

A. Introduction

1. **Titre :** **Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables**
2. **Numéro :** PRC-026-~~12~~
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-~~12~~, 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-~~12~~, 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 :** Voir le plan de mise en œuvre.

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~~~~détectée~~ dans ~~une limite d'exploitation~~ les évaluations de la planification de l'horizon de planification du transport à court terme pour un événement de planification, et gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un automate de 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.~~ Éléments associés à une instabilité angulaire détectée dans les évaluations de la planification de l'horizon de planification du transport à court terme pour un événement de planification.
3. Éléments 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* de l'horizon de planification du transport à court terme, dans le cas où il y a déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable² pendant une perturbation simulée pour un événement de planification.

- 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~~ ou à leur *propriétaire d'installation de transport* ~~respectifs, selon le cas~~. 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]

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.

- 2.1. 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-026-12, si ce ou ces relais n'ont pas été évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-12 au cours des cinq dernières années civiles ;
- 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-026-12.
- 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-026-12, 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-026-12, 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-026-12 (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.

-
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.

- 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~~aux actions ou ~~le~~leau calendrier, jusqu'à ce que toutes les ~~activités~~actions aient été exécutées.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 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~~actions 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~~mesures pour assurer la conformité* » (CEACEA) désigne la NERC ou l'~~entité régionale~~entité régionale dans leurs rôles respectifs ~~de surveillance de~~visant à surveiller et à assurer la conformité ~~aux~~avec les ~~normes de fiabilité~~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~~dernier audit~~, 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~~dernier audit~~.

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 ~~certain documents~~certaines pièces justificatives plus longtemps ~~aux fins~~dans le cadre 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~~ du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et ~~soumis par la suite~~ présentés.

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 avec la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	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.

Ex.	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.

Ex.	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 propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de six mois civils et d'au plus sept mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de sept mois civils et d'au plus huit mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de huit mois civils et d'au plus neuf mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de neuf mois civils. OU Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3.
E4	Planification à long terme	Moyen	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a mis en œuvre un plan d'actions correctives, mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement concernant les activités actions ou le calendrier, conformément à l'exigence E4.	S. <u>Os.</u> o.	S. <u>Os.</u> o.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas mis en œuvre un plan d'actions correctives 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.	
<u>2</u>	<u>13 mai 2021</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision</u>

PRC-026-12 – 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-026-12 – Annexe B

Critère A :

Un relais d'impédance utilisé pour le déclenchement est censé ne pas intervenir se déclencher 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 formescourbes 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 desans l'impédance de transfert parallèle) et délimitée par les tracés dereprésentant la 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-026-12 – 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 des~~ans 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

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%2020/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.

propriétaire d'installation de transport doivent tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs 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-026-12. 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-026-12, 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

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

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 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 gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un automate de réseau, 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 une limitation de la limite d'exploitation puissance produite ni au plan à un automate de défense réseau. Une contrainte de stabilité limite à 700 MW la production de la partie de la centrale

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

soumise ~~au plan~~ à l'automatisme de ~~défense~~ réseau en cas d'indisponibilité de la ligne à 345 kV. ~~Le plan~~ L'automatisme de ~~défense~~ réseau 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 limite d'exploitation limitation de la puissance produite ni à un ~~plan~~ automatisme de ~~défense~~ réseau et ne sont pas raccordés au poste de transport associé aux groupes de production qui sont soumis à la limite ~~SOL~~ une limitation de la puissance produite ou ~~au plan~~ à un automatisme de ~~défense~~ réseau.

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 associée à une instabilité angulaire, sans égard aux conditions d'indisponibilité qui entraînent~~ détectée dans les évaluations de la mise en œuvre de la limite SOL-planification. Par exemple, si les évaluations de la planification ont déterminé qu'une instabilité angulaire pourrait limiter à 1 200 MW la capacité de transfert sur deux longues lignes de transport parallèles à 500 kV ~~ont une limite SOL combinée de 1 200 MW~~ et que cette ~~limite~~ limitation 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

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

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 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-026-12. 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 *des* 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-026-12 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-026-12, 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-026-12 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-026-12 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.

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

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-026-12 décrit une région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois **formes courbes** 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 **représentant** 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-026-12). 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-026-12, 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 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

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 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 %. »

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-026-12).

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

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

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-026-12 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-026-12. 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-026-12 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-026-12 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 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-026-12 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.

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.

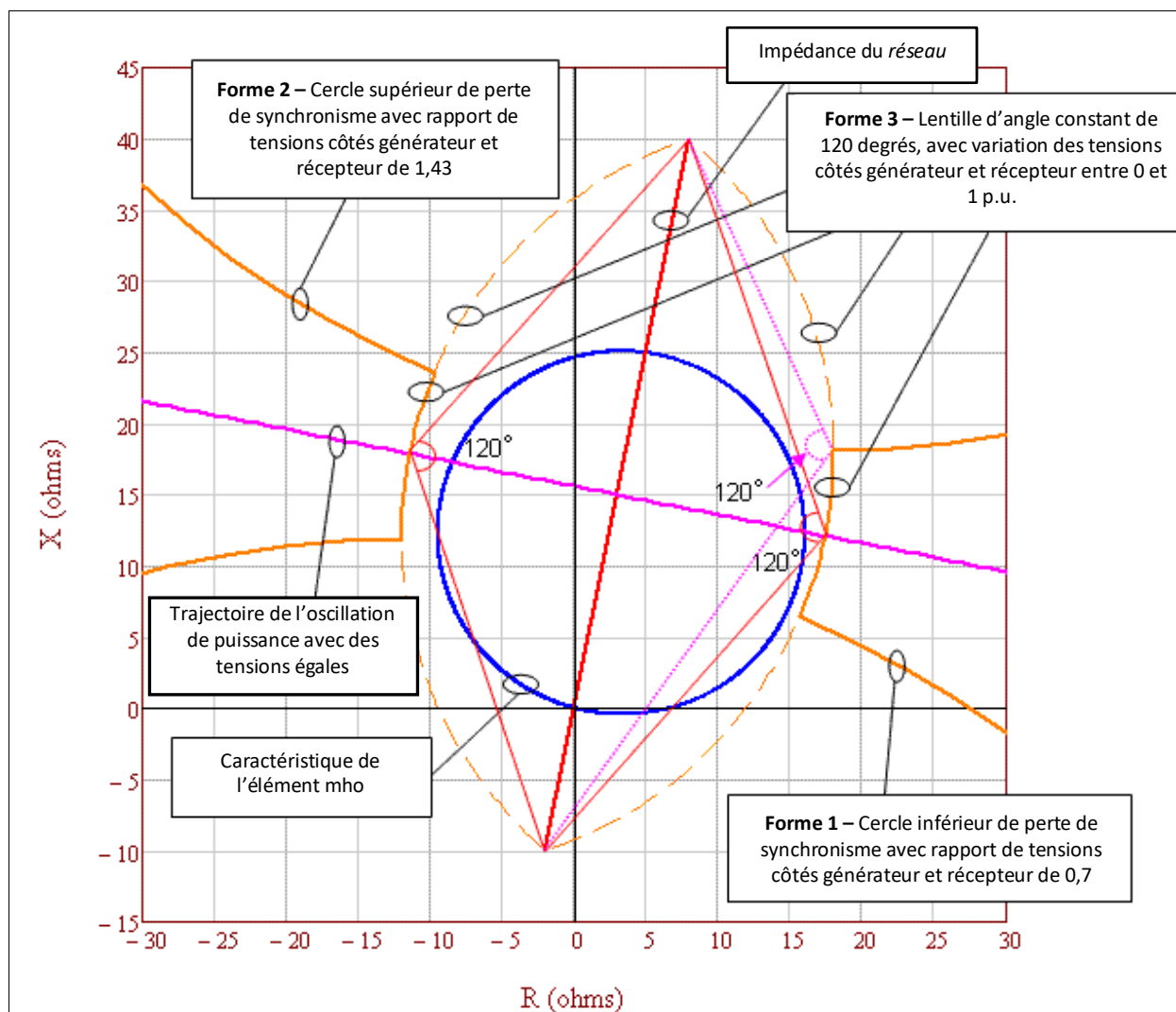
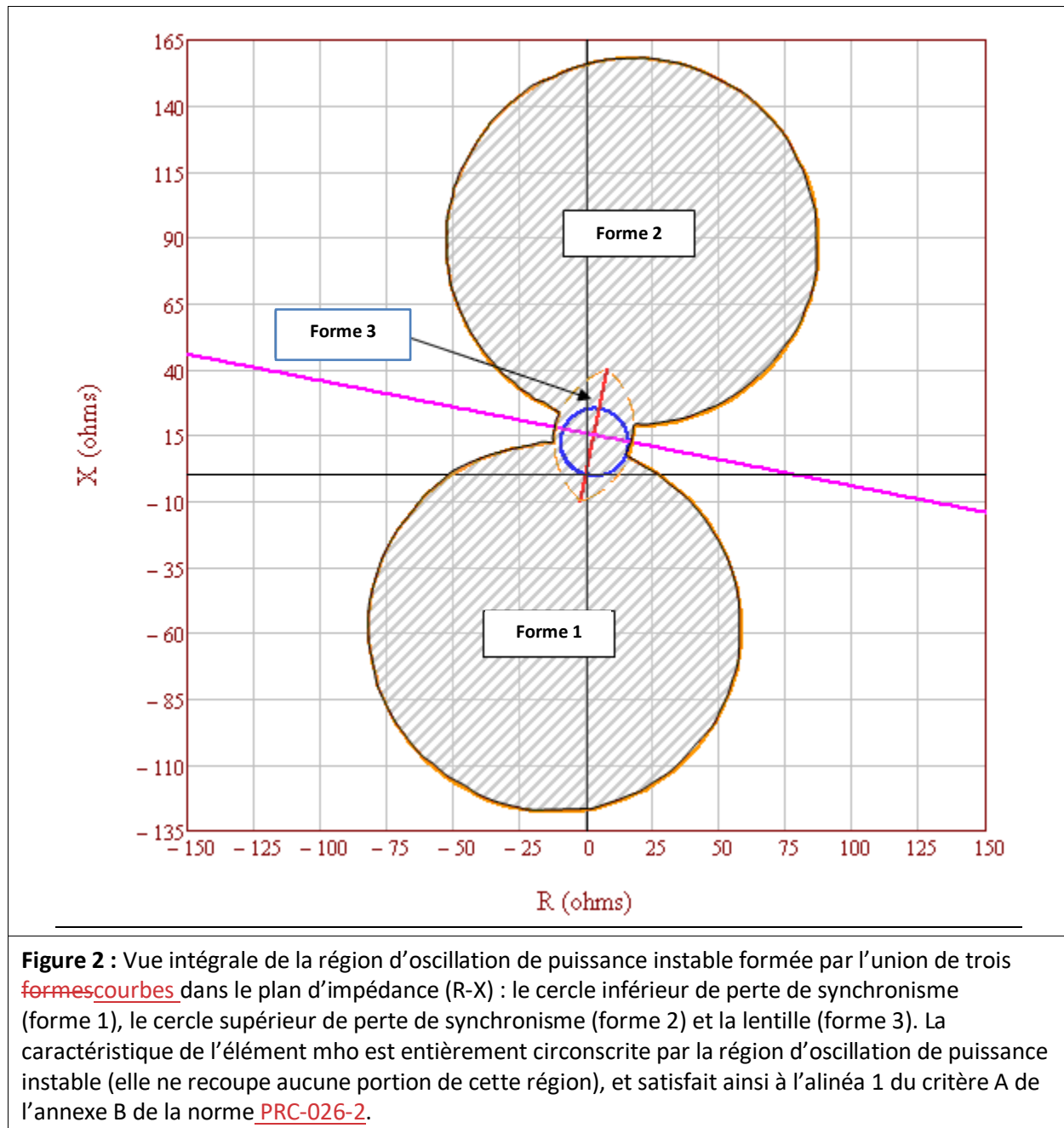


Figure 1 : Vue de détail de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois formes courbes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique 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-026-12.



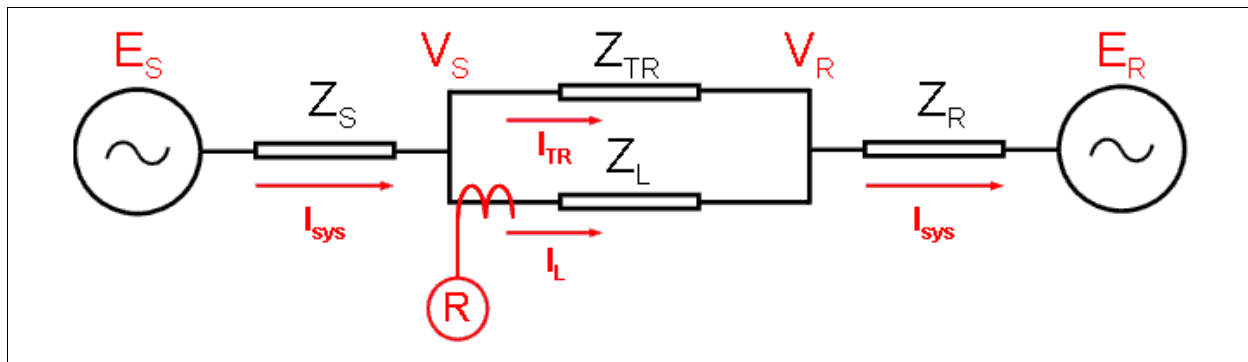


Figure 3 : Impédances du réseau vues par le relais R (les raccordements de tension ne sont pas illustrés).

