

**NORME PRC-026-1
(VERSIONS FRANÇAISE ET ANGLAISE)**

A. Introduction

1. **Titre :** **Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables**

2. **Numéro :** PRC-026-1

3. **Objet :** Faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*.

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de production* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-1, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

4.1.2 *Coordonnateur de la planification*

4.1.3 *Propriétaire d'installation de transport* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-1, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

4.2. **Installations :** *Éléments* suivants faisant partie du *système de production-transport d'électricité (BES)* :

4.2.1 groupes de production ;

4.2.2 transformateurs ;

4.2.3 lignes de *transport*.

5. **Contexte :**

Il s'agit de la troisième des trois phases d'un projet d'élaboration de normes, consacrée à la rédaction de la présente norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Le 18 mars 2010, l'Ordonnance 733 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la norme de fiabilité PRC-023-1, *Capacité de charge des relais de transport*. Dans cette ordonnance, la FERC demandait à la NERC d'entreprendre des travaux sur trois aspects de la capacité de charge des relais, plus particulièrement : apporter des modifications à la norme PRC-023-1 approuvée, élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur la capacité de charge des relais de protection des groupes de production, et élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. La demande SAR de ce projet a répondu à ces prescriptions de la NERC en établissant une démarche d'élaboration de normes en trois phases.

La phase 1 a porté sur les modifications demandées par l'Ordonnance 733 de la FERC à la norme PRC-023-1. La norme de fiabilité PRC-023-2, ainsi modifiée, est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2012.

La phase 2 a été consacrée à la rédaction de la nouvelle norme de fiabilité PRC-025-1, *Capacité de charge des relais de groupe de production*, portant sur la capacité de charge des relais de protection de groupes de production. La norme PRC-025-1 est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2014, en même temps que la norme PRC-023-3, modifiée pour des raisons d'harmonisation avec la norme PRC-025-1.

La phase 3 vise à empêcher le déclenchement intempestif des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Il s'agit de désigner les *éléments* pour lesquels une oscillation

de puissance stable ou instable peut nuire au fonctionnement des *systèmes de protection*, d'évaluer la capacité des relais de protection sensibles à la charge de ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable uniquement, et de mettre en œuvre des *plans d'actions correctives* si nécessaire. La phase 3 améliore la sécurité des relais de protection sensibles à la charge, en faisant en sorte qu'ils restent insensibles aux oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* tout en maintenant intacte leur sûreté de fonctionnement en cas de défaut ou de perte de synchronisme.

6. Dates d'entrée en vigueur :

Exigence E1

Le premier jour de la première année civile à survenir 12 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour de la première année civile à survenir 12 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

Exigences E2, E3 et E4

Le premier jour de la première année civile à survenir 36 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour de la première année civile à survenir 36 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois par année civile, signaler chaque groupe de production, transformateur et ligne de transport dans sa zone qui est un *élément* du *BES* et qui répond à un ou plusieurs des critères suivants, le cas échéant, au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* auquel il appartient :

[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Groupe de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire précisée dans une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* ou un *plan de défense*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ce groupe de production.
2. *Élément* surveillé dans le cadre d'une *limite SOL* établie selon la méthodologie¹ du *coordonnateur de la planification* d'après une contrainte de stabilité angulaire.
3. *Élément* qui forme la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF), d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit de l'*élément* pour cause d'instabilité angulaire.
4. *Élément* désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où il y a déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable² pendant une perturbation simulée.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que les groupes de production, transformateurs et lignes de transport qui sont des *éléments* du *BES* et qui répondent à un ou plusieurs des critères de l'exigence E1, le cas échéant, ont été signalés à leur *propriétaire d'installation de production* et à leur *propriétaire d'installation de transport* respectifs. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, télécopies, registres, rapports, transmissions, listes ou feuilles de chiffrier.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit :

[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

- 2.1. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir été avisé d'un *élément* du *BES* conformément à l'exigence E1, déterminer si son ou ses relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, si ce ou ces relais n'ont pas été évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 au cours des cinq dernières années civiles ;

1. Exigence E3 de la norme de fiabilité FAC-014-2, *Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau*.
2. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, à la rubrique *Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences*.

- 2.2. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir constaté³ qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit par le fonctionnement de ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable⁴, déterminer si le ou les relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* du *BES* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que l'évaluation a été effectuée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : tracés de caractéristique d'impédance apparente, courriels, dessins de conception, télécopies, diagrammes R-X, imprimés de logiciel, registres, rapports, transmissions, listes, fiches de réglage ou feuilles de chiffrier.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit, dans un délai de six mois civils complets après avoir déterminé selon l'exigence E2 qu'un relais de protection sensible à la charge ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, élaborer un *plan d'actions correctives* afin de remplir une des conditions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]
- faire en sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*) ; ou
 - faire en sorte que le *système de protection* soit exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (par exemple en modifiant le *système de protection* afin que les fonctions du relais soient supervisées par un blocage sur oscillation de puissance ou au moyen de systèmes de relais insensibles aux oscillations de puissance), tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*).
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E3 et le mettre à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les activités aient été exécutées.
[*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

-
3. Quelques exemples de circonstances qui peuvent amener une entité à constater une oscillation de puissance sont présentés à la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.
4. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section Éclaircissements et commentaires techniques, à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E4, y compris sa mise à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.

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 de la surveillance de l'application des normes* » (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.

Le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 pendant au moins une année civile après avoir satisfait à l'exigence.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives des évaluations prescrites à l'exigence E2 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de chaque évaluation s'il n'y a pas lieu d'élaborer un *plan d'actions correctives*.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives relatives aux exigences E2, E3 et E4 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de l'exécution de chaque *plan d'actions correctives*.

Si un *propriétaire d'installation de production*, un *coordonnateur de la planification* ou un *propriétaire d'installation de transport* 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 derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » 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.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps différé	Élevé	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de six mois civils et d'au plus sept mois civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de sept mois civils et d'au plus huit mois civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de huit mois civils et d'au plus neuf mois civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de neuf mois civils. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E3.
E4	Planification à long terme	Moyen	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> , mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier, conformément à l'exigence E4.	S. O.	S. O.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, juillet 2005 : <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Kimbark Edward Wilson. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC. *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton, CRC Press.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	17 mars 2016	Approbation de la norme PRC-026-1 dans l'ordonnance de la FERC au dossier No. RM15-8-000.	

PRC-026-1 – Annexe A

Cette norme s'applique aux fonctions de protection susceptibles de commander un déclenchement instantané ou avec une temporisation de moins de 15 cycles en fonction du courant de charge (fonctions « sensibles à la charge »), y compris, sans limitation, les fonctions suivantes :

- Distance de phase
- Surintensité de phase
- Perte de synchronisme
- Perte de champ

Les fonctions de protection suivantes ne sont pas visées par la présente norme :

- Éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance
- Éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaillance d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments de relais qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication.
- Relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées* dynamiques des installations
- Éléments de relais associés à des lignes à courant continu
- Éléments de relais associés à des transformateurs de convertisseur à courant continu
- 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)
- Éléments de relais associés à des systèmes à enclenchement sur défaut (SOTF)
- Relais à retour de puissance sur un groupe de production
- Éléments de relais de groupe de production qui sont armés seulement lorsque le groupe est débranché du réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels combinés à des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts)
- Relais à courant différentiel, relais à fil pilote et relais à comparaison de phases
- Relais à maximum de courant à retenue de tension ou à commande par tension

PRC-026-1 – Annexe B

Critère A :

Un relais d'impédance utilisé pour le déclenchement est censé ne pas intervenir pendant une oscillation de puissance stable, lorsque la caractéristique du relais est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable⁵. La région d'oscillation de puissance instable est formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X) : 1) un cercle inférieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 0,7 ; 2) un cercle supérieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ; et 3) une lentille qui relie les extrémités de l'impédance totale du réseau (en l'absence de l'impédance de transfert parallèle) et délimitée par les tracés de variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, l'angle de séparation du réseau étant maintenu constant pour toute l'étendue de l'impédance totale du réseau, dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.

5. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, figures 1 et 2.

PRC-026-1 – Annexe B

Critère B :

Le réglage d'un élément de relais à maximum de courant utilisé pour le déclenchement, qui est supérieur à la valeur de courant calculée (en l'absence de l'impédance de transfert parallèle), dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.
4. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont toutes deux de 1,05 par unité.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013⁶ (le « Rapport PSRPS » ou le « Rapport »), a été préparé spécialement pour appuyer l'élaboration de la présente norme de fiabilité de la NERC. Le Rapport présente un survol historique des oscillations de puissance, qui remonte jusqu'à 1965 et se termine l'année de l'approbation du Rapport par le Comité de planification de la NERC. Il traite aussi des questions de fiabilité liées à l'arbitrage entre la sûreté de fonctionnement et la sécurité des *systèmes de protection*, présente des réflexions sur l'élaboration de la norme de fiabilité de la NERC, et rassemble des informations techniques sur les caractéristiques des oscillations de puissance et sur divers enjeux concernant les applications pratiques et les approches possibles. Le Rapport suggère pour la présente norme de fiabilité de la NERC une démarche axée sur les trois prescriptions pertinentes de l'Ordonnance 733 de la FERC. La première prescription concerne le besoin d'une norme qui imposerait « ...l'utilisation de systèmes de relais de protection capables de différencier les défauts et les oscillations de puissance stables et, si nécessaire, le retrait graduel des systèmes de relais de protection non conformes à cette exigence⁷ ». La deuxième prescription demande « ...d'élaborer une norme de fiabilité visant à empêcher le fonctionnement intempestif de relais lors d'oscillations de puissance stables⁸ ». La troisième prescription, qui demande « ...d'envisager, dans l'élaboration de la nouvelle norme de fiabilité sur les oscillations de puissance stables, des stratégies d'îlotage assurant la viabilité de tous les îlots⁹ », a été prise en compte lors de l'élaboration de la présente norme.

L'élaboration de la présente norme intègre la plupart des suggestions du Rapport PSRPS. Cependant, il est à noter que le *coordonnateur de la fiabilité* et le *planificateur de réseau de transport* ne figurent pas dans la section Applicabilité de la présente norme (comme le suggère le Rapport). Il a en effet été jugé souhaitable qu'une seule entité – le *coordonnateur de la planification* – puisse désigner les *éléments* selon l'exigence E1. Cette responsabilité exclusive évite que plusieurs entités désignent des *éléments* de façon redondante, ou à l'inverse qu'une entité décide de ne pas désigner un *élément* parce qu'elle croit qu'une autre entité s'en charge. Le *coordonnateur de la planification* détient le modèle de la zone étendue ou y a accès, et peut désigner adéquatement les *éléments* potentiellement trop sensibles à une oscillation de puissance stable ou instable. En outre, l'absence du *coordonnateur de la fiabilité* et du *planificateur de réseau de transport* dans la section Applicabilité est en harmonie avec d'autres normes de fiabilité de la NERC sur la capacité de charge des relais (par exemple les normes PRC-023 et PRC-025), ainsi qu'avec le modèle fonctionnel de la NERC.

Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 précise que le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent satisfaire à la présente norme tout en atteignant leurs 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* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs

-
6. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 :
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf
 7. *Transmission Relay Loadability Reliability Standard*, Ordonnance 733 de la FERC, ¶ 61,221 (2010), paragraphe 150.
 8. Ibid., paragraphe 153.
 9. Ibid., paragraphe 162.

objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais de protection ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

Oscillations de puissance

Dans un document technique intitulé *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines* (juillet 2005), l'IEEE Power System Relaying Committee WG D6 présente un exposé de fond sur les oscillations de puissance. Les définitions générales suivantes sont tirées de ce document¹⁰ :

Oscillation de puissance – Fluctuation d'un transit de puissance triphasé qui survient lorsque les angles de rotor de différents groupes de production se retrouvent en avance ou en retard les uns par rapport aux autres en réponse à des changements dans la valeur et la direction de la charge, à des manœuvres de ligne, à des pertes de production, à des défauts ou à d'autres perturbations du réseau.
Glissement de pôle – Situation dans laquelle l'angle de la tension aux bornes d'un groupe de production ou d'un ensemble de groupes de production se trouve déphasé de plus de 180 degrés par rapport au reste du réseau électrique raccordé.

Oscillation de puissance stable – Une oscillation de puissance est qualifiée de stable s'il n'y a pas de glissement de pôle dans les groupes de production et si le réseau retrouve un nouvel état d'équilibre, c'est-à-dire un régime d'exploitation acceptable.

Oscillation de puissance instable – Oscillation de puissance qui entraîne un glissement de pôle dans un groupe de production ou un ensemble de groupes de production, au point de nécessiter une action corrective.

Perte de synchronisme – Même phénomène qu'une oscillation de puissance instable.

Centre électrique du réseau ou zéro de tension – Un ou plusieurs points dans le réseau où la tension devient nulle pendant une oscillation de puissance instable.

Tâches dévolues aux entités

Le Rapport PSRPS présente un fondement technique ainsi qu'une démarche qui cible les *systèmes de protection* potentiellement trop sensibles aux oscillations de puissance afin de réaliser l'objectif de la norme PRC-026-1. Cette démarche réduit le nombre de relais potentiellement visés par cette norme en limitant l'examen aux *éléments* du *BES* dont les relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués. La première étape applique des critères permettant de reconnaître les *éléments* pour lesquels un *système de protection* est susceptible d'être sollicité par des oscillations de puissance. Une fois ces *éléments* connus, la deuxième étape consiste à évaluer chaque relais de protection sensible à la charge associé à chacun des *éléments* en question. Plutôt que d'obliger le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* à effectuer des simulations pour obtenir l'information voulue sur chaque *élément* désigné, la présente norme demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* de comparer la caractéristique des relais de protection sensibles à la charge à des critères précis présentés à l'annexe B de la norme PRC-026-1, ce qui réduira le besoin de simulation.

Applicabilité

Les entités visées par la présente norme sont le propriétaire d'installation de production, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport*. Plus précisément, ce sont le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* qui doivent évaluer les relais de protection sensibles à la charge associés aux *éléments* du *BES* désignés. La norme s'applique aux *éléments* du *BES* suivants : groupes de production, transformateurs et lignes de transport. Il a été envisagé

10. <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20E..pdf>

d'ajouter le *distributeur* aux entités visées par la présente norme ; cette idée n'a pas été retenue puisque cette entité, selon son inscription fonctionnelle, ne peut posséder de groupes de production, de lignes de transport ou de transformateurs ne servant pas à l'approvisionnement.

Les relais de protection sensibles à la charge comprennent les fonctions de protection susceptibles de provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation, selon le courant de charge.

Exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments*, le cas échéant, répondent aux critères. L'application de critères de sélection répond aux indications du document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings* (août 2013)¹¹, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* à risque. Cette détermination est faite à partir des *évaluations de la planification* annuelles prescrites par les normes sur la planification du transport (normes TPL) et d'autres normes de fiabilité de la NERC (par exemple la norme PRC-006) ; la présente norme n'impose pas d'autres évaluations au *coordonnateur de la planification*. L'exigence d'aviser à chaque année civile les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* concernés est suffisante, puisque le *coordonnateur de la planification* procédera normalement à ces notifications après avoir terminé ses *évaluations de la planification* annuelles. Le *coordonnateur de la planification* est tenu de faire ces notifications à chaque année civile même si une étude est effectuée moins fréquemment (par exemple à intervalles de cinq ans selon la norme PRC-006, *Délestage en sous-fréquence automatique*) et que l'information n'a pas changé. Il est possible qu'un *coordonnateur de la planification* puisse utiliser des études d'une année antérieure pour déterminer les notifications nécessaires selon l'exigence E1.

Critère 1

Le premier critère concerne les groupes de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire couverte par une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* ou un *plan de défense*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ces groupes de production. Par exemple, un automate consistant à réduire la production dans des conditions particulières est mis en œuvre pour une centrale à quatre groupes de production totalisant 1 100 MW. Deux de ces groupes ont une puissance de 500 MW chacun ; l'un est raccordé au réseau à 345 kV et l'autre au réseau à 230 kV. Le *propriétaire d'installation de transport* a deux lignes de transport à 230 kV et une ligne de transport à 345 kV, toutes trois raccordées à l'installation de production, ainsi qu'un autotransformateur de 345-230 kV. Le reste de la capacité de production, soit 100 MW, est constituée de deux turbines à combustion de 50 MW raccordées à quatre lignes de transport à 66 kV. Ces lignes à 66 kV ne sont pas raccordées électriquement aux lignes à 345 kV et à 230 kV à la centrale même, et ne sont pas soumises à la limite d'exploitation ni au *plan de défense*. Une contrainte de stabilité limite à 700 MW la production de la partie de la centrale soumise au *plan de défense* en cas d'indisponibilité de la ligne à 345 kV. Le *plan de défense* met hors circuit un des groupes de 500 MW afin de maintenir la stabilité en cas de perte de la ligne à 345 kV lorsque la production totale des deux groupes de 500 MW est supérieure à 700 MW. Dans cet exemple, les groupes de 500 MW et leurs transformateurs élévateurs (GSU) seraient désignés comme des *éléments* qui répondent au critère 1. L'autotransformateur à 345/230 kV, la ligne de transport à 345 kV et les deux lignes de transport à 230 kV répondraient eux aussi à ce critère. Les turbines à combustion de 50 MW et la ligne de transport à 66 kV ne répondraient pas au critère 1, car ces *éléments* ne sont pas soumis à une

11. http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

limite d'exploitation ni à un *plan de défense* et ne sont pas raccordés au poste de *transport* associé aux groupes de production qui sont soumis à la *limite SOL* ou au *plan de défense*.

Critère 2

Le deuxième critère concerne les *éléments* qui sont surveillés dans le cadre d'une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* établie en raison d'une contrainte de stabilité angulaire, sans égard aux conditions d'indisponibilité qui entraînent la mise en œuvre de la *limite SOL*. Par exemple, si deux longues lignes de transport parallèles à 500 kV ont une *limite SOL* combinée de 1 200 MW et que cette limite est liée à l'instabilité angulaire résultant d'un défaut et de la perte subséquente d'une des deux lignes, ces deux lignes seraient désignées comme des éléments qui répondent au critère 2.

Critère 3

Le troisième critère concerne des *éléments* qui forment la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF). Ce critère s'applique aux îlots délimités d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, et seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit des *éléments* en question pour cause d'instabilité angulaire. Le critère s'applique si l'instabilité angulaire est modélisée dans l'évaluation de conception du DSF, ou si la limite est définie « hors réseau » (les *éléments* sont désignés d'après des considérations d'instabilité angulaire, mais ils sont mis hors circuit dans l'évaluation de conception du DSF sans modélisation de l'instabilité angulaire déclencheuse). Dans les cas où une perte de synchronisme est détectée et où le déclenchement est amorcé à un autre endroit, le critère s'applique à l'*élément* sur lequel l'oscillation de puissance est détectée. Le critère ne s'applique pas à des îlots délimités à partir d'autres facteurs non liés à l'instabilité angulaire, par exemple une charge excessive, des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone de *coordonnateur de la planification* ou des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone d'équilibrage.

Critère 4

Le quatrième critère concerne des *éléments* désignés dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où le déclenchement de relais survient en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable¹² pendant une perturbation simulée. Ce critère amène le *coordonnateur de la planification* à désigner tout *élément* pour lequel un déclenchement de relais a été observé pendant des simulations effectuées lors de la plus récente *évaluation de la planification* annuelle prescrite par la norme de fiabilité de planification du transport TPL-001-4. Il est à noter que le déclenchement de relais doit être évalué dans le cadre de ces *évaluations de la planification* annuelles selon l'alinéa 4.3.1.3 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, qui stipule que l'analyse doit comprendre le « déclenchement de lignes de transport ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent le fonctionnement du système de protection, d'après des modèles de relais génériques ou réels ». Le fait de désigner de tels *éléments* selon le critère 4 et d'en aviser les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* respectifs obligera les propriétaires de tout relais de protection sensible à la charge relié aux bornes de chaque *élément* désigné à évaluer la sensibilité de ce relais aux oscillations de puissance stables.

Le *coordonnateur de la planification* a la latitude voulue pour déterminer si un déclenchement observé pour une oscillation de puissance dans son *évaluation de la planification* répond à des contingences ou des conditions de réseau valides. Le *coordonnateur de la planification* considère individuellement tout

12. Se reporter à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

déclenchement observé dans une analyse de régime transitoire ; il devra donc désigner les *éléments* uniquement d'après les résultats de simulation jugés valides.

Étant donné la manière dont une *évaluation de la planification* est effectuée, il peut y avoir des cas où un *élément* désigné antérieurement n'est pas désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle. Une telle situation est acceptable dans la mesure où le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* auront agi par suite de la notification initiale de l'*élément* désigné antérieurement. Lorsqu'un *élément* n'est pas désigné dans les évaluations de la planification subséquentes, c'est normalement que le risque de déclenchement de relais de protection sensible à la charge en réponse à une oscillation de puissance stable en conditions autres que de *défaut* a déjà été évalué selon l'exigence E2 et que tout correctif nécessaire a été apporté conformément aux exigences E3 et E4 si le relais ne répondait pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Selon l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont tenus de réévaluer chaque relais de protection sensible à la charge pour un *élément* désigné uniquement si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours cinq dernières années civiles.

Bien que l'exigence E1 demande au *coordonnateur de la planification* d'aviser le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* de tout *élément* qui répond à un ou plusieurs des quatre critères, elle n'interdit aucunement au *coordonnateur de la planification* de fournir, à l'avance ou sur demande, un complément d'information (comme les caractéristiques d'impédance apparente) qui pourraient être utiles dans l'évaluation des relais de protection. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* sont toutefois en mesure d'évaluer les relais de protection et d'apporter les correctifs requis sans complément d'information. La norme n'oblige pas les entités à fournir une information qui serait déjà partagée ou échangée entre les entités pour les besoins de l'exploitation. Malgré l'absence d'exigence concernant l'échange d'information, les entités doivent être sensibles à l'importance d'évaluer le fonctionnement des relais à la lumière de l'information la plus récente disponible.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* d'évaluer ses relais de protection sensibles à la charge afin de s'assurer qu'ils ne se déclencheront pas en réponse à des oscillations de puissance stables.

L'annexe A de la norme PRC-026-1 présente la liste des relais sensibles à la charge qu'il est nécessaire d'évaluer ; cette liste comprend les fonctions de distance de phase, de surintensité de phase, de perte de synchronisme et de perte de champ. Les relais de distance de phase peuvent comprendre, sans limitation, les types suivants :

- Éléments de zone à déclenchement instantané ou à temporisation intentionnelle de moins de 15 cycles
- Éléments de distance de phase utilisés dans les systèmes de déclenchement rapide à liaison de communication, notamment :
 - blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - déblocage par comparaison directionnelle (DCUB) ;
 - permissif à portée étendue (POTT) ;
 - permissif à portée réduite (PUTT).

La norme impose aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* une méthode d'évaluation uniforme selon des conditions précises. Lorsqu'un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* est avisé qu'un de ses *éléments* répond aux critères de l'exigence E1, il dispose de 12 mois civils complets pour déterminer si les relais de protection sensibles à la charge associés à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme

PRC-026-1, si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles. Par ailleurs, chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* qui constate qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du BES a été mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable en raison du fonctionnement de ses relais de protection, selon l'alinéa 2.2 de l'exigence E2, doit procéder à la même évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 dans un délai de 12 mois civils complets.

Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance

L'alinéa 2.2 de l'exigence E2 vise à obliger le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* à agir lorsqu'ils ont connaissance d'une oscillation de puissance stable ou instable et qu'ils constatent que celle-ci a entraîné la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. Le critère spécifie d'abord la connaissance de l'événement (oscillation de puissance), puis le lien entre celui-ci et la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. On veut ainsi éviter que l'entité doive démontrer qu'elle a déterminé, pour chaque mise hors circuit d'un de ses *éléments*, si une oscillation de puissance était présente. Ce critère est structuré de cette façon compte tenu des moyens par lesquels un *propriétaire d'installation de production* et un *propriétaire d'installation de transport* pourraient avoir connaissance d'un *élément* mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable par suite du fonctionnement de son ou ses relais de protection.

Les mises hors circuit d'*éléments* causées par des oscillations de puissance stables ou instables, bien que peu fréquentes, seraient plus courantes dans le cas d'une perturbation importante. La constatation d'une oscillation de puissance découle d'une analyse de l'événement. Une analyse d'événement qui peut révéler à l'entité une oscillation de puissance stable ou instable pourrait comprendre l'analyse interne effectuée par l'entité, l'examen du *système de protection* de l'entité suivant un déclenchement, ou une analyse à plus grande échelle menée par d'autres entités. L'analyse d'événement pourrait donner lieu à la participation de l'entité régionale de l'entité, et dans certains cas de la NERC elle-même.

Information commune aux éléments de production et de transport

L'annexe A de la norme PRC-026-1 énumère les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* peuvent posséder des relais de protection sensibles à la charge (par exemple des relais de distance) qui influent directement sur des *éléments* de production ou des *éléments* de transport faisant partie du BES ; une analyse est nécessaire si ces *éléments* sont désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou s'ils sont découverts par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E2. Par exemple, les relais de distance qui appartiennent au *propriétaire d'installation de transport* peuvent être installés du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production (directionnels vers le groupe de production), offrant ainsi une capacité de réserve à la protection de la production. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent avoir des relais de distance installés comme protection de réserve d'éléments de transport ou de transformateur élévateur de groupe de production. Le *propriétaire d'installation de production* peut avoir des relais installés aux bornes du groupe de production ou du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production.

Exclusion des relais de protection sensibles à la charge selon la temporisation

La présente norme a pour objet de « faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des

conditions autres que de *défaut* ». Les relais de protection sensibles à la charge à action rapide sont ceux qui risquent le plus de se déclencher pendant une oscillation de puissance ; c'est pourquoi ces relais, ainsi que les relais dont la temporisation est inférieure à 15 cycles, sont visés par la présente norme, alors que les autres relais (par exemple les relais de zones 2 et 3) ayant une temporisation de 15 cycles ou plus sont exclus. La valeur de temporisation adoptée pour l'exclusion de certains relais de protection sensibles à la charge est liée à la prévision du temps maximal pendant lequel le relais serait exposé à une oscillation de puissance stable à vitesse de glissement lente.

Afin d'établir une valeur limite de temporisation pour différencier un relais de protection sensible à la charge à risque élevé d'un autre dont la temporisation amoindrit le risque, on a compilé un échantillonnage de taux d'oscillation à partir d'une oscillation de puissance stable qui entre dans la caractéristique d'impédance puis en sort (voir le tableau 1). Pour une caractéristique d'impédance de relais dans laquelle l'oscillation de puissance entre à 90 degrés et sort à 120 degrés, la temporisation de zone doit être supérieure au temps calculé pendant lequel l'oscillation de puissance stable demeure à l'intérieur de la zone de déclenchement du relais pour que le relais ne se déclenche pas en réponse à l'oscillation de puissance stable.

$$\text{Éq. (1)} \quad \text{Tempor. de zone} > 2 \times \left(\frac{(120^\circ - \text{angle d'entrée dans la caractéristique du relais}) \times 60}{(360 \times \text{vitesse de glissement})} \right)$$

Tableau 1 : Taux d'oscillation	
Temporisation de zone (cycles)	Vitesse de glissement (Hz)
10	1,00
15	0,67
20	0,50
30	0,33

Une temporisation de zone de 15 cycles correspond à une vitesse de glissement du réseau de 0,67 Hz, représentative d'une vitesse de glissement lente pendant une perturbation du réseau. Des temporisations plus longues permettent de tolérer des vitesses de glissement plus lentes.

Directives concernant les éléments de transport

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 décrit une région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X). La première forme, appelée cercle inférieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre la tension côté générateur (E_S) et la tension côté récepteur (E_R) de 0,7 ($E_S / E_R = 0,7 / 1,0 = 0,7$). La deuxième forme, appelée cercle supérieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ($E_S / E_R = 1,0 / 0,7 = 1,43$). La troisième forme, appelée lentille, relie les extrémités de l'impédance totale du réseau par des tracés de la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, un angle constant de séparation du réseau étant maintenu sur toute la plage d'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle, voir les figures 1 à 5). L'impédance totale du réseau est obtenue à partir d'un réseau équivalent à deux jeux de barres, par sommation de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne (à l'exclusion l'impédance de transfert équivalente de Thévenin) et de l'impédance de source côté récepteur (voir les figures 6 et 7). L'établissement de l'impédance totale du réseau permet de définir une condition prudente qui maximise la

sécurité du relais à l'égard de diverses conditions du réseau. La valeur minimale d'impédance totale du réseau représente une condition où la lentille dans le plan R-X est de taille minimale ; il s'agit d'un point de fonctionnement prudent pour ce qui est d'assurer qu'un relais de protection sensible à la charge ne se déclenchera pas avec un déphasage préétabli entre les tensions côté générateur et côté récepteur.

L'impédance totale du réseau est minimale lorsque toute la production est en service et que tous les *éléments* de transport du BES sont modélisés dans leur configuration de réseau normale (critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1). Le retrait de l'impédance de transfert parallèle sert à représenter une condition probable liée à la perte d'*éléments* parallèles pendant la perturbation ; la perte de ces *éléments* augmente la sensibilité des relais sensibles à la charge dans la branche parallèle en éliminant l'« effet couronne » (l'impédance apparente vue par le relais est moindre par suite de la perte de l'impédance de transfert, ce qui rend le relais plus susceptible de se déclencher pendant une oscillation de puissance stable – voir les figures 13 et 14).

La variation des tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité permet d'obtenir les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. Le rapport de ces deux tensions est utilisé dans le calcul des cercles de perte de synchronisme, et ce qui donne une plage de rapports allant de 0,7 à 1,43.

$$\text{Éq. (2)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$$

$$\text{Éq. (3)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$$

La tension interne des groupes de production pendant des oscillations de puissance sévères ou des conditions de défaut dans le réseau de transport sera supérieure à zéro étant donné l'action du régulateur de tension. La plage de rapports de tensions comprise entre 0,7 et 1,43 est choisie de manière plus prudente que pour les normes de fiabilité PRC-023¹³ et PRC-025¹⁴, où l'on adopte une limite inférieure de tension de 0,85 par unité. Une plage de tensions internes de groupe de production de $\pm 15\%$ a été retenue, jugée prudente pour le calcul du rapport de tensions qui sert à calculer les cercles de perte de synchronisme. Par exemple, ces valeurs de tension se traduiraient par une plage de rapports allant de 0,739 à 1,353.

$$\text{Éq. (4)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,85}{1,15} = 0,739$$

$$\text{Éq. (5)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,15}{0,85} = 1,353$$

Le rapport inférieur est arrondi à 0,7 par souci de prudence, ce qui permet d'utiliser une plage de tensions allant de 0,7 à 1,0 par unité pour le calcul des cercles de perte de synchronisme¹⁵.

Lorsque l'impédance de transfert parallèle est présente dans le modèle, la division du courant entre l'impédance de ligne et l'impédance de transfert parallèle fait en sorte que l'impédance vue par le relais est supérieure à celle vue lorsque l'impédance de transfert parallèle est absente (effet couronne), ce qui augmente la probabilité que la caractéristique d'un élément de relais d'impédance soit entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (voir la figure 11). Si l'impédance de transfert est prise en compte dans l'évaluation, un élément de relais de distance pourrait sembler répondre aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, et de fait il serait sécuritaire dans la mesure où tous les *éléments* sont dans leur état normal. L'élément de relais de distance pourrait toutefois se déclencher en

13. Titre : *Capacité de charge des relais de transport*

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

15. Dans le document *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations*, avril 2004, à la section 6 (sur la phase de déclenchement en cascade de la panne d'électricité), sous le titre « Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit », le constat suivant est présenté (page 106) : « Certains relais de sous-tension étaient programmés pour se déclencher lorsque la tension atteint 90 % ou plus. Toutefois, un moteur cale à environ 70 % de tension et le contact de démarrage du moteur est n'est plus maintenu quand la tension atteint environ 75 %; alors, s'il faut absolument protéger une turbine contre le réseau, le point de déclenchement de la sous-tension ne devrait pas excéder 80 % . »

réponse à une oscillation de puissance stable si le réseau était affaibli (impédance de transfert plus élevée) par la perte d'un sous-ensemble des lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle (voir la figure 10). Une telle situation pourrait être causée par le fait que le sous-ensemble de lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle aurait été mis hors circuit par des oscillations instables afin d'isoler le défaut originel, ou à cause du fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ou d'une protection de réserve distante.

Le tableau 10 montre le pourcentage de variation de la taille de la lentille telle que vue par le relais évalué lorsque l'impédance de transfert parallèle est prise en compte. L'impédance de transfert parallèle influe très peu sur la taille apparente de la lentille tant que l'impédance de transfert parallèle est au moins 10 fois supérieure à l'impédance de ligne parallèle (augmentation de taille de moins de 5 %) ; son retrait a donc un effet minime et produit en fait une lentille légèrement plus petite (condition plus prudente). Une impédance de transfert parallèle 5 fois (ou moins) supérieure à l'impédance de ligne parallèle entraîne une augmentation d'au moins 10 % de la taille apparente de la lentille telle que vue par le relais. Si deux lignes parallèles et une impédance de transfert parallèle relient les jeux de barres côté générateur et côté récepteur, l'impédance de transfert parallèle totale équivaut alors à une fois (ou moins) l'impédance de ligne parallèle, ce qui se traduit par une augmentation de la taille apparente de la lentille d'au moins 45 %. On peut envisager comme contingence réaliste la mise hors service de la ligne parallèle ; l'impédance de transfert parallèle constituerait alors le reste du réseau, en parallèle avec l'impédance de ligne. Puisqu'on ne sait pas exactement quelles lignes parmi celles qui constituent l'impédance de transfert parallèle seraient hors service pendant une perturbation importante du réseau, le plus prudent est de supposer que toutes ces lignes seront hors service, ce qui laisse en service seulement la ligne évaluée.

On peut utiliser des réactances longitudinales transitoires ou sous-transitoires saturées pour les machines dans le cadre de l'évaluation parce qu'elles sont plus petites que les réactances non saturées. Comme les réactances sous-transitoires saturées de groupe de production sont plus petites que les réactances transitoires ou synchrones, l'emploi de réactances sous-transitoires se traduira par une impédance de source plus petite et par une région d'oscillation de puissance instable plus petite dans l'analyse graphique (voir les figures 8 et 9). Étant donné que les oscillations de puissance se produisent pendant une période où les réactances transitoires de groupe de production sont dominantes, il est acceptable d'utiliser des réactances transitoires saturées au lieu de réactances sous-transitoires saturées. Puisque certains modèles de court-circuit peuvent ne pas comporter de réactances transitoires, il est également acceptable d'utiliser des réactances sous-transitoires, les résultats étant alors plus prudents. Pour cette raison, l'une ou l'autre des valeurs est acceptable pour déterminer les impédances de source du réseau (alinéa 3 des critères A et B de l'annexe B de la norme PRC-026-1).

Des réactances saturées sont utilisées dans des programmes de court-circuit qui produisent l'impédance de réseau mentionnée ci-dessus. Les logiciels de planification et de stabilité adoptent généralement des réactances non saturées. Les modèles de groupe de production utilisés dans les analyses de stabilité en régime transitoire reconnaissent que l'ampleur de l'effet de saturation dépend à la fois des courants de rotor (champ) et de stator ; ils génèrent donc les paramètres saturés de la machine à chaque instant, par calcul interne à partir des valeurs non saturées (constantes) spécifiées des réactances de la machine et du niveau de flux interne instantané. Les hypothèses qui spécifient quelles inductances sont touchées par la saturation, et quel est l'effet relatif de cette saturation, sont différentes pour les divers modèles de groupe de production utilisés. Ainsi, on utilise les valeurs non saturées de toutes les réactances de machine pour établir les données de logiciel de planification et de stabilité, et l'ensemble approprié de données de courbe de magnétisation en circuit ouvert est fourni pour chaque machine.

Les valeurs de réactance saturée sont moindres que les valeurs de réactance non saturée, et sont utilisées dans les programmes de court-circuit des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires d'installation de transport*. C'est pour cette raison qu'il convient d'utiliser les valeurs de réactance saturée dans l'établissement des impédances de source de réseau.

On peut obtenir les impédances équivalentes de source ou de réseau par diverses méthodes, au moyen d'outils de calcul de court-circuit vendus dans le commerce¹⁶. La plupart des outils de court-circuit ont une fonction de réduction du réseau qui permet de sélectionner les jeux de barres terminales (locaux et distants) à retenir. La première méthode réduit le réseau à un schéma qui comporte deux jeux de barres, un groupe de production équivalent pour chaque jeu de barres (représentant les impédances de source côté générateur et côté récepteur) et deux lignes parallèles : l'une étant l'impédance de la ligne protégée y compris les relais évalués, et l'autre étant l'impédance de transfert parallèle qui représente toutes les autres combinaisons de lignes qui relient les deux jeux de barres (voir la figure 6). Une autre méthode prudente consiste à ouvrir les deux extrémités de la ligne évaluée, puis à appliquer un défaut triphasé franc à chaque jeu de barres pour déterminer l'impédance équivalente de Thévenin à chaque jeu de barres. Les impédances de source sont alors réglées à la valeur des impédances équivalentes de Thévenin, et seront égales ou inférieures aux impédances de source calculées par la méthode de réduction du réseau. L'une ou l'autre de ces méthodes est acceptable pour établir les impédances de source de réseau aux deux extrémités.

Les deux puces de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 spécifient les angles de séparation du réseau utilisés pour dimensionner le périmètre de stabilité de l'oscillation de puissance afin d'évaluer les éléments d'impédance de relais de protection sensibles à la charge. La première puce spécifie un angle de séparation du réseau d'au moins 120 degrés qu'on maintient constant tout en faisant varier les tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité, créant ainsi une région d'oscillation de puissance instable autour de l'impédance totale du réseau (voir la figure 1). Cette région d'oscillation de puissance instable est comparée à la région de déclenchement de la caractéristique du relais de distance, c'est-à-dire la région non supervisée par des œillères d'empiètement de charge (voir la figure 12) ou d'autres formes de supervision qui empêchent l'élément de distance de se déclencher dans des conditions de charges importantes et équilibrées. Si la région de déclenchement de la caractéristique d'impédance est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable, l'élément d'impédance du relais répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Un angle de séparation de 120 degrés a été choisi pour l'évaluation parce qu'il est généralement accepté dans l'industrie qu'un rétablissement est improbable pour une oscillation au-delà de cet angle¹⁷.

La deuxième puce de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 concerne les éléments de relais d'impédance pour un angle de séparation du réseau de moins de 120 degrés, selon une évaluation semblable à celle décrite ci-dessus. Un angle de moins de 120 degrés est acceptable si une analyse de stabilité documentée démontre que l'oscillation de puissance devient instable à un angle de séparation de moins de 120 degrés.

L'exclusion des éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance (PSB) selon l'annexe A de la norme PRC-026-1 permet au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* de soustraire à l'évaluation les éléments de relais de protection dont le déclenchement est bloqué par un relais PSB. Un relais PSB installé et réglé conformément aux

16. Demetrios A. Tziouvaras et Daqing Hou. Annexe du document *Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements*, 17 avril 2014 : <https://www.selinc.com>.

17. « L'angle critique pour le maintien de la stabilité varie selon la contingence et selon l'état du réseau au moment où survient la contingence. Cependant, la probabilité de rétablissement en cas d'oscillation au-delà de 120 degrés est marginale ; c'est pourquoi le seuil de 120 degrés est généralement accepté comme référence pour le réglage de la protection contre la perte de synchronisme. Étant donné l'importance de séparer des réseaux instables, le choix de 120 degrés comme valeur de l'angle critique assure un équilibre raisonnable entre un déclenchement sûr en cas d'oscillation de puissance instable et un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables. » Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf, p. 28.

pratiques acceptées de l'industrie empêche les relais de protection sensibles à la charge qu'il supervise de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance. Par ailleurs, les relais PSB sont réglés de façon à ne pas nuire à la sûreté de fonctionnement des éléments supervisés. Les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 visent spécifiquement les éléments non supervisés qui pourraient être déclenchés par des oscillations de puissance stables. Par conséquent, les éléments de relais de protection sensibles à la charge à supervision PSB peuvent être exclus des exigences de la présente norme.

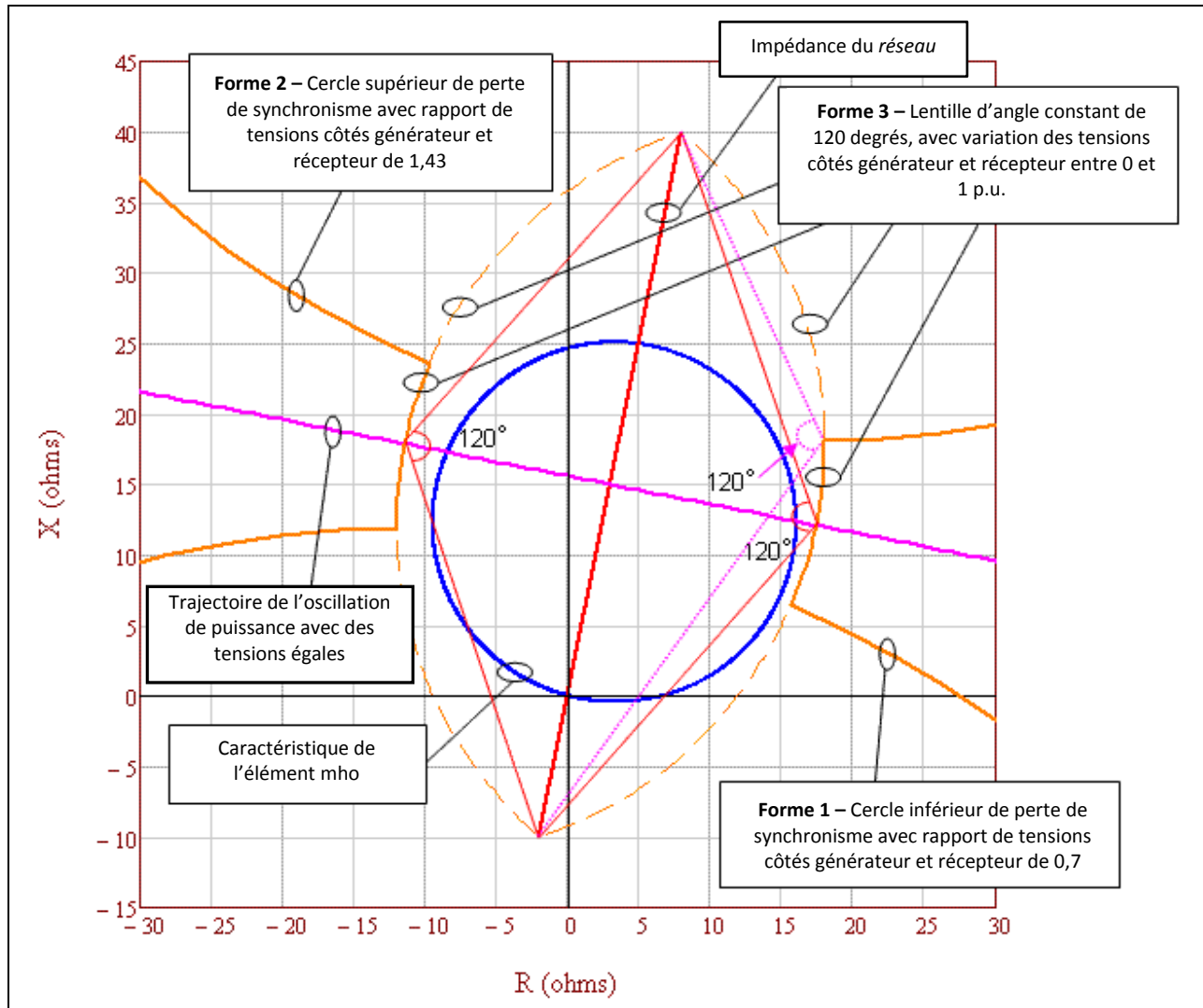
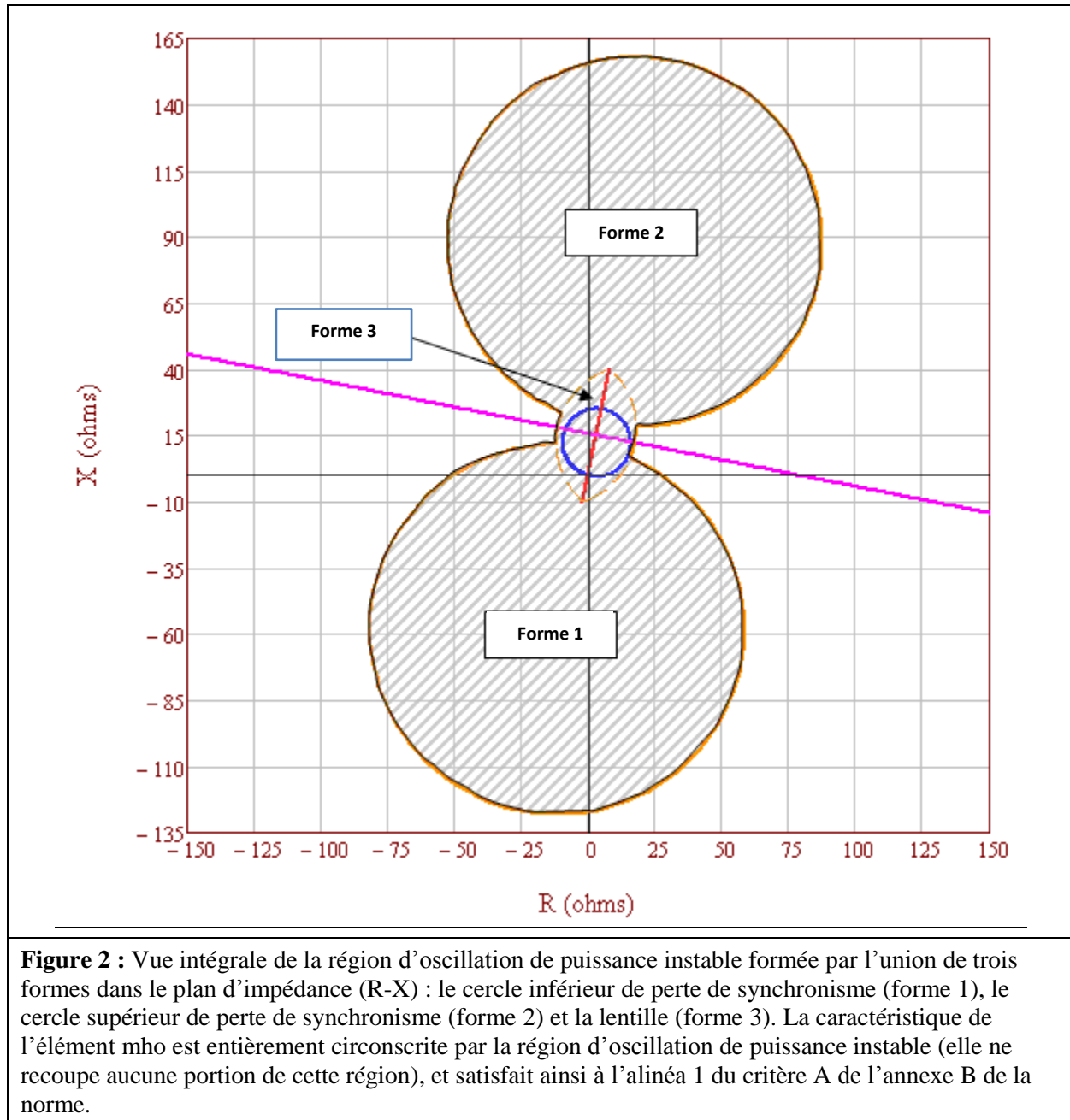


Figure 1 : Vue de détail de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.



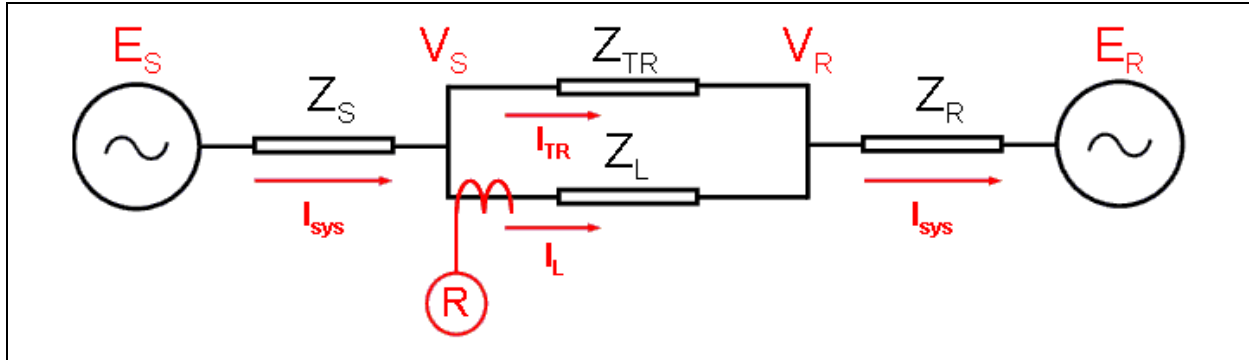


Figure 3 : Impédances du réseau vues par le relais R (les raccordements de tension ne sont pas illustrés).

