

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



# Modifications proposées au Glossaire

## 1. NOUVEAUX TERMES

### 1.1 VERSION FRANÇAISE

Terme	Acronyme	Définition
<b>Ressources de production décentralisées</b>		<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> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) les ressources de production individuelles ; et</li> <li>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 de plus de 75 MVA ; OU</li> </ul> <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 de 50 MVA ou plus et de 75 MVA ou moins.</p> <p><b>(Dispersed Power Producing Resources)</b></p> <p><small>Source : Coordonnateur de la fiabilité au Québec</small></p>

### 1.2 VERSION ANGLAISE

Terme	Acronyme	Définition
<b>Dispersed Power Producing Resources</b>		<p>Dispersed power producing resources are small-scale power generation technologies using a system designed primarily for aggregating capacity providing an alternative to, or an enhancement of, the traditional electric power system. Examples could include but are not limited to: solar, geothermal, energy storage, flywheels, wind, micro-turbines, and fuel cells.</p> <p>Dispersed Power Producing Resources are small-scale power generation technologies using a system designed primarily for</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>aggregating capacity providing an alternative to, or an enhancement of, the traditional electric power system. Examples include but are not limited to: solar, geothermal, energy storage, flywheels, wind, micro-turbines, and fuel cells. When a generating facility included in the RTP is made up of Dispersed Power Producing Resources that are connected through a system designed primarily for delivering such capacity to a common point of connection, the facilities designated as being part of the RTP are:</p> <p>a) the individual power producing resources; and</p> <p>b) the system designed primarily for delivering such capacity from the point where those resources aggregate to greater than 75 MVA to a common point of connection for a generating facility with a capacity of 75 MVA or above (gross nameplate rating); OR</p> <p>the system designed primarily for delivering such capacity from the point where those resources aggregate to reach or exceed 50 MVA to a common point of connection for a generating facility with a capacity of between 50 and 75 MVA (gross nameplate rating).</p> <p><b>(Ressources de production décentralisées)</b></p> <p><small>Source : Reliability Coordinator of Quebec</small></p>

