

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-002-4

Avril 2022

PRC-002-4 – Surveillance des perturbations et production des données

Justification de l'applicabilité

Puisque le *coordonnateur de la fiabilité* a la meilleure vue d'ensemble sur le *BES*, il est le mieux placé pour désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* seront tenus de recueillir des données adéquates pour les *éléments* du *BES* désignés. Pour ce qui est des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, la désignation est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leurs *réseaux*. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres du *BES* ainsi désignés doivent veiller à recueillir des données adéquates.

Justification de l'exigence E1

L'analyse et la reconstitution des événements du *BES* nécessitent des données ECE et ED pour certains jeux de barres du *BES* jugés importants. L'annexe 1 présente une méthode uniforme pour déterminer ces jeux de barres ; des essais répétés de cette méthode ont confirmé qu'elle permet une répartition adéquate de la collecte de données ECE et ED. L'examen des données réelles de court-circuit dans le *BES* reçues de l'industrie en réponse à la demande de données de l'équipe de rédaction des normes sur la surveillance des perturbations (DMSDT), entre le 5 juin 2013 et le 5 juillet 2013, a révélé une forte corrélation entre, d'une part, la puissance apparente de court-circuit disponible à un jeu de barres de *transport* et, d'autre part, sa taille relative et son importance pour le *BES*, d'après i) son niveau de tension, ii) le nombre de *lignes de transport* et d'autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres, et iii) le nombre et la puissance des groupes de production raccordés au jeu de barres. Les jeux de barres du *BES* caractérisés par une puissance de court-circuit (en MVA) élevée sont des *éléments* du *BES* qui ont un effet important sur la fiabilité du *réseau* et sur sa performance.

À l'inverse, les jeux de barres du *BES* dont la puissance de court-circuit est très faible entraînent rarement des événements dans une zone étendue ou des déclenchements en cascade, et c'est pourquoi les données ECE et ED pour ces *éléments* du *BES* ne sont pas aussi importantes. Après analyse et examen de données provenant de l'ensemble du continent, des seuils de puissance ont été établis de manière à permettre une collecte de données suffisante pour l'analyse d'événements, en faisant appel au meilleur jugement technique et opérationnel.

Il fallait par ailleurs éviter que la méthode définie pour la sélection des jeux de barres du *BES* ne concentre exagérément les données sur certains jeux de barres. C'est pourquoi la norme PRC-002-4 fixe un nombre minimal de jeux de barres pour lesquels les données ECE et ED sont exigées, d'après le niveau de court-circuit. À partir de ces concepts, et en visant une couverture de données suffisante pour l'analyse d'événement, l'équipe de rédaction DMSDT a établi la méthode présentée à l'annexe 1, axée sur la puissance disponible maximale calculée de court-

circuit triphasé. Cette méthode assure une couverture comparable et suffisante pour les données ECE et ED, sans égard aux différences de taille et de topologie de *réseau des propriétaires d'installation de transport*, dans toutes les *Interconnexions*. En outre, cette méthode offre une certaine latitude de jugement dans le processus de désignation des jeux de barres afin d'assurer une répartition suffisante.

La désignation des jeux de barres du *BES* pour lesquelles des données ECE et ED sont exigées est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur *réseau*.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit réévaluer la liste des jeux de barres du *BES* au moins toutes les cinq années civiles afin de tenir compte des changements apportés au *réseau*. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour cette liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du *BES* peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires concernés soient avisés.

Un délai de notification de 90 jours civils laisse suffisamment de temps au *propriétaire d'installation de transport* pour le processus de désignation et de notification.

L'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) sont importants pour l'analyse, la reconstitution et la déclaration des *perturbations* du *réseau*. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir des données ECE et ED pour chaque jeu de barres du *BES* pour réaliser une analyse adéquate ou approfondie d'une *perturbation*. Principaux outils d'analyse d'événement, l'horodatage synchronisé des changements d'état de disjoncteur et l'enregistrement des ondes de tension et de courant de différents circuits permettent de reconstituer avec précision le déroulement de *perturbations* localisées ou étendues.

L'abondance d'une information de qualité est toujours appréciée dans le contexte d'une analyse d'événement. Cependant, une surveillance intégrale de tous les *éléments* du *BES* n'est ni réaliste ni nécessaire pour une analyse efficace de *perturbations* étendues. Il importe donc de sélectionner judicieusement les jeux de barres du *BES* à surveiller, en se guidant sur les principes suivants :

1. repérer les jeux de barres du *BES* avec disjoncteurs situés à des endroits où l'on peut recueillir des données cruciales en cas de besoin ;
2. éviter les chevauchements de surveillance excessifs ;
3. éviter les discontinuités de couverture dans des secteurs critiques ;
4. inclure les *éléments* du *BES* susceptibles de propager une *perturbation* ;
5. ne pas insister pour surveiller un *élément* du *BES* qui est plus susceptible d'être la victime que la cause d'une *perturbation* ;
6. établir des critères de sélection afin d'assurer une couverture efficace dans différentes régions du continent.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans le processus de sélection sont :

1. le niveau de tension du *réseau* ;
2. le nombre de *lignes de transport* raccordées à un poste électrique ;
3. le nombre et la puissance des groupes de production en circuit ;
4. les niveaux de court-circuit disponibles.

5. Bien qu'il soit assez simple en soi d'établir des critères pour la désignation des jeux de barres du *BES*, une analyse a été nécessaire afin d'établir un fondement technique solide pour réaliser les objectifs requis.

Pour répondre à ces questions et établir des critères de couverture de données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES*, l'équipe de rédaction DMSDT a formé un sous-groupe d'analyse des valeurs surveillées, baptisé « équipe MVA ». L'équipe MVA a recueilli des informations à partir d'une grande variété de *réseaux de transport* dans l'ensemble du continent afin d'analyser les jeux de barres de *transport* d'après les caractéristiques établies précédemment pour le processus de sélection.

L'équipe MVA a constaté qu'il n'est pas possible d'établir des critères assurant une couverture de données ECE et ED adéquate uniquement d'après des caractéristiques simples et précises, comme le nombre de lignes raccordées à un poste électrique à un niveau de tension particulier ou à un niveau donné de courant de court-circuit. Afin d'obtenir une couverture appropriée, une méthode relativement simple mais efficace pour le choix des jeux de barres pour les données ECE et ED a été mise au point. Cette procédure, présentée à l'annexe 1, aide les entités à respecter l'exigence E1 de la norme.

La méthode de désignation des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED sont exigées pondère plus fortement les jeux de barres dont le niveau de court-circuit est plus élevé. Ce choix s'appuie sur les raisons suivantes :

1. cette méthode est indépendante du niveau de tension ;
2. elle tend à désigner des jeux de barres proches des grands centres de production ;
3. elle tend à désigner des jeux de barres là où une élimination différée peut entraîner des *déclenchements en cascade* ;
4. les jeux de barres désignés par cette méthode sont corrélés directement à l'équation universelle du transit de puissance : une impédance plus faible est associée à des transits de puissance plus importants, d'où un impact plus grand sur le *réseau*.

Pour effectuer les calculs de l'annexe 1, les informations suivantes sont nécessaires et les étapes ci-après (présentées ici sous forme abrégée) sont à suivre pour les *réseaux* comportant plus de 11 jeux de barres du *BES* dont le niveau de court-circuit triphasé est supérieur à 1 500 MVA.

1. Établir le nombre total de jeux de barres du *BES* dans le *réseau de transport* à l'étude.
 - a. Seuls des jeux de barres réels de poste sont inclus dans ce nombre.
 - b. Les jeux de barres fictifs créés à des fins de modélisation du *réseau* sont exclus.
2. Déterminer la puissance de court-circuit triphasé (en MVA) pour chaque jeu de barres.
3. Exclure de la liste les jeux de barres dont la puissance de court-circuit est inférieure à 1 500 MVA.
4. Déterminer la puissance de court-circuit médiane des 11 jeux de barres ayant la puissance la plus élevée (le sixième jeu de barres dans la liste).
5. Multiplier par 20 % la puissance de court-circuit médiane.
6. Réduire la liste de jeux de barres à ceux dont la puissance de court-circuit est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes : 1 500 MVA ou 20 % de la valeur médiane calculée à l'étape 5.
7. Désigner pour la saisie des données ECE et ED les jeux de barres dont la puissance de court-circuit tombe dans la tranche supérieure de 10 % de la liste établie à l'étape 6.

8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres qui représentent une tranche supplémentaire de 10 % de la liste, selon le meilleur jugement technique et en tenant compte des considérations suivantes :
- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
 - installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Selon la méthode présentée à l'annexe 1, si la liste établie à l'étape 6 compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement, on doit désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance apparente de court-circuit triphasé est la plus élevée. L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 exige une réévaluation des jeux de barres du *BES* au moins une fois toutes les cinq années civiles, conformément à l'alinéa 1.1. En fonction des résultats de cette réévaluation, le jeu de barres qui est désigné pour la saisie des données ECE et ED pourrait changer si la puissance de court-circuit triphasé présente une légère variation. Cette situation risque de se présenter surtout pour les petits *propriétaires d'installation de transport* qui ne sont tenus de saisir des données ECE et ED que pour un seul jeu de barres, selon la méthode de l'annexe 1. Afin de limiter les coûts et d'alléger le fardeau de conformité, l'annexe 1 comporte maintenant un critère qui constitue un changement dans les niveaux de courant de défaut et qui nécessiterait donc la désignation d'un autre jeu de barres pour la saisie des données ECE et ED. Lors de la réévaluation spécifiée à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, si l'on constate que la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres du *BES* nouvellement désigné pour la saisie des données ECE et ED se situe dans une plage de $\pm 15\%$ de la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres du *BES* précédemment désigné, celui-ci reste applicable.