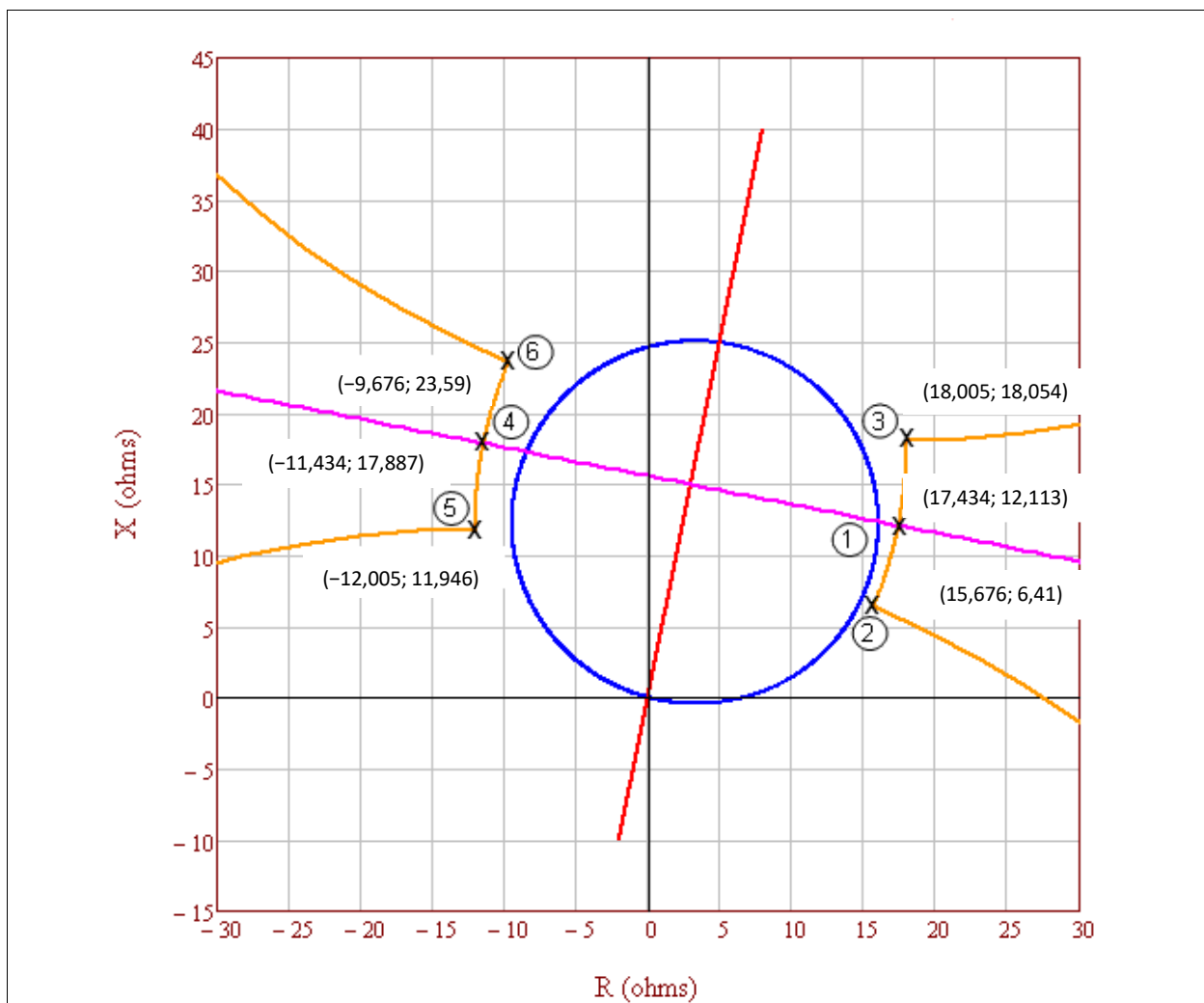


Figure 4 : Points qui définissent la région d'oscillation de puissance instable, et auxquels la lentille croise les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme ainsi que l'oscillation de puissance associée à des tensions de source égales.

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)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
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)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50)\,\Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 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. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ \text{ A} \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ \text{ A}$

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. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ \text{ V} - [(2 + j10) \, \Omega \times 4\,511 \angle 71,3^\circ \text{ A}]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ \text{ V}$

L'impédance vue par le relais au point Z_L .

Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ \text{ V}}{4\,511 \angle 71,3^\circ \text{ A}}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \, \Omega$

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)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ \text{ V}}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 120^\circ \text{ V}$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ \text{ V}}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ \text{ V}$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 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. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \, \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}{((4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \, \Omega$		
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)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$		
	$V_S = 92\,953 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \, \Omega \times 3\,854 \angle 77^\circ A]$		
	$V_S = 65\,271 \angle 99^\circ V$		

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)

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)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega$		

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)	
	$Z_{sys} = 10 + j50 \, \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \, \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$
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)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)			
	$E_S = 132\,791\angle 240^\circ V$		
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 :	$Z_S = 2 + j10\,\Omega$	$Z_L = 4 + j20\,\Omega$	$Z_R = 4 + j20\,\Omega$
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)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511\angle 131,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10}\,\Omega}{(4 + j20)\,\Omega + (4 + j20) \times 10^{10}\,\Omega}$		
	$I_L = 4\,511\angle 131,1^\circ A$		

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 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. (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)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,756 \angle -106,1^\circ V}{4\,511 \angle 131,1^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -11,434 + j17,887 \Omega$

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)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		

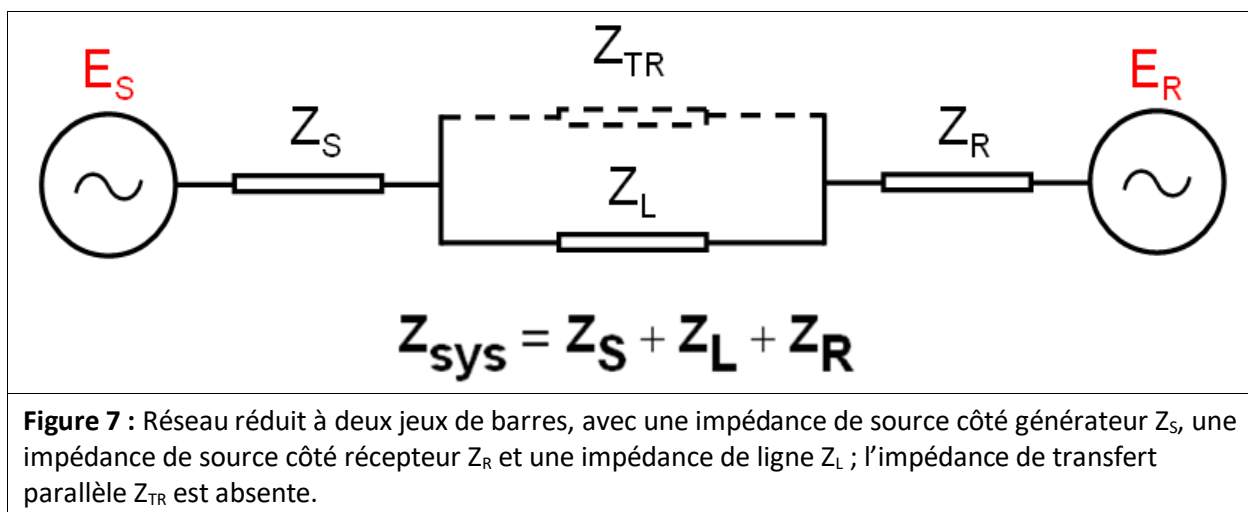
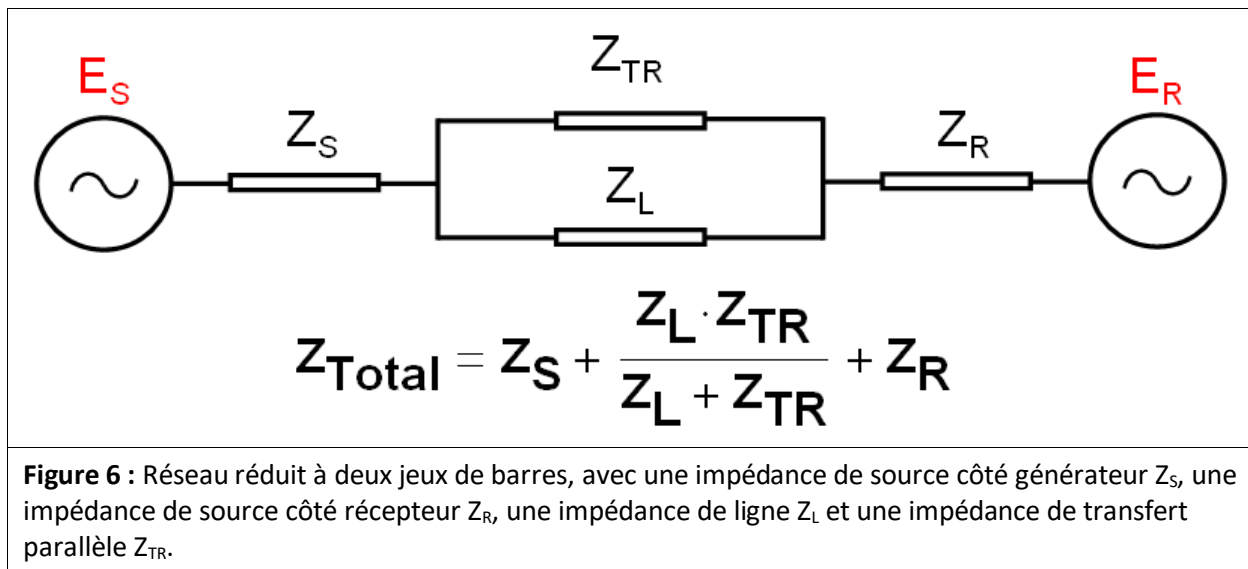
Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10 \Omega) + (4 + j20 \Omega) + (4 + j20 \Omega)$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
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)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,270,5 \angle -99,4^\circ V}{3\,854 \angle 125,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -12,005 + j11,946 \Omega$

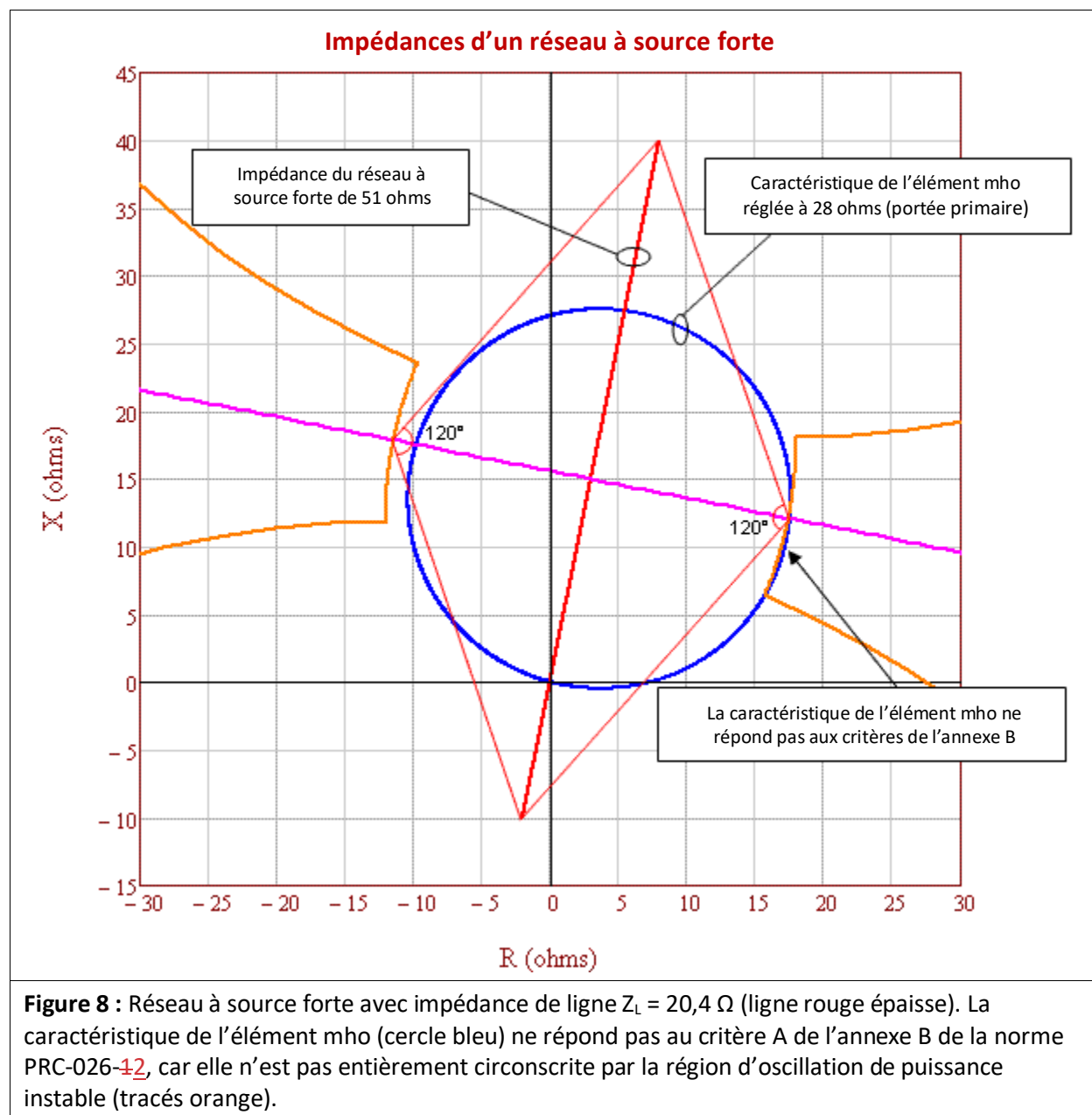
Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)

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)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$
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)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)	
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A} \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}$
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. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ \text{ V} - [(2 + j10) \, \Omega \times 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}]$
	$V_S = 98\,265 \angle -110,6^\circ \text{ V}$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (53)	$Z_{L-\text{relais}} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-\text{relais}} = \frac{98\,265 \angle -110,6^\circ \text{ V}}{3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}}$
	$Z_{L-\text{relais}} = -9,676 + j23,59 \, \Omega$





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-026-12. 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.

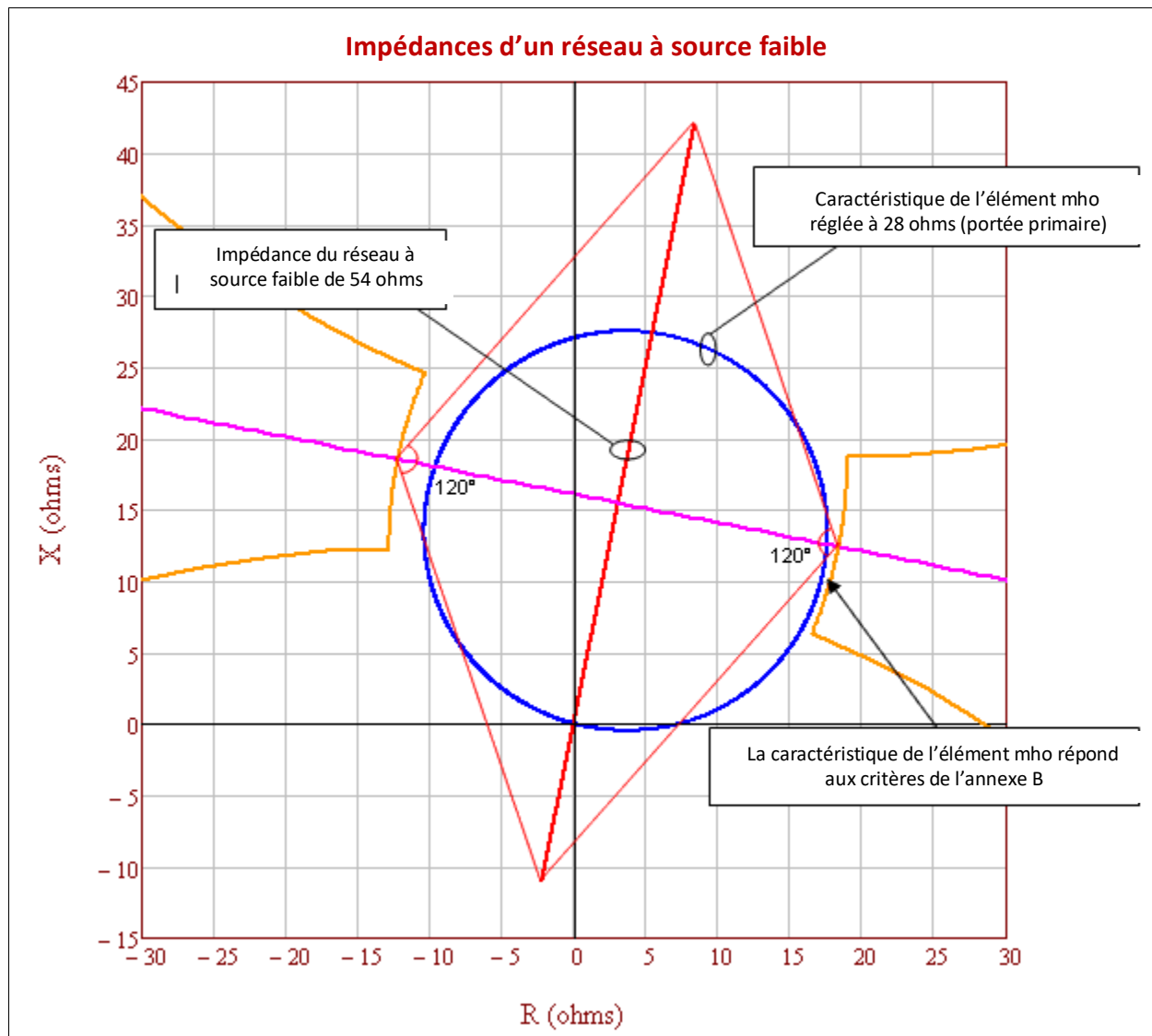


Figure 9 : Réseau à source faible avec impédance de ligne $Z_L = 20,4 \Omega$ (ligne rouge épaisse). La caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-12, car elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange).