## 2. MODIFICATION AUX TERMES EXISTANTS

### 2.1 VERSION FRANÇAISE

Terme	Acronyme	Définition
<b>Système de production-transport d'électricité</b>	<b>BES</b>	<p><b>Nouvelle définition :</b></p> <p>Tous les <i>éléments</i> de <i>transport</i> exploités à une tension de 100 kV ou supérieure ainsi que les ressources de <i>puissance active</i> et de <i>puissance réactive</i> raccordées à une tension de 100 kV ou supérieure, sous réserve des inclusions et exclusions ci-après. Sont exclues les installations servant à la distribution locale d'énergie électrique.</p> <p><b>Inclusions :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• I1 : Transformateurs dont la borne primaire et au moins une borne secondaire sont exploitées à une tension de 100 kV ou supérieure, sous réserve de l'application de l'exclusion E1 ou E3.</li> <li>• I2 : Une ou plusieurs ressources de production, y compris les bornes d'alternateur jusqu'au côté haute tension du ou des transformateurs élévateurs raccordés à une tension de 100 kV ou supérieure, dont :       <ol style="list-style-type: none"> <li>a) la puissance nominale brute de groupes individuels est</li> </ol> </li> </ul>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>supérieure à 20 MVA ou  b) la puissance nominale brute globale de la centrale est supérieure à 75 MVA.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• I3 : <i>Ressources à démarrage autonome</i> figurant dans le plan de remise en charge de l'exploitant du réseau de transport.</li> <li>• I4 : Ressources de production décentralisée ayant une puissance globale supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute) et raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension de 100 kV ou supérieure.  Ainsi, les installations désignées comme faisant partie du <i>BES</i> sont : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) chaque ressource individuelle et</li> <li>b) le dispositif conçu principalement pour transporter la production du point où ces ressources sont regroupées de manière à obtenir une puissance supérieure à 75 MVA jusqu'à un point de raccordement commun à une tension de 100 kV ou supérieure.</li> </ul> </li> <li>• I5 : Dispositifs statiques ou dynamiques (exception faite des groupes) servant exclusivement à fournir ou à absorber de la <i>puissance réactive</i> et qui sont raccordés soit à une tension de 100 kV ou supérieure, soit par un transformateur spécialisé ayant un côté haute tension à 100 kV ou plus, soit par un transformateur couvert par l'inclusion I1, sous réserve de l'application de l'exclusion E4.</li> </ul> <p><b>Exclusions :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• E1 : Réseaux radiaux : Un réseau radial est un groupe d'<i>éléments</i> de transport contigus rayonnant depuis un seul point de raccordement à une tension de 100 kV ou supérieure et : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) ne servant qu'à alimenter une <i>charge</i>, ou</li> <li>b) ne comportant que des ressources de production non couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et ayant une puissance globale inférieure ou égale à 75 MVA (puissance nominale brute), ou</li> <li>c) servant à alimenter une <i>charge</i> et comportant des ressources de production non couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et ayant une puissance globale de production non destinée à la distribution inférieure ou égale à 75 MVA (puissance nominale brute).</li> </ul> </li> </ul> <p>Remarque 1 : La présence d'un dispositif de sectionnement normalement ouvert entre les réseaux radiaux, indiqué sur les plans ou les schémas unifilaires, par exemple, n'a aucun effet sur cette exclusion.</p> <p>Remarque 2 : La présence d'une boucle contiguë, exploitée à une tension de 50 kV ou inférieure, entre des configurations jugées comme étant des réseaux radiaux, n'a aucun effet sur cette exclusion.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• E2 : Groupe ou groupes de production raccordés en aval du compteur de distribution d'un client et qui servent à alimenter en tout ou en partie la charge de distribution, pourvu que : (i) la puissance nette injectée dans le <i>BES</i> ne dépasse pas 75 MVA</li> </ul>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>et (ii) des services d'alimentation de réserve, de secours et d'entretien sont fournis aux groupes de production ou à la <i>charge</i> de distribution soit par un <i>responsable de l'équilibrage</i>, soit en vertu d'une obligation d'un <i>propriétaire d'installation de production</i> ou d'un <i>exploitant d'installation de production</i>, soit selon des conditions approuvées par un organisme réglementaire pertinent.</p> <p>• <b>E3</b> : Réseaux locaux : Un réseau local est un groupe d'<i>éléments</i> de transport contigus exploités à une tension inférieure à 300 kV qui alimente une <i>charge</i> plutôt que de faire transiter de l'énergie entre réseaux interconnectés. Un réseau local est alimenté par plusieurs points de raccordement à une tension de 100 kV ou supérieure afin d'améliorer la qualité du service de distribution et non pour assurer des transferts d'énergie entre réseaux interconnectés. Le réseau local est caractérisé par tout ce qui suit :</p> <p>a) Une production limitée y est raccordée : Le réseau local et les <i>éléments</i> qui le composent ne comprennent pas de ressources de production couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et leur puissance globale de production non destinée à la distribution n'est pas supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute) ;</p> <p>b) La <i>puissance active</i> est seulement absorbée par le réseau local et celui-ci ne transporte pas vers un autre réseau de l'énergie qui provient de l'extérieur ;</p> <p>c) Il ne fait pas partie d'une <i>interface de transit</i> ou d'un chemin de transfert : Le réseau local ne comporte aucune partie d'une <i>interface de transit</i> permanente de l'<i>Interconnexion</i> de l'Est, d'un chemin de transfert majeur de l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest ou d'une <i>installation</i> supervisée de nature comparable dans l'<i>Interconnexion</i> ERCOT ou l'<i>Interconnexion</i> du Québec, et il ne constitue pas une <i>installation</i> supervisée incluse dans une <i>limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)</i>.</p> <p>• <b>E4</b> : Équipements de régulation de la <i>puissance réactive</i> installés exclusivement pour combler les besoins d'un ou de plusieurs clients du service de distribution.</p> <p>Remarque : Des <i>éléments</i> peuvent être inclus ou exclus au cas par cas par le recours à une exception en vertu des règles de procédure.</p> <p><b>Ancienne définition :</b> Tel que défini par l'<i>organisation régionale de fiabilité (RRO)</i>, les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant leurs charges respectives à partir d'une seule source de transport.</p> <p><b>(Bulk Electric System)</b></p>