À titre d'exemple, lors d'une évaluation initiale, la liste établie à l'étape 6 compte trois jeux de barres du *BES* (A, B et C). Leur puissance maximale de court-circuit triphasé est de 1 600 MVA, 1 500 MVA et 1 550 MVA respectivement. Des données ECE et ED sont donc exigées pour le jeu A. Lors d'une première réévaluation, la liste établie à l'étape 6 compte les trois mêmes jeux de barres. La puissance maximale de court-circuit triphasé des jeux A, B et C est maintenant de 1 550 MVA, 1 675 MVA et 1 600 MVA respectivement. Le jeu B est maintenant celui dont la puissance maximale de court-circuit triphasé est la plus élevée. Or, cette puissance se situe dans une plage de $\pm 15\%$ de celle du jeu A (**1 675 MVA est seulement de 8 % supérieure à 1 550 MVA**), pour lequel des données ECE et ED sont saisies. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de désigner, à la place, le jeu B pour la saisie de ces données. Lors d'une deuxième réévaluation, ces trois jeux de barres figurent encore une fois dans la liste établie à l'étape 6. La puissance maximale de court-circuit triphasé des jeux A, B et C est maintenant de 1 500 MVA, 1 750 MVA et 1 650 MVA respectivement. La puissance de court-circuit triphasé pour le jeu B se situe au-delà de la plage de $\pm 15\%$ de celle du jeu A (**1 750 MVA est supérieure de 16,7 % à 1 500 MVA**), pour lequel des données ECE et ED sont saisies. Il est donc nécessaire de désigner maintenant le jeu B pour la saisie de ces données.

Dans le contexte de l'analyse d'un événement, les données EPD fournissent une information plus intéressante que les données ECE ou ED sur les groupes de production et sur leur réponse aux événements dans le *réseau* avant et après contingence. Les données ECE sur l'ouverture des appareils de coupure principaux de groupe de production (par exemple un disjoncteur de synchronisation) peuvent ne pas indiquer de façon fiable l'heure réelle de la mise hors circuit d'un alternateur ; par exemple, lorsque le déclenchement est causé par un retour d'énergie après la perte de la machine motrice du groupe (par exemple une turbine à gaz ou à vapeur). C'est pourquoi la norme exige des données EPD. Se reporter à la Justification de l'exigence E5 pour obtenir plus d'information.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du *BES* peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires d'*éléments* du *BES* « raccordés directement » soient avisés. Aux fins de la norme, les éléments du *BES* « raccordés directement » sont des éléments du *BES* qui sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et qui sont reliés à la même grille de terre que celle du jeu de barres désigné selon la méthode présentée à l'annexe 1. Les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés. Les exemples présentés ci-après expliquent l'exigence relative à la notification.

La figure 1 illustre une configuration de jeu de barres linéaire et la figure 2, une configuration de jeu de barres en anneau. Il s'agit des configurations de jeu de barres du *BES* les plus simples. Le *propriétaire d'installation de transport A* détient le jeu de barres du *BES* désigné, y compris le ou les jeux de barres physiques et les trois disjoncteurs. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* enregistre des données ECE et ED pour les trois disjoncteurs. Dans ces deux exemples, il n'est pas tenu d'envoyer une notification au *propriétaire d'installation de transport B*.

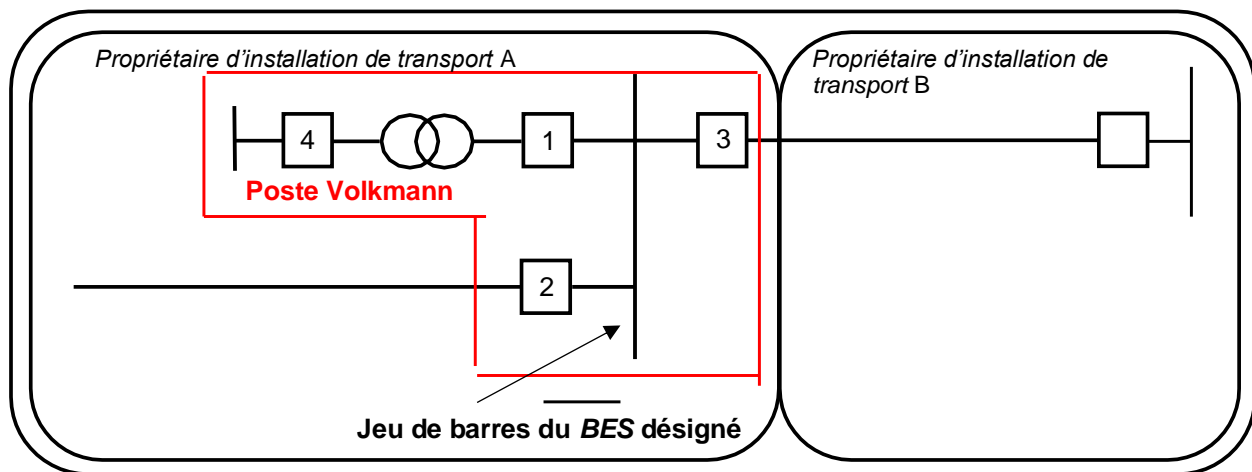


Figure 1 : Configuration de jeu de barres linéaire – propriétaire unique

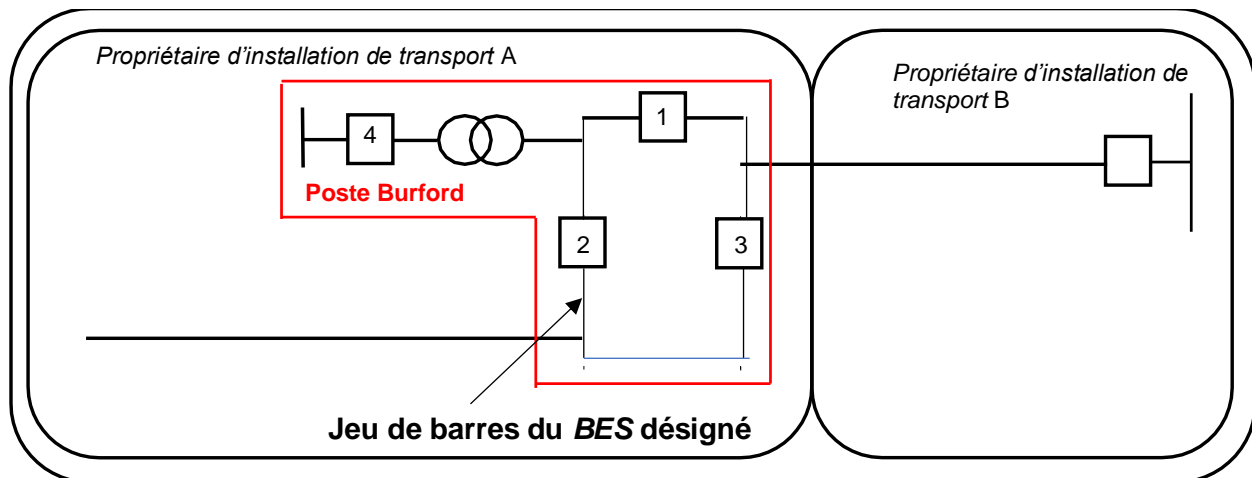


Figure 2 : Configuration de jeu de barres en anneau – propriétaire unique

La figure 3 illustre une configuration de jeu de barres linéaire et la figure 4, une configuration de jeu de barres en anneau ; toutefois, dans les deux cas, l'équipement comprenant le jeu de barres appartient à plus d'un propriétaire. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du BES raccordés directement au jeu de barres du BES désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* désigne un jeu de barres du BES pour lequel des données ECE et ED sont exigées conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 et à la méthode présentée à l'annexe 1. Il détient une partie du ou des jeux de barres physiques ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de transport B* détient la partie restante du ou des jeux de barres physiques ainsi que le disjoncteur 3, qui y est raccordé directement. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du BES se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Kealy), peu importe leur propriétaire.

Dans ces deux exemples, le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de transport B* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE et ED pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de transport B* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur.