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 débord 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.

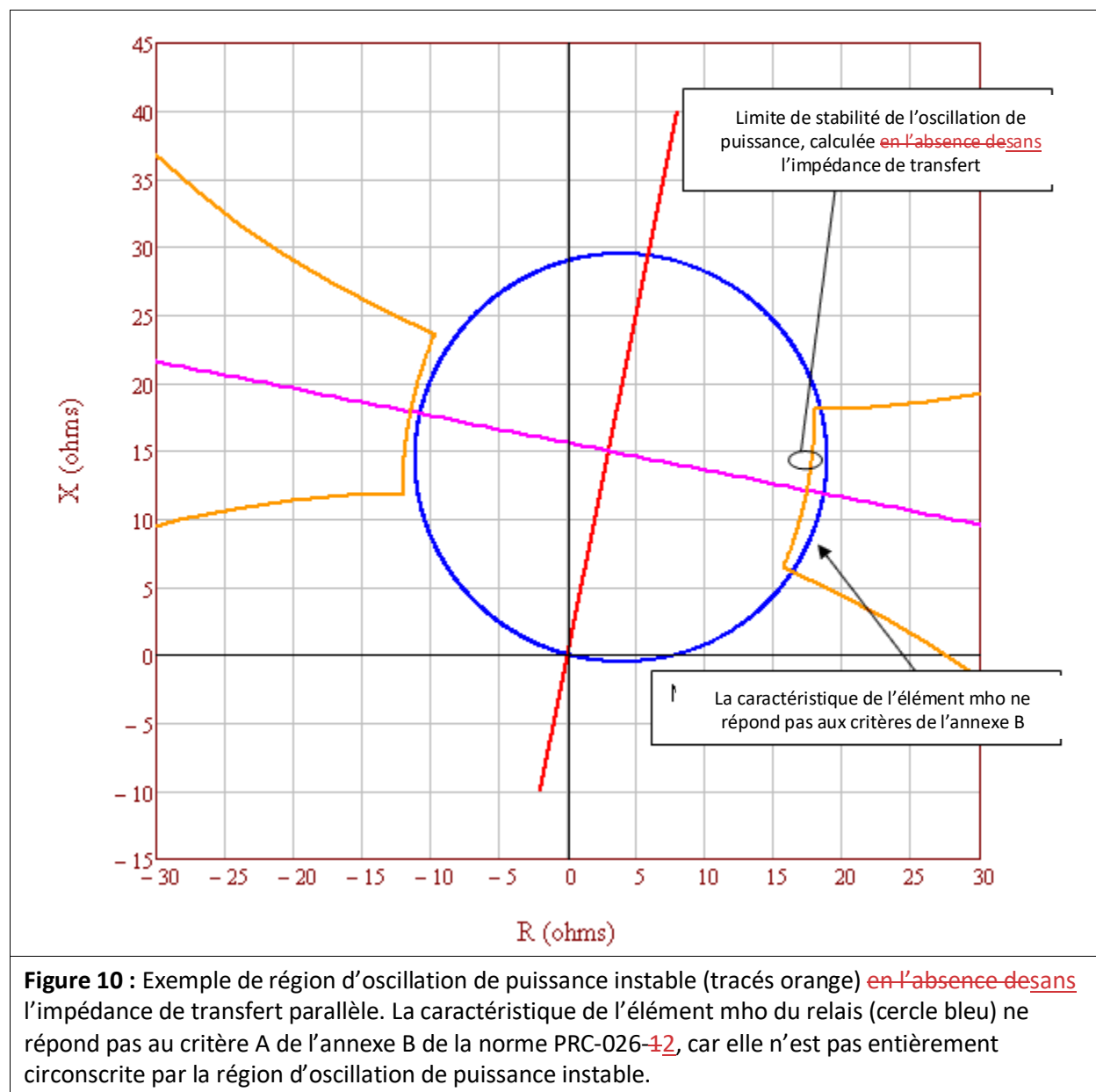


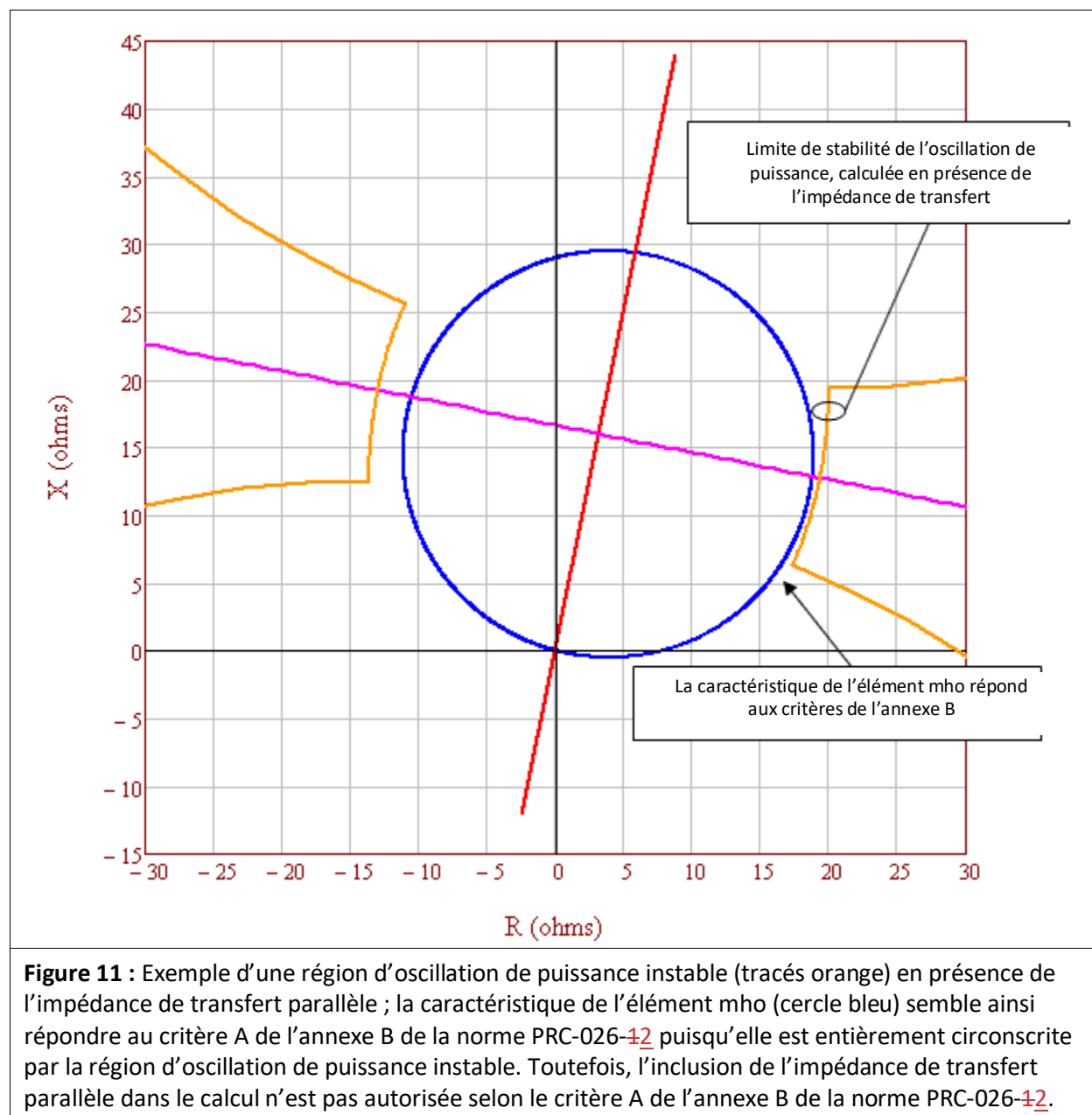
Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)

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

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



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-026-12. 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-026-12.

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 %

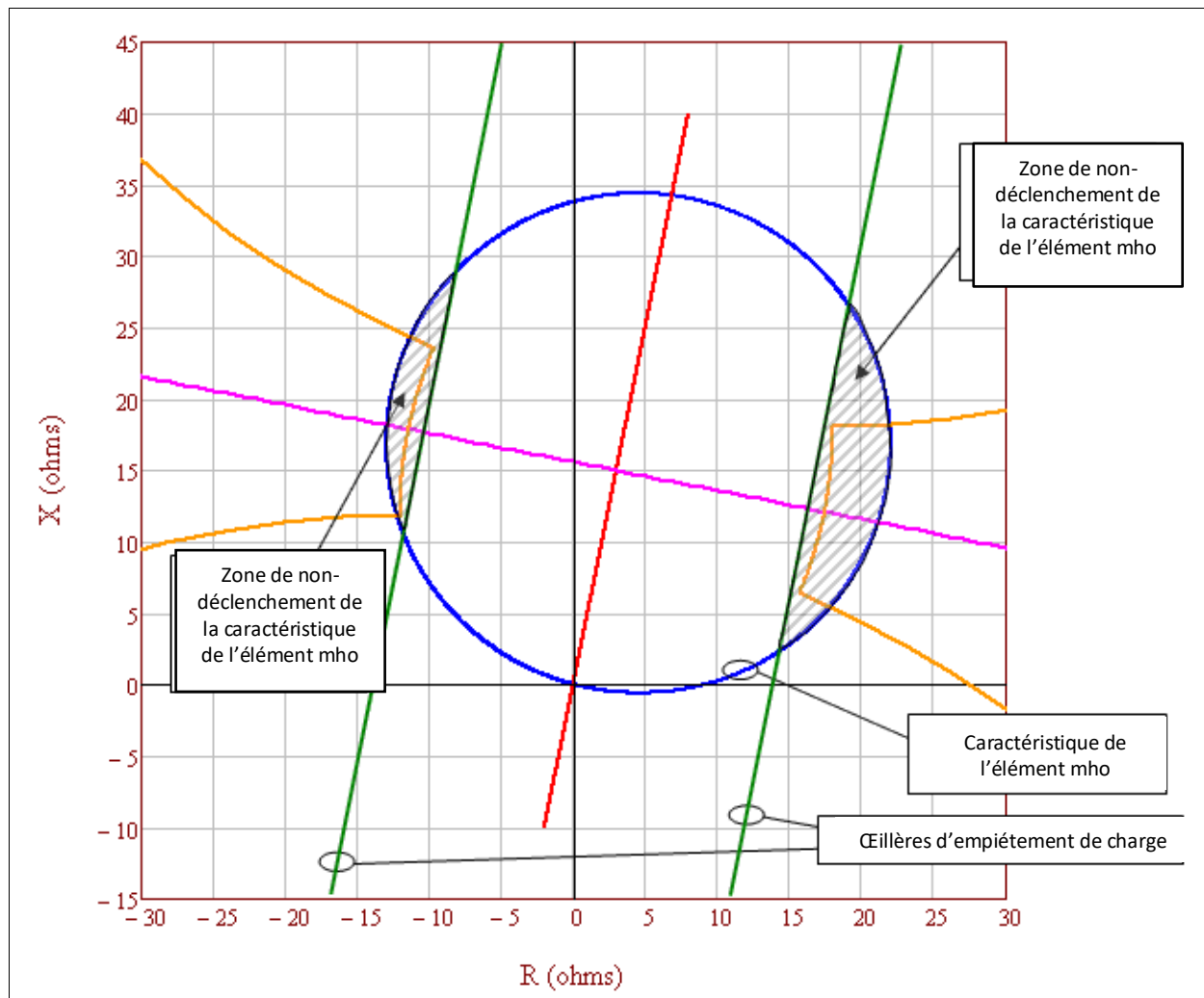


Figure 12 : La zone ~~déclenchée~~ de déclenchement de la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) qui n'est pas bloquée par les œillères d'empiètement de charge (lignes vertes parallèles) est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). La caractéristique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

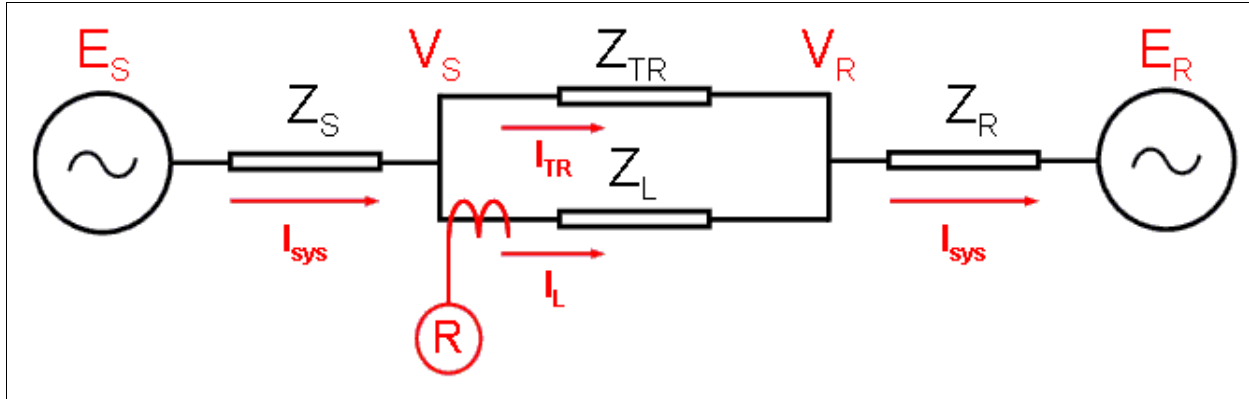


Figure 13 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en amont du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.

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)	$Z_{relais} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$
----------	---------------------------------------------------------------------

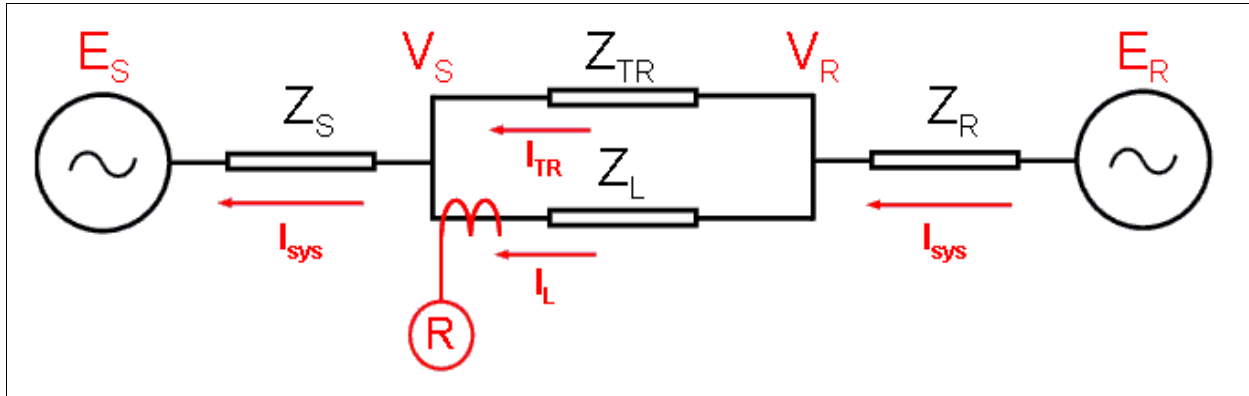


Figure 14 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en aval du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S .

