



Recommandation de la branche

Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur les réseaux moyenne et haute tension

Spécifications techniques du raccordement et
de l'exploitation parallèle pour les NR 3 à 5

RR/IPE-NR 3-5 – CH 2022

Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses (AES)
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Tél. +41 62 825 25 25
www.electricite.ch

Auteurs de la première édition (2014)

Baer Monika	EBM, 4142 Münchenstein 1	Membre du GT
Bleuel Walter	IWB, 4002 Bâle	Membre du GT
Bürge Florian	Aare Energie AG, 4601 Olten	Membre du GT
Canepa Nicola	AET, 6500 Bellinzone	Membre du GT
Decorvet Fabrice	SIG, 1211 Genève	Membre du GT
Emmenegger Martin	EKZ, 8472 Seuzach	Membre du GT
Etter Thomas	St. Galler Stadtwerke	Membre du GT
Dietrich Matthias	BKW Energie SA, 3072 Ostermundigen	Membre du GT
Degen Andreas	AES, 5000 Aarau	Membre du GT
Iseli Manuel	LKW, FL-9494 Schaan	Membre du GT
Krüger Giacum	Repower AG, 7502 Bever	Membre du GT
Papaemmanouil Antonios	Swissgrid SA, 5080 Laufenburg	Membre du GT
Rohs Arian	AEW Energie AG, 5001 Aarau	Responsable du GT
Schumacher Erich	CKW, 6003 Lucerne	Membre du GT
Wartmann Bruno	ewz, 8050 Zurich	Membre du GT
Widmer Patrick	SAK, 9001 Saint-Gall	Membre du GT

Auteurs de la première révision (édition 2022)

Baer Monika	Primeo Netz AG	Membre du GT
Dietrich Matthias	BKW Energie AG	Membre du GT
Hostettler Thomas	Bureau d'ingénieurs Hostettler	Membre du GT (Swissolar)
Pleisch Robert	Repower AG	Membre du GT
Rohs Arian	AEW Energie AG	Responsable du GT
Sartori Stefano	AET	Membre du GT
Sattinger Walter	Swissgrid SA	Membre du GT
Wartmann Bruno	ewz	Membre du GT
Weber Stefan	Axpo Power SA	Membre du GT
Giossi Toni	Kraftwerke Hinterrhein AG	Membre du GT
Heider Sven	Eniwa AG	Membre du GT
Bader Patrick	AES	Membre du GT

Responsabilité commission

La Commission Technique des réseaux & exploitation des réseaux de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Date

27 novembre 2020

28 janvier 2021 – 7 avril 2022

29 juillet – 30 septembre 2022

8 décembre 2022

"Brève description"

Attribution des tâches par la commission Technique des réseaux

Révision par le groupe de travail (GT)

Consultation au sein de la branche

Approbation par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et des représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 8 décembre 2022.

Imprimé n° 1032-f, édition 2022

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ces documents que celui prévu pour le destinataire est interdit. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre les genres

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Avant-propos	8
Termes et définitions.....	9
1 Introduction	10
1.1 Généralités	10
1.2 Objectif de la recommandation de la branche	11
2 Champ d'application.....	12
2.1 Classification des IPE.....	14
2.1.1 Classification des niveaux de réseau	14
2.1.2 Classement par puissance	15
2.1.3 Caractéristiques des unités de production	15
2.1.4 Combinaison de la puissance et des caractéristiques	15
3 Répercussions techniques et recommandations pour les réseaux moyenne et haute tension	16
3.1 Planification et structure du réseau.....	16
3.2 Raccordement au réseau	16
3.3 Techniques primaire et secondaire	16
3.4 Protection du réseau	17
4 Exigences relatives au comportement de l'IPE	18
4.1 Généralités	18
4.2 Plages de fréquence et de tension	18
4.2.1 Exigences pour le NR 3.....	18
4.2.2 Exigences pour le NR 5.....	19
4.3 Réglage de la puissance réactive (soutien statique du réseau)	21
4.4 Aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage	22
4.5 Soutien dynamique du réseau et comportement tension-temps dans les courbes caractéristiques $u(t)$	22
4.5.1 Généralités.....	22
4.5.2 Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT (résistance aux événements affectant la tension)	23
4.5.3 Comportement des IPE > 250 kW avec injection de courant réactif pour le soutien dynamique du réseau	25
4.6 Comportement de fréquence	26
4.6.1 Généralités.....	26
4.6.2 Aperçu du comportement de la puissance active en cas de surfréquence ou de sous-fréquence	27
4.6.3 Comportement de fréquence en cas de surfréquence	28
4.6.4 Comportement de fréquence en cas de sous-fréquence	29
4.6.5 Robustesse face aux modifications de fréquence rapides	29
5 Exploitation	31
5.1 Généralités	31
5.2 Accès et contact avec le GRD	31
5.3 Mise en service	31
5.4 Exploitation normale.....	31
5.5 Conditions de mise en circuit / synchronisation.....	31
5.6 Mise en circuit de générateurs synchrones	32



5.7	Mise en circuit de générateurs asynchrones	32
5.8	Comportement en cas de perturbation au sein de l'IPE.....	33
5.9	Comportement en cas de perturbation sur le réseau.....	33
5.10	Travaux de maintenance et mises en circuit sur le réseau	33
5.11	Danger pour la stabilité de l'exploitation du réseau	33
6	Exigences relatives au raccordement aux réseaux moyenne et haute tension	34
6.1	Généralités	34
6.1.1	Demande de raccordement et autorisation.....	34
6.1.2	Générateurs de secours (installations auxiliaires d'alimentation).....	35
6.2	Technique primaire au point de fourniture.....	36
6.3	Technique secondaire	37
6.3.1	Généralités.....	37
6.3.2	Commande et réglage	38
6.3.3	Commande de la puissance active et de la puissance réactive	38
6.3.4	Protection.....	39
6.3.5	Protection contre les courts-circuits et défauts à la terre dans le réseau.....	39
6.3.6	Protection de puissance réactive et de sous-tension (protection Q-U).....	42
6.3.7	Identification des îlots.....	43
6.4	Énergie auxiliaire	44
6.5	Systèmes de communication.....	44
7	Vérifications, réception et mesures.....	45
Annexe A	Exemples et explications	46
A.1	Définition du point de fourniture.....	46
A.2	Exemple d'application NR 3 – classe de puissance B type 1 et type 2	47
A.3	Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 1 et type 2	49
A.4	Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 700 kW	51
A.5	Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 800 W sans protection contre les défauts à la terre au NR 5	53
A.6	Exemple d'application NR 5 – IPE classe de puissance B type 1	55
Annexe B	Valeurs caractéristiques de la contribution au courant de court-circuit, des systèmes vectoriels de dénomination et du facteur K	57
B.1	Contribution des IPE aux courants de court-circuit.....	57
B.2	Modes d'exploitation des générateurs et comportements correspondants.....	58
B.2.1	Système vectoriel de dénomination de consommation	59
B.2.2	Système vectoriel de dénomination de production	60
B.3	Détermination du réglage du facteur K	61
B.3.1	Exemple de parc éolien	61
Annexe C	Répercussions sur le réseau	62
Annexe D	Références normatives / sources.....	63
D.1	Législation à l'échelle fédérale.....	63
D.2	Documents de la branche AES.....	64
D.3	Normes.....	65
D.4	Aperçu des références aux textes réglementaires et normatifs	66
Annexe E	Paramètres régionaux Suisse.....	67
E.1	Installations de type B (AES RR/IPE – CH 2020 Type B).....	67



Liste des figures

Figure 1: Structure des documents	8
Figure 2: Classification selon le type de production et les classes de puissance au point de fourniture	14
Figure 3: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 3	19
Figure 4: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 5 pour les convertisseurs (type 2 sans UPE rotatives)	20
Figure 5: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 5 pour les UPE rotatives (types 1 et 2, hors convertisseur)	20
Figure 6: Exigences relatives à la mise à disposition de la puissance réactive au point de fourniture à $P_{\max}$ (système vectoriel de dénomination de production)	21
Figure 7: Exemples de courbes caractéristiques $\cos \varphi(P)$ et $Q(U)$ sur un réseau moyenne tension	22
Figure 8: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 1 (synchrone), classes de puissance B et C	24
Figure 9: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 2 (non synchrone) et d'un dispositif de stockage d'énergie, classes de puissance B et C	24
Figure 10: Aperçu des exigences en matière de puissance de fourniture en fonction de la fréquence du réseau.	27
Figure 11: Réduction de la puissance active autorisée en cas de surfréquence	28
Figure 12: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence	29
Figure 13: Fourniture de puissance inchangée en cas de baisse de fréquence passagère	30
Figure 14: Exemple de protection Q-U	42
Figure 15: Variantes de raccordement avec différents types d'IPE	46
Figure 16: Exemple d'application NR 3 – classe de puissance B type 1 et type 2	47
Figure 17: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 1 et type 2	49
Figure 18: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 700 kW	51
Figure 19: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 800 W sans protection contre les défauts à la terre au NR 5	53
Figure 20: Exemple d'application NR 5 – IPE classe de puissance B type 1	55
Figure 21: Principe du renforcement de la tension en cas de défaillances et de sauts de tension (figure: SN EN 50549-2)	58
Figure 22: Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation	59
Figure 23: Représentation par le système vectoriel de dénomination de production	60
Figure 24: Détermination du réglage du facteur K pour un parc éolien	61



Liste des tableaux

Tableau 1: Conversion de la statique en gradient de puissance	28
Tableau 2: Valeurs indicatives pour la mise en circuit d'IPE de type 1	32
Tableau 3: Valeur de réglage de protection recommandées pendant l'exploitation-test des générateurs de secours	35
Tableau 4: Recommandations de réglage pour les relais de protection des IPE de type B1 ou C1	41
Tableau 5: Recommandations de réglage pour les relais de protection des IPE de type B2 ou C2	41
Tableau 6: Recommandations de réglage de la protection Q-U. Remarque: tenir compte des rechutes (hystérésis)	43
Tableau 7: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.2	48
Tableau 8: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.2	48
Tableau 9: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.3	50
Tableau 10: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.3	50
Tableau 11: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.4	52
Tableau 12: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.4	52
Tableau 13: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.5	54
Tableau 14: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.5	54
Tableau 15: Indications pour le système de protection de l'IPE dans l'exemple d'application A.6	56
Tableau 16: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.6	56
Tableau 17: Valeurs indicatives de la contribution des IPE aux courants de court-circuit	57
Tableau 18: Tableau représentant les types de fonctionnement des générateurs (système vectoriel de dénomination de consommation)	59
Tableau 19: Tableau représentant les types de fonctionnement des générateurs (système vectoriel de dénomination de production)	60
Tableau 20: Législation fédérale	63
Tableau 21: Documents de la branche de l'AES	64
Tableau 22: Normes	65
Tableau 23: Références aux textes normatifs	66
Tableau 24: <i>Grid connection criterias</i> type B	67
Tableau 25: <i>Grid protection criterias</i> type B	68
Tableau 26: <i>Grid Operation</i> type B	68



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils / Logiciels

Le présent document «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur les réseaux moyenne et haute tension RR/IPE-NR 3-5» dans la branche énergétique est un document d'application.