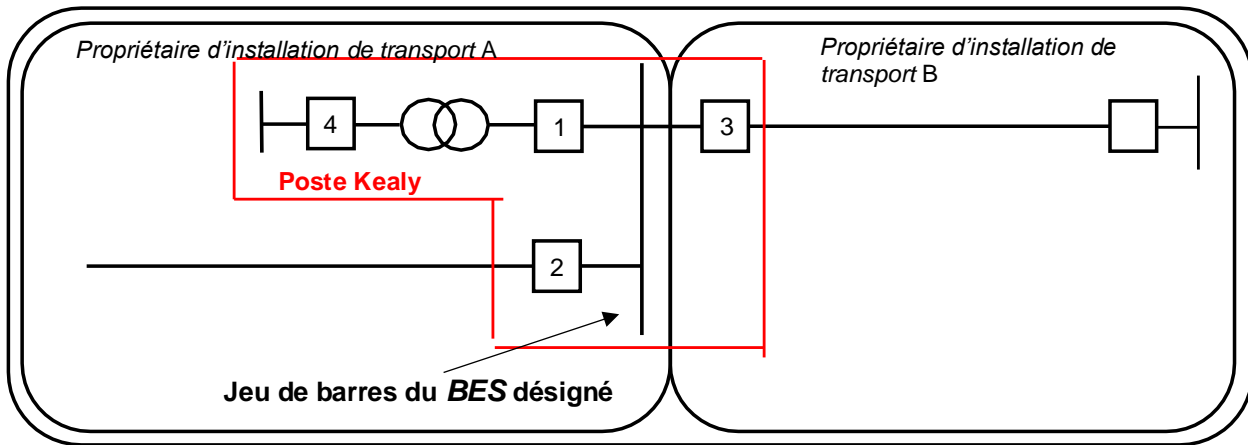


Figure 3 : Configuration de jeu de barres linéaire – plus d'un propriétaire

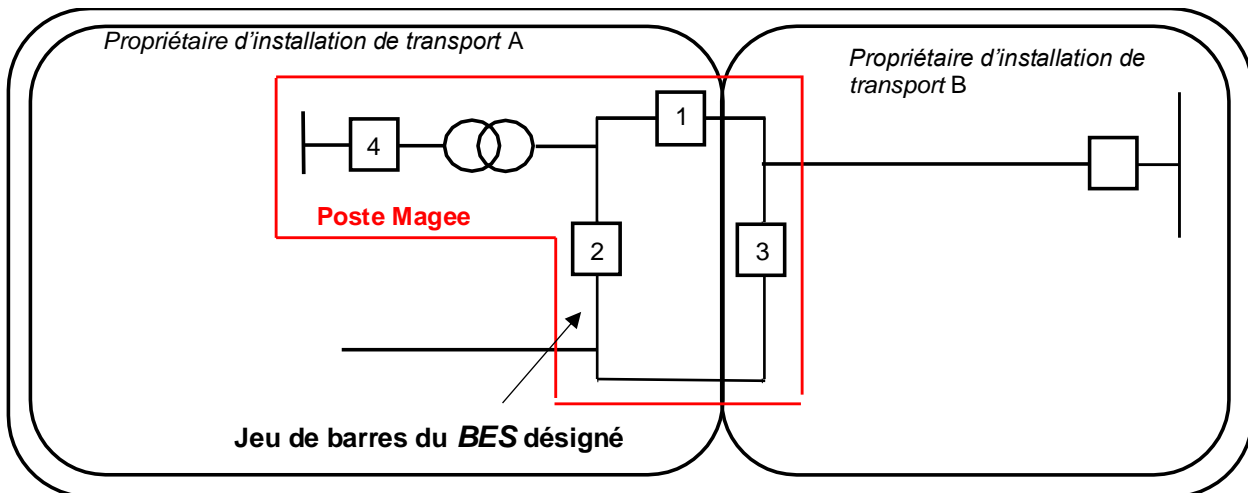


Figure 4 : Configuration de jeu de barres en anneau – plus d'un copropriétaire

Si le *propriétaire d'installation de transport A* enregistre des données ECE et ED pour le disjoncteur 3 (même si celui-ci appartient au *propriétaire d'installation de transport B*), il n'est pas tenu d'aviser celui-ci.

La figure 5 illustre un exemple de point de raccordement de groupe de production. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres du *BES* désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* désigne un jeu de barres du *BES* pour lequel des données ECE et ED sont exigées conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1. Il détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2, qui y sont raccordés directement. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3, qui y est également raccordé directement. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du *BES* se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Burkart), peu importe leur propriétaire.

Le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de production G* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur. Selon le critère énoncé à l'alinéa 3.2.1 de l'exigence E3, des données ED ne sont pas exigées pour le disjoncteur 3.

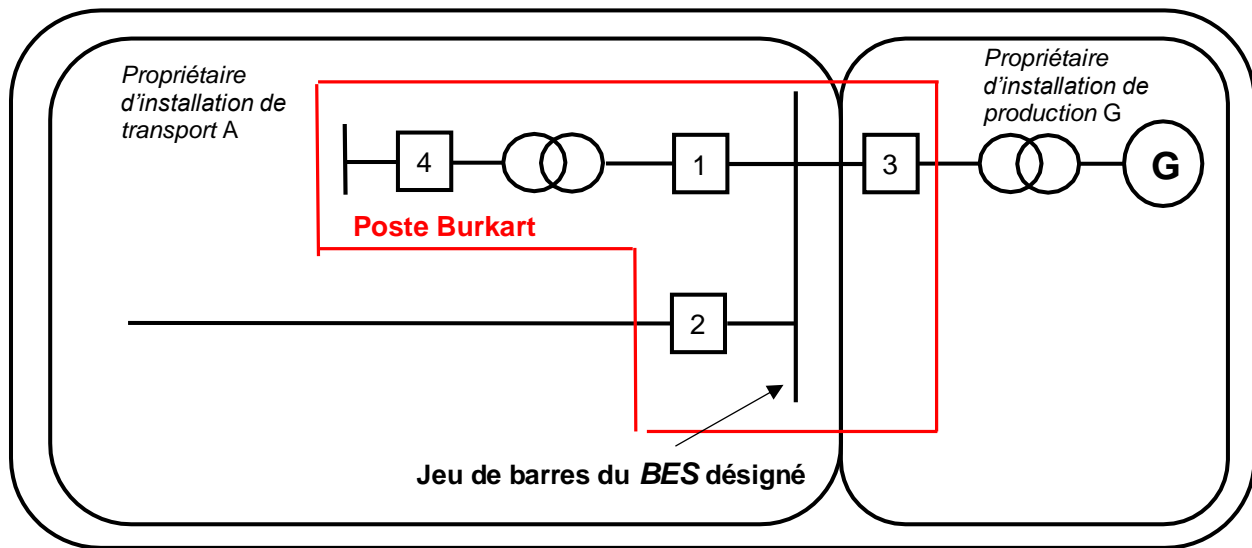


Figure 5 : Point de raccordement d'un groupe de production à un jeu de barres linéaire

Dans le cas d'un point de raccordement de groupe de production à un jeu de barres en anneau (voir la figure 6), le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable de la saisie des données ECE pour les disjoncteurs 1, 2 et 3. Il est tenu d'enregistrer des données ED pour les contributions de la ligne de transport (disjoncteurs 2 et 3) et du transformateur (disjoncteurs 1 et 2). Cependant, selon le critère énoncé à l'alinéa 3.2.1 de l'exigence E3, les données ED ne sont pas exigées pour la contribution du groupe de production.

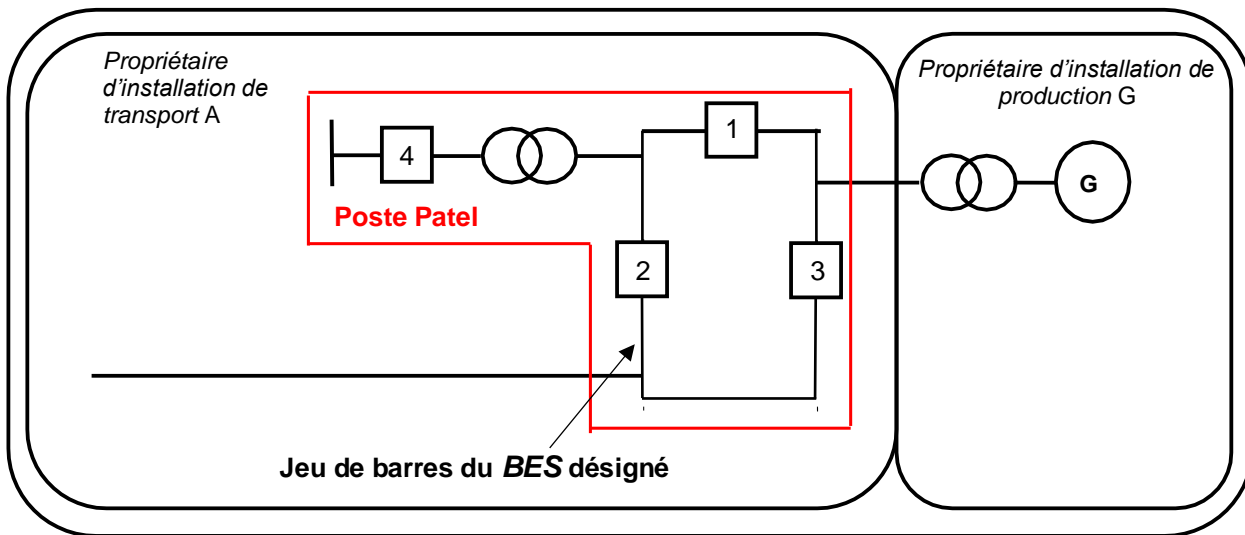


Figure 6 : Point de raccordement d'un groupe de production à un jeu de barres en anneau

La figure 7 présente un autre exemple de point de raccordement de groupe de production où une centrale ou des groupes de production sont raccordés, par une ligne de transport, au jeu de barres du *BES* désigné pour lequel des données ECE et ED sont exigées. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres du *BES* désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3, qui y est raccordé directement, ainsi qu'une courte ligne de transport raccordée à la centrale. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du *BES* se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Key), peu importe leur propriétaire.