Terme	Acronyme	Définition
<b>Automatisme de réseau</b>	<b>Nouvel acronyme (à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019):</b> <b>RAS</b>  <b>Ancien acronyme:</b> <b>SPS</b>	<p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p> <p><b>Nouvelle définition (à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019):</b>  Automatisme conçu pour détecter dans le réseau des conditions prédéterminées et pour commander des actions correctives qui peuvent comprendre, sans limitation, le réglage de la production ou le rejet de production (MW et Mvar), le délestage de charges ou la reconfiguration du réseau. Les objectifs des automatismes de réseau sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• satisfaire aux exigences des normes de fiabilité de la NERC ;</li> <li>• maintenir la stabilité du système de production transport d'électricité (<i>BES</i>) ;</li> <li>• maintenir des valeurs de tension acceptables dans le <i>BES</i> ;</li> <li>• maintenir des valeurs de transit de puissance acceptables dans le <i>BES</i> ;</li> <li>• limiter l'impact des déclenchements en cascade ou autres événements extrêmes.</li> </ul> <p>Les dispositifs suivants, pris individuellement, ne constituent pas un automatisme de réseau :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) systèmes de protection servant à détecter des défauts sur les éléments du <i>BES</i> et à isoler ces éléments ;</li> <li>b) automatismes de délestage de charge en sousfréquence (DSF) et de délestage de charge en soustension (DST) constitués uniquement de relais dispersés ;</li> <li>c) systèmes de déclenchement sur perte de synchronisme et de blocage sur oscillation de puissance ;</li> <li>d) systèmes de réenclenchement automatique ;</li> <li>e) systèmes servant à détecter des conditions autres que de défaut (perte de champ d'un alternateur, température de l'huile au sommet de la cuve d'un transformateur, surtension, surcharge, etc.) sur un élément afin de protéger celui-ci contre l'endommagement en le mettant hors service ;</li> <li>f) contrôleurs qui commutent ou règlent un ou plusieurs des éléments énumérés ci-après, qui sont situés au même poste que l'élément commuté ou réglé et qui surveillent des grandeurs locales uniquement : composants réactifs série ou shunt, composants FACTS (système de transport à courant alternatif flexible), transformateurs déphaseurs, transformateurs à fréquence variable ou transformateurs à changeur de prises ;</li> <li>g) contrôleurs FACTS qui commandent à distance des inductances shunt statiques situées à d'autres postes afin de réguler la sortie d'un seul composant FACTS ;</li> <li>h) systèmes ou contrôleurs qui commandent à distance des inductances shunt et des condensateurs shunt de régulation de tension qui seraient autrement commandés manuellement ;</li> <li>i) systèmes qui mettent hors tension une ligne automatiquement pour un fonctionnement autre que de défaut lorsqu'une extrémité de la ligne est ouverte ;</li> <li>j) systèmes qui assurent une protection contre l'îlotage (par exemple la protection d'une charge contre les effets d'un</li> </ol>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>isolement avec une production locale potentiellement insuffisante pour maintenir une fréquence et une tension acceptables) ;</p> <p>k) séquences automatiques qui agissent seulement sous la commande manuelle initiale d'un répartiteur ;</p> <p>l) modulation de systèmes CCHT ou FACTS par des commandes supplémentaires, comme un amortissement d'angle rotorique ou de fréquence servant à amortir des oscillations locales ou interrégionales ;</p> <p>m) automatismes de protection contre la résonance sous-synchrone qui mesurent directement les grandeurs synchrones (par exemple les courants ou les oscillations en torsion) ;</p> <p>n) systèmes de commande de groupe de production, notamment le réglage automatique de la production, la commande du courant d'excitation (par exemple la régulation automatique de la tension et les stabilisateurs de puissance), l'action rapide sur les vannes et la régulation de vitesse.</p> <p><b>(Remedial Action Scheme )</b></p> <p><b>Ancienne définition :</b> Système automatique de protection conçu pour détecter des conditions réseau anormales ou prédéterminées et prendre des actions correctives autres que l'isolement des éléments en défaut ou qui s'y ajoutent de façon à maintenir la fiabilité du réseau. Parmi ces actions figurent des changements à la demande, à la production (MW et Mvar) ou à la configuration du réseau pour maintenir la stabilité du réseau, une tension acceptable ou les transits de puissance. Un <i>automatisme de réseau</i> ne comprend pas : a) le délestage en cas de sous-fréquence ou de sous-tension; b) l'isolement des défauts; c) la protection contre les ruptures de synchronisme (qui ne fait pas partie intégrante d'un automatisme de réseau). Appelé aussi <i>plan de défense</i>.</p> <p><b>(Special Protection System)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p><b>Plan de défense</b></p>	<p><b>Acronyme jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2019 :</b></p> <p><b>RAS</b></p>	<p><b>Nouvelle définition (à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019) :</b> Voir la définition de « automatisme de réseau ».</p> <p><b>Ancienne définition :</b> Système automatique de protection conçu pour détecter des conditions réseau anormales ou prédéterminées et prendre des actions correctives autres que l'isolement des éléments en défaut ou qui s'y ajoutent de façon à maintenir la fiabilité du réseau. Parmi ces actions figurent des changements à la demande, à la production (MW et Mvar) ou à la configuration du réseau pour maintenir la stabilité du réseau, une tension acceptable ou les transits de puissance. Un <i>automatisme de réseau</i> ne comprend pas : a) le délestage en cas de sous-fréquence ou de sous-tension; b) l'isolement des défauts; c) la</p>