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)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
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 .		
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.

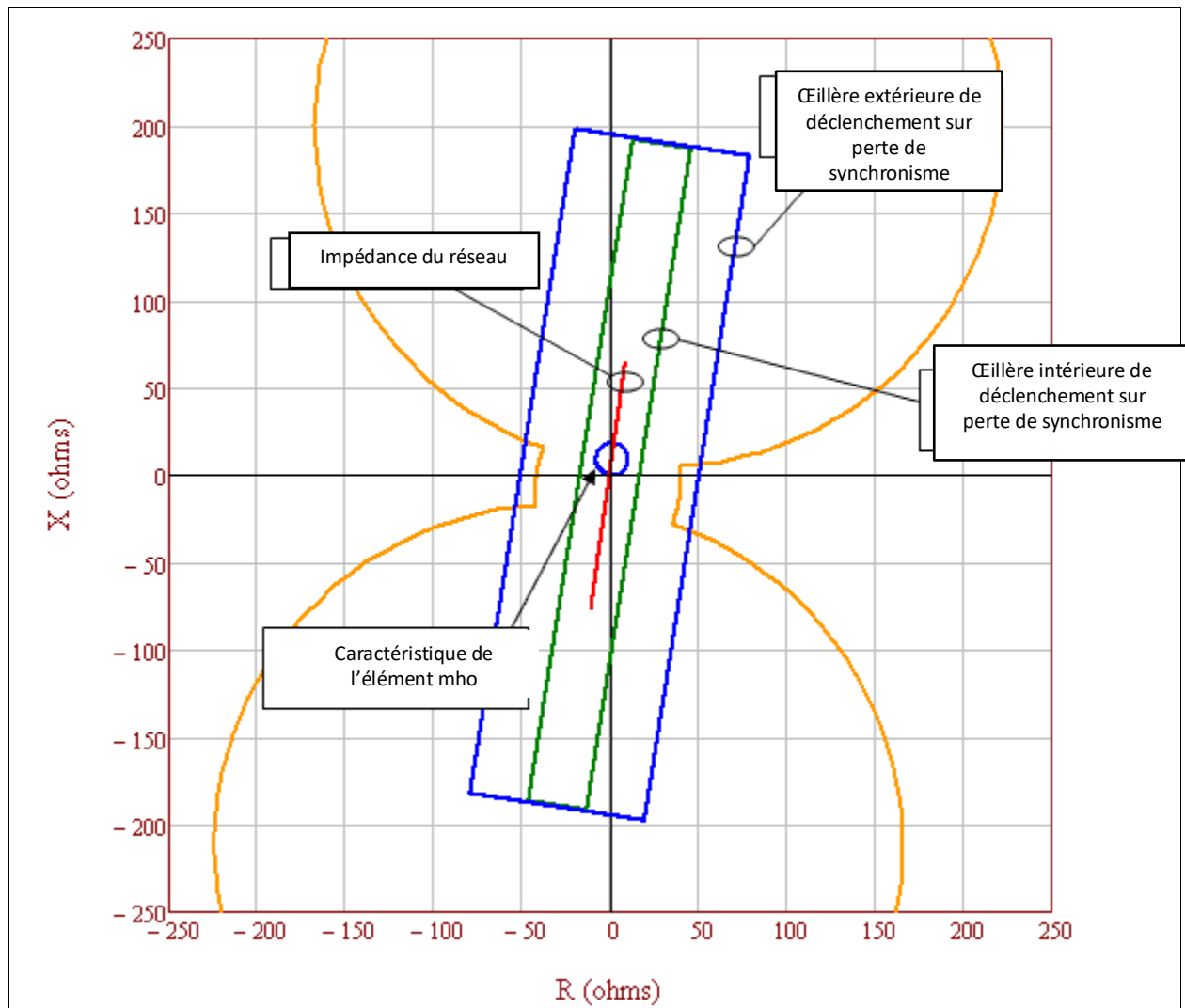


Figure 15 : Les œillères intérieures (lignes vertes parallèles) de déclenchement sur perte de synchronisme (OST) répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-12, car le déclenchement est amorcé lors de l'entrée ou de la sortie. Comme les œillères intérieures sont entièrement circonscrites par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange), elles répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-12.

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 *Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays*, GER-3180, p. 12, figure 3¹⁸. L'illustration de GE indique les formules permettant de calculer le rayon et le centre des cercles aux deux extrémités de la lentille.

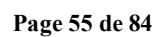
Équations de rapport de tensions, équation d'impédance de source avec application des formules d'effet couronne et équations de cercle.

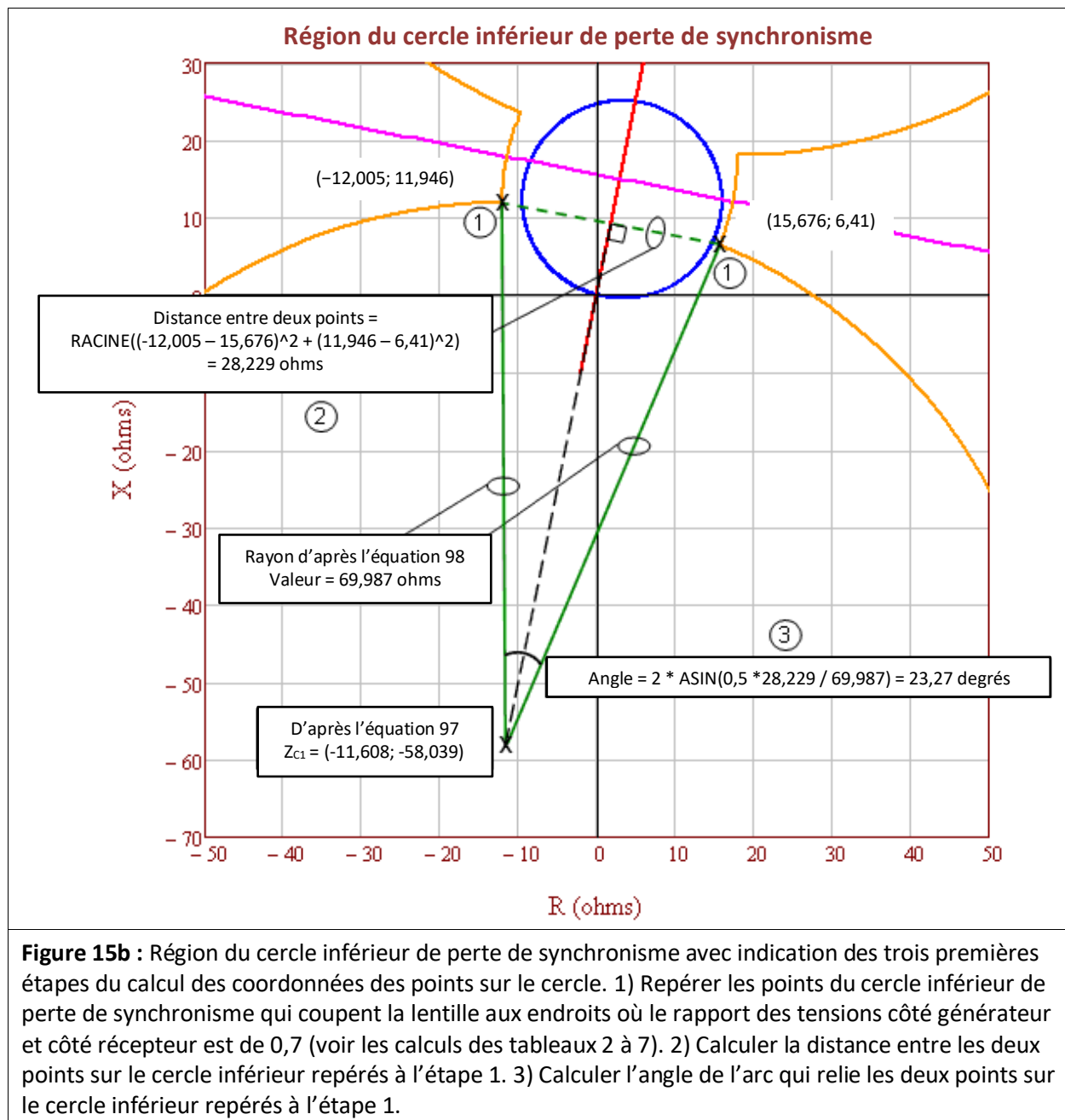
Initialement :	$E_S = 0,7$	$E_R = 1,0$	
Éq. (95)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$		
Impédance totale du réseau vue par le relais avec application des formules d'alimentation.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10} \Omega$		
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)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$		

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

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)

Éq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}} \right) \right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 4 + j20 \, \Omega + \left[(4 + j20) \, \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \, \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega} \right) \right] + \left[\frac{(10 + j50) \, \Omega}{1,43^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 17,608 + j88,039 \, \Omega$
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 $
	$r_b = 69,987 \, \Omega$