Le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de production G* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur. Selon la Justification de l'exigence E3, des données ED ne sont pas exigées pour le disjoncteur 3, parce que la ligne de transport (raccordant la centrale au *réseau de transport*) sert exclusivement à exporter de l'énergie à partir de la centrale.

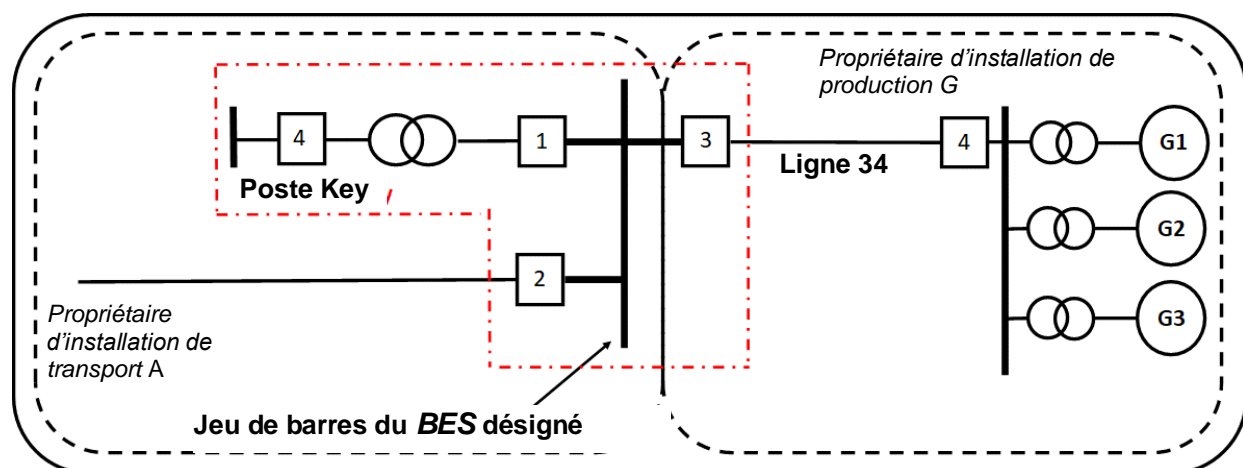


Figure 7 : Point de raccordement de groupes de production par la ligne 34

La figure 8 illustre un exemple de point de raccordement de groupes de production par plusieurs lignes, créant une boucle de transport. Les disjoncteurs 1, 2, 3 et 5 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres du *BES* désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient les disjoncteurs 3 et 5, qui y sont raccordés directement, ainsi que les deux lignes de transport raccordées à la centrale. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du *BES* se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Milan), peu importe leur propriétaire.

Le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. La boucle est créée par les lignes 36 et 57, qui servent exclusivement à l'exportation d'énergie à partir de la centrale vers le réseau de transport. Des données ED ne sont pas exigées pour ces lignes, mais des données ECE le sont pour les disjoncteurs 3 et 5. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE pour les disjoncteurs 3 et 5, le *propriétaire d'installation de production G* doit être avisé que de telles données sont exigées pour ces disjoncteurs.

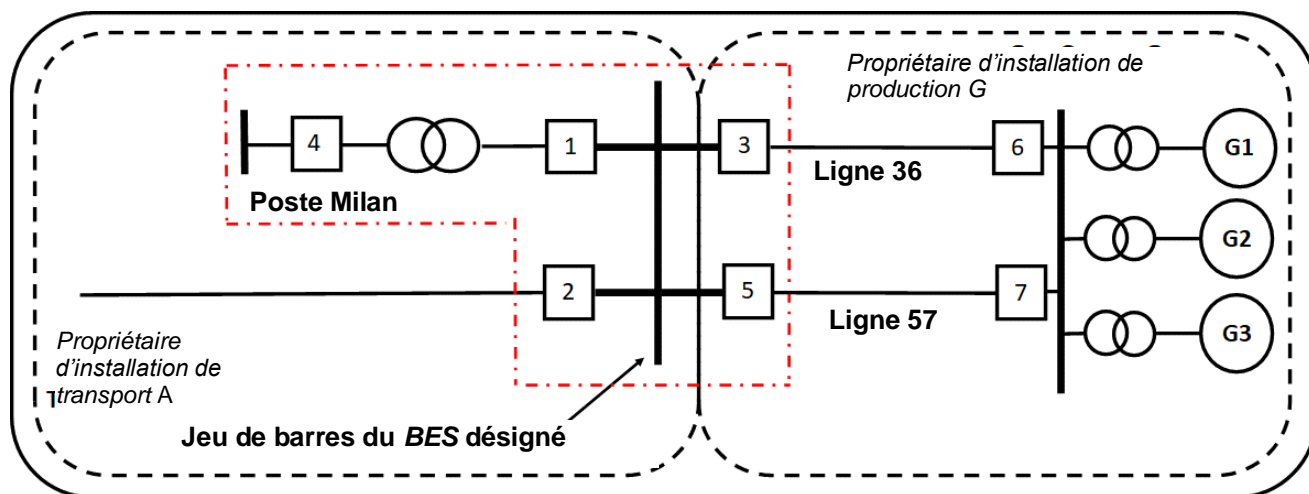


Figure 8 : Point de raccordement de groupes de production par plusieurs lignes

Voici un exemple de notification envoyée par le propriétaire d'installation de transport A au propriétaire d'installation de transport B :

Contenu de la notification :

| | |
|-------|---|
| DE | Propriétaire d'installation de transport A |
| À | Propriétaire d'installation de transport B |
| CC | |
| CCI | S. O. |
| OBJET | PRC-002 E1.2 2027 Notification_Propriétaire d'installation de transport B |

Bonjour,

Conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme PRC-002-4 de la NERC, [le *propriétaire d'installation de transport A*] a désigné nos jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées conformément à la méthode présentée à l'annexe 1.

Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, vous êtes avisé que les *éléments* du *BES* que [le *propriétaire d'installation de transport B*] détient et qui sont énumérés dans le tableau ci-après sont raccordés directement à l'un des jeux de barres désignés selon l'alinéa 1.1. Puisque [le *propriétaire d'installation de transport A*] ne dispose pas de données ECE ou ED pour ces *éléments*, [le propriétaire d'installation de transport B] est tenu de saisir de telles données pour les *éléments* en question.

| Propriétaire d'installation de transport A (E1.1) | Élément du BES qui est raccordé directement et qui est détenu par le propriétaire d'installation de transport B | Type d'élément du BES | Données exigées |
|--|--|------------------------------|------------------------|
| KEALY 500 kV | Disjoncteur 3 | Disjoncteur | ECE |
| MAGEE 500 kV | Disjoncteur 3 | Disjoncteur | ECE |
| MILAN 500 kV | Lignes 36 et 57 | Ligne | ED |
| MILAN 500 kV | Disjoncteurs 3 et 5 | Disjoncteur | ECE |
| BURKART 500 kV | Disjoncteur 3 | Disjoncteur | ECE |
| EXAMPLE 500 kV | Transformateur | Transformateur | ED |

Si vous avez des questions portant sur cette notification, sur l'analyse qu'elle présente ou sur tout autre sujet, n'hésitez pas à communiquer avec nous par courriel.

Merci,
Propriétaire d'installation de transport A

L'intervalle de réévaluation de cinq ans a été déterminé d'après l'expérience des membres de l'équipe de rédaction DMSDT de manière à assurer une prise en compte adéquate des changements de configuration de *réseau* tout en évitant des réévaluations trop fréquentes.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence oblige à recueillir des données ECE d'état (position ouvert ou fermé) des disjoncteurs susceptibles de couper le courant dans chaque *élément* du *BES* raccordé directement à un jeu de barres du *BES*. Les

changements d'état de disjoncteur, horodatés conformément à l'exigence E10 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau*. Une autre nomenclature de surveillance d'état peut être utilisée pour les dispositifs autres que les disjoncteurs.

L'analyse d'une *perturbation* étendue commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs puis de suivre la propagation de la *perturbation*. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur aide à déterminer l'interruption du courant dans les lignes ; par ailleurs, les données EPD renseignent mieux sur l'état de charge des groupes de production puisque la charge des groupes peut être essentiellement nulle, sans égard à la position des disjoncteurs.

Il est toutefois nécessaire de recueillir les données ECE des disjoncteurs de groupe de production reliés directement à un jeu de barres du *BES* désigné, car il est important dans une analyse d'événement de savoir quand un défaut à un jeu de barres du *BES* est éliminé, indépendamment de la charge du groupe de production.

Cette exigence s'applique aussi aux *propriétaires d'installation de production*, car dans certains cas ils possèdent des disjoncteurs raccordés directement au jeu de barres du *BES* du *propriétaire d'installation de transport*.