Terme	Acronyme	Définition
		<p>protection contre les ruptures de synchronisme (qui ne fait pas partie intégrante d'un automatisme de réseau). Appelé aussi <i>plan de défense</i>.</p> <p><b>(Remedial Action Scheme)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p><b>Programme d'entretien de systèmes de protection</b></p>	<p><b>PSMP</b></p>	<p><b>Nouvelle définition :</b></p> <p>Un programme continu par lequel des composants des <i>systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine</i> sont maintenus en marche et le fonctionnement correct des composants défectueux de travail est rétabli. Un programme d'entretien d'un composant spécifique comprend une ou plusieurs des activités suivantes :</p> <p>Vérifier – Déterminer que le composant fonctionne correctement</p> <p>Surveiller – Observer le fonctionnement de routine du composant en service</p> <p>Tester – Appliquer des signaux à un composant afin d'observer le comportement de la performance fonctionnelle ou le comportement à la sortie ou pour diagnostiquer les problèmes.</p> <p>Inspecter – Examiner les signes de défaillance du composant, une baisse de performance ou une dégradation</p> <p>Calibrer – Régler le seuil d'opération ou la précision de mesure d'élément de mesure pour respecter l'exigence prévue sur la performance.</p> <p><b>Ancienne définition :</b></p> <p>Un programme continu par lequel des composants des <i>systèmes de protection</i> sont maintenus en marche et le fonctionnement correct des composants défectueux de travail est rétabli. Un programme d'entretien d'un composant spécifique comprend une ou plusieurs des activités suivantes :</p> <p>Vérifier – Déterminer que le composant fonctionne correctement</p> <p>Surveiller – Observer le fonctionnement de routine du composant en service</p> <p>Tester – Appliquer des signaux à un composant afin d'observer le comportement de la performance fonctionnelle ou le comportement à la sortie ou pour diagnostiquer les problèmes.</p> <p>Inspecter – Examiner les signes de défaillance du composant, une baisse de performance ou une dégradation</p> <p>Calibrer – Régler le seuil d'opération ou la précision de mesure d'élément de mesure pour respecter l'exigence prévue sur la performance.</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p><b>(Protection System Maintenance Program)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p><b>Système de protection</b></p>		<p><b>Nouvelle définition :</b>            Système de protection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques;</li> <li>• Systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection;</li> <li>• Dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection;</li> <li>• Alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries);</li> <li>• Circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.</li> </ul> <p><b>Ancienne définition :</b>            Système de protection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques;</li> <li>• Systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection;</li> <li>• Dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection;</li> <li>• Alimentation à c.c. de poste associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries);</li> <li>• Circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.</li> </ul> <p><b>(Protection System)</b></p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p><b>Automatisme de réseau de type I</b></p>		<p><b>Nouvelle définition :</b>            Voir la définition d' « automatisme de réseau ».</p> <p><b>Ancienne définition :</b>            Automatisme de réseau qui reconnaît ou anticipe les conditions anormales de réseau résultant des contingences prévues aux critères de conception et d'exploitation, et dont un fonctionnement incorrect ou un défaut de fonctionnement peut avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.            Les actions correctives prises par l'automatisme de réseau ainsi que les actions prises par les autres systèmes de protection sont destinées à ramener les paramètres du réseau électrique dans un état stable et récupérable.</p> <p><b>(SPS type I)</b></p> <p>Source : Répertoire D7 (Special Protection System) du NPCC.</p>