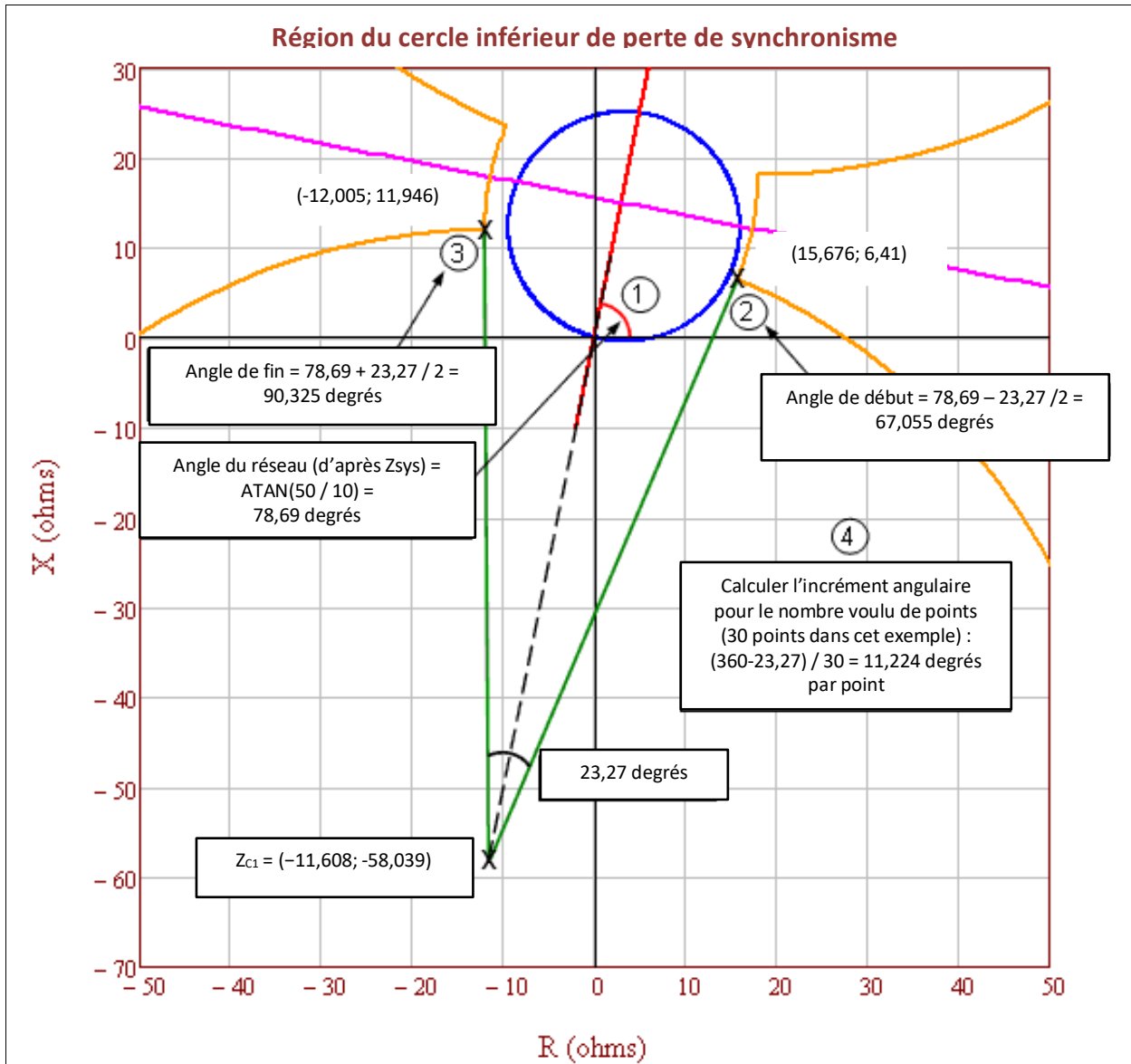
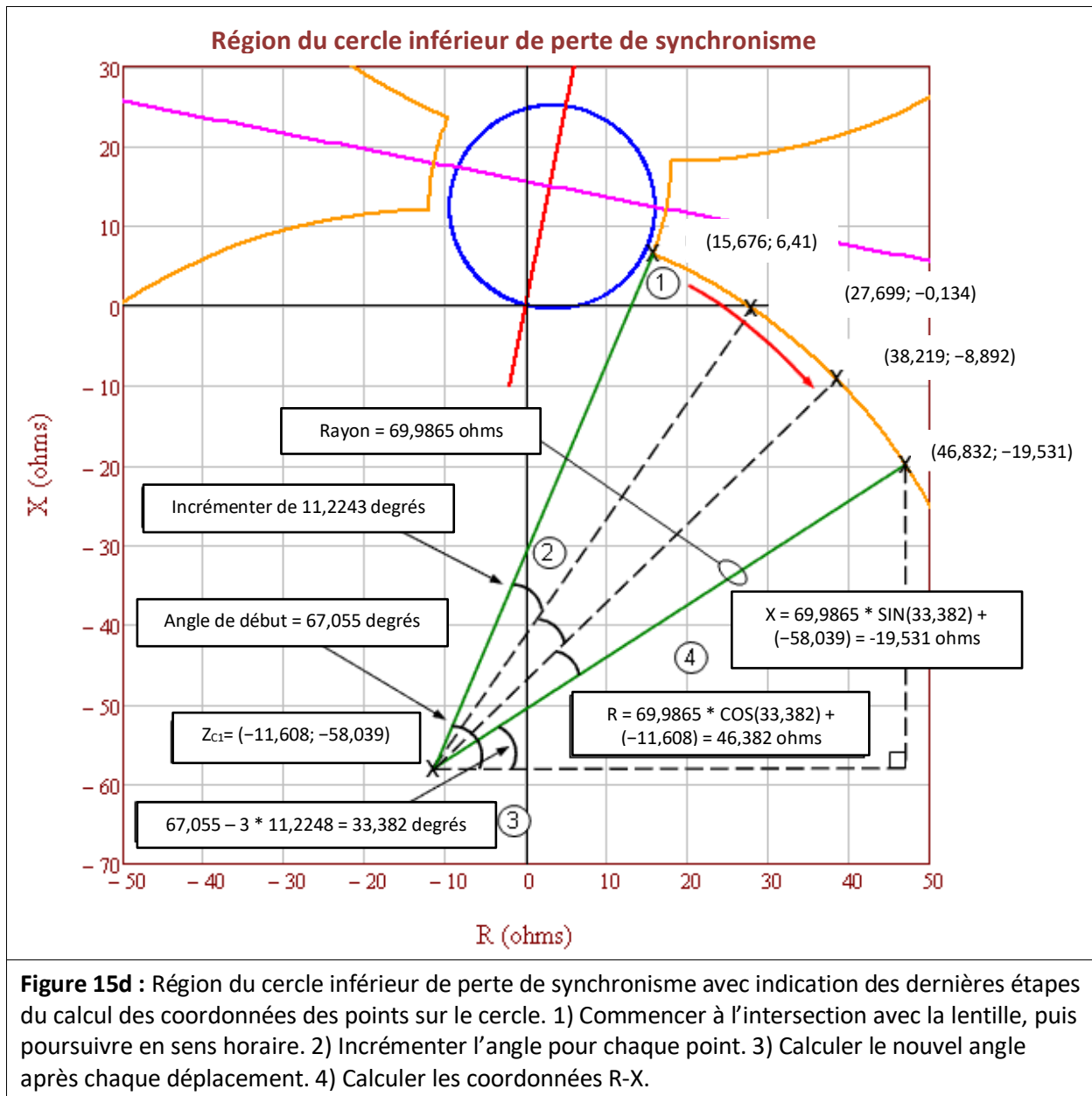
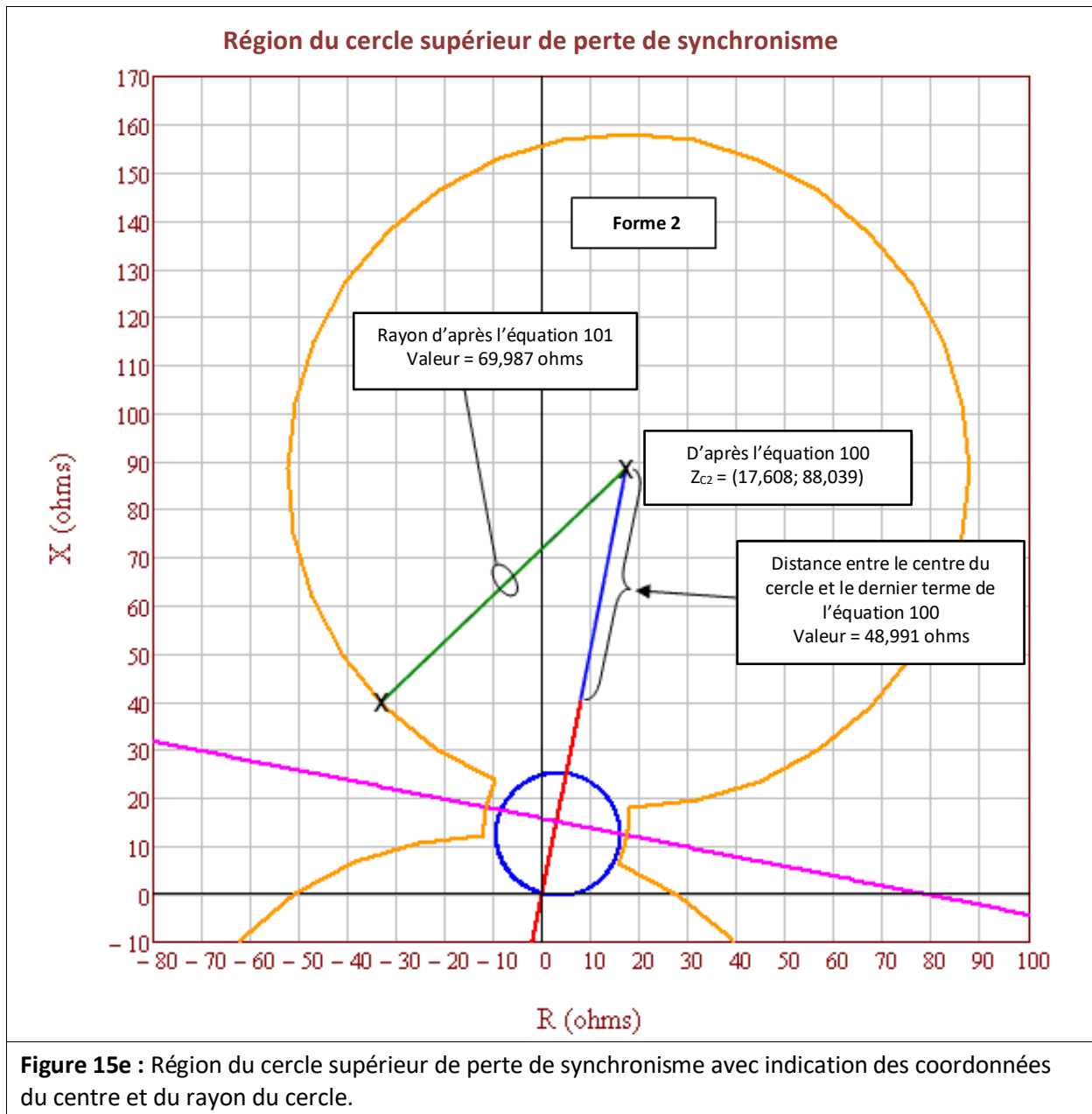
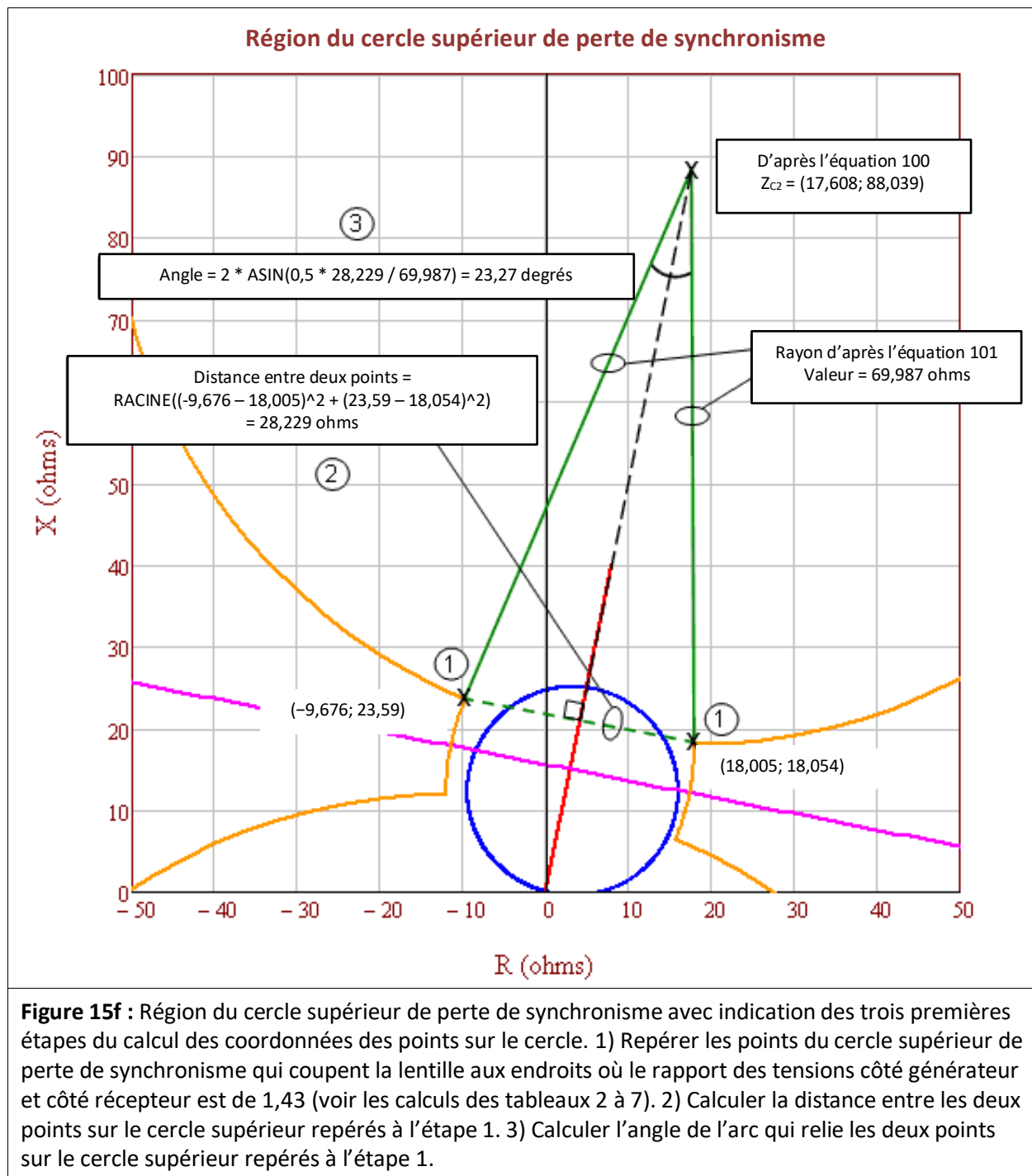
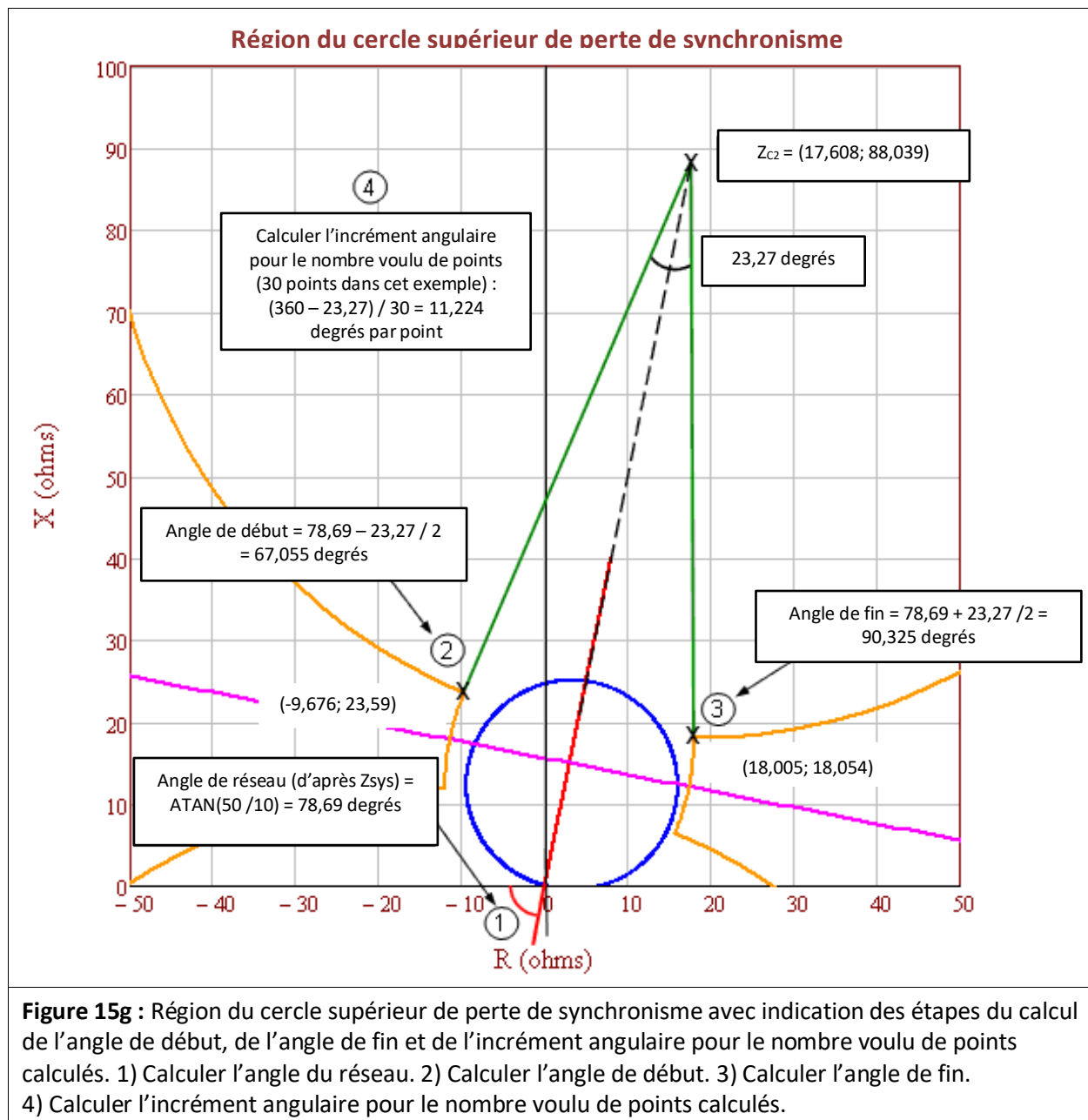


Figure 15c : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des étapes du calcul de l'angle de début, de l'angle de fin et de l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés. 1) Calculer l'angle du réseau. 2) Calculer l'angle de début. 3) Calculer l'angle de fin. 4) Calculer l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés.