Structure des documents

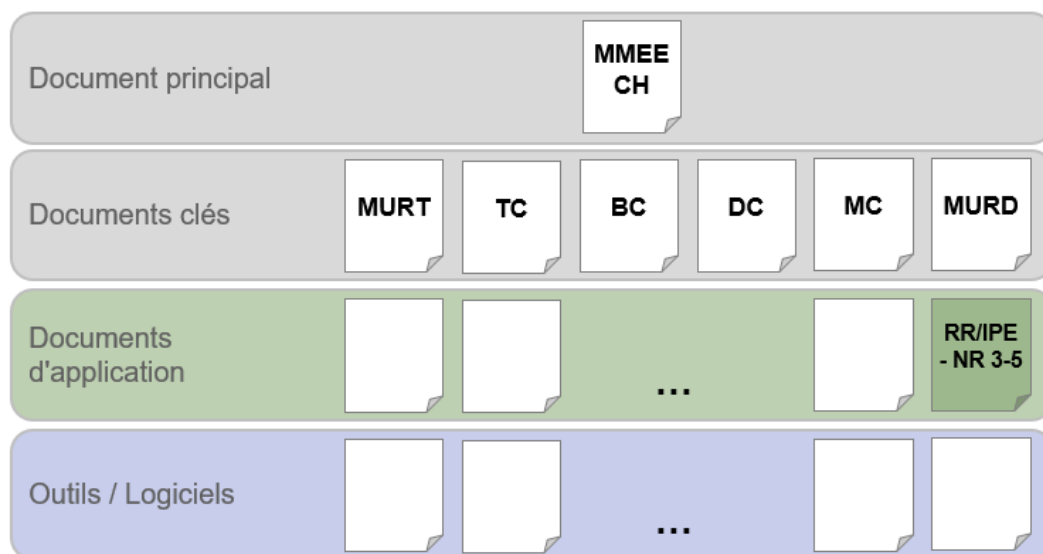


Figure 1: Structure des documents

Termes et définitions

Consulter le glossaire de l'AES (par le biais du [lien](#) ou sur www.electricite.ch/glossaire) pour les abréviations, les termes et les définitions.



1 Introduction

1.1 Généralités

- (1) La pénétration et l'utilisation des nouvelles énergies renouvelables et le contexte politique entraînent des mutations profondes en matière de production d'énergie. La situation est marquée par le passage progressif d'un nombre restreint de grandes centrales à des installations de production d'énergie (IPE) décentralisées. Depuis quelques années, la construction d'IPE décentralisées est en forte croissance. Par conséquent, la part de ces installations dans la puissance globale produite ne cesse de s'accroître. Elles sont en passe de devenir un pilier important de notre approvisionnement en énergie. Ainsi, ce sont donc non seulement les grandes centrales, mais aussi les IPE de taille moyenne et petite qui devront répondre aux exigences techniques correspondantes.
- (2) Cette évolution du concept de production d'énergie a un impact sur le réseau, notamment sur le réseau de distribution. Les techniques primaire et secondaire doivent par conséquent être adaptées à cette nouvelle situation.
- (3) Le réseau de transport (RT) sert à transporter l'électricité à tension maximale sur de longues distances dans le pays, ainsi qu'à assurer la connexion aux réseaux étrangers. Il assure le lien avec les exploitants d'installation et les réseaux de distribution raccordés à lui. Les IPE sont généralement raccordées aux réseaux de distribution à des niveaux de tension moins élevés. Pour une exploitation stable du réseau et une maîtrise des cas de perturbations, il est essentiel que tous les acteurs respectent les normes minimales uniformisées.
- (4) Ces derniers étant très nombreux, il convient de définir précisément les informations nécessaires devant être transmises aux interfaces. De même, les informations requises pour la modélisation indispensable des modèles de réseau statiques et dynamiques doivent être échangées et harmonisées en toute transparence.
- (5) La coordination internationale et nationale gagne sans cesse en importance du fait de l'intégration des marchés nationaux au marché unique européen et à la décentralisation croissante de la production.
- (6) Le comportement des nouveaux acteurs, de plus en plus nombreux, tels que les producteurs décentralisés, les dispositifs de stockage d'énergie, les prosumers, etc. est de plus en plus déterminant pour le RT et le réseau de distribution. Les exigences applicables diffèrent en fonction du type d'installation et du niveau de tension. Elles sont définies dans les documents clés Transmission Code (TC-CH) et Distribution Code (DC-CH), ainsi que dans les documents d'application «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension (RR/IPE-NR 7)» et «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur les réseaux moyenne et haute tension (RR/IPE-NR 3-5)». Les acteurs veillent à ce que les normes et les exigences qui les concernent soient respectées.
- (7) La société nationale pour l'exploitation du réseau et les GRD s'assurent, dans le cadre du raccordement au réseau, que chacune des installations raccordées et l'ensemble qu'elles forment ne mettent pas en péril l'exploitation sécurisée du réseau.



- (8) Dans la mesure où les activités des acteurs sur les différents niveaux de tension s'influencent mutuellement, les documents d'application TC-CH, DC-CH et RR/IPE sont en principe applicables à tous les niveaux de tension et doivent être respectés dans leur globalité. En cas d'exigences contradictoires, la recommandation de la branche RR/IPE s'applique au niveau de tension considéré.

1.2 Objectif de la recommandation de la branche

- (1) La recommandation RR/IPE-CH de l'AES fixe les exigences techniques relatives au raccordement des IPE au réseau de distribution et définit les règles de la technique reconnues en matière de raccordement et d'exploitation parallèle des IPE avec le réseau de distribution.
- (2) Elle ne traite pas des renforcements du réseau pouvant s'avérer nécessaires. Ces derniers doivent être envisagés dans le cadre de directives de l'EICom.
- (3) Elle sert de base de planification et d'aide décisionnelle pour les GRD, les futurs exploitants d'IPE et les installateurs.
- (4) La nouveauté des présentes éditions réside dans la séparation des niveaux de réseau. Le réseau basse tension (NR 7) et les réseaux moyenne et haute tension (NR 3 et NR 5) sont traités dans deux documents séparés.



2 Champ d'application

- (1) Le présent document décrit les exigences techniques relatives au raccordement et à l'exploitation des IPE pour les réseaux moyenne et haute tension du GRD (niveaux de réseau 3 et 5).
- (2) Les exigences administratives et techniques relatives au raccordement d'une IPE ainsi que de ses dispositifs de mesure se fondent sur l'Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE) et les dispositions complémentaires du GRD. La procédure d'approbation des plans comprend le dépôt d'un modèle d'approbation auprès de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI). Les formulaires correspondants sont disponibles sur le site Internet www.esti.admin.ch. Le GRD évalue les perturbations de réseaux de l'IPE selon les «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau (D-A-CH-CZ)» actuellement en vigueur.
- (3) Une vue d'ensemble des processus se trouve également dans le manuel de l'AES «Garanties d'origine et programmes d'encouragement» (HB-HKN+FP-CH).
- (4) Les exigences relatives à la gestion des données de mesure sont définies dans la recommandation de la branche de l'AES «Metering Code Suisse (MC-CH)».
- (5) Les accords spécifiques doivent être définis dans le cadre d'un contrat entre le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau.
- (6) Ce document concerne principalement les types d'IPE suivants:
 - les installations hydroélectriques,
 - les installations éoliennes,
 - les installations photovoltaïques,
 - les installations de stockage (raccordées au réseau à l'aide de convertisseurs) en mode injection (avec stockage thermique, mécanique et chimique) et les postes de recharge bidirectionnels pour l'électromobilité,
 - les générateurs de secours et les installations auxiliaires d'alimentation, si celles-ci sont parfois exploitées en parallèle du réseau de distribution (cf. section 6.1.2),
 - les centrales à énergie totale équipées,
 - autres.
- (7) L'injection d'énergie électrique peut notamment avoir lieu:
 - directement dans le réseau de distribution,
 - indirectement dans le réseau de distribution (via des transformateurs).
- (8) Les conditions de raccordement s'appliquent aux raccordements au réseau existants et nouveaux sur les réseaux moyenne et haute tension. La présente recommandation est applicable dans la mesure où aucun autre accord n'a été conclu entre l'exploitant d'IPE et le GRD. Le GRD prescrit des exigences techniques à l'exploitant d'IPE via la présente recommandation. Les lois et normes en vigueur, ainsi que les exigences relatives aux règles reconnues de la technique doivent par ailleurs être respectées dans le cadre de la planification, de la construction et de l'exploitation des IPE.



(9) *Les dispositions suivantes s'appliquent aux nouvelles installations:*

Toutes les IPE autorisées par l'ESTI après l'entrée en vigueur de cette recommandation de la branche ou mises en fonction dans les 12 mois qui suivent l'entrée en vigueur doivent répondre aux exigences de ce document.