Les figures 9, 10 et 11 montrent des exemples d'*éléments* du *BES* raccordés directement à un jeu de barres du *BES* désigné et pour lesquels la saisie de données ECE est exigée.

Justification de l'exigence E3

Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (par exemple le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement). Afin de tenir compte de tous les types de défaut possibles, toutes les tensions phase-neutre de jeu de barres du *BES* doivent être calculables pour chaque jeu de barres désigné selon l'exigence E1. Les données de tension de jeu de barres sont adéquates pour l'analyse des *perturbations* du *réseau*. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. Dans le cas des transformateurs (alinéa 3.2.1), les données peuvent provenir du côté haute tension ou basse tension du transformateur. Les transformateurs élévateurs de groupe de production et les conducteurs qui relient ces transformateurs au *réseau de transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exclus de l'exigence E3, car le courant fourni par un groupe de production à un défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport*, et les données ED du *réseau de transport* capteront les défauts au point de raccordement du groupe de production.

Les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ED sont exigées sont désignés selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme. Les *éléments* du *BES* raccordés directement à ces jeux de barres comprennent :

- les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- les lignes de *transport*.

Des données ED sont exigées seulement pour les *éléments* qui font partie du *BES* selon la définition la plus récente de la NERC. Par exemple, les lignes radiales ou les transformateurs dont la tension côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

Les données ED doivent être déterminables à partir de chaque borne d'un *élément* du *BES* raccordé directement aux jeux de barres du *BES* visés.

Les transformateurs élévateurs de groupe de production sont exclus de cette exigence, pour les raisons suivantes :

- le courant fourni par un groupe de production en cas de défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport* ;
- dans le cas d'un défaut dans les lignes de raccordement d'une installation de production, des données de courant de défaut provenant du côté poste de *transport* de ce raccordement sont suffisantes. Le courant de défaut fourni par un groupe de production est facile à calculer au besoin.

Les figures 9, 10 et 11 montrent des exemples d'*éléments* du *BES* raccordés directement à un jeu de barres du *BES* désigné et pour lesquels la saisie de données ED est exigée.