Terme	Acronyme	Définition
<b>Automatisme de réseau de type II</b>		<p><b>Nouvelle définition :</b> Voir la définition de « automatisme de réseau ».</p> <p><b>Ancienne définition :</b> Automatisme de réseau qui reconnaît ou anticipe les conditions anormales de réseau résultant de contingences extrêmes ou d'autres causes extrêmes, et dont un fonctionnement incorrect ou un défaut de fonctionnement peut avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.</p> <p><b>(SPS type II)</b></p> <p><small>Source : Répertoire D7 (Special Protection System) du NPCC.</small></p>

## 2.2 VERSION ANGLAISE

Terme	Acronyme	Définition
<b>Bulk Electric System</b>	<b>BES</b>	<p><b>New definition:</b> Unless modified by the lists shown below, all Transmission Elements operated at 100 kV or higher and Real Power and Reactive Power resources connected at 100 kV or higher. This does not include facilities used in the local distribution of electric energy.</p> <p><b>Inclusions:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• I1 – Transformers with the primary terminal and at least one secondary terminal operated at 100 kV or higher unless excluded by application of Exclusion E1 or E3.</li> <li>• I2 – Generating resource(s) including the generator terminals through the high-side of the step-up transformer(s) connected at a voltage of 100 kV or above with: a) Gross individual nameplate rating greater than 20 MVA. Or, b) Gross plant/facility aggregate nameplate rating greater than 75 MVA.</li> <li>• I3 – Blackstart Resources identified in the Transmission Operator's restoration plan.</li> <li>• I4 – Dispersed power producing resources that aggregate to a total capacity greater than 75 MVA (gross nameplate rating), and that are connected through a system designed primarily for delivering such capacity to a common point of connection at a voltage of 100 kV or above. Thus, the facilities designated as BES are:           <ul style="list-style-type: none"> <li>a) The individual resources, and</li> <li>b) The system designed primarily for delivering capacity from the point where those resources aggregate to greater than 75 MVA to a common point of connection at a voltage of 100 kV or above.</li> </ul> </li> <li>• I5 – Static or dynamic devices (excluding generators) dedicated to supplying or absorbing Reactive Power that are connected at 100 kV or higher, or through a dedicated transformer with a high-side voltage of 100 kV or higher, or</li> </ul>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>through a transformer that is designated in Inclusion I1 unless excluded by application of Exclusion E4.</p> <p><b>Exclusions:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>E1</b> – Radial systems: A group of contiguous transmission Elements that emanates from a single point of connection of 100 kV or higher and:               <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Only serves Load. Or,</li> <li>b) Only includes generation resources, not identified in Inclusions I2, I3, or I4, with an aggregate capacity less than or equal to 75 MVA (gross nameplate rating). Or,</li> <li>c) Where the radial system serves Load and includes generation resources, not identified in Inclusions I2, I3 or I4, with an aggregate capacity of non-retail generation less than or equal to 75 MVA (gross nameplate rating).</li> </ul> </li> </ul> <p>Note 1 – A normally open switching device between radial systems, as depicted on prints or one-line diagrams for example, does not affect this exclusion.</p> <p>Note 2 – The presence of a contiguous loop, operated at a voltage level of 50 kV or less, between configurations being considered as radial systems, does not affect this exclusion.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>E2</b> – A generating unit or multiple generating units on the customer’s side of the retail meter that serve all or part of the retail Load with electric energy if: (i) the net capacity provided to the BES does not exceed 75 MVA, and (ii) standby, back-up, and maintenance power services are provided to the generating unit or multiple generating units or to the retail Load by a Balancing Authority, or provided pursuant to a binding obligation with a Generator Owner or Generator Operator, or under terms approved by the applicable regulatory authority.</li> <li>• <b>E3</b> – Local networks (LN): A group of contiguous transmission Elements operated at less than 300 kV that distribute power to Load rather than transfer bulk power across the interconnected system. LN’s emanate from multiple points of connection at 100 kV or higher to improve the level of service to retail customers and not to accommodate bulk power transfer across the interconnected system. The LN is characterized by all of the following:               <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Limits on connected generation: The LN and its underlying Elements do not include generation resources identified in Inclusions I2, I3, or I4 and do not have an aggregate capacity of non-retail generation greater than 75 MVA (gross nameplate rating);</li> <li>b) Real Power flows only into the LN and the LN does not transfer energy originating outside the LN for delivery through the LN; and</li> <li>c) Not part of a Flowgate or transfer path: The LN does not contain any part of a permanent Flowgate in the Eastern Interconnection, a major transfer path within the Western Interconnection, or a comparable monitored Facility in the ERCOT or Quebec Interconnections, and is not a monitored Facility included in an Interconnection Reliability Operating Limit</li> </ul> </li> </ul>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>(IROL).