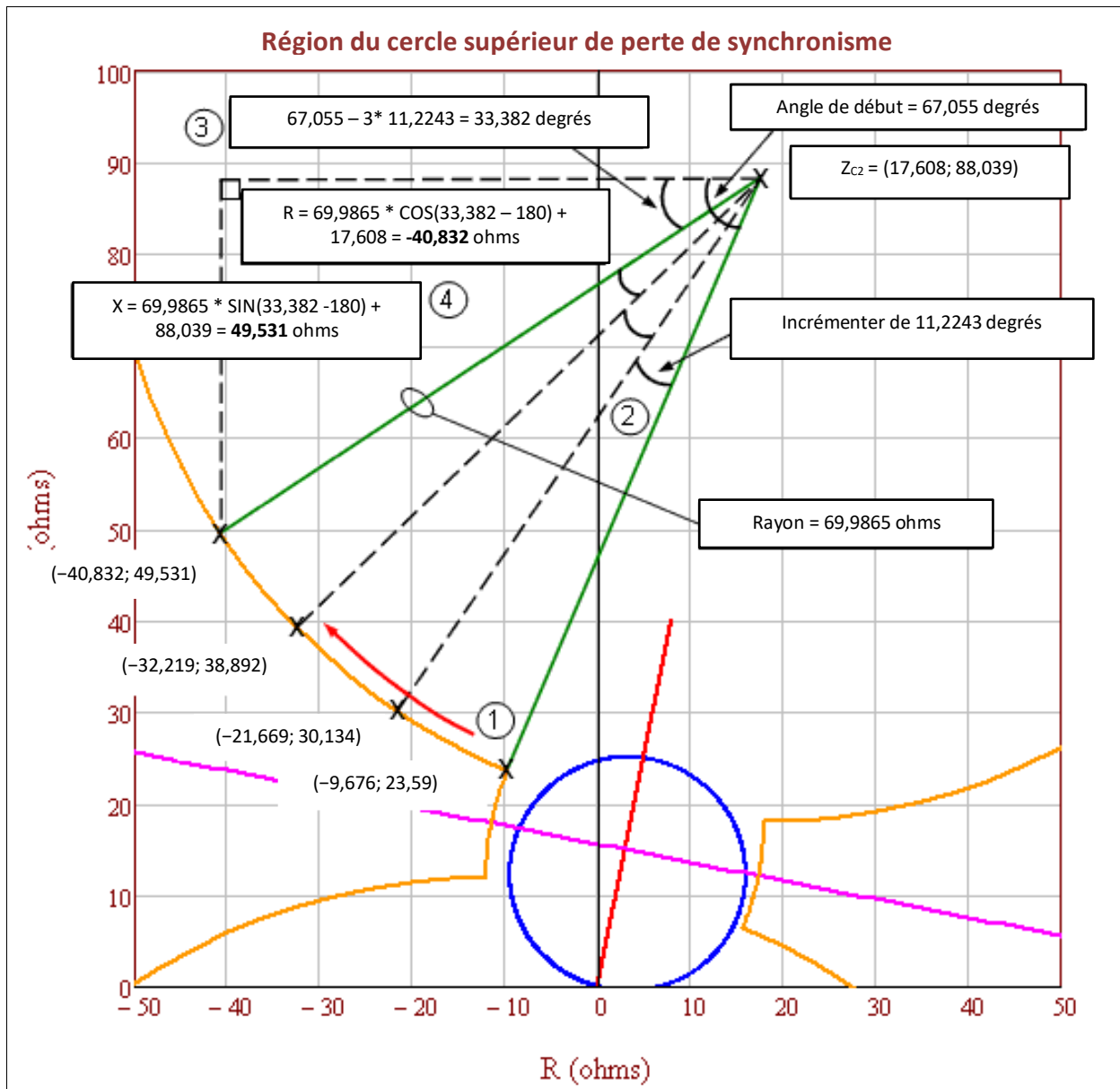


Figure 15h : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle 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-026-12 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-026-12, 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-026-12.

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)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)	
	$I_{sys} = \frac{(139\,430\angle 120^\circ V - 139\,430\angle 0^\circ V)}{(4,6 + j42)\,\Omega}$
	$I_{sys} = 5\,715,82\angle 66,25^\circ A$

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).

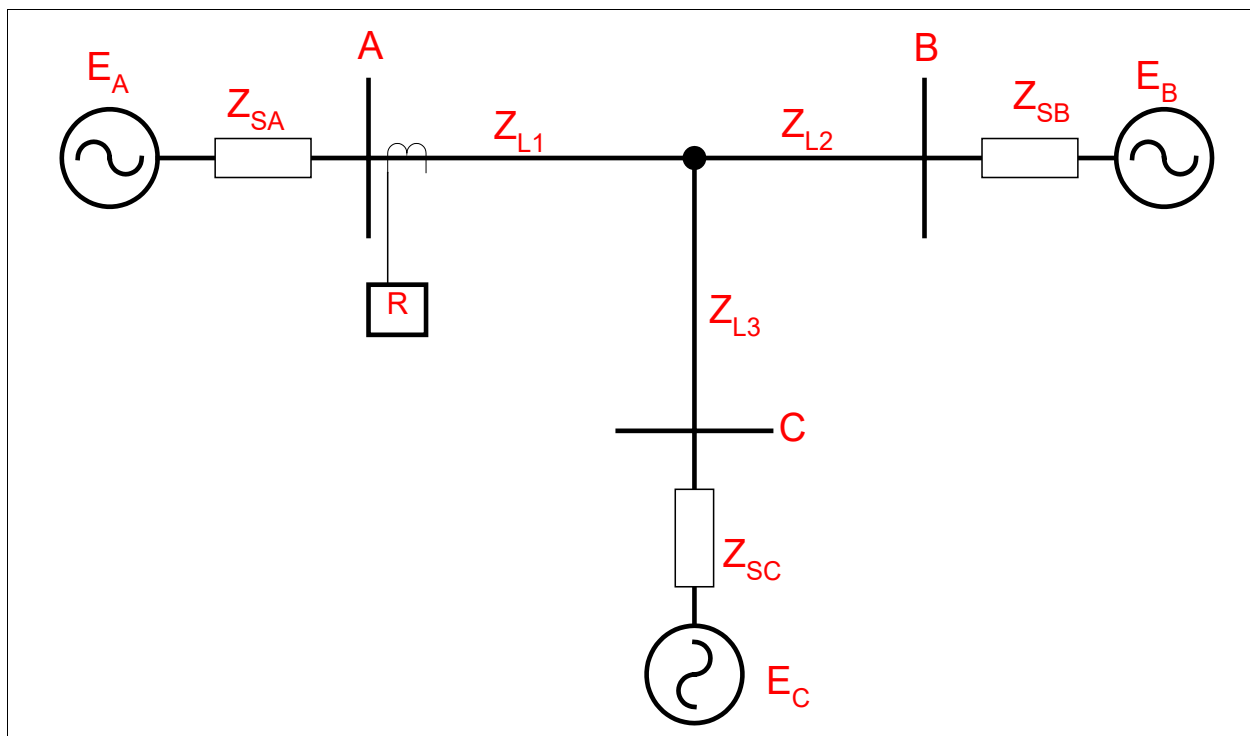


Figure 15j : Ligne à trois terminaux. Pour évaluer les relais de protection sensibles à la charge au terminal A, on réduit d'abord le circuit de la figure 15j au circuit équivalent de la figure 15k. La méthode d'évaluation pour les relais de protection sensibles à la charge au terminal A sera maintenant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

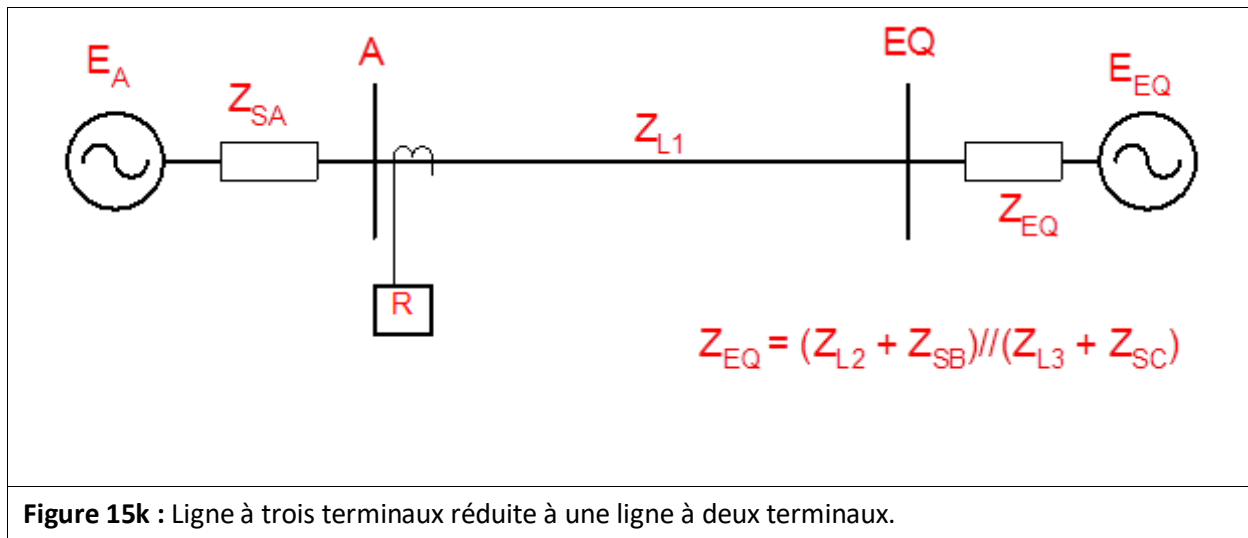


Figure 15k : Ligne à trois terminaux réduite à une ligne à deux terminaux.

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 le 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-026-12 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.

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.

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 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.

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

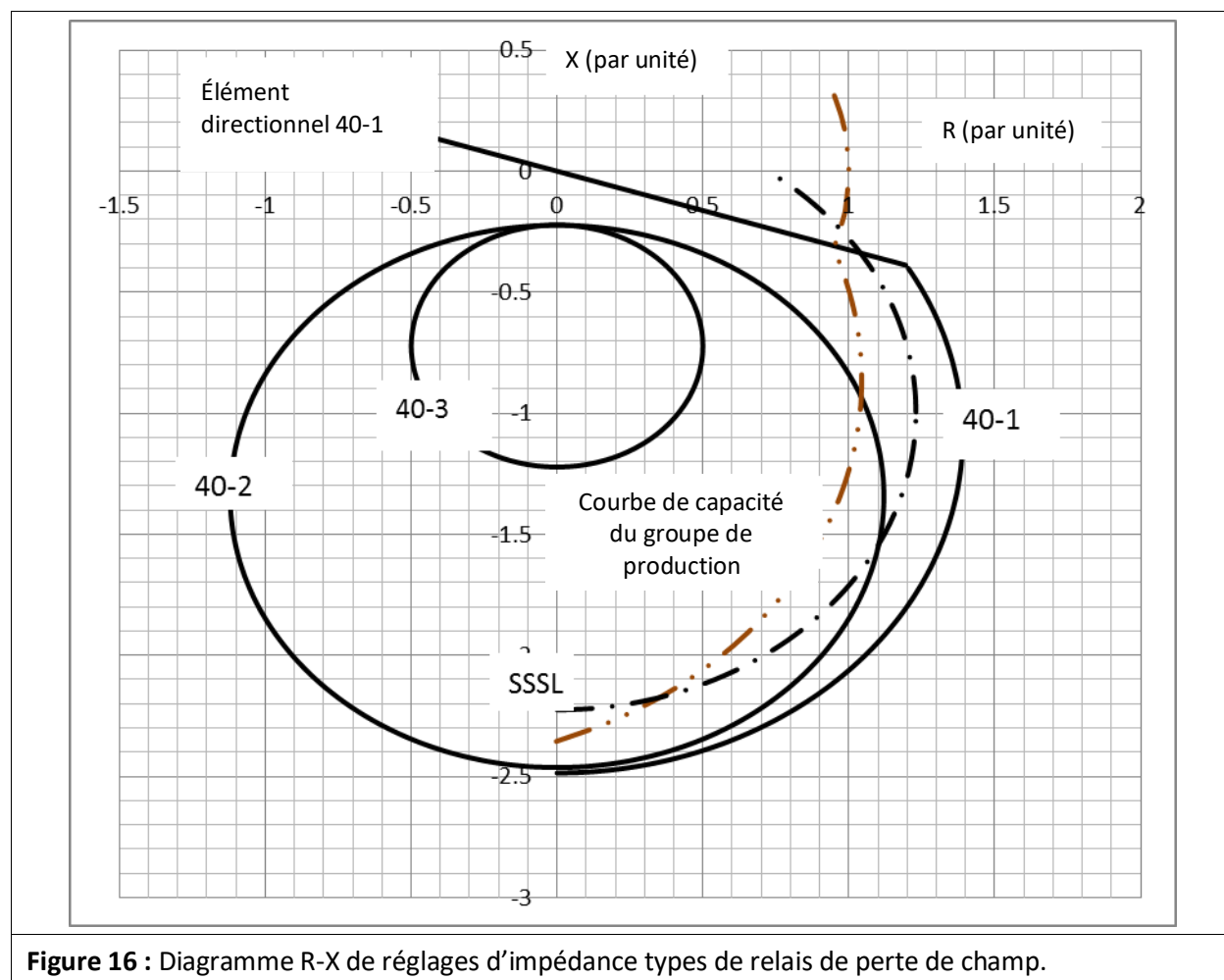


Figure 16 : Diagramme R-X de réglages d'impédance types de relais de perte de champ.

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

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

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

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-026-12, 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-026-12 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*.

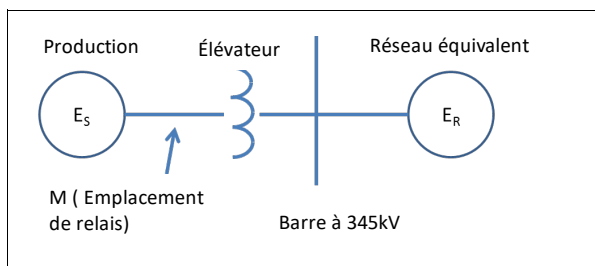


Figure 17 : Schéma unifilaire simplifié du réseau à évaluer.

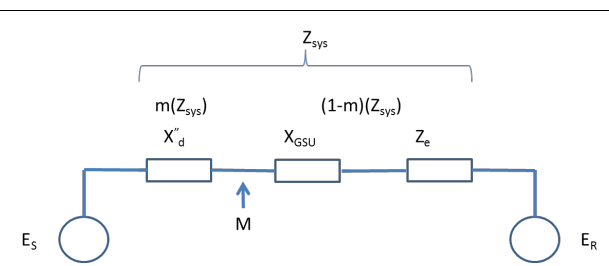


Figure 18 : Schéma simplifié de l'impédance du réseau équivalent à évaluer²⁹.

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)

Paramètres d'entrée	Valeurs d'entrée
Puissance nominale du groupe synchrone (MVA)	940 MVA

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.*

29. Kimbark, *ibid.*

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
	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

30. Kimbark, ibid.

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

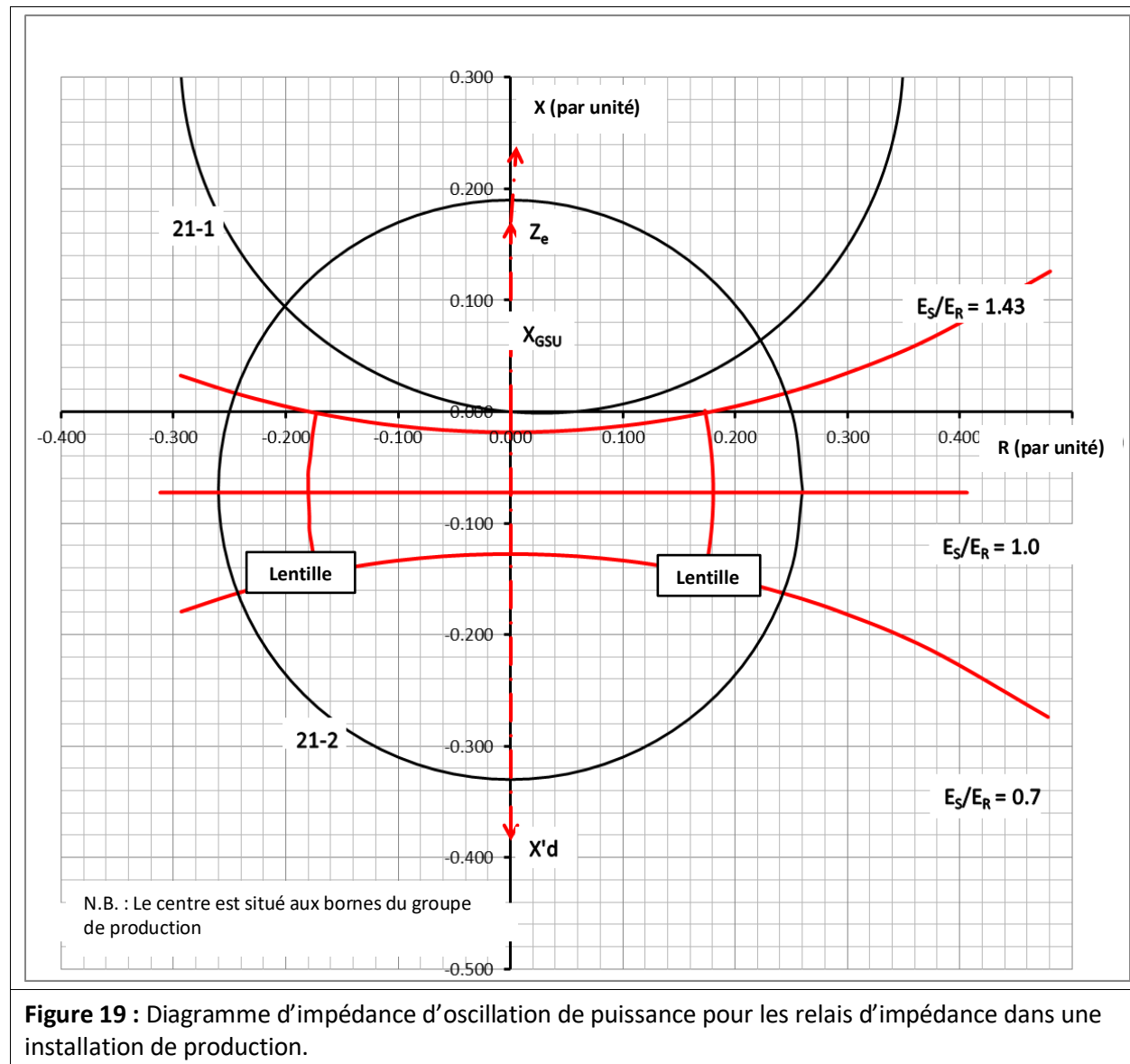
Tableau 17 : Exemple de calculs pour un diagramme d'impédance d'oscillation à différentes tensions côtés générateur et récepteur						
Angle (δ) (degrés)	$E_S/E_R=1$		$E_S/E_R=1,43$		$E_S/E_R=0,7$	
	Z_R		Z_R		Z_R	
	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)
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-026-12, 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.

