Normes de fiabilité (version française)

A. Introduction

1. **Titre :** **Titres de compétence du personnel d'exploitation**

2. **Numéro :** **PER-003-2**

3. **Objet :** Donner l'assurance que les *répartiteurs* effectuant les tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, au *responsable de l'équilibrage* et à l'*exploitant de réseau de transport* sont certifiés en vertu du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC, lorsqu'ils occupent un poste d'exploitation en *temps réel* et sont responsables du contrôle du *système de production-transport d'électricité*.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. Coordonnateur de la fiabilité

   4.1.2. Exploitant de réseau de transport

   4.1.3. Responsable de l'équilibrage

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PER-003-2.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant et en maintenant à jour un certificat de *répartiteur* fiabilité de la NERC valide[(1)][(2)] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. Domaines de compétence

1.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

1.1.2. Exploitation du transport

1.1.3. Préparation et exploitation en situation d'urgence

1.1.4. Exploitation de réseau

1.1.5. Protection et contrôle

1.1.6. Tension et puissance réactive

1.1.7. Programmation et coordination des *échanges*

1.1.8. Coordination et exploitation relative à la fiabilité de l'*Interconnexion*

---

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant le certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M1.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence pertinents ;

M1.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant un des certificats de la NERC suivants et en en maintenant la validité[1][2] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. Domaines de compétence

2.1.1. Exploitation du transport

2.1.2. Préparation et exploitation en situation d'urgence

2.1.3. Exploitation de réseau

2.1.4. Protection et contrôle

2.1.5. Tension et puissance réactive

2.2. Certificats

- Répartiteur fiabilité
- Répartiteur d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*
- Répartiteur de transport

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant un certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M2.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

---

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M2.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M2.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence pertinents ;

M2.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant un des certificats de la NERC suivants et en en maintenant la validité[1][2] :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. Domaines de compétence

3.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

3.1.2. Préparation et exploitation en situation d'urgence

3.1.3. Exploitation de réseau

3.1.4. Programmation et coordination des échanges

3.2. Certificats

- Répartiteur fiabilité
- Répartiteur d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*
- Répartiteur d'équilibrage et des *échanges*

M3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant un certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M3.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M3.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M3.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence pertinents ;

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

M3.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité pendant trois ans ou depuis le dernier audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'exigence E1.
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'alinéa 2.2 de l'exigence E2.
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide défini à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	17 février 2011	Révision complète dans le cadre du projet 2007-04	Révision
1	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration	
1	15 septembre 2011	Ordonnance de la FERC (entrée en vigueur le 15 septembre 2011) ratifiant la norme PER-003-1	
2	10 mai 2018	Ajout d'une note de bas de page aux exigences	Révision
2	10 mai 2018	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
2	21 novembre 2018	Lettre d'ordonnance de la FERC ratifiant la norme PER-003-2 (dossier n° RD18-9-000)	

A. Introduction

1. Titre : **Formation particulière pour les employés**

2. Numéro : **PER-006-1**

3. Objet : Faire en sorte que les employés chargés d'assurer ou de soutenir l'exploitation en *temps réel* du *système de production-transport d'électricité* (BES) reçoivent une formation sur certains sujets essentiels à la fiabilité.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 Tout *exploitant d'installation de production* qui dispose :

4.1.1.1 d'employés de centrale qui sont chargés de la commande en *temps réel* d'un groupe de production, et qui reçoivent des *instructions d'exploitation* transmises par le *coordonnateur de la fiabilité*, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* de l'*exploitant d'installation de production*, ou par un centre de répartition central.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du projet 2007-06.2.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit donner aux employés indiqués à l'alinéa 4.1.1.1 de la section Applicabilité une formation sur le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* (*RAS*) qui influent sur la production des *installations* de production qu'il exploite.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit pouvoir produire lors d'une inspection une ou des pièces justificatives attestant que ses employés visés ont reçu la formation prescrite. Exemples de pièces justificatives acceptables : dossiers de formation montrant que la formation a été réussie, comportant du matériel de formation et précisant le nom de l'employé et la date de la formation.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- L'*exploitant d'installation de production* doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité avec l'exigence E1 pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes.

1.3. Programme de surveillance et de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à un ou des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • un employé visé dans une même *installation* ; ou • 5 % ou moins du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • deux employés visés dans une même *installation* ; ou • plus de 5 % et au plus 10 % du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés visés, selon le nombre le plus élevé : • trois employés visés dans une même *installation* ; ou • plus de 10 % et au plus 15 % du nombre total de ses employés visés.	L'*exploitant d'installation de production* a omis de donner la formation prescrite à l'exigence E1 à des employés, selon le nombre le plus élevé : • au moins cinq employés visés dans une seule installation, ou • plus de 15 % du nombre total de ses employés visés. **OU** L'*exploitant d'installation de production* n'a donné la formation prescrite à l'exigence E1 à aucun de ses employés visés.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre du projet 2007-06.2[1]

1. http ://www.nerc.com/pa/Stand/Project200706_2SystemProtectionCoordinationDL/Project_2007_06_2_Imp_Plan_Draft_1_2016_03_10_Clean.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	11 août 2016	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2007-06.2

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1

L'*exploitant d'installation de production* (GOP) surveille et commande ses *installations* de production en *temps réel* de façon à maintenir la fiabilité du BES. À cette fin, certains employés chargés de commander en *temps réel* une *installation* de production doivent recevoir une formation afin de savoir comment agissent les *systèmes de protection* et les *RAS* et quels effets ceux-ci peuvent avoir sur une *installation* de production. La formation n'a pas à être spécifique à une *installation* particulière, mais la norme vise les employés d'exploitation de centrale associés à l'*installation* spécifique dont ils assurent la commande en *temps réel*. La norme ne vise pas les employés dont les fonctions ne concernent pas la commande en *temps réel* (personnel d'alimentation en combustible, électriciens, machinistes, personnel de maintenance, etc.).

L'exigence E1 ne précise pas de périodicité pour cette formation, car le GOP doit faire en sorte que ses employés chargés de la commande en *temps réel* d'un groupe de production aient reçu la formation prescrite. Le GOP doit aussi veiller à ce que le personnel reçoive une formation adéquate à la suite de changements dans le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* qui influent sur la production des *installations* de production.

L'expression « comportement opérationnel » indique que la formation doit porter sur la manière dont les *systèmes de protection* agissent afin de protéger les *éléments* contre des dommages éventuels, ainsi que sur la manière dont les *RAS* détectent certaines conditions préétablies du BES et déclenchent automatiquement des mesures correctives.

Les aspects liés au comportement opérationnel peuvent comprendre, sans limitation :

- la fonction remplie par les relais de protection et les *RAS* ;
- les zones de protection ;
- les modes de communication des systèmes de protection (courant différentiel de ligne, télédéclenchement direct, etc.) ;
- les entrées de tension et de courant ;
- l'alimentation de poste à c.c. associée aux fonctions de protection ;
- les actions (déclenchement ou enclenchement de disjoncteurs, déclenchement d'un transformateur élévateur de groupe de production ou fonctions de rampe ou de déclenchement de groupe de production).

L'exigence E1 met l'accent sur le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* spécifiques à la centrale électrique, par opposition à ceux du *système de production-transport d'électricité*.

Cette exigence porte spécifiquement sur les systèmes qui influent sur la production des groupes de production. Les systèmes de protection qui déclenchent des disjoncteurs de charges auxiliaires de centrale (pompes, ventilateurs, alimentation en combustible, etc.) sont exclus. En outre, cette formation exclut la protection des postes de distribution secondaires ainsi que les transformateurs et relais d'appareillage basse tension qui protègent d'autres composants de réseau de distribution d'électricité en aval, même si le fonctionnement de ces dispositifs peut entraîner éventuellement le déclenchement du groupe de production.

Justification

Justification de l'exigence E1 : Les *systèmes de protection* et les *RAS* sont essentiels à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES). Cette exigence concerne l'objectif de fiabilité suivant : que les employés de centrale d'un *exploitant d'installation de production* (GOP) comprennent le comportement opérationnel des *systèmes de protection* et des *RAS* ainsi que leurs effets sur les *installations* de production.

A. Introduction

1. **Titre :** **Capacité de charge des relais de groupe de production**

2. **Numéro :** **PRC-025-2**

3. **Objet :** Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.

4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations.

   4.2. Installations : Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

   4.2.1. groupes de production ;

   4.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;

   4.2.3. transformateurs de service auxiliaire (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service[2] ;

   4.2.4. *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) ;

   4.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

---

1. Ces relais comprennent les appareils de protection basse tension réglables.
2. Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Éclaircissements et commentaires techniques de la norme PRC-025-2 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire.

6. **Contexte :** Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord, on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période pendant laquelle le déclenchement s'est produit. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain[3].

Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la *puissance réactive,* dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraîne la perte de *puissance réactive* dynamique, ce qui aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de *puissance active* pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

7. **Définitions spécifiques à la norme :** Aucune.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-2 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-2, Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

3. Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 (http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf).

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et de la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* n'a pas appliqué à un relais de protection sensible à la charge les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-2, Réglages des relais.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, document technique de référence, révision 2. (Publication : juillet 2015)

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*. (Publication : mars 2016)

IEEE C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. (Publication : 2006)

IEEE C37.17-2012, *IEEE Standard for Trip Systems for Low-Voltage (1000 V and below) AC and General Purpose (1500 V and below) DC Power Circuit Breakers*. (Publication : 18 septembre 2012)

IEEE C37.2-2008, *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. (Publication : 3 octobre 2008)

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	17 juillet 2014	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-1	
2	19 avril 2017	Demande SAR acceptée par le comité de normalisation	Projet 2016-04
2	8 février 2018	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	2 mai 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-2 (dossier RD18-4-000)	

PRC-025-2 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge pour des *éléments* spécifiés à l'alinéa 4.2, Installations, doit choisir une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (ci-après le « tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension au jeu de barres est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage des relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de *puissance réactive* du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la puissance nominale du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Les valeurs des critères de réglage des relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur) sont dérivées à partir de la puissance complexe combinée maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Dans les cas où des groupes synchrones et asynchrones sont raccordés ensemble à un transformateur élévateur de groupe (GSU) ou à des *éléments* qui relient un transformateur GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), les critères de réglage doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension au jeu de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui incluent le rapport de transformation doivent tenir compte de la prise effectivement en service dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise à vide (DETC). Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge (LTC), les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible au jeu de barres du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU doit être utilisée.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes.

Les entités qui utilisent ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ne se déclenchent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), ne sont pas directement couvertes par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités qui utilisent ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ne se déclenchent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

1. éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
2. éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
3. éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
4. éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
5. éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
6. systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité de court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour assurer un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal) et pour prévenir le déclenchement à moins de 115 % du courant à pleine charge[4] ;
7. systèmes de protection qui détectent les surcharges et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;
8. dispositifs non réglables de protection contre les baisses de tension.

Tableau 1

Le tableau 1 ci-après est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à repérer une option pour un relais de protection sensible à la charge d'un type donné.

4. IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, section 4.1.1.2.

La première colonne indique l'application (par exemple, groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs GSU, transformateurs de service auxiliaire (UAT) et *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES.* Des bandes horizontales bleu foncé (outre l'en-tête qui se répète à chaque page) délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection de distance ou de surintensité sensibles à la charge, en indiquant leur numéro de fonction IEEE (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67), qui correspondent à l'application de la première colonne. Une indication du fabricant peut être donnée pour le délai de déclenchement, par exemple L, S et I respectivement pour délai long, délai court ou instantané. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte, sauf si la même application est reprise à la page suivante avec un type de relais différent.

À la troisième colonne, une numérotation alphanumérique désigne les options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « Tension au jeu de barres » et « Critères de réglage » présentent les critères à utiliser pour déterminer le réglage approprié.

Par ailleurs, une trame de fond signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et d'UAT ne sont pas tramées. Enfin, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes synchrones, ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	1a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

5. Les calculs qui intègrent le rapport du transformateur GSU doivent tenir compte de la prise effectivement en service dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise à vide. Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible au jeu de barres du groupe. Si le critère demande d'intégrer l'impédance du transformateur GSU, utiliser l'impédance nominale pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes synchrones, ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension)	2a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport ;* et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Relais de phase tempo-risé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (fonctionnement autorisé selon la tension)	3	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	4	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension)	5a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
		OU		
		5b	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive) ; voir la figure A
	Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (fonctionnement autorisé selon la tension)	6	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[6] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	7a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

6. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 14 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[7] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51)	8a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport ;* et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

7. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 15 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[8] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*	9a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

8. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 16 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres5**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* [9]	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51)[10]	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU, pour les relais à maximum de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport* [11]	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Début d'une autre application à la page suivante				

9. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 17 s'applique.
10. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 18 s'applique.
11. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 19 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Transformateurs de service auxiliaire (UAT)	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) aux bornes haute tension de l'UAT, le déclenchement du relais entraînant l'indisponibilité du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension de l'UAT	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT
		OU		
		13b	Tension au jeu de barres de l'UAT correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la puissance active brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*
Relais situés sur le côté haute tension[12] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		14b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

12. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 7 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[13] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51)	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		15b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

13. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 8 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[14] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase instantané directionnel à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67) – directionnel vers le réseau de *transport*	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		16b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

14. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 9 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[15] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

15. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 10 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[16] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51)	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

16. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 11 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[17] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de phase instantané directionnel à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67)	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Fin du tableau 1				

17. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 12 s'applique.

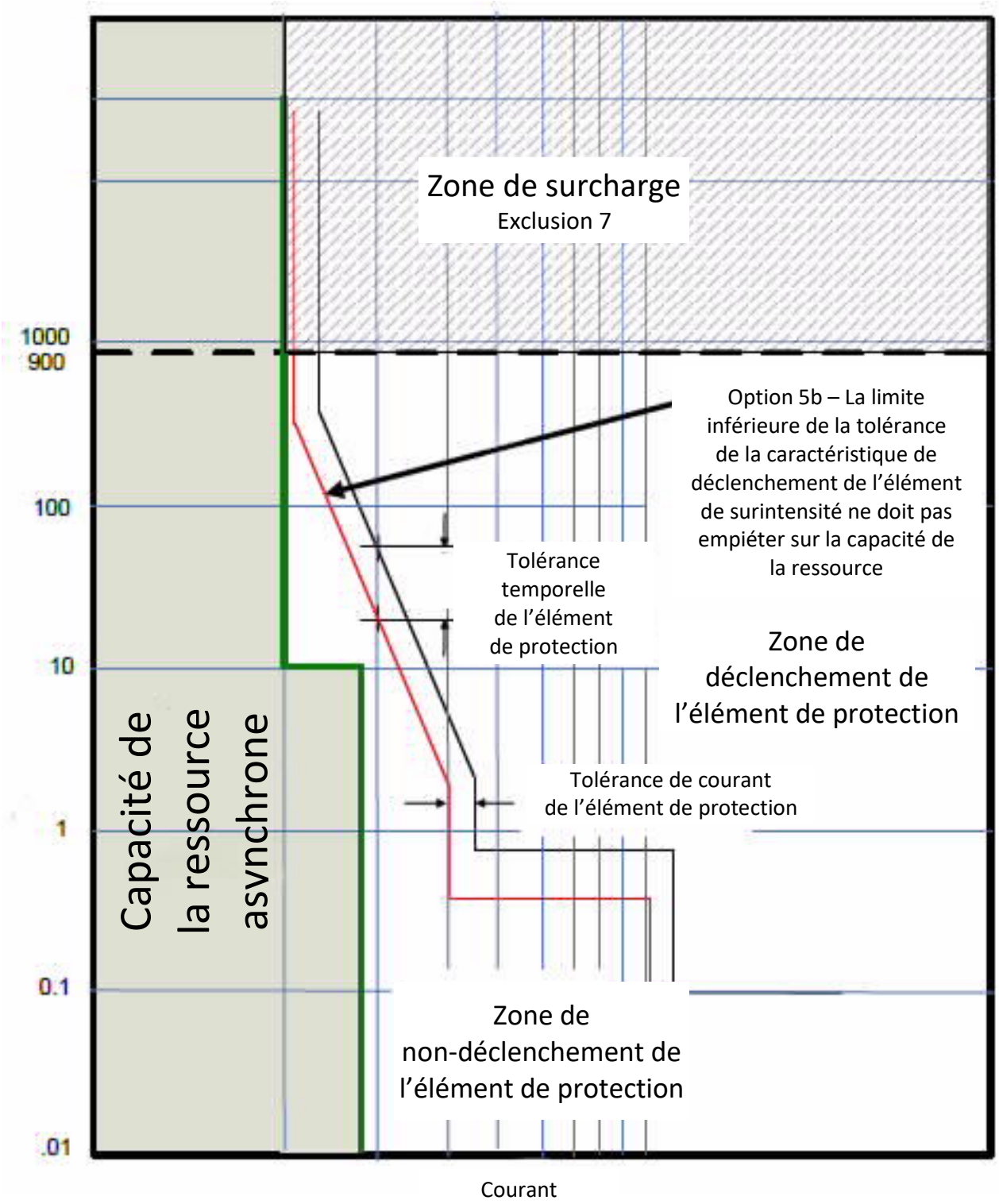


Figure A
Cette figure illustre le principe de l'option 5b ; elle ne spécifie aucunement la courbe de l'élément de protection ni le fabricant

PRC-025-2 – Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, publié par le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, présente un exposé de fond sur les fonctions de protection et sur le comportement des groupes de production, qui font l'objet de la présente norme. La dernière révision de ce document date de juillet 2015[18].