(10) *Les dispositions suivantes s'appliquent aux installations existantes:*

Les divergences par rapport aux exigences visées aux sections 4 à 6 doivent être portées à la connaissance du GRD et documentées à la demande de celui-ci. Le GRD vérifie ensuite si ces divergences sont susceptibles de présenter un danger substantiel pour la sécurité et la stabilité du système. Le GRD peut exiger qu'une installation existante fasse l'objet de modifications ou de compléments, dans la mesure où ceux-ci sont nécessaires pour garantir un approvisionnement sûr et sans perturbation. Dans ce contexte, le temps et l'investissement nécessaires à la mise en œuvre sont pris en compte. Pour les installations existantes, c'est en règle générale la garantie des droits acquis qui s'applique.

(11) *Les dispositions suivantes s'appliquent aux modifications sur les installations existantes:*

Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sont tenus de signaler rapidement (avant le début des travaux) et par écrit (cf. OPIE) à l'ESTI et au GRD les modifications effectuées sur une installation existante (y compris le remplacement de parties d'installation/composants) ayant des répercussions sur les propriétés électriques et de dynamique du réseau de l'installation.

(12) L'ESTI et le GRD vérifient, après réception de la notification de modification, si des mesures sont nécessaires. Il convient dans ce contexte d'observer les principes suivants:

- a) En cas de transformation ou d'extension d'une partie d'une installation existante, la partie à transformer ou à agrandir doit répondre aux exigences en vigueur au moment de l'intervention.
- b) Un remplacement simple par des composants du même type ou équivalents sur le plan technique ne nécessite aucune mesure, tant qu'il est certain que le comportement électrique et en matière de dynamique du réseau de l'installation n'est pas influencé de manière négative (par rapport au point de fourniture). À l'inverse, tout composant nouvellement acquis en vue de remplacer un composant existant doit répondre aux règles reconnues de la technique et être conforme aux exigences en vigueur au moment du remplacement, dans la mesure où il devient une partie de l'installation.
- c) Les parties de l'installation non concernées par la modification demeurent soumises aux exigences initiales.

(13) Les lois, normes, directives et recommandations suivantes doivent être respectées (cf. liste des sources à l'annexe D):

- les fondements législatifs et les ordonnances d'exécution correspondantes (p. ex.: OPIE, Loi sur les installations électriques, Ordonnance sur le courant fort, LApEI, OApEI, OIBT),
- les normes techniques applicables,
- le Transmission Code Suisse (TC-CH) et le Distribution Code Suisse (DC-CH),
- les conditions techniques de raccordement (CTR) des différents GRD,
- les Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau (D-A-CH-CZ).



2.1 Classification des IPE

- (1) En fonction du document de référence, les IPE sont classées selon des critères différents.
- (2) Dans la SN EN 50549, la classification s'opère en fonction du niveau de tension sur lequel l'injection a lieu (50549-1 pour la basse tension et 50549-2 pour la moyenne tension).
- (3) Dans le document RfG du REGRT-E (règlement 2016/631 de l'UE), ce sont les critères suivants qui s'appliquent:
 - puissance totale
 - niveau de tension sur lequel a lieu l'injection de courant
 - type d'IPE (type de générateur)
- (4) Ces classifications donnent lieu à des exigences différentes en situation d'exploitation normale, en cas de perturbation et en matière de raccordement au réseau. La Figure 2 ci-dessous présente une vue d'ensemble de la classification.

Type 1: Production synchrone			
Type 2: Production non synchrone			
Classes de puissance			
A	B	C	D
> 800 W ≤ 250 kW	>250 kW ≤ 36 MW	> 36 MW ≤ 75 MW	> 75 MW Ou raccordement NR 1

Figure 2: Classification selon le type de production et les classes de puissance au point de fourniture

- (5) Les sections suivantes livrent un aperçu de la répartition des IPE en fonction du niveau de réseau, de la puissance et des caractéristiques.

2.1.1 Classification des niveaux de réseau

- (1) Les niveaux de réseau 3 à 7 sont classés comme suit:
 - Niveau de réseau 3: haute tension > 36 kV à < 220 kV
 - Niveau de réseau 5: moyenne tension > 1 kV à ≤ 36 kV
 - Niveau de réseau 7: basse tension ≤ 1 kV
- (2) Le présent document traite uniquement du raccordement et de l'exploitation des IPE possédant un point de fourniture aux niveaux de réseau 3 et 5. Pour le niveau de réseau 7, la recommandation de la branche «Raccordement au réseau des installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension RR/IPE-NR 7 – CH» de l'AES s'applique.



2.1.2 Classement par puissance

- (1) Les IPE sont réparties en quatre classes, de A à D, en fonction de leur puissance totale au point de fourniture. Les installations raccordées au réseau de transport (NR 1) sont considérées comme des installations de type D. La classification des classes de puissance est indiquée à la figure 2.

2.1.3 Caractéristiques des unités de production

- (1) Les IPE sont classées comme suit, en fonction des caractéristiques de leurs unités de production d'énergie (UPE):

Type 1	UPE synchrones
Type 2	UPE non synchrones (asynchrones, convertisseurs et autres)

2.1.4 Combinaison de la puissance et des caractéristiques

- (1) Les classes A à D, réparties en fonction de leur puissance totale, peuvent être combinées au choix avec les caractéristiques de type 1 ou 2. En cas de combinaison, les types indiqués correspondent par exemple aux données suivantes:

Type A1	puissance > 800 W à $\leq$ 250 kW, synchrone
Type A2	puissance > 800 W à $\leq$ 250 kW, non synchrone et autres
Type B1	puissance > 250 kW à $\leq$ 36 MW, synchrone
Type B2	puissance > 250 kW à $\leq$ 36 MW, non synchrone et autres
etc.	

- (2) La puissance maximale pouvant être injectée dans le réseau moyenne et haute tension à un point donné dépend des conditions existantes sur le réseau, ainsi que du type et du mode d'exploitation de l'IPE. Il n'est pas possible d'indiquer une puissance générale. Celle-ci ne peut être définie au cas par cas que par le biais de calculs réseau.
- (3) La classification d'une IPE s'effectue en fonction de la puissance totale au point de fourniture, qui peut comporter une ou plusieurs unités de production. En cas d'IPE mixtes (types 1 et 2), le GRD décide en concertation avec l'exploitant d'IPE de la manière dont les installations doivent être gérées.
- (4) Concernant les unités (watt [W] ou voltampère [VA]), l'unité correcte du point de vue électrotechnique est utilisée ci-après. Elles sont principalement indiquées en VA, en particulier là où la puissance réactive et le $\cos \varphi$ sont traités. La répartition par catégorie est laissée en W, sur le modèle des RfG. De même, les limites pour la réglementation $\cos \varphi$, les interfaces, etc. sont indiquées en VA.



3 Répercussions techniques et recommandations pour les réseaux moyenne et haute tension

- (1) Le recours à des IPE a des conséquences sur les réseaux moyenne et haute tension, lesquelles sont décrites plus en détail ci-après. Cela vaut à la fois pour les raccordements existants et pour les nouveaux raccordements.

3.1 Planification et structure du réseau

- (1) Le raccordement d'IPE a un impact sur les charges, les tensions et les puissances de court-circuit au sein du réseau. Les répercussions suivantes doivent être surveillées et prises en compte pour la planification du réseau.

a) Charge

L'injection de courant par les IPE pourrait rendre nécessaire l'augmentation de la capacité des installations (p. ex. des transformateurs ou des lignes). La surcharge du réseau (p. ex. en cas de faible charge) peut être évitée en limitant (gestion de la puissance d'injection) la puissance d'injection de l'IPE.

b) Qualité de la tension

L'injection de courant par les IPE influence la qualité de la tension. Il convient par conséquent de vérifier si des mesures sont requises du fait de l'injection des IPE et de son impact sur la qualité de la tension (cf. D-A-CH-CZ).

c) Puissance de court-circuit

Le raccordement d'IPE conduit au sein des réseaux moyenne et haute tension à l'apparition de nouveaux points d'injection qui peuvent avoir une influence sur la puissance de court-circuit. Il convient, lors de la planification du réseau,

- de définir la puissance de court-circuit la plus faible (courant de court-circuit minimal) à laquelle le réseau peut encore être exploité, de manière à ce que les défauts dangereux puissent être identifiés correctement et de façon sélective par le système de protection du réseau et éliminés par déclenchement;
- de définir la puissance de court-circuit la plus forte (courant de court-circuit maximal) à laquelle le réseau peut encore être exploité, de manière à ce que les valeurs de mesure des composantes de réseau (lignes et installations de couplage) soient respectées.

3.2 Raccordement au réseau

- (1) **Point de fourniture**

En se basant sur les nouveaux paramètres du réseau (charge et puissance de court-circuit), il convient de vérifier si le point de fourniture est encore conforme aux nouvelles exigences ou s'il doit être adapté (cf. annexe A.1).

3.3 Techniques primaire et secondaire

- (1) En se basant sur les nouveaux paramètres du réseau (charge et puissance de court-circuit), il convient de vérifier si la technique primaire (p. ex. les transformateurs d'intensité et les disjoncteurs) est encore conforme aux nouvelles exigences ou si elle doit être adaptée.



- (2) Lors du raccordement d'installations de production, il convient de définir si la technique secondaire existante (technique de protection, commande de travée, contrôle-commande de station, contrôle-commande du réseau) répond aux exigences nécessaires. Le GRD peut prendre le contrôle de l'injection de puissance active et réactive via les installations de technique secondaire et/ou une intégration de l'IPE dans le système de communication du centre de conduite du réseau.

