</b>	<p>See "Remedial Action Scheme".  <b>(Automatisme de réseau)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Spinning Reserve		<p>Unloaded generation that is synchronized and ready to serve additional demand.  <b>(Réserve tournante)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Stability		<p>The ability of an electric system to maintain a state of equilibrium during normal and abnormal conditions or disturbances.  <b>(Stabilité)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Stability Limit		<p>The maximum power flow possible through some particular point in the system while maintaining stability in the entire system or the part of the system to which the stability limit refers.  <b>(Limite de stabilité)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Supervisory Control and Data Acquisition	<b>SCADA</b>	<p>A system of remote control and telemetry used to monitor and control the transmission system.  <b>(Télésurveillance et acquisition de données)</b></p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Supplemental Regulation Service		<p>A method of providing regulation service in which the Balancing Authority providing the regulation service receives a signal representing all or a portion of the other Balancing Authority's ACE.</p>