La base des critères de capacité de charge de la présente norme qui s'appliquent aux relais utilisés aux bornes d'un groupe de production ou sur le côté basse tension d'un transformateur élévateur de groupe de production (GSU) correspond aux valeurs de charge dynamiques des groupes de production observées lors de la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements réseau ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions de réseau semblables. La *puissance réactive* produite pendant le forçage de champ lors de ces événements et simulations est voisine de 150 % de la capacité de *puissance active* (en MW) du groupe de production lorsque celui-ci fonctionne à sa capacité de *puissance active*. Dans le document technique de référence du SPCS, deux conditions d'exploitation ont été examinées à partir de ces événements et simulations : 1) lorsque le groupe fonctionne à sa *puissance active* nominale (en MW) avec une production de *puissance réactive* (en Mvar) équivalente à 150 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un certain degré de forçage de champ), et 2) lorsque le groupe fonctionne à sa limite inférieure déclarée de *puissance active* (par exemple, 40 % de la *puissance active* nominale) avec un niveau de *puissance réactive* (en Mvar) équivalent à 175 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un degré accru de forçage de champ).

Les deux conditions ci-dessus sont évaluées avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension du transformateur GSU. On considère que ces régimes de charge correspondent à des valeurs prudentes de niveau élevé de *puissance réactive* produite par le groupe de production avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension établie à partir des observations précitées. Cependant, aux fins de la présente norme, il a été déterminé que le deuxième régime de charge (40 %) n'apporte aucun bienfait supplémentaire et ne fait qu'augmenter la complexité pour une entité de déterminer comment satisfaire à la norme. Étant donné le caractère prudent du critère retenu, qui pourrait s'avérer trop difficile à respecter pour un certain nombre de groupes de production, une autre méthode est présentée dans laquelle la *puissance réactive* produite est déterminée par simulation. Par ailleurs, pour tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU, un niveau égal à 120 % de la valeur nominale en MW a été prévu pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU et sur les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent chacun se conformer à la présente norme tout en respectant ses propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de *transport*, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent donc tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs propres objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

18. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Gen%20Prot%20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf

Par exemple, si l'objectif de protection est d'assurer une protection de réserve en cas de panne d'un disjoncteur de *transport*, il peut s'avérer impossible de réaliser cet objectif tout en respectant la présente norme si un simple relais d'admittance est utilisé. Dans ce cas, il peut être possible de répondre aux deux impératifs en remplaçant le relais existant par un relais moderne de technologie avancée offrant des fonctions comme l'empiétement de charge. Sinon, il pourrait falloir reconsidérer si la méthode existante est appropriée pour réaliser la protection en cas de panne du disjoncteur de *transport*, et si cette protection ne serait pas mieux assurée, par exemple, au moyen d'un relais de défaillance de disjoncteur avec système de télédéclenchement.

Afin de respecter l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent comprendre les applications du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, présenté à l'annexe 1, Réglages des relais (ci-après « le tableau 1 »), pour déterminer les réglages qu'il doit appliquer à chacun de ses relais de protection sensibles à la charge afin d'empêcher le déclenchement intempestif de ses groupes de production lorsque surviennent les conditions du réseau anticipées par la présente norme.

Applicabilité

Afin d'atteindre l'objectif de fiabilité de la présente norme, il est nécessaire de couvrir tous les relais de protection sensibles à la charge susceptibles de réagir à une puissance accrue produite par les groupes de production en réponse à des perturbations du réseau. Cette norme vise donc les relais utilisés par le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* aux bornes des groupes de production, des transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU), des transformateurs de service auxiliaire (UAT), des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, ainsi que des *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées.

L'installation de raccordement du *propriétaire d'installation de production* (appelée parfois « *installation* de transport » ou « lien de raccordement interne ») est constituée des *éléments* situés entre le transformateur GSU et l'interface avec la partie du *BES* qui appartient au *propriétaire d'installation de transport*. Dans la présente norme, il a été décidé de ne pas utiliser le terme « *installation* de raccordement de la production » reconnu par l'industrie et utilisé dans les documents du projet 2010-07 (exigences relatives aux groupes de production à l'interface du réseau de *transport*), parce que dans la version anglaise, le terme « generator interconnection Facility » (traduit par « *installation* de raccordement de la production ») laisse entendre que l'*installation* appartient au *propriétaire d'installation de production*. La présente norme désigne ces *installations* comme des « *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* » afin d'inclure ces *installations* lorsqu'elles appartiennent aussi au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur*. Les relais de protection sensibles à la charge sont visés par les exigences de la présente norme selon leur emplacement et selon l'application des fonctions de protection. Les figures 1, 2 et 3 illustrent divers raccordements d'interface de groupe de production avec le réseau de *transport* ; la figure 4 montre un exemple d'*éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées et auxquels s'applique la présente norme.

Figure 1

L'exemple de la figure 1 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par une ligne radiale qui sert exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une

protection de réserve pour les relais du jeu de barres A, et dans certains cas du jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19) pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Le relais de protection R2 associé au disjoncteur d'alimentation CB102 de la centrale sert principalement à protéger la ligne au moyen d'une fonction différentielle entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction du relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de phase à maximum de courant (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 1 (CB102 et CB103) – doit être étudiée. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

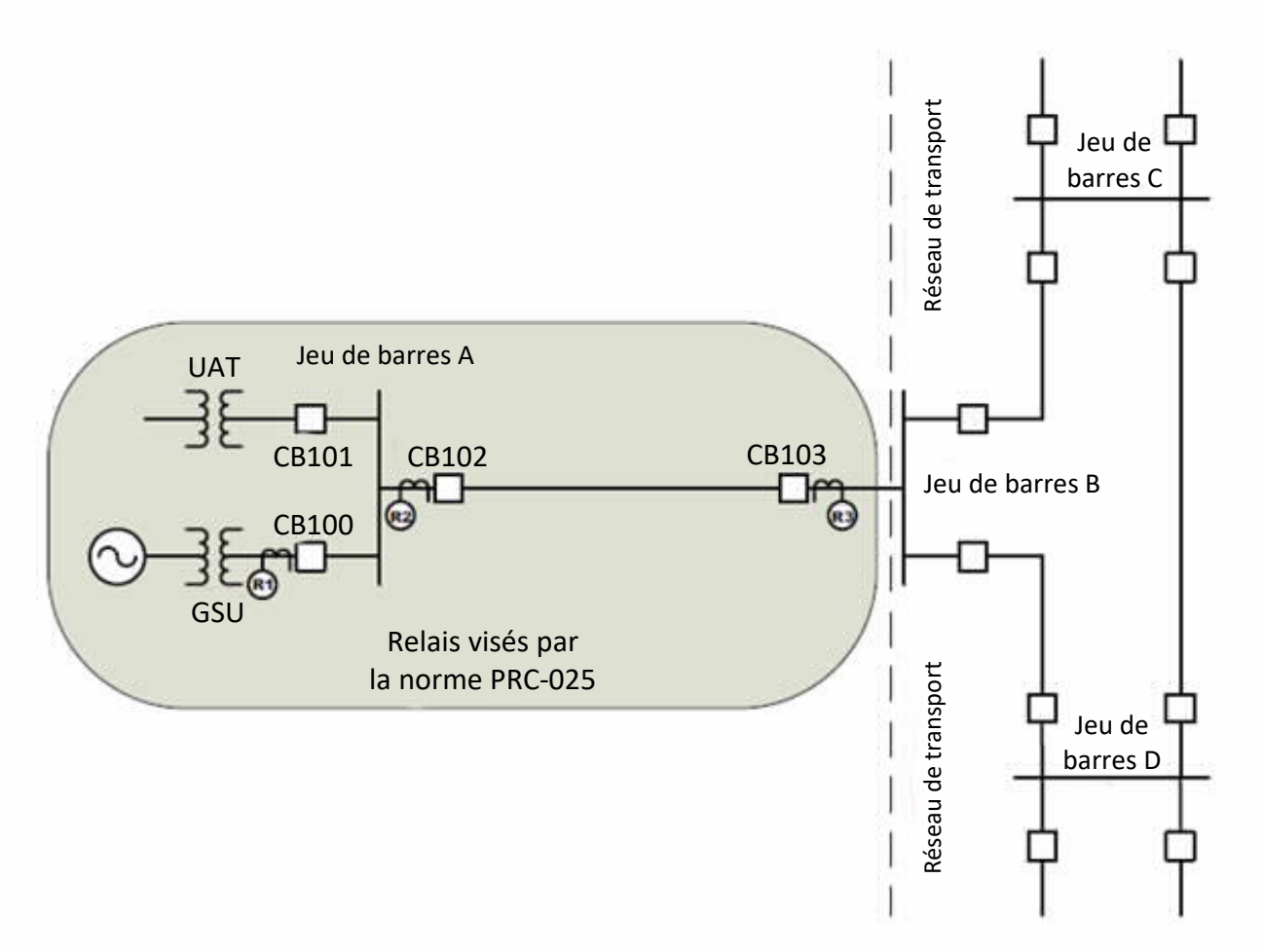


Figure 1 : Production d'énergie transférée par une seule ligne radiale

Figure 2

L'exemple de la figure 2 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par plusieurs lignes qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains cas au jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Les relais de protection R2 et R3 associés aux disjoncteurs d'alimentation CB102 et CB103 de la centrale servent principalement à protéger la ligne entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction des relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de phase à maximum de courant (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui

relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 2 (CB102, CB103, CB104 et CB105) – doit être étudiée. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

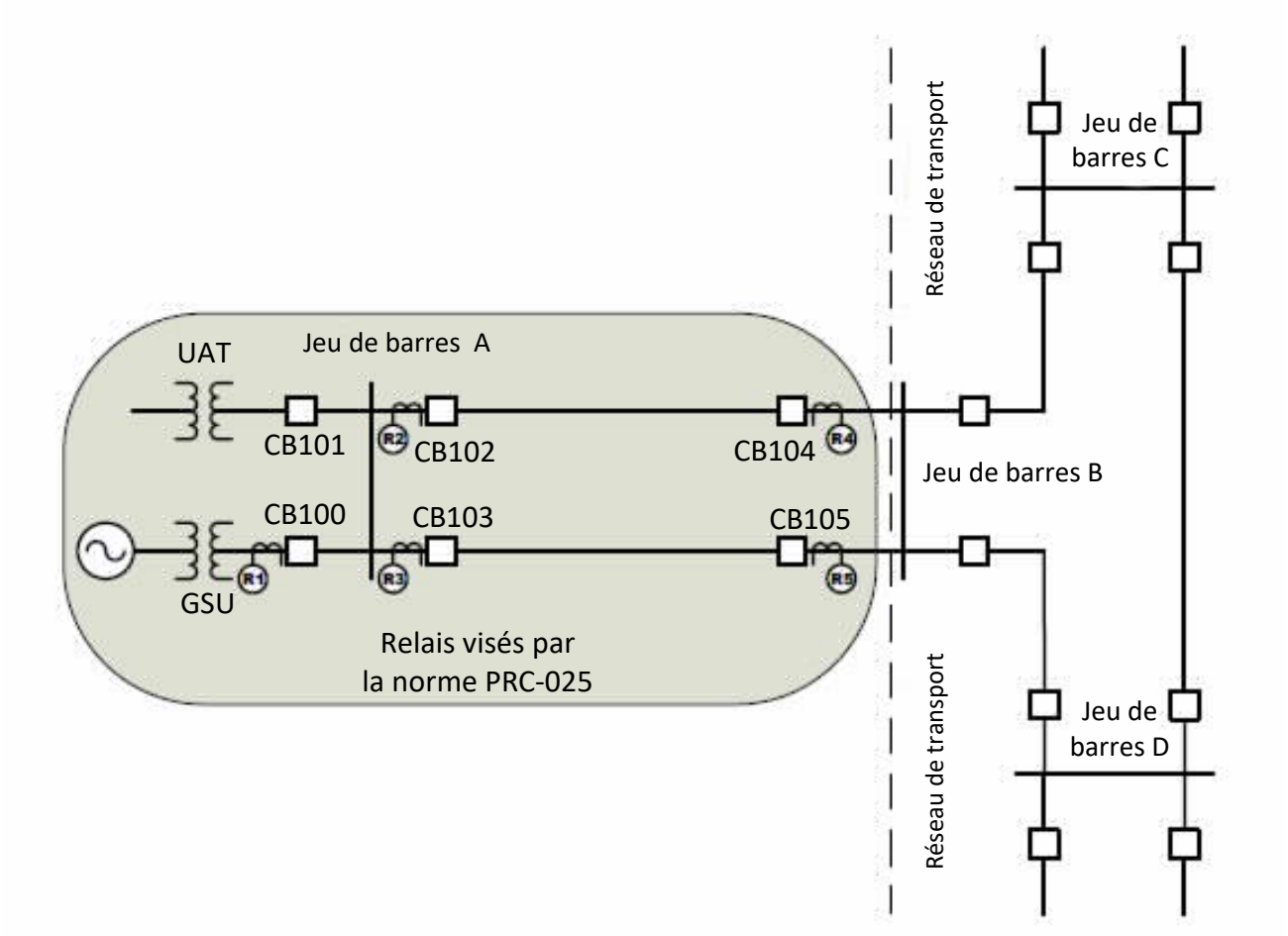


Figure 2 : Production d'énergie transférée par plusieurs lignes radiales

Figure 3

L'exemple de la figure 3 représente un ou plusieurs groupes de production qui transfèrent de l'énergie par diverses lignes vers le réseau de *transport* par l'intermédiaire d'un réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains cas au jeu de barres C ou D. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la

norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les lignes entre les jeux de barres A et C et entre les jeux de barres A et D font partie du réseau de transport, ces lignes ne sont pas considérées comme des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Par conséquent, l'entité responsable visée doit respecter les exigences de la norme PRC-023 pour les relais de protection sensibles à la charge R2 et R3. Les relais sensibles à la charge-R4 et R5 de l'entité responsable visée, associés aux disjoncteurs CB104 et CB105 aux jeux de barres C et D, est également soumise aux exigences de la norme PRC-023.

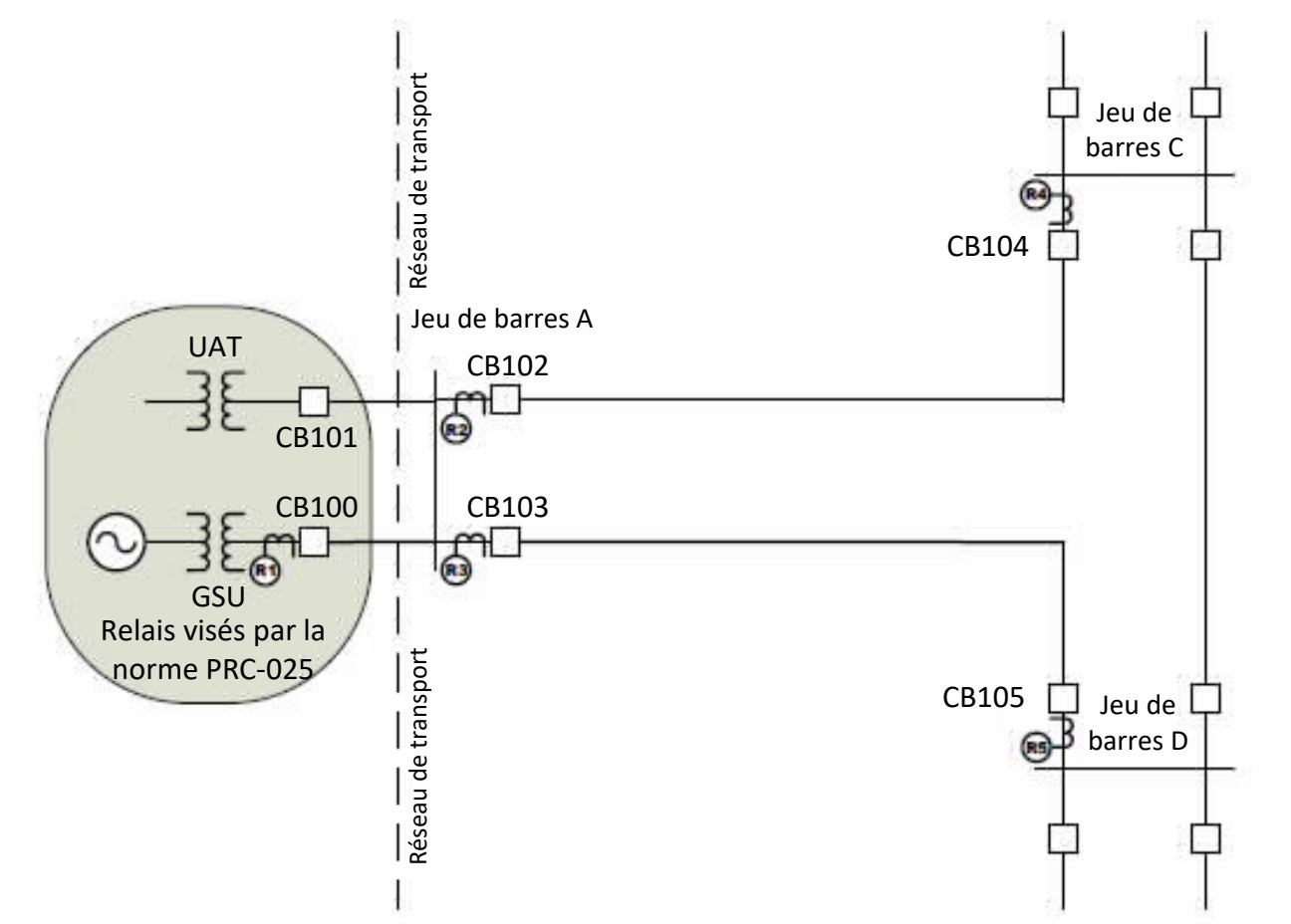


Figure 3 : Production d'énergie transférée par l'intermédiaire d'un réseau

La présente norme vise aussi les transformateurs qui alimentent les services auxiliaires de groupe de production ou de centrale. Ces transformateurs, quelle que soit leur dénomination, servent à assurer l'alimentation auxiliaire lorsque les groupes sont en marche ; ils sont appelés ci-après « UAT ». L'inclusion de ces transformateurs donne suite au paragraphe 104 de l'ordonnance 733 de la FERC, qui demande à la NERC d'incorporer à la présente norme une exigence de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des UAT qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection des UAT côté

basse tension dans le document *Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*[19] (mars 2016).