3.4 Protection du réseau

- (1) Le raccordement d'IPE aux réseaux moyenne et haute tension génère de nouvelles sources d'énergie électrique, qui, lors de défauts sur le réseau de distribution, alimentent également lesdits défauts. Lorsqu'un défaut survient sur le réseau, l'ensemble des sources possibles qui alimentent le courant de court-circuit ou de terre dangereux, doivent être automatiquement séparées du réseau (cf. section 4.5).
Lors de la modification de la puissance de court-circuit et de la répartition des courants de court-circuit, les valeurs de réglage des relais de protection doivent être vérifiées et ajustées si nécessaire.
- (2) Les IPE avec un raccordement aux réseaux moyenne et haute tension contribuent à la stabilité dynamique du réseau. Cela signifie qu'en cas de creux de tension temporaires provoqués par le réseau superposé, les installations destinées à soutenir le réseau doivent rester raccordées.
- (3) Si les IPE sont directement raccordées à une installation de couplage de la sous-station, il convient de vérifier si l'utilisation d'une protection de jeu de barres et d'une protection contre les défaillances de disjoncteur est à prévoir. Il est alors nécessaire de prendre en compte le fait que le courant de court-circuit que fournissent les IPE est parfois plus faible que le courant nominal d'un départ.
- (4) L'exploitation de réseaux en îlot non autorisés doit être évitée. L'îlotage n'est permis que lorsque le réseau est séparé galvaniquement du réseau de distribution du GRD au moyen d'un dispositif de commutation adapté. Une exploitation réseau parallèle non contrôlée de l'IPE doit être évitée au moyen de mesures appropriées. L'exploitant d'un réseau en îlot est responsable de la sécurité, de la qualité de la tension et de la fréquence.



4 Exigences relatives au comportement de l'IPE

4.1 Généralités

- (1) La multitude d'IPE présentes sur le réseau de distribution peut signifier à l'avenir que davantage de mesures seront nécessaires pour prévenir les violations des valeurs limites. Et ce, avant tout lorsque la consommation d'énergie électrique est faible et les conditions climatiques optimales pour la production. Afin d'éviter des surcharges pour les installations électriques, celles-ci peuvent être renforcées. Il n'est cependant pas toujours pertinent du point de vue économique de procéder à des renforcements du réseau si ces surcharges n'ont lieu que quelques jours dans l'année.
- (2) En cas de travaux sur le réseau de distribution, de dangers et de perturbations, le GRD est autorisé à exiger une limitation temporaire de la puissance d'injection ou à déconnecter l'IPE du réseau de distribution au point de fourniture.
- (3) En cas de défaillance au sein de l'IPE (dans l'unité de production même ou dans le réseau partiel de l'IPE) présentant un risque pour le réseau, il est impératif de déconnecter immédiatement l'installation du réseau. Les courts-circuits et les défauts à la terre dans l'IPE doivent être identifiés et mis hors circuit par la protection de l'IPE. Ces types de défaillances et les autres doivent être traitées conformément aux règles reconnues de la technique et en fonction du type d'IPE.

4.2 Plages de fréquence et de tension

- (1) Une IPE doit rester sur le réseau pour des durées minimales données (considération quasi-stationnaire), également en cas de tension ou de fréquences accrues ou trop basses. Les exigences relatives à la plage transitoire en cas de variations de tension temporaires sont définies à la section 4.5.
- (2) Les valeurs doivent par principe être respectées au point de fourniture et indiquées en pourcentage de la tension d'alimentation convenue U_c .

4.2.1 Exigences pour le NR 3

- (1) Dans la plage de fréquence et de tension qualifiée de «permanente» dans la Figure 3, l'IPE ne doit pas être séparée du réseau. Dans les zones indiquant des temps, l'IPE doit rester sur le réseau au moins 30 ou 60 minutes. Dans la mesure où cela est techniquement possible, cela peut être mis en œuvre au moyen d'un transformateur avec commutateur de réglage en charge automatique.
- (2) Pour les zones des coins (écart simultané de la tension et de la fréquence dans les zones bleu foncé) dans la Figure 3, l'exigence de base est de 30 minutes. L'exploitant d'IPE peut convenir avec le GRD de plages de temps plus courtes.
- (3) En cas de tension hors de la plage de 90% U_c à 110% U_c et de menace de surcharge des moyens d'exploitation de l'installation de production, ceux-ci peuvent réduire l'injection de puissance active et réactive afin de maintenir l'installation de production dans le réseau le plus longtemps possible dans cette situation exceptionnelle et de soutenir le réseau.



- (4) Lorsque les écarts de fréquence et de tension sont plus importants que les valeurs indiquées dans la Figure 3 (zone grise), une séparation immédiate du réseau est permise.

Tension du réseau en % de U_c
pour un raccordement au NR 3

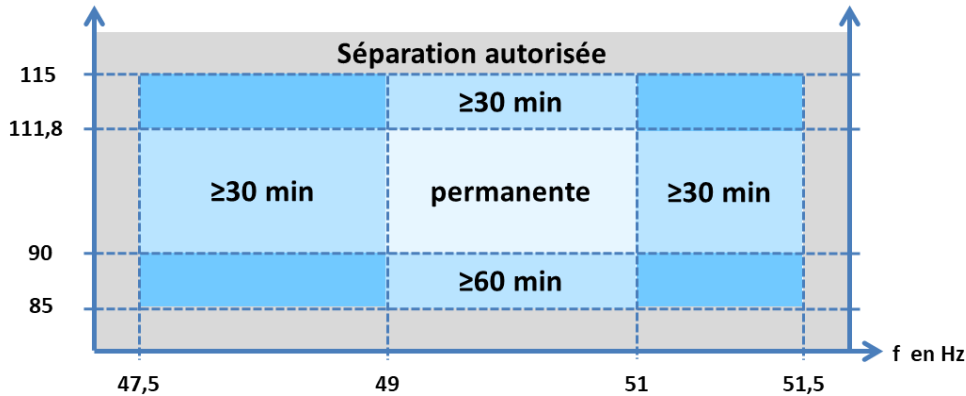


Figure 3: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 3

Indication: la valeur indicative de 111,8% correspond à la valeur du Transmission Code (TC-CH, édition 2019).

U_c : tension réseau définie

4.2.2 Exigences pour le NR 5

- (1) Dans la plage de fréquence et de tension qualifiée de «permanente» dans la Figure 4, l'IPE ne doit pas être séparée du réseau. Dans les zones indiquant des temps, l'IPE doit rester dans le réseau pour la durée définie.
- (2) En cas de tension hors de la plage de 90% U_c à 110% U_c et de menace de surcharge des moyens d'exploitation de l'installation de production, ceux-ci peuvent réduire l'injection de puissance active et réactive afin de maintenir l'installation de production dans le réseau le plus longtemps possible dans cette situation exceptionnelle et de soutenir le réseau.

- (3) Lorsque les écarts de fréquence et de tension sont plus importants que les valeurs indiquées dans la Figure 4 (zone grise), une séparation immédiate du réseau est permise.

Tension du réseau en % de U_c
pour un raccordement au NR 5

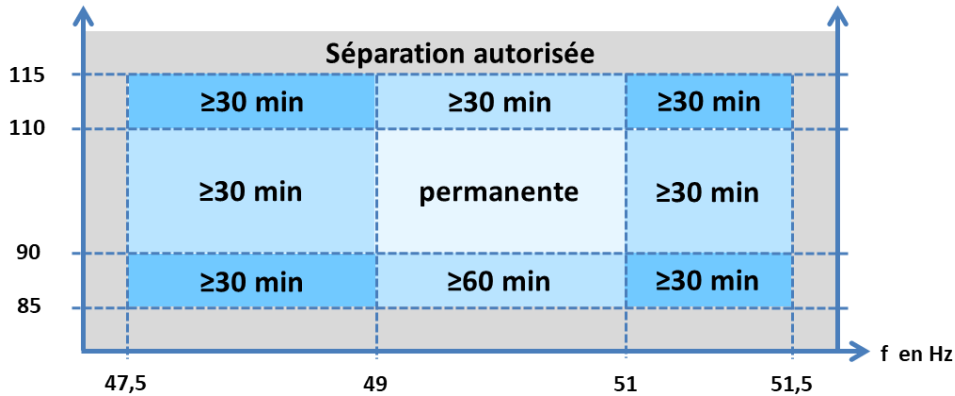


Figure 4: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 5 pour les convertisseurs (type 2 sans UPE rotatives)

U_c : tension réseau définie

- (4) Pour les UPE rotatives, une exigence réduite s'applique dans les zones situées dans les coins (zone claire) en cas de combinaisons de fréquences et de tensions qui peuvent provoquer un échauffement accru dans les différentes UPE.

Tension du réseau en % de U_c
pour un raccordement au NR 5

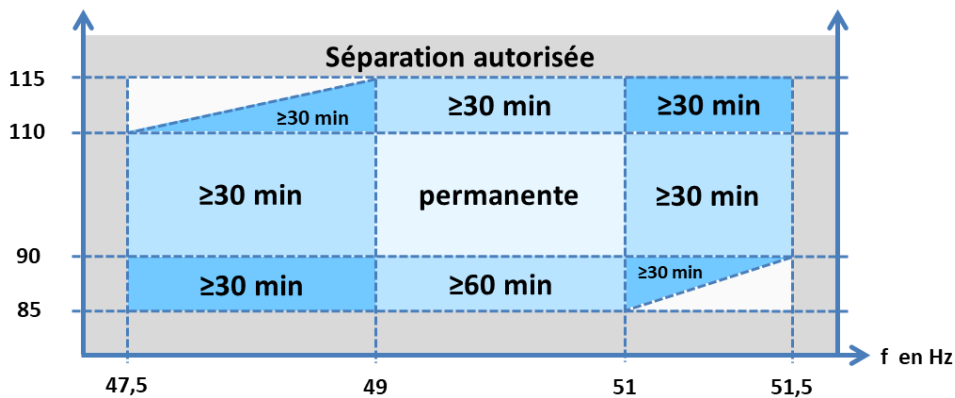


Figure 5: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence ou de la tension au point de fourniture sur le NR 5 pour les UPE rotatives (types 1 et 2, hors convertisseur)

U_c : tension réseau définie

4.3 Réglage de la puissance réactive (soutien statique du réseau)

- (1) Les installations de production d'énergie doivent être en mesure d'émettre ou d'absorber une puissance réactive inductive ou capacitive au moins dans les plages de facteurs de puissance suivantes.

de $\cos \varphi = 0,95_{\text{sous-excité}}$ à $\cos \varphi = 0,925_{\text{surexcité}}$

- (2) Les valeurs en dehors de cette plage doivent être définies contractuellement avec le GRD.
- (3) Les IPE doivent être en mesure d'émettre ou d'absorber une puissance réactive inductive ou capacitive dans les plages de facteurs de puissance suivantes.