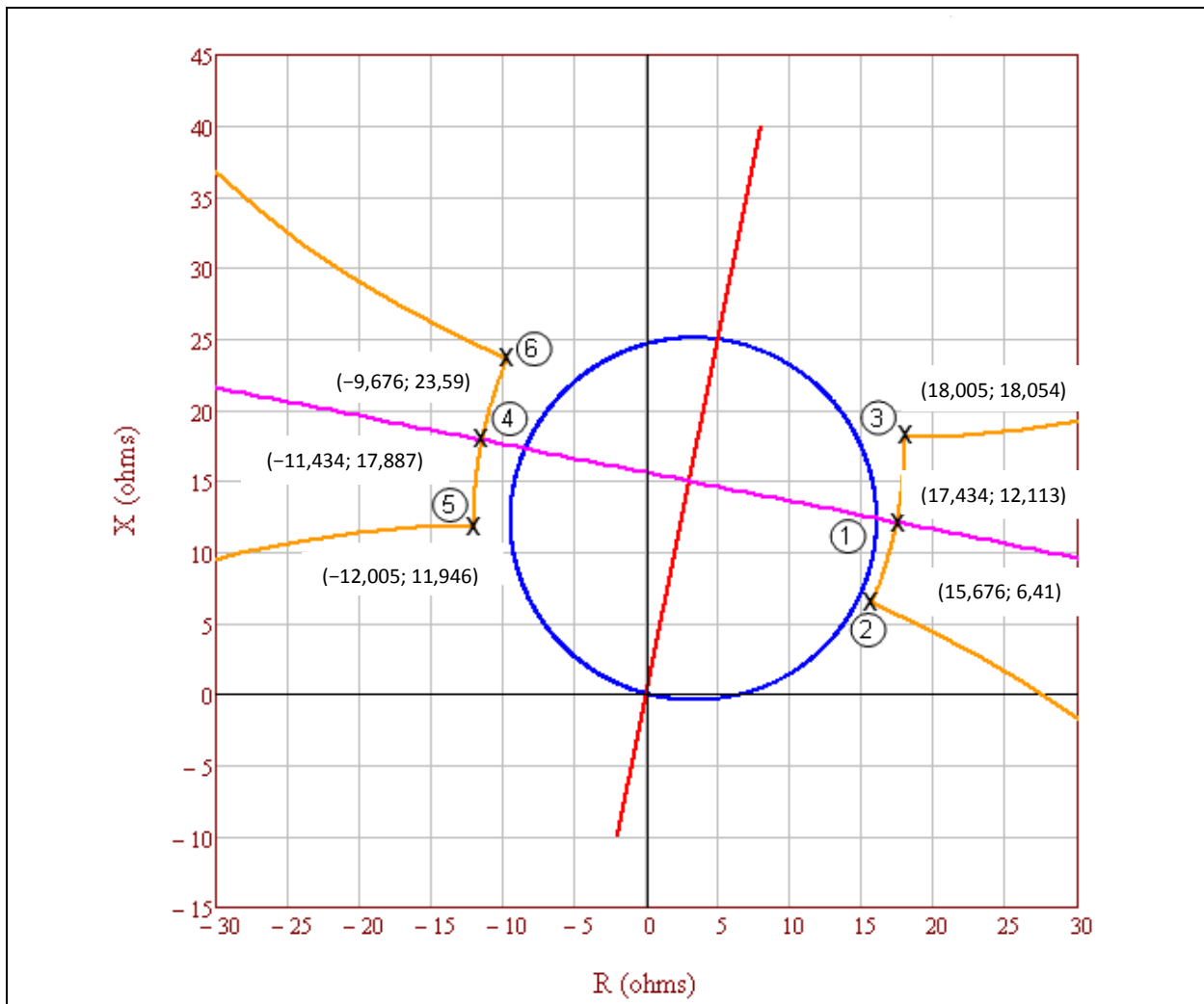


Figure 4 : Points qui définissent la région d'oscillation de puissance instable, et auxquels la lentille croise les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme ainsi que l'oscillation de puissance associée à des tensions de source égales.

Rapport de tensions E_S / E_R	Coordonnées du côté gauche		Coordonnées du côté droit	
	R	+ jX	R	+ jX
0,7	-12,005	11,946	15,676	6,41
0,72	-12,004	12,047	15,852	6,836
0,74	-11,996	12,857	16,018	7,255
0,76	-11,982	13,298	16,175	7,667
0,78	-11,961	13,729	16,321	8,073
0,8	-11,935	14,151	16,459	8,472
0,82	-11,903	14,563	16,589	8,865
0,84	-11,867	14,966	16,71	9,251
0,86	-11,826	15,361	16,824	9,631
0,88	-11,78	15,746	16,93	10,004
0,9	-11,731	16,123	17,03	10,371
0,92	-11,678	16,492	17,123	10,732
0,94	-11,621	16,852	17,209	11,086
0,96	-11,562	17,205	17,29	11,435
0,98	-11,499	17,55	17,364	11,777
1	-11,434	17,887	17,434	12,113
1,0286	-11,336	18,356	17,524	12,584
1,0572	-11,234	18,81	17,604	13,043
1,0858	-11,127	19,251	17,675	13,09
1,1144	-11,017	19,677	17,738	13,926
1,143	-10,904	20,091	17,792	14,351
1,1716	-10,788	20,491	17,84	14,766
1,2002	-10,67	20,88	17,88	15,17
1,2288	-10,55	21,256	17,914	15,564
1,2574	-10,428	21,621	17,942	15,948
1,286	-10,304	21,975	17,964	16,322
1,3146	-10,18	22,319	17,981	16,687
1,3432	-10,054	22,652	17,993	17,043
1,3718	-9,928	22,976	18,001	17,39
1,4004	-9,801	23,29	18,005	17,728
1,429	-9,676	23,59	18,005	18,054

Figure 5 : Tableau complet de 31 calculs détaillés de points sur le périmètre de la lentille. Les rangées en couleur et en gras correspondent aux calculs détaillés des tableaux 2 à 7.

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le premier point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (6)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)			
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\ 791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\ 511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\ 757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\ 757 \angle 106,1^\circ V}{4\ 511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le deuxième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 120 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\ %$
	$E_S = \frac{230\ 000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\ 953,7 \angle 120^\circ V$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\ 000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\ 791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (17)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (18)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 77^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (19)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (20)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 92\,953 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 77^\circ A]$
	$V_S = 65\,271 \angle 99^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (21)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,271 \angle 99^\circ V}{3\,854 \angle 77^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 15,676 + j6,41 \Omega$

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)

Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le troisième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.

Éq. (22)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (23)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$		
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (24)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (25)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$		

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (27)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (28)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 65,5^\circ A]$
	$V_S = 98\,265 \angle 110,6^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (29)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265 \angle 110,6^\circ V}{3\,854 \angle 65,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 18,005 + j18,054 \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le quatrième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (30)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$
Éq. (31)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (32)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (33)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (34)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 131,3^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (35)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (36)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\,511 \angle 131,1^\circ A]$
	$V_S = 95\,756 \angle -106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (37)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,756 \angle -106,1^\circ V}{4\,511 \angle 131,1^\circ A}$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)

$Z_{L-relais} = -11,434 + j17,887 \Omega$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)

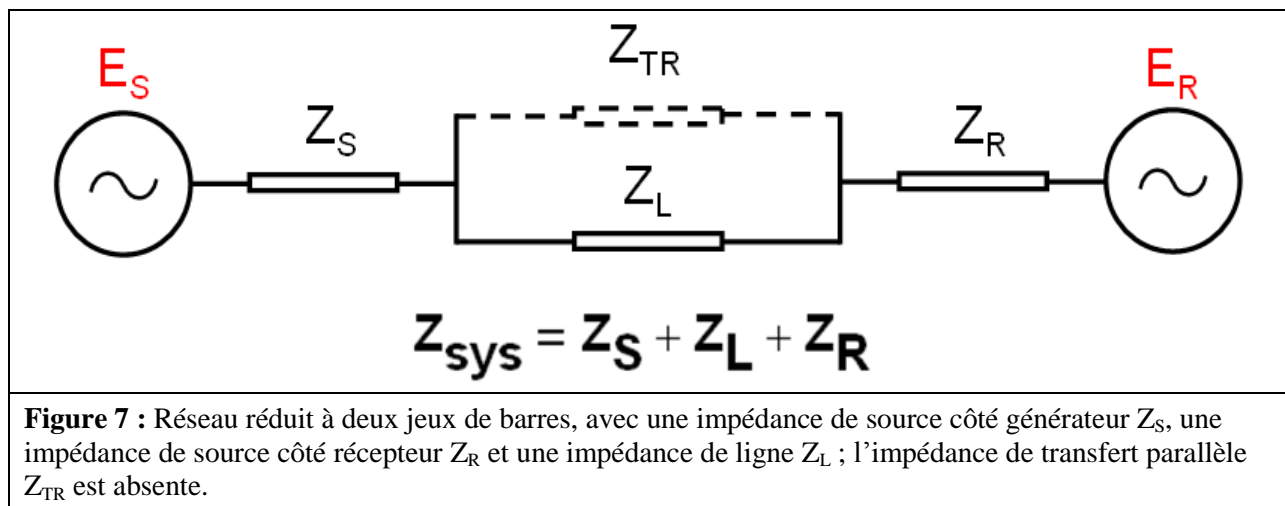
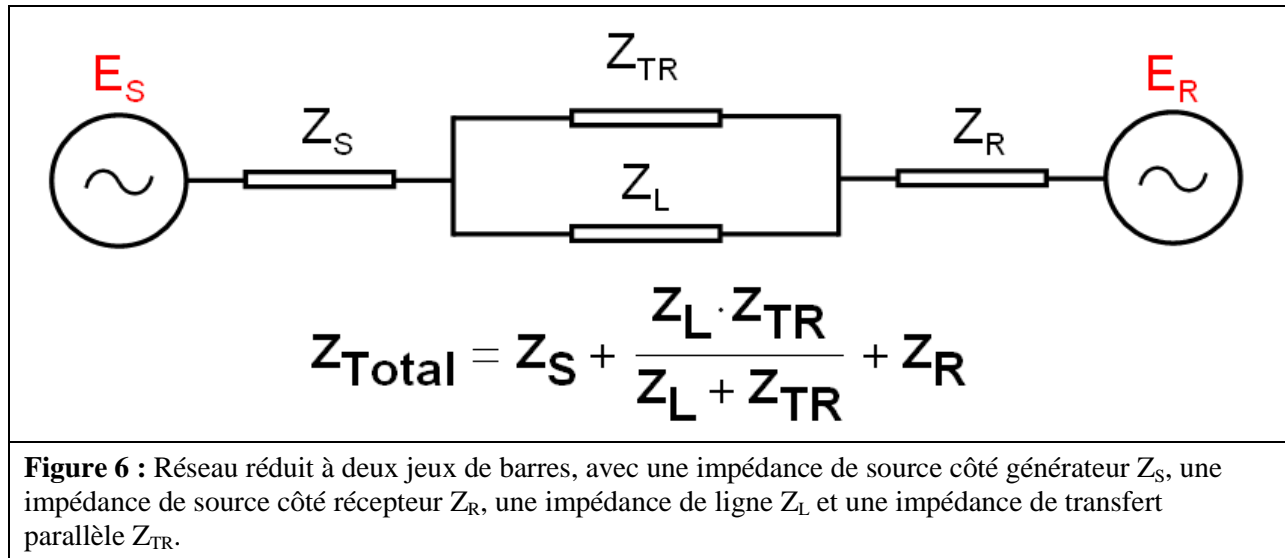
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le cinquième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 240 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.

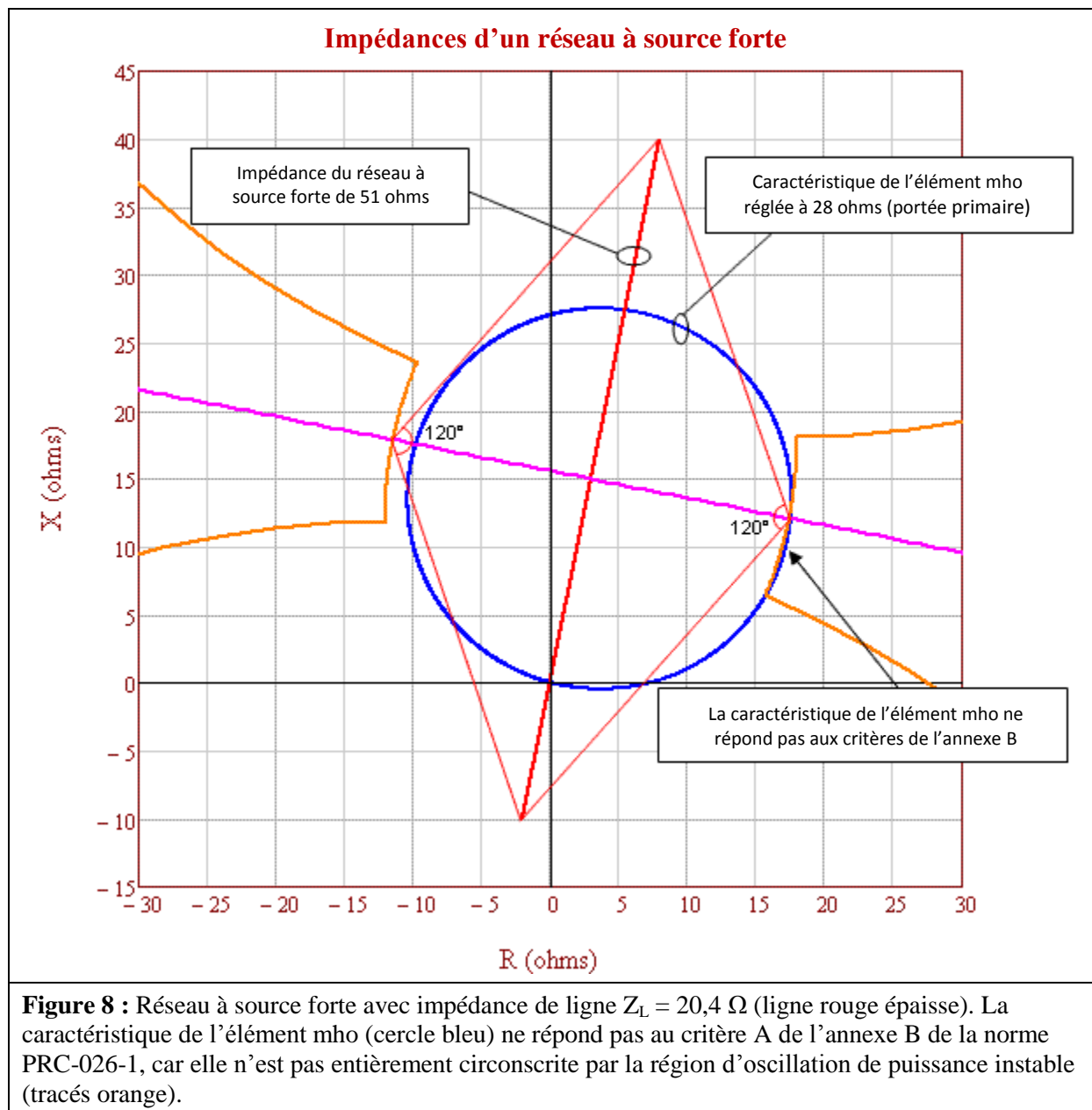
Éq. (38)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$		
	$E_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V$		
Éq. (39)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (40)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10 \Omega) + (4 + j20 \Omega) + (4 + j20 \Omega)$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \, \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (43)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (44)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \, \Omega \times 3\,854 \angle 125,5^\circ A]$
	$V_S = 65\,270,5 \angle -99,4^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (45)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,270,5 \angle -99,4^\circ V}{3\,854 \angle 125,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -12,005 + j11,946 \, \Omega$

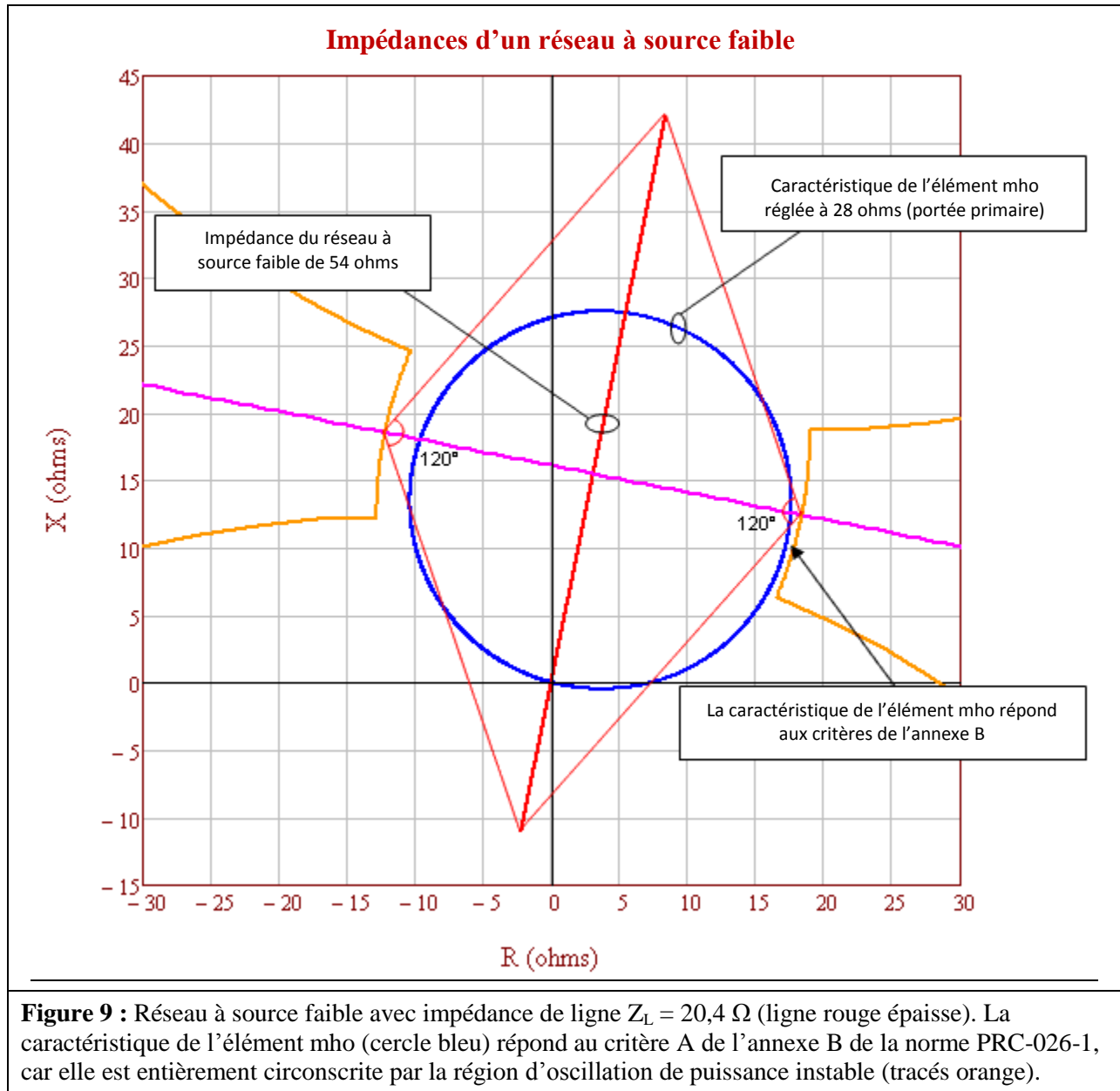
Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le sixième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (46)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$
Éq. (47)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)			
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (48)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (49)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (50)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 137,1^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (51)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$		
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 137,1^\circ A]$		
	$V_S = 98\,265 \angle -110,6^\circ V$		
L'impédance vue par le relais sur Z_L .			
Éq. (53)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$		
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265 \angle -110,6^\circ V}{3\,854 \angle 137,1^\circ A}$		
	$Z_{L-relais} = -9,676 + j23,59 \Omega$		





La figure 8 ci-dessus représente un réseau fortement chargé, avec toute la production en service et tous les éléments de transport du BES en fonctionnement normal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) déborde sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). Le choix du réseau dont la source est la plus forte est plus prudent, car la région d'oscillation de puissance instable est alors plus petite, donc plus proche de la caractéristique de l'élément mho. Cette figure illustre aussi l'effet d'un renforcement du réseau avec le temps ; on voit pourquoi une réévaluation est nécessaire si le relais n'a pas été évalué au cours des cinq dernières années civiles. La figure 9 ci-dessous décrit un relais qui répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. La figure 8 décrit le même relais avec le même réglage cinq ans plus tard ; chaque source a été renforcée d'environ 10 %, et maintenant la même caractéristique d'élément mho ne répond plus au critère A.



La figure 9 ci-dessus représente un réseau faiblement chargé, dont le profil de production est minimal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) ne déborde pas sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). L'utilisation d'un réseau à source plus faible a pour effet d'agrandir la région d'oscillation de puissance instable et de l'éloigner ainsi de la caractéristique de l'élément mho.

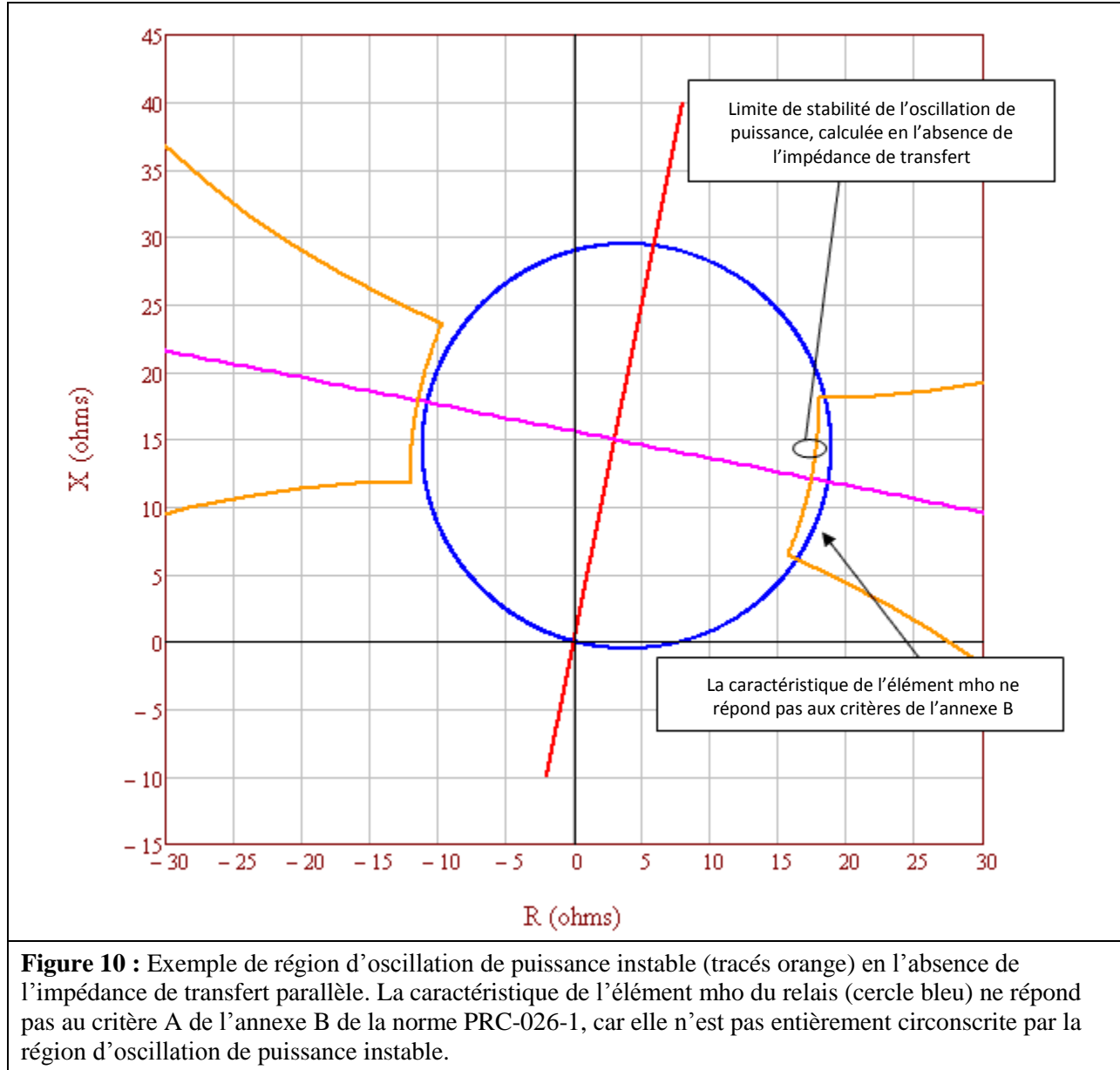


Figure 10 : Exemple de région d'oscillation de puissance instable (tracés orange) en l'absence de l'impédance de transfert parallèle. La caractéristique de l'élément mho du relais (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, car elle n'est pas entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable.

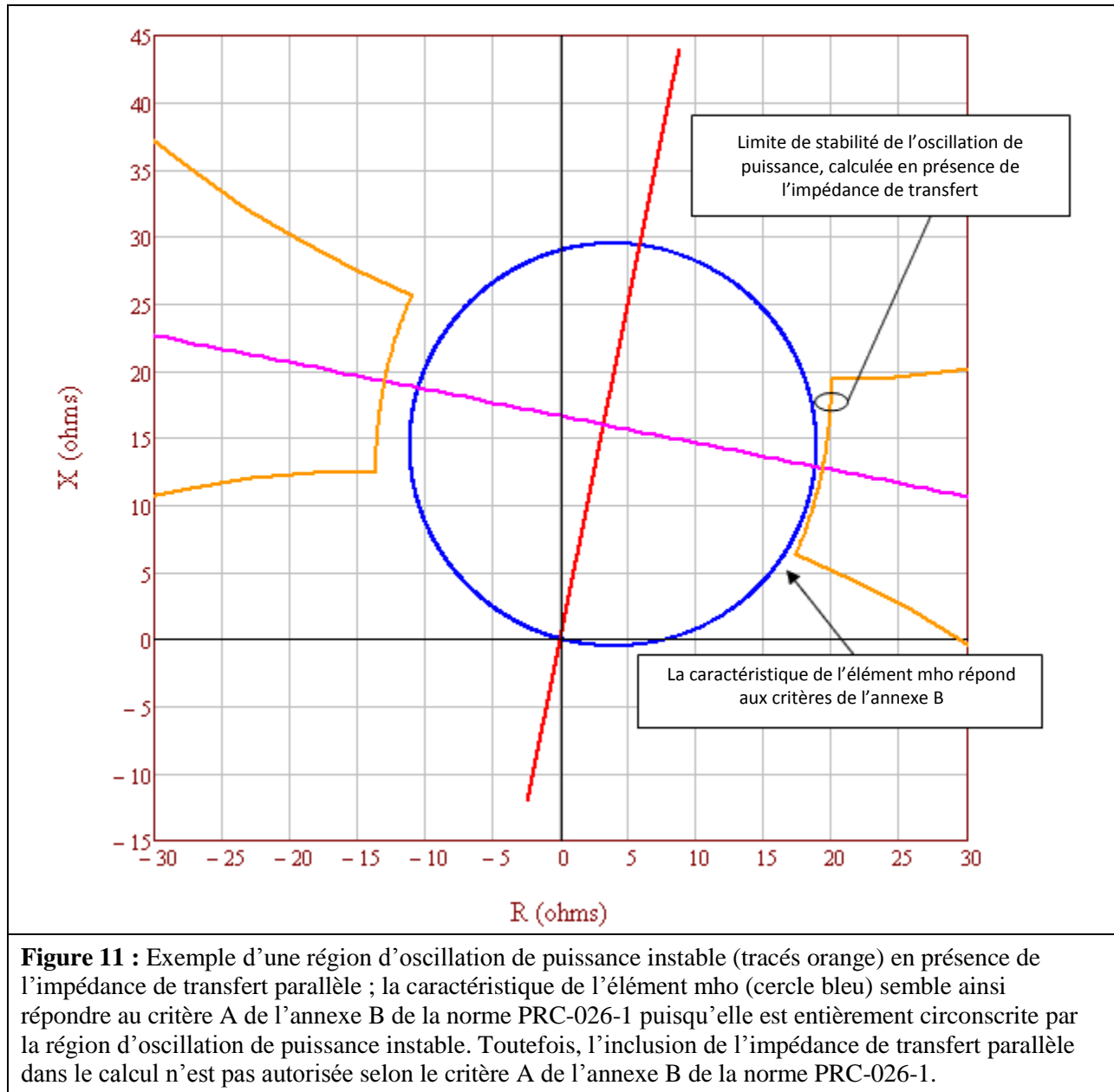
Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)

Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau est égal au courant de ligne. Voir la figure 10.

Éq. (54)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)			
Éq. (55)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (56)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (57)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (58)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (59)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (60)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$		

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)	
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4\,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (61)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$



Dans la figure 11 ci-dessus, l'impédance de transfert parallèle est 5 fois supérieure à l'impédance de ligne. La région d'oscillation de puissance instable s'est agrandie au-delà de la caractéristique de l'élément mho en raison de l'effet d'alimentation causé par le courant qui circule dans l'impédance de transfert parallèle ; la caractéristique de l'élément mho semble ainsi répondre au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Toutefois, l'inclusion de l'impédance de transfert parallèle dans le calcul n'est pas autorisée selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)			
Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau n'est pas égal au courant de ligne. Voir la figure 11.			
Éq. (62)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (63)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 5$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \Omega \times 5$		
	$Z_{TR} = 20 + j100 \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (64)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{(4 + j20) \Omega \times (20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$		
	$Z_{total} = 3,333 + j16,667 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (65)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (3,333 + j16,667) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 9,333 + j46,667 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (66)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{9,333 + j46,667 \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,833 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (67)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,833 \angle 71,3^\circ \text{ A} \times \frac{(20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$
	$I_L = 4\,027,4 \angle 71,3^\circ \text{ A}$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (68)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ \text{ V} - [(2 + j10 \Omega) \times 4\,833 \angle 71,3^\circ \text{ A}]$
	$V_S = 93\,417 \angle 104,7^\circ \text{ V}$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (69)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{93\,417 \angle 104,7^\circ \text{ V}}{4\,027 \angle 71,3^\circ \text{ A}}$
	$Z_{L-relais} = 19,366 + j12,767 \Omega$

Tableau 10 : Variation de la taille de la lentille en fonction de l'impédance de transfert parallèle	
Ce tableau montre l'augmentation en pourcentage de la taille de la caractéristique lenticulaire pour Z_{TR} , en multiples de Z_L , en présence de l'impédance de transfert parallèle.	
Z_{TR} en multiples de Z_L	Accroissement de la taille de la lentille avec des tensions de source égales (à partir d'une source infinie)
Infini	Sans objet
1000	0,05 %
100	0,46 %
10	4,63 %
5	9,27 %
2	23,26 %
1	46,76 %
0,5	94,14 %
0,25	189,56 %

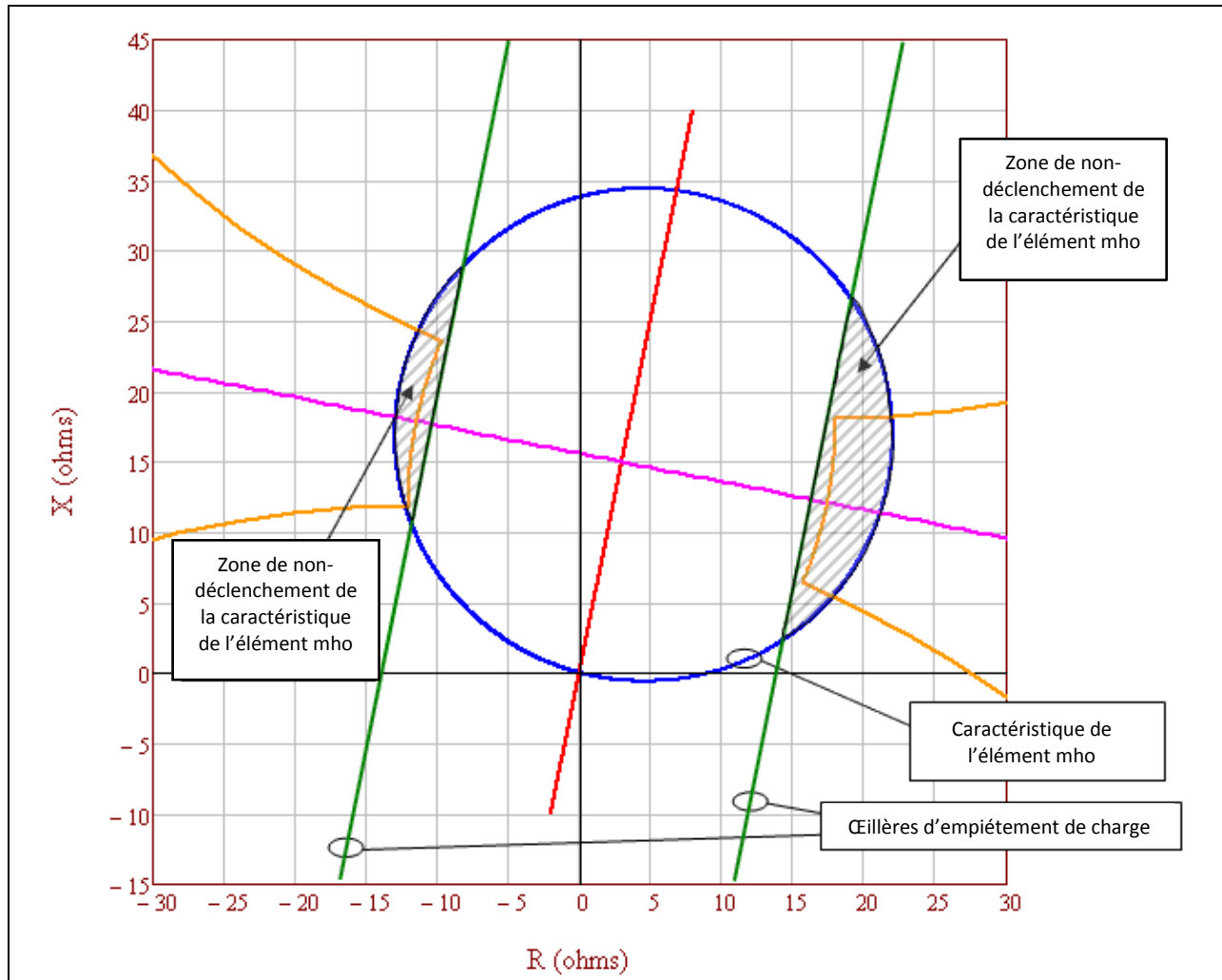


Figure 12 : La zone déclencheuse de la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) qui n'est pas bloquée par les œillères d'empiètement de charge (lignes vertes parallèles) est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). La caractéristique de l'élément mho répond donc au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

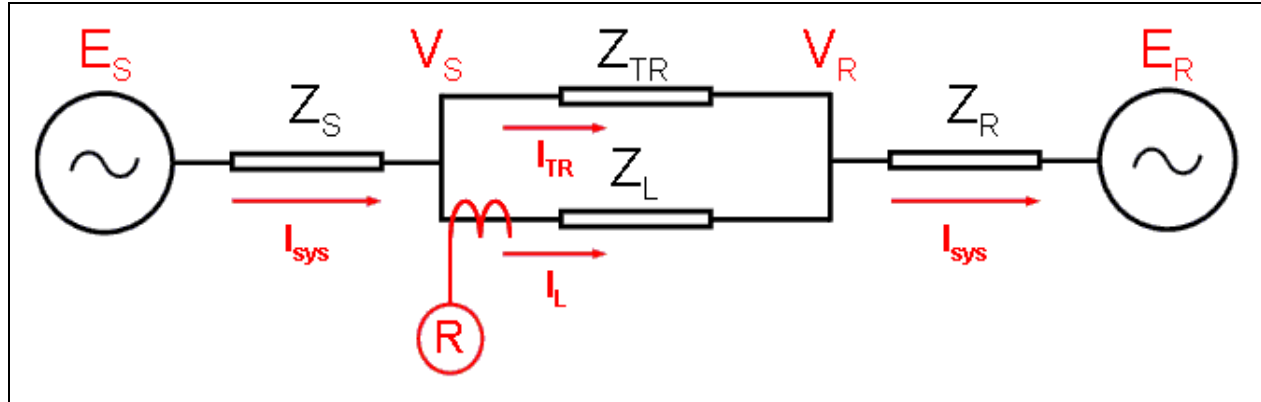


Figure 13 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en amont du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_R , telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_S jusqu'à la source E_R où $E_R = 0$. Voir la figure 13.				
Éq. (70)	$I_L = \frac{V_S - V_R}{Z_L}$			
Éq. (71)	$I_{sys} = \frac{V_R - E_R}{Z_R}$			
Éq. (72)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (73)	$I_{sys} = \frac{V_R}{Z_R}$	Puisque $E_R = 0$	Après remaniement :	$V_R = I_{sys} \times Z_R$
Éq. (74)	$I_L = \frac{V_S - I_{sys} \times Z_R}{Z_L}$			
Éq. (75)	$I_L = \frac{V_S - [(I_L + I_{TR}) \times Z_R]}{Z_L}$			
Éq. (76)	$V_S = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_R) + (I_{TR} \times Z_R)$			
Éq. (77)	$Z_{relais} = \frac{V_S}{I_L} = Z_L + Z_R + \frac{I_{TR} \times Z_R}{I_L} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			
Éq. (78)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (79)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (80)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$			

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)	
Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en amont du relais R (figure 13), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.	
Éq. (81)	$Z_{relais} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$

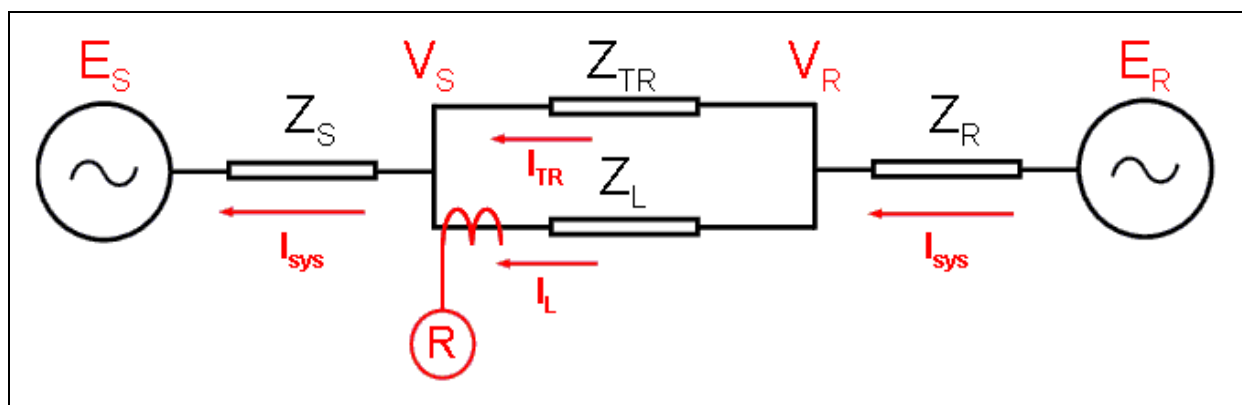


Figure 14 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en aval du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S .

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_S telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_R jusqu'à la source E_S où $E_S = 0$. Voir la figure 14.				
Éq. (82)	$I_L = \frac{V_R - V_S}{Z_L}$			
Éq. (83)	$I_{sys} = \frac{V_S - E_S}{Z_S}$			
Éq. (84)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (85)	$I_{sys} = \frac{V_S}{Z_S}$	Puisque $E_S = 0$	Après remaniement :	$V_S = I_{sys} \times Z_S$
Éq. (86)	$I_L = \frac{V_R - I_{sys} \times Z_S}{Z_L}$			
Éq. (87)	$I_L = \frac{V_R - [(I_L + I_{TR}) \times Z_S]}{Z_L}$			
Éq. (88)	$V_R = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_S) + (I_{TR} \times Z_{RS})$			
Éq. (89)	$Z_{relais} = \frac{V_R}{I_L} = Z_L + Z_S + \frac{I_{TR} \times Z_S}{I_L} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)		
Éq. (90)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (91)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (92)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
<p>Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en aval du relais R (figure 14), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S.</p>		
Éq. (93)	$Z_{relais} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Impédance vue par le relais R du côté récepteur de la ligne.
Éq. (94)	$Z_{relais} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Soustraire Z_L pour obtenir l'impédance vue par le relais R du côté générateur de la ligne.

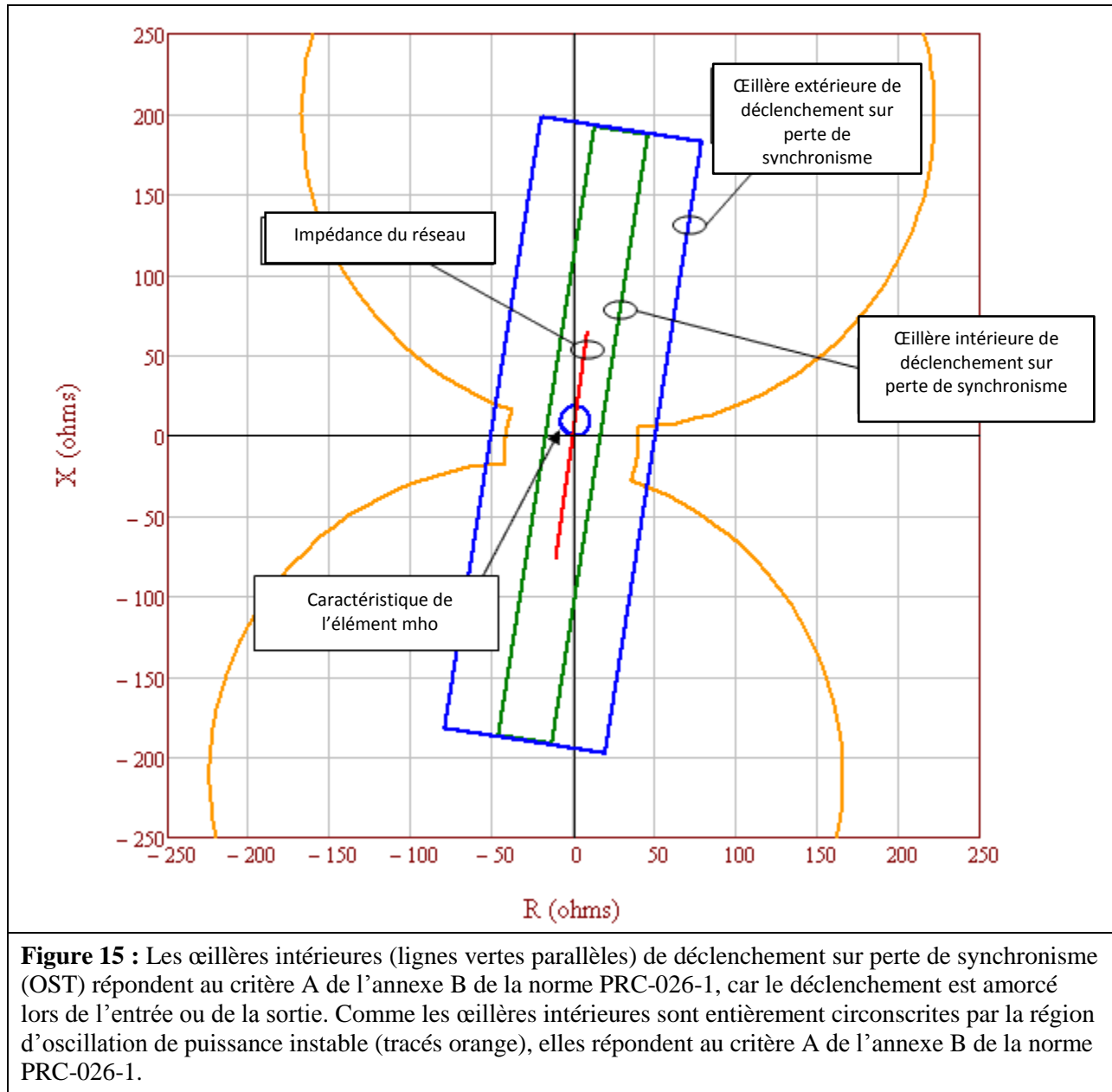
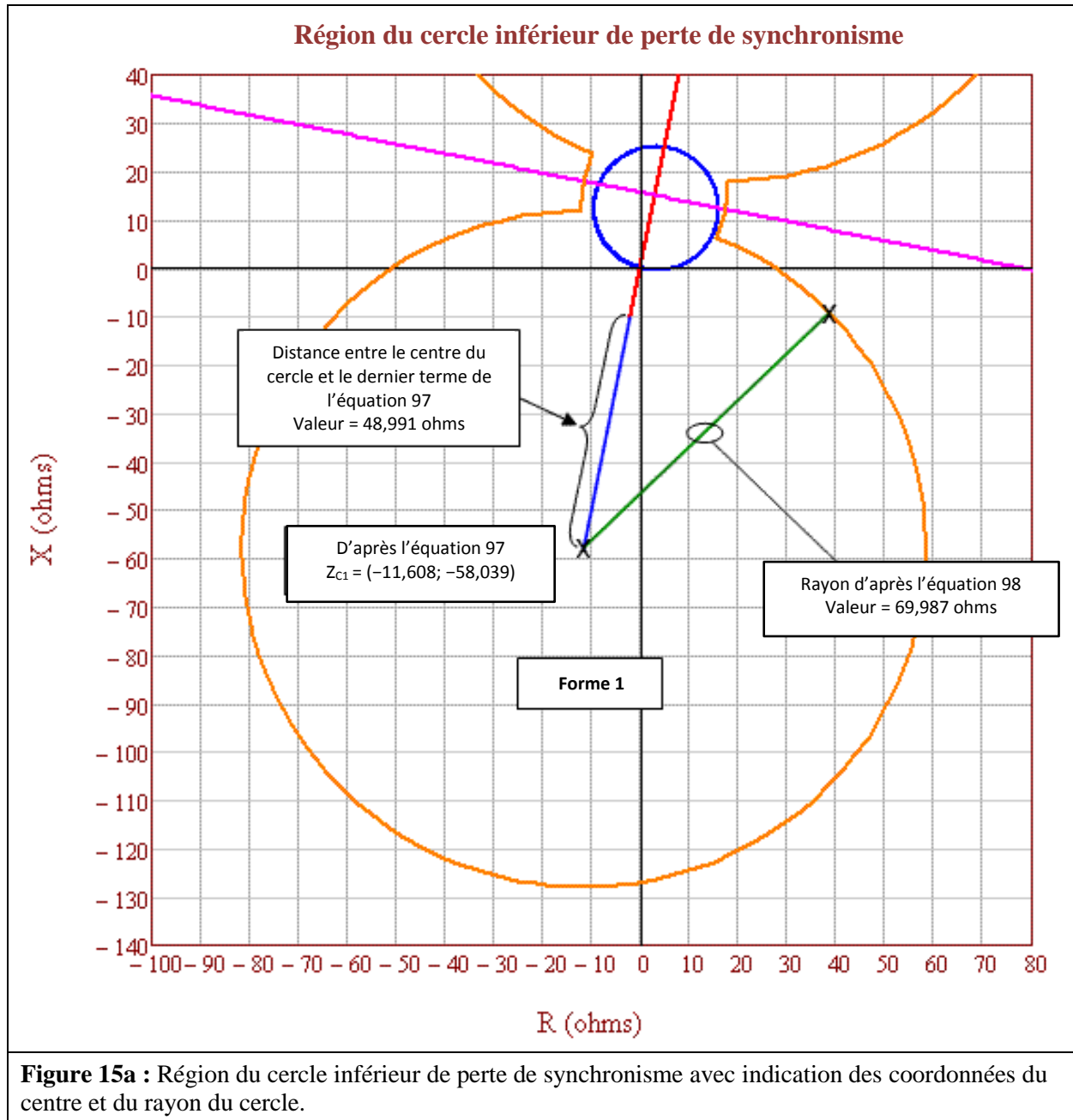
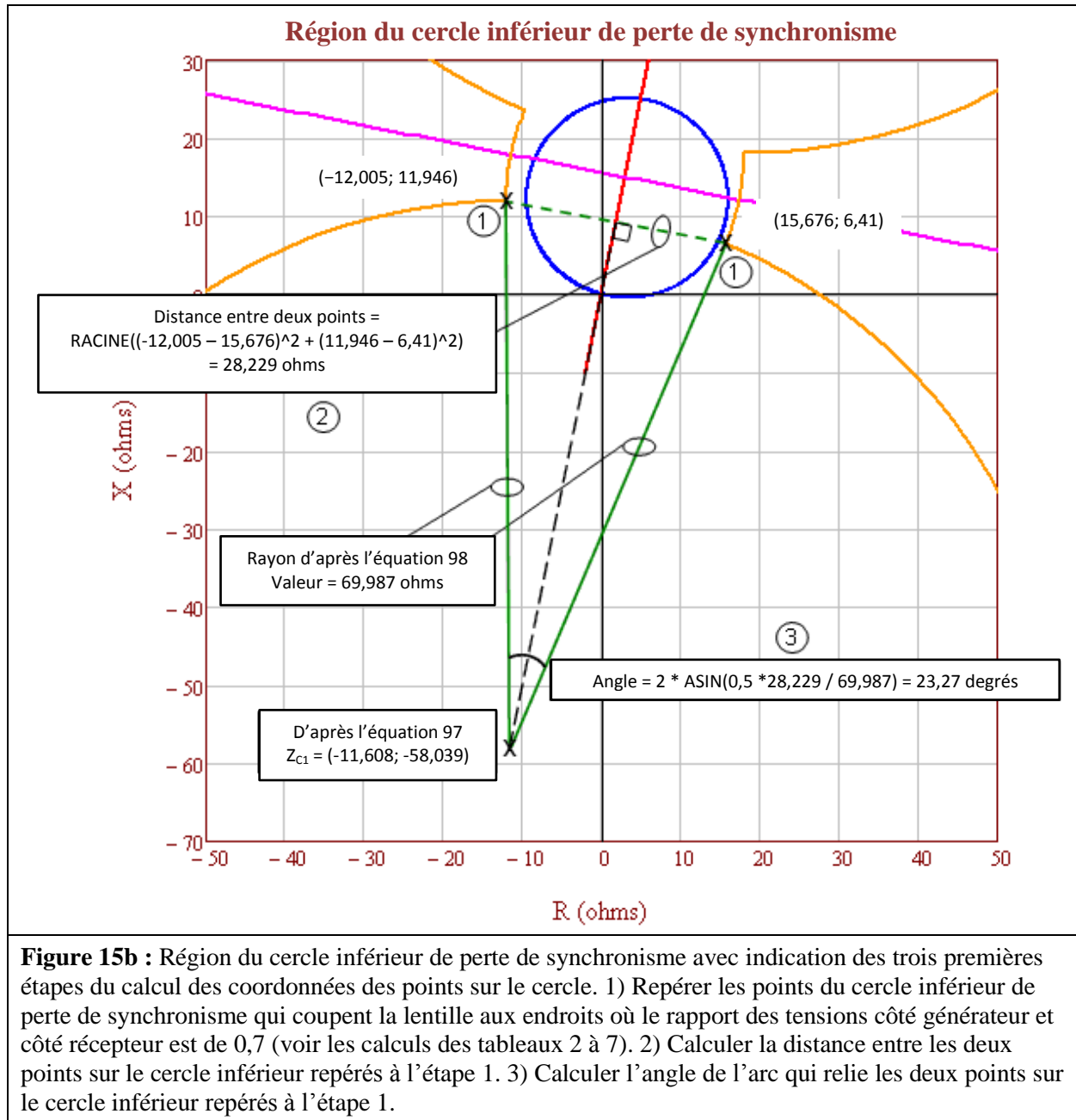