Figure 4

Les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (appelés parfois « réseau collecteur » ou « artères ») sont les *éléments* qui relient les différents groupes de production et le point commun de raccordement au réseau de *transport*.

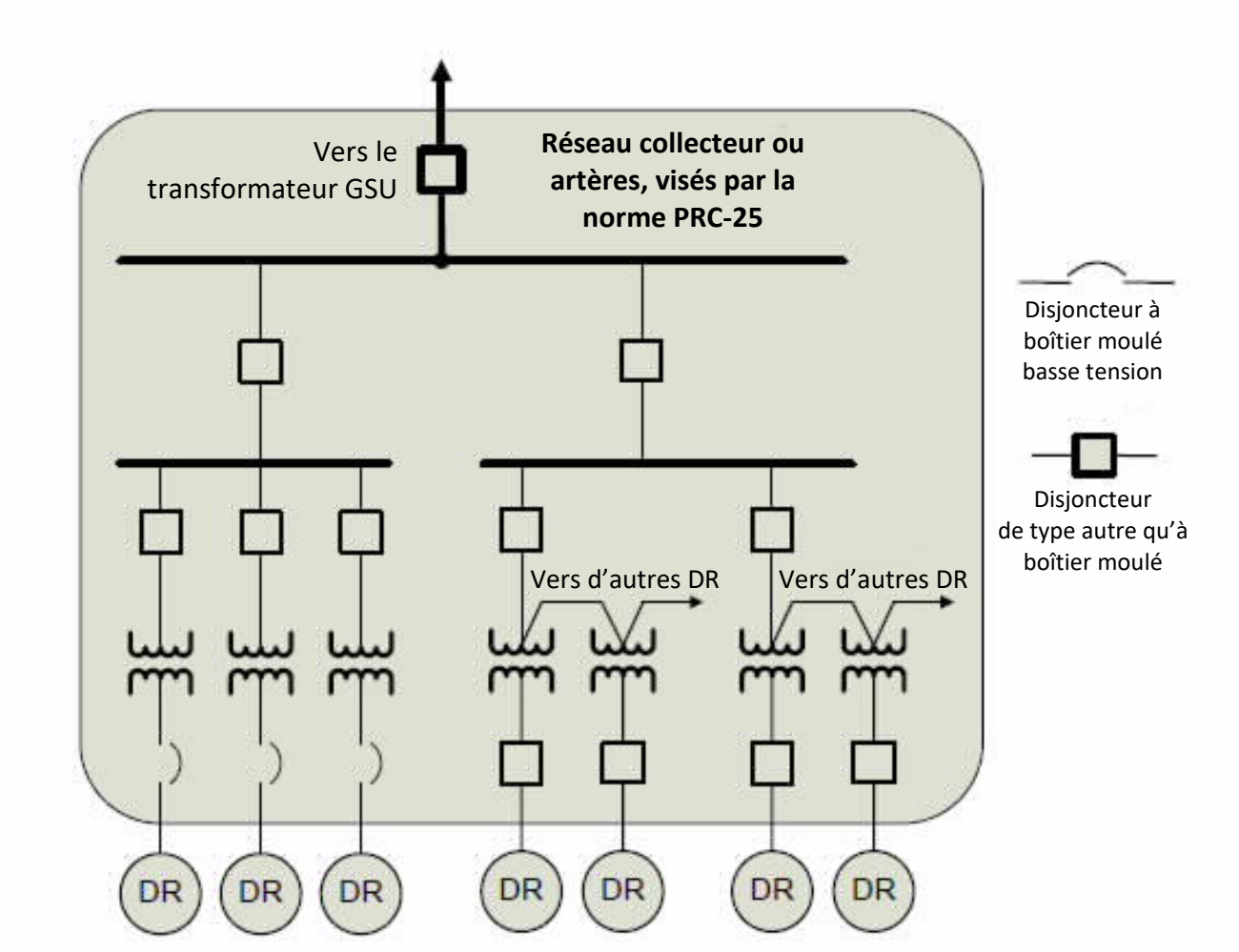


Figure 4 : Éléments utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (RD)

Comportement des groupes synchrones

En présence d'une tension affaiblie, un groupe de production synchrone réagit en augmentant la *puissance réactive* qu'il produit afin de soutenir la tension à ses bornes. Dans cette condition de fonctionnement, appelée « forçage de champ », la *puissance réactive* produite dépasse la capacité en régime permanent du groupe de production, ce qui peut provoquer le déclenchement des relais de protection sensibles à la charge, à moins que ces relais aient été réglés en prévision de cette condition particulière de fonctionnement. L'endurance du groupe de production à la *puissance réactive* accrue produite pendant le forçage de champ dépend de la tenue thermique de l'enroulement de champ. Le

19. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/NERC%20-%20SPCS%20UAT%20-%20FEB_2016_final.pdf

limiteur d'excitation peut intervenir dans un délai d'à peine une seconde pour réduire le forçage de champ, mais ce délai peut être nettement plus long, selon le niveau de forçage de champ ainsi que les caractéristiques et la configuration du système d'excitation. En fait, le délai d'intervention peut dépasser la temporisation du relais de protection sensible à la charge du groupe de production, et c'est pourquoi il importe d'évaluer la capacité de charge de ce relais afin d'empêcher son déclenchement dans une telle situation.

La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres. Les critères présentés au tableau 1 sont basés sur une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne. Cette tension a été largement observée pendant la panne générale du 14 août 2003, et l'analyse des événements amène à conclure qu'elle représente une condition à partir de laquelle le *réseau* aurait pu se rétablir si d'autres comportements intempestifs n'étaient pas survenus.

Les niveaux de charge dynamiques présentés au tableau 1, à la colonne Critères de réglage, sont représentatifs de la puissance apparente maximale attendue pendant le forçage de champ avec 0,85 p.u. de la tension du réseau de *transport*, par exemple, sur le côté haute tension du transformateur GSU. Ces valeurs sont basées sur les mesures enregistrées lors des événements qui ont mené à la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements *réseau* ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions semblables. à partir de ces observations, les critères spécifiés représentent des valeurs prudentes, mais applicables de *puissance réactive* produite par le groupe avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension au point de raccordement.

Les niveaux de charge dynamiques ont été validés par simulation de la réponse de groupes synchrones à des tensions affaiblies dans le réseau de *transport* pour 67 groupes de production différents. Les groupes choisis pour les simulations représentaient un large éventail de caractéristiques de groupes de production et de systèmes d'excitation ainsi que des caractéristiques variées d'interconnexion au réseau de *transport*. Les simulations ont confirmé, pour un fonctionnement au voisinage de la *puissance active* maximale du groupe, qu'il est possible de produire une *puissance réactive* atteignant 1,5 fois la *puissance active* nominale lorsque la tension du réseau de *transport* est affaiblie à 0,85 p.u. Les simulations ont montré que les groupes de production ne peuvent pas tous atteindre un tel niveau de *puissance réactive*, mais ont confirmé qu'environ 20 % des groupes modélisés en sont capables. Ainsi, les options 1a (0,95 p.u.) et 1b (0,85 p.u.) du tableau 1, par exemple, sont basées sur des calculs relativement simples mais prudents à partir de la tension nominale côté haute tension. Eu égard au fait qu'un certain nombre de groupes ne peuvent pas atteindre le niveau de puissance précité, une option 1c (simulation) a été créée afin de permettre au *propriétaire d'installation de production*, au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur* de simuler la puissance produite par un groupe si un calcul simple ne permet pas d'obtenir la valeur souhaitée pour le réglage du relais de protection.

Production décentralisée

La présente norme s'applique aussi aux installations de production constituées de ressources décentralisées, comme les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques. La norme vise à faire en sorte que de telles installations continuent d'alimenter le réseau pendant une perturbation dans celui-ci ; c'est pourquoi tous les relais de protection sensibles à la charge associés à ces installations sont visés par la norme PRC-025.

La norme PRC-025-2 s'applique aux ressources de production décentralisée ayant une puissance combinée supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute combinée) faisant appel à un système conçu principalement pour regrouper la puissance et raccordées à un point commun à une tension de 100 kV ou

supérieure. Cette norme vise également les relais de protection sensibles à la charge utilisés pour les *éléments* qui acheminent la production de ces différentes ressources jusqu'au point de raccordement au réseau de *transport*. Par exemple, les relais à maximum de courant d'artère ou de transformateur élévateur d'artère (voir la figure 6) sont visés puisqu'ils sont exposés aux conditions liées à la capacité de charge des groupes de production.

Dans le cas des centrales photovoltaïques où plusieurs tensions différentes sont utilisées dans la conversion du courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif à 60 Hz, les « bornes » correspondent à la sortie 60 Hz des onduleurs.

Comportement des groupes asynchrones

Les groupes de production asynchrones ne réagissent pas à une perturbation avec le même niveau de puissance apparente que les groupes synchrones ; ils soutiennent néanmoins le réseau pendant une perturbation. Les groupes avec onduleur fournissent de la *puissance active* et de la *puissance réactive* (selon la capacité installée et les exigences régionales de raccordement au réseau), et peuvent même fournir une réponse en *puissance réactive* plus rapide que les groupes synchrones. L'ampleur de cette réponse peut dépasser quelque peu la capacité en régime permanent de l'onduleur, mais seulement brièvement avant l'intervention des fonctions de limitation. Bien que les alternateurs asynchrones ne fournissent pas eux-mêmes de la *puissance réactive*, l'installation qui les intègre peut comporter des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive*, selon les exigences régionales de raccordement au réseau. Ces dispositifs peuvent aussi fournir de la *puissance active* pendant une perturbation de tension. Ainsi, le déclenchement de groupes asynchrones pourrait exacerber une perturbation.

Les onduleurs, y compris ceux des éoliennes (types 3 et 4) et des générateurs photovoltaïques, sont communément offerts avec un facteur de puissance de 0,90 ; d'où une puissance apparente de 1,11 p.u. de la puissance nominale en MW.

De même, les installations intégrant des alternateurs asynchrones, y compris les éoliennes de types 1 et 2, comportent souvent des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive* afin de répondre aux exigences de raccordement au réseau, et peuvent donc produire une puissance apparente comparable à celle des installations avec onduleur. Ainsi, il est approprié d'utiliser le critère établi au tableau 1 (options 4, 5, 6, 10, 11, 12, 17, 18 et 19) pour les installations de groupes asynchrones.

Critères de simulation pour les groupes synchrones

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui choisit une option de simulation pour déterminer le comportement de groupe synchrone sur lequel baser ses réglages de relais peut simuler la réponse du groupe en abaissant la tension du réseau de *transport* à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU (selon les prescriptions du tableau 1). La simulation peut consister à modéliser le raccordement d'une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU afin d'abaisser la tension à 0,85 p.u. avant le forçage de champ. La baisse de tension immédiate qui en résulte est semblable à l'affaiblissement soudain de la tension dans certaines parties du réseau de *transport* le 14 août 2003. L'état initial de la simulation doit représenter le groupe de production à 100 % de sa capacité de *puissance active* brute maximale déclarée au *planificateur de réseau de transport*. La simulation sert à déterminer la *puissance réactive* et la tension à l'emplacement du relais afin de calculer les limites de réglage de celui-ci. La valeur de *puissance réactive* obtenue par simulation correspond à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. La valeur de tension obtenue par simulation correspond à la tension au moment où la *puissance réactive* est maximale pendant le forçage de champ. Ces valeurs de *puissance réactive* et de tension correspondent à l'impédance apparente minimale et au courant maximal observés pendant le forçage de champ.

Relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* (fonction 21)

L'analyse de la grande perturbation du 14 août 2003 révèle que des relais de distance de phase de groupe de production directionnels vers le réseau de *transport* – servant à la protection primaire ou de relève de transformateurs GSU, à la protection de réserve de systèmes externes, ou aux deux – ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que huit groupes ont été déclenchés par cette fonction de protection. Diverses options du tableau 1 établissent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* ; ces réglages feront en sorte que les groupes de production, dans la mesure du possible, contribuent à soutenir le réseau pendant les perturbations afin d'aider à limiter le plus possible l'étendue de ces perturbations.

Un relais de distance de phase directionnel vers le réseau de *transport* mesure l'impédance selon le quotient de la tension aux bornes du groupe de production par le courant statorique du groupe.

La section 4.6.1.1 de la publication IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, décrit comme suit le but de cette protection (gras ajouté) :

> « Le relais de distance utilisé pour cette fonction sert à isoler le groupe de production du réseau électrique dans le cas d'un défaut **qui n'est pas éliminé par les disjoncteurs de la ligne de transport**. Dans certains cas, la portée de ce relais est très étendue. Une condition qui amène le régulateur de tension d'un groupe de production à augmenter l'excitation du groupe pendant une période prolongée peut faire en sorte que l'impédance apparente du réseau, mesurée aux bornes du groupe de production, diminue jusqu'en deçà de la caractéristique de déclenchement du relais de distance. Généralement, il est démontré qu'un réglage de relais de distance compris entre 150 % et 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production à son facteur de puissance nominal assure une bonne coordination en cas d'oscillation stable ou de défaut dans le réseau lié à un effet d'alimentation, ainsi qu'**en conditions de charge normales**. Cependant, un tel réglage peut aussi inhiber le déclenchement du relais pour certains défauts de ligne que les relais de ligne ne parviennent pas à éliminer. C'est pourquoi on recommande que le réglage de ces relais soit évalué conjointement par les ingénieurs en protection du groupe de production et ceux du réseau, **de manière à optimiser la coordination tout en protégeant le groupe turbo-alternateur**. Des études de stabilité peuvent être nécessaires pour déterminer le réglage optimal à la fois pour la protection et pour la coordination. Les commandes modernes de courant d'excitation comprennent des limiteurs de surexcitation et des dispositifs de protection d'inducteur, mais il peut s'écouler quelques secondes avant que ceux-ci ne réduisent l'excitation. Dans les utilisations de relais de distance où l'action du régulateur de tension pourrait entraîner un déclenchement intempestif, il faut envisager de réduire la portée du relais ou de coordonner sa temporisation avec celle des dispositifs de protection intégrés au régulateur de tension. Des relais numériques multifonctions équipés d'œillères d'empiétement de charge peuvent prévenir un fonctionnement incorrect dans de tels cas. **À l'intérieur de sa zone de déclenchement, la temporisation de ce type de relais doit être coordonnée avec la temporisation la plus longue des relais de distance de phase sur les lignes de transport reliées au jeu de barres de poste du groupe de production.** Avec l'avènement des relais multifonctions pour la protection des groupes de production, il devient plus courant de définir deux zones de protection de distance de phase. Dans ce cas, la deuxième zone serait réglée comme décrit précédemment. Lorsqu'on utilise deux zones pour une protection de réserve, la première est habituellement réglée de

> manière à couvrir le jeu de barres de poste (120 % du transformateur GSU). Il convient de vérifier la coordination de ce réglage avec l'élément de la zone 1 sur la ligne la plus courte à partir du jeu de barres. Les critères normaux de temporisation pour la zone 2 serviraient à régler la temporisation de cet élément. Une autre méthode consisterait à utiliser la zone 1 pour assurer une protection rapide en cas de défaut de phase, en plus de la protection différentielle normale, dans le groupe de production et dans le jeu de barres isolées avec couverture partielle du transformateur GSU. Dans ce cas, l'élément serait typiquement réglé à 50 % de l'impédance du transformateur, avec une temporisation intentionnelle très faible ou nulle. Signalons que cet élément pourrait se déclencher dans des conditions d'oscillation de puissance avec perte de synchronisme et causer des détections trompeuses. »

Si un relais de distance de phase à caractéristique mho (relais d'admittance) directionnel vers le réseau de *transport* ne peut pas être réglé de manière à maintenir une protection fiable contre les défauts tout en respectant les critères du tableau 1, il peut exister d'autres méthodes pour obtenir ces deux résultats : par exemple l'application d'œillères aux relais existants, le recours à des relais à caractéristique lenticulaire ou à des relais d'admittance à décalage, ou l'application de caractéristiques d'empiétement de charge. Certaines méthodes conviennent mieux à l'amélioration de la capacité de charge au voisinage d'un point de fonctionnement particulier, alors que d'autres améliorent la capacité de charge pour une aire plus étendue de points de fonctionnement potentiels dans le plan R-X. Le point de fonctionnement pour des conditions d'un *réseau* fragilisé peut varier selon les conditions de réseau pré-événement, la sévérité de l'événement déclencheur, ainsi que les caractéristiques du groupe de production comme la capacité de *puissance réactive.*

C'est pourquoi il importe d'étudier les conséquences potentielles de toute révision de la forme de la caractéristique du relais visant à augmenter la portée du relais, car il peut en résulter une caractéristique de relais qui chevauche la capacité du groupe de production lorsqu'il produit une *puissance active* supérieure à 100 % de sa capacité de *puissance active* maximale. Le chevauchement de la caractéristique du relais et de la capacité du groupe de production pourrait entraîner le déclenchement du groupe pour une condition de charge qui respecte la capacité du groupe de production. Les exemples de l'annexe E du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* illustrent le potentiel d'empiétement sur la capacité du groupe de production, et le besoin d'éviter un tel empiétement.

Relais de phase instantanés à maximum de courant (fonction 50)

L'élément 50 est un élément de surintensité non directionnel, habituellement dépourvu de temporisation intentionnelle. Sa principale utilisation concerne les défauts rapprochés à courant élevé pour lesquels un déclenchement ultrarapide est exigé ou souhaitable. Les éléments instantanés à maximum de courant sont sujets aux mêmes enjeux de capacité de charge que les éléments temporisés à maximum de courant visés par la présente norme.