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>E4</b> – Reactive Power devices installed for the sole benefit of a retail customer(s).</li> </ul> <p>Note – Elements may be included or excluded on a case-by-case basis through the Rules of Procedure exception process.</p> <p><b>Old definition:</b> As defined by the Regional Reliability Organization, the electrical generation resources, transmission lines, interconnections with neighboring systems, and associated equipment, generally operated at voltages of 100 kV or higher. Radial transmission facilities serving only load with one transmission source are generally not included in this definition.</p> <p><b>(Système de production-transport d'électricité )</b></p> <p><small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
<p><b>Remedial Action Scheme</b></p>	<p><b>RAS</b></p>	<p><b>New definition:</b> A scheme designed to detect predetermined System conditions and automatically take corrective actions that may include, but are not limited to, adjusting or tripping generation (MW and Mvar), tripping load, or reconfiguring a System(s). RAS accomplish objectives such as:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meet requirements identified in the NERC Reliability Standards;</li> <li>• Maintain Bulk Electric System (BES) stability;</li> <li>• Maintain acceptable BES voltages;</li> <li>• Maintain acceptable BES power flows;</li> <li>• Limit the impact of Cascading or extreme events.</li> </ul> <p>The following do not individually constitute a RAS:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Protection Systems installed for the purpose of detecting Faults on BES Elements and isolating the faulted Elements</li> <li>b. Schemes for automatic underfrequency load shedding (UFLS) and automatic undervoltage load shedding (UVLS) comprised of only distributed relays</li> <li>c. Out- of-step tripping and power swing blocking</li> <li>d. Automatic reclosing schemes</li> <li>e. Schemes applied on an Element for non-Fault conditions, such as, but not limited to, generator loss-of-field, transformer top-oil temperature, overvoltage, or overload to protect the Element against damage by removing it from service</li> <li>f. Controllers that switch or regulate one or more of the following: series or shunt reactive devices, flexible alternating current transmission system (FACTS) devices, phase-shifting transformers, variable-frequency transformers, or tap-changing transformers; and, that are located at and monitor quantities solely at the same station as the Element being switched or regulated</li> <li>g. FACTS controllers that remotely switch static shunt reactive devices located at other stations to regulate the output of a single FACTS device</li> <li>h. Schemes or controllers that remotely switch shunt reactors and shunt capacitors for voltage regulation that would otherwise be manually switched</li> </ol>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>i. Schemes that automatically de-energize a line for a non-Fault operation when one end of the line is open</p> <p>j. Schemes that provide anti-islanding protection (e.g., protect load from effects of being isolated with generation that may not be capable of maintaining acceptable frequency and voltage)</p> <p>k. Automatic sequences that proceed when manually initiated solely by a System Operator</p> <p>l. Modulation of HVDC or FACTS via supplementary controls, such as angle damping or frequency damping applied to damp local or inter-area oscillations</p> <p>m. Sub-synchronous resonance (SSR) protection schemes that directly detect sub-synchronous quantities (e.g., currents or torsional oscillations)</p> <p>n. Generator controls such as, but not limited to, automatic generation control (AGC), generation excitation [e.g. automatic voltage regulation (AVR) and power system stabilizers (PSS)], fast valving, and speed governing.</p> <p><b>(Automatisme de réseau )</b></p> <p><b>Old definition:</b></p> <p>A scheme designed to detect predetermined System conditions and automatically take corrective actions that may include, but are not limited to, adjusting or tripping generation (MW and Mvar), tripping load, or reconfiguring a System(s). RAS accomplish objectives such as:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meet requirements identified in the NERC Reliability Standards;</li> <li>• Maintain Bulk Electric System (BES) stability;</li> <li>• Maintain acceptable BES voltages;</li> <li>• Maintain acceptable BES power flows;</li> <li>• Limit the impact of Cascading or extreme events.