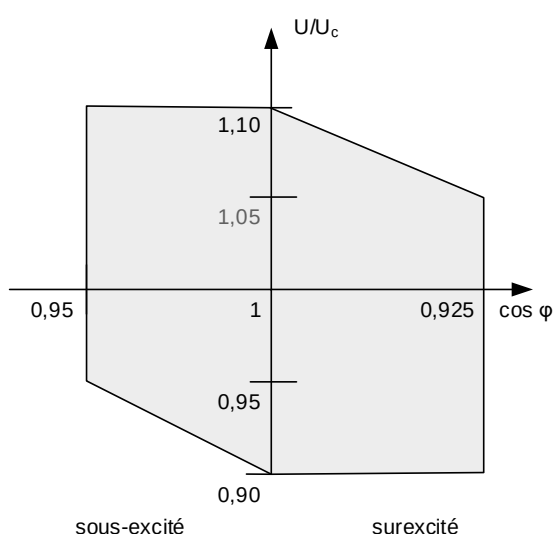


Figure 6: Exigences relatives à la mise à disposition de la puissance réactive au point de fourniture à $P_{\max}$ (système vectoriel de dénomination de production)

- (4) Le GRD convient avec l'exploitant de l'IPE de l'un des types de réglages et de commande suivants:
- Facteur de déphasage fixe $\cos \varphi$
 - Facteur de déphasage $\cos \varphi(P)$ (dépendant de la puissance active injectée)
 - Puissance réactive constante Q
 - Courbe caractéristique de la puissance réactive / de la tension $Q(U)$
- (5) Les valeurs de réglage sont définies individuellement par le GRD compétent pour chaque IPE en tenant compte du type d'installation et consignées dans un accord.
- (6) Si une courbe caractéristique $\cos \varphi(P)$ est fournie par le GRD, chaque valeur théorique résultant de la courbe doit s'ajuster automatiquement en l'espace de 10 secondes.

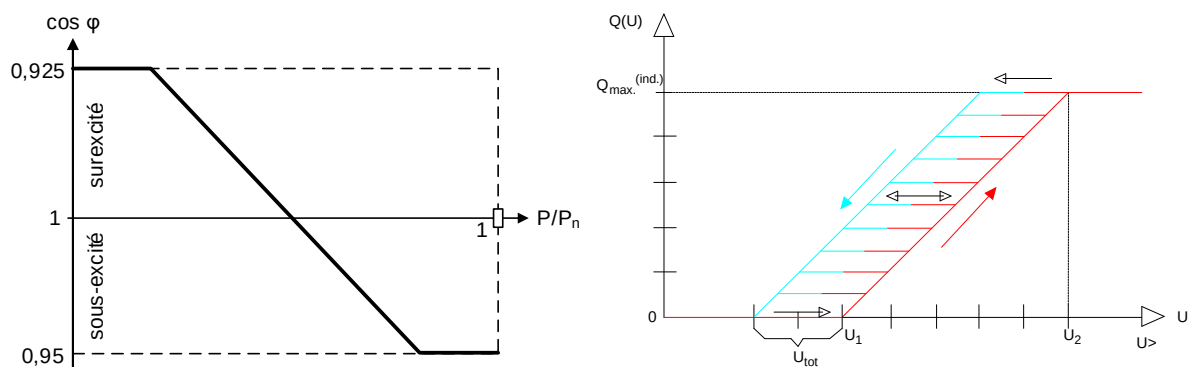


Figure 7: Exemples de courbes caractéristiques $\cos \phi(P)$ et $Q(U)$ sur un réseau moyenne tension

- (7) Pour éviter les sauts de tension en cas de variation de l'injection de puissance active, une courbe caractéristique avec un tracé continu et une pente délimitée doit être choisie.

4.4 Aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage

- (1) Il n'y a pas d'exigences générales envers les IPE concernant l'aptitude au démarrage autonome des classes de puissance A à C.

4.5 Soutien dynamique du réseau et comportement tension-temps dans les courbes caractéristiques $u(t)$

- (1) Le comportement des IPE en cas de creux ou d'augmentations de tension temporaires est défini en fonction de la classe de puissance comme suit:
- (2) **IPE de type A**
Le comportement à adopter par les installations de type A en cas de fluctuations de tension est décrit dans la recommandation de la branche RR/IPE-NR 7 – CH de l'AES.
- (3) **IPE de types B et C**
Le comportement à adopter par les installations de types B et C en cas de fluctuations de tension est décrit ci-dessous.
- (4) **IPE de type D**
Le comportement à adopter par les installations de type D en cas de fluctuations de tension est décrit dans le Transmission Code Suisse (TC-CH 2019).

4.5.1 Généralités

- (1) Sur le réseau haute tension, des périodes d'arrêt allant jusqu'à 3 secondes maximum sont possibles. Pendant la durée de ces défaillances, des creux de tension plus importants sont à prévoir.
- (2) Sur le réseau moyenne tension, des temporisations des composants de la protection du réseau de 0,1 à 1,5 seconde sont courantes. Pendant la durée de ces défaillances, des creux de tension plus importants sont à prévoir. En fonction de la durée du défaut et du réglage de la protection de la tension, des déclenchements non sélectifs de l'IPE pourraient se produire.
- (3) Les courbes caractéristiques $u(t)$ doivent être respectées au point de fourniture. Les pourcentages indiqués ci-dessous pour la tension se réfèrent à la tension composée.

- (4) L'objectif du soutien dynamique du réseau est de prévenir un délestage involontaire de l'IPE ainsi qu'une mise en danger de la stabilité du réseau en cas de brève chute ou hausse de tension. Les événements qui provoquent une brève chute transitoire ou une hausse de la tension sont typiquement des courts-circuits. Les causes peuvent cependant être différentes. Pour une meilleure lisibilité, nous employons ici le terme plus générique de défaillance du réseau.
- (5) On parle de défaillance du réseau lorsque la tension est inférieure à $0,85 U_c$ ou supérieure à $1,15 U_c$ au point de fourniture de l'IPE. En ce qui concerne la tension, le critère pris en compte pour déterminer la fin de la défaillance est le retour des tensions au point de fourniture pour les installations de type 1 selon la Figure 8 et pour les installations de type 2 selon la Figure 9.
- (6) Les IPE et les dispositifs de stockage d'énergie doivent être dimensionnés pour résister à plusieurs défaillances du réseau successives.
- (7) Les recommandations relatives aux valeurs de réglage des fonctions de protection sont détaillées à la section 6.3.5. En fonction des conditions techniques concrètes sur le réseau, la durée réelle de la présence de l'IPE et du dispositif de stockage d'énergie sur les réseaux moyenne et haute tension peut être réduite par des consignes techniques de protection du GRD quant au paramétrage de la protection.
- (8) Après la résolution de la défaillance, un processus de compensation persistant dans la tension se produit parfois au-delà de la durée de la défaillance. Cet aspect doit être pris en compte lors du dimensionnement d'une IPE ou d'un dispositif de stockage d'énergie.
- (9) Lorsque la tension du réseau à l'issue de la défaillance, généralement après 60 secondes, se trouve à nouveau dans la plage de tension de $-15\% U_c$ à $+10\% U_c$ et que la puissance active de l'IPE au cours de la défaillance du réseau a été réduite, celle-ci doit être ramenée le plus rapidement possible à sa valeur initiale lorsque la défaillance est terminée. La mise à disposition de la puissance réactive suit le plus directement possible la hausse de la puissance active.

4.5.2 Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT (résistance aux événements affectant la tension)

- (1) Du point de vue de la résistance aux défaillances du réseau, toutes les IPE doivent présenter un comportement conforme à la Figure 8 et à la Figure 9 ci-après et ne peuvent pas se séparer du réseau au sein de la plage de tension définie. Les courbes caractéristiques $u(t)$ doivent être respectées au point de fourniture. L'évaluation des courbes en cas de recul de la tension doit reposer sur la tension la plus faible sur le conducteur externe. En cas de hausse, elle doit s'appuyer sur la tension la plus élevée sur le conducteur externe au sein de l'IPE.
- (2) Pour les IPE de type 1, il convient en outre de respecter l'exigence suivante. Au cours et à l'issue d'une défaillance du réseau, l'augmentation de la tension via l'injection de courant réactif (cf. section 4.5.3) ne doit pas influencer la courbe limite de surtension et provoquer ainsi une séparation de l'IPE du réseau. L'IPE est autorisée à injecter du courant réactif si cela permet de conserver l'installation sur le réseau.



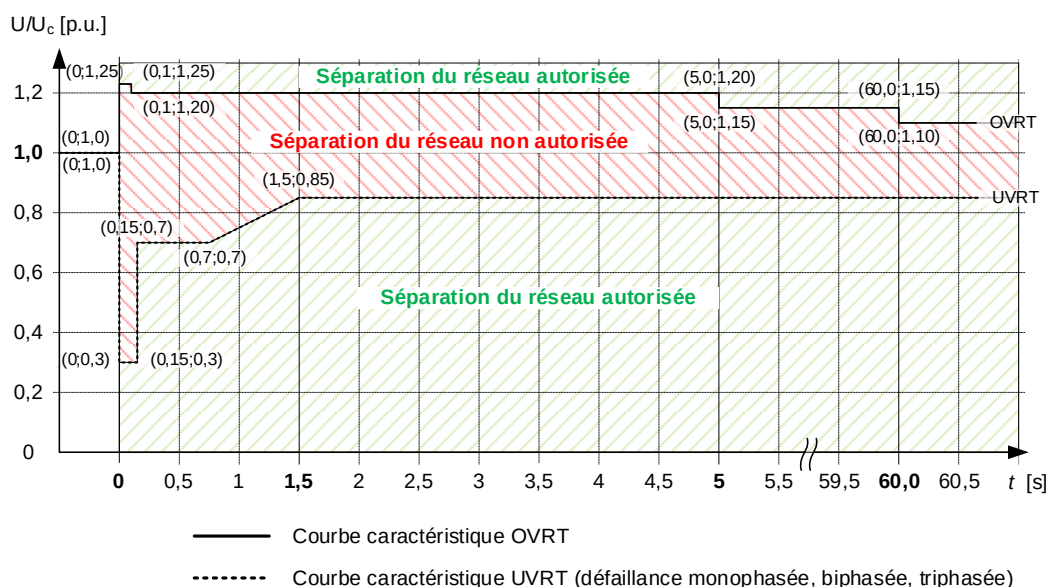


Figure 8: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 1 (synchrone), classes de puissance B et C

OVRT – over voltage ride through (résistance à une surtension de courte durée)

UVRT – under voltage ride through (résistance à une sous-tension de courte durée)

- (3) L'OVRT et l'UVRT désignent la capacité à résister à la tension du réseau lors d'une surtension ou d'une sous-tension de courte durée sur le réseau de transport ou de distribution, et ce, sans séparation du réseau.