Relais de phase temporisés à maximum de courant (fonction 51)

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Relais de phase temporisés à maximum de courant à retenue de tension (fonction 51V-R)

D’après l’analyse de la grande perturbation du 14 août 2003, les relais de phase temporisés à maximum de courant à retenue de tension (51V-R) – dont la sensibilité varie en fonction de la tension –, qu’ils soient utilisés pour la protection primaire ou de réserve de transformateurs GSU, pour la protection de phase de réserve de systèmes externes, ou les deux, ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que 20 groupes ont été déclenchés par des fonctions de protection à retenue de tension ou asservies à la tension. La fonction de protection à retenue de tension est désignée de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51R, 51VR, 51V/R, 51V-R, ou par d’autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (fonction 51V-C)

Les relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (51V-C) sont désignés de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51C, 51VC, 51V/C, 51V-C, ou par d’autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais de phase directionnels à maximum de courant (fonction 67) – directionnels vers le réseau de *transport*

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de la protection de phase temporisée à maximum de courant. Les principes de réglage des relais à maximum de courant, directionnels et non directionnels, sont semblables. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d’un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Tableau 1 – Options

Introduction

Les marges de réglage pour les différentes options du tableau 1 sont établies à partir des principes exposés dans le document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres.

Raccordements des relais

Les figures 5 et 6 illustrent les raccordements pour chacune des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, de l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-2.

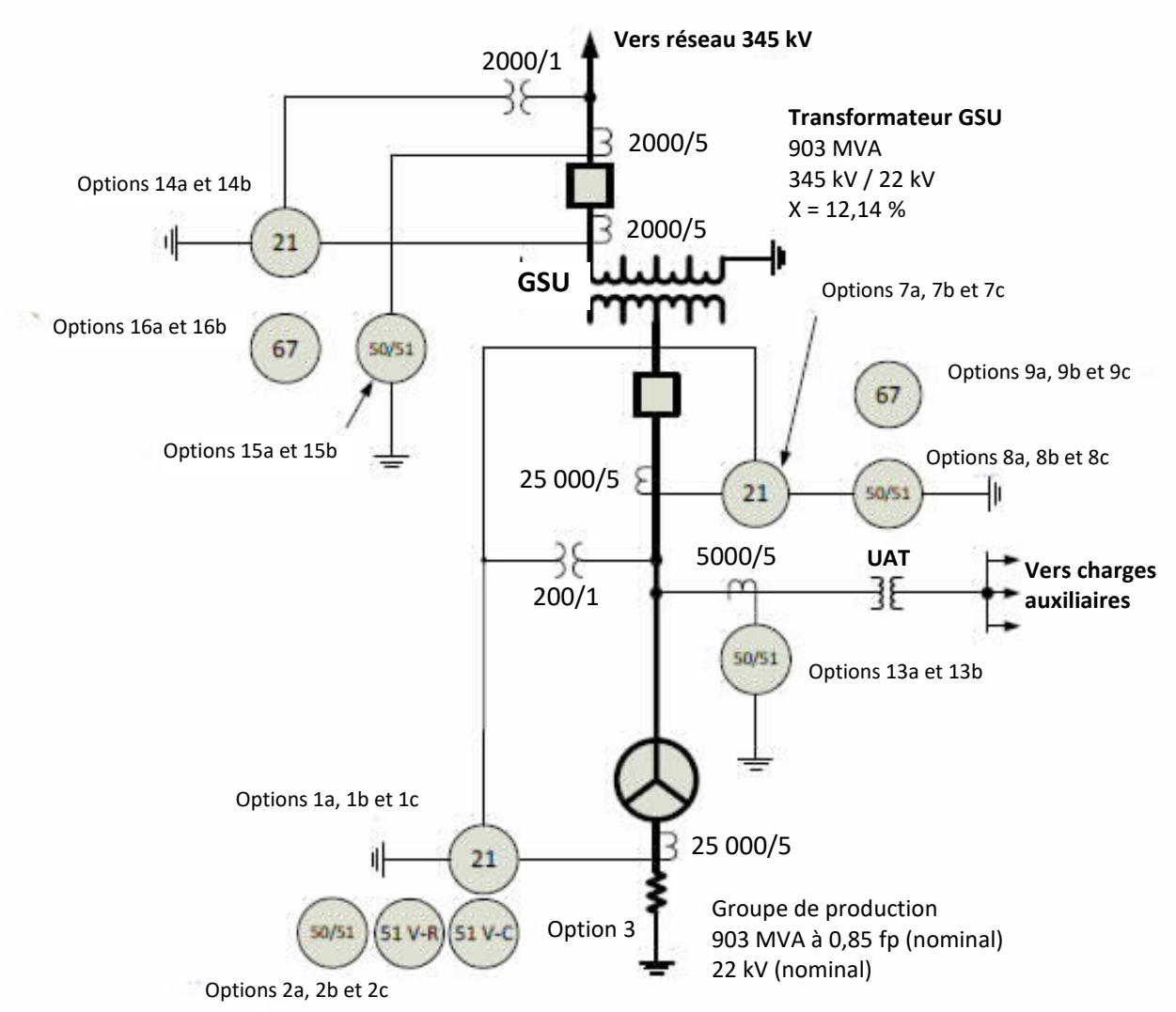


Figure 5 : Raccordements des relais pour les options des groupes synchrones

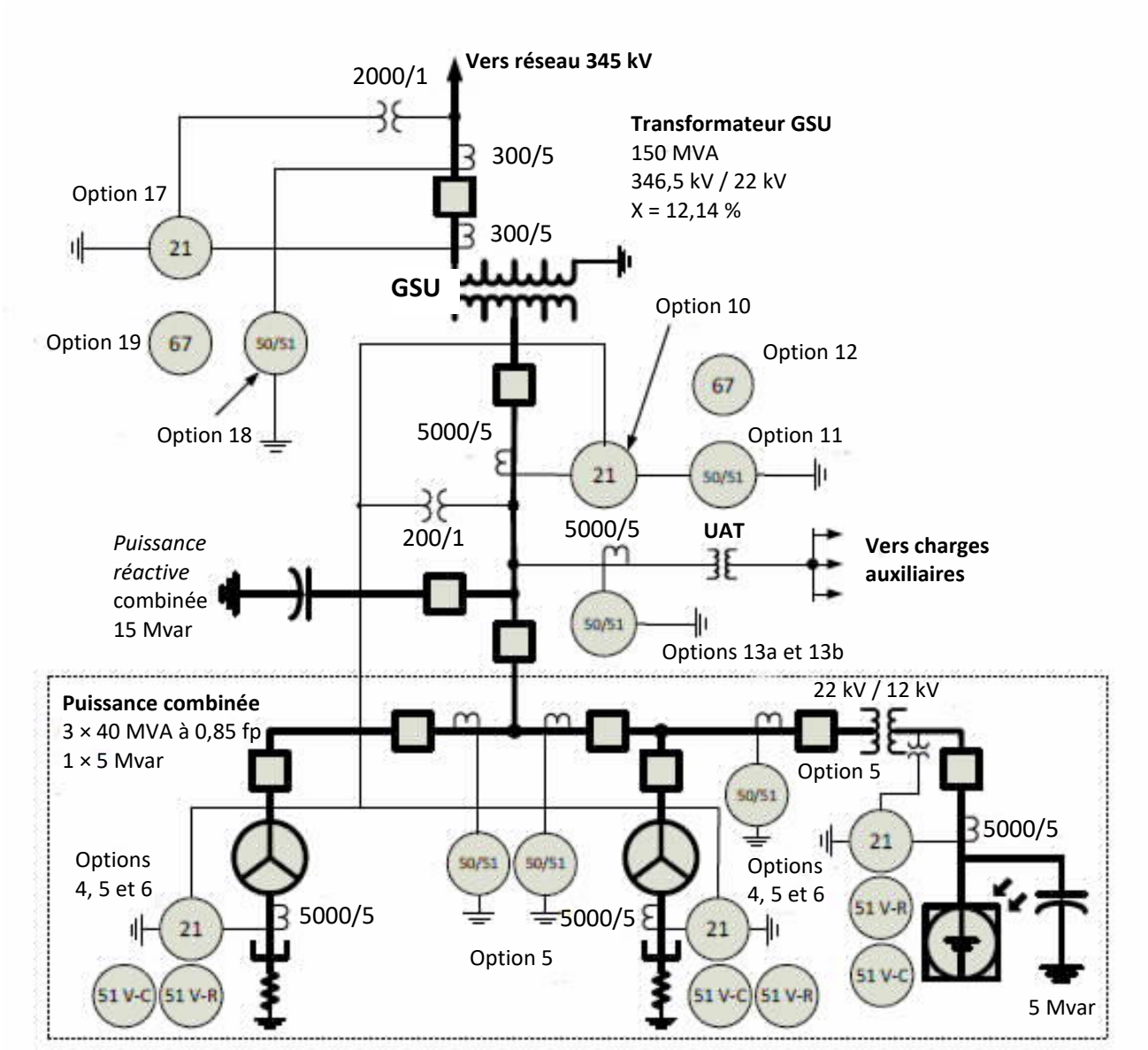


Figure 6 : Raccordements des relais pour les options des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur*)*

Groupes synchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 1a, 1b et 1c)

Les options 1a, 1b et 1c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 1a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 1b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 1a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 1c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Pour les options 1a et 1b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 1c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 2a, 2b et 2c)

Les options 2a, 2b et 2c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de phase à maximum de courant (50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 2a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 2b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 2a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 2c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Pour les options 2a et 2b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 2c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (option 3)

L'option 3 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 3 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 3, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction temporisée à maximum de courant sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais asservis à la tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Groupes asynchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 4)

L'option 4 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 4 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 4, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient

cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Groupes asynchrones, relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 5a et 5b)

L'option 5a du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 5a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 5a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive.* On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Pour l'option 5b, l'élément de surintensité doit être réglé au-dessus de la capacité maximale de la ressource asynchrone et des équipements pertinents (enroulements, électronique de puissance, câbles, jeu de barres, etc.). On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en ampères) de tous les équipements de production situés derrière l'élément de surintensité ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans l'élément de surintensité. La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*). La figure A de la norme PRC-025-2 illustre le fait que l'élément de surintensité n'empiète pas sur la capacité de la ressource asynchrone. La zone supérieure hachurée de la figure A représente l'exclusion 7.

Groupes asynchrones – Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (option 6)

L'option 6 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 6 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit

d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 6, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction temporisée à maximum de courant sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais asservis à la tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 7a, 7b et 7c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

Les options 7a, 7b et 7c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 14.

L'option 7a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 7b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 7a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 7c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance que pour les options 7a et 7b.

Pour les options 7a et 7b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 7c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 8a, 8b et 8c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 8a, 8b et 8c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de phase à maximum de courant qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 15.

L'option 8a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 8b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 8a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 8c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 8a et 8b.

Pour les options 8a et 8b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 8c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (options 9a, 9b et 9c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System*

Protection Coordination. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 9a, 9b et 9c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 16.

L'option 9a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 9b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 9a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 9c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 9a et 9b.

Pour les options 9a et 9b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 9c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 10)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. L'option 10 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les transformateurs GSU utilisant des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.* Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 17.

L'option 10 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension

nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 10, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (option 11)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 11 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de phase à maximum de courant qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 18.

L'option 11 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 11, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (option 12)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 12 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 19.

L'option 12 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 12, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs de service auxiliaire (UAT) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 13a et 13b)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'incorporer à la présente norme des exigences de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des transformateurs de service auxiliaire (UAT) qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Aux fins de la présente norme, l'UAT fournit l'alimentation électrique générale qui permet au groupe de fonctionner à sa puissance brute maximale.

Les options 13a et 13b du tableau 1 présentent deux options pour le réglage des relais de phase à maximum de courant utilisés sur le côté haute tension des UAT. L'enroulement haute tension du transformateur peut être raccordé directement au réseau de *transport*, ou encore au jeu de barres isolées (*isolated phase bus*, ou IPB) du groupe de production. Les relais de phase à maximum de courant utilisés sur le côté haute tension d'un UAT et qui ont pour effet de mettre celui-ci hors service, ce qui entraîne un déclenchement direct (par exemple, par le fonctionnement d'un relais bloquant ou d'un relais de déclenchement auxiliaire) ou indirect du groupe de production correspondant, doivent être conformes aux critères de réglage de la présente norme. Étant donné la complexité de l'utilisation des relais de surcharge côté basse tension pour les transformateurs à enroulements simples ou multiples, les relais de

phase à maximum de courant côté basse tension des UAT ne sont pas visés par la présente norme. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection côté basse tension des UAT dans le document *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*, publié en mars 2016. Parmi ces relais, on peut mentionner les relais de protection contre les arcs électriques, les relais de protection d'artère, les relais de défaillance de disjoncteur ainsi que les relais dont le déclenchement peut entraîner une réduction de la puissance produite.

Des exemples de configuration sont présentés aux figures 7 et 8.

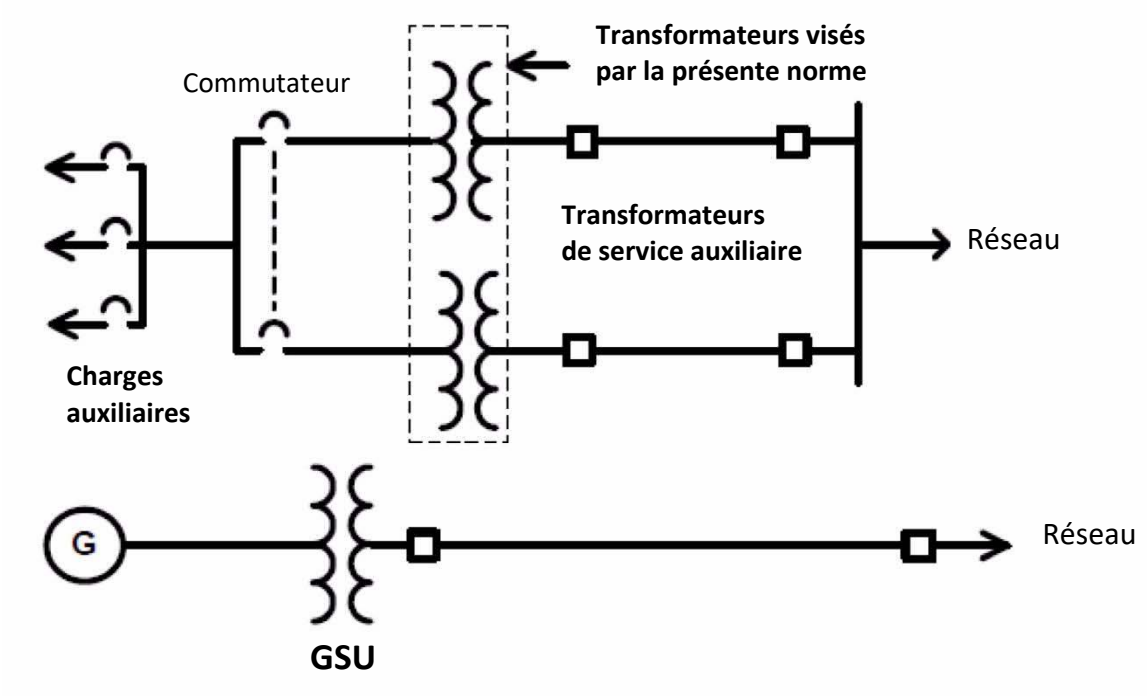


Figure 7 : Alimentation de services auxiliaires (indépendante du groupe de production)

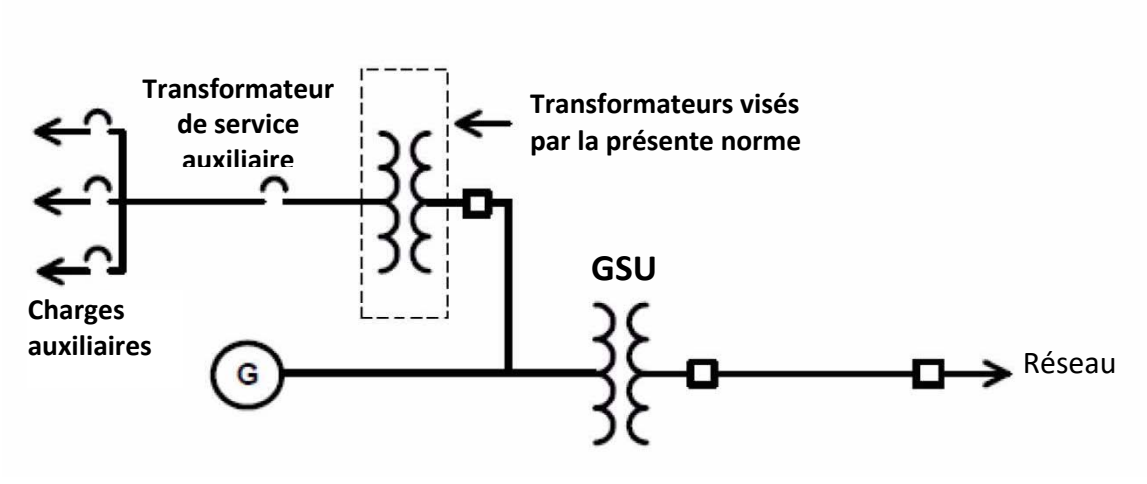


Figure 8 : Alimentation type de services auxiliaires de groupe de production ou de centrale

Les UAT qui alimentent les équipements auxiliaires d'un groupe de production ou d'une centrale sont dimensionnés en fonction de la charge maximale projetée de ces équipements à la puissance maximale

du ou des groupes de production. Bien que la capacité nominale en MVA de l'UAT, dans la conception originale du groupe ou de la centrale, soit normalement calculée en fonction de l'ajout de charges éventuelles ainsi que pour le démarrage de gros moteurs à induction, cette capacité nominale peut être proche de la charge maximale.

Compte tenu des caractéristiques variées de conception et de charge des UAT, deux options (13a et 13b) sont présentées, de manière à respecter la stratégie de protection de l'entité tout en empêchant les relais de phase à maximum de courant des UAT de se déclencher dans les conditions dynamiques prévues dans cette norme.

Les options 13a et 13b sont basées sur une tension au jeu de barres du transformateur correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale à l'enroulement haute tension de l'UAT.