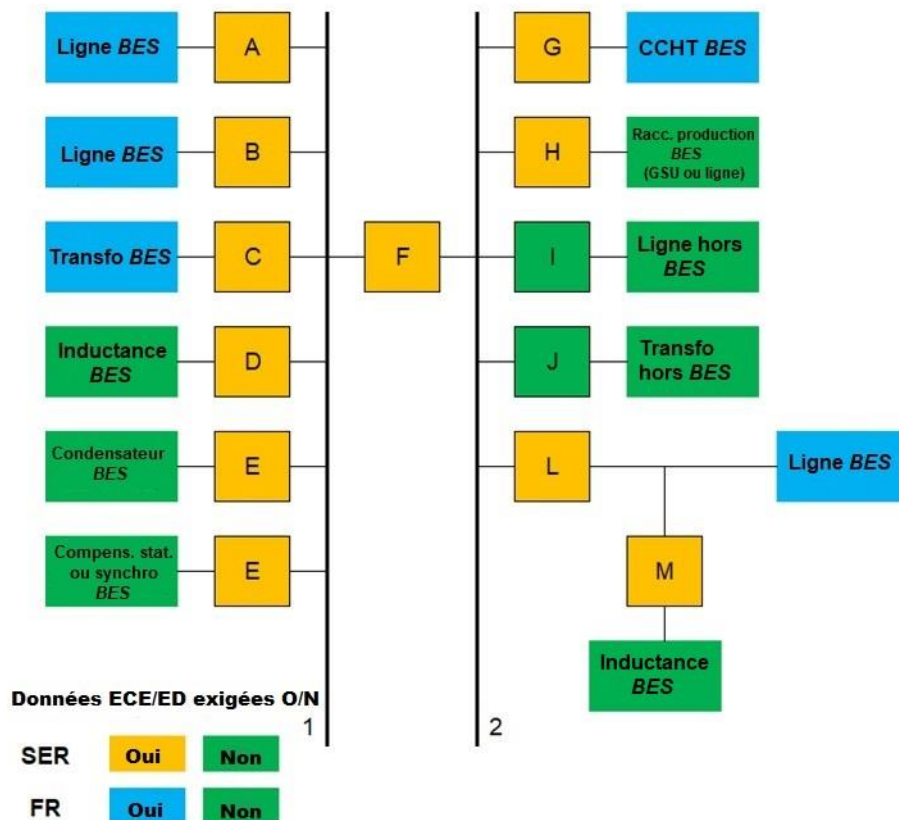


Figure 9 : Jeux de barres linéaires du *BES*

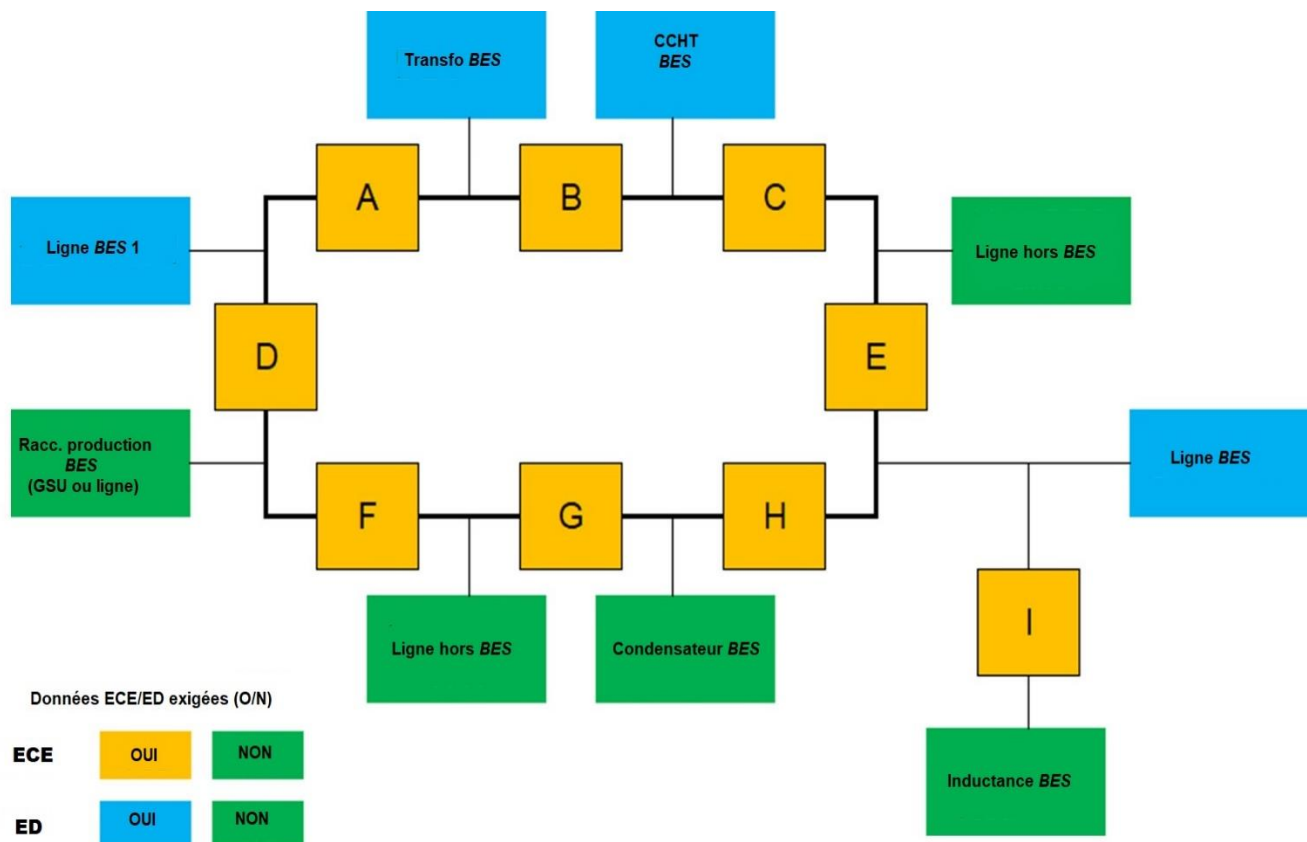


Figure 10 : Jeu de barres en anneau du BES

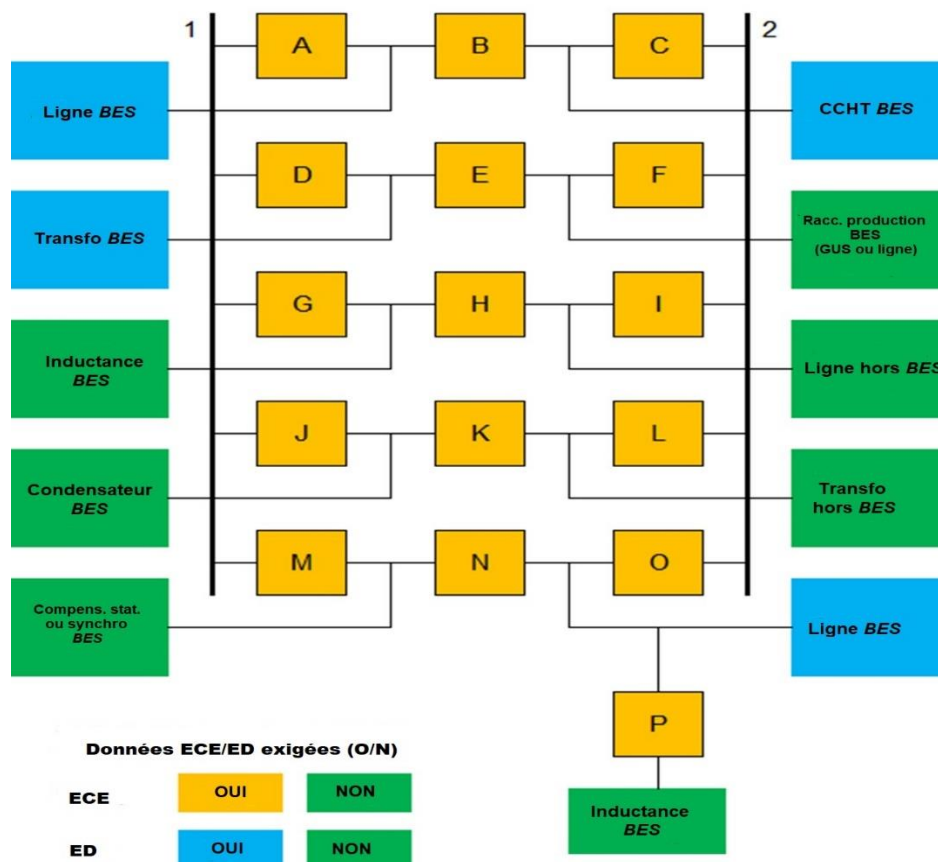


Figure 11 : Jeu de barres à un disjoncteur et demi du BES

L'équipe de rédaction DMSDT, après consultation avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC, a conclu que des données EPD provenant de certains emplacements de groupe de production sont plus importantes pour l'analyse d'événement que les données ED.

Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et de toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Les données ED apportent aussi un complément utile aux données ECE pour l'évaluation du comportement des disjoncteurs.

Enregistrement des valeurs de courant

Les grandeurs électriques exigées sont normalement obtenues par mesure directe ; certaines peuvent l'être par calcul si les données mesurées sont suffisantes, par exemple les courants résiduels ou de neutre. Comme un réseau de transport est généralement bien équilibré, les courants de phase ayant essentiellement des valeurs semblables et un déphasage de 120 degrés, le courant de neutre (résiduel) est négligeable en conditions normales. En cas de défaut à la terre, le déséquilibre des courants de phase produit un courant résiduel qu'il est

possible de mesurer ou de calculer.

Le courant de neutre, aussi appelé courant de terre ou courant résiduel (I_r), correspond à la somme vectorielle des trois courants de phase :

$$I_r = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

I_0 : courant homopolaire

I_A , I_B et I_C : courants de phase (vecteurs)

Un autre exemple de calcul des grandeurs électriques fait appel à la loi de Kirchhoff. Les courants de défaut pour un des *éléments* du *BES* raccordés à un jeu de barres du *BES* donné peuvent être obtenus à partir de la somme vectorielle des courants de défaut mesurés aux autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres en question.

Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux jeux de barres du *BES* pertinents.

Justification de l'exigence E4

Les données de défaut horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du *réseau* électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue. Les défauts dans le *réseau* persistent généralement pendant une courte période ; une longueur totale minimale d'enregistrement de 30 cycles est adéquate. L'alinéa 4.1 admet « un ou plusieurs enregistrements » afin d'autoriser l'emploi d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, peuvent produire des données de défaut adéquates même si elles ne couvrent pas une durée continue de 30 cycles.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle (960 Hz) est nécessaire pour obtenir des données de position sur l'onde permettant de recréer avec exactitude les conditions de défaut.

Des données de défaut avant et après déclenchement combinées à des données ECE de disjoncteur, le tout synchronisé sur une horloge commune ayant une précision de l'ordre de la milliseconde, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. Généralement, les défauts dans le *BES* persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles ; c'est pourquoi un enregistrement de 30 cycles fournit des données adéquates. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, produiront des données de défaut adéquates ; ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 30 cycles contigus.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle est exigée, ce qui permet d'obtenir un tracé fidèle de l'onde ainsi qu'une résolution de 1 milliseconde pour toute entrée numérique qui pourrait recevoir les données ED.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 4.3.1 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre ; l'alinéa 4.3.2 spécifie un enregistrement en cas de sous-tension ou de surintensité pour un défaut phase-phase.

Justification de l'exigence E5

L'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sert à recueillir des données pendant et après les *perturbations* dans le *BES* ; ces données servent à l'analyse d'événement et à la validation du comportement du

réseau. Les données EPD jouent un rôle essentiel dans l'analyse des *perturbations* étendues, et l'exigence E5 vise à ce que ces données soient recueillies dans une zone suffisamment étendue pour certains *éléments* du *BES* afin de permettre une analyse d'événement exacte et efficace. Le *coordonnateur de la fiabilité* dispose de la meilleure vue d'ensemble sur le *réseau*, et c'est à lui qu'il incombe de désigner un nombre suffisant d'*éléments* du *BES* pour la collecte des données EPD. La désignation des *éléments* du *BES* pour lesquels l'exigence E5 impose de recueillir des données EPD est fondée sur l'expérience de l'industrie en analyse des *perturbations* étendues et sur le besoin de données adéquates pour faciliter l'analyse d'événement. Une collecte adéquate des données pour ces *éléments* du *BES* améliore nettement la justesse de l'analyse et la compréhension de la cause de l'événement, au-delà de la description de l'événement lui-même.

À partir de son expérience concernant l'influence des changements dans le *BES* sur la collecte des données EPD, l'équipe de rédaction DMSDT considère qu'un intervalle de cinq années civiles pour la réévaluation de la liste des *éléments* du *BES* est raisonnable. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour la liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente. Cependant, la norme laisse au *coordonnateur de la fiabilité* toute liberté de procéder à des réévaluations plus fréquentes pour tenir compte de changements aux *éléments* du *BES*.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* désignés que des données EPD sont exigées en vertu de la norme. Il communique à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* uniquement la liste des *éléments* du *BES* désignés qui sont les siens, et non la liste complète. Cette communication sélective des *éléments* du *BES* est nécessaire pour que les propriétaires des *éléments* du *BES* visés soient au courant de leurs responsabilités en vertu de la norme.

L'installation de l'équipement de surveillance incombe aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* visés. Le délai d'installation est indiqué dans le plan de mise en œuvre ; il commence à courir au moment de la notification par le *coordonnateur de la fiabilité*. Les données de chaque *élément* du *BES* spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* doivent être fournies ; cependant, ces données peuvent provenir soit de mesures directes, soit de calculs précis. À l'exception des circuits CCHT, les données EPD ne sont exigées que pour un côté ou une borne des *éléments* du *BES* désignés. Par exemple, les données EPD doivent être fournies pour au moins une borne d'une ligne de transport ou d'un transformateur élévateur de groupe de production, mais non pour les deux bornes. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *coordonnateurs de la fiabilité*, chacun d'eux doit considérer ce point de raccordement de façon indépendante, et les deux devront collaborer pour déterminer comment surveiller les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *propriétaires d'installation de transport*, ou entre un *propriétaire d'installation de transport* et un *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la fiabilité* déterminera quelle entité devra fournir les données. Le *coordonnateur de la fiabilité* avisera le propriétaire en cause que des données EPD sont exigées pour ses *éléments* du *BES*.

La section Éclaircissements et commentaires techniques de la norme PRC-002-2 offre de plus amples détails sur la justification technique des différents *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 ; la collecte de données EPD pour ces *éléments* facilitera une analyse d'événement approfondie et éclairante en cas de *perturbation* étendue dans le *BES*. L'alinéa 5.2 vise à assurer une couverture étendue touchant tous les *coordonnateurs de la fiabilité*. Le but visé est que chacun d'eux dispose de données EPD pour un *élément* du *BES*, plus au moins un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de sa *demande* de pointe simultanée historique.

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) est un moyen de surveillance des *perturbations* étendues qui renseigne sur le comportement électromécanique du *réseau* pendant et après les *perturbations* et qui aide à valider le modèle de *réseau*. L'emplacement des équipements EPD découle habituellement d'études stratégiques sur la stabilité angulaire, en fréquence, en tension et en oscillation. Cependant, afin de surveiller adéquatement la réponse dynamique du *réseau* et d'assurer une couverture suffisante du comportement du *réseau*, des données

EPD sont exigées pour des *éléments* clés du *BES* en plus d'une couverture EPD minimale.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* est tenu de désigner un nombre suffisant de points de surveillance EPD, soit au minimum un *élément* du *BES* plus un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de la *demande* de pointe simultanée historique. Ces données EPD visent à assurer une couverture adéquate dans l'ensemble d'une *Interconnexion*. Plus précisément, pour tout *élément* clé du *BES* situé dans la *zone de fiabilité* et pour lequel des données EPD sont exigées, un équipement EPD doit être en place. Si un *coordonnateur de la fiabilité* ne répond pas aux exigences de l'alinéa 5.1, une couverture supplémentaire est spécifiée.