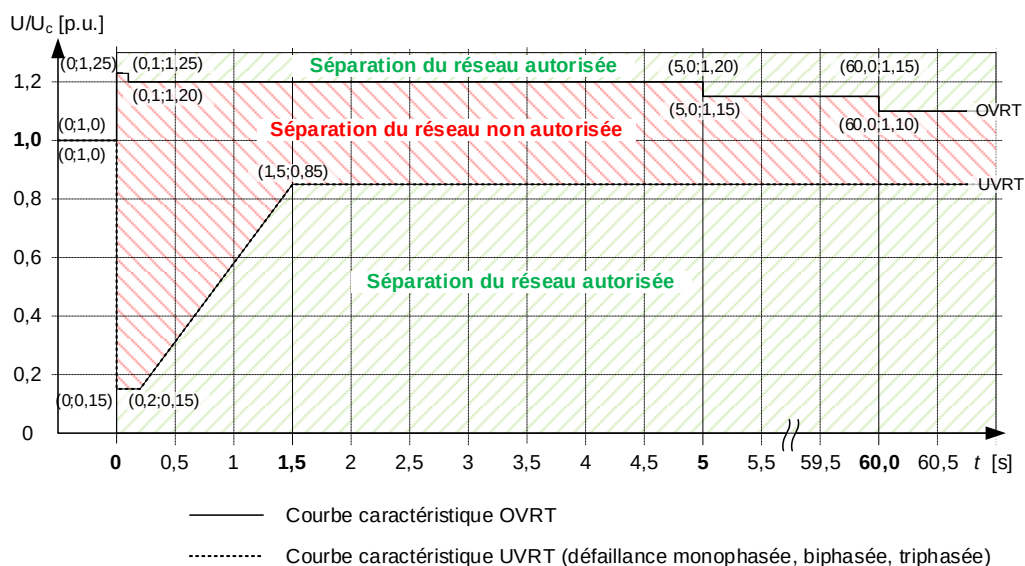


Figure 9: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 2 (non synchrone) et d'un dispositif de stockage d'énergie, classes de puissance B et C

4.5.3 Comportement des IPE > 250 kW avec injection de courant réactif pour le soutien dynamique du réseau

- (1) Le nombre croissant d'IPE qui injectent leur puissance dans le réseau via des onduleurs et la baisse correspondante des installations de production conventionnelles avec des générateurs synchrones entraînent une perte de services-système qui comprennent des générateurs synchrones en tant que caractéristique inhérente. Cela concerne notamment la puissance de court-circuit.

En cas de défaillance, un recul de la puissance de court-circuit entraîne un important élargissement de l'entonnoir de tension. Afin de contrer ce phénomène, une injection accrue de courant réactif est demandée en cas de creux de tension. Les caractéristiques requises à cet effet sont récapitulées sous le terme «Soutien dynamique du réseau» (contrairement au maintien fixe de la tension).

- (2) Pour renforcer le réseau de distribution de manière dynamique, les IPE supérieures à 250 kW doivent être en mesure d'injecter davantage de courant réactif en cas de défaillance du réseau afin de renforcer la tension. Le courant réactif doit être injecté pendant toute la durée du creux de tension. Les installations de type 1 (générateurs synchrones) présentent déjà les caractéristiques physiques de ce comportement: aucun réglage spécifique n'est donc nécessaire. Les installations de type 2 (asynchrones, convertisseurs et autres) doivent renforcer la tension au moyen de courant réactif, conformément à la description ci-dessous et à la norme SN EN 50549-2.
- (3) Les UPE et les dispositifs de stockage d'énergie doivent répondre à toutes les exigences qui suivent. Celles-ci sont applicables aux défaillances symétriques et asymétriques sur le réseau.
- (4) Le courant réactif supplémentaire Δi_B est proportionnel à l'écart de tension Δu en fonction du facteur k . La formule suivante s'applique: $\Delta i_B \sim k * \Delta u$
- (5) Le facteur K doit être réglable entre 2 et 6 par tranches de 0,5.
- (6) Dans le cas des défaillances asymétriques, l'injection de courant réactif par l'IPE doit avoir lieu non seulement dans la composante directe, mais aussi dans la composante inverse. Le courant réactif supplémentaire dans la composante directe est alors proportionnel à l'écart de tension dans la composante directe et le courant réactif dans la composante indirecte proportionnel à la modification de la tension indirecte. Ce rapport est donné avec le facteur k . Les formules suivantes mettent en évidence ce rapport:

$$\Delta i_{B1} \sim k * \Delta u_1$$

et

$$\Delta i_{B2} \sim k * \Delta u_2$$

Les indices 1 et 2 correspondent respectivement aux composantes directe et indirecte.

- (7) L'identification du point de travail sur la courbe caractéristique doit avoir lieu en continu pendant toute la durée de la défaillance, afin que le réglage de la tension soit également adapté à l'évolution de la défaillance et de la tension.



- (8) La mesure de la tension s'effectue en règle générale au niveau des bornes de raccordement de l'UPE.

Sauf consigne du GRD, le gestionnaire de l'installation doit régler le facteur K sur les unités de production de sorte à obtenir

- un facteur K d'environ 2 sur le réseau moyenne tension
- et un facteur K d'environ 2 sur le réseau haute tension

au point de fourniture.

- (9) L'injection du courant réactif doit démarrer au plus tard 20 millisecondes après le début du creux de tension. La fluctuation du courant réactif doit respecter les valeurs suivantes pour les composantes directe et indirecte:

$$\text{Temps de réponse} \quad T_{\text{rép}90\%} \leq 30 \text{ ms}$$

$$\text{Temps de stabilisation} \quad T_{\text{stab}10\%} \leq 60 \text{ ms}$$

- (10) Le calcul du facteur K et le type d'injection du courant réactif (inductif ou capacitif) sont expliqués à l'annexe B.3.

4.6 Comportement de fréquence

4.6.1 Généralités

- (1) Pour les fréquences situées entre 47,5 Hz et 51,5 Hz, une séparation automatique de l'IPE (y compris du dispositif de stockage d'énergie en cas de fourniture d'énergie) du réseau en cas de variation de fréquence n'est pas autorisée.
- (2) Si la fréquence est inférieure à 47,5 Hz ou supérieure à 51,5 Hz, une séparation automatique du réseau doit avoir lieu. Les restrictions de l'IPE liées au système dans la bande de fréquence doivent être documentées ou consignées.
- (3) Les recommandations relatives aux fonctions de protection et à leurs valeurs de réglage sont exposées à la section 6.3.5.
- (4) Pour calculer l'écart de fréquence, le temps propre de la durée de la mesure de la fréquence ne doit pas excéder 200 millisecondes. La précision minimale en la matière est de ± 50 mHz.
- (5) La précision de la mesure de la fréquence à l'état stabilisé doit s'établir à $\leq \pm 10$ mHz.



4.6.2 Aperçu du comportement de la puissance active en cas de surfréquence ou de sous-fréquence

- (1) La Figure 10 livre une vue d'ensemble des exigences en matière de puissance de fourniture de l'IPE et du dispositif de stockage au point de fourniture, en fonction de la fréquence du réseau

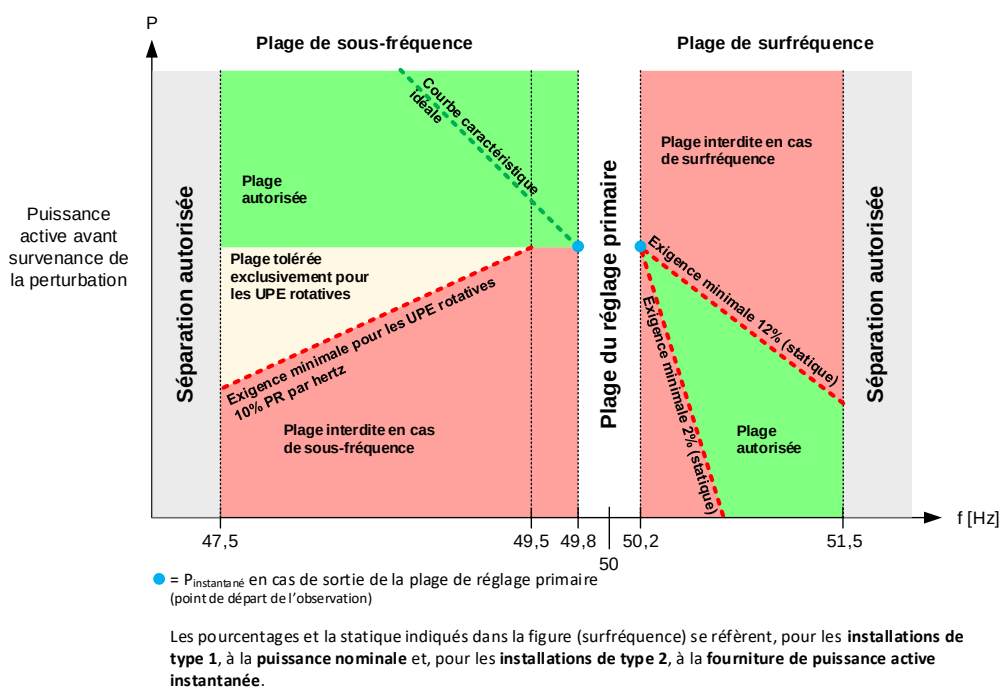


Figure 10: Aperçu des exigences en matière de puissance de fourniture en fonction de la fréquence du réseau.