Pour l'option 13a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 13b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Cette option autorise une valeur de réglage plus basse que pour l'option 13a et la stratégie de réglage des relais de l'entité visée. Il s'agit d'un calcul plus complexe, axé sur les conditions approximatives d'un réseau fragilisé, qui permet à l'entité de baser le réglage sur la charge effective de l'UAT déterminée à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Le comportement des charges d'un UAT en conditions de réseau fragilisé (tensions affaiblies) est très difficile à déterminer. Plutôt que d'obliger les entités responsables à déterminer la réponse des charges de l'UAT à une tension affaiblie, les experts de l'équipe de rédaction ont préféré augmenter la marge à 150 %, soit plus que les niveaux spécifiés ailleurs dans la norme (par exemple, 115 %) et utiliser 1.0 p.u. de la tension au jeu de barres du groupe de production. Un courant de réglage minimal basé sur 150 % de la puissance nominale maximale en MVA de l'UAT à une tension de 1,0 p.u. au jeu de barres du groupe de production assure une protection adéquate de l'UAT selon la norme IEEE C37.91 en conditions de pleine charge, tout en assurant une capacité de charge du relais suffisante pour empêcher le déclenchement de l'UAT (et par la suite celui du groupe de production) en raison du courant accru des charges de l'UAT dans les conditions de tension d'un réseau fragilisé. Même si l'UAT est équipé d'un changeur de prises automatique, celui-ci pourrait ne pas réagir assez vite aux conditions anticipées dans la présente norme, et cet argument n'est pas recevable pour réduire la marge de réglage.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 14a et 14b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 14 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 14a et 14b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 14a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément d'impédance des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 14b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 14a spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 14b spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 14b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 15a et 15b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 15 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 15a et 15b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de phase à maximum de courant instantanés ou temporisés, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 15a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de phase à maximum de courant instantanés ou temporisés, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 15b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 15a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 15b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 15b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (options 16a et 16b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des

groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 16 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 16a et 16b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 16a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de phase directionnels à maximum de courant, pour les *installations* de raccordement, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 16b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 16a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 16b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 16b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 17)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 17 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 17 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer l'impédance à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 17 spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (option 18)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 18 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de phase à maximum de courant, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 18 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 18 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (option 19)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 19 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de phase directionnels à maximum de courant directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 19 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 19 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Exemples de calcul

Introduction

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Puissance nominale de groupe synchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{synch_nom} = 903\ MVA$
	$fp = 0{,}85$
Tension nominale de groupe de production (phase-phase)	$V_{gen_nom} = 22\ kV$
Puissance active produite (en MW) déclarée au *planificateur de réseau de transport*	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance nominale de transformateur élévateur de groupe (GSU)	$MVA_{GSU} = 903\ MVA$
Réactance de transformateur GSU (base de 903 MVA)	$X_{GSU} = 12{,}14\ \%$
Puissance de base en MVA de transformateur GSU	$MVA_{base} = 767{,}6\ MVA$
Rapport de transformateur GSU	$GSU_{rapp} = \frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}$
Tension nominale du réseau côté haute tension (phase-phase)	$V_{nom} = 345\ kV$
Rapport de transformateur de courant (TC)	$TC_{rapp} = \frac{25\ 000}{5}$
Rapport de transformateur de tension (TT) côté basse tension	$TT_{rapp} = \frac{200}{1}$
Rapport de TT côté haute tension	$TT_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{1}$
Puissance nominale de transformateur de service auxiliaire (UAT)	$UAT_{nom} = 60\ MVA$
Tension d'UAT, côté haute tension	$V_{UAT} = 13{,}8\ kV$
Rapport de TC d'UAT	$TC_{UAT} = \frac{5\ 000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension	$TC_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{5}$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques	$MVAR_{stat} = 15\ Mvar$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques associés à la production	$MVAR_{gen_stat} = 5\ Mvar$
Puissance nominale de groupe asynchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{asynch_nom} = 40\ MVA$
	$fp = 0{,}85$

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Rapport de TC de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp} = \frac{5\,000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp_ht} = \frac{300}{5}$
Rapport de TC au jeu de barres de poste éloigné	$TC_{rapp_poste_eloigne} = \frac{2\,000}{5}$

Exemples de calcul : Option 1a

L'option 1a représente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (1)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (2)
$$Q = 150\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 1\,151{,}3\ Mvar$$

Option 1a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (3)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (4)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j1\,151{,}3\ Mvar$$
$$S = 1\,347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (5)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\,347{,}4\ \angle -58{,}7°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (6)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega \times \frac{\frac{25\,000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}321\ \angle 58{,}7°\ \Omega \times 25$$

Exemples de calcul : Option 1a

$$Z_{sec} = 8{,}035 \angle 58{,}7° \ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 1a :

Éq. (7)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{8{,}035 \angle 58{,}7° \ \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{sec_limite} = 6{,}9873 \angle 58{,}7° \ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (8)
$$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 58{,}7°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{0{,}896}$$

$$Z_{max} < 7{,}793 \angle 85{,}0° \ \Omega$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

L'option 1b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Cette option nécessite de calculer la tension côté basse tension en tenant compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. Ce même calcul est applicable à l'option 7b pour les transformateurs GSU utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (9)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q)

Éq. (10)
$$Q = 150\ \% \times P$$

$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA :

Puissance active produite (P) :

Éq. (11)
$$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$
$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$
$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (12)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$
$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$
$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur (X_{pu}) :

Éq. (13)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \left(\frac{MVA_{\ base}}{MVA_{GSU}}\right)$$
$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$
$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (14)
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}|)}\right]$$
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$$
$$\theta_{basse_tens} = 6{,}7°$$

Éq. (15)
$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times Q_{pu}\ \times X_{pu}}}{2}$$
$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ cos(6{,}7°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4\ \times 1{,}5\ \times 0{,}1032}}{2}$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\, p.u.$$

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (16)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (17)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times cos(6{,}3°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\, p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (18)

$$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\, p.u. \times 345\, kV \times \left(\frac{22\, kV}{346{,}5\, kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\, kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (19)

$$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\, MW + j1\,151{,}3\, Mvar$$

$$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7°\, MVA$$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (20) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(21{,}90\ kV)^2}{1\ 347{,}4 \angle -\ 58{,}7°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (21) $$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$

$$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7°\ \ \Omega \times\ 25$$

$$Z_{sec} = 8{,}900 \angle 58{,}7°\ \ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1b et 7b :

Éq. (22) $$Z_{\mathrm{sec}_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{\mathrm{sec}_limite} = \frac{8{,}900 \angle 58{,}7°\ \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{\mathrm{sec}_limite} = 7{,}74 \angle 58{,}7°\ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (23) $$Z_{max}\ < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit}\ )}$$

$$Z_{max}\ < \frac{7{,}74\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ -\ 58{,}7°\ )}$$

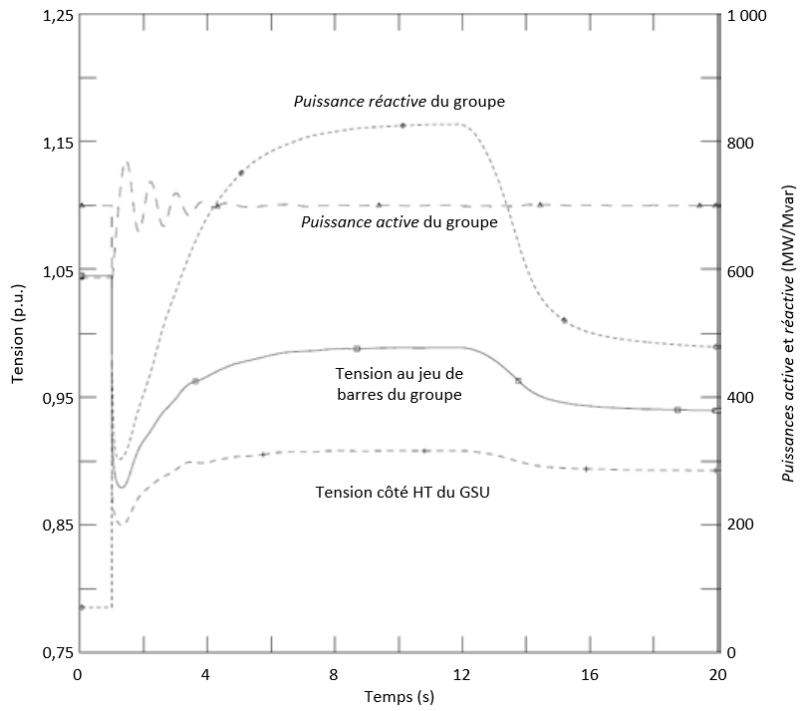
$$Z_{max}\ < \frac{7{,}74\ \Omega}{0{,}8965}$$

$$Z_{max} < 8{,}633 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 1c et 7c

L'option 1c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément d'impédance. Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 1a et 1b.

La *puissance réactive* du groupe et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond à l'impédance apparente la plus faible. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (24) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

$$S = 1\,083{,}8\ \angle 49{,}8°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 1c et 7c

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (25) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(21{,}76\ kV)^2}{1\ 083{,}8 \angle -\ 49{,}8°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (26) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$

$$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega \times 25$$

$$Z_{sec} = 10{,}92 \angle 49{,}8°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1c et 7c :

Éq. (27) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{10{,}92 \angle 49{,}8°\ \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{sec_limite} = 9{,}50 \angle 49{,}8°\ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 49{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (28) $$Z_{max} < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{9{,}50\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 49{,}8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{9{,}50\ \Omega}{0{,}8171}$$

$$Z_{max} < 11{,}63 \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : Option 2a

L'option 2a présente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :

Puissance active produite (P) :

Éq. (29) $$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

Exemples de calcul : Option 2a

$$P = 903\ MVA\ \times\ 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (30) $$Q = 150\ \%\ \times\ P$$

$$Q = 1{,}50\ \times\ 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Option 2a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (31) $$V_{gen} = 0{,}95\ p.u.\ \times\ V_{nom}\ \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95\ \times\ 345\ kV\ \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (32) $$S\ = P_{synch_decl}\ + jQ$$

$$S\ =\ 700{,}0\ MW\ +\ j1\ 151{,}3\ Mvar$$

$$S\ =\ 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (33) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times\ V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73\ \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri}\ =\ 37\ 383\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (34) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{37\ 383\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}477\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2a :

Éq. (35) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$$

Exemples de calcul : Option 2b

L'option 2b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :

Puissance active produite (P) :

Éq. (36)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (37)
$$Q = 150\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$$

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.

Puissance active produite (P) :

Éq. (38)
$$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$
$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$
$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (39)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$
$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$
$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur :

Éq. (40)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{\ base}}{MVA_{\ GSU}}$$
$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$
$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Exemples de calcul : Option 2b

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (41)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032)}{(0{,}95 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}7°$$

Éq. (42)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times \cos(6{,}7°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\ p.u.$$

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (43)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (44)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times cos(6{,}3°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

Exemples de calcul : Option 2b

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\, p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (45) $$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\, p.u. \times 345\, kV \times \left(\frac{22\, kV}{346{,}5\, kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\, kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (46) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\, MW + j1\,151{,}3\, Mvar$$

$$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7°\, MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (47) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,347{,}4\, MVA}{1{,}73 \times 21{,}90\, kV}$$

$$I_{pri} = 35\,553\, A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (48) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{35\,553\, A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}111\, A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2b :

Éq. (49) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$

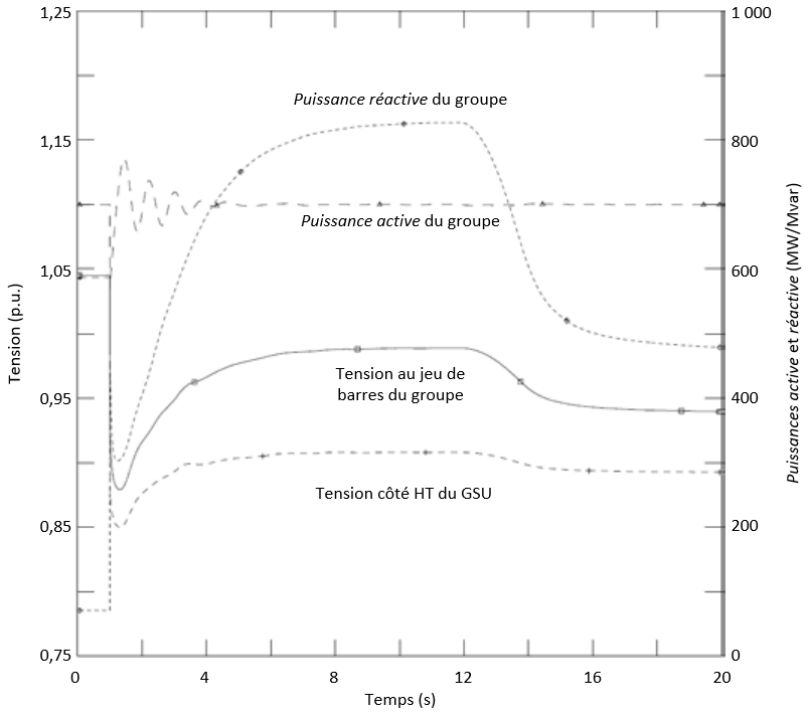
$$I_{sec_limite} > 7{,}111\, A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}178\, A$$

Exemples de calcul : option 2c

L'option 2c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément de surintensité du relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R). Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 2a et 2b.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant à retenue de tension.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (50) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

Exemples de calcul : option 2c

$$S = 1\,083{,}8 \angle 49{,}8° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (51) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8 \; MVA}{1{,}73 \times 21{,}76 \; kV}$$

$$I_{pri} = 28\,790 \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (52) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{28\,790 \; A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5{,}578 \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2c :

Éq. (53) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$

$$I_{sec_limite} > 5{,}758 \; A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 6{,}622 \; A$$

Exemples de calcul : options 3 et 6

L'option 3 présente le seul calcul pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (fonctionnement autorisé selon la tension). Ce même calcul est utilisé à l'option 6 pour les groupes asynchrones.

Options 3 et 6 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (54) $$V_{gen} = 1{,}0 \; p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345 \; kV \times \left(\frac{22 \; kV}{346{,}5 \; kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21{,}9 \; kV$$

La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension au jeu de barres du groupe :

Éq. (55) $$V_{reglage} < V_{gen} \times 75\,\%$$

$$V_{reglage} < 21{,}9 \; kV \times 0{,}75$$

$$V_{reglage} < 16{,}429 \; kV$$

Exemples de calcul : option 4

L'option 4 présente le calcul pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.

Puissance active produite (P) :

Éq. (56)
$$P = GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 34{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (57)
$$Q = GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$$
$$Q = 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85))$$
$$Q = 21{,}1\ Mvar$$

Option 4 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (58)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (59)
$$S = P + jQ$$
$$S = 34{,}0\ MW + j21{,}1\ Mvar$$
$$S = 40{,}0\ \angle 31{,}8°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (60)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{40{,}0\ \angle -31{,}8°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 11{,}99\ \angle 31{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (61)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$$

Exemples de calcul : option 4

$$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \, \Omega \times \frac{\frac{5\,000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \, \Omega \times 5$$

$$Z_{sec} = 59{,}95 \angle 31{,}8° \, \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 4 :

Éq. (62)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{59{,}95 \angle 31{,}8° \, \Omega}{1{,}30}$$

$$Z_{sec_limite} = 46{,}12 \angle 31{,}8° \, \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 31{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (63)
$$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{46{,}12 \, \Omega}{\cos(85{,}0° - 31{,}8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{46{,}12 \, \Omega}{0{,}599}$$

$$Z_{max} < 77{,}0 \angle 85{,}0° \, \Omega$$

Exemples de calcul : option 5a

L'exemple ci-après représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (64)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40 \, MVA \times 0{,}85$$

$$P = 102{,}0 \, MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (65)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

$$Q = 15 \, Mvar + 5 \, Mvar + (3 \times 40 \, MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$

Exemples de calcul : option 5a

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Option 5a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (66)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (67)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$
$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (68)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$$
$$I_{pri} = 3\ 473 \angle -39{,}2°\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (69)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{3\ 473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\ 000}{5}}$$
$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 5a :

Éq. (70)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A \times 1{,}30$$
$$I_{sec_limite} > 4{,}52 \angle -39{,}2°\ A$$

Exemples de calcul : option 5b

Comme pour l'option 5a, cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (71)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (72)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$
$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Option 5b du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (73)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (74)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$
$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (75)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$$
$$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (76)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$$

Exemples de calcul : option 5b

Pour l'option 5b, la limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité ne doit pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive). Pour plus de détails, se reporter à la figure A.

Exemples de calcul : options 7a et 10

Ces exemples représentent le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone (option 7a) et de groupes asynchrones (option 10) (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Groupe synchrone (option 7a)

Puissance active produite (P_{synch}) :

Éq. (77)
$$P_{synch} = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P_{synch} = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{synch} = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{synch}) :

Éq. (78)
$$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$$
$$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q_{synch} = 1\ 151{,}3\ MW$$

Puissance apparente (S_{synch}) :

Éq. (79)
$$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$$
$$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$$

Groupes asynchrones (option 10)

Puissance active produite (P_{asynch}) :

Éq. (80)
$$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :

Éq. (81)
$$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$
$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Puissance apparente (S_{asynch}) :

Éq. (82)
$$S_{asynch} = P_{asynch} + jQ_{asynch}$$

Exemples de calcul : options 7a et 10

$$S_{asynch} = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$

Options 7a et 10 du tableau 1 – Pour l'option 7a, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Pour l'option 10, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Étant donné la présence d'un groupe synchrone, on retiendra la valeur de 0,95 p.u. puisqu'elle permet d'obtenir la valeur de tension la plus prudente :

Éq. (83)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

La puissance apparente (S) sert à établir la marge de 115 % pour un groupe synchrone, et la marge de 130 % pour un groupe asynchrone :

Éq. (84)
$$S = 115\ \% \times \left(P_{synch_decl} + jQ_{synch}\right) + 130\ \% \times \left(P_{asynch} + jQ_{asynch}\right)$$
$$S = 1{,}15 \times (700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar) + 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$$
$$S = 1\ 711{,}8\ \angle 56{,}8°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (85)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\ 711{,}8\ \angle -56{,}8°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (86)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8\ \Omega \times 25$$
$$Z_{sec} = 6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega$$

Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisqu'à l'équation 84 la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) et celle du groupe asynchrone, par 1,30 (130 %) pour établir les exigences de marge pour les options 7a et 10.