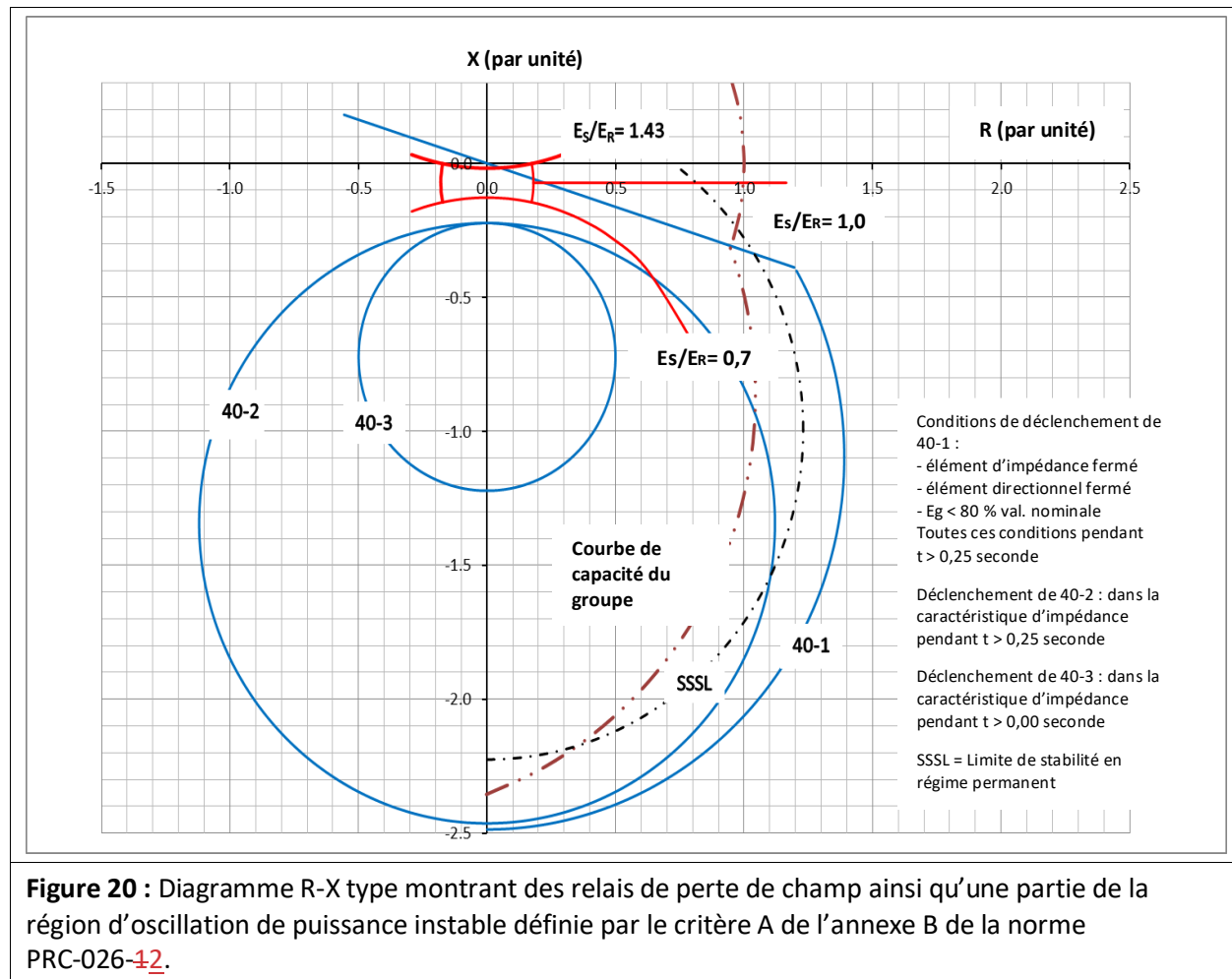
Le relais de distance 21-2 (appartenant au *propriétaire d'installation de transport*) est relié au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, et sa caractéristique d'impédance recoupe la région dans laquelle une oscillation de puissance stable pourrait se produire, entraînant 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.



(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-026-12. L'équation qui s'applique est la suivante :

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

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 :

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

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

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

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-026-12.

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-026-12 (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-026-12 (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.

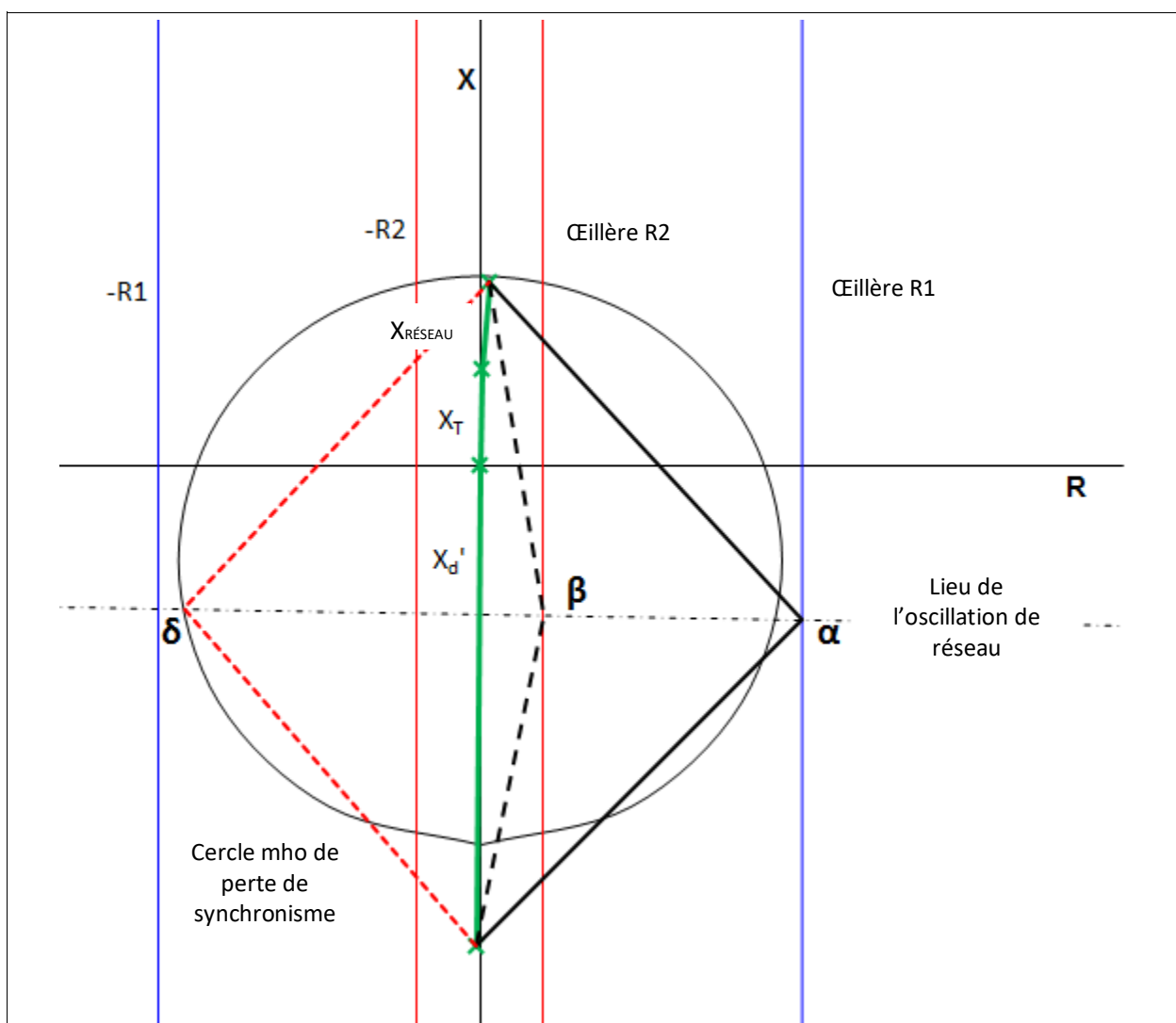


Figure 21 : Caractéristiques génériques d'un système à œillères doubles de protection contre la perte de synchronisme.

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.

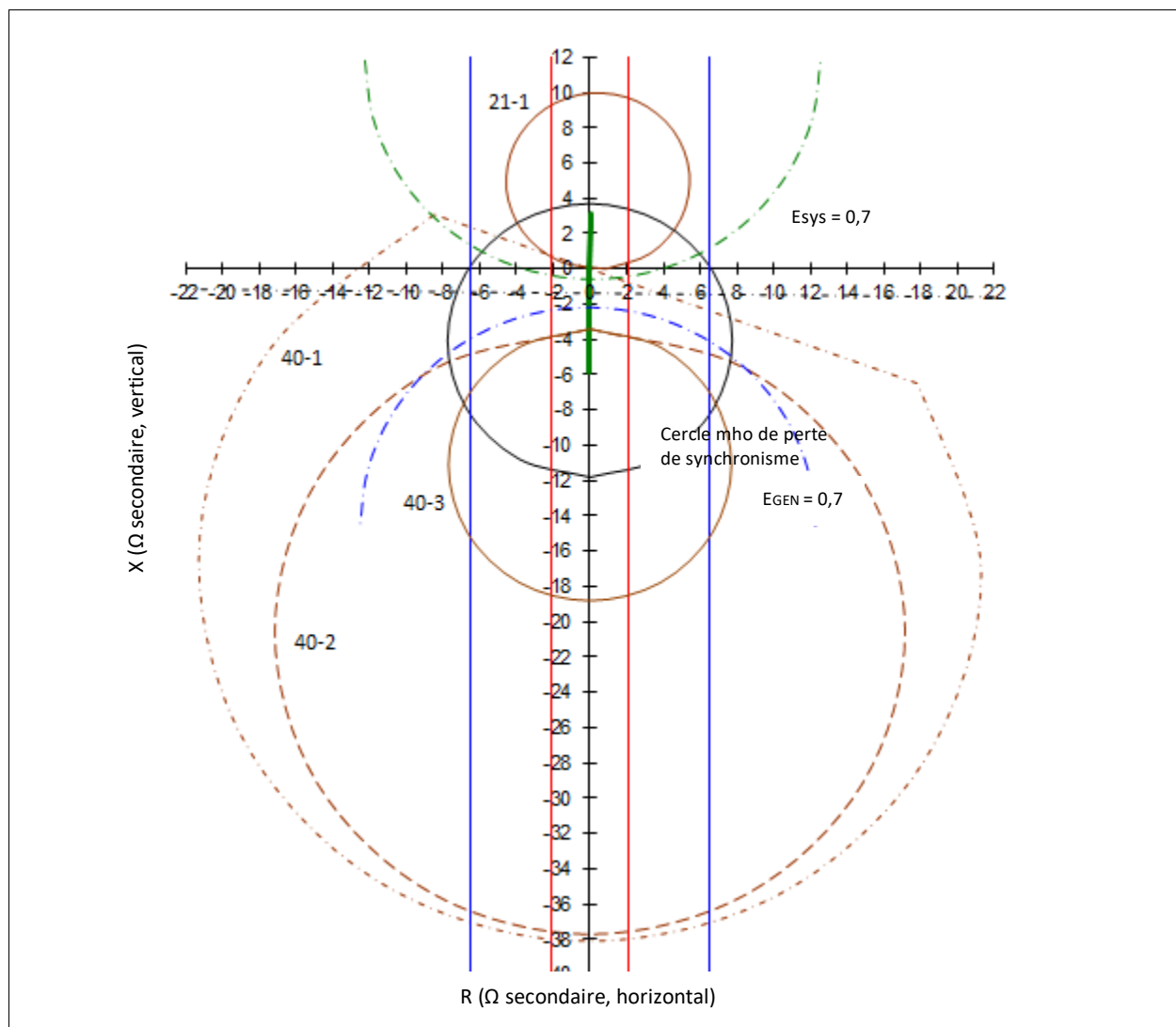


Figure 22 : Système de protection contre la perte de synchronisme à œillères doubles avec données d'impédance du groupe et caractéristiques d'impédance des relais de protection sensibles à la charge reprises de l'exemple du groupe de production de 940 MVA, avec mise à l'échelle selon les valeurs en ohms 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 *défaut*), 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 *défaut* 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-026-12 ou qu'il puisse être exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-12 (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-026-12 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.

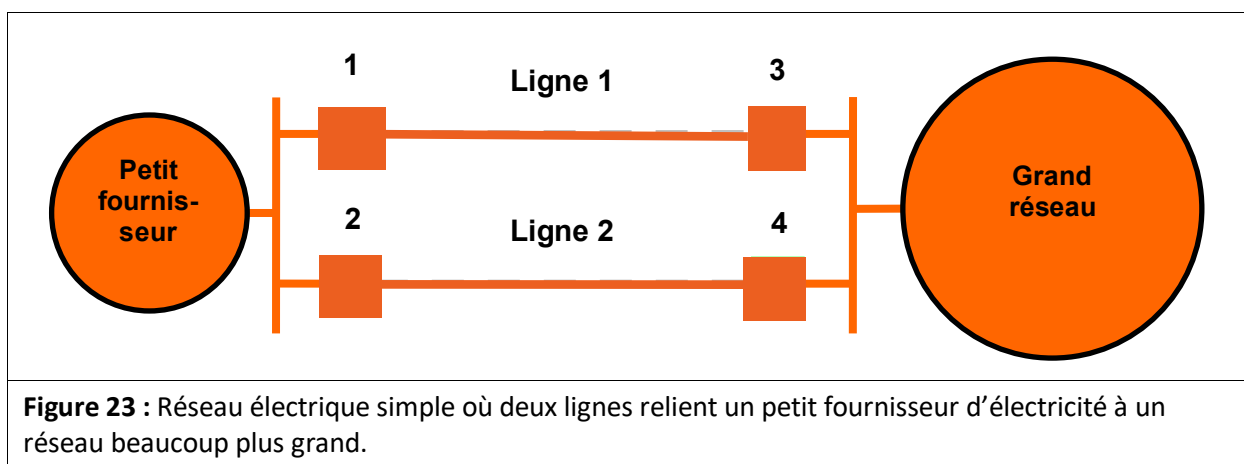
L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* prévoyant le remplacement de relais, et dont le calendrier a nécessité une mise à jour.