4.6.3 Comportement de fréquence en cas de surfréquence

- (1) Si la fréquence du réseau est égale ou supérieure à 50,2 Hz, les IPE et les dispositifs de stockage d'énergie doivent réduire leur puissance conformément à la Figure 11.

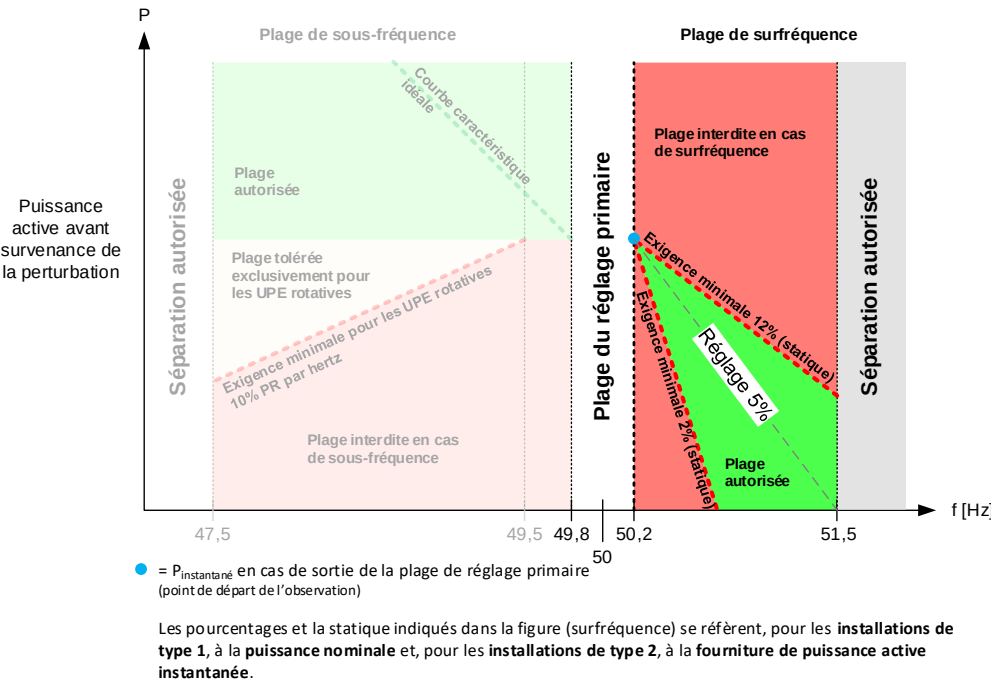


Figure 11: Réduction de la puissance active autorisée en cas de surfréquence

- (2) Dans la bande de fréquence située entre 50,2 Hz et 51,5 Hz, la réduction de la **puissance active maximale** P_m des IPE de type 1 doit correspondre à un gradient de puissance de 16,7 à $100\% \cdot P_m$ par hertz. Sauf consigne du GRD, il doit être réglé par défaut sur $40\% \cdot P_m$ par hertz. En cas de puissance inférieure à la puissance active nominale, l'IPE peut continuer à être exploitée jusqu'à la limite de la valeur actuelle. Lorsque celle-ci est atteinte, la puissance doit être réduite conformément à la Figure 11. De ce point de vue, les dispositifs de stockage d'énergie sont considérés comme des IPE de type 1 (SN EN 50549-2).
- (3) Dans la bande de fréquence située entre 50,2 Hz et 51,5 Hz, les IPE de type 2 doivent réduire la **puissance active instantanée produite** P_m (par rapport à la valeur actuelle au moment du dépassement de la fréquence de réseau de 50,2 Hz) d'un gradient de puissance de 16,7 à $100\% \cdot P_m$ par hertz. Sauf consigne du GRD, il doit être réglé par défaut sur $40\% \cdot P_m$ par hertz.
- (4) Une statique de $s = 5\%$ correspond à un gradient de puissance de $g = 40\% \cdot P_{\text{ref}}$ par hertz. Le tableau de conversion suivant présente d'autres valeurs.

Statique s	2	3	4	5	6	8	10	12	en %
Gradient de puissance g	100	66,7	50,0	40,0	33,3	25,0	20,0	16,7	en % par hertz

Tableau 1: Conversion de la statique en gradient de puissance



- (5) Le temps de réaction maximal jusqu'au début du lancement de la réduction de puissance est de 2 secondes.

4.6.4 Comportement de fréquence en cas de sous-fréquence

- (1) En cas de réduction de la fréquence liée à l'exploitation du réseau, une réduction de la puissance de l'IPE conformément à la Figure 12 est autorisée dans la mesure où elle peut être justifiée sur le plan technique. En dessous de 49,5 hertz, une réduction de la fourniture de puissance active de max. 10% de la puissance nominale par hertz est autorisée pour les UPE rotatives.

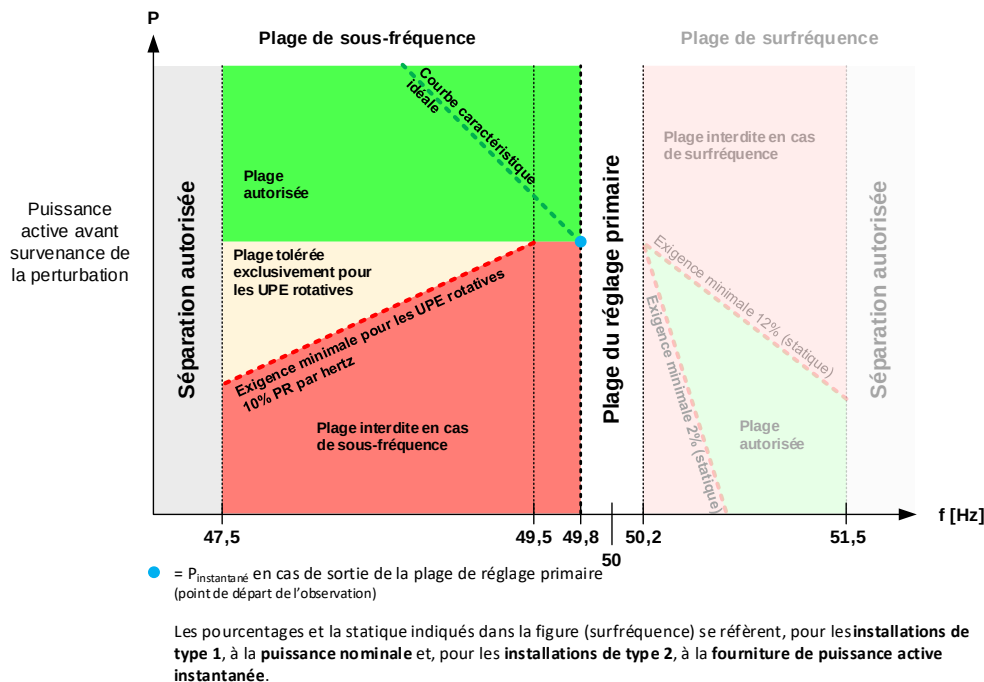


Figure 12: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence

- (2) En cas de fréquence inférieure à 49,8 Hz, les IPE doivent si possible augmenter la fourniture de puissance active en vue de stabiliser le réseau. Les dispositifs de stockage d'énergie qui se trouvent en mode de charge doivent réduire leur puissance de charge et, si possible, passer en mode d'injection et augmenter leur puissance d'injection d'un gradient de 100% par hertz.

4.6.5 Robustesse face aux modifications de fréquence rapides

- (1) Les UPE doivent pouvoir résister aux modifications de fréquence rapides sans se séparer du réseau. Tous les éléments faisant partie de l'IPE et susceptibles de provoquer un délestage ou d'influer sur son comportement doivent présenter les mêmes exigences de stabilité.

Production asynchrone: $\pm 2,0$ Hz/s
 Production synchrone: $\pm 1,0$ Hz/s

- (2) Les valeurs calculées des vitesses de modification de fréquence (RoCoF) sont valables pour une durée glissante de 0,5 seconde.

- (3) Si une baisse de fréquence située au-dessus de la courbe caractéristique représentée à la Figure 13 se produit, la puissance de fourniture de l'IPE ne peut pas diminuer, même si elle fonctionne avec la puissance nominale P_N . En dessous de 49,5 hertz, une réduction technique justifiée de la fourniture de puissance de max. 10% de la puissance nominale par hertz est autorisée pour les IPE de type 1.

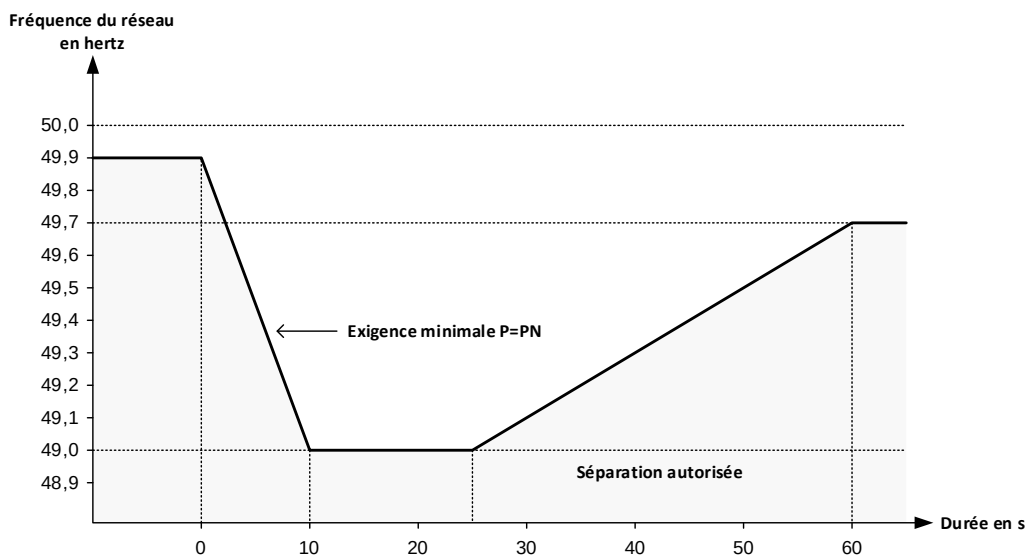


Figure 13: Fourniture de puissance inchangée en cas de baisse de fréquence passagère

5 Exploitation

5.1 Généralités

- (1) L'exploitant d'IPE doit veiller lui-même à ce que les manœuvres de couplage ou les variations de tension sur le réseau du GRD ne provoquent pas de dommages sur son installation et, le cas échéant, à ce que son IPE ne détériore pas à son tour les installations de tiers.
- (2) L'échange de données pour la gestion de l'exploitation entre le GRD et l'exploitant d'IPE (réponses et ordres de commande) doit être assuré.
- (3) Les détails des conditions exposées ci-dessous doivent être réglés entre le GRD et l'exploitant d'IPE (p. ex. dans une convention d'exploitation ou dans un contrat de raccordement au réseau).