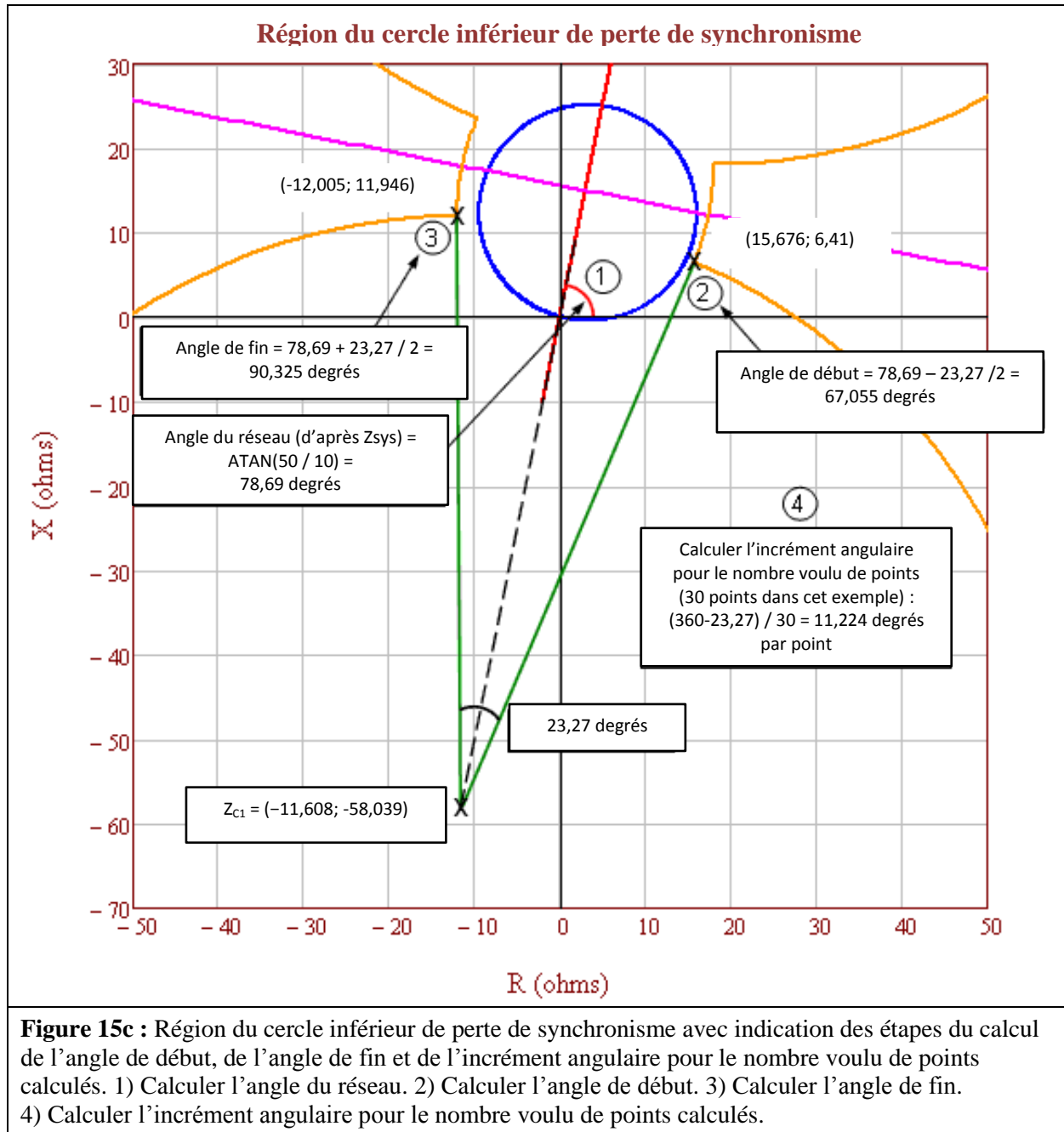
Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)		
Ces calculs sont basés sur les caractéristiques de perte de synchronisme pour les cas $N < 1$ et $N > 1$ décrits dans la publication <i>Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays</i> , GER-3180, p. 12, figure 3 ¹⁸ . L'illustration de GE indique les formules permettant de calculer le rayon et le centre des cercles aux deux extrémités de la lentille.		
Équations de rapport de tensions, équation d'impédance de source avec application des formules d'effet couronne et équations de cercle.		
Initialement :	$E_S = 0,7$	$E_R = 1,0$
Éq. (95)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$	
Impédance totale du réseau vue par le relais avec application des formules d'alimentation.		
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$	
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10} \Omega$	
Éq. (96)	$Z_{sys} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) + \left[Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right]$	
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$	
Calcul des coordonnées du centre du cercle inférieur de perte de synchronisme.		
Éq. (97)	$Z_{C1} = - \left[Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) \right] - \left[\frac{N^2 \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right]$	
	$Z_{C1} = - \left[(2 + j10) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}\right) \right] - \left[\frac{0,7^2 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right]$	
	$Z_{C1} = -11,608 - j58,039 \Omega$	
Calcul du rayon du cercle inférieur de perte de synchronisme.		
Éq. (98)	$r_a = \left \frac{N \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right $	
	$r_a = \left \frac{0,7 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right $	
	$r_a = 69,987 \Omega$	
Calcul des coordonnées du centre du cercle supérieur de perte de synchronisme.		
Initialement :	$E_S = 1,0$	$E_R = 0,7$
Éq. (99)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$	
Éq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) \right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1} \right]$	

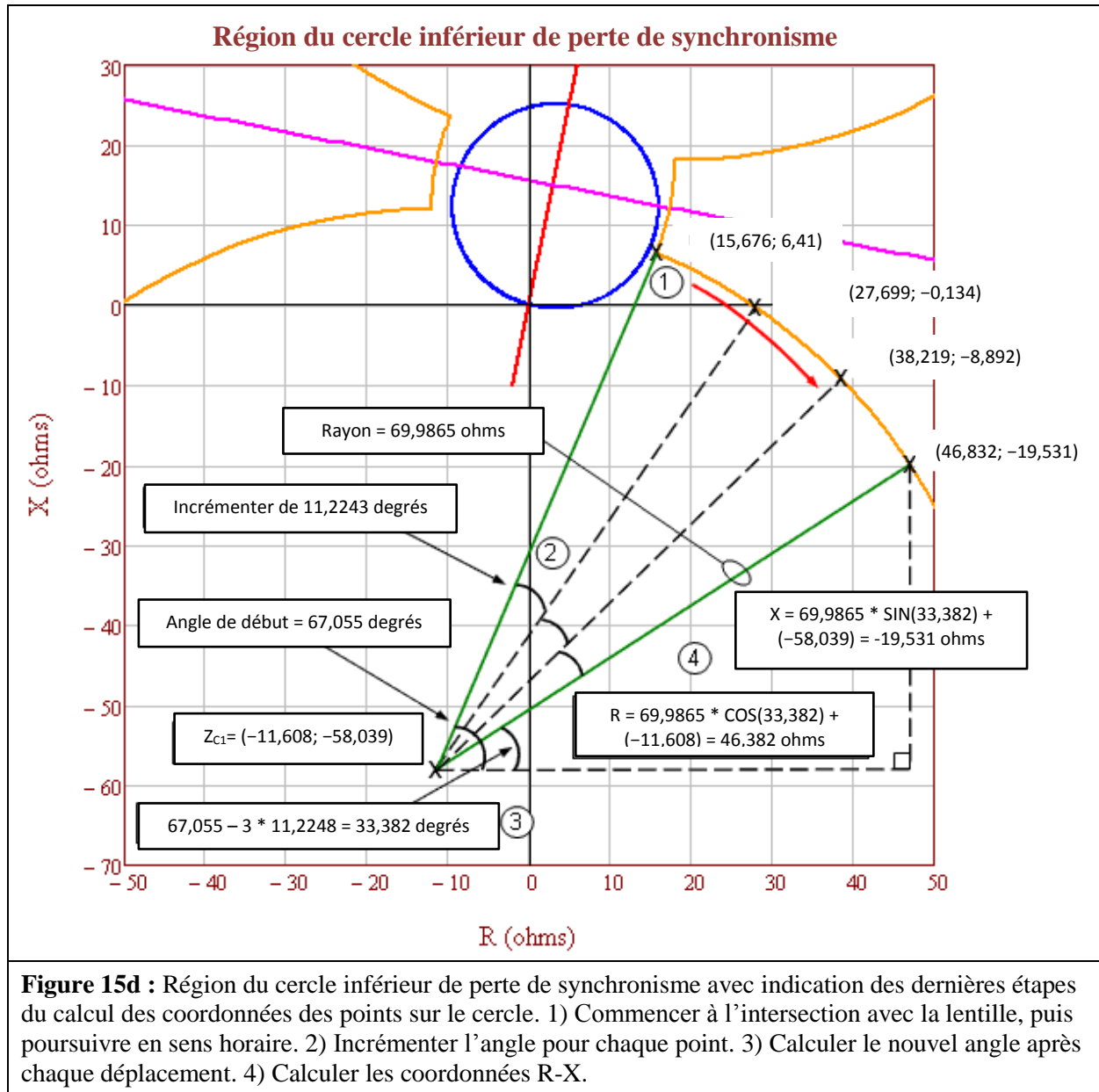
18. <http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf>

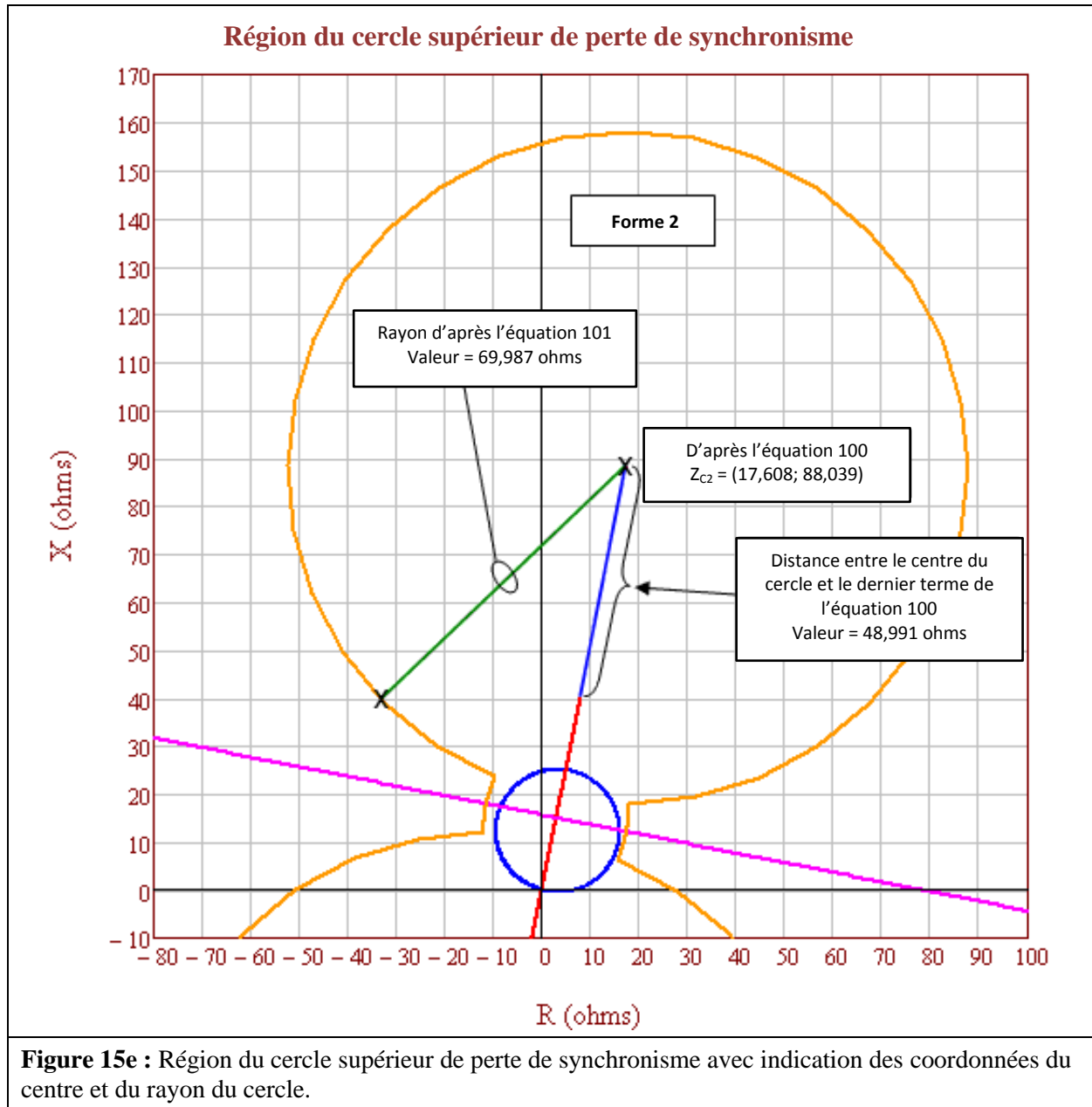
Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)	
	$Z_{C2} = 4 + j20 \Omega + \left[(4 + j20) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega} \right) \right] + \left[\frac{(10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 17,608 + j88,039 \Omega$
Calcul du rayon du cercle supérieur de perte de synchronisme.	
Éq. (101)	$r_b = \left \frac{N \times Z_{sys}}{N^2 - 1} \right $
	$r_b = \left \frac{1,43 \times (10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right $
	$r_b = 69,987 \Omega$

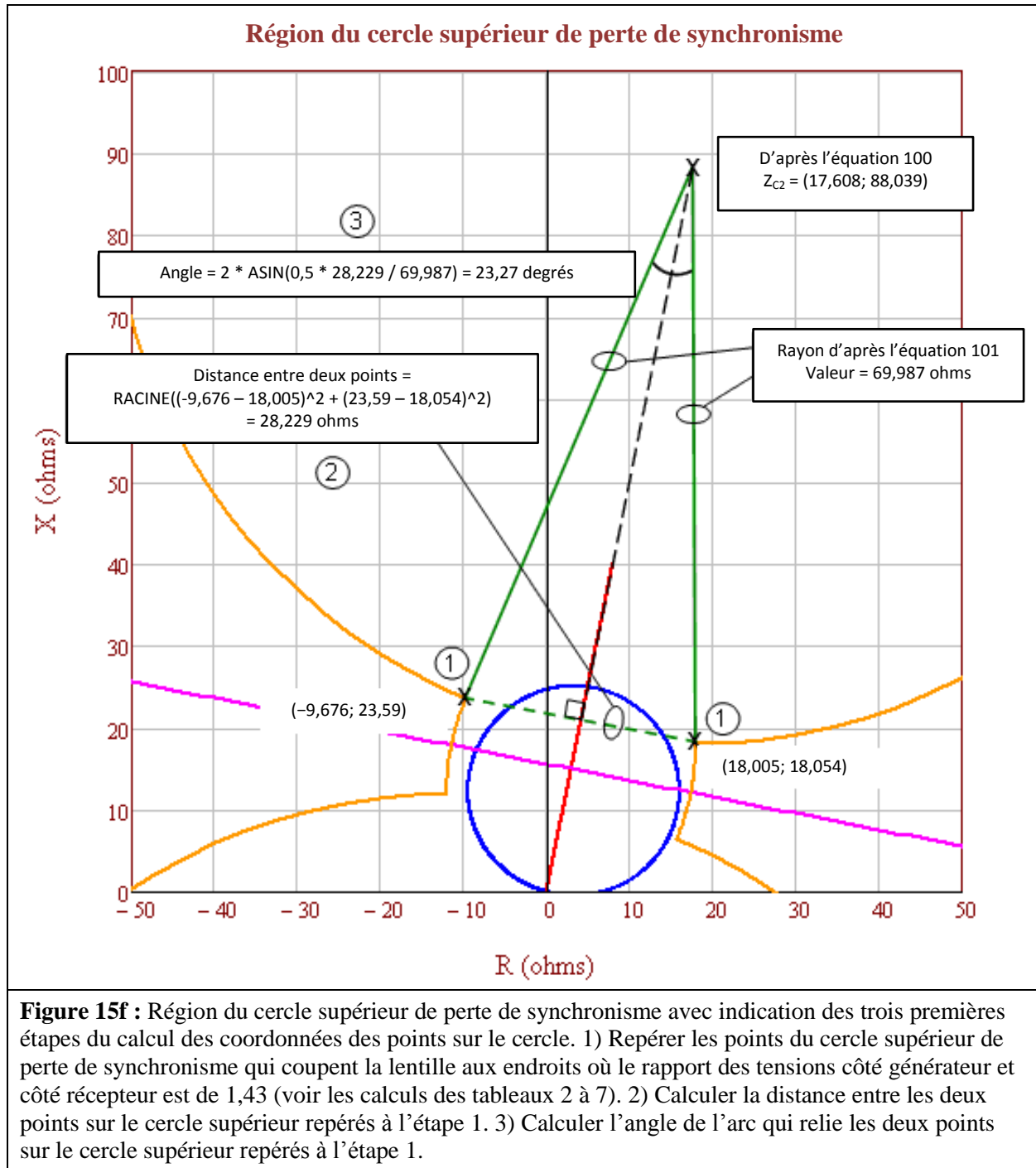


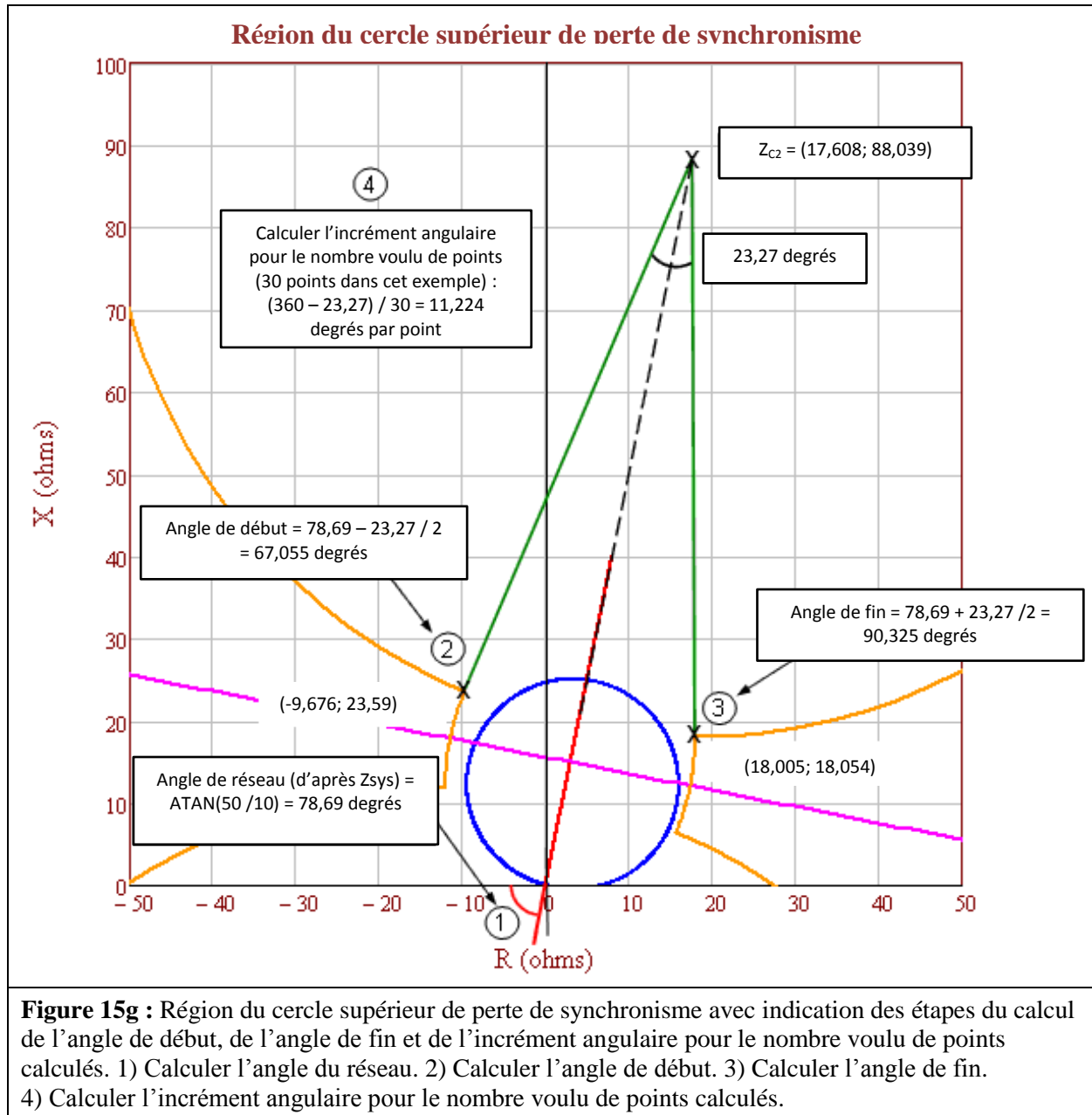












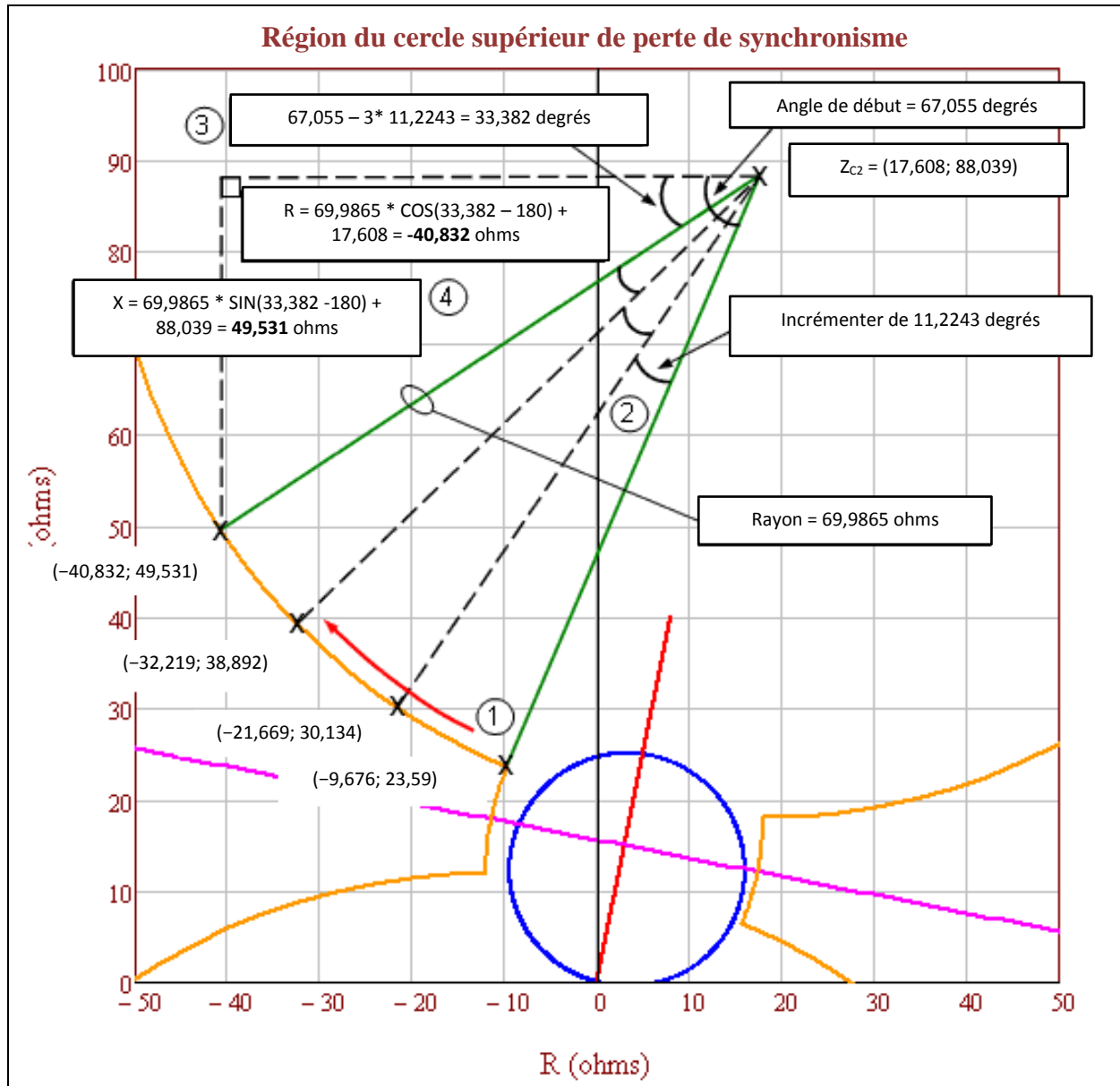


Figure 15h : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.

Coordonnées du cercle inférieur de perte de synchronisme			Coordonnées du cercle supérieur de perte de synchronisme		
Angle (degrés)	R	+jX	Angle (degrés)	R	+jX
60,055	15,676	6,41	67,055	-9,676	23,59
55,831	27,699	-0,134	55,831	-21,699	30,134
44,606	38,219	-8,892	44,606	-32,219	38,892
33,382	46,832	-19,531	33,382	-40,832	49,531
22,158	53,21	-31,643	22,158	-47,21	61,643
10,933	57,108	-44,765	10,933	-51,108	74,765
359,709	58,378	-58,395	359,709	-52,378	88,395
348,485	56,97	-72,011	348,485	50,97	102,011
337,26	52,939	-85,092	337,26	-46,939	115,092
326,036	46,438	-97,139	326,036	-40,438	127,139
314,812	37,717	-107,69	314,812	-31,717	137,69
303,587	27,109	-116,341	303,587	-21,109	146,341
292,363	15,02	-122,762	292,363	-9,02	152,762
281,139	1,913	-126,707	281,139	4,087	156,707
269,914	-11,712	-128,026	269,914	17,712	158,026
258,69	-25,333	-126,667	258,69	31,333	156,667
247,466	-38,429	-122,682	247,466	44,429	152,682
236,241	-50,499	-116,225	236,241	56,499	146,225
225,017	-61,081	-107,542	225,017	67,081	137,542
213,793	-69,771	-96,965	213,793	75,771	126,965
202,568	-76,235	-84,899	202,568	82,235	114,899
191,344	-80,227	-71,806	191,344	86,227	101,806
180,12	-81,594	-58,185	180,12	87,594	88,185
168,895	-80,284	-44,56	168,895	86,284	74,56
157,671	-76,347	-31,45	157,671	82,347	61,45
146,447	-69,933	-19,357	146,447	75,933	49,357
135,222	-61,288	-8,744	135,222	67,288	38,744
123,998	-50,742	-0,016	123,998	56,742	30,016
112,774	-38,699	6,491	112,774	44,699	23,509
101,549	-25,62	10,53	101,549	31,62	19,47
90,325	-12,005	11,946	90,325	18,005	18,054

Figure 15i : Tableaux complets des coordonnées calculées des cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. La rangée en couleur et en gras correspond aux points calculés aux figures 15d et 15h.

Directives spécifiques au critère B

Le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1 sert à évaluer les éléments de surintensité utilisés pour le déclenchement. Il est semblable au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, sauf pour un alinéa supplémentaire (alinéa 4) qui demande de calculer l'intensité du courant à partir d'une tension interne de groupe de production de 1,05 par unité. Cette valeur de 1,05 par unité sert à établir le courant d'excitation minimal pour les relais à maximum de courant dont la temporisation est inférieure à 15 cycles. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont établies à 1,05 par unité et à un angle de séparation du réseau de 120 degrés. La valeur de 1,05 par unité représente la limite supérieure habituelle de la tension d'exploitation, ce qui concorde aussi avec la méthode de calcul de transfert de puissance maximal qui

tient compte des impédances de source réelles du réseau dans la norme de fiabilité PRC-023 de la NERC. Les formules utilisées pour calculer le courant sont présentées au tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)			
Cet exemple porte sur un terminal de ligne à 230 kV équipé d'un élément à maximum de courant de phase instantané directionnel réglé à 50 A au secondaire du transformateur de courant dont le rapport est de 160, ce qui correspond à 8 000 A au primaire. Le calcul suivant adopte pour V_S une valeur égale à la tension de source phase-terre de base du groupe de production côté générateur multipliée par 1,05 à un angle de 120 degrés, pour V_R une valeur égale à la tension interne phase-terre de base du groupe de production côté récepteur multipliée par 1,05 à un angle de 0 degré, et pour Z_{sys} une valeur égale à la somme de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne et de l'impédance de source côté récepteur en ohms.			
Dans l'exemple, le réglage de phase instantané de 8 000 A est plus élevé que le courant de réseau calculé de 5 716 A ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1.			
Éq. (102)	$V_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = 139\,430 \angle 120^\circ V$		
Tension aux bornes du groupe de production côté récepteur.			
Éq. (103)	$V_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = 139\,430 \angle 0^\circ V$		
L'impédance totale du réseau (Z_{sys}) est égale à la somme de l'impédance de source côté générateur (Z_S), de l'impédance de ligne (Z_L) et de l'impédance côté récepteur (Z_R) en ohms.			
Initialement :	$Z_S = 3 + j26 \Omega$	$Z_L = 1,3 + j8,7 \Omega$	$Z_R = 0,3 + j7,3 \Omega$
Éq. (104)	$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$		
	$Z_{sys} = (3 + j26) \Omega + (1,3 + j8,7) \Omega + (0,3 + j7,3) \Omega$		
	$Z_{sys} = 4,6 + j42 \Omega$		
Courant total du réseau.			
Éq. (105)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{(139\,430 \angle 120^\circ V - 139\,430 \angle 0^\circ V)}{(4,6 + j42) \Omega}$		
	$I_{sys} = 5\,715,82 \angle 66,25^\circ A$		

Directives spécifiques aux lignes à trois terminaux

Si une ligne à trois terminaux est désignée comme *élément* potentiellement vulnérable à une oscillation de puissance selon l'exigence E1, les relais de protection sensibles à la charge à chacun des trois terminaux doivent être évalués.

Comme le montre la figure 15j, on peut établir l'impédance de source à chaque terminal de la ligne par des calculs de court-circuit semblables à ceux qui s'appliquent à une ligne à deux terminaux (si l'on ne tient pas compte des impédances de transfert parallèles).

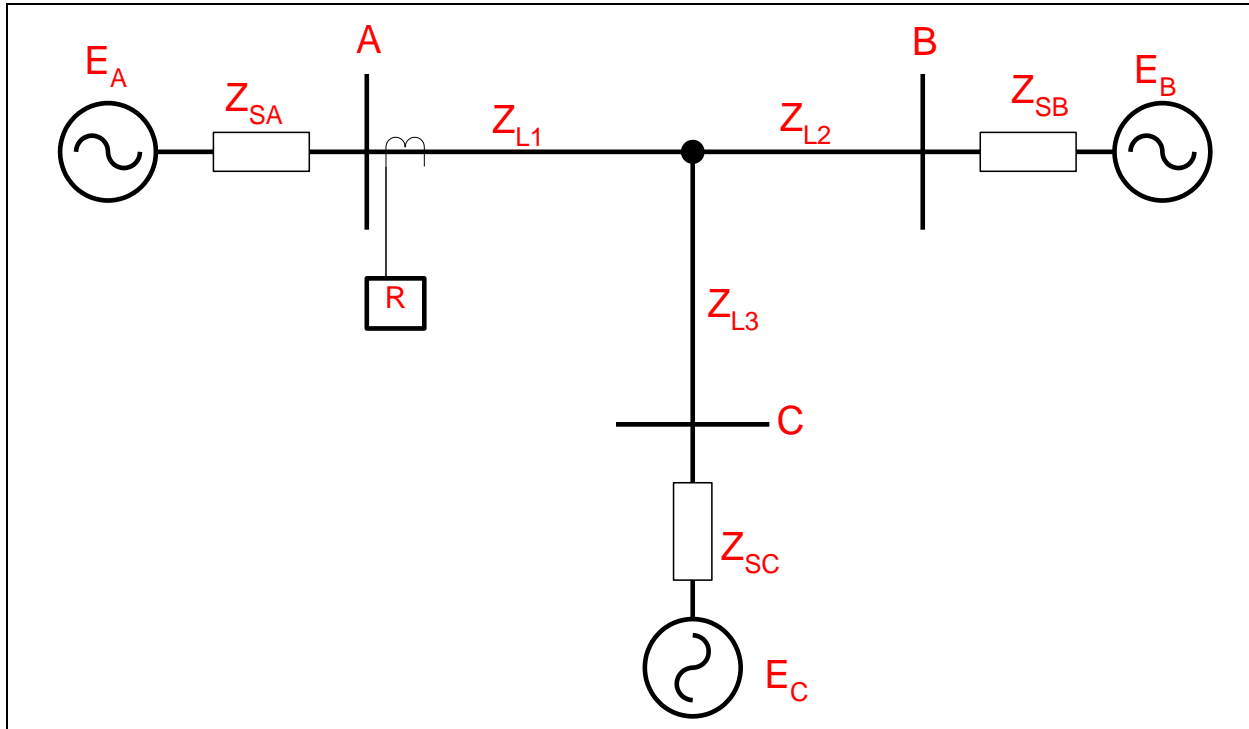


Figure 15j : Ligne à trois terminaux. Pour évaluer les relais de protection sensibles à la charge au terminal A, on réduit d'abord le circuit de la figure 15j au circuit équivalent de la figure 15k. La méthode d'évaluation pour les relais de protection sensibles à la charge au terminal A sera maintenant la même que pour une ligne à deux terminaux.

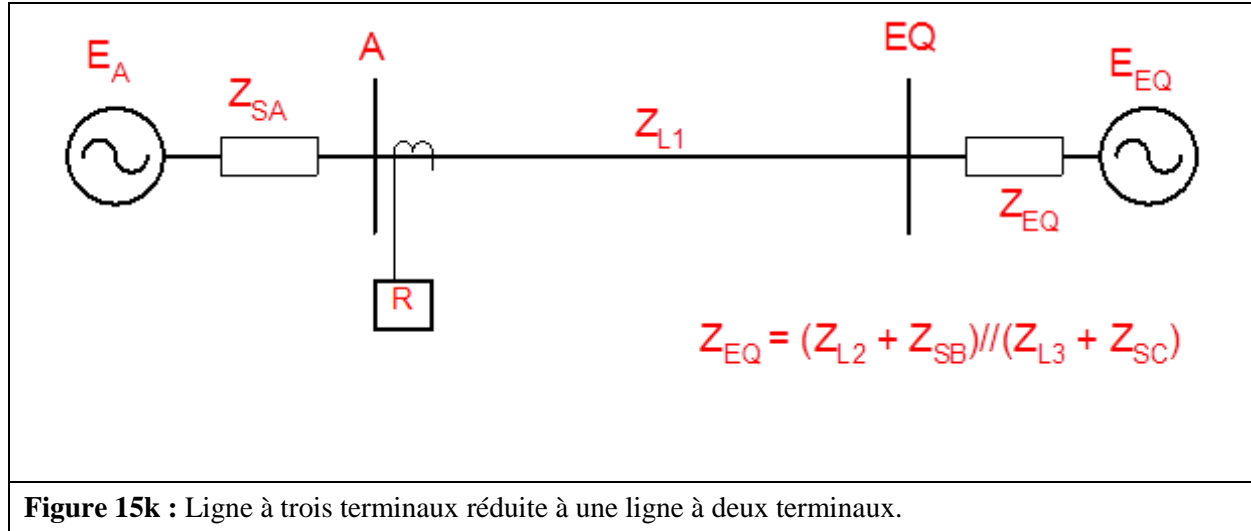


Figure 15k : Ligne à trois terminaux réduite à une ligne à deux terminaux.

Directives concernant les éléments associés à la production

Comme pour les éléments de transport du BES, l'établissement de l'impédance apparente à un élément situé dans une installation de production ou à proximité dans le contexte des oscillations de puissance est une tâche complexe en raison de diverses grandeurs interdépendantes. Les variations de ces grandeurs peuvent découler des changements dans la tension interne de la machine, de l'action du régulateur de vitesse, de l'action du régulateur de tension, de la réaction d'autres groupes de production locaux, ainsi que de la réaction d'autres éléments de transport du BES interconnectés au fur et à mesure que l'oscillation progresse dans domaine temporel. Bien qu'on puisse recourir à des simulations de stabilité en régime transitoire pour déterminer l'impédance apparente afin de vérifier les réglages des relais sensibles à la charge^{19,20}, les critères A et B de l'annexe B à laquelle renvoie l'exigence E2 de la norme PRC-026-1 présentent une méthode simplifiée qui permet d'évaluer si les relais de protection sensibles à la charge sont susceptibles de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable, sans nécessiter de simulations de stabilité.

En général, le centre électrique sera situé dans le réseau de transport pour les cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport faible (impédance externe élevée). Dans d'autres cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport fort, le centre électrique pourrait se trouver à l'intérieur de la zone raccordée au groupe²¹. Dans l'un ou l'autre cas, les relais de protection sensibles à la charge reliés aux bornes du groupe de production ou sur le côté haute tension de son transformateur élévateur (GSU) pourraient être sollicités par des oscillations de puissance. Les relais susceptibles d'être sollicités par des oscillations de puissance seront désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou encore par le *propriétaire d'installation de production* qui aura constaté la mise hors circuit d'un groupe de production, d'un transformateur ou d'une ligne de transport faisant partie du BES²² à cause du fonctionnement de son ou ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable selon l'exigence E2.

Les relais à maximum de courant à temporisation inverse, de type conditionnel ou asservi à la tension, sont exclus de la présente norme. Lorsque ces relais sont réglés d'après la capacité de surcharge

19. Donald Reimert. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, FL, CRC Press, 2006.

20. Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw Hill, Inc., 1994.

21. Kundur, *ibid.*

22. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.

admissible de l'équipement, leur temporisation est largement supérieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à déclenchement instantané, à temporisation inverse et à temporisation fixe, si leur la temporisation est inférieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance, sont visés par la présente norme et doivent être évalués pour chaque *élément* désigné.

La fonction de protection de groupe de production contre la perte de champ est assurée par des relais d'impédance reliés aux bornes du groupe. Les réglages sont appliqués de manière à protéger le groupe de production contre une perte partielle ou totale de l'excitation dans toutes les conditions de charge du groupe et, en même temps, de manière à ne pas entraîner le déclenchement en cas d'oscillation de puissance stable. La probabilité que le relais de perte de champ se déclenche pendant une oscillation de puissance est plus élevée lorsque le régulateur automatique de tension est en mode manuel plutôt qu'en mode automatique²³. La figure 16 présente le diagramme R-X des caractéristiques de relais de perte de champ qui s'étendent généralement jusqu'à trois zones de protection.

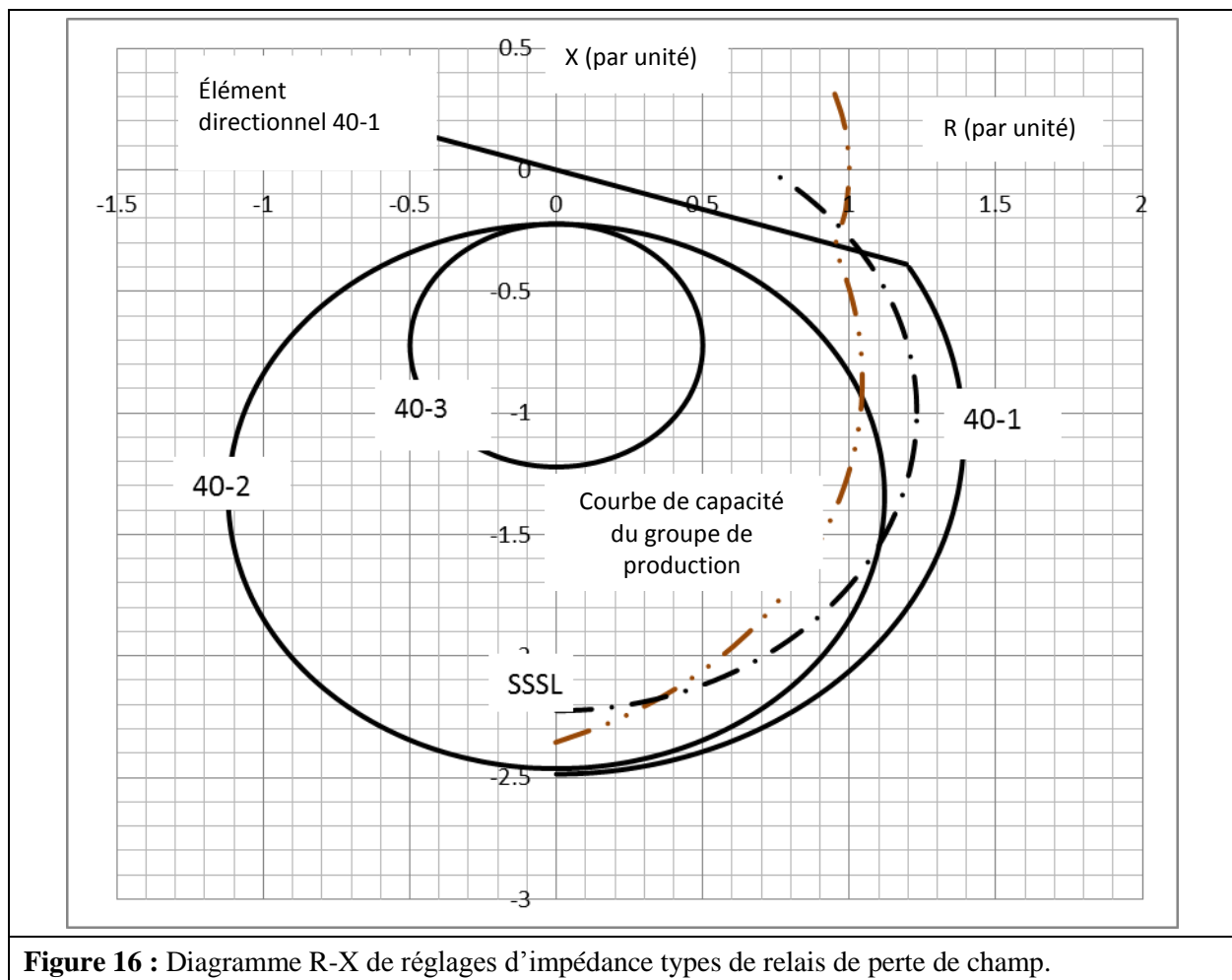


Figure 16 : Diagramme R-X de réglages d'impédance types de relais de perte de champ.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

23. John Burdy. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

La caractéristique de perte de champ 40-1 a une étendue d'impédance plus large (décalage positif) que la caractéristique 40-2 ou 40-3, et elle offre une protection supplémentaire au groupe de production en cas de perte partielle de champ ou de perte de champ sous faible charge (moins de 10 % de la charge nominale). La logique de déclenchement de cette protection comporte un contact directionnel, une consigne de tension et une temporisation. La consigne de tension et la temporisation renforcent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables. La caractéristique 40-3 est moins sensible aux oscillations de puissance que la caractéristique 40-2 et est réglée à l'extérieur de la courbe de capacité du groupe de production, en avance. Indépendamment du réglage d'impédance du relais, la norme PRC-019²⁴ stipule que « les limiteurs en service doivent intervenir avant les *systèmes de protection* afin d'éviter tout débranchement inutile » et que « les dispositifs de *système de protection* en service doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement ». Les temporisations de déclenchement des relais de perte de champ^{25, 26} vont de 15 cycles pour la caractéristique 40-2 à 60 cycles pour la caractéristique 40-1 afin d'éviter le déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Dans la norme PRC-026-1, le seuil d'applicabilité est fixé à 15 cycles ; il incombe toutefois au *propriétaire d'installation de production* d'établir des réglages qui assurent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables, en même temps qu'une protection sûre du groupe de production.

Le circuit simplifié de réseau à deux machines (méthode déjà utilisée à la section Directives concernant les *éléments* de transport) sert à analyser l'effet d'une oscillation de puissance sur les relais sensibles à la charge dans une installation de production. Dans la présente section, la méthode de calcul sert à déterminer l'impédance vue par le relais relié à un point dans le circuit²⁷. Les grandeurs électriques qui déterminent le tracé d'impédance apparente selon cette méthode sont la réactance transitoire saturée du groupe de production (X'_d), l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_{GSU}), l'impédance de la ligne de transport (Z_L) et l'équivalent de réseau (Z_e) au point de raccordement. Le *propriétaire d'installation de production* connaît toutes les valeurs d'impédance, sauf celle de l'équivalent de réseau, qu'il peut obtenir auprès du *propriétaire d'installation de transport*. En faisant varier les tensions de source côtés générateur et récepteur entre 0,0 et 1,0 par unité, on trace la partie lentille de la région d'oscillation de puissance instable. À partir de la plage de tensions de 0,7 à 1,0, on obtient une plage de rapports totale de 0,7 à 1,43 ; cette plage de rapports sert à tracer les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme de la région d'oscillation de puissance instable. Un angle de séparation du réseau de 120 degrés est adopté conformément aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 pour chaque évaluation de relais de protection sensible à la charge.

Le tableau 15 ci-après montre un exemple de calcul selon la méthode du lieu d'impédance apparente à partir des figures 17 et 18²⁸. Dans cet exemple, le groupe de production est raccordé au réseau de transport à 345 kV par l'intermédiaire de son transformateur élévateur et présente les valeurs indiquées. Il est à noter que les relais de protection sensibles à la charge de cet exemple peuvent appartenir au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*.

24. Titre : *Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production*

25. Burdy, *ibid.*

26. *Applied Protective Relaying*, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

27. Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

28. Kimbark, *ibid.*

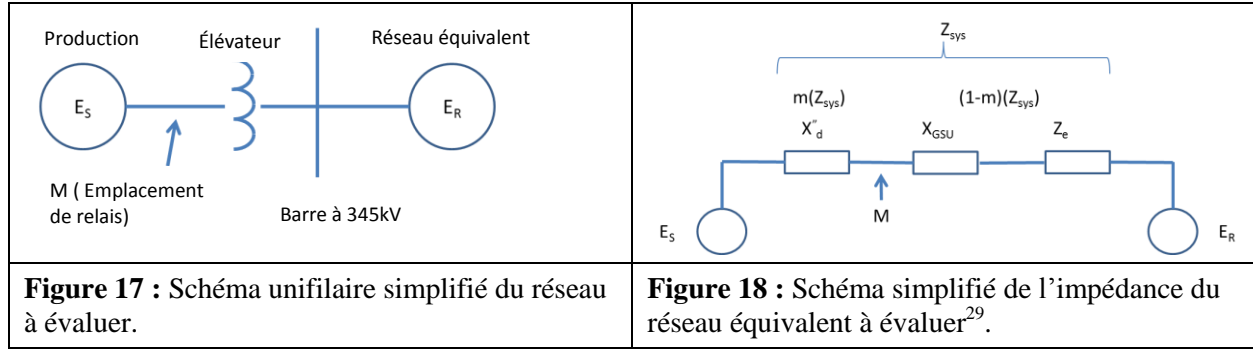


Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
Paramètres d'entrée	Valeurs d'entrée
Puissance nominale du groupe synchrone (MVA)	940 MVA
Réactance transitoire saturée (940 MVA de base)	$X'_d = 0,3845$ par unité
Tension nominale du groupe (phase-phase)	20 kV
Puissance nominale du transformateur élévateur	880 MVA
Réactance du transformateur élévateur (880 MVA de base)	$X_{GSU} = 16,05 \%$
Équivalent de réseau (100 MVA de base)	$Z_e = 0,00723 \angle 90^\circ$ par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de production	
40-1	Impédance en décalage positif
	Décalage = 0,294 par unité
	Diamètre = 0,294 par unité
40-2	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 2,24 par unité
40-3	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 1,00 par unité
21-1	Diamètre = 0,643 par unité
	Angle de couple maximal = 85°
50	I (excitation) = 5,0 par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de transport	
21-2	Diamètre = 0,55 par unité

29. Kimbark, ibid.

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
	Angle de couple maximal = 85°

Calculs pour un angle de 120 degrés et pour $E_S/E_R = 1$. L'équation du calcul de Z_R est la suivante³⁰ :

$$\text{Éq. (106)} \quad Z_R = \left(\frac{(1 - m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$$

où m est l'emplacement du relais en fonction de l'impédance totale (nombre inférieur à 1)

E_S et E_R représentent les tensions côté générateur et côté récepteur

Z_{sys} représente l'impédance totale du réseau

Z_R représente l'impédance complexe à l'emplacement du relais et tracée sur un diagramme R-X

Toutes les valeurs ci-dessus sont des constantes (pour une puissance de base de 940 MVA) ; seul l'angle δ varie. Le tableau 16 ci-dessous présente les calculs pour un groupe de production à partir des données du tableau 15.