La perte de grandes ressources de production peut mettre en cause la stabilité en fréquence et angulaire pour toutes les *Interconnexions* de l'Amérique du Nord. La collecte des données décrivant la réponse dynamique de ces machines pendant une *perturbation* contribue à l'analyse des *perturbations* étendues. Si l'on dispose de données sur la réponse dynamique des groupes de production aux *perturbations*, on a de bien meilleures chances de comprendre **pourquoi** un événement survient, et non seulement la nature de cet événement. Dans le but d'établir des critères de puissance pour les groupes à surveiller, l'équipe de rédaction DMSDT a obtenu un chiffrier de données indiquant la puissance de chacun des groupes de production nord-américains déclarés en 2013 dans le cadre du programme GADS (Generating Availability Data System) de la NERC. L'équipe de rédaction a analysé ces données afin de déterminer : i) combien de groupes se situaient au-dessus ou au-dessous de certains seuils de puissance ; et ii) la somme globale des puissances des groupes situés entre ces seuils. Des statistiques (moyennes et pourcentages) ont ensuite été produites à partir de ces données.

L'équipe de rédaction a dégagé les informations de base suivantes sur les groupes de production pertinents (parc nord-américain actuel, selon les chiffres de 2013) :

- le nombre total de groupes de production présentés dans le chiffrier ;
- le nombre de groupes de production de 20 MW ou plus – leurs propriétaires doivent généralement être inscrits comme *propriétaires d'installation de production* dans le programme de surveillance de la conformité (CMEP) de la NERC ;
- le nombre total de groupes correspondant à certaines tranches de puissance ;
- la somme globale des puissances (en MW) des groupes appartenant à ces tranches.

Les données du chiffrier ne permettaient pas de localiser la centrale qui correspond à chaque groupe de production : l'équipe de rédaction n'a donc pas pu déterminer quels groupes sont situés ensemble dans un même lieu de production ou une même installation.

À partir de cette information, l'équipe de rédaction a pu tenter d'établir des seuils de puissance pour les groupes de production ; ces seuils sont indiqués à l'alinéa 5.1.1. Les ressources de production pour lesquelles des données EPD sont exigées sont les groupes dont la puissance nominale brute est « d'au moins 500 MVA ». Ce seuil de 500 MVA a été retenu parce qu'il représente environ 47 % de la capacité de production dans l'ensemble du territoire de la NERC et il fait en sorte que la collecte de données EPD est nécessaire sur environ 12,5 % seulement des groupes de production. Comme il est mentionné plus haut, les données disponibles n'indiquent pas l'emplacement des groupes ; il a donc été impossible de faire des regroupements par centrale pour en calculer la puissance totale.

L'alinéa 5.1.1 vise toutefois les groupes de grande puissance situés dans de grandes centrales électriques et susceptibles de mettre en cause la stabilité du *réseau* en cas de perte de plusieurs groupes importants découlant d'une contingence électrique ou autre. Pour les centrales électriques, des données EPD sont exigées pour chaque groupe d'une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Le seuil de 300 MVA a été fixé d'après le jugement et l'expérience de l'équipe de rédaction ; l'impact différentiel sur le nombre de groupes à surveiller devrait être assez faible. Dans une centrale à cycle combiné où un seul groupe de production a une puissance d'au moins 300 MVA, des données

EPD seraient exigées seulement pour ce groupe.

Des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* permanentes sont établies afin de maintenir le réseau à l'intérieur de certaines balises de fiabilité et de sécurité. Les limites *SOL* relatives à la stabilité angulaire ou en tension, en particulier, influent fortement sur la fiabilité et le bon fonctionnement du *BES*. C'est pourquoi des données EPD sont exigées pour au moins un *élément* du *BES* lié à chaque *SOL*.

Le projet de norme exige des données EPD pour « un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». En effet, tout dépassement de ces limites présente une menace pour la stabilité du *réseau* et pourrait entraîner des déclenchements en cascade. Les limites *IROL* peuvent être définies par référence à un ou plusieurs *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés. La norme n'impose pas la sélection des *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés ; l'équipe de rédaction estime que ce choix relève plutôt du *coordonnateur de la fiabilité* de chaque limite *IROL* en cause, selon la gravité de son dépassement.

Les secteurs soumis à un programme de délestage en sous-tension (DST) sont sujets à des instabilités en tension puisqu'ils correspondent généralement à des zones de forte *demande*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit reconnaître les zones où un programme de DST est en place et désigner un *élément* du *BES* dont la surveillance EPD permettra d'enregistrer les délestages ou les instabilités en tension dans le *BES*. Par exemple, un grand poste électrique à 500 kV ou à 230 kV dans le *réseau* THT, à proximité de la zone de forte demande soumise au programme de DST, serait probablement un lieu électrique approprié pour recueillir des données EPD utiles pour l'analyse après *perturbation* de la réponse de la zone en question à de grandes déviations (de tension, de fréquence, etc.) dans le *réseau*.

Justification de l'exigence E6

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des *perturbations* du *réseau* en régime relativement équilibré après défaut. C'est pourquoi une tension phase-neutre ou une tension de composante directe est suffisante. Les grandeurs électriques exigées peuvent être obtenues par calcul ou par déduction.

Puisque tous les jeux de barres du *BES* à un même endroit sont à la même fréquence, une seule mesure de fréquence est suffisante.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Les données EPD montrent la réponse transitoire aux *perturbations* du *réseau* après l'élimination d'un défaut, en régime d'exploitation relativement équilibré. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases du circuit, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la tension de composante directe.

Les jeux de barres pour lesquels une mesure de tension est exigée dépendent de la liste des *éléments* du *BES* désignés par le *coordonnateur de la fiabilité* selon l'exigence E5. La norme n'exige pas une mesure de tension distincte pour chaque *élément* du *BES* s'il existe un point de mesure de tension commun à un jeu de barres. Par exemple, une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres comportant un jeu de barres nord (ou est) et un jeu de barres sud (ou ouest) obligerait à enregistrer la tension aux deux jeux de barres, puisque l'un ou l'autre peut être mis hors service indéfiniment tout en permettant à l'*élément* du *BES* désigné de rester en service. On peut y parvenir soit en enregistrant séparément les deux tensions de jeu de barres, soit en installant un sélecteur pour relier l'une ou l'autre de ces tensions à une entrée unique de données EPD. Il s'agit en fait d'atténuer le potentiel d'interruption des calculs de fréquence, d'angle de phase, de puissance active et de puissance réactive découlant de la perte d'un point de mesure de tension alors qu'une mesure de tension adéquate est bel et bien disponible dans ces conditions de service.

Il faut souligner que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Si un enregistrement de courant est nécessaire, il doit porter sur la même phase que l'enregistrement de tension au point de mesure correspondant si une seule tension phase-neutre est fournie. Il est également acceptable d'enregistrer le courant de composante directe.

Pour tous les circuits où l'enregistrement du courant est nécessaire, la *puissance active* et la *puissance réactive* seront enregistrées en valeurs triphasées. Ces enregistrements peuvent être calculés à partir des grandeurs de phase ou de composante directe.

Justification de l'exigence E7

Une partie cruciale de l'analyse d'une *perturbation* étendue consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Les *propriétaires d'installation de production* doivent donc recueillir, du côté haute ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse du groupe de production. La norme définit en quoi consistent les données EPD exigées, et non comment les obtenir. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données EPD adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Toutes les indications formulées ci-dessus pour l'exigence E6 s'appliquent aussi à l'exigence E7. Puisque les enroulements côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production peuvent être couplés en triangle, l'enregistrement de tension phase-phase est acceptable. Comme il a été expliqué pour l'exigence E6, le *BES* fonctionne en régime relativement équilibré ; si nécessaire, on peut donc calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

Soulignons de nouveau que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Justification de l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement.

Certains équipements EPD existants peuvent ne pas produire un enregistrement continu. Afin de permettre l'utilisation de tels équipements s'ils ont été installés avant l'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements sur déclenchement sont admis. Les déclenchements liés à la fréquence sont définis d'après la réponse dynamique associée à chaque *Interconnexion*. Le déclenchement en sous-tension est défini de manière à détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR).

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, d'où l'importance capitale des données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de la *perturbation*.

Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent avoir des

données EPD continues pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E6. Cependant, l'exigence E8 reconnaît que d'anciens équipements, dépourvus de capacité d'enregistrement continu, peuvent être en place pour certains *éléments* du BES. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements EPD sur déclenchement sont acceptables si leur durée est de trois minutes et si au moins un des modes de déclenchement décrits à l'alinéa 8.2 est utilisé :

- Écart par rapport à la fréquence nominale – Sert à détecter les excursions de fréquence (vers le haut ou vers le bas) d'une ampleur jugée substantielle selon la taille de l'*Interconnexion* et son inertie.
- Taux de variation de la fréquence – Sert à détecter les mouvements importants de la fréquence du *réseau* susceptibles d'être causés par de grands changements côté production ou côté charge, voire par des changements dans l'impédance du *réseau*.
- Écart en sous-tension – Permet de détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR). Une sous-tension persistante de 85 % se trouve à l'extérieur des tensions d'exploitation normales et est suffisamment basse pour signaler des conditions de tension anormales dans le BES.

Justification de l'exigence E9

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes.