Éq. (87)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{100\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega}{1{,}00}$$

Exemples de calcul : options 7a et 10

$$Z_{sec_limite} = 6{,}32 \angle 56{,}8° \ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 56{,}8°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (88)
$$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}32 \ \Omega}{\cos(85{,}0° - 56{,}8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6{,}32 \ \Omega}{0{,}881}$$

$$Z_{max} < 7{,}17 \angle 85{,}0° \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 8a et 9a

Les options 8a et 9a représentent le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.

Puissance active produite (P) :

Éq. (89)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903 \ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6 \ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (90)
$$Q = 150 \ \% \times P$$

$$Q = 1{,}50 \times 767{,}6 \ MW$$

$$Q = 1\,151{,}3 \ Mvar$$

Options 8a et 9a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU :

Éq. (91)
$$V_{gen} = 0{,}95 \ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345 \ kV \times \left(\frac{22 \ kV}{346{,}5 \ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81 \ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (92)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0 \ MW + j1\,151{,}3 \ Mvar$$

$$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7° \ MVA$$

Exemples de calcul : options 8a et 9a

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (93) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,347{,}4\ MVA}{1{,}73\ \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri} = 37\,383\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (94) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{37\,383\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7{,}477\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8a et 9a :

Éq. (95) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Les options 8b et 9b présentent un calcul plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51, ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.

Puissance active produite (P) :

Éq. (96) $$P = GEN_{synch_nom}\ \times fp$$

$$P = 903\ MVA\ \times\ 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (97) $$Q = 150\ \%\ \times\ P$$

$$Q = 1{,}50\ \times\ 767{,}6\ MW$$

$$Q = 1\,151{,}3\ Mvar$$

Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.

Puissance active produite (P) :

Éq. (98) $$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

$$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$$

$$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (99)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$

$$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$$

$$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$$

Impédance du transformateur :

Éq. (100)
$$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{\ base}}{MVA_{\ GSU}}$$

$$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$

$$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$$

Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.

Éq. (101)
$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$$

Éq. (102)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times\ \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times\ Q_{pu}\ \times\ X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ \cos(6{,}7°)\ \pm\ \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4\ \times\ 1{,}5\ \times\ 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times\ 0{,}9931\ \pm\ \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8441\ \pm\ 1{,}1541}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9991\ p.u.$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :

Éq. (103)

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{|V_{basse_tens}| \times [V_{haute_tens}])}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$$

$$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$$

Éq. (104)

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|V_{haute_tens}| \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{|V_{haute_tens}|^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times \cos(6{,}3°) \pm \sqrt{|0{,}85|^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{|0{,}85| \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$$

$$|V_{basse_tens}| = 0{,}9998\, p.u.$$

Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :

Éq. (105)

$$V_{barre} = |V_{basse_tens}| \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{barre} = 0{,}9998\, p.u. \times 345\, kV \times \left(\frac{22\, kV}{346{,}5\, kV}\right)$$

$$V_{barre} = 21{,}90\, kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (106)

$$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\, MW + j1\,151{,}3\, Mvar$$

$$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7°\, MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (107)

$$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,347{,}4\, MVA}{1{,}73 \times 21{,}90\, kV}$$

$$I_{pri} = 35\,553\, A$$

Exemples de calcul : options 8b et 9b

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (108)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$
$$I_{sec} = \frac{35\,553\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 7{,}111\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8b et 9b :

Éq. (109)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 7{,}111\ A \times 1{,}15$$
$$I_{sec_limite} > 8{,}178\ A$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

Cet exemple représente le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone et de groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée. Les transformateurs de courant (TC) sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.

Groupe synchrone (options 8a et 9a)

Puissance active produite (P_{synch}) :

Éq. (110)
$$P_{synch} = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P_{synch} = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P_{synch} = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{synch}) :

Éq. (111)
$$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$$
$$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q_{synch} = 1\,151{,}3\ MW$$

Puissance apparente (S_{synch}) :

Éq. (112)
$$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$$
$$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\,151{,}3\ Mvar$$
$$S_{synch} = 1\,347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$$

Option 8a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 9,5 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (113)
$$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Courant au primaire (I_{pri_synch}) :

Éq. (114) $$I_{pri_synch} = \frac{115\ \% \times S^{*}_{synch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri_synch} = \frac{1{,}15 \times (1\ 347{,}4 \angle -58{,}7°\ MVA)}{1{,}73 \times 20{,}81\ kV}$$

$$I_{pri_synch} = 43\ 061 \angle -58{,}7°\ A$$

Groupes asynchrones (options 11 et 12)

Puissance active produite (P_{asynch}) :

Éq. (115) $$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$

$$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :

Éq. (116) $$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_{stat}} + GEN_{asynch_{nom}} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$$

$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$

$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Option 11 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Toutefois, étant donné la présence de groupes synchrones, on retiendra plutôt une valeur de 0,95 p.u. :

Éq. (117) $$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$

$$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20{,}81\ kV$$

Puissance apparente (S_{asynch}) :

Éq. (118) $$S_{asynch} = 130\ \% \times (P_{asynch} + jQ_{asynch})$$

$$S_{asynch} = 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$$

$$S_{asynch} = 171{,}1 \angle 39{,}2°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12

Courant au primaire (I_{pri_async}) :

Éq. (119) $$I_{pri_asynch} = \frac{S_{asynch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri_asynch} = \frac{171{,}1 \angle -39{,}2° \; MVA}{1{,}73 \; \times 20{,}81 \; kV}$$

$$I_{pri_asynch} = 4\,755 \angle -39{,}2° \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (120) $$I_{sec} = \frac{I_{pri_synch}}{TC_{rapp}} + \frac{I_{pri_asynch}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{43\,061 \angle -58{,}7° \; A}{\frac{25\,000}{5}} + \frac{4\,755 \angle -39{,}2° \; A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A$$

Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisque la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) à l'équation 114, et celle du groupe asynchrone par 1,30 (130 %) à l'équation 118.

Éq. (121) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 100\ \%$$

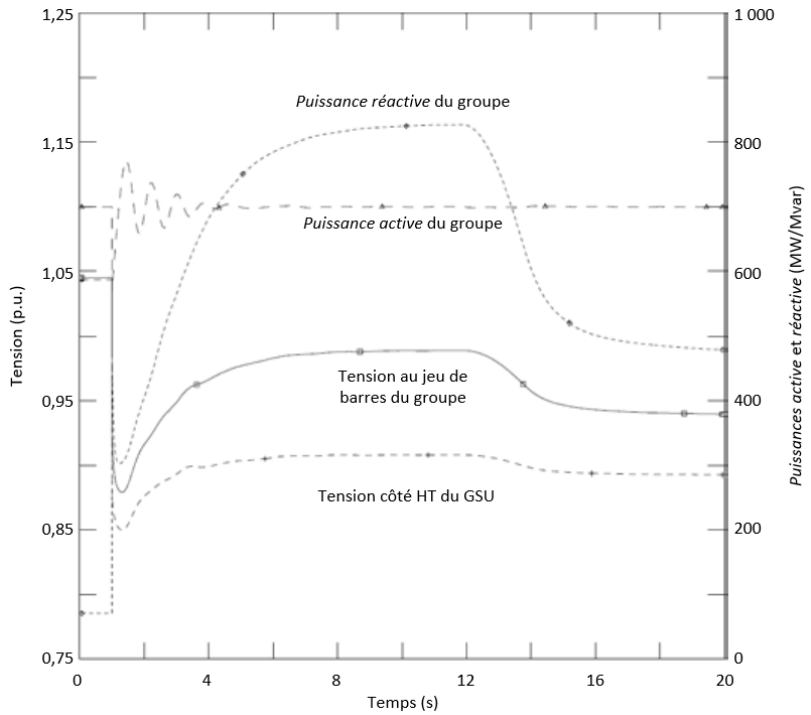
$$I_{sec_limite} > 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A \; \times 1{,}00$$

$$I_{sec_limite} > 9{,}514 \angle -56{,}8° \; A$$

Exemples de calcul : options 8c et 9c

Ici, l'option 15b est utilisée comme exemple de simulation pour un groupe synchrone utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on modélise le même groupe synchrone que pour les options 1c, 2c et 7c. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 827{,}4\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen} = 21{,}76\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (122) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$$

$$S = 1\,083{,}8\ \angle 49{,}8°$$

Exemples de calcul : options 8c et 9c

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (123) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8\ MVA}{1{,}73\ \times 21{,}76\ kV}$$

$$I_{pri} = 28\,790\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (124) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{28\,790\ A}{\frac{25\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5{,}758\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8c et 9c :

Éq. (125) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 5{,}758\ A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 6{,}622\ A$$

Exemples de calcul : Option 10

Cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (126) $$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (127) $$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : Option 10

Option 10 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (128)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0\ \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (129)
$$S\ = P + jQ$$
$$S\ = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$
$$S\ = 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (130)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$$
$$Z_{pri}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (131)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$$
$$Z_{sec}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{5\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$$
$$Z_{sec} = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times\ 5$$
$$Z_{sec} = 18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 10 :

Éq. (132)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$$
$$Z_{sec_limite} =\ 14{,}02\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit}\ =\ 39{,}2°$$

Exemples de calcul : Option 10

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (133)
$$Z_{max} < \frac{|\,Z_{sec_limite}\,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$
$$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$$
$$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{0{,}6972}$$
$$Z_{max} < 20{,}11\ \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : options 11 et 12

L'option 11 représente le calcul pour un transformateur GSU utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50 ou 51) et relié à trois groupes asynchrones. Ce calcul peut aussi s'appliquer à l'option 12 pour un relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (134)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$
$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (135)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$
$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$$
$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Options 11 et 12 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :

Éq. (136)
$$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$$
$$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$$
$$V_{gen} = 21{,}9\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (137)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 11 et 12

$$S = 131{,}6 \angle 39{,}2° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (138) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2° \; MVA}{1{,}73 \times 21{,}9 \; kV}$$

$$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (139) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$$

$$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2° \; A}{\frac{5\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 11 et 12 :

Éq. (140) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\,\%$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2° \; A \times 1{,}30$$

$$I_{sec_limite} > 4{,}515 \angle -39{,}2° \; A$$

Exemples de calcul : options 13a et 13b

Pour l'option 13a, les valeurs nominales de puissance maximale et de tension de l'UAT sont utilisées pour les calculs. Pour l'option 13b, on utilise le courant mesuré à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (141) $$I_{pri} = \frac{UAT_{nom}}{\sqrt{3} \times V_{UAT}}$$

$$I_{pri} = \frac{60 \; MVA}{1{,}73 \times 13{,}8 \; kV}$$

$$I_{pri} = 2\,510{,}2 \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (142) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{UAT}}$$

Exemples de calcul : options 13a et 13b

$$I_{sec} = \frac{2\,510{,}2\ A}{\frac{5\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 2{,}51\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 150 % de l'option 13a :

Éq. (143) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 150\ \%$$

$$I_{sec_limite} > 2{,}51\ A \times 1{,}50$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}77\ A$$

Exemples de calcul : option 14a

L'option 14a représente le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.

Puissance active produite (P) :

Éq. (144) $$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$

$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (145) $$Q = 120\ \% \times P$$

$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$$

$$Q = 921{,}1\ Mvar$$

Option 14a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale du réseau, côté haute tension du transformateur GSU (V_{nom}) :

Éq. (146) $$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 0{,}85 \times 345\ kV$$

$$V_{gen} = 293{,}25\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (147) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}1\ Mvar$$

Exemples de calcul : option 14a

$$S = 1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (148) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{\overline{S^*}}$$

$$Z_{pri} = \frac{(293{,}25\ kV)^2}{1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA}$$

$$Z_{pri} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (149) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$

$$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times \frac{\frac{2\,000}{5}}{\frac{2\,000}{1}}$$

$$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times 0{,}2$$

$$Z_{sec} = 14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14a :

Éq. (150) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega}{1{,}15}$$

$$Z_{sec_limite} = 12{,}928 \angle 52{,}77° \; \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (151) $$Z_{max} < \frac{|\, Z_{sec_limite} \,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 52{,}77°)}$$

$$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{0{,}846}$$

$$Z_{max} < 15{,}283 \angle 85{,}0° \; \Omega$$

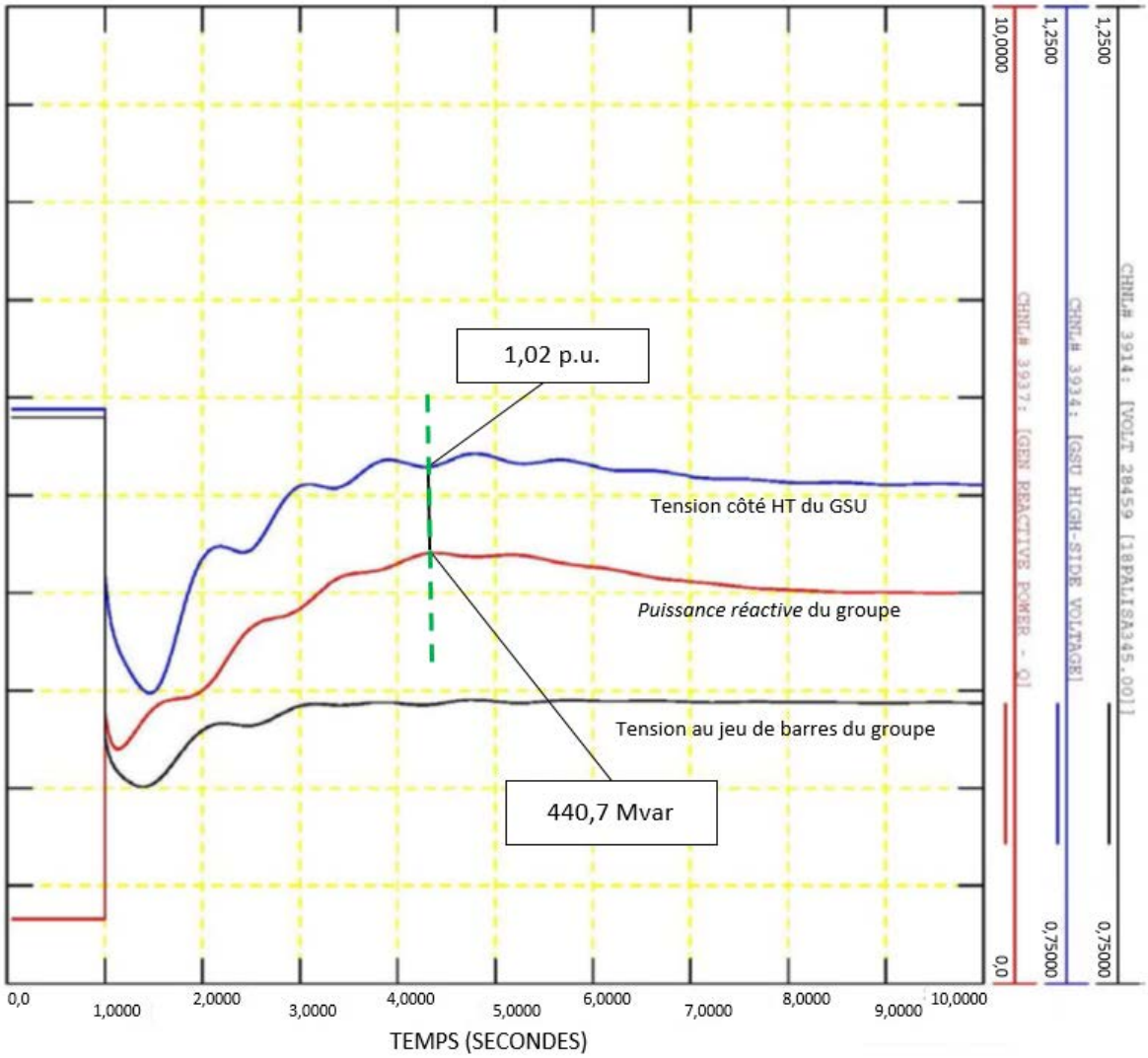
Exemples de calcul : option 14b

L'option 14b présente la simulation pour des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.

Pour les relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation.
La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l'impédance apparente minimale à l'emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.

Exemples de calcul : option 14b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 440{,}7\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (152) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$$

$$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$$

$$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$$

Exemples de calcul : option 14b

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (153)
$$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$$
$$Z_{pri} = \frac{(351{,}9\ kV)^2}{827{,}2 \angle -\ 32{,}2°\ MVA}$$
$$Z_{pri} = \ 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (154)
$$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$
$$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times \frac{\frac{2\ 000}{5}}{\frac{2\ 000}{1}}$$
$$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times\ 0{,}2$$
$$Z_{sec} = 29{,}9 \angle 32{,}2°\ \ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14b :

Éq. (155)
$$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$$
$$Z_{sec_limite} = \frac{29{,}9 \angle 32{,}2°\ \Omega}{1{,}15}$$
$$Z_{sec_limite} = 26{,}0 \angle 32{,}2°\ \Omega$$
$$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$$

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (156)
$$Z_{max}\ < \frac{|Z_{sec_limite}|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$
$$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ - 32{,}2°)}$$
$$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{0{,}61}$$
$$Z_{max} < 43{,}0 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

Les options 15a et 16a représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones.

L'option 15a représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

L'option 16a représente l'utilisation d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d'un relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

Un exemple de calcul est présenté pour le cas où les transformateurs de tension (TT) et de courant (TC) sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne sur le côté haute tension du transformateur GSU. Un autre exemple illustre le cas où les TT et les TC sont situés à l'extrémité éloignée de la ligne, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne au jeu de barres éloigné.