Tableau 16 : Exemple de calculs (groupe de production)			
Les calculs suivants sont faits à partir d'une puissance de base de 940 MVA.			
Initialement :	$X'_d = j0,3845 \text{ p.u.}$	$X_{GSU} = j0,17144 \text{ p.u.}$	$Z_e = j0,06796 \text{ p.u.}$
Éq. (107)	$Z_{sys} = X'_d + X_{GSU} + Z_e$		
	$Z_{sys} = j0,3845 \text{ p.u.} + j0,17144 \text{ p.u.} + j0,06796 \text{ p.u.}$		
	$Z_{sys} = 0,6239 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$		
Éq. (108)	$m = \frac{X'_d}{Z_{sys}} = \frac{0,3845}{0,6239} = 0,6163$		
Éq. (109)	$Z_R = \left(\frac{(1 - m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$		
	$Z_R = \left(\frac{(1 - 0,6163) \times (1 \angle 120^\circ) + (0,6163)(1 \angle 0^\circ)}{1 \angle 120^\circ - 1 \angle 0^\circ} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = \left(\frac{0,4244 + j0,3323}{-1,5 + j 0,866} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = (0,3116 \angle -111,95^\circ) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = 0,194 \angle -21,95^\circ \text{ p.u.}$		
	$Z_R = -0,18 - j0,073 \text{ p.u.}$		

Le tableau 17 présente les valeurs d'impédance de l'oscillation de puissance à différents angles et à des valeurs E_S/E_R de 1, de 1,43 et de 0,7. Les valeurs d'impédance sont tracées sur un diagramme R-X, le

30. Kimbark, ibid.

centre étant situé aux bornes du groupe de production utilisé pour l'évaluation des réglages de relais d'impédance.

Tableau 17 : Exemple de calculs pour un diagramme d'impédance d'oscillation à différentes tensions côtés générateur et récepteur

Angle (δ) (degrés)	$E_S/E_R=1$		$E_S/E_R=1,43$		$E_S/E_R=0,7$	
	Z_R		Z_R		Z_R	
	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)
90	0,320	-13,1	0,296	6,3	0,344	-31,5
120	0,194	-21,9	0,173	-0,4	0,227	-40,1
150	0,111	-41,0	0,082	-10,3	0,154	-58,4
210	0,111	-25,9	0,082	190,3	0,154	238,4
240	0,194	201,9	0,173	180,4	0,225	220,1
270	0,320	193,1	0,296	173,7	0,344	211,5

Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production

Directive concernant les relais de distance

D'après le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, la caractéristique du relais de distance 21-1 (appartenant au *propriétaire d'installation de production*) est située dans la région où il ne se produirait pas d'oscillation de puissance stable (voir la figure 19). La présente norme n'impose donc au propriétaire aucune autre obligation pour ce relais de protection sensible à la charge.

Le relais de distance 21-2 (appartenant au *propriétaire d'installation de transport*) est relié au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, et sa caractéristique d'impédance recoupe la région dans laquelle une oscillation de puissance stable pourrait se produire, entraînant le déclenchement du relais. Dans cet exemple, si la temporisation intentionnelle de ce relais est inférieure à 15 cycles, il est impossible de respecter le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026 ; le *propriétaire d'installation de transport* est donc tenu d'élaborer un plan d'actions correctives (selon l'exigence E3). Parmi les options possibles : modifier le réglage du relais (portée d'impédance, angle, temporisation, etc.), modifier le système de protection (par exemple en ajoutant un relais PSB), ou encore remplacer le système de protection. Il est à noter que le relais peut être exclu de la présente norme si sa temporisation intentionnelle est d'au moins 15 cycles.

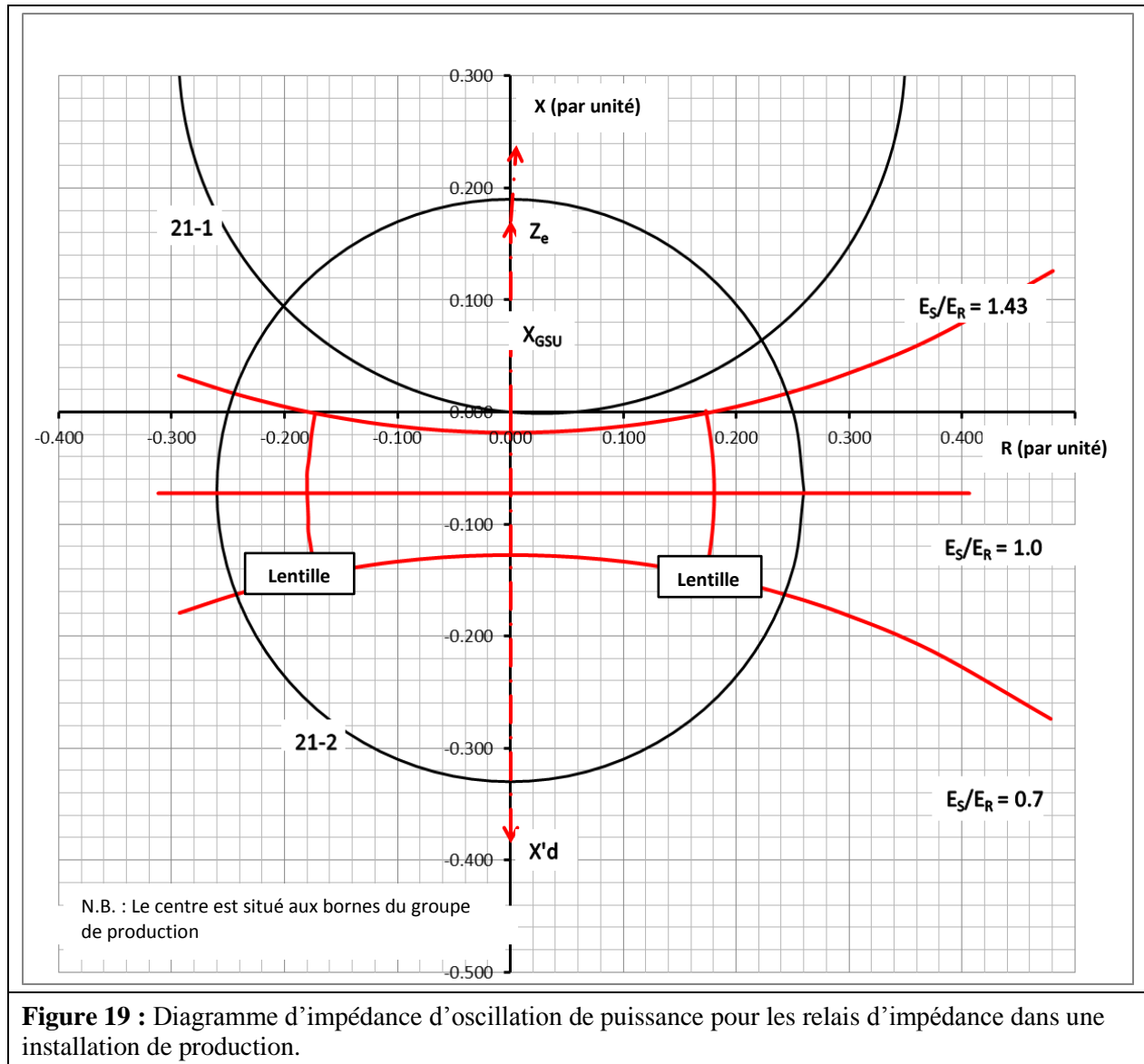
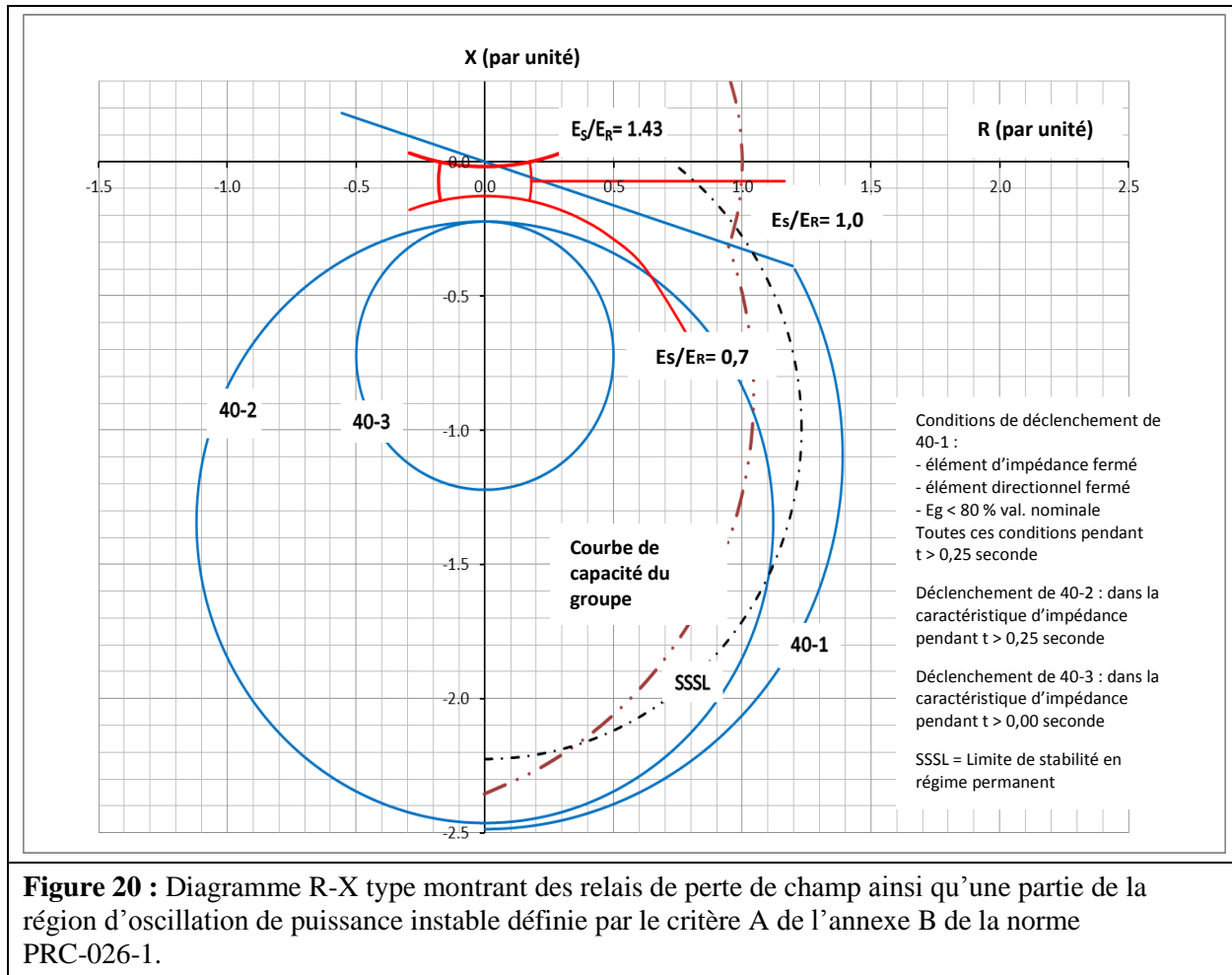


Figure 19 : Diagramme d'impédance d'oscillation de puissance pour les relais d'impédance dans une installation de production.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 0.400 » devrait se lire « 0,400 ».)

Directive concernant les relais de perte de champ

Dans le diagramme R-X de la figure 20, les caractéristiques des relais de perte de champ 40-1 et 40-2 sont situées dans la région où une oscillation de puissance stable peut entraîner le fonctionnement du relais. Le relais de protection 40-1 serait exclu s'il avait une temporisation intentionnelle d'au moins 15 cycles ; il en va de même pour le relais 40-2. Par exemple, si le relais 40-1 a une temporisation de 1 seconde et si le relais 40-2 a une temporisation de 0,25 seconde, ils seront tous deux exclus et le *propriétaire d'installation de production* sera exempté de toute obligation en vertu de la présente norme relativement à ces relais. Quant à la caractéristique du relais de perte de champ 40-3, elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Dans ce cas, le propriétaire peut sélectionner un déclenchement rapide pour l'élément d'impédance du relais 40-3.



(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

Relais instantanés à maximum de courant

Comme dans l'exemple de calcul de surintensité de ligne de transport du tableau 14, le réglage minimal des relais instantanés à maximum de courant est établi par le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1. L'équation qui s'applique est la suivante :

Éq. (110)
$$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$$

Comme l'indique le tableau 15 des réglages de relais, le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production et sa valeur d'excitation est de 5,0 par unité. Le courant maximal admissible se calcule comme suit :

$$I_{sys} = \frac{(1,05 \angle 120^\circ - 1,05 \angle 0^\circ)}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = \frac{1,819 \angle 150^\circ}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = 2,91 \angle 60^\circ p. u.$$

Le réglage de phase instantané de 5,0 par unité est supérieur à la valeur calculée de 2,91 par unité pour le courant de réseau ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

Déclenchement sur perte de synchronisme pour les installations de production

La protection des groupes de production contre la perte de synchronisme prend généralement la forme de trois systèmes différents. Le premier système consiste à relier un relais de distance au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, son élément directionnel étant orienté vers le groupe. Comme ce réglage de relais peut être identique à celui utilisé pour la protection de réserve du groupe de production (voir la rubrique Directive concernant les relais de distance, sous Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production), il risque d'entraîner un déclenchement en réponse à une oscillation de puissance stable, et devrait donc être modifié. Or, toute modification de la caractéristique mho circulaire affaiblirait l'ensemble de la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production, et c'est pourquoi la documentation technique disponible déconseille de recourir à ce système spécifiquement pour la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production. Les deuxième et troisième systèmes de protection contre la perte de synchronisme sont communément appelés « à œillères » (*blinders*) simples ou doubles. Ils sont installés ou activés pour la protection contre la perte de synchronisme et comportent des œillères, un élément mho et des temporisateurs. La combinaison de ces fonctions de relais de protection permet d'intervenir en cas de perte de synchronisme en même temps que de distinguer les oscillations de puissance stables des oscillations instables. Les systèmes à œillères simples utilisent une logique qui distingue les oscillations de puissance stables des oscillations instables en produisant une commande de déclenchement après le premier cycle de glissement. Les systèmes à œillères doubles sont plus complexes et, selon le réglage des œillères intérieures, un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable peut survenir. Bien que la logique de commande assure la distinction entre oscillations de puissance stables et instables dans l'un ou l'autre système, il est important que les œillères qui amorcent le déclenchement soient réglées à un angle supérieur à la limite de stabilité de 120 degrés afin d'exclure la possibilité d'un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Le système à œillères doubles est décrit ci-après.

Système à œillères doubles

Le système à œillères doubles mesure le taux de variation de l'impédance de composante directe afin de détecter une perte de synchronisme. Une valeur de temps préétablie est comparée au temps qui s'écoule pendant que le lieu d'impédance se déplace entre deux caractéristiques d'impédance. Dans ce cas, les deux caractéristiques d'impédance sont représentées par des paires d'œillères dont chacune est réglée à une portée résistive particulière dans le plan R-X. Généralement, les deux œillères de la moitié gauche du plan sont symétriques à celles de la moitié droite. Le système comprend habituellement une caractéristique mho qui sert d'élément d'amorçage, mais non de déclenchement.

Le système détecte les franchissements d'œillère et mesure le temps écoulé, selon la représentation dans le plan R-X de la figure 21. L'impédance du réseau est composée de l'impédance transitoire du groupe de production (X_d'), de l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_T) et de l'impédance du réseau de transport (X_{sys}).

La logique du système s'enclenche lorsque le lieu de l'oscillation franchit l'œillère extérieure R1 du côté droit (voir la figure 21), à l'angle de séparation α . Le système entre en action seulement lorsqu'une oscillation franchit l'œillère intérieure ; c'est alors que la logique confirme la perte de synchronisme à l'angle de séparation β . Le déclenchement est commandé lorsque le lieu d'impédance quitte la caractéristique du système à l'angle de séparation δ .

L'oscillation de puissance peut sortir des œillères intérieures et extérieures dans un sens ou dans l'autre, et le déclenchement sera commandé. Par conséquent, l'œillère intérieure doit être réglée de manière que

l'angle de séparation β soit assez grand pour que le rétablissement du réseau soit exclu, soit 120 degrés ou plus. Un angle supérieur à 120 degrés répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 (alinéa 1, première puce), puisque la fonction de déclenchement est définie par l'œillère. Des études de stabilité en régime transitoire peuvent indiquer qu'un angle de limite de stabilité plus petit est acceptable selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 (alinéa 1, deuxième puce). À cet égard, le système à œillères doubles est semblable aux systèmes à lentille double ou triple ainsi qu'à de nombreux systèmes de protection contre la perte de synchronisme de réseau de transport.

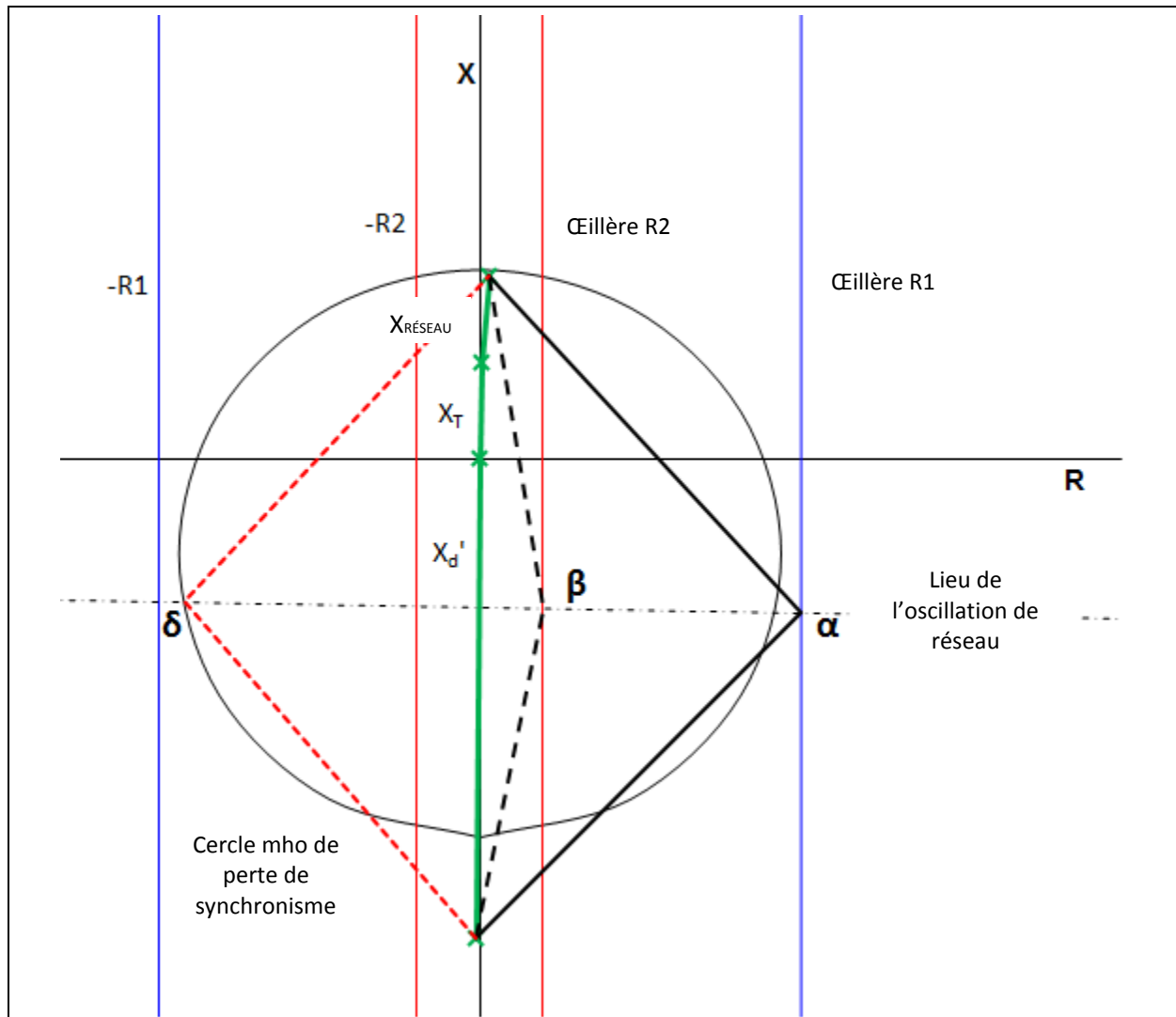


Figure 21 : Caractéristiques génériques d'un système à œillères doubles de protection contre la perte de synchronisme.

La figure 22 représente un système à œillères doubles pour le groupe de production de 940 MVA déjà présenté en exemple. La seule exigence de réglage pour ce système est l'œillère intérieure droite, qui doit être réglée au-delà de l'angle de séparation de 120 degrés (ou à un angle moindre si une étude de stabilité en régime transitoire le justifie) afin que la protection contre la perte de synchronisme ne se déclenche pas pendant une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de défaut. Les autres réglages

comme la caractéristique mho, les œillères extérieures et les temporisations sont établis d'après des études de stabilité en régime transitoire et ne sont pas visés par la présente norme.

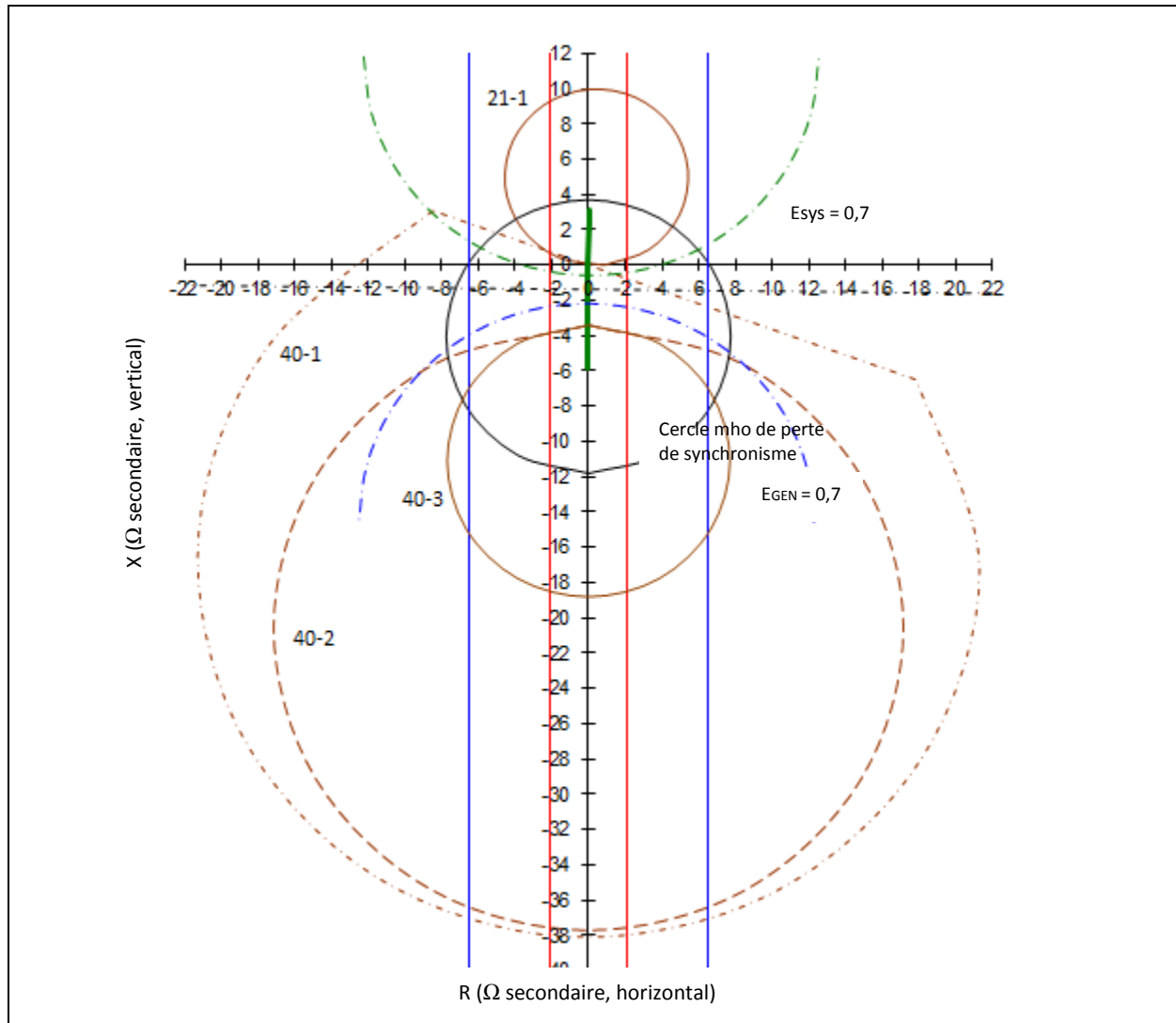


Figure 22 : Système de protection contre la perte de synchronisme à œillères doubles avec données d'impédance du groupe et caractéristiques d'impédance des relais de protection sensibles à la charge reprises de l'exemple du groupe de production de 940 MVA, avec mise à l'échelle selon les valeurs en ohms au secondaire appliquées au relais.

Exigence E3

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaul*), cette exigence oblige l'entité visée à élaborer un *plan d'actions correctives* ayant pour but de réduire le risque de déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable pendant des conditions autres que de *défaul* pouvant toucher un *élément* du *BES* visé par la présente norme.

Exigence E4

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), l'entité visée est tenue de mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré conformément à l'exigence E3 de telle sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 ou qu'il puisse être exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (par exemple en modifiant le *système de protection* de sorte que les fonctions du relais soient supervisées par blocage sur oscillation de puissance ou en utilisant un système de relais insensible aux oscillations de puissance), tout en maintenant la sûreté de la détection des défauts et du déclenchement sur perte de synchronisme (si une protection contre la perte de synchronisme est appliquée aux bornes de l'*élément* du *BES*). Les propriétaires de *système de protection* sont tenus, dans la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, de mettre à jour celui-ci en cas de changement dans les actions ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées. L'atteinte de cet objectif réduira le risque de déclenchement du *système de protection* pendant une oscillation de puissance stable, ce qui se traduira par une fiabilité accrue et une réduction des risques pour le *BES*.

On trouvera ci-après des exemples de mise en œuvre de *plans d'actions correctives* pour un relais non conforme à l'annexe B de la norme PRC-026-1 et susceptible de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de *défaut*. Un changement au *système de protection* a été jugé acceptable (sans diminuer la capacité d'intervention du relais en cas de défaut dans sa zone de protection).

Exemple E4a – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à réduire de 30 ohms à 25 ohms la portée de zone 2 du relais d'impédance du système de déblocage par comparaison directionnelle (DCUB), afin que la caractéristique du relais soit entièrement circonscrite par la caractéristique lenticulaire définie par le critère. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

Exemple E4b – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à ajouter un blocage sur perte de synchronisme au relais à microprocesseur existant afin d'empêcher son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* pour un relais trop sensible aux oscillations de puissance stables, prévoyant l'ajout d'un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance.

Exemple E4c – Actions correctives : un projet consistant à ajouter un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance afin de superviser le relais d'impédance de zone 2 a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'installation du relais a été terminée le 25 septembre 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 septembre 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* prévoyant le remplacement de relais, et dont le calendrier a nécessité une mise à jour.

Exemple E4d – Actions correctives : un projet consistant à remplacer les relais d'impédance aux deux extrémités de la ligne X par des relais différentiels de courant de ligne a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir le déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'achèvement du projet a été reporté du 15 novembre 2015 au 15 mars 2016 en raison d'un réordonnement des retraits de ligne. Par suite du changement de calendrier, le remplacement des relais d'impédance a été effectué le 18 mars 2016. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 18 mars 2016.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les actions documentées en vue de régler le problème (par exemple le déclenchement intempestif pendant une oscillation de puissance stable) ont été effectuées.

Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences

Les *systèmes de protection* visés par la présente norme et qui doivent avoir un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables (selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1) sont désignés d'après les *éléments* vulnérables aux oscillations stables ainsi qu'aux oscillations instables. Cette section présente un exemple afin d'expliquer pourquoi les *éléments* susceptibles d'être mis hors circuit en réponse à des oscillations de puissance instables (en plus des oscillations stables) doivent être désignés, et pourquoi leurs relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

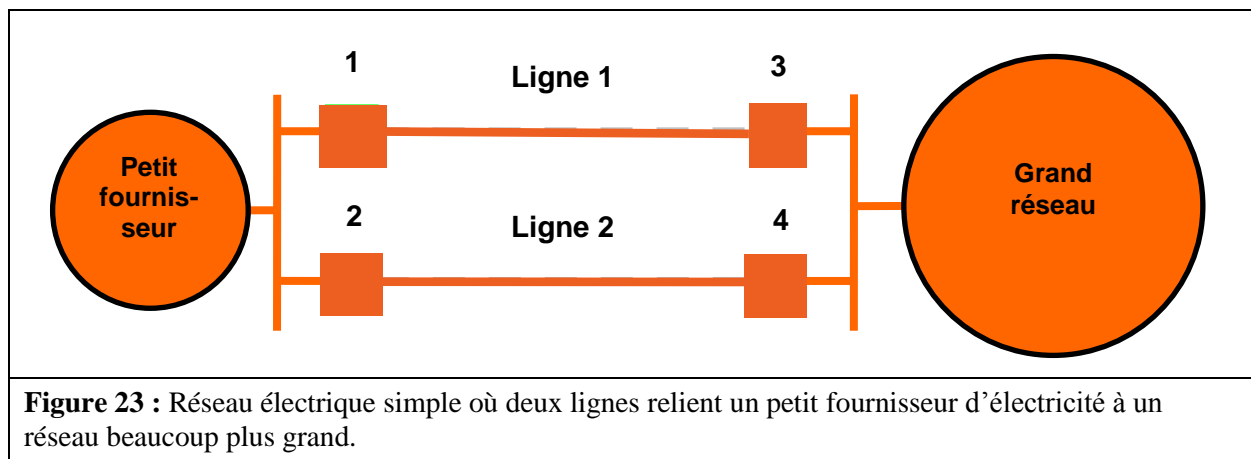


Figure 23 : Réseau électrique simple où deux lignes relient un petit fournisseur d'électricité à un réseau beaucoup plus grand.

À la figure 23, les relais qui commandent les disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 sont équipés d'un système pilote type de zone 2 à portée étendue, avec blocage par comparaison directionnelle (DCB). Les défauts internes (ou les oscillations de puissance) entraînent le déclenchement instantané des relais de zone 2 si l'impédance mesurée du défaut ou de l'oscillation de puissance tombe à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement de zone 2. Ces lignes seront ouvertes par la protection pilote de zone 2 en cas de perte de synchronisme si la caractéristique d'impédance de l'oscillation de puissance entre dans la zone 2. Tous les disjoncteurs sont à déclenchement sur perte de synchronisme.

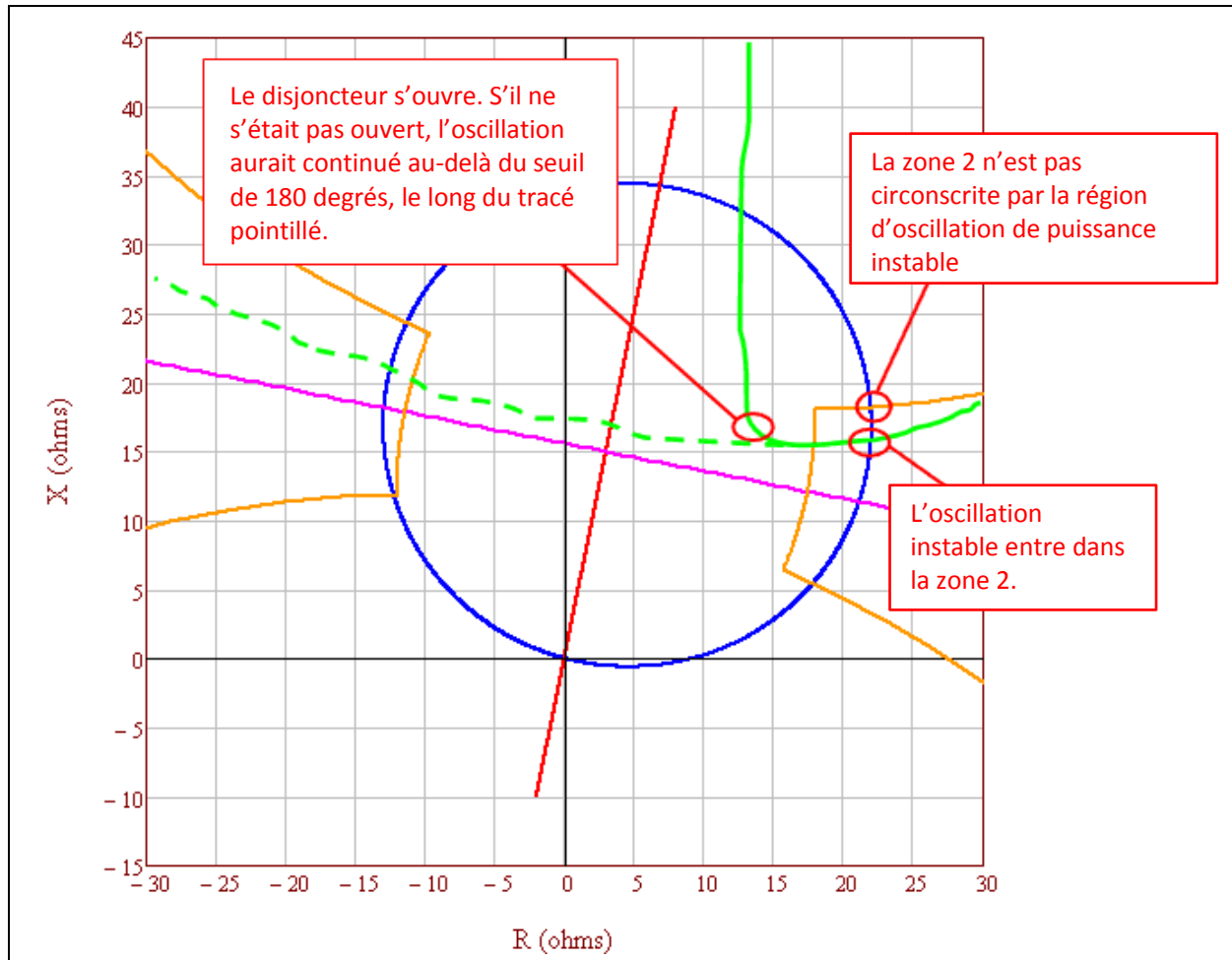


Figure 24 : Dans le cas illustré (oscillation de puissance telle que vue par les relais des disjoncteurs 3 et 4), l'élément de zone 2 des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

À la figure 24, une perturbation importante se produit dans le réseau du petit producteur, qui se désynchronise par rapport au grand réseau. Le petit fournisseur importe de la puissance au moment de la perturbation. L'oscillation de puissance (ligne verte continue) entre dans la caractéristique des relais de zone 2 aux extrémités des lignes 1, 2, 3 et 4, ce qui entraîne l'ouverture des deux lignes (voir la figure 25).

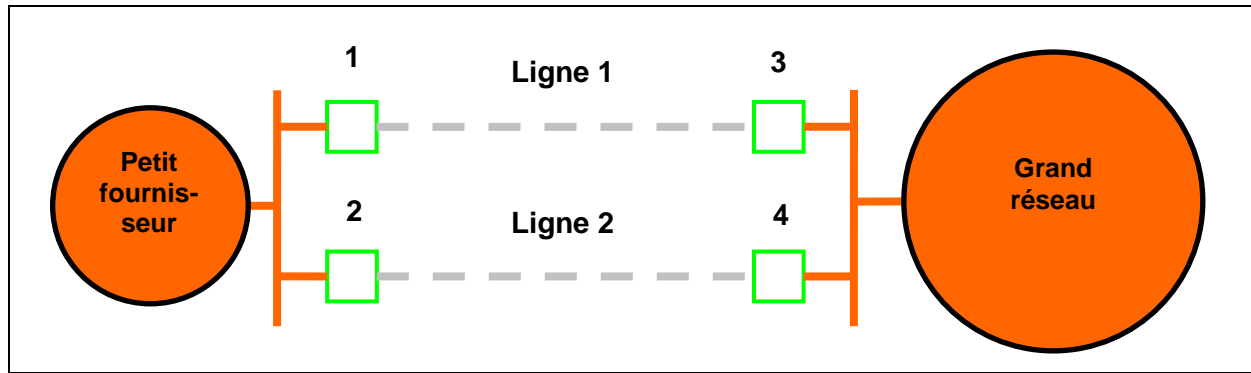


Figure 25 : Îlotage du réseau du petit fournisseur d'électricité à cause de l'ouverture des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable.

À la figure 25, les relais des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 se sont déclenchés correctement en réponse à l'oscillation de puissance instable (ligne verte discontinuée à la figure 24), ouvrant les lignes 1 et 2 et créant un îlotage entre le réseau du petit fournisseur et le grand réseau. Le petit fournisseur a dû se délester d'une charge de 500 MW en raison de la sous-fréquence, préservant ainsi l'équilibre entre la charge et la production.

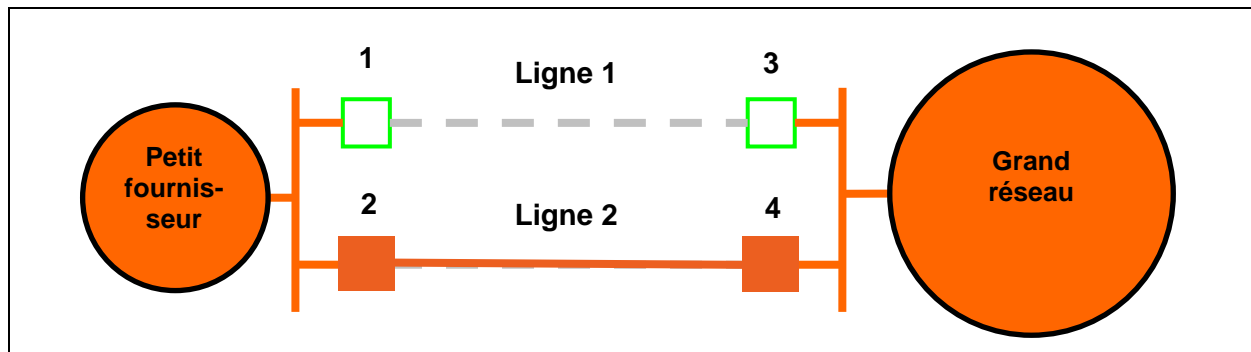


Figure 26 : La ligne 1 est hors service pour entretien ; la ligne 2 est sollicitée au-delà de ses caractéristiques assignées en situation normale (mais en deçà de ses caractéristiques assignées en situation d'urgence).

Un certain temps après l'ouverture correcte des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable (voir la figure 25), une autre perturbation survient pendant que le réseau fonctionne avec la ligne 1 hors service pour entretien. La perturbation entraîne une oscillation de puissance stable sur la ligne 2, susceptible de déclencher les relais des disjoncteurs 2 et 4 (voir la figure 27).

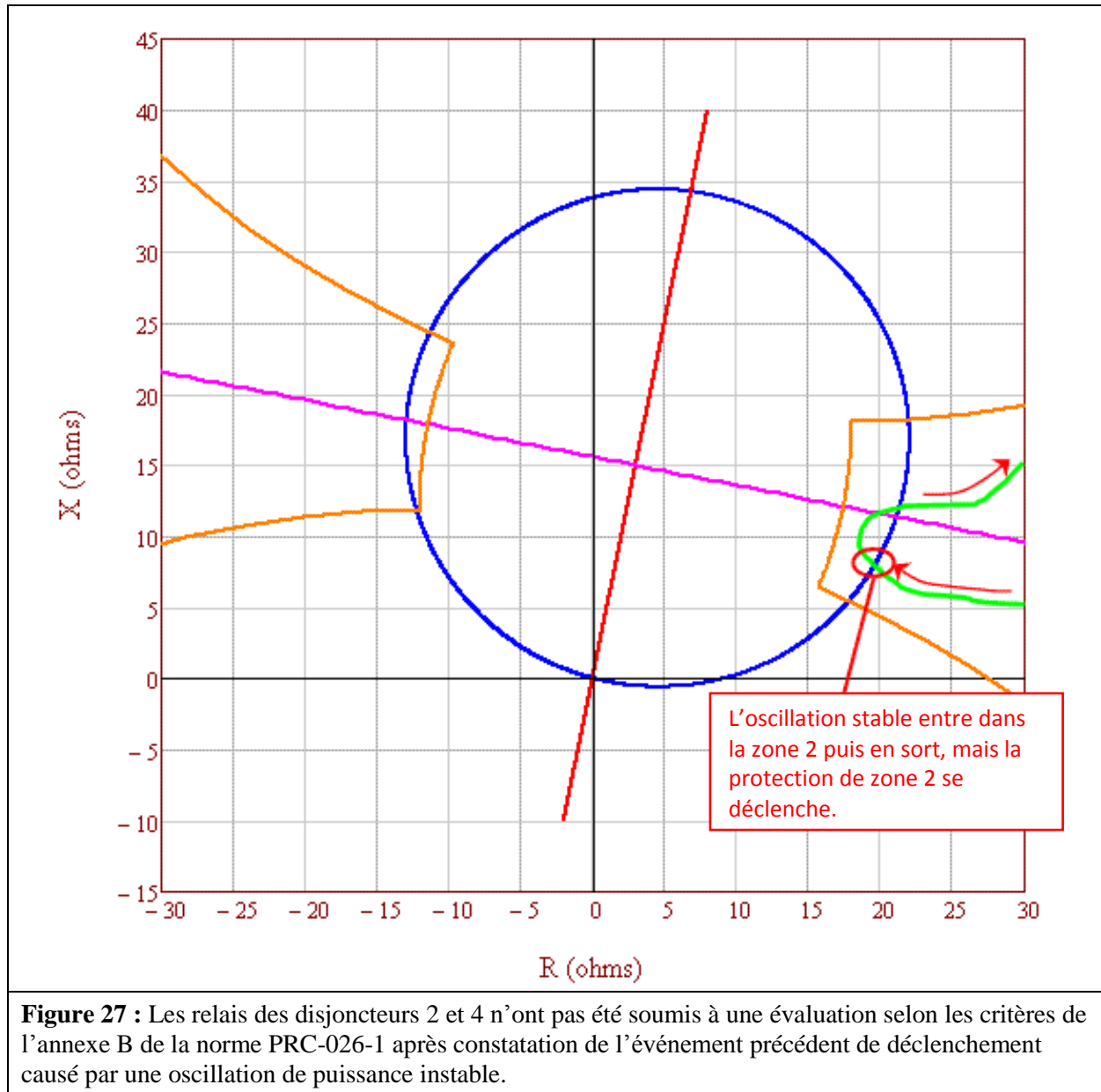


Figure 27 : Les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 après constatation de l'événement précédent de déclenchement causé par une oscillation de puissance instable.

Si les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation après constatation du déclenchement précédent pendant une oscillation de puissance instable, ces relais se déclencheront en réponse à l'oscillation de puissance stable, ce qui entraînera une séparation intempestive des réseaux, des délestages de charge, voire des déclenchements en cascade ou une panne générale.

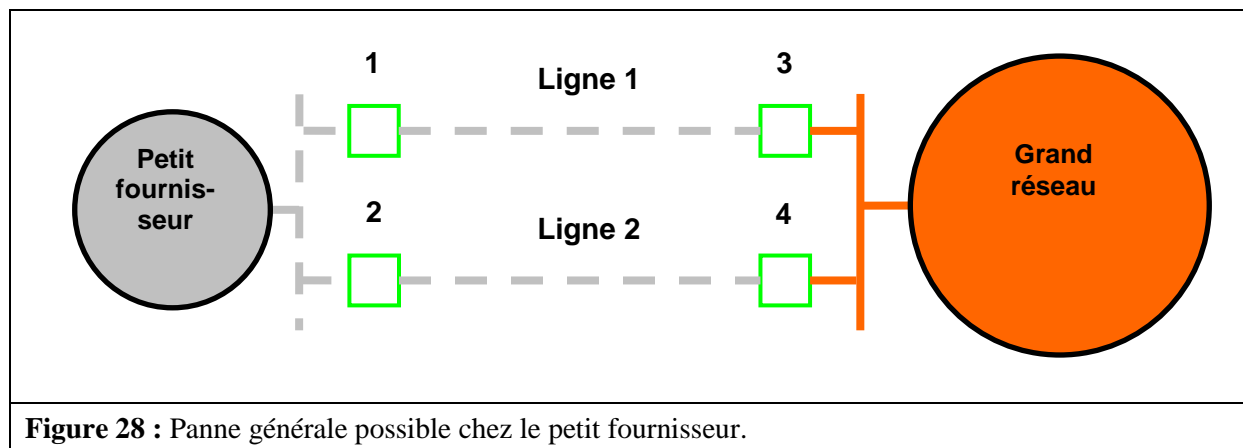


Figure 28 : Panne générale possible chez le petit fournisseur.

Si les relais qui s'étaient déclenchés précédemment en réponse à l'oscillation de puissance instable de la figure 24 avaient par la suite été corrigés selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, le déclenchement intempestif (représenté à la figure 28) de ces relais en réponse à l'oscillation de puissance stable aurait été évité, et la panne générale éventuelle touchant le petit réseau aurait été évitée.

Justification des exigences

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 a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments* du *BES* (groupes de production, transformateurs et lignes de transport), le cas échéant, répondent aux critères. La méthode axée sur les critères concorde avec le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013 (le « Rapport PSRPS »)³¹, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* du *BES* à risque. Des explications détaillées sur les critères sont données à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*.

Justification de l'exigence E2

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont en mesure de déterminer si leurs relais de protection sensibles à la charge répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Les groupes de production, les transformateurs et les lignes de transport sont désignés comme *éléments* du *BES* par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, et aussi par le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* par suite d'un événement réel qui amène le propriétaire à constater (par une analyse d'événement ou un examen des systèmes de protection) qu'un déclenchement a eu pour cause une oscillation de puissance stable ou instable. Une période de 12 mois civils offre un délai suffisant pour que l'entité procède à l'évaluation.

31. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 :
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

Justification de l'exigence E3

Afin de réaliser l'objectif de fiabilité de la présente norme, un *plan d'actions correctives* est nécessaire pour amener le *système de protection* de l'entité à respecter le premier des critères de l'annexe B de la norme PRC-026 (première puce de l'exigence E3), à savoir que les relais de protection sont censés ne pas se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables. Un *plan d'actions correctives* peut aussi être élaboré afin de modifier le *système de protection* pour qu'il réponde au deuxième des critères d'exclusion de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (deuxième puce de l'exigence E3) ; cette exclusion exemptera désormais le *système de protection* de la présente norme au regard d'événements futurs. Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 indique que l'entité doit satisfaire à la présente norme tout en atteignant ses propres objectifs de protection. Pour de plus amples détails, consulter l'introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E4

La mise en œuvre du *plan d'actions correctives* doit assurer l'exécution de toutes les activités prévues afin de réaliser l'objectif de fiabilité. Pendant la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, des mises à jour peuvent être nécessaires pour diverses raisons, par exemple une information nouvelle, des conflits de calendrier ou des problèmes de ressources. Le fait de documenter les changements apportés au *plan d'actions correctives* ainsi que la bonne exécution des activités permet de constater de façon mesurable l'avancement des travaux et de confirmer leur bonne fin.

Justification de l'annexe B (critère A)

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 constitue un point de départ pour déterminer si les relais sont censés ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable ayant un angle de séparation du réseau allant jusqu'à 120 degrés, avec des tensions côté générateur et côté récepteur variant entre 0,7 et 1,0 par unité (voir la section Éclaircissements et commentaires techniques).

A. Introduction

1. **Title:** Relay Performance During Stable Power Swings
2. **Number:** PRC-026-1
3. **Purpose:** To ensure that load-responsive protective relays are expected to not trip in response to stable power swings during non-Fault conditions.
4. **Applicability:**
 - 4.1. **Functional Entities:**
 - 4.1.1 Generator Owner that applies load-responsive protective relays as described in PRC-026-1 – Attachment A at the terminals of the Elements listed in Section 4.2, Facilities.
 - 4.1.2 Planning Coordinator.
 - 4.1.3 Transmission Owner that applies load-responsive protective relays as described in PRC-026-1 – Attachment A at the terminals of the Elements listed in Section 4.2, Facilities.
 - 4.2. **Facilities:** The following Elements that are part of the Bulk Electric System (BES):
 - 4.2.1 Generators.
 - 4.2.2 Transformers.
 - 4.2.3 Transmission lines.
5. **Background:**

This is the third phase of a three-phased standard development project that focused on developing this new Reliability Standard to address protective relay operations due to stable power swings. The March 18, 2010, Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order No. 733 approved Reliability Standard PRC-023-1 – Transmission Relay Loadability. In that Order, FERC directed NERC to address three areas of relay loadability that include modifications to the approved PRC-023-1, development of a new Reliability Standard to address generator protective relay loadability, and a new Reliability Standard to address the operation of protective relays due to stable power swings. This project's SAR addresses these directives with a three-phased approach to standard development.