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 réordonnancement 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.

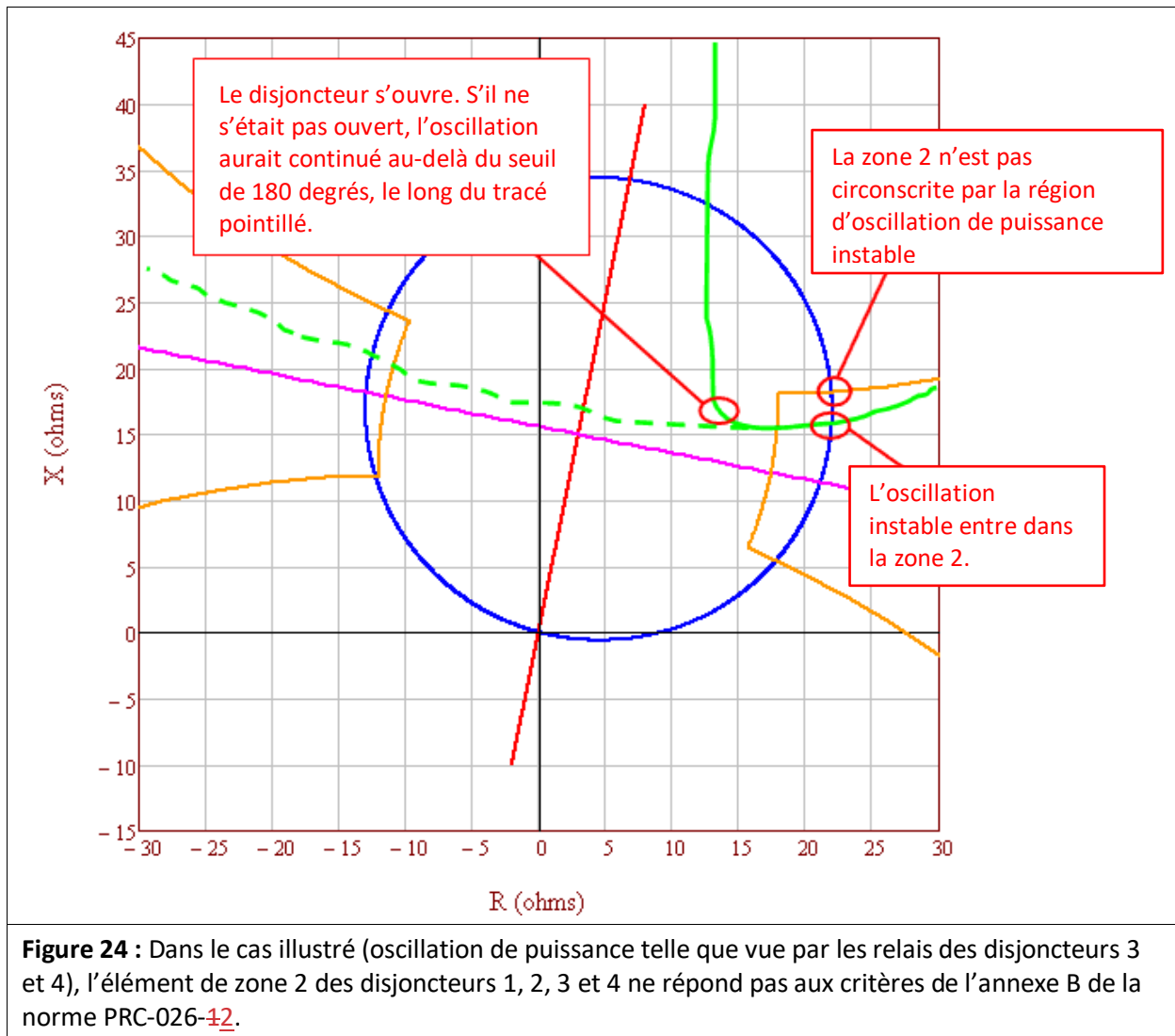
Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences

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-026-12) 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-026-12.

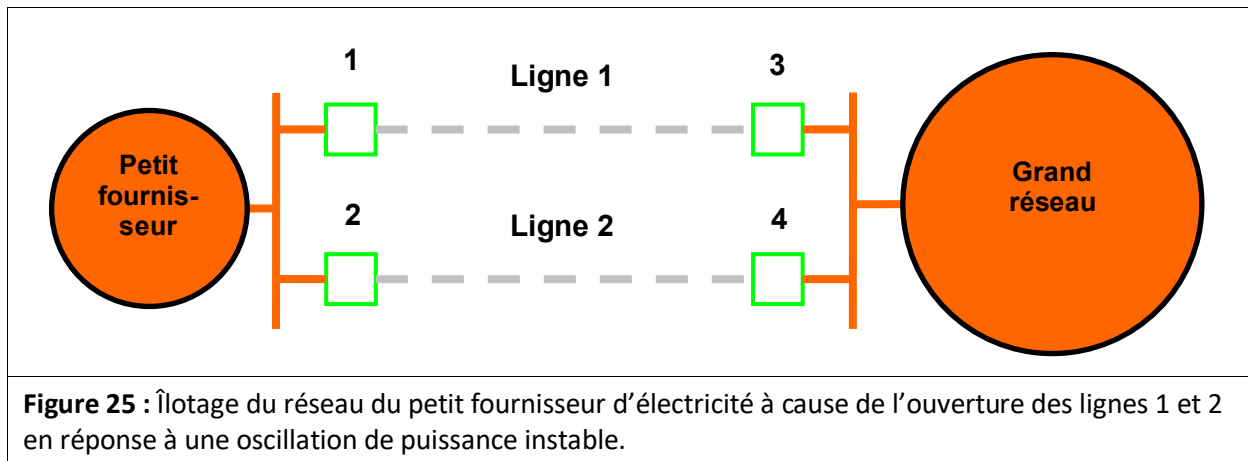


À la figure 23, les relais qui commandent les disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 sont équipés d'un système pilote type de zone 2 à portée étendue, avec blocage par comparaison directionnelle (DCB). Les défauts internes (ou les oscillations de puissance) entraînent le déclenchement instantané des relais de zone 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

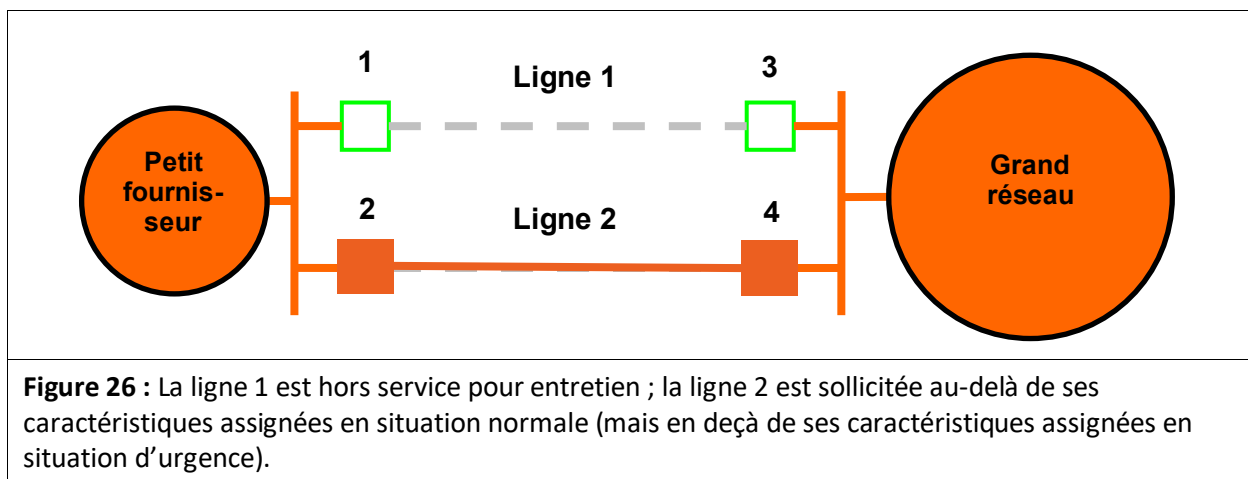
perte de synchronisme si la caractéristique d'impédance de l'oscillation de puissance entre dans la zone 2. Tous les disjoncteurs sont à déclenchement sur perte de synchronisme.



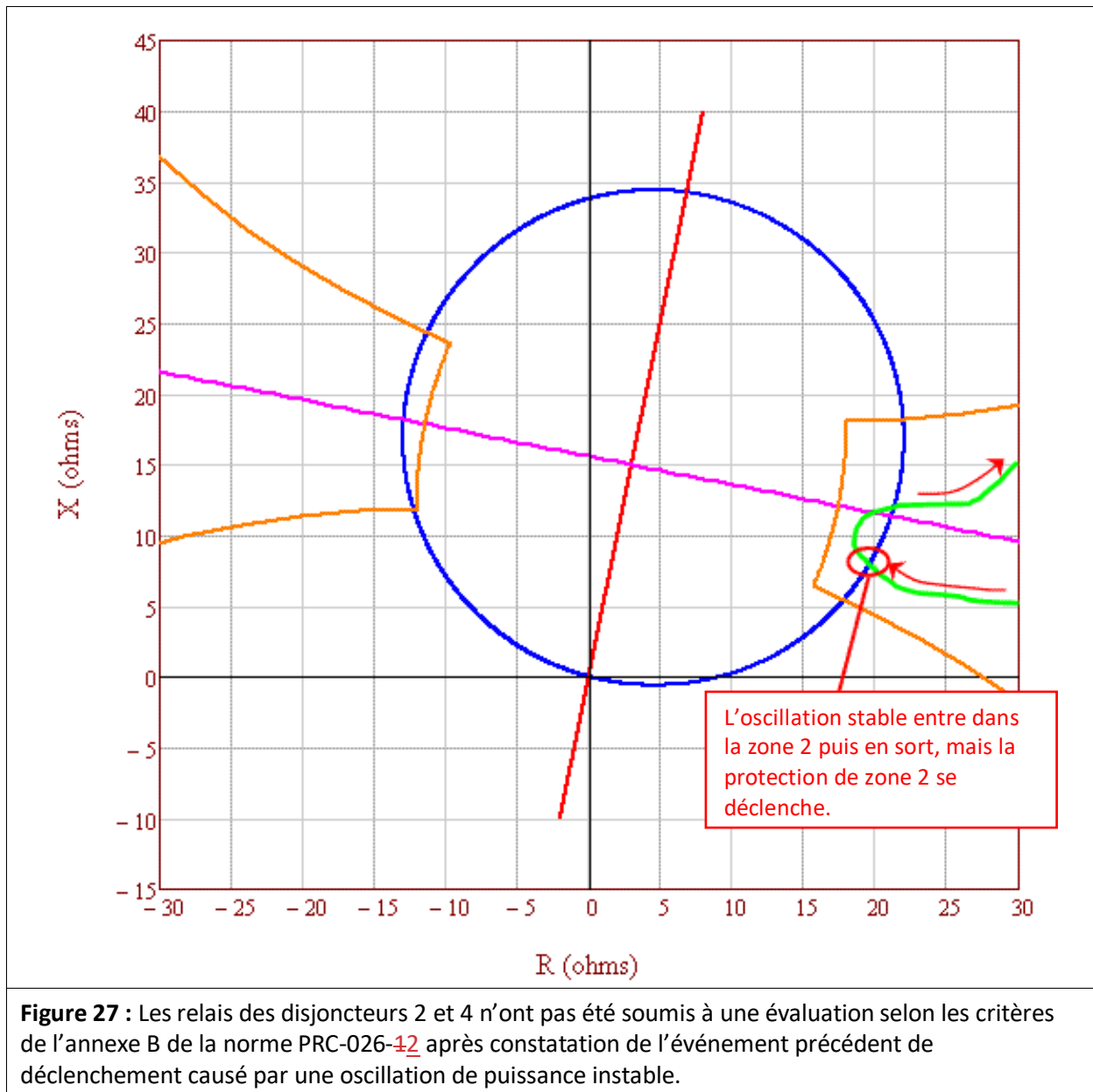
À la figure 24, une perturbation importante se produit dans le réseau du petit producteur, qui se désynchronise par rapport au grand réseau. Le petit fournisseur importe de la puissance au moment de la perturbation. L'oscillation de puissance (ligne verte continue) entre dans la caractéristique des relais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



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 discontinue 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.



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).



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.

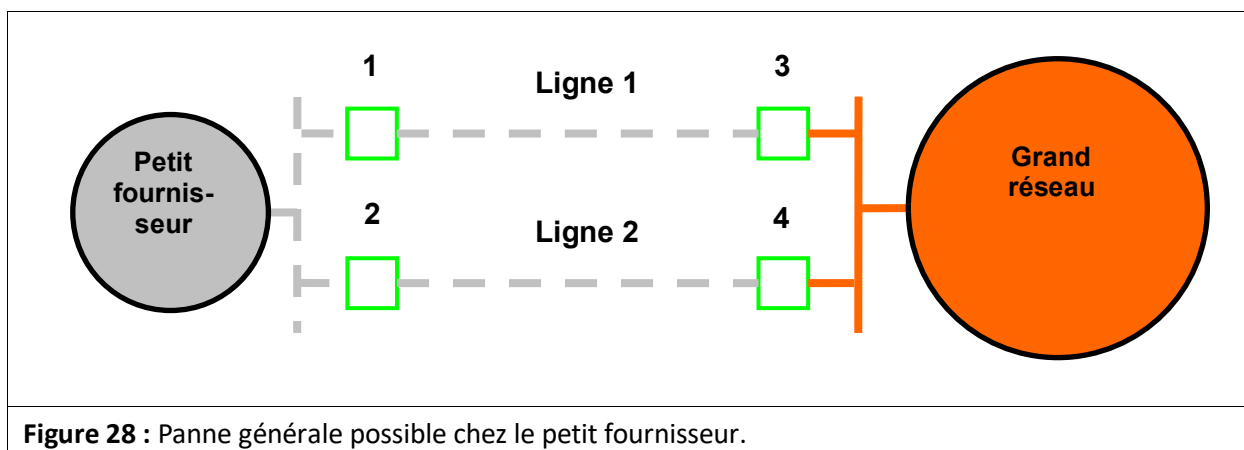


Figure 28 : Panne générale possible chez le petit fournisseur.

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-026-12, 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-026-12. 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

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

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.

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-026-12 (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-026-12 (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 activitésactions 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 activitésactions 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-026-12 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).