</li> </ul> <p>The following do not individually constitute a RAS:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Protection Systems installed for the purpose of detecting Faults on BES Elements and isolating the faulted Elements</li> <li>b. Schemes for automatic underfrequency load shedding (UFLS) and automatic undervoltage load shedding (UVLS) comprised of only distributed relays</li> <li>c. Out- of-step tripping and power swing blocking</li> <li>d. Automatic reclosing schemes</li> <li>e. Schemes applied on an Element for non-Fault conditions, such as, but not limited to, generator loss-of-field, transformer top-oil temperature, overvoltage, or overload to protect the Element against damage by removing it from service</li> <li>f. Controllers that switch or regulate one or more of the following: series or shunt reactive devices, flexible alternating current transmission system (FACTS) devices, phase-shifting transformers, variable-frequency transformers, or tap-changing transformers; and, that are located at and monitor quantities solely at the same station as the Element being switched or regulated</li> <li>g. FACTS controllers that remotely switch static shunt reactive devices located at other stations to regulate the output of a single FACTS device</li> <li>h. Schemes or controllers that remotely switch shunt reactors</li> </ol>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>and shunt capacitors for voltage regulation that would otherwise be manually switched</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Schemes that automatically de-energize a line for a non-Fault operation when one end of the line is open</li> <li>j. Schemes that provide anti-islanding protection (e.g., protect load from effects of being isolated with generation that may not be capable of maintaining acceptable frequency and voltage)</li> <li>k. Automatic sequences that proceed when manually initiated solely by a System Operator</li> <li>l. Modulation of HVDC or FACTS via supplementary controls, such as angle damping or frequency damping applied to damp local or inter-area oscillations</li> <li>m. Sub-synchronous resonance (SSR) protection schemes that directly detect sub-synchronous quantities (e.g., currents or torsional oscillations)</li> <li>n. Generator controls such as, but not limited to, automatic generation control (AGC), generation excitation [e.g. automatic voltage regulation (AVR) and power system stabilizers (PSS)], fast valving, and speed governing.</li> </ul> <p><b>(Plan de défense)</b></p> <p><small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
<p><b>Special Protection System</b></p>	<p><b>SPS</b></p>	<p><b>New definition:</b> See “Remedial Action Scheme”</p> <p><b>(Plan de défense)</b></p> <p><b>Old definition:</b> An automatic protection system designed to detect abnormal or predetermined system conditions, and take corrective action other than and/or in addition to the isolation of faulted components to maintain system reliability. Such action may include changes in demand, generation (MW and Mvar), or system configuration to maintain system stability, acceptable voltage, or power flows. An SPS does not include (a) underfrequency or undervoltage load shedding or (b) fault conditions that must be isolated or (c) out-of-step relaying (not designed as an integral part of an SPS). Also called “Remedial Action Scheme”.</p> <p><b>(Automatisme du réseau)</b></p> <p><small>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
<p><b>Protection System Maintenance Program</b></p>	<p><b>PSMP</b></p>	<p><b>New definition:</b> An ongoing program by which Protection System, Automatic Reclosing, and Sudden Pressure Relaying Components are kept in working order and proper operation of malfunctioning Components is restored. A maintenance program for a specific Component includes one or more of the following activities:</p> <p>Verify — Determine that the Component is functioning correctly.</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>Monitor — Observe the routine in-service operation of the Component.</p> <p>Test — Apply signals to a Component to observe functional performance or output behavior, or to diagnose problems.</p> <p>Inspect — Examine for signs of Component failure, reduced performance or degradation.</p> <p>Calibrate — Adjust the operating threshold or measurement accuracy of a measuring element to meet the intended performance requirement.</p> <p><b>Old definition:</b> An ongoing program by which Protection System components are kept in working order and proper operation of malfunctioning components is restored. A maintenance program for a specific component includes one or more of the following activities:</p> <p>Verify — Determine that the component is functioning correctly.</p> <p>Monitor — Observe the routine in-service operation of the component.</p> <p>Test — Apply signals to a component to observe functional performance or output behavior, or to diagnose problems.</p> <p>Inspect — Examine for signs of component failure, reduced performance or degradation.</p> <p>Calibrate — Adjust the operating threshold or measurement accuracy of a measuring element to meet the intended performance requirement.</p> <p><b>(Programme d’entretien de systèmes de protection)</b></p> <p><small>Source: Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
<p><b>Protection System</b></p>		<p><b>New definition:</b> Protection System :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Protective relays which respond to electrical quantities,</li> <li>• Communications systems necessary for correct operation of protective functions,</li> <li>• Voltage and current sensing devices providing inputs to protective relays,</li> <li>• Station dc supply associated with protective functions (including station batteries, battery chargers, and non-battery-based dc supply), and;</li> <li>• Control circuitry associated with protective functions through the trip coil(s) of the circuit breakers or other interrupting devices.</li> </ul> <p><b>Old definition:</b> Protection System :</p>