Phase 1 focused on making the specific modifications from FERC Order No. 733 to PRC-023-1. Reliability Standard PRC-023-2, which incorporated these modifications, became mandatory on July 1, 2012.

Phase 2 focused on developing a new Reliability Standard, PRC-025-1 – Generator Relay Loadability, to address generator protective relay loadability. PRC-025-1 became mandatory on October 1, 2014, along with PRC-023-3, which was modified to harmonize PRC-023-2 with PRC-025-1.

Phase 3 focuses on preventing protective relays from tripping unnecessarily due to stable power swings by requiring identification of Elements on which a stable or unstable power swing may affect Protection System operation, assessment of the security of load-

responsive protective relays to tripping in response to only a stable power swing, and implementation of Corrective Action Plans (CAP), where necessary. Phase 3 improves security of load-responsive protective relays for stable power swings so they are expected to not trip in response to stable power swings during non-Fault conditions while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping.

6. Effective Dates:

Requirement R1

First day of the first full calendar year that is 12 months after the date that the standard is approved by an applicable governmental authority or as otherwise provided for in a jurisdiction where approval by an applicable governmental authority is required for a standard to go into effect. Where approval by an applicable governmental authority is not required, the standard shall become effective on the first day of the first full calendar year that is 12 months after the date the standard is adopted by the NERC Board of Trustees or as otherwise provided for in that jurisdiction.

Requirements R2, R3, and R4

First day of the first full calendar year that is 36 months after the date that the standard is approved by an applicable governmental authority or as otherwise provided for in a jurisdiction where approval by an applicable governmental authority is required for a standard to go into effect. Where approval by an applicable governmental authority is not required, the standard shall become effective on the first day of the first full calendar year that is 36 months after the date the standard is adopted by the NERC Board of Trustees or as otherwise provided for in that jurisdiction.

B. Requirements and Measures

R1. Each Planning Coordinator shall, at least once each calendar year, provide notification of each generator, transformer, and transmission line BES Element in its area that meets one or more of the following criteria, if any, to the respective Generator Owner and Transmission Owner: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*

Criteria:

1. Generator(s) where an angular stability constraint exists that is addressed by a System Operating Limit (SOL) or a Remedial Action Scheme (RAS) and those Elements terminating at the Transmission station associated with the generator(s).
2. An Element that is monitored as part of an SOL identified by the Planning Coordinator's methodology¹ based on an angular stability constraint.
3. An Element that forms the boundary of an island in the most recent underfrequency load shedding (UFLS) design assessment based on application of the Planning Coordinator's criteria for identifying islands, only if the island is formed by tripping the Element due to angular instability.
4. An Element identified in the most recent annual Planning Assessment where relay tripping occurs due to a stable or unstable² power swing during a simulated disturbance.

M1. Each Planning Coordinator shall have dated evidence that demonstrates notification of the generator, transformer, and transmission line BES Element(s) that meet one or more of the criteria in Requirement R1, if any, to the respective Generator Owner and Transmission Owner. Evidence may include, but is not limited to, the following documentation: emails, facsimiles, records, reports, transmittals, lists, or spreadsheets.

¹ NERC Reliability Standard FAC-014-2 – Establish and Communicate System Operating Limits, Requirement R3.

² An example of an unstable power swing is provided in the Guidelines and Technical Basis section, "Justification for Including Unstable Power Swings in the Requirements section of the Guidelines and Technical Basis."

- R2.** Each Generator Owner and Transmission Owner shall: [Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning]
- 2.1** Within 12 full calendar months of notification of a BES Element pursuant to Requirement R1, determine whether its load-responsive protective relay(s) applied to that BES Element meets the criteria in PRC-026-1 – Attachment B where an evaluation of that Element’s load-responsive protective relay(s) based on PRC-026-1 – Attachment B criteria has not been performed in the last five calendar years.
- 2.2** Within 12 full calendar months of becoming aware³ of a generator, transformer, or transmission line BES Element that tripped in response to a stable or unstable⁴ power swing due to the operation of its protective relay(s), determine whether its load-responsive protective relay(s) applied to that BES Element meets the criteria in PRC-026-1 – Attachment B.
- M2.** Each Generator Owner and Transmission Owner shall have dated evidence that demonstrates the evaluation was performed according to Requirement R2. Evidence may include, but is not limited to, the following documentation: apparent impedance characteristic plots, email, design drawings, facsimiles, R-X plots, software output, records, reports, transmittals, lists, settings sheets, or spreadsheets.
- R3.** Each Generator Owner and Transmission Owner shall, within six full calendar months of determining a load-responsive protective relay does not meet the PRC-026-1 – Attachment B criteria pursuant to Requirement R2, develop a Corrective Action Plan (CAP) to meet one of the following: [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*]
- The Protection System meets the PRC-026-1 – Attachment B criteria, while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping (if out-of-step tripping is applied at the terminal of the BES Element); or
 - The Protection System is excluded under the PRC-026-1 – Attachment A criteria (e.g., modifying the Protection System so that relay functions are supervised by power swing blocking or using relay systems that are immune to power swings), while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping (if out-of-step tripping is applied at the terminal of the BES Element).
- M3.** The Generator Owner and Transmission Owner shall have dated evidence that demonstrates the development of a CAP in accordance with Requirement R3. Evidence may include, but is not limited to, the following documentation: corrective action plans, maintenance records, settings sheets, project or work management program records, or work orders.
- R4.** Each Generator Owner and Transmission Owner shall implement each CAP developed pursuant to Requirement R3 and update each CAP if actions or timetables change until all actions are complete. [*Violation Risk Factor: Medium*][*Time Horizon: Long-Term Planning*]

- M4.** The Generator Owner and Transmission Owner shall have dated evidence that demonstrates implementation of each CAP according to Requirement R4, including updates to the CAP when actions or timetables change. Evidence may include, but is not limited to, the following documentation: corrective action plans, maintenance records, settings sheets, project or work management program records, or work orders.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Evidence Retention

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the CEA may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner, Planning Coordinator, and Transmission Owner shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its CEA to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.

- The Planning Coordinator shall retain evidence of Requirement R1 for a minimum of one calendar year following the completion of the Requirement.
- The Generator Owner and Transmission Owner shall retain evidence of Requirement R2 evaluation for a minimum of 12 calendar months following completion of each evaluation where a CAP is not developed.
- The Generator Owner and Transmission Owner shall retain evidence of Requirements R2, R3, and R4 for a minimum of 12 calendar months following completion of each CAP.

If a Generator Owner, Planning Coordinator, or Transmission Owner is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved, or for the time specified above, whichever is longer.

³ Some examples of the ways an entity may become aware of a power swing are provided in the Guidelines and Technical Basis section, “Becoming Aware of an Element That Tripped in Response to a Power Swing.”

⁴ An example of an unstable power swing is provided in the Guidelines and Technical Basis section, “Justification for Including Unstable Power Swings in the Requirements section of the Guidelines and Technical Basis.”

The CEA shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes:

As defined in the NERC Rules of Procedure; “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated reliability standard.

1.4. Additional Compliance Information

None.

Table of Compliance Elements

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	Long-term Planning	Medium	The Planning Coordinator provided notification of the BES Element(s) in accordance with Requirement R1, but was less than or equal to 30 calendar days late.	The Planning Coordinator provided notification of the BES Element(s) in accordance with Requirement R1, but was more than 30 calendar days and less than or equal to 60 calendar days late.	The Planning Coordinator provided notification of the BES Element(s) in accordance with Requirement R1, but was more than 60 calendar days and less than or equal to 90 calendar days late.	The Planning Coordinator provided notification of the BES Element(s) in accordance with Requirement R1, but was more than 90 calendar days late. OR The Planning Coordinator failed to provide notification of the BES Element(s) in accordance with Requirement R1.

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R2	Operations Planning	High	The Generator Owner or Transmission Owner evaluated its load-responsive protective relay(s) in accordance with Requirement R2, but was less than or equal to 30 calendar days late.	The Generator Owner or Transmission Owner evaluated its load-responsive protective relay(s) in accordance with Requirement R2, but was more than 30 calendar days and less than or equal to 60 calendar days late.	The Generator Owner or Transmission Owner evaluated its load-responsive protective relay(s) in accordance with Requirement R2, but was more than 60 calendar days and less than or equal to 90 calendar days late.	The Generator Owner or Transmission Owner evaluated its load-responsive protective relay(s) in accordance with Requirement R2, but was more than 90 calendar days late. OR The Generator Owner or Transmission Owner failed to evaluate its load-responsive protective relay(s) in accordance with Requirement R2.

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R3	Long-term Planning	Medium	The Generator Owner or Transmission Owner developed a Corrective Action Plan (CAP) in accordance with Requirement R3, but in more than six calendar months and less than or equal to seven calendar months.	The Generator Owner or Transmission Owner developed a Corrective Action Plan (CAP) in accordance with Requirement R3, but in more than seven calendar months and less than or equal to eight calendar months.	The Generator Owner or Transmission Owner developed a Corrective Action Plan (CAP) in accordance with Requirement R3, but in more than eight calendar months and less than or equal to nine calendar months.	The Generator Owner or Transmission Owner developed a Corrective Action Plan (CAP) in accordance with Requirement R3, but in more than nine calendar months. OR The Generator Owner or Transmission Owner failed to develop a CAP in accordance with Requirement R3.
R4	Long-term Planning	Medium	The Generator Owner or Transmission Owner implemented a Corrective Action Plan (CAP), but failed to update a CAP when actions or timetables changed, in accordance with Requirement R4.	N/A	N/A	The Generator Owner or Transmission Owner failed to implement a Corrective Action Plan (CAP) in accordance with Requirement R4.

D. Regional Variances

None.

E. Interpretations

None.

F. Associated Documents

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John, *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6, *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, July 2005: <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Kimbark Edward Wilson, *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, Published by John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha, *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

NERC System Protection and Control Subcommittee, *Protection System Response to Power Swings*, August 2013: http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton: CRC Press.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	November 13, 2014	Adopted by NERC Board of Trustees	New
1	March 17, 2016	FERC Order issued approving PRC-026-1. Docket No. RM15-8-000.	

PRC-026-1 – Attachment A

This standard applies to any protective functions which could trip instantaneously or with a time delay of less than 15 cycles on load current (i.e., “load-responsive”) including, but not limited to:

- Phase distance
- Phase overcurrent
- Out-of-step tripping
- Loss-of-field

The following protection functions are excluded from Requirements of this standard:

- Relay elements supervised by power swing blocking
- Relay elements that are only enabled when other relays or associated systems fail. For example:
 - Overcurrent elements that are only enabled during loss of potential conditions.
 - Relay elements that are only enabled during a loss of communications
- Thermal emulation relays which are used in conjunction with dynamic Facility Ratings
- Relay elements associated with direct current (dc) lines
- Relay elements associated with dc converter transformers
- Phase fault detector relay elements employed to supervise other load-responsive phase distance elements (i.e., in order to prevent false operation in the event of a loss of potential)
- Relay elements associated with switch-onto-fault schemes
- Reverse power relay on the generator
- Generator relay elements that are armed only when the generator is disconnected from the system, (e.g., non-directional overcurrent elements used in conjunction with inadvertent energization schemes, and open breaker flashover schemes)
- Current differential relay, pilot wire relay, and phase comparison relay
- Voltage-restrained or voltage-controlled overcurrent relays

PRC-026-1 – Attachment B

Criterion A:

An impedance-based relay used for tripping is expected to not trip for a stable power swing, when the relay characteristic is completely contained within the unstable power swing region.⁵ The unstable power swing region is formed by the union of three shapes in the impedance (R-X) plane; (1) a lower loss-of-synchronism circle based on a ratio of the sending-end to receiving-end voltages of 0.7; (2) an upper loss-of-synchronism circle based on a ratio of the sending-end to receiving-end voltages of 1.43; (3) a lens that connects the endpoints of the total system impedance (with the parallel transfer impedance removed) bounded by varying the sending-end and receiving-end voltages from 0.0 to 1.0 per unit, while maintaining a constant system separation angle across the total system impedance where:

1. The system separation angle is:
 - At least 120 degrees, or
 - An angle less than 120 degrees where a documented transient stability analysis demonstrates that the expected maximum stable separation angle is less than 120 degrees.
2. All generation is in service and all transmission BES Elements are in their normal operating state when calculating the system impedance.
3. Saturated (transient or sub-transient) reactance is used for all machines.

⁵ Guidelines and Technical Basis, Figures 1 and 2.

PRC-026-1 – Attachment B

Criterion B:

The pickup of an overcurrent relay element used for tripping, that is above the calculated current value (with the parallel transfer impedance removed) for the conditions below:

1. The system separation angle is:
 - At least 120 degrees, or
 - An angle less than 120 degrees where a documented transient stability analysis demonstrates that the expected maximum stable separation angle is less than 120 degrees.
2. All generation is in service and all transmission BES Elements are in their normal operating state when calculating the system impedance.
3. Saturated (transient or sub-transient) reactance is used for all machines.
4. Both the sending-end and receiving-end voltages at 1.05 per unit.

Guidelines and Technical Basis

Introduction

The NERC System Protection and Control Subcommittee technical document, *Protection System Response to Power Swings*, August 2013,⁶ (“PSRPS Report” or “report”) was specifically prepared to support the development of this NERC Reliability Standard. The report provided a historical perspective on power swings as early as 1965 up through the approval of the report by the NERC Planning Committee. The report also addresses reliability issues regarding trade-offs between security and dependability of Protection Systems, considerations for this NERC Reliability Standard, and a collection of technical information about power swing characteristics and varying issues with practical applications and approaches to power swings. Of these topics, the report suggests an approach for this NERC Reliability Standard (“standard” or “PRC-026-1”) which is consistent with addressing three regulatory directives in the FERC Order No. 733. The first directive concerns the need for “...protective relay systems that differentiate between faults and stable power swings and, when necessary, phases out protective relay systems that cannot meet this requirement.”⁷ Second, is “...to develop a Reliability Standard addressing undesirable relay operation due to stable power swings.”⁸ The third directive “...to consider “islanding” strategies that achieve the fundamental performance for all islands in developing the new Reliability Standard addressing stable power swings”⁹ was considered during development of the standard.

The development of this standard implements the majority of the approaches suggested by the report. However, it is noted that the Reliability Coordinator and Transmission Planner have not been included in the standard’s Applicability section (as suggested by the PSRPS Report). This is so that a single entity, the Planning Coordinator, may be the single source for identifying Elements according to Requirement R1. A single source will insure that multiple entities will not identify Elements in duplicate, nor will one entity fail to provide an Element because it believes the Element is being provided by another entity. The Planning Coordinator has, or has access to, the wide-area model and can correctly identify the Elements that may be susceptible to a stable or unstable power swing. Additionally, not including the Reliability Coordinator and Transmission Planner is consistent with the applicability of other relay loadability NERC Reliability Standards (e.g., PRC-023 and PRC-025). It is also consistent with the NERC Functional Model.

The phrase, “while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping” in Requirement R3, describes that the Generator Owner and Transmission Owner are to comply with this standard while achieving its desired protection goals. Load-responsive protective relays, as addressed within this standard, may be intended to provide a variety of backup protection functions, both within the generating unit or generating plant and on the transmission system, and

⁶ NERC System Protection and Control Subcommittee, *Protection System Response to Power Swings*, August 2013: http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

⁷ Transmission Relay Loadability Reliability Standard, Order No. 733, P.150 FERC ¶ 61,221 (2010).

⁸ Ibid. P.153.

⁹ Ibid. P.162.

this standard is not intended to result in the loss of these protection functions. Instead, the Generator Owner and Transmission Owner must consider both the Requirements within this standard and its desired protection goals and perform modifications to its protective relays or protection philosophies as necessary to achieve both.

Power Swings

The IEEE Power System Relaying Committee WG D6 developed a technical document called *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines* (July 2005) that provides background on power swings. The following are general definitions from that document:¹⁰

Power Swing: a variation in three phase power flow which occurs when the generator rotor angles are advancing or retarding relative to each other in response to changes in load magnitude and direction, line switching, loss of generation, faults, and other system disturbances.

Pole Slip: a condition whereby a generator, or group of generators, terminal voltage angles (or phases) go past 180 degrees with respect to the rest of the connected power system.

Stable Power Swing: a power swing is considered stable if the generators do not slip poles and the system reaches a new state of equilibrium, i.e. an acceptable operating condition.

Unstable Power Swing: a power swing that will result in a generator or group of generators experiencing pole slipping for which some corrective action must be taken.

Out-of-Step Condition: Same as an unstable power swing.

Electrical System Center or Voltage Zero: it is the point or points in the system where the voltage becomes zero during an unstable power swing.

Burden to Entities

The PSRPS Report provides a technical basis and approach for focusing on Protection Systems, which are susceptible to power swings, while achieving the purpose of the standard. The approach reduces the number of relays to which the PRC-026-1 Requirements would apply by first identifying the BES Element(s) on which load-responsive protective relays must be evaluated. The first step uses criteria to identify the Elements on which a Protection System is expected to be challenged by power swings. Of those Elements, the second step is to evaluate each load-responsive protective relay that is applied on each identified Element. Rather than requiring the Planning Coordinator or Transmission Planner to perform simulations to obtain information for each identified Element, the Generator Owner and Transmission Owner will reduce the need for simulation by comparing the load-responsive protective relay characteristic to specific criteria in PRC-026-1 – Attachment B.

¹⁰ <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Applicability

The standard is applicable to the Generator Owner, Planning Coordinator, and Transmission Owner entities. More specifically, the Generator Owner and Transmission Owner entities are applicable when applying load-responsive protective relays at the terminals of the applicable BES Elements. The standard is applicable to the following BES Elements: generators, transformers, and transmission lines. The Distribution Provider was considered for inclusion in the standard; however, it is not subject to the standard because this entity, by functional registration, would not own generators, transmission lines, or transformers other than load serving.

Load-responsive protective relays include any protective functions which could trip with or without time delay, on load current.

Requirement R1

The Planning Coordinator has a wide-area view and is in the position to identify what, if any, Elements meet the criteria. The criterion-based approach is consistent with the NERC System Protection and Control Subcommittee (SPCS) technical document, *Protection System Response to Power Swings* (August 2013),¹¹ which recommends a focused approach to determine an at-risk Element. Identification of Elements comes from the annual Planning Assessments pursuant to the transmission planning (i.e., “TPL”) and other NERC Reliability Standards (e.g., PRC-006), and the standard is not requiring any other assessments to be performed by the Planning Coordinator. The required notification on a calendar year basis to the respective Generator Owner and Transmission Owner is sufficient because it is expected that the Planning Coordinator will make its notifications following the completion of its annual Planning Assessments. The Planning Coordinator will continue to provide notification of Elements on a calendar year basis even if a study is performed less frequently (e.g., PRC-006 – Automatic Underfrequency Load Shedding, which is five years) and has not changed. It is possible that a Planning Coordinator could utilize studies from a prior year in determining the necessary notifications pursuant to Requirement R1.

Criterion 1

The first criterion involves generator(s) where an angular stability constraint exists that is addressed by a System Operating Limit (SOL) or a Remedial Action Scheme (RAS) and those Elements terminating at the Transmission station associated with the generator(s). For example, a scheme to remove generation for specific conditions is implemented for a four-unit generating plant (1,100 MW). Two of the units are 500 MW each; one is connected to the 345 kV system and one is connected to the 230 kV system. The Transmission Owner has two 230 kV transmission lines and one 345 kV transmission line all terminating at the generating facility as well as a 345/230 kV autotransformer. The remaining 100 MW consists of two 50 MW combustion turbine (CT) units connected to four 66 kV transmission lines. The 66 kV transmission lines are not electrically joined to the 345 kV and 230 kV transmission lines at the plant site and are not subject to the operating limit or RAS. A stability constraint limits the output of the portion of the plant affected

¹¹ http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

by the RAS to 700 MW for an outage of the 345 kV transmission line. The RAS trips one of the 500 MW units to maintain stability for a loss of the 345 kV transmission line when the total output from both 500 MW units is above 700 MW. For this example, both 500 MW generating units and the associated generator step-up (GSU) transformers would be identified as Elements meeting this criterion. The 345/230 kV autotransformer, the 345 kV transmission line, and the two 230 kV transmission lines would also be identified as Elements meeting this criterion. The 50 MW combustion turbines and 66 kV transmission lines would not be identified pursuant to Criterion 1 because these Elements are not subject to an operating limit or RAS and do not terminate at the Transmission station associated with the generators that are subject to the SOL or RAS.

Criterion 2

The second criterion involves Elements that are monitored as a part of an established System Operating Limit (SOL) based on an angular stability limit regardless of the outage conditions that result in the enforcement of the SOL. For example, if two long parallel 500 kV transmission lines have a combined SOL of 1,200 MW, and this limit is based on angular instability resulting from a fault and subsequent loss of one of the two lines, then both lines would be identified as Elements meeting the criterion.

Criterion 3

The third criterion involves Elements that form the boundary of an island within an underfrequency load shedding (UFLS) design assessment. The criterion applies to islands identified based on application of the Planning Coordinator's criteria for identifying islands, where the island is formed by tripping the Elements based on angular instability. The criterion applies if the angular instability is modeled in the UFLS design assessment, or if the boundary is identified "off-line" (i.e., the Elements are selected based on angular instability considerations, but the Elements are tripped in the UFLS design assessment without modeling the initiating angular instability). In cases where an out-of-step condition is detected and tripping is initiated at an alternate location, the criterion applies to the Element on which the power swing is detected. The criterion does not apply to islands identified based on other considerations that do not involve angular instability, such as excessive loading, Planning Coordinator area boundary tie lines, or Balancing Authority boundary tie lines.

Criterion 4

The fourth criterion involves Elements identified in the most recent annual Planning Assessment where relay tripping occurs due to a stable or unstable¹² power swing during a simulated disturbance. The intent is for the Planning Coordinator to include any Element(s) where relay tripping was observed during simulations performed for the most recent annual Planning Assessment associated with the transmission planning TPL-001-4 Reliability Standard. Note that relay tripping must be assessed within those annual Planning Assessments per TPL-001-4, R4,

¹² Refer to the "Justification for Including Unstable Power Swings in the Requirements" section.

PRC-026-1 – Application Guidelines

Part 4.3.1.3, which indicates that analysis shall include the “Tripping of Transmission lines and transformers where transient swings cause Protection System operation based on generic or actual relay models.” Identifying such Elements according to Criterion 4 and notifying the respective Generator Owner and Transmission Owner will require that the owners of any load-responsive protective relay applied at the terminals of the identified Element evaluate the relay’s susceptibility to tripping in response to a stable power swing.

Planning Coordinators have the discretion to determine whether the observed tripping for a power swing in its Planning Assessments occurs for valid contingencies and system conditions. The Planning Coordinator will address tripping that is observed in transient analyses on an individual basis; therefore, the Planning Coordinator is responsible for identifying the Elements based only on simulation results that are determined to be valid.

Due to the nature of how a Planning Assessment is performed, there may be cases where a previously-identified Element is not identified in the most recent annual Planning Assessment. If so, this is acceptable because the Generator Owner and Transmission Owner would have taken action upon the initial notification of the previously identified Element. When an Element is not identified in later Planning Assessments, the risk of load-responsive protective relays tripping in response to a stable power swing during non-Fault conditions would have already been assessed under Requirement R2 and mitigated according to Requirements R3 and R4 where the relays did not meet the PRC-026-1 – Attachment B criteria. According to Requirement R2, the Generator Owner and Transmission Owner are only required to re-evaluate each load-responsive protective relay for an identified Element where the evaluation has not been performed in the last five calendar years.

Although Requirement R1 requires the Planning Coordinator to notify the respective Generator Owner and Transmission Owner of any Elements meeting one or more of the four criteria, it does not preclude the Planning Coordinator from providing additional information, such as apparent impedance characteristics, in advance or upon request, that may be useful in evaluating protective relays. Generator Owners and Transmission Owners are able to complete protective relay evaluations and perform the required actions without additional information. The standard does not include any requirement for the entities to provide information that is already being shared or exchanged between entities for operating needs. While a Requirement has not been included for the exchange of information, entities should recognize that relay performance needs to be measured against the most current information.

Requirement R2

Requirement R2 requires the Generator Owner and Transmission Owner to evaluate its load-responsive protective relays to ensure that they are expected to not trip in response to stable power swings.

PRC-026-1 – Application Guidelines

The PRC-026-1 – Attachment A lists the applicable load-responsive relays that must be evaluated which include phase distance, phase overcurrent, out-of-step tripping, and loss-of-field relay functions. Phase distance relays could include, but are not limited to, the following:

- Zone elements with instantaneous tripping or intentional time delays of less than 15 cycles
- Phase distance elements used in high-speed communication-aided tripping schemes including:
 - Directional Comparison Blocking (DCB) schemes
 - Directional Comparison Un-Blocking (DCUB) schemes
 - Permissive Overreach Transfer Trip (POTT) schemes
 - Permissive Underreach Transfer Trip (PUTT) schemes

A method is provided within the standard to support consistent evaluation by Generator Owners and Transmission Owners based on specified conditions. Once a Generator Owner or Transmission Owner is notified of Elements pursuant to Requirement R1, it has 12 full calendar months to determine if each Element's load-responsive protective relays meet the PRC-026-1 – Attachment B criteria, if the determination has not been performed in the last five calendar years. Additionally, each Generator Owner and Transmission Owner, that becomes aware of a generator, transformer, or transmission line BES Element that tripped in response to a stable or unstable power swing due to the operation of its protective relays pursuant to Requirement R2, Part 2.2, must perform the same PRC-026-1 – Attachment B criteria determination within 12 full calendar months.

Becoming Aware of an Element That Tripped in Response to a Power Swing

Part 2.2 in Requirement R2 is intended to initiate action by the Generator Owner and Transmission Owner when there is a known stable or unstable power swing and it resulted in the entity's Element tripping. The criterion starts with becoming aware of the event (i.e., power swing) and then any connection with the entity's Element tripping. By doing so, the focus is removed from the entity having to demonstrate that it made a determination whether a power swing was present for every Element trip. The basis for structuring the criterion in this manner is driven by the available ways that a Generator Owner and Transmission Owner could become aware of an Element that tripped in response to a stable or unstable power swing due to the operation of its protective relay(s).

Element trips caused by stable or unstable power swings, though infrequent, would be more common in a larger event. The identification of power swings will be revealed during an analysis of the event. Event analysis where an entity may become aware of a stable or unstable power swing could include internal analysis conducted by the entity, the entity's Protection System review following a trip, or a larger scale analysis by other entities. Event analysis could include involvement by the entity's Regional Entity, and in some cases NERC.

Information Common to Both Generation and Transmission Elements

The PRC-026-1 – Attachment A lists the load-responsive protective relays that are subject to this standard. Generator Owners and Transmission Owners may own load-responsive protective relays (e.g., distance relays) that directly affect generation or transmission BES Elements and will require analysis as a result of Elements being identified by the Planning Coordinator in Requirement R1

or the Generator Owner or Transmission Owner in Requirement R2. For example, distance relays owned by the Transmission Owner may be installed at the high-voltage side of the generator step-up (GSU) transformer (directional toward the generator) providing backup to generation protection. Generator Owners may have distance relays applied to backup transmission protection or backup protection to the GSU transformer. The Generator Owner may have relays installed at the generator terminals or the high-voltage side of the GSU transformer.

Exclusion of Time Based Load-Responsive Protective Relays

The purpose of the standard is “[t]o ensure that load-responsive protective relays are expected to not trip in response to stable power swings during non-Fault conditions.” Load-responsive, high-speed tripping protective relays pose the highest risk of operating during a power swing. Because of this, high-speed tripping protective relays and relays with a time delay of less than 15 cycles are included in the standard; whereas other relays (i.e., Zones 2 and 3) with a time delay of 15 cycles or greater are excluded. The time delay used for exclusion on some load-responsive protective relays is based on the maximum expected time that load-responsive protective relays would be exposed to a stable power swing with a slow slip rate frequency.

In order to establish a time delay that distinguishes a high-risk load-responsive protective relay from one that has a time delay for tripping (lower-risk), a sample of swing rates were calculated based on a stable power swing entering and leaving the impedance characteristic as shown in Table 1. For a relay impedance characteristic that has a power swing entering and leaving, beginning at 90 degrees with a termination at 120 degrees before exiting the zone, the zone timer must be greater than the calculated time the stable power swing is inside the relay’s operating zone to not trip in response to the stable power swing.

$$\text{Eq. (1)} \quad \text{Zone timer} > 2 \times \left(\frac{(120^\circ - \text{Angle of entry into the relay characteristic}) \times 60}{(360 \times \text{Slip Rate})} \right)$$

Table 1: Swing Rates	
Zone Timer (Cycles)	Slip Rate (Hz)
10	1.00
15	0.67
20	0.50
30	0.33

With a minimum zone timer of 15 cycles, the corresponding slip rate of the system is 0.67 Hz. This represents an approximation of a slow slip rate during a system Disturbance. Longer time delays allow for slower slip rates.

Application to Transmission Elements

Criterion A in PRC-026-1 – Attachment B describes an unstable power swing region that is formed by the union of three shapes in the impedance (R-X) plane. The first shape is a lower loss-of-synchronism circle based on a ratio of the sending-end to receiving-end voltages of 0.7 (i.e., $E_S / E_R = 0.7 / 1.0 = 0.7$). The second shape is an upper loss-of-synchronism circle based on a ratio of the sending-end to receiving-end voltages of 1.43 (i.e., $E_S / E_R = 1.0 / 0.7 = 1.43$). The third shape is a lens that connects the endpoints of the total system impedance together by varying the sending-end and receiving-end system voltages from 0.0 to 1.0 per unit, while maintaining a constant system separation angle across the total system impedance (with the parallel transfer impedance removed—see Figures 1 through 5). The total system impedance is derived from a two-bus equivalent network and is determined by summing the sending-end source impedance, the line impedance (excluding the Thévenin equivalent transfer impedance), and the receiving-end source impedance as shown in Figures 6 and 7. Establishing the total system impedance provides a conservative condition that will maximize the security of the relay against various system conditions. The smallest total system impedance represents a condition where the size of the lens characteristic in the R-X plane is smallest and is a conservative operating point from the standpoint of ensuring a load-responsive protective relay is expected to not trip given a predetermined angular displacement between the sending-end and receiving-end voltages. The smallest total system impedance results when all generation is in service and all transmission BES Elements are modeled in their “normal” system configuration (PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A). The parallel transfer impedance is removed to represent a likely condition where parallel Elements may be lost during the disturbance, and the loss of these Elements magnifies the sensitivity of the load-responsive relays on the parallel line by removing the “infeed effect” (i.e., the apparent impedance sensed by the relay is decreased as a result of the loss of the transfer impedance, thus making the relay more likely to trip for a stable power swing—See Figures 13 and 14).

The sending-end and receiving-end source voltages are varied from 0.7 to 1.0 per unit to form the lower and upper loss-of-synchronism circles. The ratio of these two voltages is used in the calculation of the loss-of-synchronism circles, and result in a ratio range from 0.7 to 1.43.

$$\text{Eq. (2)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0.7}{1.0} = 0.7$$

$$\text{Eq. (3):} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1.0}{0.7} = 1.43$$

The internal generator voltage during severe power swings or transmission system fault conditions will be greater than zero due to voltage regulator support. The voltage ratio of 0.7 to 1.43 is chosen to be more conservative than the PRC-023¹³ and PRC-025¹⁴ NERC Reliability Standards where a lower bound voltage of 0.85 per unit voltage is used. A $\pm 15\%$ internal generator voltage range was chosen as a conservative voltage range for calculation of the voltage ratio used to calculate the loss-of-synchronism circles. For example, the voltage ratio using these voltages would result in a ratio range from 0.739 to 1.353.

¹³ Transmission Relay Loadability

¹⁴ Generator Relay Loadability

$$\text{Eq. (4)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0.85}{1.15} = 0.739$$

$$\text{Eq. (5):} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1.15}{0.85} = 1.353$$

The lower ratio is rounded down to 0.7 to be more conservative, allowing a voltage range of 0.7 to 1.0 per unit to be used for the calculation of the loss-of-synchronism circles.¹⁵

When the parallel transfer impedance is included in the model, the division of current through the parallel transfer impedance path results in actual measured relay impedances that are larger than those measured when the parallel transfer impedance is removed (i.e., infeed effect), which would make it more likely for an impedance relay element to be completely contained within the unstable power swing region as shown in Figure 11. If the transfer impedance is included in the evaluation, a distance relay element could be deemed as meeting PRC-026-1 – Attachment B criteria and, in fact would be secure, assuming all Elements were in their normal state. In this case, the distance relay element could trip in response to a stable power swing during an actual event if the system was weakened (i.e., a higher transfer impedance) by the loss of a subset of lines that make up the parallel transfer impedance as shown in Figure 10. This could happen because the subset of lines that make up the parallel transfer impedance tripped on unstable swings, contained the initiating fault, and/or were lost due to operation of breaker failure or remote back-up protection schemes.

Table 10 shows the percent size increase of the lens shape as seen by the relay under evaluation when the parallel transfer impedance is included. The parallel transfer impedance has minimal effect on the apparent size of the lens shape as long as the parallel transfer impedance is at least 10 multiples of the parallel line impedance (less than 5% lens shape expansion), therefore, its removal has minimal impact, but results in a slightly more conservative, smaller lens shape. Parallel transfer impedances of 5 multiples of the parallel line impedance or less result in an apparent lens shape size of 10% or greater as seen by the relay. If two parallel lines and a parallel transfer impedance tie the sending-end and receiving-end buses together, the total parallel transfer impedance will be one or less multiples of the parallel line impedance, resulting in an apparent lens shape size of 45% or greater. It is a realistic contingency that the parallel line could be out-of-service, leaving the parallel transfer impedance making up the rest of the system in parallel with the line impedance. Since it is not known exactly which lines making up the parallel transfer impedance will be out of service during a major system disturbance, it is most conservative to assume that all of them are out, leaving just the line under evaluation in service.

Either the saturated transient or sub-transient direct axis reactance may be used for machines in the evaluation because they are smaller than the un-saturated reactances. Since saturated sub-transient generator reactances are smaller than the transient or synchronous reactances, the use of sub-transient reactances will result in a smaller source impedance and a smaller unstable power swing region in the graphical analysis as shown in Figures 8 and 9. Because power swings occur in a time frame where generator transient reactances will be prevalent, it is acceptable to use saturated transient reactances instead of saturated sub-transient reactances. Because some short-

¹⁵ *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*, April 2004, Section 6 (The Cascade Stage of the Blackout), p. 94 under “Why the Generators Tripped Off,” states, “Some generator undervoltage relays were set to trip at or above 90% voltage. However, a motor stalls out at about 70% voltage and a motor starter contactor drops out around 75%, so if there is a compelling need to protect the turbine from the system the under-voltage trigger point should be no higher than 80%.”

circuit models may not include transient reactances, the use of sub-transient reactances is also acceptable because it produces more conservative results. For this reason, either value is acceptable when determining the system source impedances (PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A and B, No. 3).

Saturated reactances are used in short-circuit programs that produce the system impedance mentioned above. Planning and stability software generally use un-saturated reactances. Generator models used in transient stability analyses recognize that the extent of the saturation effect depends upon both rotor (field) and stator currents. Accordingly, they derive the effective saturated parameters of the machine at each instant by internal calculation from the specified (constant) unsaturated values of machine reactances and the instantaneous internal flux level. The specific assumptions regarding which inductances are affected by saturation, and the relative effect of that saturation, are different for the various generator models used. Thus, unsaturated values of all machine reactances are used in setting up planning and stability software data, and the appropriate set of open-circuit magnetization curve data is provided for each machine.

Saturated reactance values are smaller than unsaturated reactance values and are used in short-circuit programs owned by the Generator and Transmission Owners. Because of this, saturated reactance values are to be used in the development of the system source impedances.

The source or system equivalent impedances can be obtained by a number of different methods using commercially available short-circuit calculation tools.¹⁶ Most short-circuit tools have a network reduction feature that allows the user to select the local and remote terminal buses to retain. The first method reduces the system to one that contains two buses, an equivalent generator at each bus (representing the source impedances at the sending-end and receiving-end), and two parallel lines; one being the line impedance of the protected line with relays being analyzed, the other being the parallel transfer impedance representing all other combinations of lines that connect the two buses together as shown in Figure 6. Another conservative method is to open both ends of the line being evaluated, and apply a three-phase bolted fault at each bus to determine the Thévenin equivalent impedance at each bus. The source impedances are set equal to the Thévenin equivalent impedances and will be less than or equal to the actual source impedances calculated by the network reduction method. Either method can be used to develop the system source impedances at both ends.

The two bullets of PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A, No. 1, identify the system separation angles used to identify the size of the power swing stability boundary for evaluating load-responsive protective relay impedance elements. The first bullet of PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A, No. 1 evaluates a system separation angle of at least 120 degrees that is held constant while varying the sending-end and receiving-end source voltages from 0.7 to 1.0 per unit, thus creating an unstable power swing region about the total system impedance in Figure 1. This unstable power swing region is compared to the tripping portion of the distance relay characteristic; that is, the portion that is not supervised by load encroachment, blinders, or some other form of supervision as shown in Figure 12 that restricts the distance element from tripping

¹⁶ Demetrios A. Tziouvaras and Daqing Hou, Appendix in *Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements*, April 17, 2014: <https://www.selinc.com>.

PRC-026-1 – Application Guidelines

for heavy, balanced load conditions. If the tripping portion of the impedance characteristics are completely contained within the unstable power swing region, the relay impedance element meets Criterion A in PRC-026-1 – Attachment B. A system separation angle of 120 degrees was chosen for the evaluation because it is generally accepted in the industry that recovery for a swing beyond this angle is unlikely to occur.¹⁷

The second bullet of PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A, No. 1 evaluates impedance relay elements at a system separation angle of less than 120 degrees, similar to the first bullet described above. An angle less than 120 degrees may be used if a documented stability analysis demonstrates that the power swing becomes unstable at a system separation angle of less than 120 degrees.

The exclusion of relay elements supervised by Power Swing Blocking (PSB) in PRC-026-1 – Attachment A allows the Generator Owner or Transmission Owner to exclude protective relay elements if they are blocked from tripping by PSB relays. A PSB relay applied and set according to industry accepted practices prevent supervised load-responsive protective relays from tripping in response to power swings. Further, PSB relays are set to allow dependable tripping of supervised elements. The criteria in PRC-026-1 – Attachment B specifically applies to unsupervised elements that could trip for stable power swings. Therefore, load-responsive protective relay elements supervised by PSB can be excluded from the Requirements of this standard.

¹⁷ “The critical angle for maintaining stability will vary depending on the contingency and the system condition at the time the contingency occurs; however, the likelihood of recovering from a swing that exceeds 120 degrees is marginal and 120 degrees is generally accepted as an appropriate basis for setting out-of-step protection. Given the importance of separating unstable systems, defining 120 degrees as the critical angle is appropriate to achieve a proper balance between dependable tripping for unstable power swings and secure operation for stable power swings.” NERC System Protection and Control Subcommittee, *Protection System Response to Power Swings*, August 2013: http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%202020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf, p. 28.

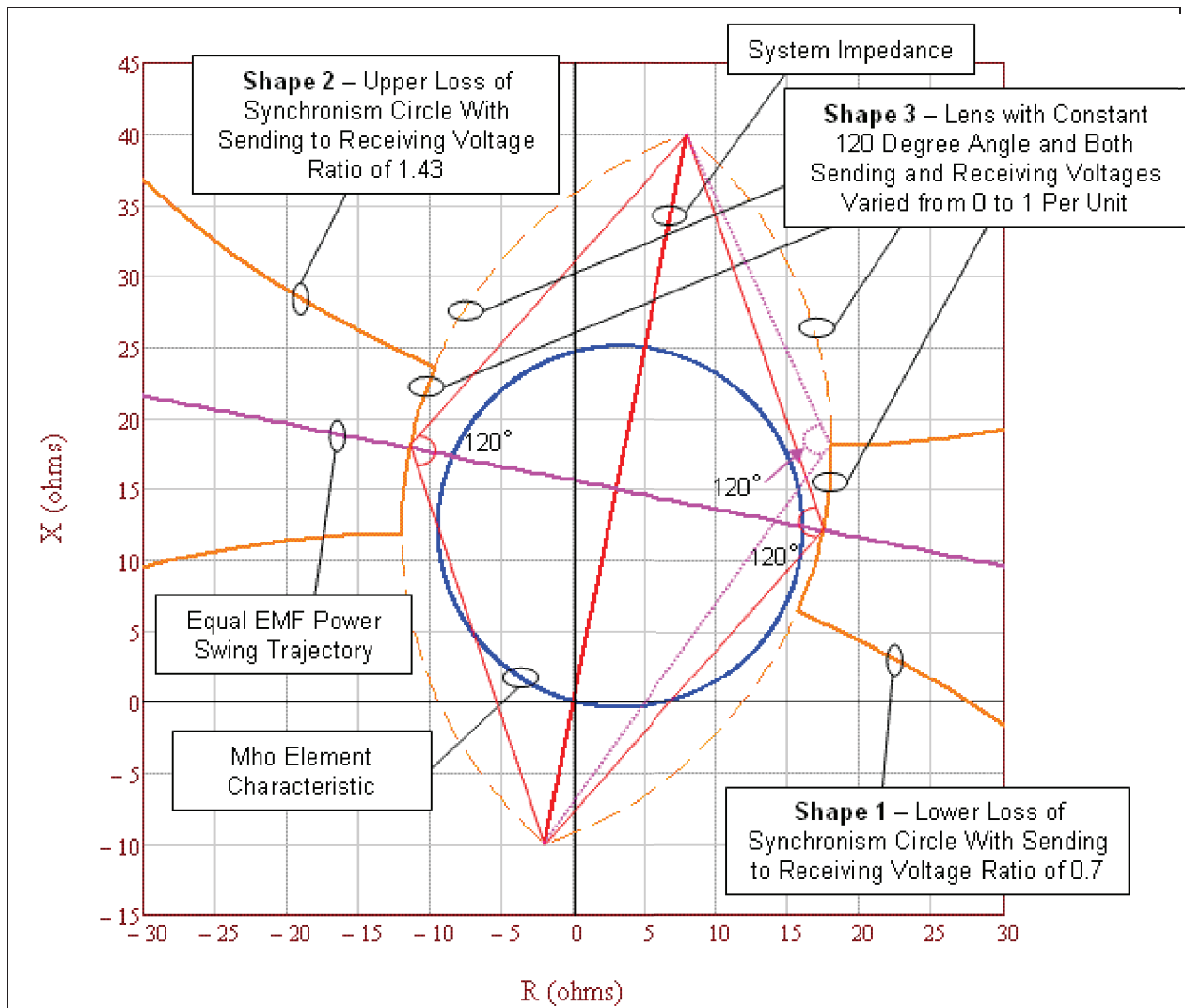


Figure 1: An enlarged graphic illustrating the unstable power swing region formed by the union of three shapes in the impedance (R-X) plane: Shape 1) Lower loss-of-synchronism circle, Shape 2) Upper loss-of-synchronism circle, and Shape 3) Lens. The mho element characteristic is completely contained within the unstable power swing region (i.e., it does not intersect any portion of the unstable power swing region), therefore it meets PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A, No. 1.

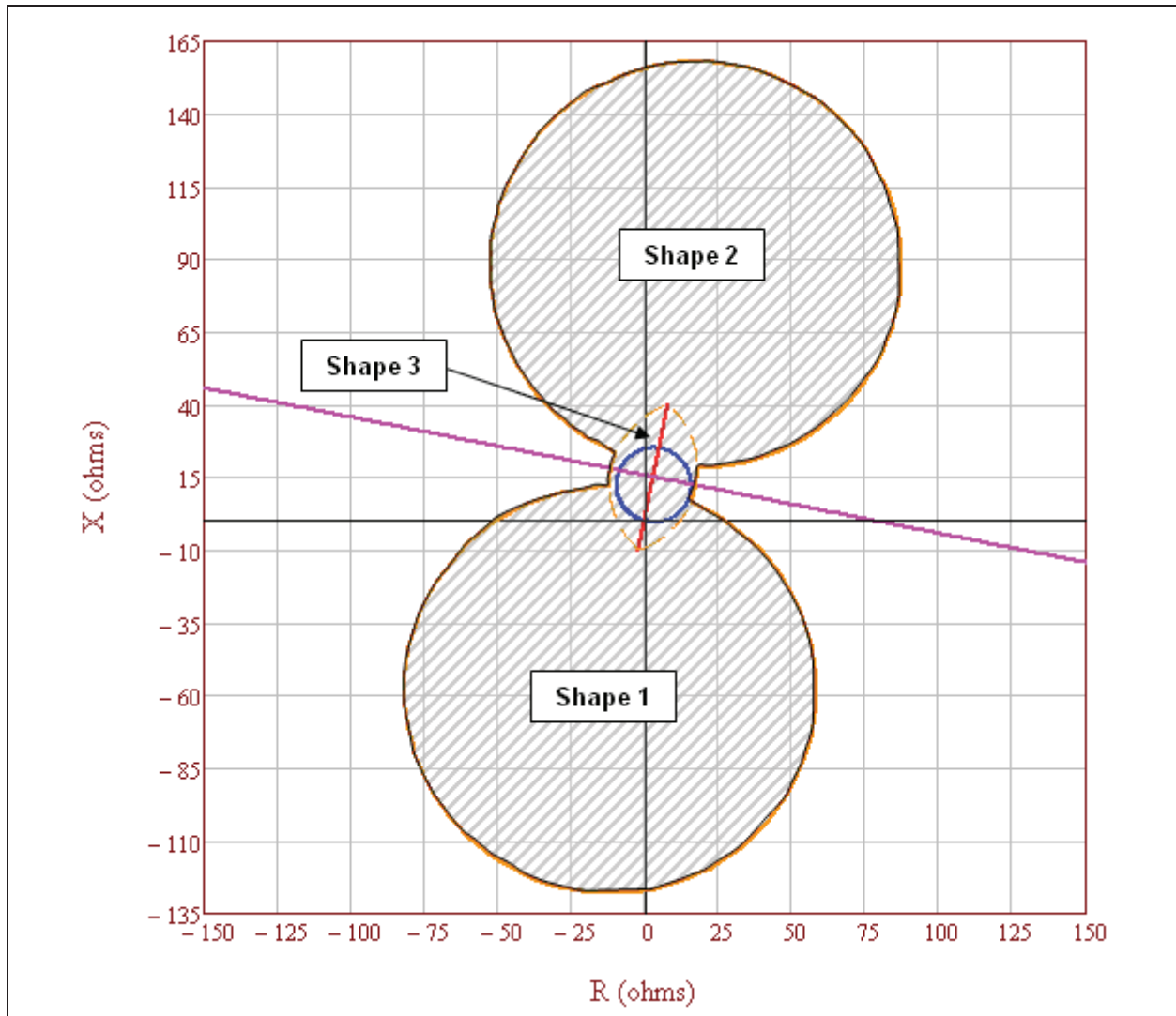


Figure 2: Full graphic of the unstable power swing region formed by the union of the three shapes in the impedance (R-X) plane: Shape 1) Lower loss-of-synchronism circle, Shape 2) Upper loss-of-synchronism circle, and Shape 3) Lens. The mho element characteristic is completely contained within the unstable power swing region, therefore it meets PRC-26-1 – Attachment B, Criterion A, No.1.

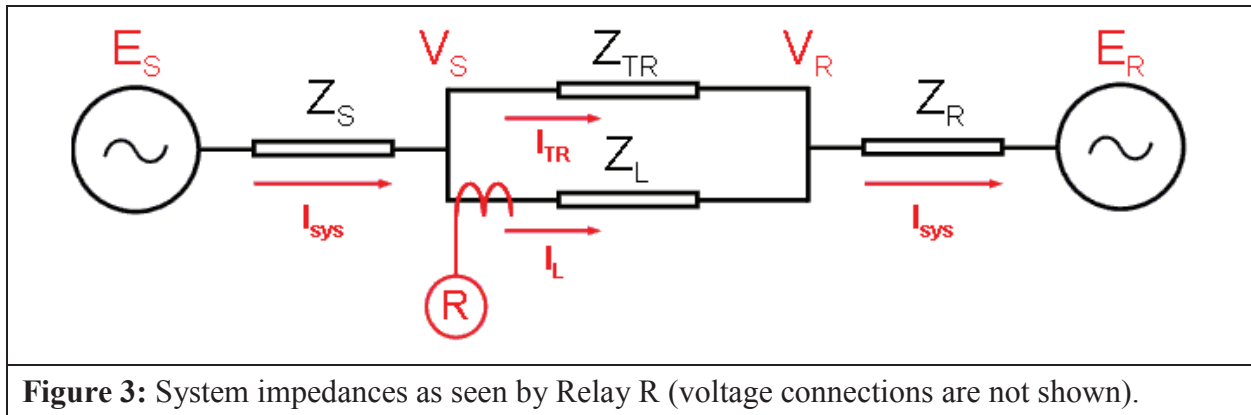


Figure 3: System impedances as seen by Relay R (voltage connections are not shown).