TT et TC situés sur le côté haute tension du transformateur GSU

Puissance active produite (P) :

Éq. (157)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903\ MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (158)
$$Q = 120\ \% \times P$$
$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$$
$$Q = 921{,}12\ Mvar$$

Option 15a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (159)
$$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$$
$$V_{barre} = 0{,}85 \times 345\ kV$$
$$V_{barre} = 293{,}25\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (160)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

$$S = 1\,157 \angle 52{,}8° \; MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (161)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$$
$$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8° \; MVA}{1{,}73 \times 293{,}25 \; kV}$$
$$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8° \; A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (162)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$$
$$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8° \; A}{\frac{2\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :

Éq. (163)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$
$$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8° \; A \times 1{,}15$$
$$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8° \; A$$

TT et TC situés à l'extrémité éloignée de la ligne

Puissance active produite (P) :

Éq. (164)
$$P = GEN_{synch_nom} \times fp$$
$$P = 903 \; MVA \times 0{,}85$$
$$P = 767{,}6 \; MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (165)
$$Q = 120\,\% \times P$$
$$Q = 1{,}20 \times 767{,}6 \; MW$$
$$Q = 921{,}12 \; Mvar$$

Options 15a et 16a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; dans cet exemple, le relais est situé au jeu de barres du poste éloigné.

Éq. (166)
$$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85 \; p.u. \times V_{nom}$$
$$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85 \times 345 \; kV$$
$$V_{barre_poste_eloigne} = 293{,}25 \; kV$$

Exemples de calcul : options 15a et 16a

Puissance apparente (S) :

Éq. (167)
$$S = P_{synch_decl} + jQ$$
$$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$$
$$S = 1\,157 \angle 52{,}8°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (168)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_poste_eloigne}}$$
$$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8°\ MVA}{1{,}73 \times 293{,}25\ kV}$$
$$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (169)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_poste_eloigne}}$$
$$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A}{\frac{2\,000}{5}}$$
$$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :

Éq. (170)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A \times 1{,}15$$
$$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8°\ A$$

Exemples de calcul : options 15b et 16b

Les options 15b et 16b représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones.

L'option 15b représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

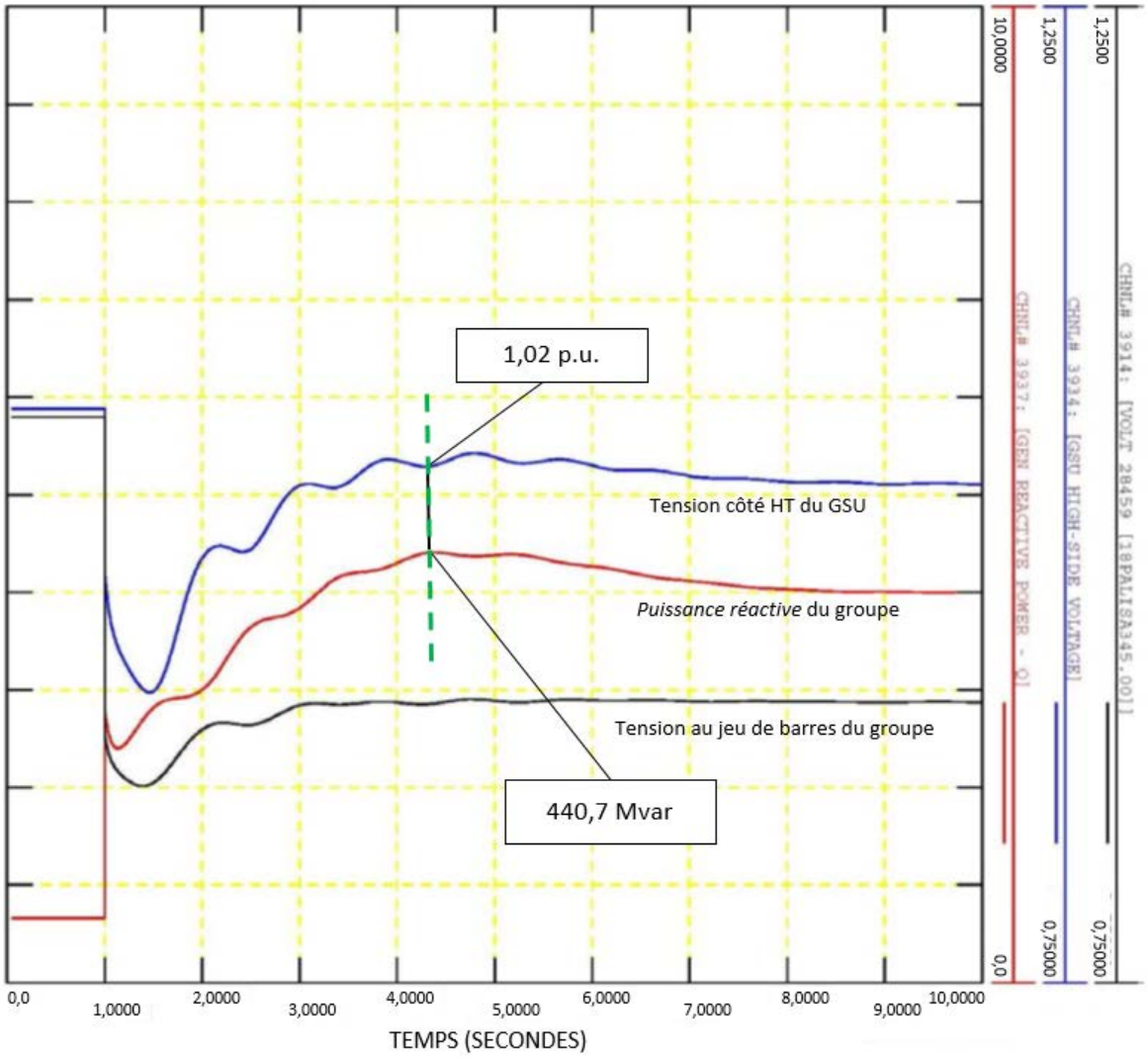
Exemples de calcul : options 15b et 16b

L’option 16b représente l’utilisation d’un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d’un relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l’extrémité éloignée de la ligne.

Les exemples de calcul représentent le cas où les relais sont installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris s’ils sont situés à l’extrémité éloignée de la ligne. Une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l’emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l’extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l’extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l’extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation.
La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l’extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l’impédance apparente minimale à l’emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d’excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant.

Exemples de calcul : options 15b et 16b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

$$Q = 440{,}7\ Mvar$$

$$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

$$P_{decl} = 700{,}0\ MW$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (171) $$S = P_{synch_decl} + jQ$$

$$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$$

$$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$$

Exemples de calcul : options 15b et 16b

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (172) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$$

$$I_{pri} = \frac{827{,}2 \angle -32{,}2° \; MVA}{1{,}73 \times 351{,}9 \; kV}$$

$$I_{pri} = 1\,357{,}1 \angle -32{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (173) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$$

$$I_{sec} = \frac{1\,357{,}1 \angle -32{,}2° \; A}{\frac{2\,000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3{,}39 \angle -32{,}2° \; A$$

Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15b et 16b :

Éq. (174) $$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}39 \angle -32{,}2° \; A \times 1{,}15$$

$$I_{sec_limite} > 3{,}9 \angle -32{,}2° \; A$$

Exemples de calcul : option 17

L'option 17 représente le calcul pour les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas de l'utilisation d'un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (175) $$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P_{asynch} = 3 \times 40 \; MVA \times 0{,}85$$

$$P_{asynch} = 102{,}0 \; MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (176) $$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$$

Exemples de calcul : option 17

$$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times\ \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$$

Option 17 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (177) $$V_{barre} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$$

$$V_{gen} = 345{,}0\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (178) $$S\ = P + jQ$$

$$S\ =\ 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$

$$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Impédance au primaire (Z_{pri}) :

Éq. (179) $$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(345{,}0\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$$

$$Z_{pri}\ =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Impédance au secondaire (Z_{sec}) :

Éq. (180) $$Z_{sec} =\ Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$$

$$Z_{sec} =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{300}{5}}{\frac{2\ 000}{1}}$$

$$Z_{sec}\ = 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega \times 0{,}03$$

$$Z_{sec}\ = 27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 17 :

Éq. (181) $$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$$

$$Z_{sec_limite} = \frac{27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$$

$$Z_{sec_limite} =\ 20{,}869\ \angle 39{,}2°\ \Omega$$

$$\theta_{angle_charge_transit}\ = 39{,}2°$$

Exemples de calcul : option 17

Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :

Éq. (182)
$$Z_{max} < \frac{|\,Z_{sec_limite}\,|}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$$

$$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$$

$$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{0{,}697}$$

$$Z_{max} < 29{,}941\ \angle 85{,}0°\ \Omega$$

Exemples de calcul : options 18 et 19

L'option 18 représente le calcul pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

L'option 18 représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

De même, l'option 19 concerne les relais de phase à maximum de courant (fonction 67) directionnels vers le réseau de *transport*, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.

Puissance active produite (P) :

Éq. (183)
$$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$$

$$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$$

$$P = 102{,}0\ MW$$

Puissance réactive produite (Q) :

Éq. (184)
$$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-c}(fp)))$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$$

$$Q = 83{,}2\ Mvar$$

Exemples de calcul : options 18 et 19

Options 18 et 19 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :

Éq. (185)
$$V_{nom} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom}$$
$$V_{barre} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$$
$$V_{barre} = 345\ kV$$

Puissance apparente (S) :

Éq. (186)
$$S = P + jQ$$
$$S = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$$
$$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$$

Courant au primaire (I_{pri}) :

Éq. (187)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times\ V_{barre}}$$
$$I_{pri} = \frac{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73\ \times 345\ kV}$$
$$I_{pri}\ =\ 220{,}5\ \angle -39{,}2° A$$

Courant au secondaire (I_{sec}) :

Éq. (188)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{asynch_rapp_ht}}$$
$$I_{sec} = \frac{220{,}5\ \angle -39{,}2°\ A}{\frac{300}{5}}$$
$$I_{sec} =\ 3{,}675\ \angle -39{,}2°\ A$$

Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 18 et 19 :

Éq. (189)
$$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$$
$$I_{sec_limite} > 3{,}675\ \angle -39{,}2° A \times 1{,}30$$
$$I_{sec_limite} > 4{,}778\ \angle -39{,}2°\ A$$

Fin des calculs

Justification

Pendant l’élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour l’exigence E1

L’exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l’entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d’y appliquer un réglage approprié, d’après ses calculs ou une simulation, pour les conditions présentées à l’annexe 1.

Les critères de l’annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans le réseau.

L’expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l’exigence E1 indique que l’entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l’introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

A. Introduction

1. Titre : **Coordination du fonctionnement des systèmes de protection pendant les défauts**

2. Numéro : PRC-027-1

3. Objet : Maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport*

4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.3. *Distributeur* (qui possède des *systèmes de protection* indiqués à la section 4.2 ci-dessous)

4.2. ***Installations*** **:** *Systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *BES*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-027-1 dans le projet 2007-06 sur la coordination des protections du réseau.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*. Ce processus doit comprendre : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*

1.1. un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du *BES* à l'étude ;

1.2. un examen des réglages de *système de protection* établis ;

1.3. pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*), des dispositions visant à :

1.3.1. transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux propriétaires des *installations* raccordées électriquement ;

1.3.2. répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu'aucun problème de coordination n'a été découvert ;

1.3.3. veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre ;

1.3.4. communiquer avec le ou les autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d'enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d'activités de maintenance ou de remplacements d'urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.

M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a établi un processus visant à établir des réglages pour ses *systèmes de protection* conformément à l'exigence E1.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d'au plus 6 années civiles ;
- Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d'au plus 6 années civiles[1] ; ou
- Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus.

M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a réalisé une ou des *études de coordination des systèmes de protection* ou des comparaisons de courants de *défaut*, ou les deux, conformément à l'exigence E2.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a utilisé le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages, conformément à l'exigence E3.

1. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut* pour les ressources de production du *BES* peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA). Si une référence initiale n'a pas été établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. *Responsable des mesures pour assurer la conformité*

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1, E2 et E3 ainsi qu'aux mesures M1, M2 et M3 depuis l'audit le plus récent, à moins que son *CEA* lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certains éléments de preuve plus longtemps.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *distributeur* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance et de mise en application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité des non-conformités

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.1 ou 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant les alinéas 1.1 et 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a établi le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.3 de cette exigence. OU L'entité responsable n'a pas établi le processus prescrit à l'exigence E1.
E2.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque élément du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque élément du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque élément du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chaque élément du *BES* selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité responsable ne s'est conformée à aucune des trois options de l'exigence E2.
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas utilisé le processus établi selon l'exigence E1.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC. *Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*
Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, 7 décembre 2006. *Assessment of Standard PRC-001-0 – System Protection Coordination.*
Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, septembre 2006. *The Complexity of Protecting Three-Terminal Transmission Lines.*

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2007-06

Annexe A

Les fonctions[2] suivantes de *système de protection* sont visées par l'exigence E2 : 1) si les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de défaut disponible ; et 2) si ces fonctions de *système de protection* nécessitent une coordination avec celles d'autres *systèmes de protection*.

21 – Protection de distance :

- si l'alimentation entre dans la détermination de la portée (distance phase et terre) ; ou
- si le couplage homopolaire entre dans la détermination de la portée (distance terre).

50 – Protection instantanée à maximum de courant

51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA

67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA, dans le cas d'un automatisme de protection sans liaison de communication

Remarques :

1. Les fonctions de *système de protection* ci-dessus réagissent à l'intensité du courant pour commander le déclenchement de disjoncteurs. Les changements dans la valeur du courant de *défaut* disponible peuvent nuire à la coordination de ces fonctions.
2. Voir la section Information complémentaire de la norme PRC-027-1 pour de plus amples détails.

2. Norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

Objet

L'objet de la norme est le suivant : maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*) afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. La présente norme demande aux entités d'établir et de mettre en œuvre un processus visant à coordonner leurs *systèmes de protection* afin qu'ils interviennent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Applicabilité

Les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* sont visés par la norme PRC-027-1 puisqu'ils sont susceptibles de posséder des *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *système de production-transport d'électricité* (*BES*). Seuls ces *systèmes de protection* sont visés par la présente norme.

Les *propriétaires d'installation de transport* sont visés par la norme PRC-027-1 puisque ce sont eux qui possèdent le plus grand nombre de *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *BES*.

Les *propriétaires d'installation de production* ont des *systèmes de protection* qui servent à détecter les *défauts* dans le *BES*. Il importe que ces *systèmes de protection* soient coordonnés avec ceux des *propriétaires d'installation de transport* afin d'éviter que les *installations* de production ne soient débranchées du *BES* inutilement. Des fonctions comme la portée d'impédance, la surintensité et la temporisation doivent être évaluées du point de vue de la coordination.

Un *distributeur* peut servir de raccordement électrique et de trajet vers le *BES* à des groupes de la production qui injecterait du courant dans des *défauts* éventuels dans le *BES*. Si le *distributeur* est propriétaire des *systèmes de protection* prévus pour ces *défauts*, il importe de coordonner ces systèmes avec les autres *systèmes de protection* susceptibles de réagir à l'injection de courant par le trajet du *distributeur*.

Lorsqu'il est démontré que les *systèmes de protection* des *distributeurs* et des *propriétaires d'installation de production* sont dûment coordonnés avec les autres *systèmes de protection* du *BES*, l'impact potentiel sur ces entités est très limité, à moins que des changements importants soient apportés au jeu de barres de raccordement au *propriétaire d'installation de transport*, ou à proximité. Le *propriétaire d'installation de transport* – habituellement l'entité qui tient à jour le modèle de réseau utilisé pour les études de *défaut* – transmet alors les données de courant de *défaut* à la demande du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de production*. Ceux-ci déterminent ensuite si le courant de *défaut* a changé par rapport à la valeur de référence, et si ce changement rend nécessaire un examen de la coordination.

Exigence E1

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de défaut. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est de faire en sorte que les entités visées établissent un processus pour établir des réglages en vue de coordonner leurs *systèmes de protection*, afin que ceux-ci

fonctionnent selon la séquence prévue lors d'un *défaut*. Les alinéas qui prescrivent les éléments du processus visent à assurer des réglages exacts ; ils définissent aussi des contrôles internes et externes afin de réduire au minimum le potentiel d'erreurs dans l'établissement des réglages.

La présente norme s'inspire de diverses publications qui exposent la théorie et les applications des relais de protection. La description de la « coordination des protections » est tirée de la révision en instance de la norme IEEE C37.113-1999 (réaffirmée en 2004), *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines* :

> *« Processus consistant à choisir les réglages de courant ou de tension ou les temporisations des relais de protection de telle sorte que leurs déclenchements respectifs interviennent selon une séquence particulière, afin que les interruptions pour les clients soient réduites au minimum et que le plus petit nombre possible d'éléments du réseau électrique soient isolés en cas de défaut dans le réseau. »*

Les entités peuvent avoir des critères techniques différents pour l'établissement des réglages de *systèmes de protection*, selon des principes qui leur sont propres. Ces principes peuvent varier selon la topologie du réseau, la technologie de protection utilisée, ou encore l'historique d'exploitation. Il n'est donc guère praticable d'imposer une définition ou un critère uniforme pour la « coordination des *systèmes de protection* ».

La coordination de certains *systèmes de protection* peut sembler inutile, par exemple pour une ligne protégée uniquement par deux relais à courant différentiel. Cependant, les *systèmes de protection* de relève dont l'action est liée au courant ou à l'impédance apparente et qui ont une temporisation fixe ou inverse doivent être coordonnés avec d'autres *systèmes de protection* de l'*élément* du *BES* si l'on veut éviter des déclenchements intempestifs en cas de *défaut* extérieur à la zone de protection différentielle.

Alinéa 1.1 Un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du *BES* à l'étude.

L'étude de court-circuit permet de déterminer les courants de *défaut* en fonction desquels les ingénieurs en protection établissent les réglages de *systèmes de protection* pour les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs*. Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*. Un examen et, si nécessaire, une mise à jour de l'information de l'étude de court-circuit sont nécessaires pour bien prendre en compte la réalité physique du réseau électrique, sur laquelle seront basés l'étude de coordination des *systèmes de protection* et l'établissement des réglages de relais de *système de protection*. Les résultats d'une étude de court-circuit dépendent avant tout de l'exactitude de l'information utilisée dans les calculs.