Terme	Acronyme	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protective relays which respond to electrical quantities,</li> <li>• Communications systems necessary for correct operation of protective functions,</li> <li>• Voltage and current sensing devices providing inputs to protective relays,</li> <li>• Station dc supply associated with protective functions (including station batteries, battery chargers, and non-battery-based dc supply), and;</li> <li>• Control circuitry associated with protective functions through the trip coil(s) of the circuit breakers or other interrupting devices.</li> </ul> <p><b>(Système de protection)</b></p> <p><small>Source: Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</small></p>
SPS Type I		<p><b>New definition:</b> See “Remedial Action Scheme”</p> <p><b>Old definition:</b> A Special Protection System which recognizes or anticipates abnormal system conditions resulting from design and operating criteria contingencies, and whose misoperation or failure to operate would have a significant adverse impact outside of the local area. The corrective action taken by the Special Protection System along with the actions taken by other protection systems are intended to return power system parameters to a stable and recoverable state.</p> <p><b>(Automatisme de réseau de type I)</b></p> <p><small>Source: NPCC Directory D7, Special Protection Systems</small></p>
SPS Type II		<p><b>New definition:</b> See “Remedial Action Scheme”</p> <p><b>Old definition:</b> A Special Protection System which recognizes or anticipates abnormal system conditions resulting from extreme contingencies or other extreme causes, and whose misoperation or failure to operate would have a significant adverse impact outside of the local area.</p> <p><b>(Automatisme de réseau de type II)</b></p> <p><small>Source: NPCC Directory D7, Special Protection Systems</small></p>