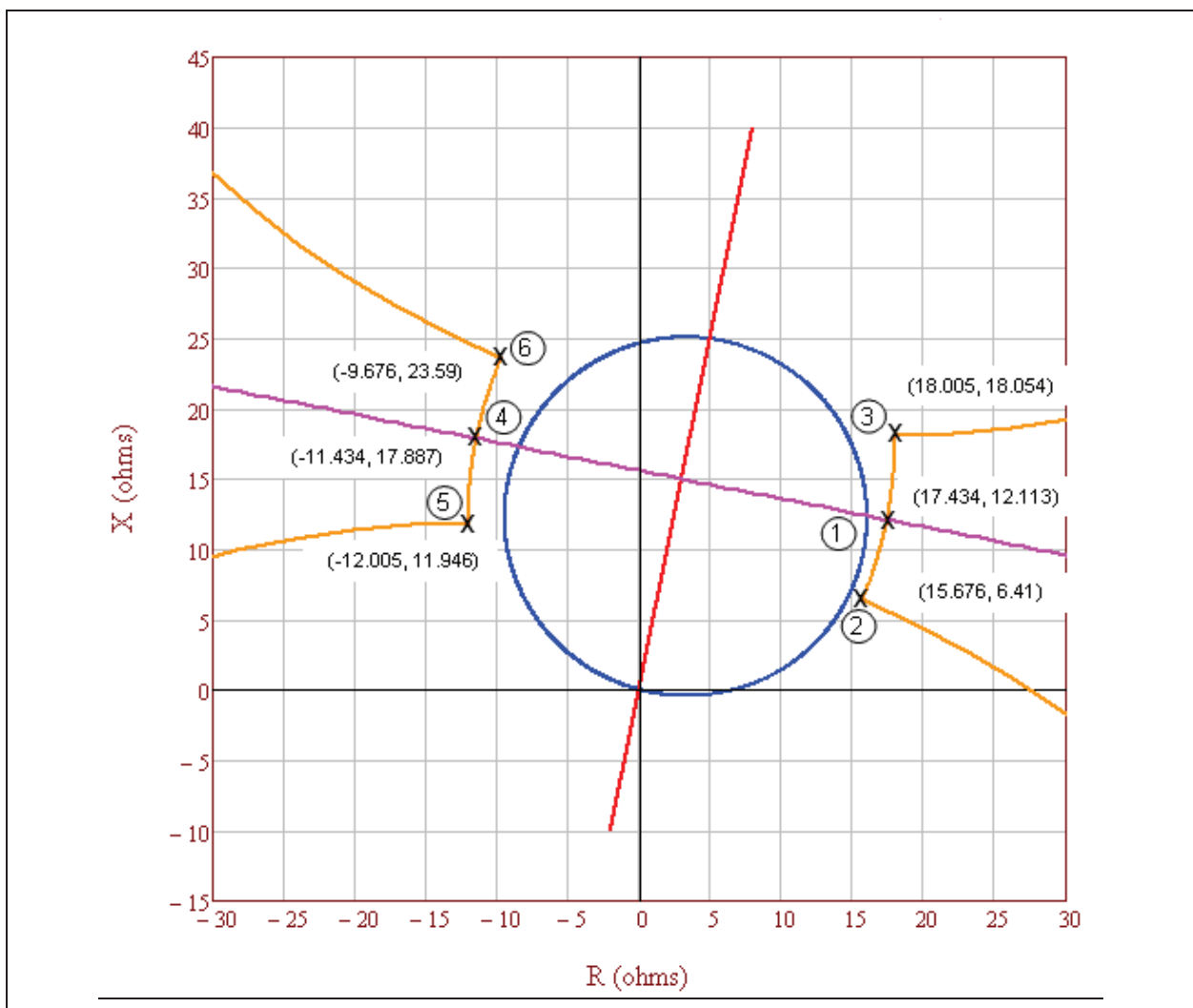


Figure 4: The defining unstable power swing region points where the lens shape intersects the lower and upper loss-of-synchronism circle shapes and where the lens intersects the equal EMF (electromotive force) power swing.

E _S / E _R Voltage Ratio	Left Side Coordinates		Right Side Coordinates	
	R	+ jX	R	+ jX
0.7	-12.005	11.946	15.676	6.41
0.72	-12.004	12.407	15.852	6.836
0.74	-11.996	12.857	16.018	7.255
0.76	-11.982	13.298	16.175	7.667
0.78	-11.961	13.729	16.321	8.073
0.8	-11.935	14.151	16.459	8.472
0.82	-11.903	14.563	16.589	8.865
0.84	-11.867	14.966	16.71	9.251
0.86	-11.826	15.361	16.824	9.631
0.88	-11.78	15.746	16.93	10.004
0.9	-11.731	16.123	17.03	10.371
0.92	-11.678	16.492	17.123	10.732
0.94	-11.621	16.852	17.209	11.086
0.96	-11.562	17.205	17.29	11.435
0.98	-11.499	17.55	17.364	11.777
1	-11.434	17.887	17.434	12.113
1.0286	-11.336	18.356	17.524	12.584
1.0572	-11.234	18.81	17.604	13.043
1.0858	-11.127	19.251	17.675	13.49
1.1144	-11.017	19.677	17.738	13.926
1.143	-10.904	20.091	17.792	14.351
1.1716	-10.788	20.491	17.84	14.766
1.2002	-10.67	20.88	17.88	15.17
1.2288	-10.55	21.256	17.914	15.564
1.2574	-10.428	21.621	17.942	15.948
1.286	-10.304	21.975	17.964	16.322
1.3146	-10.18	22.319	17.981	16.687
1.3432	-10.054	22.652	17.993	17.043
1.3718	-9.928	22.976	18.001	17.39
1.4004	-9.801	23.29	18.005	17.728
1.429	-9.676	23.59	18.005	18.054

Figure 5: Full table of 31 detailed lens shape point calculations. The bold highlighted rows correspond to the detailed calculations in Tables 2-7.

Table 2: Example Calculation (Lens Point 1)	
This example is for calculating the impedance the first point of the lens characteristic. Equal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the sending-end voltage (E _S) leading the receiving-end voltage (E _R) by 120 degrees. See Figures 3 and 4.	
Eq. (6)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$

Table 2: Example Calculation (Lens Point 1)			
	$E_S = \frac{230,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132,791 \angle 120^\circ V$		
Eq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$		
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Total impedance between the generators.			
Eq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Total system impedance.			
Eq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Total system current from sending-end source.			
Eq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 120^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 4,511 \angle 71.3^\circ A$		
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.			
Eq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		

Table 2: Example Calculation (Lens Point 1)	
	$I_L = 4,511\angle 71.3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 4,511\angle 71.3^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132,791\angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4,511\angle 71.3^\circ A]$
	$V_S = 95,757\angle 106.1^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (13)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{95,757\angle 106.1^\circ V}{4,511\angle 71.3^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = 17.434 + j12.113 \Omega$

Table 3: Example Calculation (Lens Point 2)	
This example is for calculating the impedance second point of the lens characteristic. Unequal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the sending-end voltage (E_S) at 70% of the receiving-end voltage (E_R) and leading the receiving-end voltage by 120 degrees. See Figures 3 and 4.	
Eq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL}\angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$
	$E_S = \frac{230,000\angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0.70$
	$E_S = 92,953.7\angle 120^\circ V$
Eq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL}\angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230,000\angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132,791\angle 0^\circ V$
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).	
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$

Table 3: Example Calculation (Lens Point 2)	
Total impedance between the generators.	
Eq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Total system impedance.	
Eq. (17)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Total system current from sending-end source.	
Eq. (18)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92,953.7 \angle 120^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 3,854 \angle 77^\circ A$
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.	
Eq. (19)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3,854 \angle 77^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3,854 \angle 77^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (20)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 92,953 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3,854 \angle 77^\circ A]$
	$V_S = 65,271 \angle 99^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (21)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$

Table 3: Example Calculation (Lens Point 2)	
	$Z_{L-Relay} = \frac{65,271 \angle 99^\circ V}{3,854 \angle 77^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = 15.676 + j6.41 \Omega$

Table 4: Example Calculation (Lens Point 3)	
This example is for calculating the impedance third point of the lens characteristic. Unequal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the receiving-end voltage (E_R) at 70% of the sending-end voltage (E_S) and the sending-end voltage leading the receiving-end voltage by 120 degrees. See Figures 3 and 4.	
Eq. (22)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132,791 \angle 120^\circ V$
Eq. (23)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0.70$
	$E_R = 92,953.7 \angle 0^\circ V$
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).	
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Total impedance between the generators.	
Eq. (24)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Total system impedance.	
Eq. (25)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$

Table 4: Example Calculation (Lens Point 3)	
Total system current from sending-end source.	
Eq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 120^\circ V - 92,953.7 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 3,854 \angle 65.5^\circ A$
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.	
Eq. (27)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3,854 \angle 65.5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3,854 \angle 65.5^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (28)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3,854 \angle 65.5^\circ A]$
	$V_S = 98,265 \angle 110.6^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (29)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{98,265 \angle 110.6^\circ V}{3,854 \angle 65.5^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = 18.005 + j18.054 \Omega$

Table 5: Example Calculation (Lens Point 4)	
This example is for calculating the impedance fourth point of the lens characteristic. Equal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the sending-end voltage (E_S) leading the receiving-end voltage (E_R) by 240 degrees. See Figures 3 and 4.	
Eq. (30)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$

Table 5: Example Calculation (Lens Point 4)			
	$E_S = 132,791 \angle 240^\circ V$		
Eq. (31)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$		
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Total impedance between the generators.			
Eq. (32)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Total system impedance.			
Eq. (33)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Total system current from sending-end source.			
Eq. (34)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 240^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 4,511 \angle 131.3^\circ A$		
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.			
Eq. (35)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4,511 \angle 131.1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4,511 \angle 131.1^\circ A$		

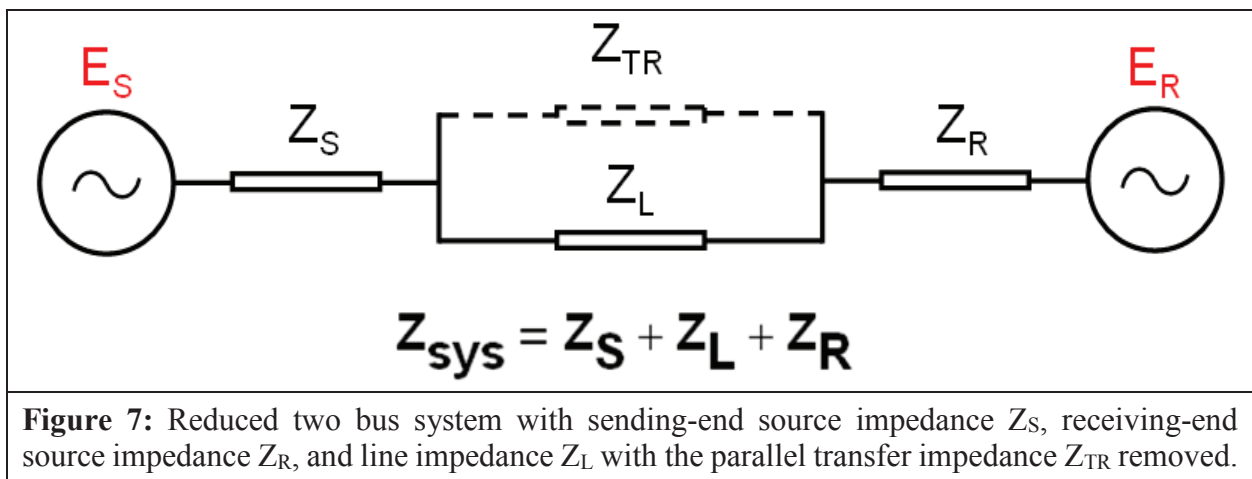
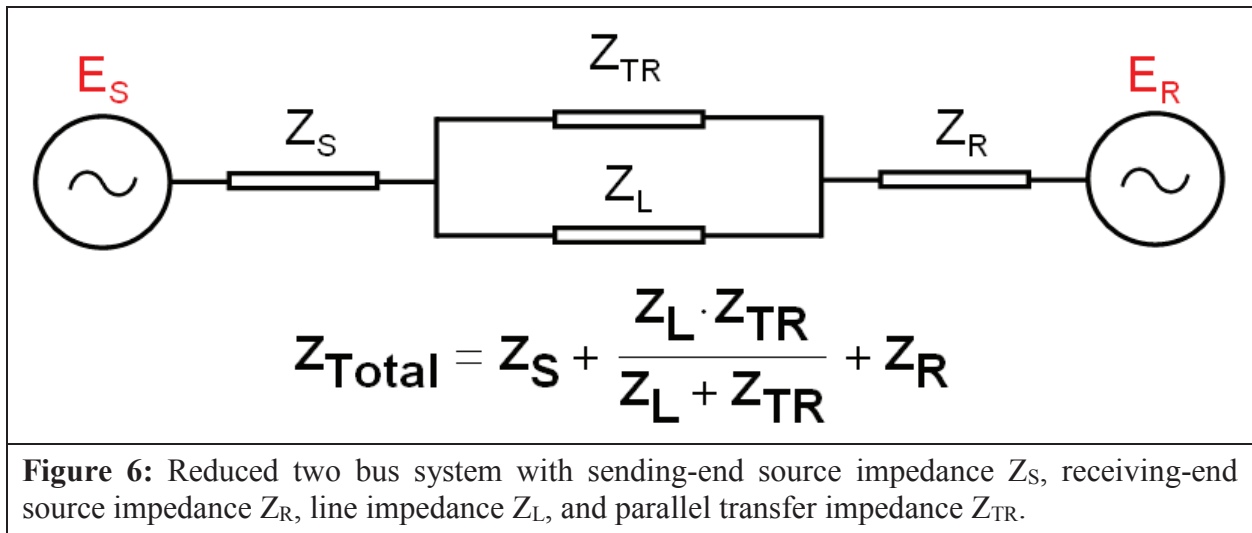
Table 5: Example Calculation (Lens Point 4)	
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (36)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4,511 \angle 131.1^\circ A]$
	$V_S = 95,756 \angle -106.1^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (37)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{95,756 \angle -106.1^\circ V}{4,511 \angle 131.1^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = -11.434 + j17.887 \Omega$

Table 6: Example Calculation (Lens Point 5)	
This example is for calculating the impedance fifth point of the lens characteristic. Unequal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the sending-end voltage (E_S) at 70% of the receiving-end voltage (E_R) and leading the receiving-end voltage by 240 degrees. See Figures 3 and 4.	
Eq. (38)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$
	$E_S = \frac{230,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0.70$
	$E_S = 92,953.7 \angle 240^\circ V$
Eq. (39)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).	
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Total impedance between the generators.	
Eq. (40)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$

Table 6: Example Calculation (Lens Point 5)	
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Total system impedance.	
Eq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10 \Omega) + (4 + j20 \Omega) + (4 + j20 \Omega)$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Total system current from sending-end source.	
Eq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92,953.7 \angle 240^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$
	$I_{sys} = 3,854 \angle 125.5^\circ A$
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.	
Eq. (43)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3,854 \angle 125.5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3,854 \angle 125.5^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (44)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 92,953.7 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3,854 \angle 125.5^\circ A]$
	$V_S = 65,270.5 \angle -99.4^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (45)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{65,270.5 \angle -99.4^\circ V}{3,854 \angle 125.5^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = -12.005 + j11.946 \Omega$

Table 7: Example Calculation (Lens Point 6)			
This example is for calculating the impedance sixth point of the lens characteristic. Unequal source voltages are used for the 230 kV (base) line with the receiving-end voltage (E_R) at 70% of the sending-end voltage (E_S) and the sending-end voltage leading the receiving-end voltage by 240 degrees. See Figures 3 and 4.			
Eq. (46)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132,791 \angle 240^\circ V$		
Eq. (47)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$		
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0.70$		
	$E_R = 92,953.7 \angle 0^\circ V$		
Positive sequence impedance data (with transfer impedance Z_{TR} set to a large value).			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Total impedance between the generators.			
Eq. (48)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Total system impedance.			
Eq. (49)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Total system current from sending-end source.			
Eq. (50)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 240^\circ V - 92,953.7 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 3,854 \angle 137.1^\circ A$		

Table 7: Example Calculation (Lens Point 6)	
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.	
Eq. (51)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3,854 \angle 137.1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3,854 \angle 137.1^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3,854 \angle 137.1^\circ A]$
	$V_S = 98,265 \angle -110.6^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (53)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{98,265 \angle -110.6^\circ V}{3,854 \angle 137.1^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = -9.676 + j23.59 \Omega$



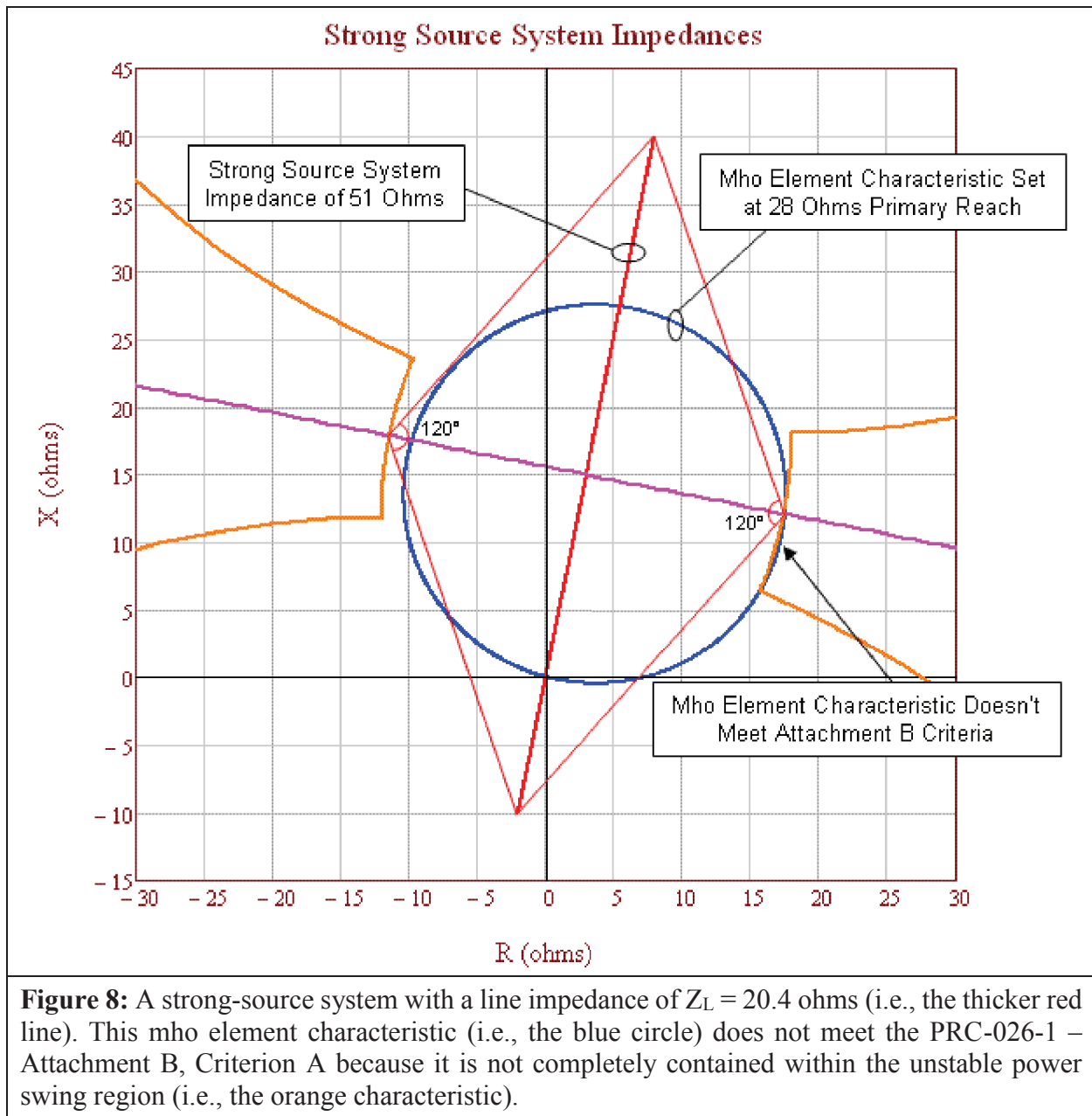


Figure 8: A strong-source system with a line impedance of $Z_L = 20.4$ ohms (i.e., the thicker red line). This mho element characteristic (i.e., the blue circle) does not meet the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A because it is not completely contained within the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic).

Figure 8 above represents a heavily-loaded system with all generation in service and all transmission BES Elements in their normal operating state. The mho element characteristic (set at 137% of Z_L) extends into the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic). Using the strongest source system is more conservative because it shrinks the unstable power swing region, bringing it closer to the mho element characteristic. This figure also graphically represents the effect of a system strengthening over time and this is the reason for re-evaluation if the relay has not been evaluated in the last five calendar years. Figure 9 below depicts a relay that meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A. Figure 8 depicts the same relay with the same setting five years later, where each source has strengthened by about 10% and now the same mho element characteristic does not meet Criterion A.

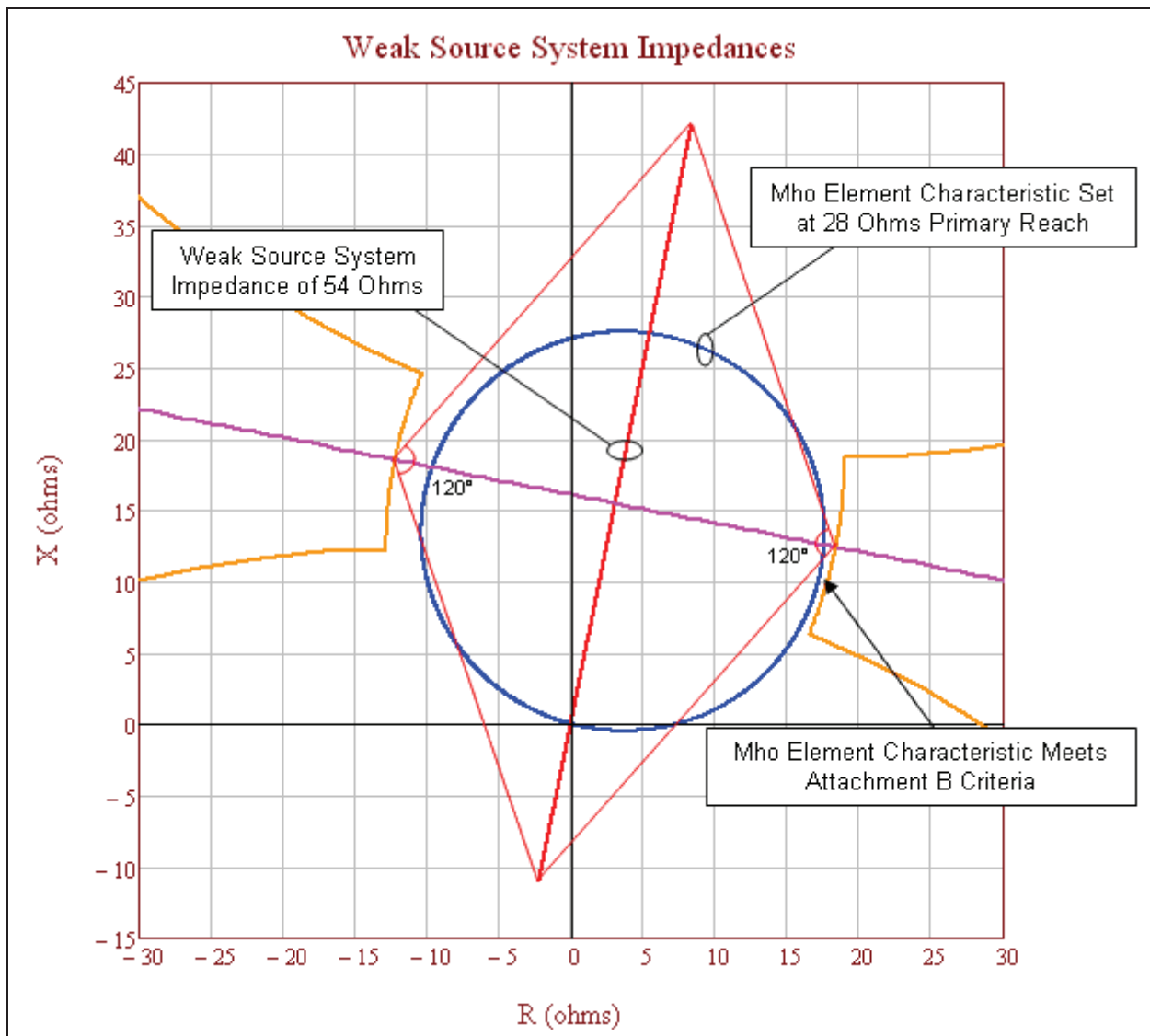


Figure 9: A weak-source system with a line impedance of $Z_L = 20.4$ ohms (i.e., the thicker red line). This mho element characteristic (i.e., the blue circle) meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A because it is completely contained within the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic).

Figure 9 above represents a lightly-loaded system, using a minimum generation profile. The mho element characteristic (set at 137% of Z_L) does not extend into the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic). Using a weaker source system expands the unstable power swing region away from the mho element characteristic.

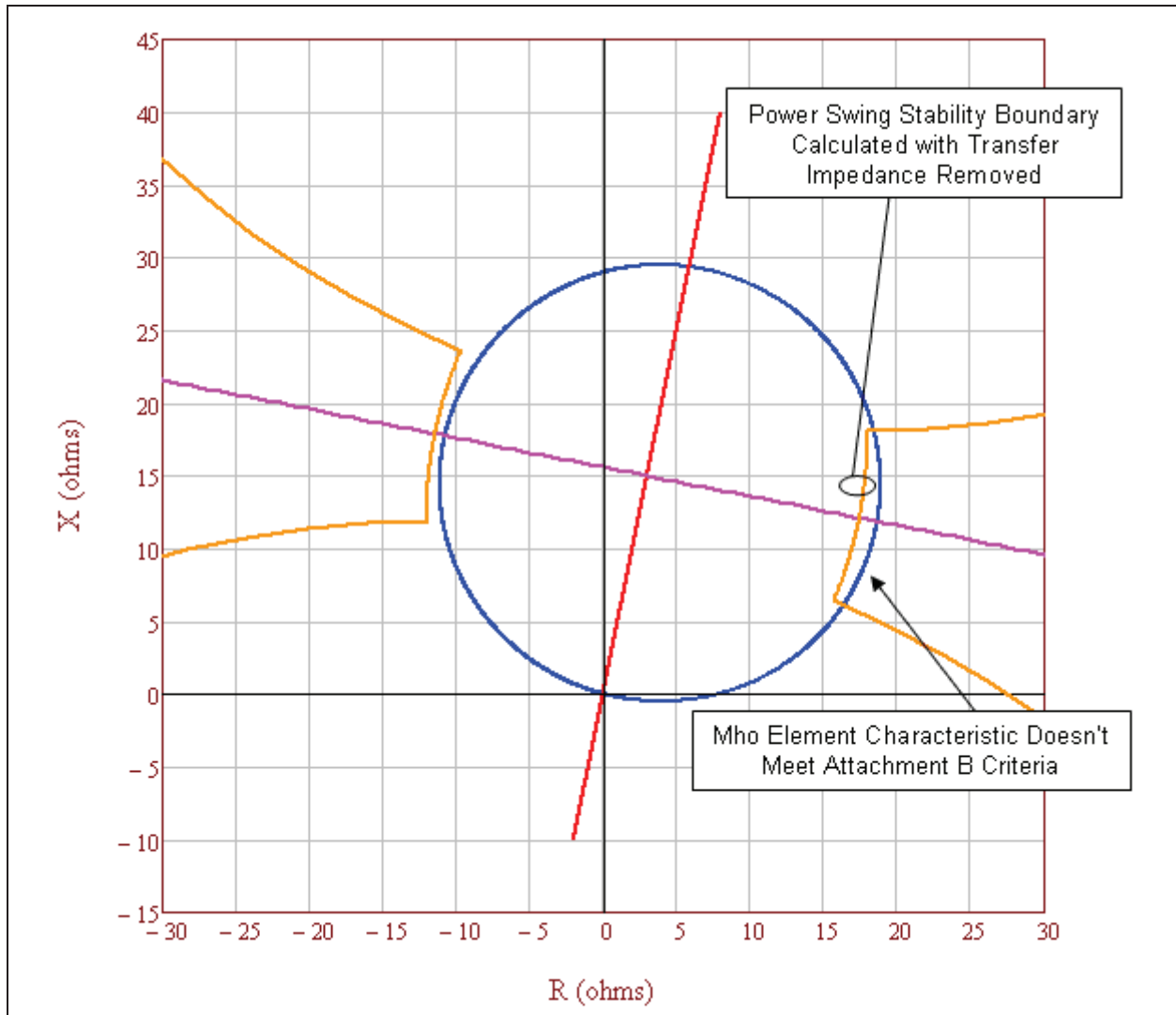


Figure 10: This is an example of an unstable power swing region (i.e., the orange characteristic) with the parallel transfer impedance removed. This relay mho element characteristic (i.e., the blue circle) does not meet PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A because it is not completely contained within the unstable power swing region.

Table 8: Example Calculation (Parallel Transfer Impedance Removed)	
Calculations for the point at 120 degrees with equal source impedances. The total system current equals the line current. See Figure 10.	
Eq. (54)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132,791 \angle 120^\circ V$

Table 8: Example Calculation (Parallel Transfer Impedance Removed)			
Eq. (55)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$		
Given impedance data.			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Total impedance between the generators.			
Eq. (56)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Total system impedance.			
Eq. (57)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Total system current from sending-end source.			
Eq. (58)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 120^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 4,511 \angle 71.3^\circ A$		
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.			
Eq. (59)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4,511 \angle 71.3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4,511 \angle 71.3^\circ A$		

Table 8: Example Calculation (Parallel Transfer Impedance Removed)	
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (60)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4,511 \angle 71.3^\circ A]$
	$V_S = 95,757 \angle 106.1^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (61)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{95,757 \angle 106.1^\circ V}{4,511 \angle 71.3^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = 17.434 + j12.113 \Omega$

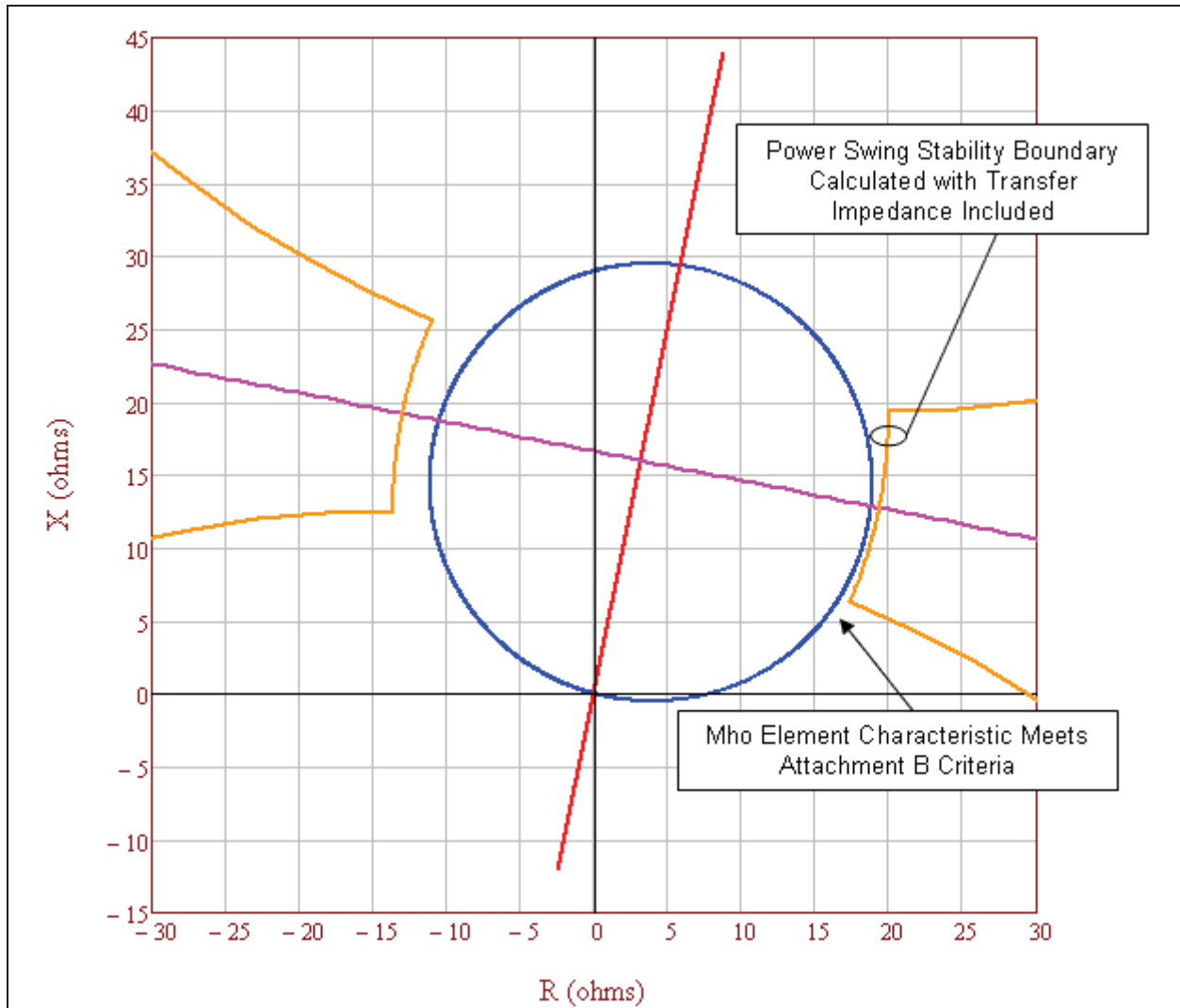


Figure 11: This is an example of an unstable power swing region (i.e., the orange characteristic) with the parallel transfer impedance included causing the mho element characteristic (i.e., the blue circle) to appear to meet the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A because it is completely contained within the unstable power swing region. Including the parallel transfer impedance in the calculation is not allowed by the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A.

In Figure 11 above, the parallel transfer impedance is 5 times the line impedance. The unstable power swing region has expanded out beyond the mho element characteristic due to the infeed effect from the parallel current through the parallel transfer impedance, thus allowing the mho element characteristic to appear to meet the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A. Including the parallel transfer impedance in the calculation is not allowed by the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A.

Table 9: Example Calculation (Parallel Transfer Impedance Included)			
Calculations for the point at 120 degrees with equal source impedances. The total system current does not equal the line current. See Figure 11.			
Eq. (62)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132,791 \angle 120^\circ V$		
Eq. (63)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$		
Given impedance data.			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 5$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \Omega \times 5$		
	$Z_{TR} = 20 + j100 \Omega$		
Total impedance between the generators.			
Eq. (64)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{(4 + j20) \Omega \times (20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$		
	$Z_{total} = 3.333 + j16.667 \Omega$		
Total system impedance.			
Eq. (65)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (3.333 + j16.667) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 9.333 + j46.667 \Omega$		
Total system current from sending-end source.			
Eq. (66)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132,791 \angle 120^\circ V - 132,791 \angle 0^\circ V}{9.333 + j46.667 \Omega}$		

Table 9: Example Calculation (Parallel Transfer Impedance Included)	
	$I_{SYS} = 4,833 \angle 71.3^\circ A$
The current, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is only the current flowing through that line as determined by using the current divider equation.	
Eq. (67)	$I_L = I_{SYS} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4,833 \angle 71.3^\circ A \times \frac{(20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$
	$I_L = 4,027.4 \angle 71.3^\circ A$
The voltage, as measured by the relay on Z_L (Figure 3), is the voltage drop from the sending-end source through the sending-end source impedance.	
Eq. (68)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{SYS})$
	$V_S = 132,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4,833 \angle 71.3^\circ A]$
	$V_S = 93,417 \angle 104.7^\circ V$
The impedance seen by the relay on Z_L .	
Eq. (69)	$Z_{L-Relay} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-Relay} = \frac{93,417 \angle 104.7^\circ V}{4,027 \angle 71.3^\circ A}$
	$Z_{L-Relay} = 19.366 + j12.767 \Omega$

Table 10: Percent Increase of a Lens Due To Parallel Transfer Impedance.

The following demonstrates the percent size increase of the lens characteristic for Z_{TR} in multiples of Z_L with the parallel transfer impedance included.

Z_{TR} in multiples of Z_L	Percent increase of lens with equal EMF sources (Infinite source as reference)
Infinite	N/A
1000	0.05%
100	0.46%
10	4.63%
5	9.27%
2	23.26%
1	46.76%
0.5	94.14%
0.25	189.56%

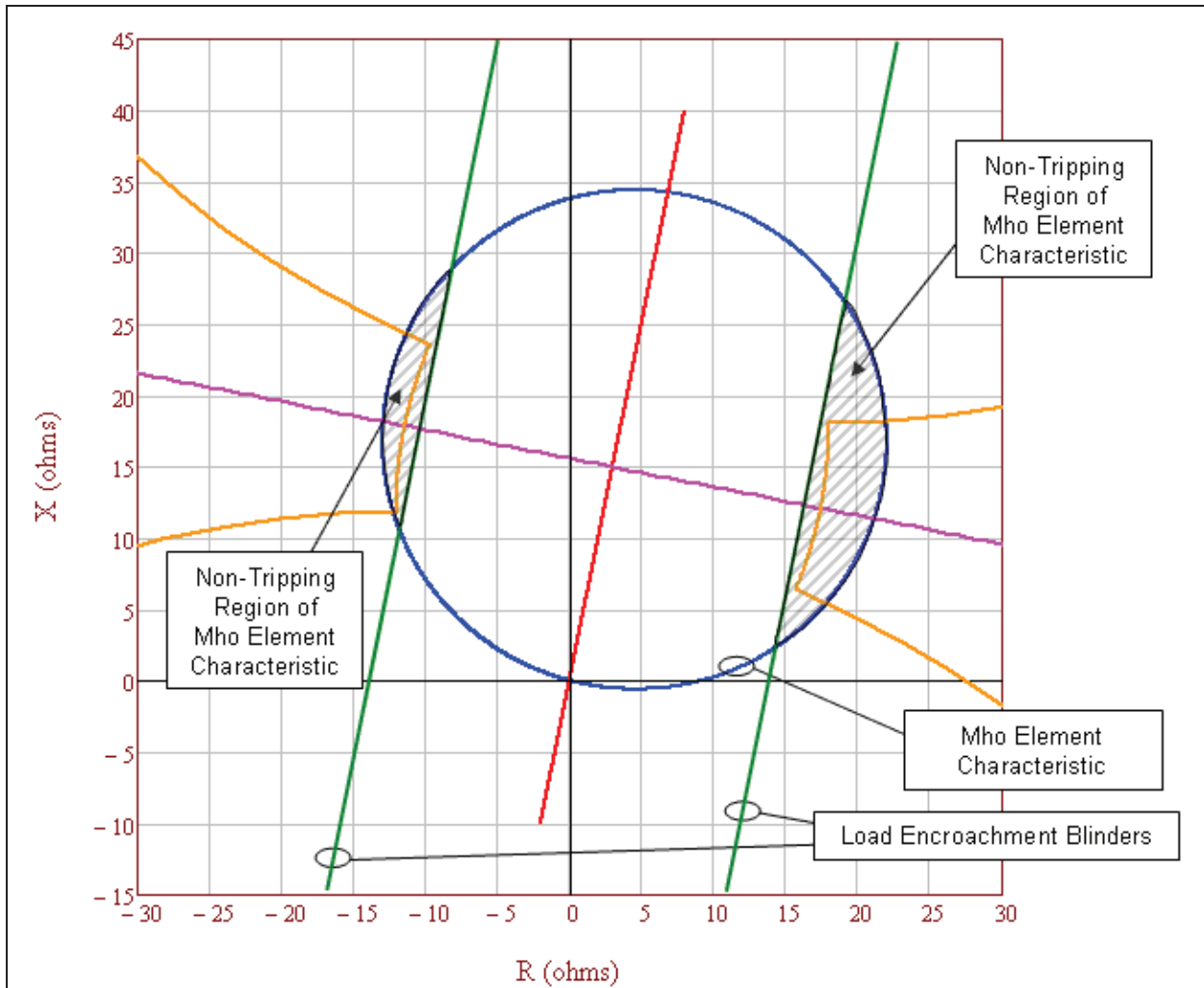


Figure 12: The tripping portion of the mho element characteristic (i.e., the blue circle) not blocked by load encroachment (i.e., the parallel green lines) is completely contained within the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic). Therefore, the mho element characteristic meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A.

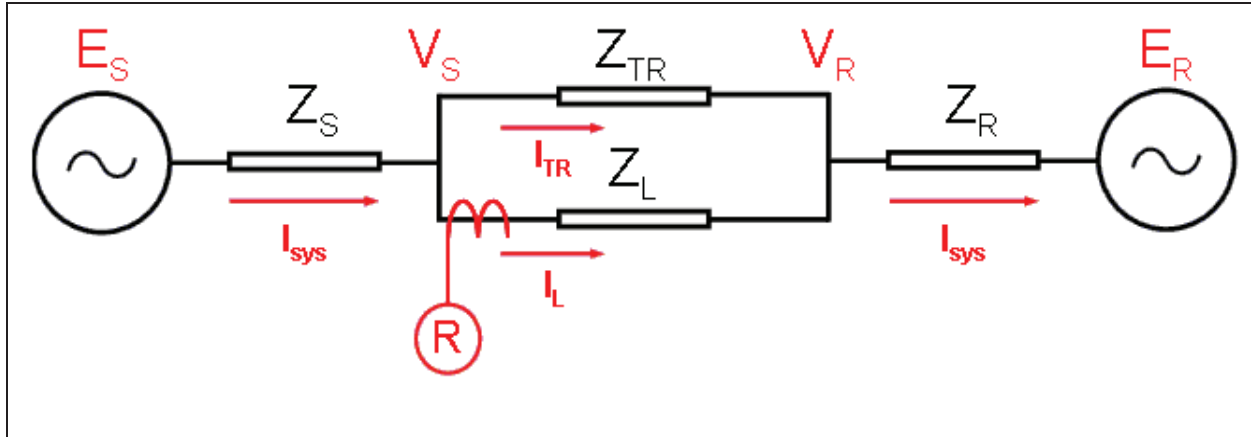


Figure 13: The infeed diagram shows the impedance in front of the relay R with the parallel transfer impedance included. As the parallel transfer impedance approaches infinity, the impedances seen by the relay R in the forward direction becomes $Z_L + Z_R$.

Table 11: Calculations (System Apparent Impedance in the forward direction)

The following equations are provided for calculating the apparent impedance back to the E_R source voltage as seen by relay R. Infeed equations from V_S to source E_R where $E_R = 0$. See Figure 13.

Eq. (70)	$I_L = \frac{V_S - V_R}{Z_L}$			
Eq. (71)	$I_{sys} = \frac{V_R - E_R}{Z_R}$			
Eq. (72)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Eq. (73)	$I_{sys} = \frac{V_R}{Z_R}$	Since $E_R = 0$	Rearranged:	$V_R = I_{sys} \times Z_R$
Eq. (74)	$I_L = \frac{V_S - I_{sys} \times Z_R}{Z_L}$			
Eq. (75)	$I_L = \frac{V_S - [(I_L + I_{TR}) \times Z_R]}{Z_L}$			
Eq. (76)	$V_S = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_R) + (I_{TR} \times Z_R)$			
Eq. (77)	$Z_{Relay} = \frac{V_S}{I_L} = Z_L + Z_R + \frac{I_{TR} \times Z_R}{I_L} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			
Eq. (78)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$			
Eq. (79)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$			

Table 11: Calculations (System Apparent Impedance in the forward direction)

Eq. (80)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$
The infeed equations shows the impedance in front of the relay R (Figure 13) with the parallel transfer impedance included. As the parallel transfer impedance approaches infinity, the impedances seen by the relay R in the forward direction becomes $Z_L + Z_R$.	
Eq. (81)	$Z_{Relay} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$

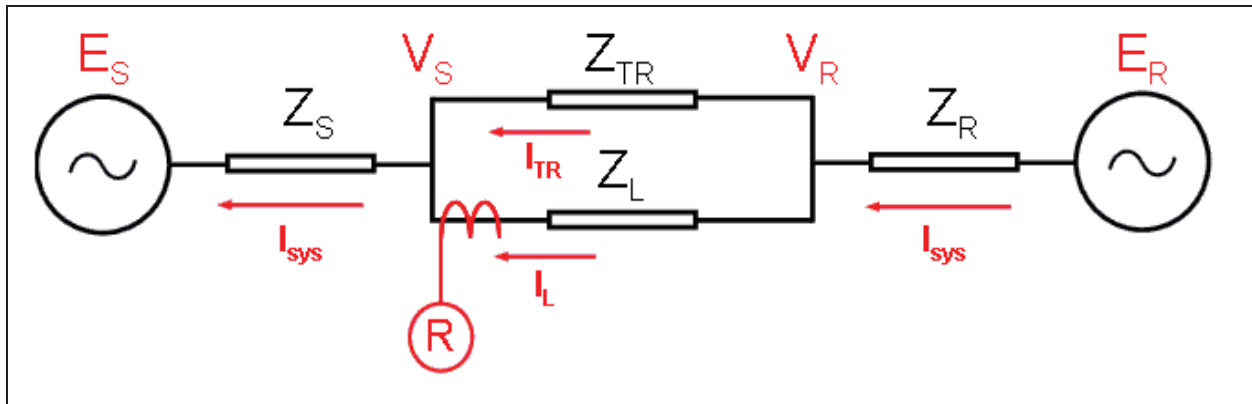


Figure 14: The infeed diagram shows the impedance behind relay R with the parallel transfer impedance included. As the parallel transfer impedance approaches infinity, the impedances seen by the relay R in the reverse direction becomes Z_S .

Table 12: Calculations (System Apparent Impedance in the Reverse Direction)

The following equations are provided for calculating the apparent impedance back to the E_S source voltage as seen by relay R. Infeed equations from V_R back to source E_S where $E_S = 0$. See Figure 14.				
Eq. (82)	$I_L = \frac{V_R - V_S}{Z_L}$			
Eq. (83)	$I_{sys} = \frac{V_S - E_S}{Z_S}$			
Eq. (84)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Eq. (85)	$I_{sys} = \frac{V_S}{Z_S}$	Since $E_S = 0$	Rearranged:	$V_S = I_{sys} \times Z_S$
Eq. (86)	$I_L = \frac{V_R - I_{sys} \times Z_S}{Z_L}$			

Table 12: Calculations (System Apparent Impedance in the Reverse Direction)		
Eq. (87)	$I_L = \frac{V_R - [(I_L + I_{TR}) \times Z_S]}{Z_L}$	
Eq. (88)	$V_R = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_S) + (I_{TR} \times Z_{RS})$	
Eq. (89)	$Z_{Relay} = \frac{V_R}{I_L} = Z_L + Z_S + \frac{I_{TR} \times Z_S}{I_L} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$	
Eq. (90)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$	
Eq. (91)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$	
Eq. (92)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
The infeed equations shows the impedance behind relay R (Figure 14) with the parallel transfer impedance included. As the parallel transfer impedance approaches infinity, the impedances seen by the relay R in the reverse direction becomes Z_S .		
Eq. (93)	$Z_{Relay} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	As seen by relay R at the receiving-end of the line.
Eq. (94)	$Z_{Relay} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Subtract Z_L for relay R impedance as seen at sending-end of the line.