Une fréquence d'au moins 30 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la cadence de calcul de l'équipement pour la mesure et l'enregistrement. Un minimum de 30 points par seconde permet de surveiller les oscillations à basse fréquence qui présentent habituellement un intérêt particulier pendant les *perturbations* du *réseau*.

Les données EPD décrivent la réponse dynamique du *réseau* électrique à une *perturbation* et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des *perturbations* brèves ou prolongées, par exemple une excursion de puissance. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

La question de la fréquence d'échantillonnage de l'enregistreur est très importante, pour au moins deux raisons : la sélection du filtre antirepliement et l'exactitude de représentation du signal. La sélection du filtre antirepliement est associée à l'exigence d'une fréquence d'échantillonnage au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal échantillonné. De même, l'exactitude de représentation du signal dépend aussi du choix de la fréquence d'échantillonnage : en général, plus cette fréquence est élevée, meilleure est la représentation. Dans les conditions anormales à surveiller (par exemple un défaut ou autre *perturbation*), le signal d'entrée peut contenir des fréquences comprises entre 0 et 400 Hz ; c'est pourquoi une fréquence d'échantillonnage de 960 points par seconde (16 points par cycle) est jugée adéquate pour le signal d'entrée.

En général, les événements dynamiques à surveiller sont les oscillations interrégionales, les oscillations locales intergroupes, les modes torsionnels d'éolienne, les modes de contrôle CCHT, les modes de contrôle d'excitatrice et les modes torsionnels de turbine à vapeur. Leur fréquence varie entre 0,1 et 20 Hz. Afin de reconstituer ces événements dynamiques, une fréquence d'échantillonnage d'au moins 30 points par seconde est nécessaire.

Justification de l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou

sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à ± 2 ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (par exemple la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc.

Une précision de ± 2 ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffira pour produire des données synchronisées.

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* permet l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses dispersées géographiquement. Cette synchronisation doit s'appuyer sur un étalon de temps reconnu universellement.

L'étalon retenu est le temps universel coordonné (UTC), norme temporelle internationale établie à partir d'horloges atomiques offrant une précision de l'ordre de la fraction de seconde. Le décalage de l'heure locale, exprimé par un nombre négatif, représente la différence entre l'heure UTC et l'heure du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées.

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance.

La précision de synchronisation est spécifiée en réponse à la recommandation 12b de la section V (conclusions et recommandations) du rapport final du groupe de travail Canada–États-Unis, *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations* :

« Recommandation 12b : Les propriétaires d'installations doivent, en conformité avec les critères régionaux, mettre à niveau leurs enregistreurs dynamiques existants afin d'établir la synchronisation temporelle par GPS... »

Il est également indiqué, à la page 103 du rapport intérimaire du même groupe de travail, *Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada* :

« L'établissement d'une séquence précise et exacte des événements à l'origine de la panne était essentiel pour les autres volets de l'enquête. Une des principales difficultés rencontrées dans la reconstitution de cette séquence – bien que les données pertinentes à un événement aient été en partie horodatées – tenait au fait que des écarts de méthode d'horodatage existaient entre les diverses sources de données, et que tous les horodatages n'étaient pas synchronisés... »

À partir du rapport SP-6 *Synchronized Event Data Reporting* du NPCC (révision du 31 mars 2005), l'enquête du groupe de travail de rédaction a révélé que le signal d'horodatage des récepteurs GPS existants est caractérisé par une incertitude de l'ordre de la milliseconde, l'incertitude étant un descripteur quantitatif.

Justification de l'exigence E11

L'analyse d'une *perturbation* dans une zone étendue nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse.

Le délai de 30 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par

l'alinéa 11.2 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant.

Les données doivent être récupérables pour une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ; on peut donc compter en tout temps sur des données couvrant une période mobile de 10 jours civils. La demande de données est faite habituellement le jour même ou le lendemain d'un événement majeur pour lequel les données sont requises. Le fait de spécifier une période de 10 jours civils permet de limiter de façon raisonnable l'obligation de stockage des données, ainsi que de clarifier la durée de disponibilité des données sur laquelle l'entité demandeuse peut compter. Le demandeur doit être au fait de la limite de 10 jours imposée par l'alinéa 11.1 ; cette limite est justifiée par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Les données ECE doivent être fournies au format CSV avec encodage ASCII selon les indications de l'annexe 2. Si l'équipement ne peut pas produire directement ces données, un programme de conversion simple permettra d'obtenir ce format. Avec un format de données ainsi uniformisé, les outils logiciels pourront bien plus commodément analyser les données ECE relatives à un événement.

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande du *coordonnateur de la fiabilité*, de l'entité régionale ou de la NERC, les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5. Afin de faciliter l'analyse des *perturbations* dans le *BES*, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable.

L'alinéa 11.2 de l'exigence E11 fixe à 30 jours civils le délai maximal de transmission des données. Il s'agit d'une période raisonnable pour rassembler les données et les soumettre au demandeur. L'entité peut demander une prolongation du délai de 30 jours ; si le demandeur est d'accord, l'entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L'alinéa 11.1 de l'exigence E11 fixe à 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de l'enregistrement, la période minimale de données récupérables. Compte tenu de la capacité de stockage de données des équipements actuels, une période de stockage de 10 jours civils est réaliste et raisonnable (soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 10 jours). À titre de clarification, supposons qu'un incident survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, les données devront être fournies au demandeur dans un délai de 30 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 11, le délai de conservation des données de 10 jours civils prescrit est dépassé, et l'entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

L'alinéa 11.3 de l'exigence E11 impose pour les données ECE un format CSV (valeurs séparées par des virgules) selon les indications de l'annexe 2. Il est nécessaire de normaliser le format des données, car la production de la séquence détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau* amène à combiner les données de plusieurs entités.

L'alinéa 11.4 de l'exigence E11 impose pour les données ED et EPD le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, norme d'usage courant dans l'industrie. Il est nécessaire de normaliser le format des données, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse détaillée de la *perturbation* du *réseau*. La plus récente révision de la norme COMTRADE (C37.111-2013) comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 11.5 de l'exigence E11 stipule que les fichiers de données ECE, ED et EPD doivent être nommés selon la norme IEEE C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, dont la première version a été approuvée en 2007. La panne générale du 14 août 2003 a donné lieu à la collecte

de milliers de fichiers de données d'enregistrement des défauts. Ces fichiers n'obéissant pas à des règles de dénomination communes, il s'est avéré difficile de discerner quels fichiers provenaient de quelle entité et de quels enregistreurs ; ce manque d'uniformité a compliqué grandement la tâche des enquêteurs. Par la suite, dans son rapport initial sur la panne, la NERC a souligné l'importance d'uniformiser la dénomination des fichiers, classant même ce besoin parmi ses dix principales recommandations.

Justification de l'exigence E12

Tout *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* qui possède des équipements servant à la collecte de données exigées en vertu de la norme doit remédier à toute perte de capacité de ces équipements dans un délai de 90 jours civils afin d'assurer une production de données adéquate pour les analyses d'événement. S'il est impossible de rétablir la surveillance des *perturbations* dans le délai précité (cycle budgétaire, équipes de maintenance, fournisseurs, temps d'indisponibilité nécessaire, etc.), l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de données. Le délai fixé dans ce plan dépendra de l'entité et du type de données en cause. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un *élément* du *BES* surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des *perturbations*.

Cette exigence demande aux *propriétaires d'installation de transport* ou aux *propriétaires d'installation de production* de veiller en permanence au bon fonctionnement des équipements de collecte de données ECE, ED et EPD pour les jeux de barres du *BES* et les *éléments* du *BES* désignés selon les exigences E1 et E5. Les propriétaires doivent rétablir la capacité de ces équipements dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une défaillance. Cette exigence tolère une proportion « raisonnable » de capacité hors service, celle-ci n'entraînant pas une insuffisance de données sur le *réseau*.

Par ailleurs, un délai de 90 jours civils est habituellement suffisant pour la réparation ou la maintenance. Cependant, comme il peut y avoir des situations où il est impossible de rétablir la capacité de collecte dans un délai de 90 jours civils, l'exigence stipule que, dans de tels cas, l'entité visée doit soumettre un *plan d'actions correctives* à l'entité régionale et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.

Justification de l'exigence E13

Le délai de trois années civiles suivant l'achèvement d'une réévaluation ou suivant la réception d'une notification envoyée par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *coordonnateur de la fiabilité* est supérieur au délai de trois ans prévu dans le plan de mise en œuvre associé aux versions antérieures de la présente norme de fiabilité. Ce délai de trois années civiles concerne les *éléments* ajoutés à la liste à l'issue d'une réévaluation menée conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ou à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. L'indication du délai dans l'exigence E13 maintient une visibilité quant au temps requis pour installer l'équipement de surveillance nécessaire à la collecte des données exigées.

L'exigence E13 exige du *propriétaire d'installation de transport* et du *propriétaire d'installation de production* qu'ils installent l'équipement de surveillance nécessaire à l'enregistrement des données exigées, dans les trois années civiles suivant l'achèvement d'une réévaluation ou suivant la réception d'une notification les informant que le *propriétaire d'installation de transport* ou le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné de nouveaux *éléments* à l'issue d'une réévaluation menée conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ou à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5.