Une étude de court-circuit vise à déterminer l'intensité des courants qui circulent dans un réseau électrique pendant un *défaut*. Comme le résultat des études de court-circuit constitue l'information de base des études de coordination des dispositifs de protection, le modèle de court-circuit doit représenter fidèlement la réalité physique du réseau électrique.

Les points d'examen seraient notamment les suivants :

1. un examen des impédances et des courants de *défaut* des lignes, transformateurs et groupes de production pertinents du *BES* ;
2. un examen du modèle de réseau visant à confirmer que le réseau tel qu'étudié représente fidèlement la configuration réelle du *réseau*, ou sa configuration une fois les réglages de relais proposés mis en œuvre ;
3. un examen, le cas échéant, de l'information des *propriétaires d'installation de transport*, des *propriétaires d'installation de production* et des *distributeurs* raccordés.

Alinéa 1.2 Un examen des réglages de *système de protection* établis.

Un examen des réglages de *système de protection* avant leur mise en œuvre diminue le risque d'erreur humaine. Un examen se définit comme une démarche systématique visant à confirmer que les réglages établis répondent aux critères techniques de l'entité. Exemples : examens par des pairs, programmes de vérification automatisés et procédures d'examen établies par les entités.

Alinéa 1.3 Pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*), des dispositions visant à :

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 concerne la coordination des réglages de *système de protection* appliqués à des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes. La communication entre ces entités est essentielle pour que les problèmes potentiels de coordination des *systèmes de protection* puissent être décelés et corrigés avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.1 transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux *propriétaires des installations* raccordées électriquement.

L'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation de transmettre à d'autres entités les réglages de *système de protection* proposés. Cette communication fait en sorte que les autres entités disposent de l'information nécessaire pour examiner les réglages et déterminer s'il existe des problèmes de coordination des *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.2 répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu'aucun problème de coordination n'a été découvert.

L'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1 demande que l'entité à laquelle sont transmis des propositions de réglages de *système de protection* spécifie dans son processus l'obligation de répondre à l'entité qui lui a transmis ces réglages. De cette façon, les réglages proposés seront examinés et l'entité qui les a transmis recevra une réponse indiquant soit que des problèmes de coordination des *systèmes de protection* ont été décelés, soit qu'aucun problème n'a été décelé.

Alinéa 1.3.3 Veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre.

L'alinéa 1.3.3 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation que tout problème de coordination décelé pour les réglages proposés de *système de protection* soit étudié et

corrigé avant la mise en œuvre. Ainsi, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* sont réduits au minimum.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des installations appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Remarque : Dans certains cas, il pourrait arriver que des problèmes de coordination soient décelés mais que les entités conviennent de ne pas les corriger tous, en s'appuyant sur un jugement technique éclairé. Par ailleurs, il est possible que des problèmes de coordination décelés en cours de projet ne soient pas corrigés immédiatement si leur correction nécessite d'apporter au réseau des modifications supplémentaires non prévues dans le cadre initial du projet. Enfin, dans certaines situations, il peut y avoir des divergences entre les principes de protection des différentes entités, mais ces entités peuvent convenir que ces divergences n'entraînent pas de problème de coordination.

Alinéa 1.3.4 Communiquer avec le ou les autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d'enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d'activités de maintenance ou de remplacements d'urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.

L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande à l'entité de communiquer les révisions qui sont apportées aux réglages de *système de protection* en raison de circonstances imprévisibles et qui diffèrent des réglages établis lors des phases de planification d'un projet.

Exigence E2

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque propriétaire d'*installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A :

- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d'au plus 6 années civiles ;
- Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d'au plus 6 années civiles[3] ; ou

3. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut* pour les ressources de production du *BES* peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à

- Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus. »

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux entités responsables de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Deux critères différents sont proposés pour enclencher l'examen des réglages existants de système de protection, afin de ménager une certaine latitude pour l'industrie.

La première option permet à l'entité d'adopter un intervalle de temps pour l'examen des réglages de *système de protection*, ce qui élimine le besoin d'établir une valeur de référence de courant de *défaut* et de comparer périodiquement les valeurs de courant de *défaut*. L'entité est libre de choisir un intervalle allant jusqu'à 6 années civiles pour réaliser les études de coordination des *systèmes de protection* pour les fonctions de protection à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

La deuxième option consiste pour l'entité à vérifier périodiquement, à chaque jeu de barres auquel un *élément* du *BES* est raccordé, s'il existe un écart de 15 % ou plus entre le courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) et une valeur de référence établie pour les *systèmes de protection*. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être tirées des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou les *propriétaires d'installation de transport*. L'entité choisit un intervalle d'au plus 6 années civiles à l'intérieur duquel les comparaisons de courants de *défaut* et les *études de coordination des systèmes de protection* devront être réalisées. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de défaut.

Le cumul de ces changements marginaux pourrait nuire au fonctionnement des *systèmes de protection* en conditions de *défaut*. Un écart maximal de 15 % (entre la valeur courante de courant de *défaut* et la valeur de référence établie par l'entité) a été fixé en considérant les marges de réglage généralement acceptées pour les *systèmes de protection* dont la coordination ne serait pas sensible à des changements marginaux du courant de *défaut*. L'écart maximal de 15 % donne à l'entité la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* en fonction de ses principes de protection ou d'autres considérations opérationnelles. L'option qui consiste à comparer les courants de *défaut* oblige l'entité à établir d'abord une valeur de référence de courant de *défaut* qui servira de point de référence pour les études de courant de *défaut* futures. Les valeurs de courant de *défaut* qui entrent dans le calcul du pourcentage d'écart, qu'il s'agisse de *défauts* triphasés ou phase-terre, sont habituellement déterminées avec toutes les ressources de production en service et tous les *éléments* de transport du *BES* dans leur état de fonctionnement normal.

Comme l'indique la note de bas de page à l'option 2 de l'exigence E2, toute entité qui choisit initialement l'option 2 doit établir sa valeur de référence avant la date d'entrée en vigueur de cette norme de fiabilité. Si une valeur de référence initiale n'est pas établie à l'entrée en vigueur de la norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence après avoir réalisé une *étude de coordination des systèmes de*

---

75 MVA). Si une référence initiale n'a pas été établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

protection. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être mises à jour ou établies lorsqu'une *étude de coordination des systèmes de protection* est réalisée. Les valeurs de référence à chaque jeu de barres auquel un *élément* du *BES* est raccordé sont mises à jour après toute nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection* touchant le *système de protection* en cause. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus.

> **Exemple :** Avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-027-1, une entité qui choisit l'option 2 de l'exigence E2 établit une valeur de référence initiale, par exemple 10 000 A au jeu de barres auquel est raccordé l'*élément* du *BES* à l'étude. Une étude de court-circuit effectuée le 1er mars 2024, par exemple, détermine que le courant de *défaut* a augmenté pour atteindre 11 250 A, soit un écart de 12,5 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* n'est donc pas exigée puisque l'augmentation est inférieure au seuil de 15 %. La valeur de référence pour la comparaison suivante (à effectuer au plus tard le 31 décembre 2030) demeure à 10 000 A puisqu'aucune étude n'a été requise par suite de la comparaison initiale. Au cours de l'intervalle de 6 ans suivant, la comparaison des courants de *défaut* indique que l'augmentation du courant de *défaut* atteint 11 500 A, soit un écart de 15 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* est donc exigée (et doit aussi être terminée au plus tard le 31 décembre 2030), et une nouvelle valeur de référence de 11 500 A sera établie.
>
> **Remarque :** Lors de la première étude de court-circuit de l'exemple ci-dessus, si l'entité décide de réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* alors que l'écart est de 12,5 % et que les résultats de cette étude indiquent que les réglages demeurent conformes au critère de l'entité, aucun changement de réglage n'est exigé et la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour.

Une troisième option offre à l'entité la flexibilité de combiner les deux premières méthodes. Par exemple, l'entité peut choisir l'examen périodique des *systèmes de protection* (option 1) selon un intervalle de 6 années civiles pour ses *installations* exploitées au-dessus de 300 kV, et opter pour la comparaison des courants de *défaut* (option 2) pour ses *installations* exploitées au-dessous de 300 kV.

Les fonctions de *système de protection* présentées à l'annexe A mesurent le courant alternatif pour le déclenchement des disjoncteurs, et la coordination de ces fonctions est sensible aux changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Ces fonctions sont visées par l'annexe A pare qu'elle remplissent les conditions suivantes : 1) les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de *défaut* disponible ; et 2) ces fonctions nécessitent une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Certaines fonctions qui ne répondent pas à ces deux conditions ne sont pas visées par l'annexe A, par exemple les relais différentiels et les détecteurs de *défaut*. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.*

Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples explications sur les fonctions de *système de protection* à l'annexe A.

Un relais « 51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA » raccordé à un transformateur de courant (CT) sur le neutre d'un transformateur élévateur de groupe de production, appelé « 51N – AC Inverse Time Earth Overcurrent Relay (Neutral CT Method) » dans la norme ANSI/IEEE C37.2, doit être inclus dans une *étude de coordination des systèmes de protection*. Il en va de même

pour les relais « 51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA » raccordés à des CT sur les phases d'un autotransformateur pour la protection contre les courants de défaut traversants. Les fonctions de surintensité combinées à d'autres fonctions doivent être également étudiées ; par exemple une fonction de protection à temporisation fixe, qui correspond à une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » combinée à une fonction « 62 – Temporisation ».

Si les fonctions indiquées à l'annexe A sont combinées à d'autres fonctions, elles doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le résultat de la combinaison nécessite une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Exemple : une fonction « 21 – Protection de distance » à temporisation, qui combine une fonction « 21 – Protection de distance » et une fonction « 62 – Temporisation ». Autre exemple : une fonction de protection à temporisation fixe, qui combine une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » et une fonction « 62 – Temporisation ». Une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » servant à superviser une fonction « 21 – Protection de distance » ne serait pas incluse dans *une étude de coordination des systèmes de protection*, car elle n'a pas besoin d'être coordonnée avec d'autres *systèmes de protection*.

L'examen des fonctions « 21 – Protection de distance » est limité aux protections de distance phase et terre si l'alimentation entre dans la détermination du réglage de la protection, ou à la protection de distance terre si le couplage homopolaire entre dans la détermination du réglage. Si l'alimentation n'entre <u>pas</u> dans la détermination du réglage, les fonctions « 21 – Protection de distance » ne sont <u>pas</u> incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection*, car la portée n'est pas sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Si l'alimentation entre dans la détermination de la portée, la coordination peut être sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Deux exemples de cas où l'alimentation peut entrer dans la détermination de la portée : la protection d'une ligne de transport ayant une longue dérivation, et celle d'une ligne de transport à trois terminaux. Les fonctions de distance terre sont sensibles au couplage homopolaire. La mesure de distance terre peut sembler supérieure ou inférieure à la distance réelle jusqu'au *défaut* en présence de couplage homopolaire. L'influence du couplage homopolaire varie avec l'intensité du courant de court-circuit disponible. Par conséquent, les fonctions « 21 – Protection de distance » doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le couplage homopolaire entre dans la détermination du réglage.

La fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » utilisée dans les *systèmes de protection* pour lignes de *transport* peut correspondre à une protection instantanée à maximum de courant, à une protection à temporisation inverse à maximum de courant, ou aux deux. Par exemple, dans un système de blocage par comparaison directionnelle (DCB) à liaison de communication, la fonction de protection instantanée à maximum de courant est réglée pour obtenir une grande sensibilité. Lorsqu'un *défaut* monophasé à la terre survient dans une ligne de *transport*, ce défaut est détecté par plusieurs *systèmes de protection* associés à d'autres lignes de *transport*. Les signaux transmis par la liaison de communication empêchent les *systèmes de protection* des lignes de *transport* saines de fonctionner, assurant ainsi la coordination voulue. Une fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » utilisée dans un *système de protection* à portée étendue et à autorisation (POTT) reçoit un signal provenant de l'extrémité distante pour fonctionner, et ne nécessite donc pas de coordination avec d'autres *systèmes de protection*.

Les fonctions de protection instantanée à maximum de courant ou à temporisation inverse à maximum de courant pour une fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » sont utilisées dans un *système de protection* de lignes de *transport* sans liaison de communication. Comme aucune liaison de communication n'empêche le fonctionnement en cas de *défaut* à l'extérieur de la zone de

protection du *système de protection*, une coordination est nécessaire avec d'autres *systèmes de protection* de jeux de barres, de transformateurs et d'autres lignes de *transport*. La fonction de protection instantanée à maximum de courant doit être réglée de manière à ne pas agir au-delà de l'extrémité de la ligne de *transport*. La fonction de protection à temporisation inverse à maximum de courant doit être réglée en coordination avec celle des autres *systèmes de protection*. Les changements dans l'intensité du courant de défaut disponible peuvent nuire à la coordination.

Exigence E3

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit utiliser le processus qu'il a établi selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection* d'*éléments* du *BES*. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est d'amener les entités visées à bien suivre le processus établi conformément à l'exigence E1. L'exécution de chacun des éléments du processus assurera une démarche uniforme pour établir des réglages exacts, réduire le risque d'erreurs et favoriser le maintien d'une bonne coordination des *systèmes de protection*.

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte sera transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. L'objectif déclaré de la présente norme est de « maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), afin que ces systèmes fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut* ». L'exigence E1 répond à cette intention en demandant aux entités responsables d'établir un processus qui, lorsqu'il est suivi, fera en sorte que leurs *systèmes de protection* fonctionneront selon la séquence prévue lors d'un défaut. Les alinéas 1.1 à 1.3 de l'exigence E1 présentent les éléments-clés du processus d'établissement des réglages de *système de protection*.

Alinéa 1.1 – Le fait d'examiner et de mettre à jour les données de modèle de court-circuit utilisées pour établir et réviser les réglages des *systèmes de protection* aide à ce que ces réglages soient établis à partir d'une information exacte et à jour. Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*.

Alinéa 1.2 – Un examen des réglages de système de protection établis réduit le risque d'erreur humaine et permet de vérifier que ces réglages respectent les critères techniques de l'entité. Les examens par des pairs, les programmes de vérification automatisés et les procédures d'examen établies par les entités sont des exemples de tels examens.

Alinéa 1.3 – La coordination des *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*) est essentielle à la fiabilité du *BES*. La communication et l'examen par les entités concernées des réglages proposés sont essentiels pour déceler d'éventuels problèmes de coordination et pour corriger ceux-ci avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Des circonstances imprévisibles pourraient nécessiter des changements immédiats aux réglages de *système de protection*. L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande aux propriétaires de spécifier dans leur processus l'obligation de communiquer après le fait les changements de réglages non planifiés aux autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement.

Remarque : Dans les cas où un seul groupe de relais de protection centralise la coordination pour différentes entités fonctionnelles au sein d'une organisation, les activités de communication de l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 peuvent être attestées par une documentation interne.

Justification de l'exigence E2

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

L'exigence E2 offre aux entités diverses options pour évaluer l'état de la coordination de leurs *systèmes de protection*.

L'option 1 propose une méthode axée sur un intervalle de temps. L'entité peut choisir de réaliser, au moins une fois toutes les 6 années civiles, une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chacune de ses fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

L'option 2 propose une méthode axée sur le courant de *défaut*. Si l'on choisit initialement l'option 2, on doit établir la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* avant la date d'entrée en vigueur de cette norme de fiabilité. Une valeur de référence peut être établie lorsqu'un nouvel *élément* du *BES* est installé ou après qu'une étude de coordination des *systèmes de protection* a été réalisée. La ou les valeurs de référence serviront de valeurs-témoins pour les comparaisons ultérieures de courants de *défaut*. On peut obtenir les valeurs de référence de courant de *défaut* à partir des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou *les propriétaires d'installation de transport*. Dans un intervalle d'au plus 6 années civiles suivant la date d'entrée en vigueur de la présente norme, l'entité doit procéder à une comparaison de courants de *défaut*. Si cette comparaison indique un écart de moins de 15 %, aucune action n'est requise pour l'intervalle de 6 ans ; par contre, si l'écart est de 15 % ou plus pour les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à chaque jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, l'entité devra réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* au cours du même intervalle de 6 ans. La ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour à chaque nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection*. Les changements dans le courant de *défaut* qui ne découlent pas des modifications du *BES* sont habituellement faibles et se développent graduellement avec le temps. Le cumul de ces changements marginaux pourrait rendre les fonctions de *système de protection* (indiquées à l'annexe A de la présente norme) moins performantes en conditions de *défaut*. Un seuil d'écart de courant de défaut de 15 % (par rapport à la valeur de référence établie) et un intervalle de temps d'au plus 6 années civiles ont été choisis pour ces évaluations. Ces paramètres donnent à l'entité

la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* et un intervalle de temps en fonction de ses principes de protection, de son calendrier de maintenance des *systèmes de protection* ou de toute autre considération opérationnelle, sans créer de risque pour la fiabilité. (Voir la section *Information complémentaire* pour plus de détails.)

La note de bas de page de l'option 2 indique qu'une entité peut passer de l'option temporelle à l'option axée sur le courant de *défaut* pour les *éléments* du *BES* existants, ainsi que pour établir des valeurs de référence pour les nouveaux *éléments* du *BES*, en réalisant des *études de coordination des systèmes de protection*. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA).

L'option 3 offre à l'entité la possibilité d'utiliser à la fois la méthode temporelle et la méthode axée sur le courant de défaut. Par exemple, l'entité peut choisir la méthode temporelle pour les *systèmes de protection* de ses *installations* plus critiques, et la méthode axée sur le courant de *défaut* pour les *systèmes de protection* des autres *installations*.

Justification de l'exigence E3

Avec la mise en œuvre du processus prescrit à l'exigence E1 pour établir et réviser les réglages de *système de protection*, ceux-ci seront établis selon une démarche méthodique et le potentiel d'erreurs sera réduit au minimum.