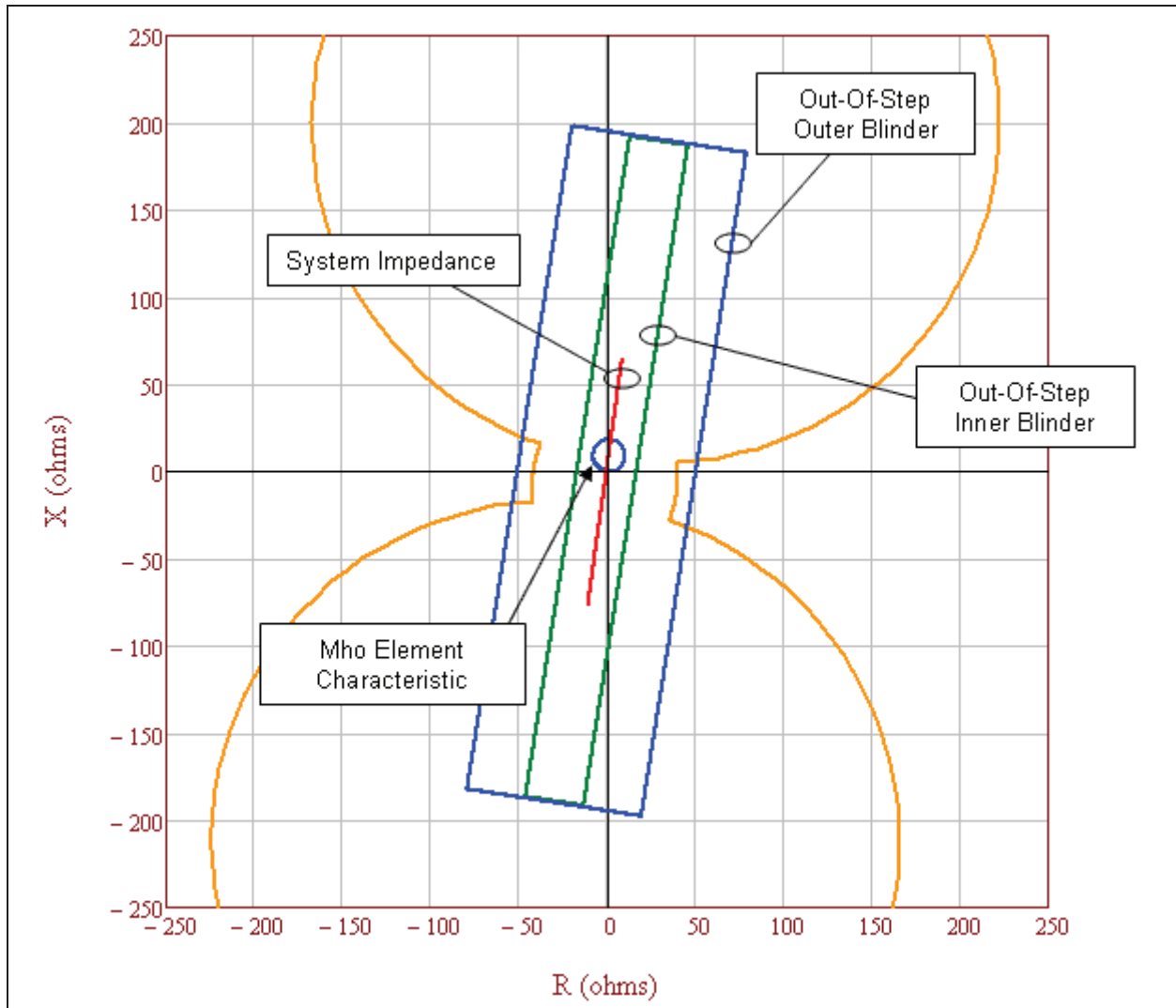


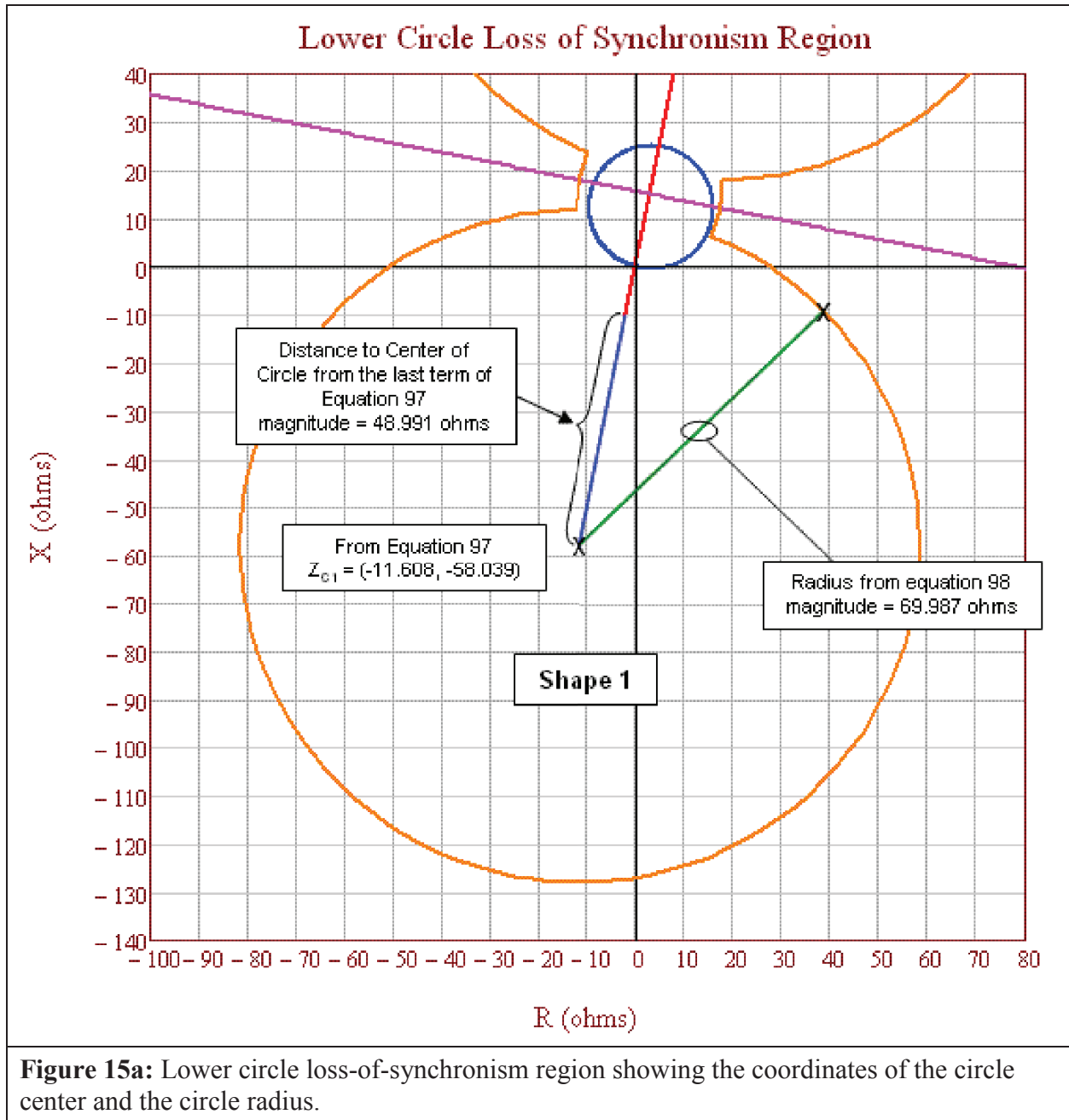
Figure 15: Out-of-step trip (OST) inner blinder (i.e., the parallel green lines) meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A because the inner OST blinder initiates tripping either On-The-Way-In or On-The-Way-Out. Since the inner blinder is completely contained within the unstable power swing region (i.e., the orange characteristic), it meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A.

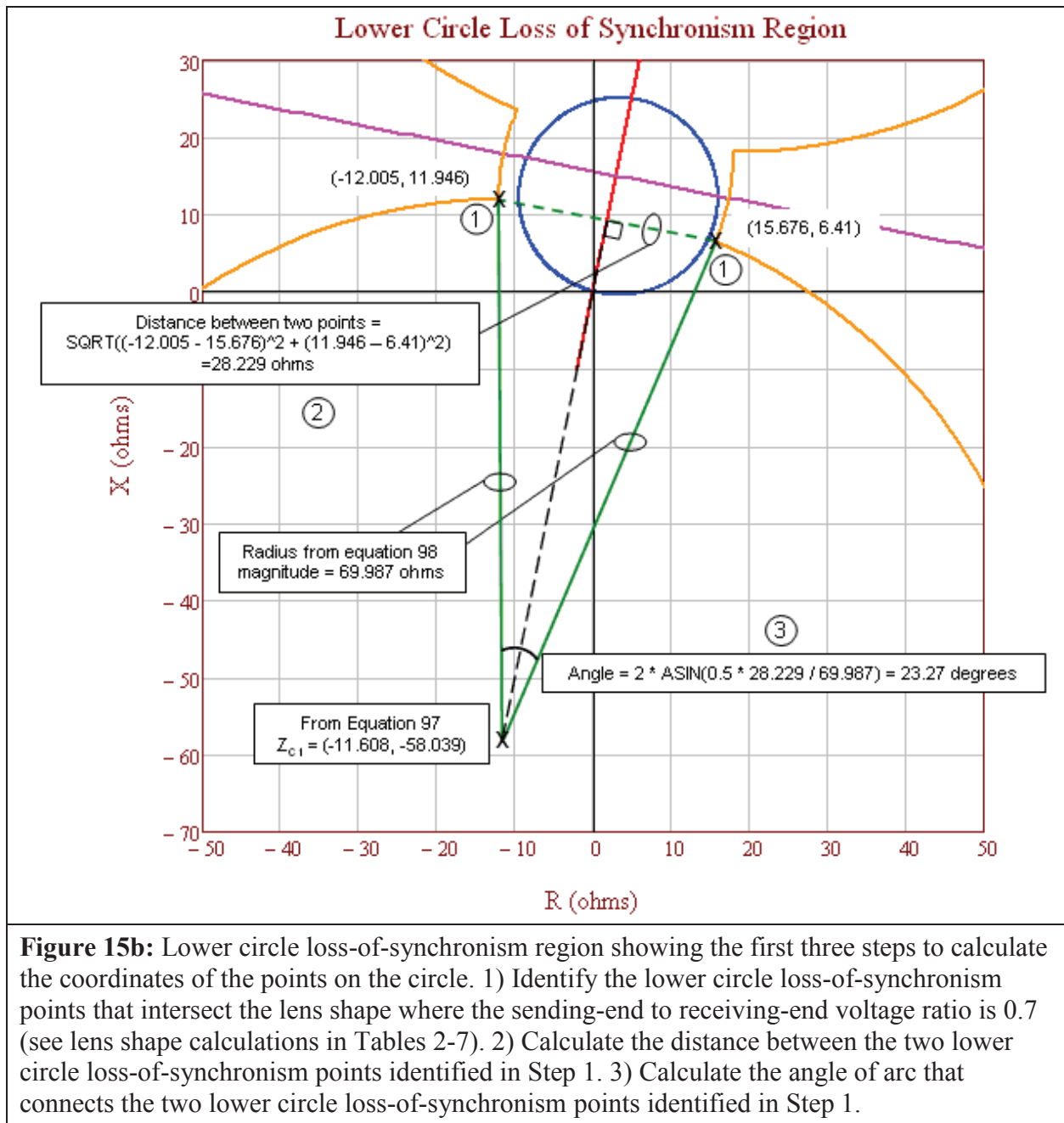
Table 13: Example Calculation (Voltage Ratios)

These calculations are based on the loss-of-synchronism characteristics for the cases of $N < 1$ and $N > 1$ as found in the <i>Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays</i> , GER-3180, p. 12, Figure 3. ¹⁸ The GE illustration shows the formulae used to calculate the radius and center of the circles that make up the ends of the portion of the lens.			
Voltage ratio equations, source impedance equation with infeed formulae applied, and circle equations.			
Given:	$E_S = 0.7$	$E_R = 1.0$	
Eq. (95)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{0.7}{1.0} = 0.7$		
The total system impedance as seen by the relay with infeed formulae applied.			
Given:	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Given:	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10} \Omega$		
Eq. (96)	$Z_{sys} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) + \left[Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right]$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
The calculated coordinates of the lower loss-of-synchronism circle center.			
Eq. (97)	$Z_{C1} = -\left[Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right] - \left[\frac{N^2 \times Z_{sys}}{1 - N^2}\right]$		
	$Z_{C1} = -\left[(2 + j10) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}\right)\right] - \left[\frac{0.7^2 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0.7^2}\right]$		
	$Z_{C1} = -11.608 - j58.039 \Omega$		
The calculated radius of the lower loss-of-synchronism circle.			
Eq. (98)	$r_a = \left \frac{N \times Z_{sys}}{1 - N^2}\right $		
	$r_a = \left \frac{0.7 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0.7^2}\right $		
	$r_a = 69.987 \Omega$		
The calculated coordinates of the upper loss-of-synchronism circle center.			
Given:	$E_S = 1.0$	$E_R = 0.7$	

¹⁸ <http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf>

Table 13: Example Calculation (Voltage Ratios)	
Eq. (99)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{1.0}{0.7} = 1.43$
Eq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}} \right) \right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 4 + j20 \Omega + \left[(4 + j20) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega} \right) \right] + \left[\frac{(10 + j50) \Omega}{1.43^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 17.608 + j88.039 \Omega$
The calculated radius of the upper loss-of-synchronism circle.	
Eq. (101)	$r_b = \left \frac{N \times Z_{sys}}{N^2 - 1} \right $
	$r_b = \left \frac{1.43 \times (10 + j50) \Omega}{1.43^2 - 1} \right $
	$r_b = 69.987 \Omega$





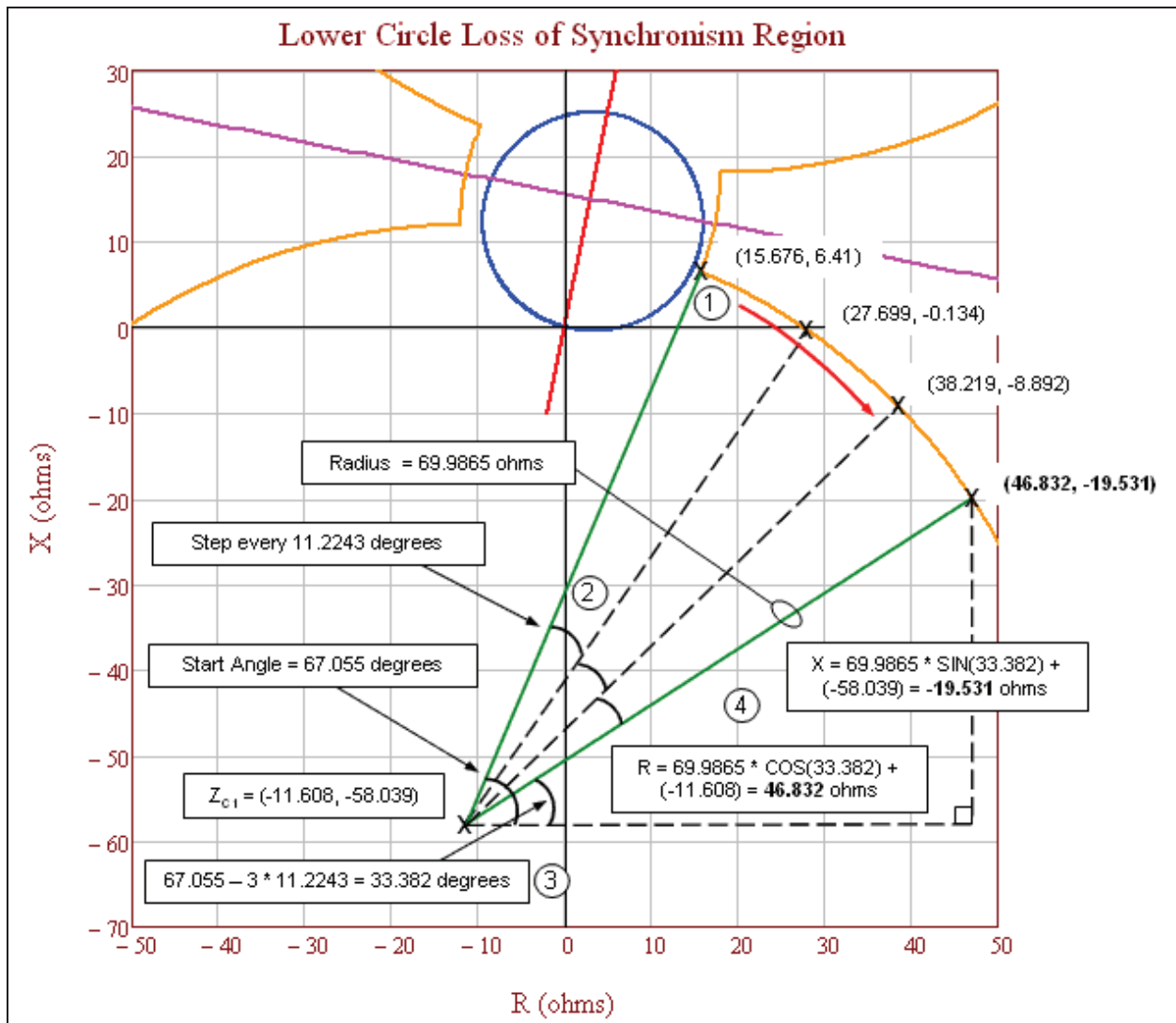


Figure 15d: Lower circle loss-of-synchronism region showing the final steps to calculate the coordinates of the points on the circle. 1) Start at the intersection with the lens shape and proceed in a clockwise direction. 2) Advance the step angle for each point. 3) Calculate the new angle after step advancement. 4) Calculate the R–X coordinates.

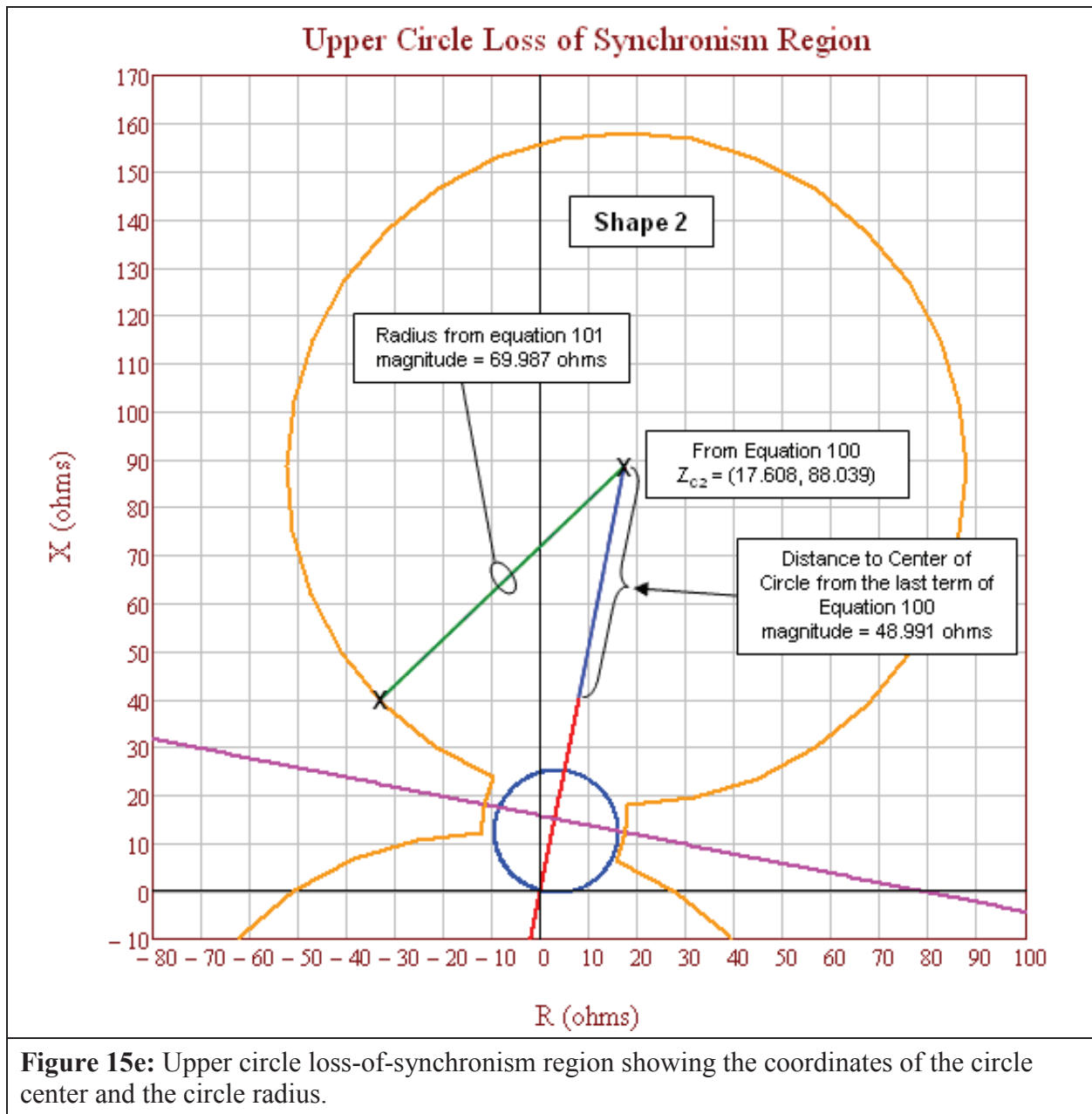


Figure 15e: Upper circle loss-of-synchronism region showing the coordinates of the circle center and the circle radius.

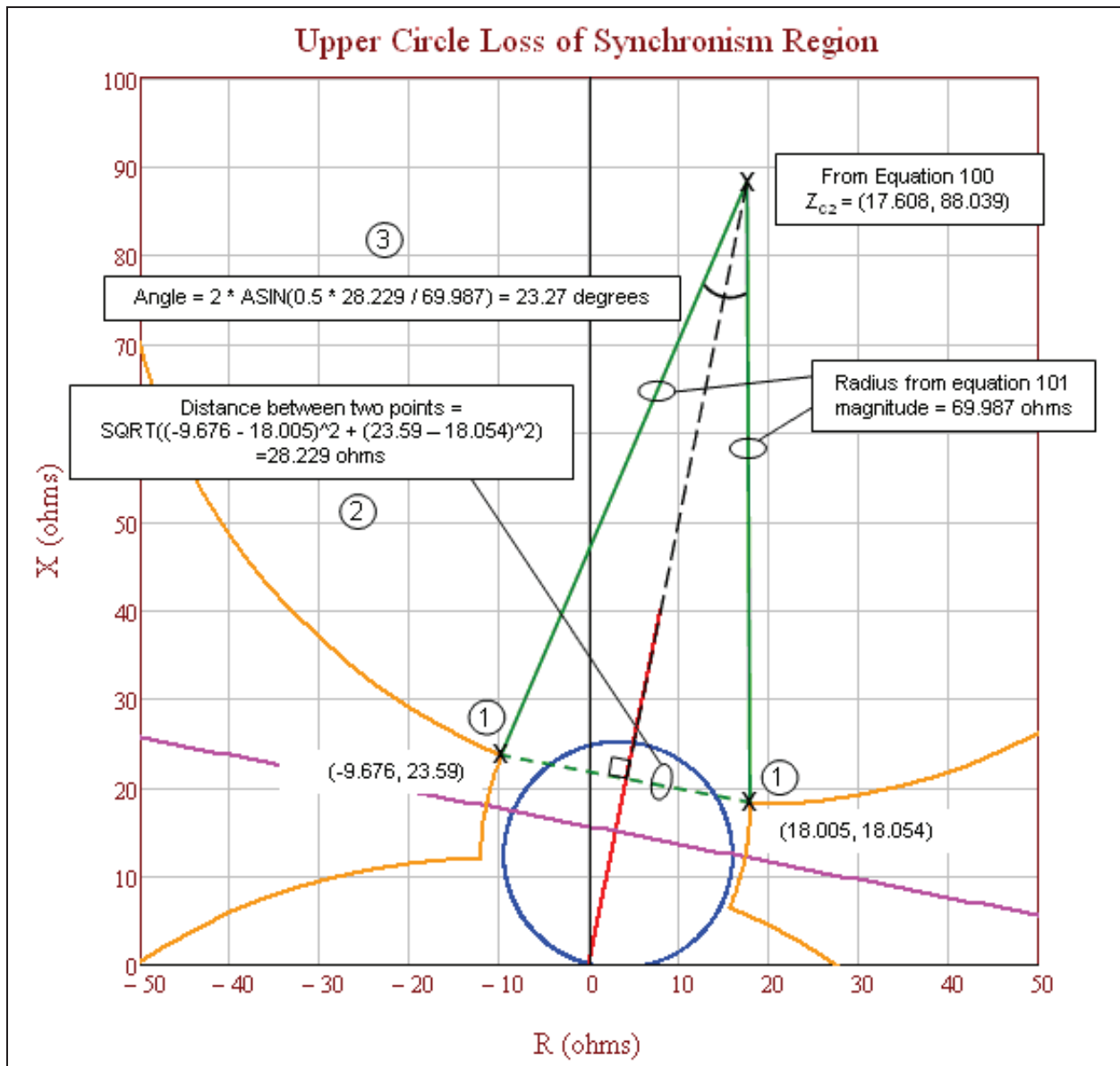


Figure 15f: Upper circle loss-of-synchronism region showing the first three steps to calculate the coordinates of the points on the circle. 1) Identify the upper circle points that intersect the lens shape where the sending-end to receiving-end voltage ratio is 1.43 (see lens shape calculations in Tables 2-7). 2) Calculate the distance between the two upper circle points identified in Step 1. 3) Calculate the angle of arc that connects the two upper circle points identified in Step 1.

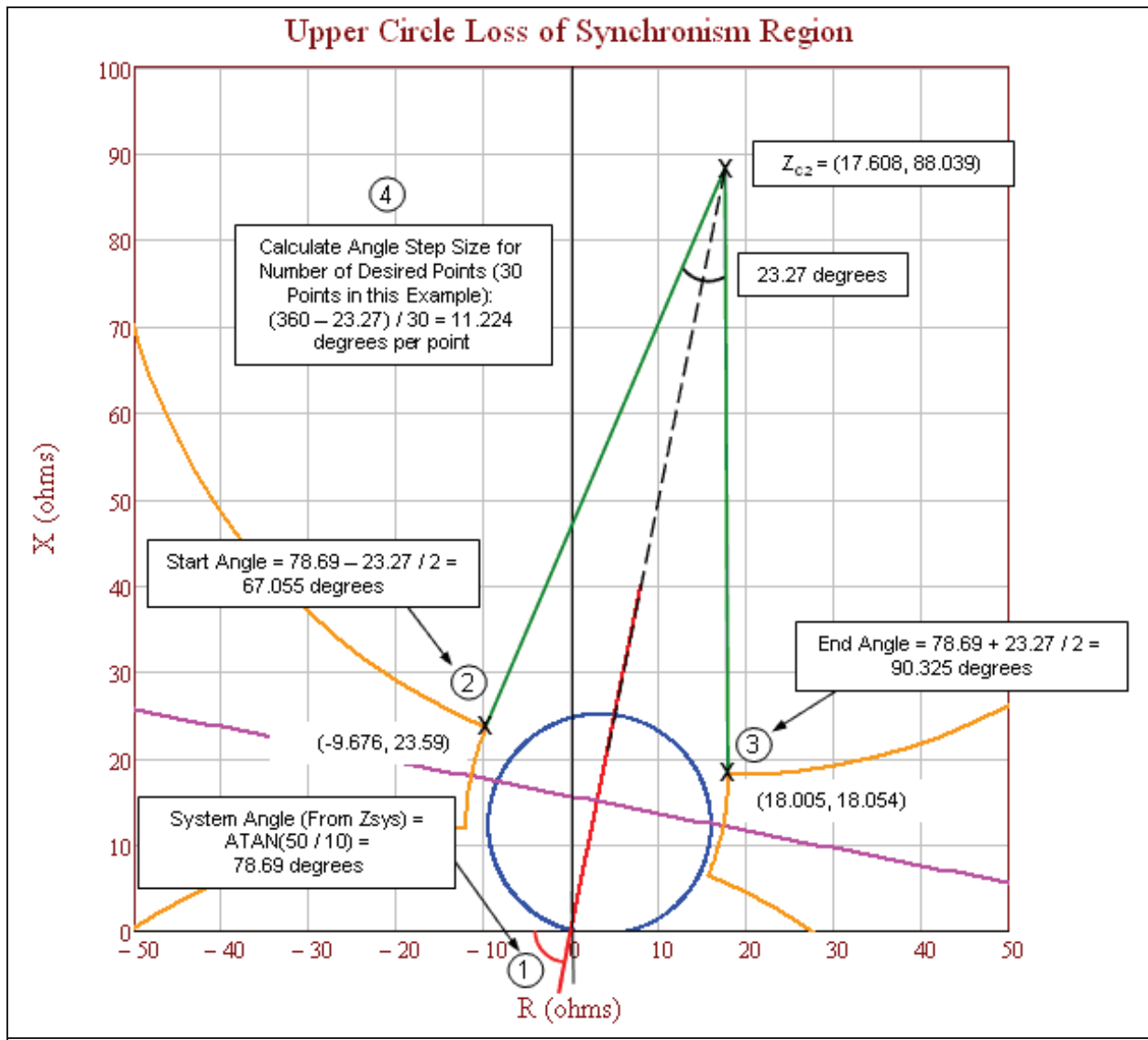


Figure 15g: Upper circle loss-of-synchronism region showing the steps to calculate the start angle, end angle, and the angle step size for the desired number of calculated points. 1) Calculate the system angle. 2) Calculate the start angle. 3) Calculate the end angle. 4) Calculate the angle step size for the desired number of points.

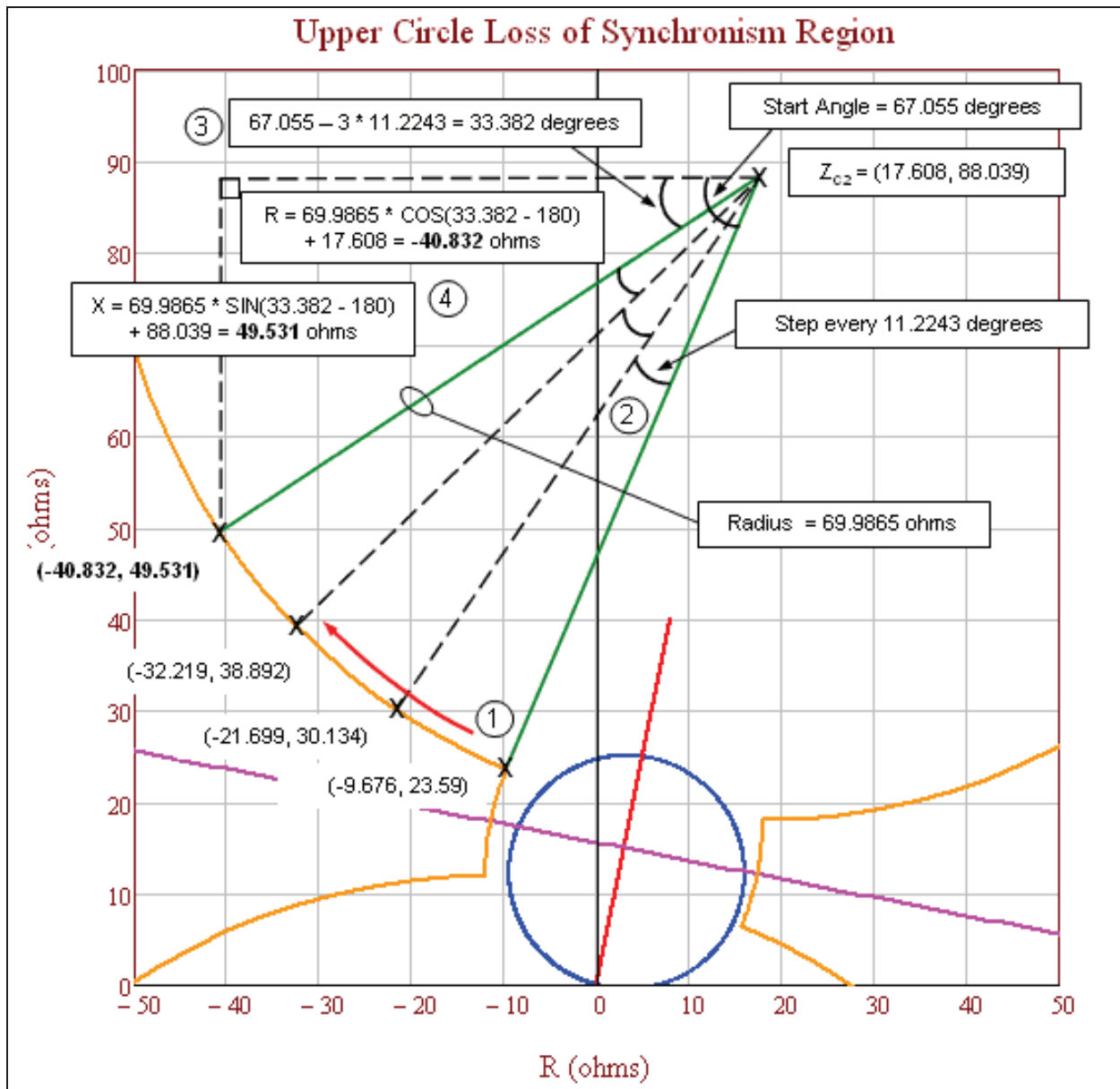


Figure 15h: Upper circle loss-of-synchronism region showing the final steps to calculate the coordinates of the points on the circle. 1) Start at the intersection with the lens shape and proceed in a clockwise direction. 2) Advance the step angle for each point. 3) Calculate the new angle after step advancement. 4) Calculate the R-X coordinates.

Lower Loss of Synchronism Circle Coordinates			Upper Loss of Synchronism Circle Coordinates		
Angle (degrees)	R	+ jX	Angle (degrees)	R	+ jX
67.055	15.676	6.41	67.055	-9.676	23.59
55.831	27.699	-0.134	55.831	-21.699	30.134
44.606	38.219	-8.892	44.606	-32.219	38.892
33.382	46.832	-19.531	33.382	-40.832	49.531
22.158	53.21	-31.643	22.158	-47.21	61.643
10.933	57.108	-44.765	10.933	-51.108	74.765
359.709	58.378	-58.395	359.709	-52.378	88.395
348.485	56.97	-72.011	348.485	-50.97	102.011
337.26	52.939	-85.092	337.26	-46.939	115.092
326.036	46.438	-97.139	326.036	-40.438	127.139
314.812	37.717	-107.69	314.812	-31.717	137.69
303.587	27.109	-116.341	303.587	-21.109	146.341
292.363	15.02	-122.762	292.363	-9.02	152.762
281.139	1.913	-126.707	281.139	4.087	156.707
269.914	-11.712	-128.026	269.914	17.712	158.026
258.69	-25.333	-126.667	258.69	31.333	156.667
247.466	-38.429	-122.682	247.466	44.429	152.682
236.241	-50.499	-116.225	236.241	56.499	146.225
225.017	-61.081	-107.542	225.017	67.081	137.542
213.793	-69.771	-96.965	213.793	75.771	126.965
202.568	-76.235	-84.899	202.568	82.235	114.899
191.344	-80.227	-71.806	191.344	86.227	101.806
180.12	-81.594	-58.185	180.12	87.594	88.185
168.895	-80.284	-44.56	168.895	86.284	74.56
157.671	-76.347	-31.45	157.671	82.347	61.45
146.447	-69.933	-19.357	146.447	75.933	49.357
135.222	-61.288	-8.744	135.222	67.288	38.744
123.998	-50.742	-0.016	123.998	56.742	30.016
112.774	-38.699	6.491	112.774	44.699	23.509
101.549	-25.62	10.53	101.549	31.62	19.47
90.325	-12.005	11.946	90.325	18.005	18.054

Figure 15i: Full tables of calculated lower and upper loss-of-synchronism circle coordinates. The highlighted row is the detailed calculated points in Figures 15d and 15h.

Application Specific to Criterion B

The PRC-026-1 – Attachment B, Criterion B evaluates overcurrent elements used for tripping. The same criteria as PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A is used except for an additional criterion (No. 4) that calculates a current magnitude based upon generator internal voltage of 1.05 per unit. A value of 1.05 per unit generator voltage is used to establish a minimum pickup current value for overcurrent relays that have a time delay less than 15 cycles. The sending-end and receiving-end voltages are established at 1.05 per unit at 120 degree system separation angle. The 1.05 per unit is the typical upper end of the operating voltage, which is also consistent with the maximum power

PRC-026-1 – Application Guidelines

transfer calculation using actual system source impedances in the PRC-023 NERC Reliability Standard. The formulas used to calculate the current are in Table 14 below.

Table 14: Example Calculation (Overcurrent)			
<p>This example is for a 230 kV line terminal with a directional instantaneous phase overcurrent element set to 50 amps secondary times a CT ratio of 160:1 that equals 8,000 amps, primary. The following calculation is where V_S equals the base line-to-ground sending-end generator source voltage times 1.05 at an angle of 120 degrees, V_R equals the base line-to-ground receiving-end generator internal voltage times 1.05 at an angle of 0 degrees, and Z_{sys} equals the sum of the sending-end source, line, and receiving-end source impedances in ohms.</p> <p>Here, the instantaneous phase setting of 8,000 amps is greater than the calculated system current of 5,716 amps; therefore, it meets PRC-026-1 – Attachment B, Criterion B.</p>			
Eq. (102)	$V_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 1.05$		
	$V_S = \frac{230,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1.05$		
	$V_S = 139,430 \angle 120^\circ V$		
Receiving-end generator terminal voltage.			
Eq. (103)	$V_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 1.05$		
	$V_R = \frac{230,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1.05$		
	$V_R = 139,430 \angle 0^\circ V$		
<p>The total impedance of the system (Z_{sys}) equals the sum of the sending-end source impedance (Z_S), the impedance of the line (Z_L), and receiving-end impedance (Z_R) in ohms.</p>			
Given:	$Z_S = 3 + j26 \Omega$	$Z_L = 1.3 + j8.7 \Omega$	$Z_R = 0.3 + j7.3 \Omega$
Eq. (104)	$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$		
	$Z_{sys} = (3 + j26) \Omega + (1.3 + j8.7) \Omega + (0.3 + j7.3) \Omega$		
	$Z_{sys} = 4.6 + j42 \Omega$		
Total system current.			
Eq. (105)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{(139,430 \angle 120^\circ V - 139,430 \angle 0^\circ V)}{(4.6 + j42) \Omega}$		
	$I_{sys} = 5,715.82 \angle 66.25^\circ A$		

Application Specific to Three-Terminal Lines

If a three-terminal line is identified as an Element that is susceptible to a power swing based on Requirement R1, the load-responsive protective relays at each end of the three-terminal line must be evaluated.

As shown in Figure 15j, the source impedances at each end of the line can be obtained from the similar short circuit calculation as for the two-terminal line (assuming the parallel transfer impedances are ignored).

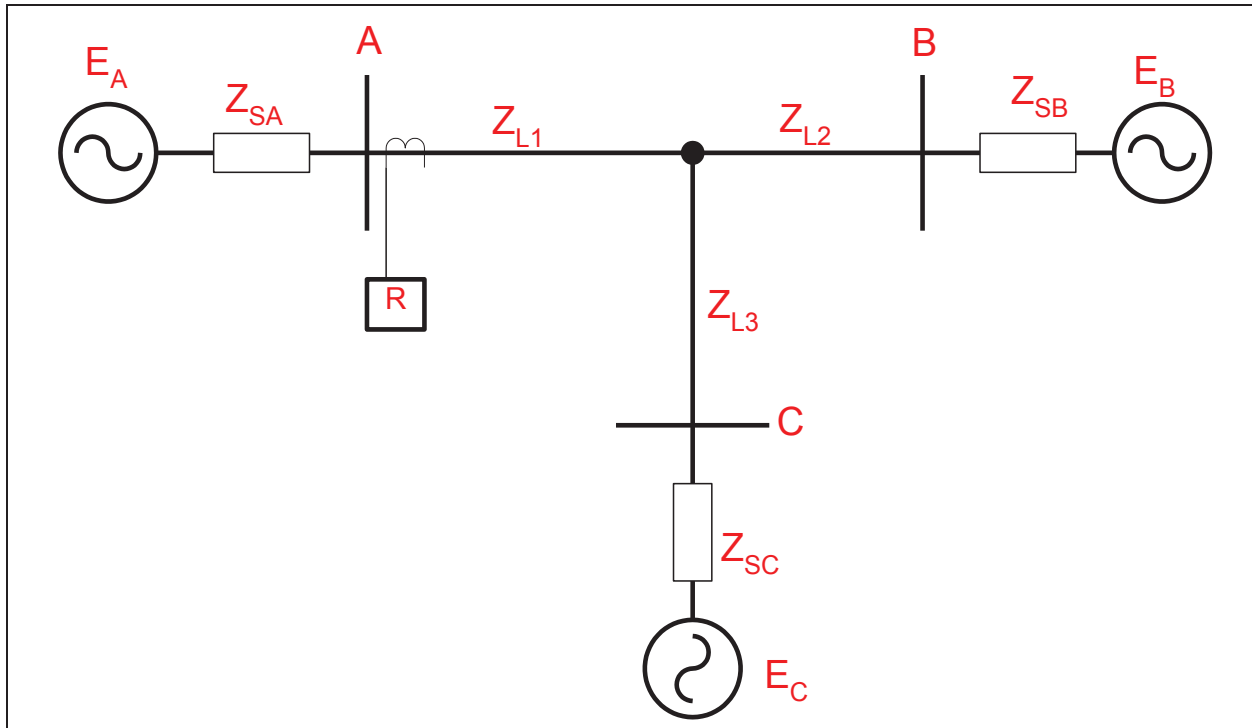


Figure 15j: Three-terminal line. To evaluate the load-responsive protective relays on the three-terminal line at Terminal A, the circuit in Figure 15j is first reduced to the equivalent circuit shown in Figure 15k. The evaluation process for the load-responsive protective relays on the line at Terminal A will now be the same as that of the two-terminal line.

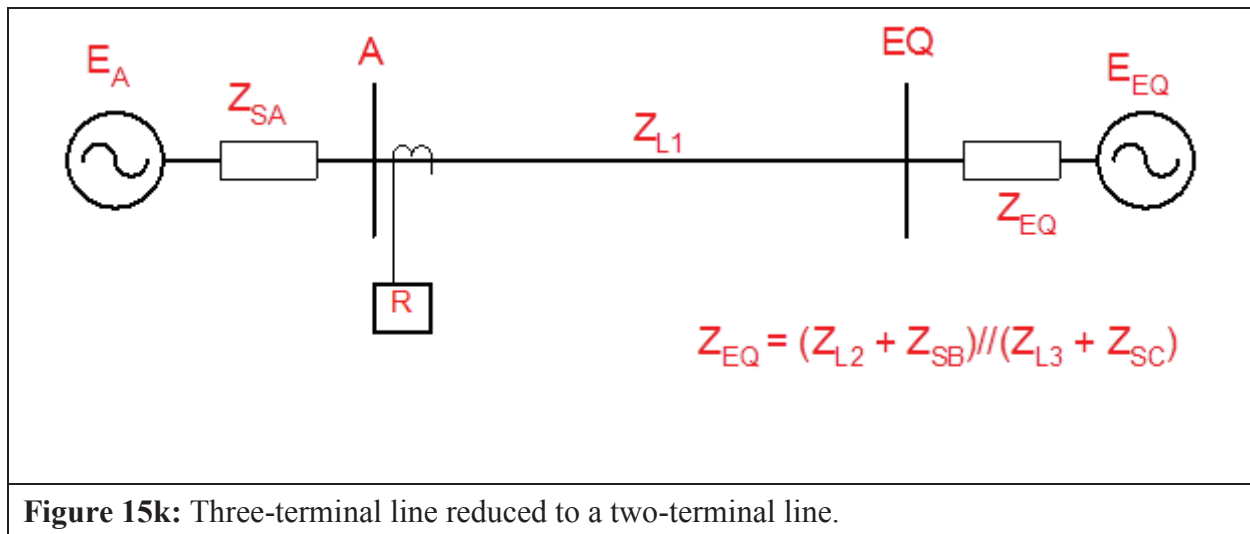


Figure 15k: Three-terminal line reduced to a two-terminal line.

Application to Generation Elements

As with transmission BES Elements, the determination of the apparent impedance seen at an Element located at, or near, a generation Facility is complex for power swings due to various interdependent quantities. These variances in quantities are caused by changes in machine internal voltage, speed governor action, voltage regulator action, the reaction of other local generators, and the reaction of other interconnected transmission BES Elements as the event progresses through the time domain. Though transient stability simulations may be used to determine the apparent impedance for verifying load-responsive relay settings,^{19,20} Requirement R2, PRC-026-1 – Attachment B, Criteria A and B provides a simplified method for evaluating the load-responsive protective relay’s susceptibility to tripping in response to a stable power swing without requiring stability simulations.

In general, the electrical center will be in the transmission system for cases where the generator is connected through a weak transmission system (high external impedance). In other cases where the generator is connected through a strong transmission system, the electrical center could be inside the unit connected zone.²¹ In either case, load-responsive protective relays connected at the generator terminals or at the high-voltage side of the generator step-up (GSU) transformer may be challenged by power swings. Relays that may be challenged by power swings will be determined by the Planning Coordinator in Requirement R1 or by the Generator Owner after becoming aware of a generator, transformer, or transmission line BES Element that tripped²² in response to a stable or unstable power swing due to the operation of its protective relay(s) in Requirement R2.

¹⁹ Donald Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, FL, CRC Press, 2006.

²⁰ Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw Hill, Inc., 1994.

²¹ Ibid, Kundur.

²² See Guidelines and Technical Basis section, “Becoming Aware of an Element That Tripped in Response to a Power Swing,”

PRC-026-1 – Application Guidelines

Voltage controlled time-overcurrent and voltage-restrained time-overcurrent relays are excluded from this standard. When these relays are set based on equipment permissible overload capability, their operating times are much greater than 15 cycles for the current levels observed during a power swing.

Instantaneous overcurrent, time-overcurrent, and definite-time overcurrent relays with a time delay of less than 15 cycles for the current levels observed during a power swing are applicable and are required to be evaluated for identified Elements.

The generator loss-of-field protective function is provided by impedance relay(s) connected at the generator terminals. The settings are applied to protect the generator from a partial or complete loss of excitation under all generator loading conditions and, at the same time, be immune to tripping on stable power swings. It is more likely that the loss-of-field relay would operate during a power swing when the automatic voltage regulator (AVR) is in manual mode rather than when in automatic mode.²³ Figure 16 illustrates the loss-of-field relay in the R-X plot, which typically includes up to three zones of protection.

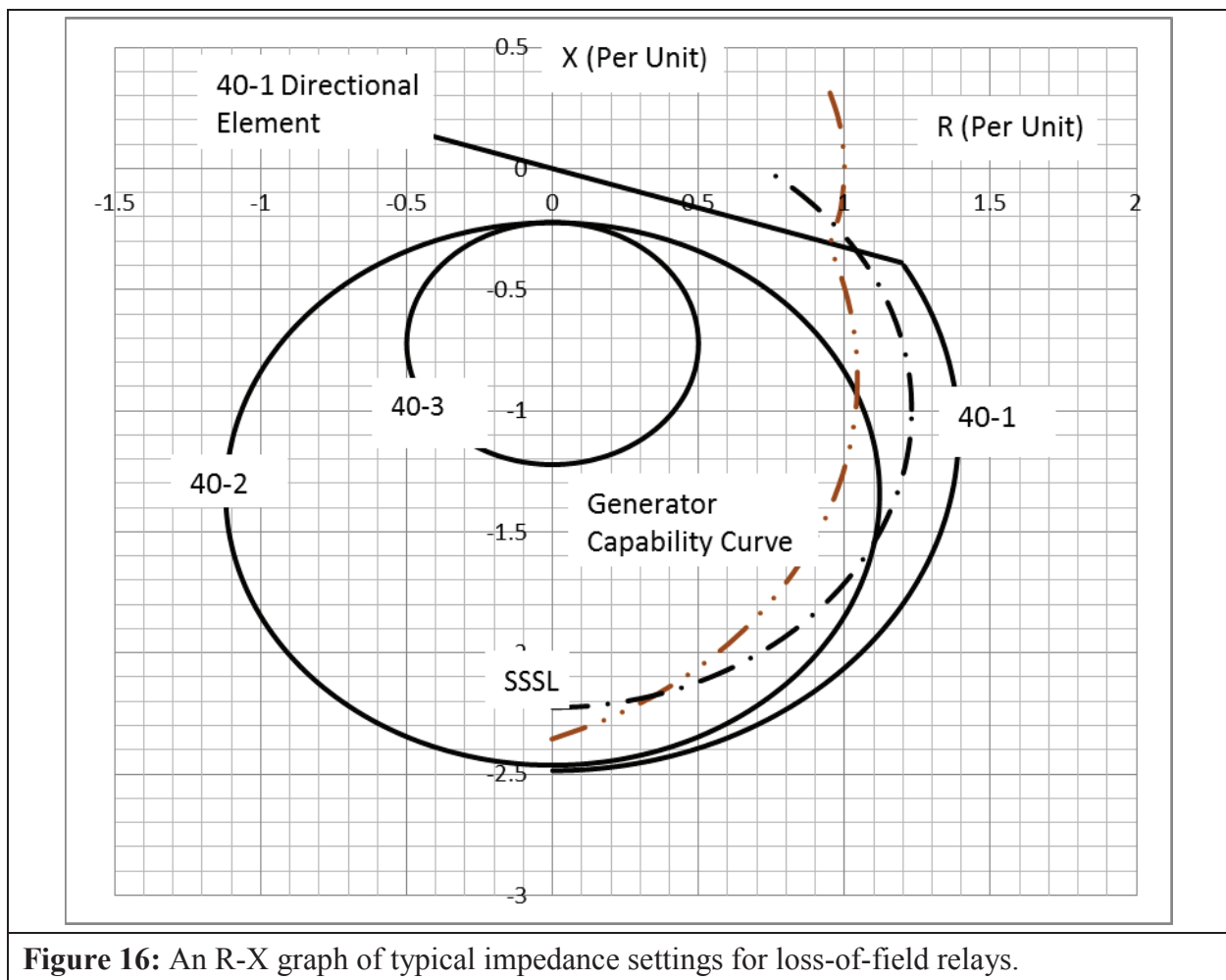


Figure 16: An R-X graph of typical impedance settings for loss-of-field relays.

²³ John Burdy, *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

Loss-of-field characteristic 40-1 has a wider impedance characteristic (positive offset) than characteristic 40-2 or characteristic 40-3 and provides additional generator protection for a partial loss of field or a loss of field under low load (less than 10% of rated). The tripping logic of this protection scheme is established by a directional contact, a voltage setpoint, and a time delay. The voltage and time delay add security to the relay operation for stable power swings. Characteristic 40-3 is less sensitive to power swings than characteristic 40-2 and is set outside the generator capability curve in the leading direction. Regardless of the relay impedance setting, PRC-019²⁴ requires that the “in-service limiters operate before Protection Systems to avoid unnecessary trip” and “in-service Protection System devices are set to isolate or de-energize equipment in order to limit the extent of damage when operating conditions exceed equipment capabilities or stability limits.” Time delays for tripping associated with loss-of-field relays^{25,26} have a range from 15 cycles for characteristic 40-2 to 60 cycles for characteristic 40-1 to minimize tripping during stable power swings. In PRC-026-1, 15 cycles establishes a threshold for applicability; however, it is the responsibility of the Generator Owner to establish settings that provide security against stable power swings and, at the same time, dependable protection for the generator.

The simple two-machine system circuit (method also used in the Application to Transmission Elements section) is used to analyze the effect of a power swing at a generator facility for load-responsive relays. In this section, the calculation method is used for calculating the impedance seen by the relay connected at a point in the circuit.²⁷ The electrical quantities used to determine the apparent impedance plot using this method are generator saturated transient reactance (X'_d), GSU transformer impedance (X_{GSU}), transmission line impedance (Z_L), and the system equivalent (Z_e) at the point of interconnection. All impedance values are known to the Generator Owner except for the system equivalent. The system equivalent is obtainable from the Transmission Owner. The sending-end and receiving-end source voltages are varied from 0.0 to 1.0 per unit to form the lens shape portion of the unstable power swing region. The voltage range of 0.7 to 1.0 results in a ratio range from 0.7 to 1.43. This ratio range is used to form the lower and upper loss-of-synchronism circle shapes of the unstable power swing region. A system separation angle of 120 degrees is used in accordance with PRC-026-1 – Attachment B criteria for each load-responsive protective relay evaluation.

Table 15 below is an example calculation of the apparent impedance locus method based on Figures 17 and 18.²⁸ In this example, the generator is connected to the 345 kV transmission system through the GSU transformer and has the listed ratings. Note that the load-responsive protective relays in this example may have ownership with the Generator Owner or the Transmission Owner.

²⁴ Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

²⁵ Ibid, Burdy.

²⁶ *Applied Protective Relaying*, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

²⁷ Edward Wilson Kimbark, *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, Published by John Wiley and Sons, 1950.

²⁸ Ibid, Kimbark.

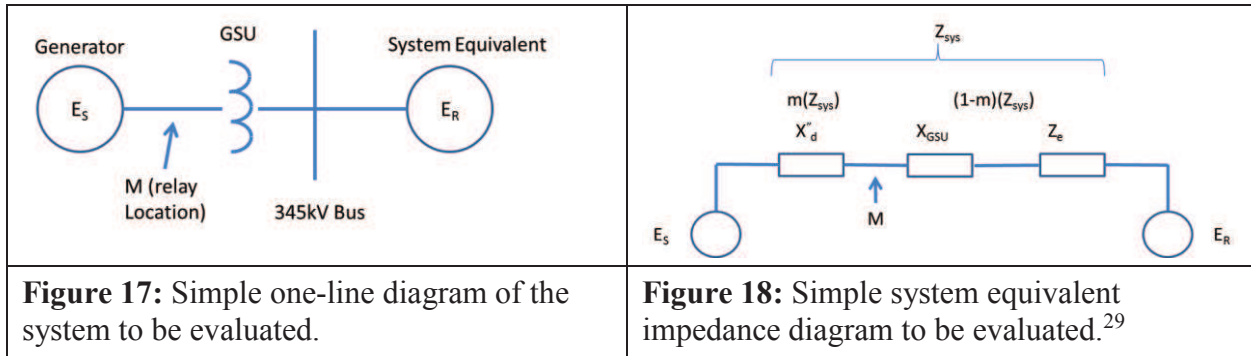


Table15: Example Data (Generator)	
Input Descriptions	Input Values
Synchronous Generator nameplate (MVA)	940 MVA
Saturated transient reactance (940 MVA base)	$X'_d = 0.3845$ per unit
Generator rated voltage (Line-to-Line)	20 kV
Generator step-up (GSU) transformer rating	880 MVA
GSU transformer reactance (880 MVA base)	$X_{GSU} = 16.05\%$
System Equivalent (100 MVA base)	$Z_e = 0.00723 \angle 90^\circ$ per unit
Generator Owner Load-Responsive Protective Relays	
40-1	Positive Offset Impedance
	Offset = 0.294 per unit
	Diameter = 0.294 per unit
40-2	Negative Offset Impedance
	Offset = 0.22 per unit
	Diameter = 2.24 per unit
40-3	Negative Offset Impedance
	Offset = 0.22 per unit
	Diameter = 1.00 per unit
21-1	Diameter = 0.643 per unit
	MTA = 85°

²⁹ Ibid, Kimbark.

Table15: Example Data (Generator)	
50	I (pickup) = 5.0 per unit
Transmission Owned Load-Responsive Protective Relays	
21-2	Diameter = 0.55 per unit
	MTA = 85°

Calculations shown for a 120 degree angle and $E_S/E_R = 1$. The equation for calculating Z_R is:³⁰

$$\text{Eq. (106)} \quad Z_R = \left(\frac{(1 - m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$$

Where m is the relay location as a function of the total impedance (real number less than 1)

E_S and E_R is the sending-end and receiving-end voltages

Z_{sys} is the total system impedance

Z_R is the complex impedance at the relay location and plotted on an R-X diagram

All of the above are constants (940 MVA base) while the angle δ is varied. Table 16 below contains calculations for a generator using the data listed in Table 15.

Table16: Example Calculations (Generator)			
The following calculations are on a 940 MVA base.			
Given:	$X'_d = j0.3845 pu$	$X_{GSU} = j0.17144 pu$	$Z_e = j0.06796 pu$
Eq. (107)	$Z_{sys} = X'_d + X_{GSU} + Z_e$		
	$Z_{sys} = j0.3845 pu + j0.17144 pu + j0.06796 pu$		
	$Z_{sys} = 0.6239 \angle 90^\circ pu$		
Eq. (108)	$m = \frac{X'_d}{Z_{sys}} = \frac{0.3845}{0.6239} = 0.6163$		
Eq. (109)	$Z_R = \left(\frac{(1 - m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$		
	$Z_R = \left(\frac{(1 - 0.6163) \times (1 \angle 120^\circ) + (0.6163)(1 \angle 0^\circ)}{1 \angle 120^\circ - 1 \angle 0^\circ} \right) \times (0.6239 \angle 90^\circ) pu$		

³⁰ Ibid, Kimbark.

Table16: Example Calculations (Generator)	
	$Z_R = \left(\frac{0.4244 + j0.3323}{-1.5 + j 0.866} \right) \times (0.6239 \angle 90^\circ) pu$
	$Z_R = (0.3116 \angle -111.95^\circ) \times (0.6239 \angle 90^\circ) pu$
	$Z_R = 0.194 \angle -21.95^\circ pu$
	$Z_R = -0.18 - j0.073 pu$

Table 17 lists the swing impedance values at other angles and at $E_S/E_R = 1, 1.43,$ and 0.7 . The impedance values are plotted on an R-X graph with the center being at the generator terminals for use in evaluating impedance relay settings.

Table 17: Sample Calculations for a Swing Impedance Chart for Varying Voltages at the Sending-End and Receiving-End.						
Angle (δ) (Degrees)	$E_S/E_R=1$		$E_S/E_R=1.43$		$E_S/E_R=0.7$	
	Z_R		Z_R		Z_R	
	Magnitude (pu)	Angle (Degrees)	Magnitude (pu)	Angle (Degrees)	Magnitude (pu)	Angle (Degrees)
90	0.320	-13.1	0.296	6.3	0.344	-31.5
120	0.194	-21.9	0.173	-0.4	0.227	-40.1
150	0.111	-41.0	0.082	-10.3	0.154	-58.4
210	0.111	-25.9	0.082	190.3	0.154	238.4
240	0.194	201.9	0.173	180.4	0.225	220.1
270	0.320	193.1	0.296	173.7	0.344	211.5

Requirement R2 Generator Examples

Distance Relay Application

Based on PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A, the distance relay (21-1) (i.e., owned by the Generation Owner) characteristic is in the region where a stable power swing would not occur as shown in Figure 19. There is no further obligation to the owner in this standard for this load-responsive protective relay.

The distance relay (21-2) (i.e., owned by the Transmission Owner) is connected at the high-voltage side of the GSU transformer and its impedance characteristic is in the region where a stable power swing could occur causing the relay to operate. In this example, if the intentional time delay of this relay is less than 15 cycles, the PRC-026 – Attachment B, Criterion A cannot be met, thus the Transmission Owner is required to create a CAP (Requirement R3). Some of the options include,

but are not limited to, changing the relay setting (i.e., impedance reach, angle, time delay), modify the scheme (i.e., add PSB), or replace the Protection System. Note that the relay may be excluded from this standard if it has an intentional time delay equal to or greater than 15 cycles.

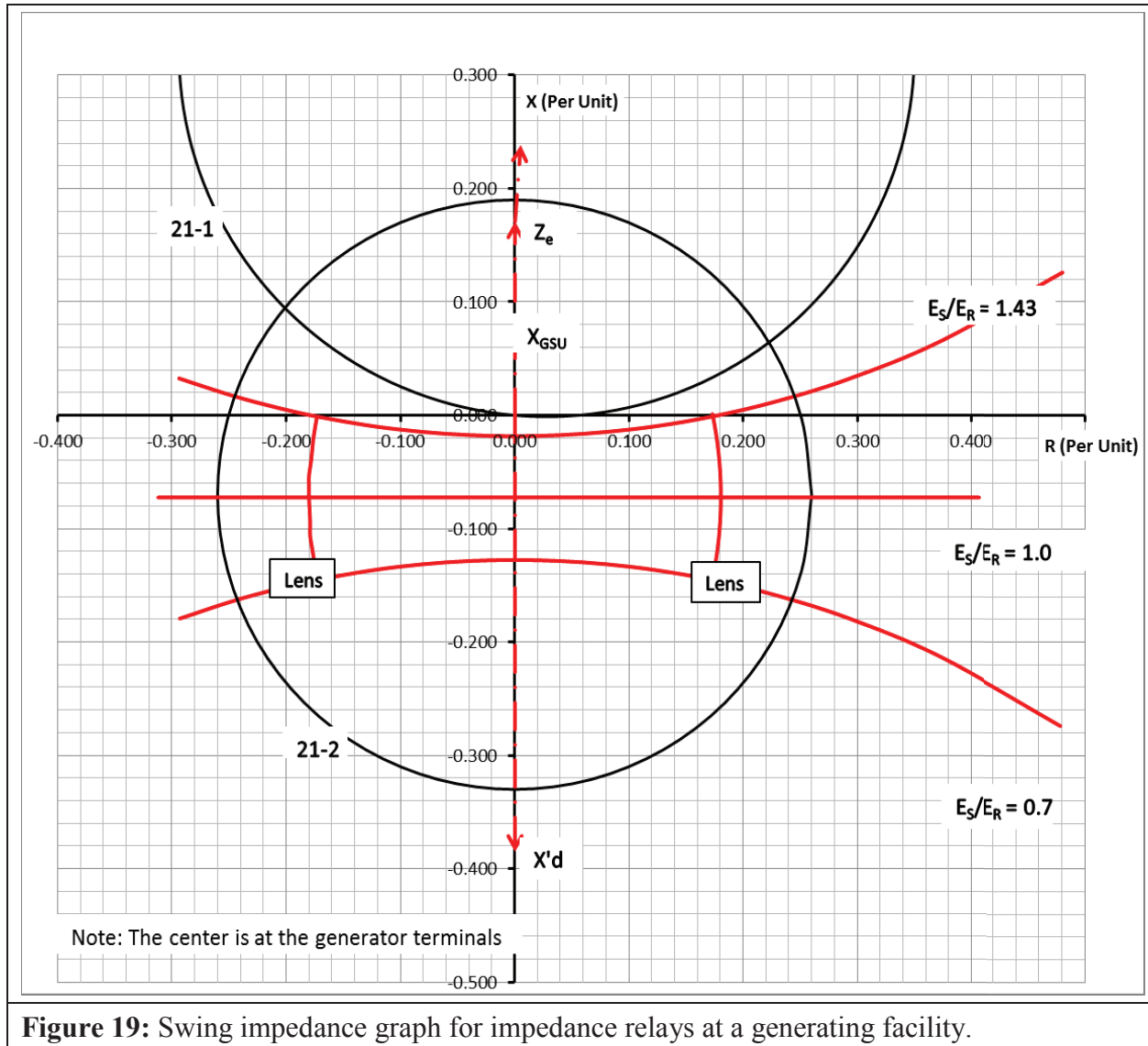


Figure 19: Swing impedance graph for impedance relays at a generating facility.

Loss-of-Field Relay Application

In Figure 20, the R-X diagram shows the loss-of-field relay (40-1 and 40-2) characteristics are in the region where a stable power swing can cause a relay operation. Protective relay 40-1 would be excluded if it has an intentional time delay equal to or greater than 15 cycles. Similarly, 40-2 would be excluded if its intentional time delay is equal to or greater than 15 cycles. For example, if 40-1 has a time delay of 1 second and 40-2 has a time delay of 0.25 seconds, they are excluded and there is no further obligation on the Generator Owner in this standard for these relays. The

PRC-026-1 – Application Guidelines

loss-of-field relay characteristic 40-3 is entirely inside the unstable power swing region. In this case, the owner may select high speed tripping on operation of the 40-3 impedance element.

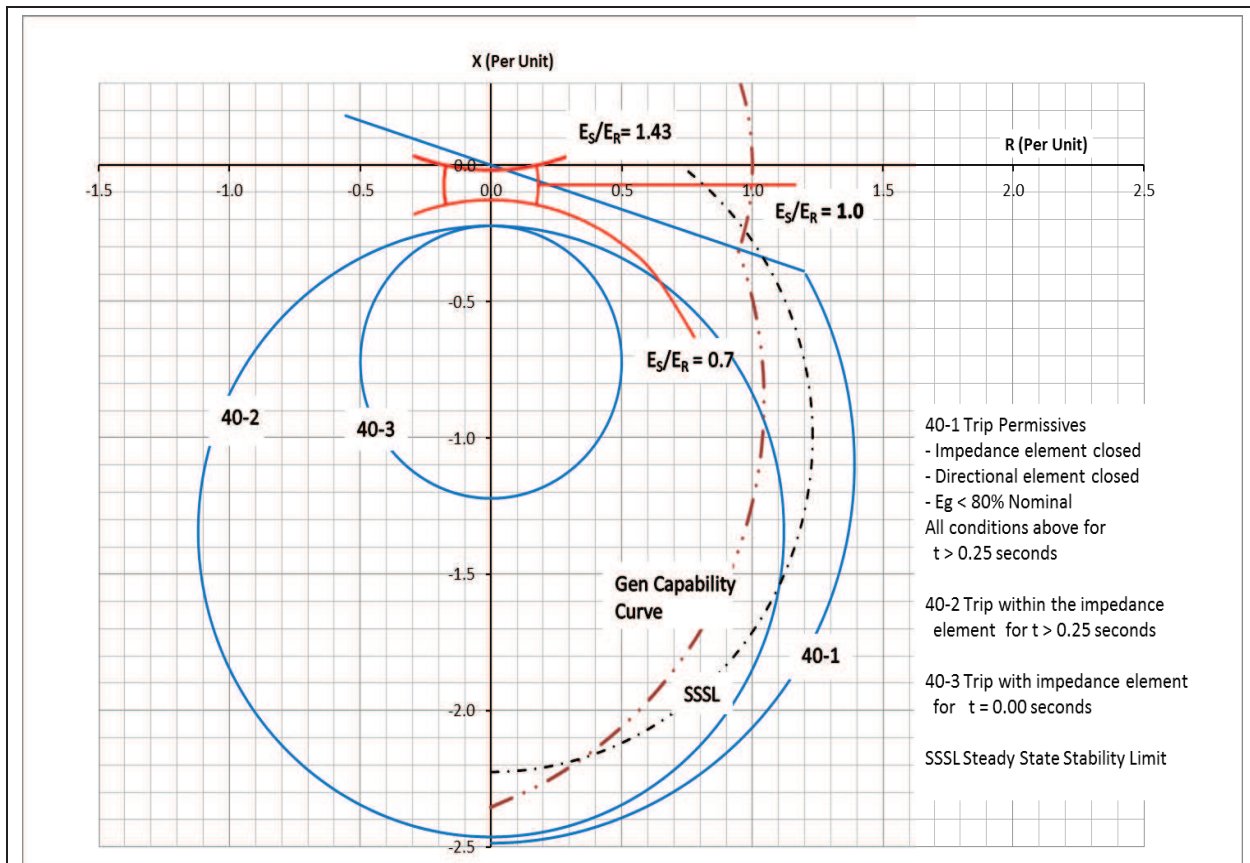


Figure 20: Typical R-X graph for loss-of-field relays with a portion of the unstable power swing region defined by PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A.

Instantaneous Overcurrent Relay

In similar fashion to the transmission line overcurrent example calculation in Table 14, the instantaneous overcurrent relay minimum setting is established by PRC-026-1 – Attachment B, Criterion B. The solution is found by:

$$\text{Eq. (110)} \quad I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$$

As stated in the relay settings in Table 15, the relay is installed on the high-voltage side of the GSU transformer with a pickup of 5.0 per unit. The maximum allowable current is calculated below.

$$I_{sys} = \frac{(1.05 \angle 120^\circ - 1.05 \angle 0^\circ)}{0.6239 \angle 90^\circ} pu$$

$$I_{sys} = \frac{1.819 \angle 150^\circ}{0.6239 \angle 90^\circ} pu$$

$$I_{sys} = 2.91 \angle 60^\circ pu$$

The instantaneous phase setting of 5.0 per unit is greater than the calculated system current of 2.91 per unit; therefore, it meets the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion B.

Out-of-Step Tripping for Generation Facilities

Out-of-step protection for the generator generally falls into three different schemes. The first scheme is a distance relay connected at the high-voltage side of the GSU transformer with the directional element looking toward the generator. Because this relay setting may be the same setting used for generator backup protection (see Requirement R2 Generator Examples, Distance Relay Application), it is susceptible to tripping in response to stable power swings and would require modification. Because this scheme is susceptible to tripping in response to stable power swings and any modification to the mho circle will jeopardize the overall protection of the out-of-step protection of the generator, available technical literature does not recommend using this scheme specifically for generator out-of-step protection. The second and third out-of-step Protection System schemes are commonly referred to as single and double blinder schemes. These schemes are installed or enabled for out-of-step protection using a combination of blinders, a mho element, and timers. The combination of these protective relay functions provides out-of-step protection and discrimination logic for stable and unstable power swings. Single blinder schemes use logic that discriminate between stable and unstable power swings by issuing a trip command after the first slip cycle. Double blinder schemes are more complex than the single blinder scheme and, depending on the settings of the inner blinder, a trip for a stable power swing may occur. While the logic discriminates between stable and unstable power swings in either scheme, it is important that the trip initiating blinders be set at an angle greater than the stability limit of 120 degrees to remove the possibility of a trip for a stable power swing. Below is a discussion of the double blinder scheme.

Double Blinder Scheme

The double blinder scheme is a method for measuring the rate of change of positive sequence impedance for out-of-step swing detection. The scheme compares a timer setting to the actual elapsed time required by the impedance locus to pass between two impedance characteristics. In this case, the two impedance characteristics are simple blinders, each set to a specific resistive reach on the R-X plane. Typically, the two blinders on the left half plane are the mirror images of those on the right half plane. The scheme typically includes a mho characteristic which acts as a starting element, but is not a tripping element.

The scheme detects the blinder crossings and time delays as represented on the R-X plane as shown in Figure 21. The system impedance is composed of the generator transient (X_d'), GSU transformer (X_T), and transmission system (X_{system}), impedances.

The scheme logic is initiated when the swing locus crosses the outer Blinder R1 (Figure 21), on the right at separation angle α . The scheme only commits to take action when a swing crosses the

PRC-026-1 – Application Guidelines

inner blinder. At this point the scheme logic seals in the out-of-step trip logic at separation angle β . Tripping actually asserts as the impedance locus leaves the scheme characteristic at separation angle δ .

The power swing may leave both inner and outer blinders in either direction, and tripping will assert. Therefore, the inner blinder must be set such that the separation angle β is large enough that the system cannot recover. This angle should be set at 120 degrees or more. Setting the angle greater than 120 degrees satisfies the PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A (No. 1, 1st bullet) since the tripping function is asserted by the blinder element. Transient stability studies may indicate that a smaller stability limit angle is acceptable under PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A (No. 1, 2nd bullet). In this respect, the double blinder scheme is similar to the double lens and triple lens schemes and many transmission application out-of-step schemes.

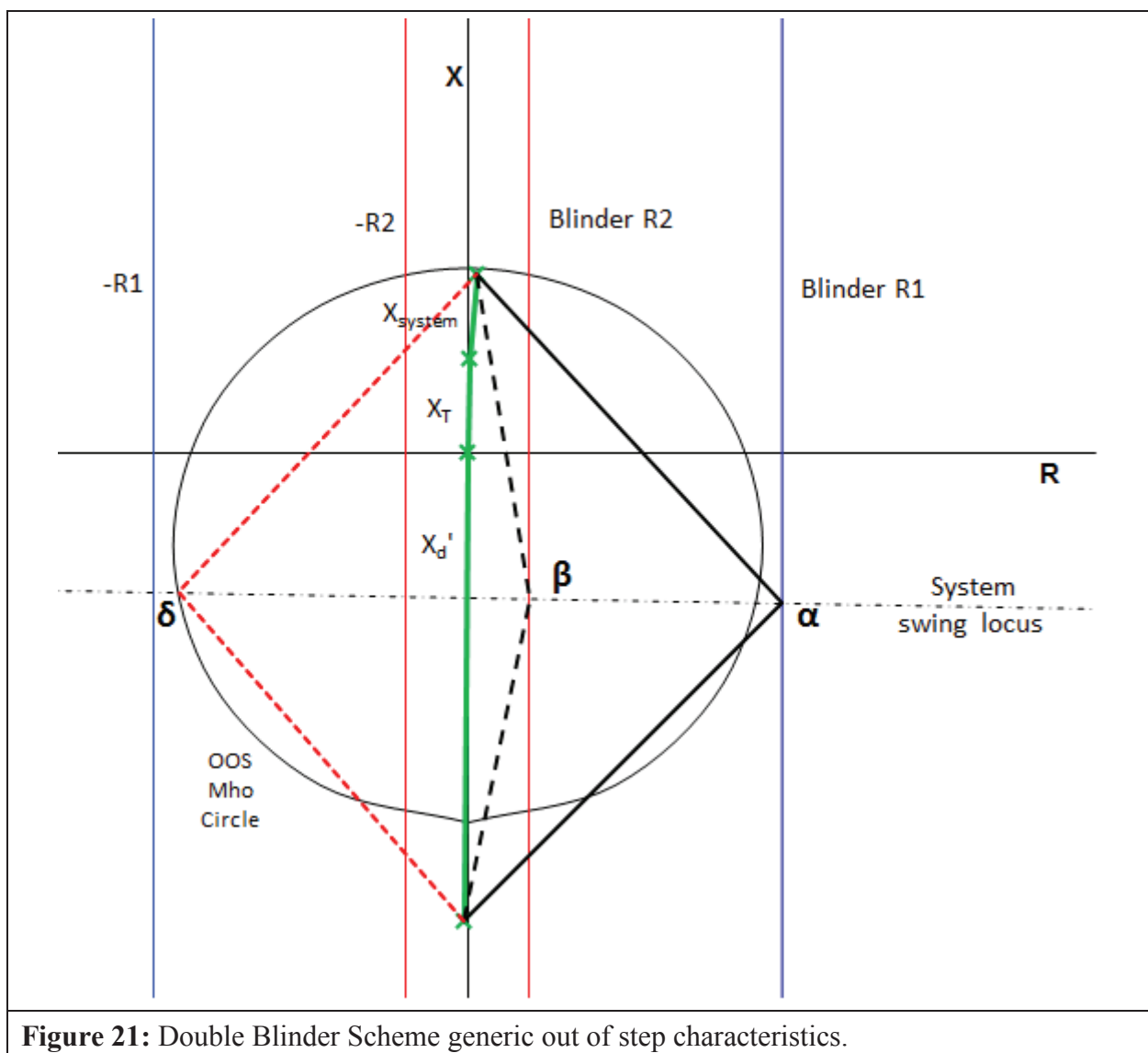


Figure 21: Double Blinder Scheme generic out of step characteristics.

PRC-026-1 – Application Guidelines

Figure 22 illustrates a sample setting of the double blinder scheme for the example 940 MVA generator. The only setting requirement for this relay scheme is the right inner blinder, which must be set greater than the separation angle of 120 degrees (or a lesser angle based on a transient stability study) to ensure that the out-of-step protective function is expected to not trip in response to a stable power swing during non-Fault conditions. Other settings such as the mho characteristic, outer blinders, and timers are set according to transient stability studies and are not a part of this standard.

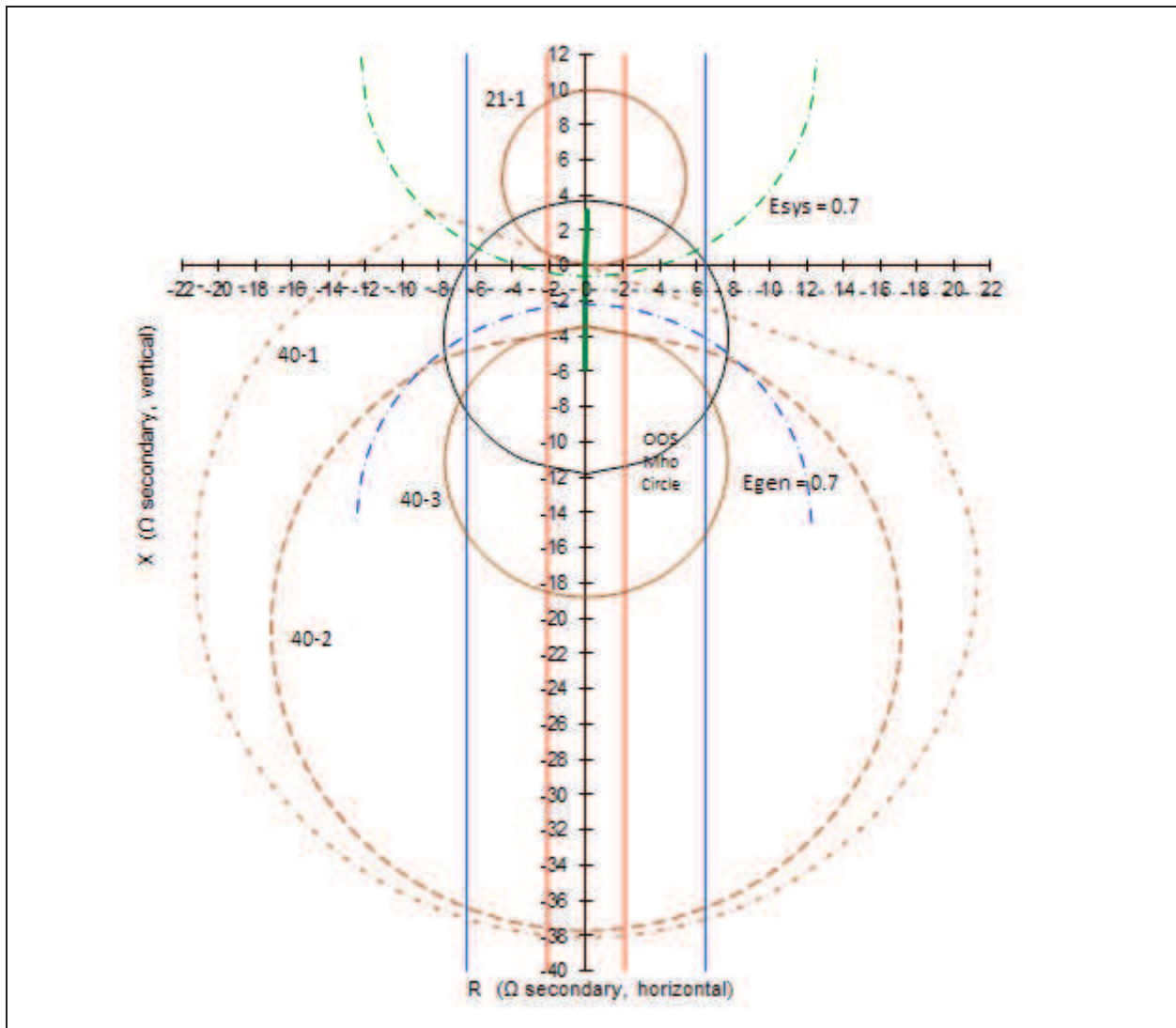


Figure 22: Double Blinder Out-of-Step Scheme with unit impedance data and load-responsive protective relay impedance characteristics for the example 940 MVA generator, scaled in relay secondary ohms.

Requirement R3

To achieve the stated purpose of this standard, which is to ensure that relays are expected to not trip in response to stable power swings during non-Fault conditions, this Requirement ensures that the applicable entity develops a Corrective Action Plan (CAP) that reduces the risk of relays tripping in response to a stable power swing during non-Fault conditions that may occur on any applicable BES Element.

Requirement R4

To achieve the stated purpose of this standard, which is to ensure that load-responsive protective relays are expected to not trip in response to stable power swings during non-Fault conditions, the applicable entity is required to implement any CAP developed pursuant to Requirement R3 such that the Protection System will meet PRC-026-1 – Attachment B criteria or can be excluded under the PRC-026-1 – Attachment A criteria (e.g., modifying the Protection System so that relay functions are supervised by power swing blocking or using relay systems that are immune to power swings), while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping (if out-of-step tripping is applied at the terminal of the BES Element). Protection System owners are required in the implementation of a CAP to update it when actions or timetable change, until all actions are complete. Accomplishing this objective is intended to reduce the occurrence of Protection System tripping during a stable power swing, thereby improving reliability and minimizing risk to the BES.

The following are examples of actions taken to complete CAPs for a relay that did not meet PRC-026-1 – Attachment B and could be at-risk of tripping in response to a stable power swing during non-Fault conditions. A Protection System change was determined to be acceptable (without diminishing the ability of the relay to protect for faults within its zone of protection).

Example R4a: Actions: Settings were issued on 6/02/2015 to reduce the Zone 2 reach of the impedance relay used in the directional comparison unblocking (DCUB) scheme from 30 ohms to 25 ohms so that the relay characteristic is completely contained within the lens characteristic identified by the criterion. The settings were applied to the relay on 6/25/2015. CAP was completed on 06/25/2015.

Example R4b: Actions: Settings were issued on 6/02/2015 to enable out-of-step blocking on the existing microprocessor-based relay to prevent tripping in response to stable power swings. The setting changes were applied to the relay on 6/25/2015. CAP was completed on 06/25/2015.

PRC-026-1 – Application Guidelines

The following is an example of actions taken to complete a CAP for a relay responding to a stable power swing that required the addition of an electromechanical power swing blocking relay.

Example R4c: Actions: A project for the addition of an electromechanical power swing blocking relay to supervise the Zone 2 impedance relay was initiated on 6/5/2015 to prevent tripping in response to stable power swings. The relay installation was completed on 9/25/2015. CAP was completed on 9/25/2015.

The following is an example of actions taken to complete a CAP with a timetable that required updating for the replacement of the relay.

Example R4d: Actions: A project for the replacement of the impedance relays at both terminals of line X with line current differential relays was initiated on 6/5/2015 to prevent tripping in response to stable power swings. The completion of the project was postponed due to line outage rescheduling from 11/15/2015 to 3/15/2016. Following the timetable change, the impedance relay replacement was completed on 3/18/2016. CAP was completed on 3/18/2016.

The CAP is complete when all the documented actions to remedy the specific problem (i.e., unnecessary tripping during stable power swings) are completed.

Justification for Including Unstable Power Swings in the Requirements

Protection Systems that are applicable to the Standard and must be secure for a stable power swing condition (i.e., meets PRC-026-1 – Attachment B criteria) are identified based on Elements that are susceptible to both stable and unstable power swings. This section provides an example of why Elements that trip in response to unstable power swings (in addition to stable power swings) are identified and that their load-responsive protective relays need to be evaluated under PRC-026-1 – Attachment B criteria.

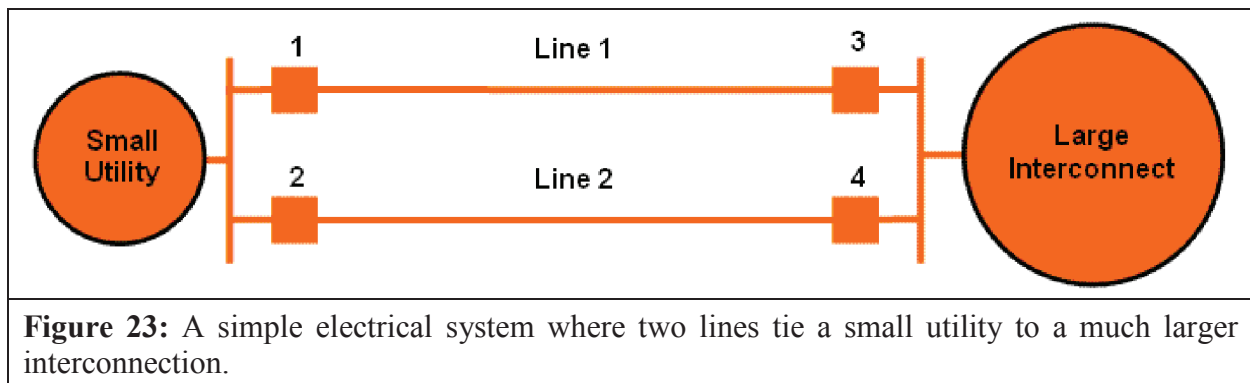
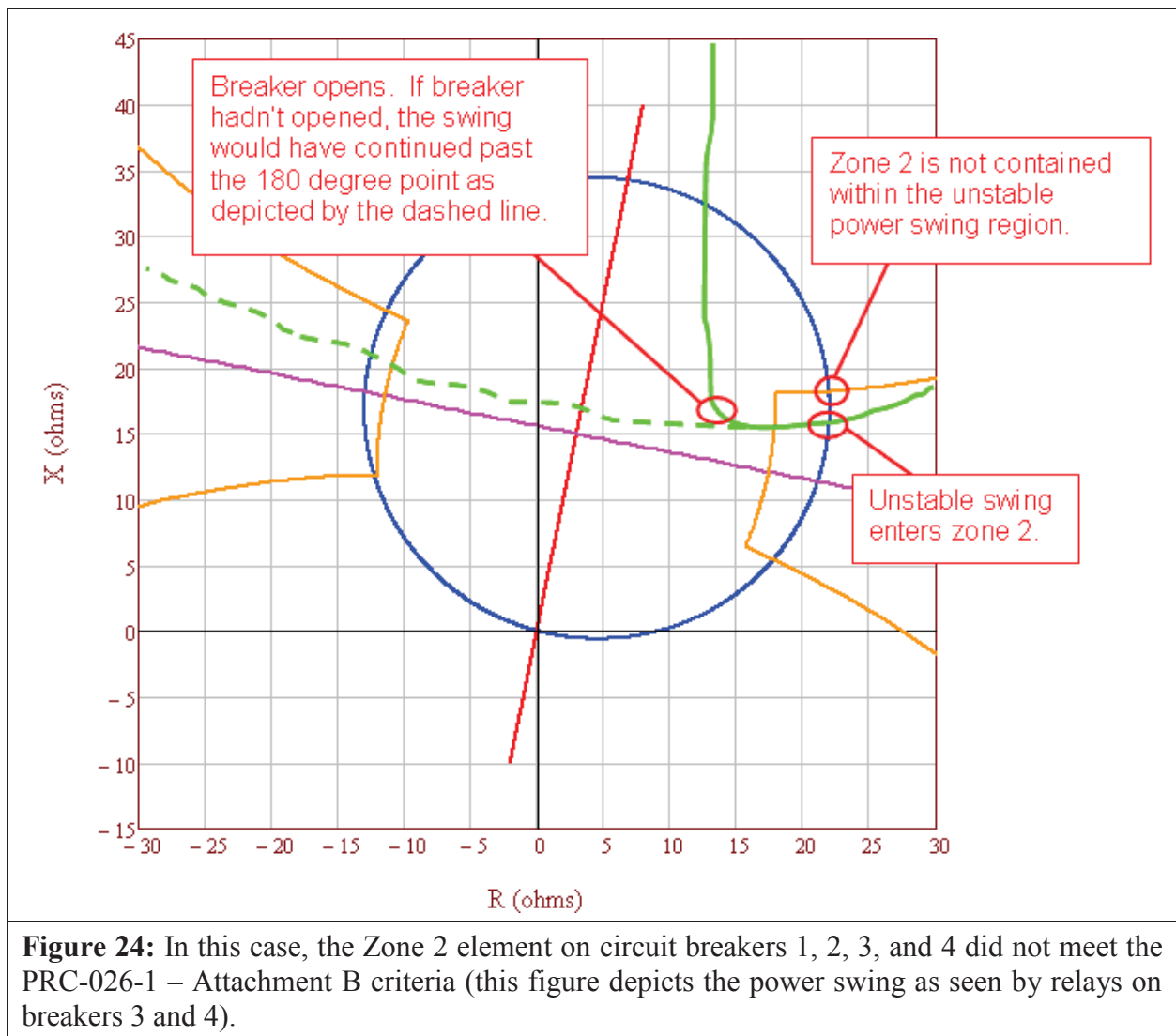


Figure 23: A simple electrical system where two lines tie a small utility to a much larger interconnection.

In Figure 23 the relays at circuit breakers 1, 2, 3, and 4 are equipped with a typical overreaching Zone 2 pilot system, using a Directional Comparison Blocking (DCB) scheme. Internal faults (or power swings) will result in instantaneous tripping of the Zone 2 relays if the measured fault or power swing impedance falls within the zone 2 operating characteristic. These lines will trip on

PRC-026-1 – Application Guidelines

pilot Zone 2 for out-of-step conditions if the power swing impedance characteristic enters into Zone 2. All breakers are rated for out-of-phase switching.



In Figure 24, a large disturbance occurs within the small utility and its system goes out-of-step with the large interconnect. The small utility is importing power at the time of the disturbance. The actual power swing, as shown by the solid green line, enters the Zone 2 relay characteristic on the terminals of Lines 1, 2, 3, and 4 causing both lines to trip as shown in Figure 25.

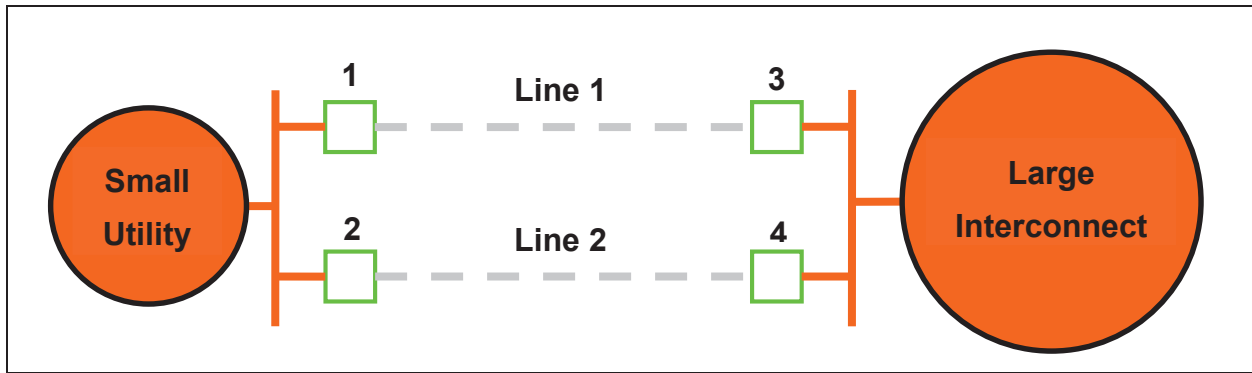


Figure 25: Islanding of the small utility due to Lines 1 and 2 tripping in response to an unstable power swing.

In Figure 25, the relays at circuit breakers 1, 2, 3, and 4 have correctly tripped due to the unstable power swing (shown by the dashed green line in Figure 24), de-energizing Lines 1 and 2, and creating an island between the small utility and the big interconnect. The small utility shed 500 MW of load on underfrequency and maintained a load to generation balance.

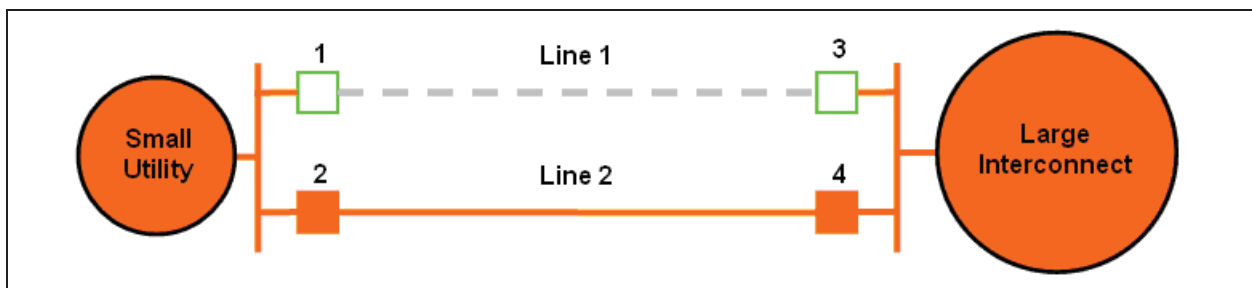
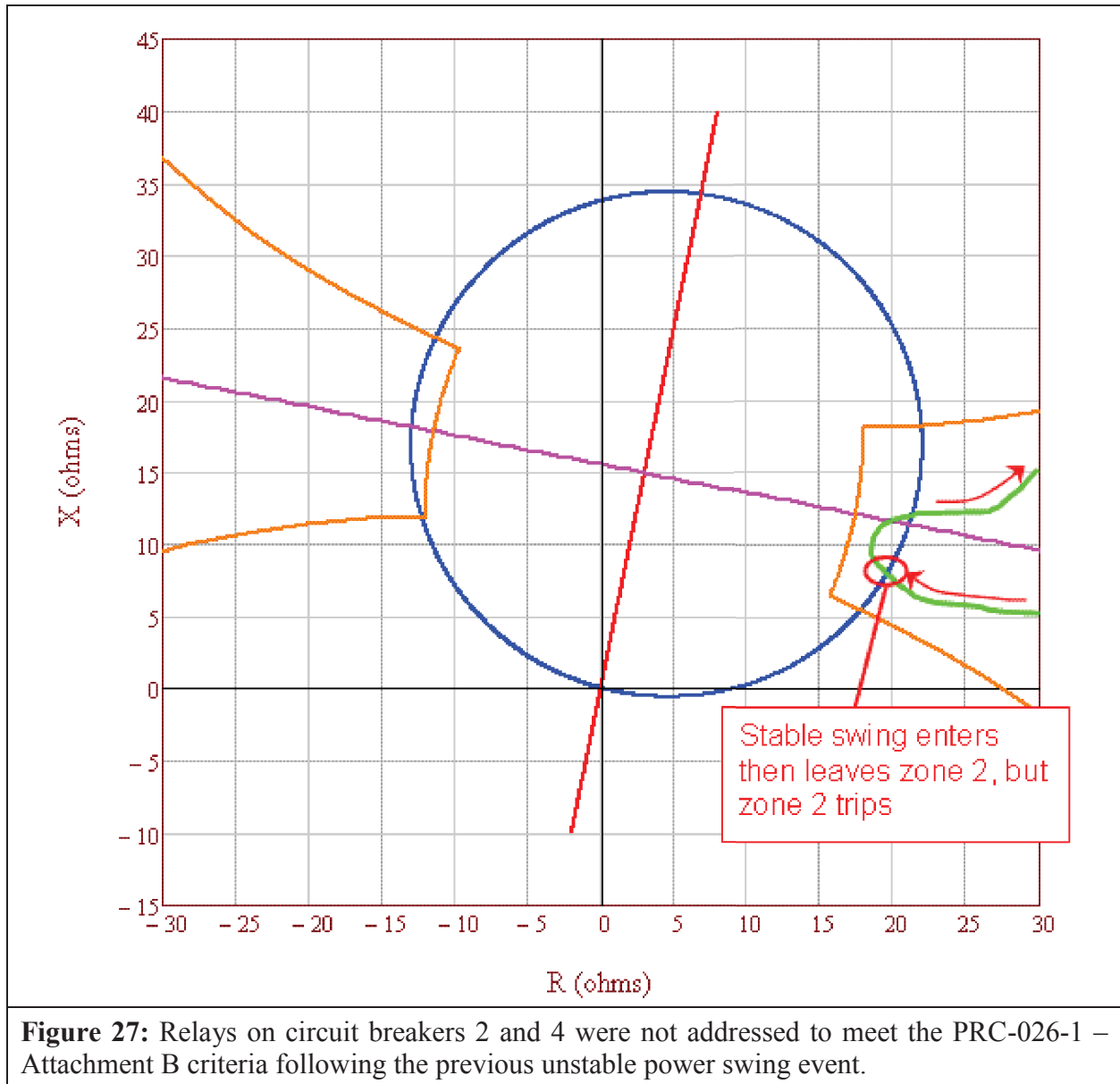


Figure 26: Line 1 is out-of-service for maintenance, Line 2 is loaded beyond its normal rating (but within its emergency rating).

Subsequent to the correct tripping of Lines 1 and 2 for the unstable power swing in Figure 25, another system disturbance occurs while the system is operating with Line 1 out-of-service for maintenance. The disturbance causes a stable power swing on Line 2, which challenges the relays at circuit breakers 2 and 4 as shown in Figure 27.



If the relays on circuit breakers 2 and 4 were not addressed under the Requirements for the previous unstable power swing condition, the relays would trip in response to the stable power swing, which would result in unnecessary system separation, load shedding, and possibly cascading or blackout.

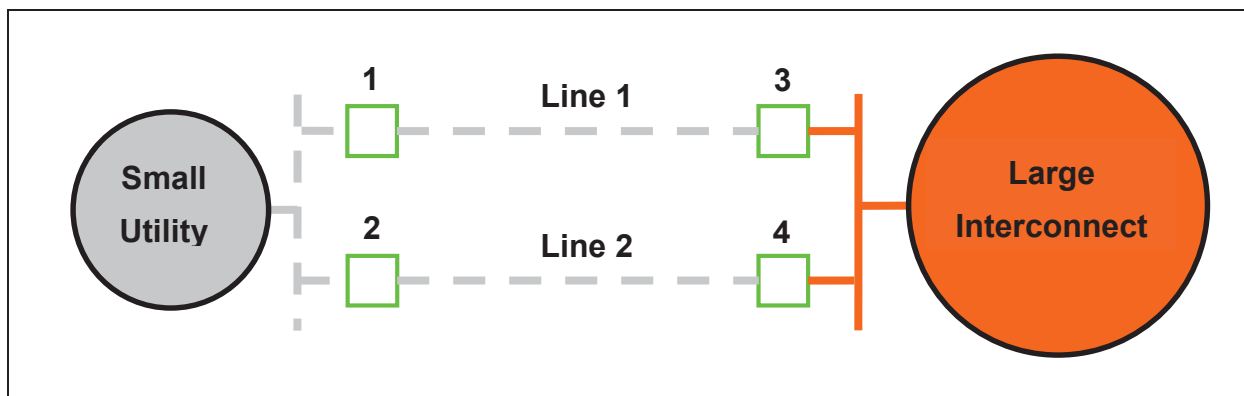


Figure 28: Possible blackout of the small utility.

If the relays that tripped in response to the previous unstable power swing condition in Figure 24 were addressed under the Requirements to meet PRC-026-1 - Attachment B criteria, the unnecessary tripping of the relays for the stable power swing shown in Figure 28 would have been averted, and the possible blackout of the small utility would have been avoided.

Rationale

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for R1

The Planning Coordinator has a wide-area view and is in the position to identify generator, transformer, and transmission line BES Elements which meet the criteria, if any. The criteria-based approach is consistent with the NERC System Protection and Control Subcommittee (SPCS) technical document *Protection System Response to Power Swings*, August 2013 (“PSRPS Report”),³¹ which recommends a focused approach to determine an at-risk BES Element. See the Guidelines and Technical Basis for a detailed discussion of the criteria.

Rationale for R2

The Generator Owner and Transmission Owner are in a position to determine whether their load-responsive protective relays meet the PRC-026-1 – Attachment B criteria. Generator, transformer, and transmission line BES Elements are identified by the Planning Coordinator in Requirement R1 and by the Generator Owner and Transmission Owner following an actual event where the Generator Owner and Transmission Owner became aware (i.e., through an event analysis or

³¹ NERC System Protection and Control Subcommittee, *Protection System Response to Power Swings*, August 2013:
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%202020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

PRC-026-1 – Application Guidelines

Protection System review) tripping was due to a stable or unstable power swing. A period of 12 calendar months allows sufficient time for the entity to conduct the evaluation.

Rationale for R3

To meet the reliability purpose of the standard, a CAP is necessary to ensure the entity's Protection System meets the PRC-026-1 – Attachment B criteria (1st bullet) so that protective relays are expected to not trip in response to stable power swings. A CAP may also be developed to modify the Protection System for exclusion under PRC-026-1 – Attachment A (2nd bullet). Such an exclusion will allow the Protection System to be exempt from the Requirement for future events. The phrase, "...while maintaining dependable fault detection and dependable out-of-step tripping..." in Requirement R3 describes that the entity is to comply with this standard, while achieving their desired protection goals. Refer to the Guidelines and Technical Basis, Introduction, for more information.

Rationale for R4

Implementation of the CAP must accomplish all identified actions to be complete to achieve the desired reliability goal. During the course of implementing a CAP, updates may be necessary for a variety of reasons such as new information, scheduling conflicts, or resource issues. Documenting CAP changes and completion of activities provides measurable progress and confirmation of completion.

Rationale for Attachment B (Criterion A)

The PRC-026-1 – Attachment B, Criterion A provides a basis for determining if the relays are expected to not trip for a stable power swing having a system separation angle of up to 120 degrees with the sending-end and receiving-end voltages varying from 0.7 to 1.0 per unit (See Guidelines and Technical Basis).