5.2 Accès et contact avec le GRD

- (1) L'exploitant d'IPE doit être joignable à tout moment par le GRD, afin de pouvoir être informé ou mis à contribution en cas de besoin.
- (2) L'accessibilité est définie en fonction des consignes et des dispositions du GRD.
- (3) Il est alors extrêmement important que le rétablissement du réseau et la reprise de la production se déroulent de manière coordonnée.

5.3 Mise en service

- (1) La première connexion au réseau (mise en service) de l'installation doit être convenue avec le GRD.

5.4 Exploitation normale

- (1) Les arrêts et les redémarrages planifiés des installations sur le réseau doivent être signalés au GRD conformément à ses directives.
- (2) L'IPE doit pouvoir être exploitée avec une puissance réduite. Le GRD est autorisé à exiger une limitation temporaire de la puissance d'injection ou à décider d'un arrêt de l'installation. L'exploitant d'IPE est tenu d'arrêter son installation à la demande du GRD et de la déconnecter du réseau.
- (3) Si le GRD souhaite fixer un objectif de tension à l'installation de production, cette exigence doit être l'objet des conditions à régler entre le GRD et l'exploitant de l'IPE (cf. section 5.1, ch. 3), qui définissent également les équipements techniques nécessaires.

5.5 Conditions de mise en circuit / synchronisation

- (1) L'exploitant d'IPE est responsable de la mise en circuit ou de l'arrêt de l'installation, ainsi que du processus de synchronisation. Les enclenchements et les arrêts d'IPE provoquent des variations de tension, qui ne doivent pas dépasser les valeurs limites définies par les «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ».
- (2) La mise en circuit d'une IPE et d'un dispositif de stockage d'énergie après une défaillance sur le réseau ne peut être effectuée que si aucun critère de déclenchement de la protection au point de fourniture n'est présent, et si la tension et la fréquence du réseau se situent respectivement dans la plage



de tolérance de 90% U_c à 110% U_c .

Au NR 3, il doit être possible d'effectuer un réenclenchement dans la plage de fréquence allant de 49,0 Hz à 51,0 Hz.

Au NR 5, le réenclenchement peut être effectué de manière automatique ou manuelle dans la plage de fréquence allant de 49,5 Hz à 50,1 Hz, en concertation avec le GRD. La tension et la fréquence doivent alors se trouver dans les plages susmentionnées pendant au moins 600 secondes.

Quel que soit le niveau de réseau, les délais de temporisation lors du réenclenchement d'un générateur et les intervalles des temps lors de la mise en circuit de plusieurs générateurs doivent être suffisamment longs pour que l'ensemble des processus de réglage et de compensation au sein de l'IPE et/ou du dispositif de stockage d'énergie dus à la mise en circuit soient achevés en toute sécurité.

- (3) En cas de réenclenchement de l'IPE et des dispositifs de stockage d'énergie sur le réseau après une défaillance, la puissance active fournie sur le réseau de distribution par les IPE et les dispositifs de stockage d'énergie réglables ne doit pas dépasser un gradient de 10% de la puissance active $P_{\max}$ par minute. Les IPE et les dispositifs de stockage d'énergie non réglables peuvent se remettre en circuit 1 à 10 minutes plus tard (valeur aléatoire), voire ultérieurement.
- (4) Les IPE raccordées au réseau au moyen de dispositifs de synchronisation et de réglage automatique de la tension ne doivent provoquer aucune variation non autorisée de la tension. Il convient donc d'optimiser les dispositifs de régulation de la tension et de synchronisation ainsi que de prévoir des mesures de limitation de courant.
- (5) La remise en circuit doit être convenue préalablement avec le GRD en fonction du niveau de réseau (procédure courante au NR 3) ou définie dans la convention d'exploitation (procédure courante au NR 5).

5.6 Mise en circuit de générateurs synchrones

- (1) La connexion d'une IPE de type 1 au réseau de distribution nécessite un dispositif de synchronisation. Les valeurs indicatives habituelles sont les suivantes:

	Maximum	Valeur habituelle
Différence angulaire	$\pm 10^\circ$	$\pm 4^\circ$
Différence de fréquence	± 200 mHz	± 100 mHz
Glissement	$\pm 0,4\%$	$\pm 0,2\%$
Différence de tension	$\pm 10\% U_c$	$\pm 1\% U_c$

Tableau 2: Valeurs indicatives pour la mise en circuit d'IPE de type 1

- (2) En fonction du rapport entre la puissance de court-circuit du réseau et la puissance du générateur, il peut être nécessaire de définir des limites plus restreintes, afin d'éviter les répercussions non autorisées sur le réseau lors de la mise en circuit.

5.7 Mise en circuit de générateurs asynchrones

- (1) Pour les générateurs asynchrones qui ne sont pas mis en circuit hors tension, il convient de respecter les conditions générales de mise en circuit indiquées dans le Tableau 2.
- (2) Les générateurs asynchrones qui démarrent à l'aide d'un groupe d'entraînement doivent être mis en circuit avec un courant limité et un régime compris entre 95% et 105% de la vitesse de rotation synchrone.



5.8 Comportement en cas de perturbation au sein de l'IPE

- (1) En cas de défaillance au sein de l'IPE (dans l'UPE même ou dans le réseau partiel de l'IPE) présentant un risque pour le réseau, il est impératif de déconnecter immédiatement l'installation du réseau. Les courts-circuits et les défauts à la terre dans l'IPE doivent être identifiés et mis hors circuit par la protection de l'IPE (temporisation habituelle $\leq 0,1$ seconde). Les autres défaillances doivent être traitées conformément aux règles reconnues de la technique et en fonction du type d'IPE.

5.9 Comportement en cas de perturbation sur le réseau

- (1) Après l'élimination d'une défaillance sur le réseau de distribution ou lors d'un réenclenchement automatique ou manuel, l'exploitant d'IPE doit s'attendre à ce que la tension retrouvée au point de fourniture soit asynchrone par rapport à celle de l'IPE. L'exploitant d'IPE doit lui-même veiller à ce que les manœuvres de couplage, les variations de tension, les réenclenchements automatiques ou d'autres activités sur le réseau de distribution ne provoquent pas de dommages sur ses installations ou celles de tiers. Concernant le réenclenchement automatique, il faut tenir compte des indications figurant dans le manuel «Recommandations relatives à l'exploitation du réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution (NR 3 et NR 5)» de l'AES.

5.10 Travaux de maintenance et mises en circuit sur le réseau

- (1) L'exploitant d'IPE informe au préalable le GRD des travaux de maintenance et des arrêts planifiés ou des réductions de puissance pertinentes de l'IPE, dans la mesure où le GRD l'exige.
- (2) Le GRD informe au préalable l'exploitant d'IPE des coupures nécessaires ou des commutations sur le réseau concernant l'exploitant d'IPE, dans la mesure où cela entraîne une limitation de la puissance d'injection de l'IPE.

5.11 Danger pour la stabilité de l'exploitation du réseau

- (1) Dans les cas suivants, le GRD est autorisé à exiger ou à effectuer, même sans notification préalable à l'exploitant d'IPE, une limitation temporaire de la puissance active, une mise hors circuit de l'installation ou un ajustement du comportement de la puissance réactive:
 - danger potentiel pour l'exploitation sécurisée du système,
 - congestions ou risque de surcharge sur le réseau de distribution du GRD,
 - danger d'apparition d'un réseau en îlot,
 - menace de stabilité statique ou dynamique du réseau,
 - augmentation de la fréquence menaçant le système,
 - dans le cadre de la gestion de la sécurité du réseau.

Les mesures qui mettent en danger la vie d'autrui ne doivent pas être mises en œuvre.



6 Exigences relatives au raccordement aux réseaux moyenne et haute tension

6.1 Généralités

- (1) Le nombre d'IPE s'est accru ces dernières années en particulier dans le réseau moyenne tension et cette tendance va se poursuivre. Les différents flux et les directions changeantes du courant exigent des systèmes de protection très performants. La sécurité des personnes, la protection des installations réseau et le maintien de la qualité de la tension doivent être assurés à tout moment. Préalablement au raccordement d'une IPE aux réseaux moyenne et haute tension, cette dernière doit être évaluée par le GRD dans le cadre d'une demande de raccordement, afin de maîtriser ses répercussions sur le réseau.

6.1.1 Demande de raccordement et autorisation

- (1) Le GRD doit être impliqué dès la phase de planification. Il convient à ce stade de respecter les procédures d'annonce de ce dernier.
- (2) Une demande de raccordement technique doit être déposée auprès du GRD avant le raccordement d'une IPE aux réseaux moyenne et haute tension. Il convient d'utiliser, de préférence, le formulaire officiel de l'AES. Différents GRD possèdent toutefois leur propre modèle: en cas de doute, il convient par conséquent de consulter le GRD.
- (3) Lors de la demande de raccordement, les informations suivantes doivent notamment être fournies au GRD:
 - puissance injectée,
 - type de production d'énergie (p. ex. convertisseur, générateur asynchrone, générateur synchrone),
 - commande de la puissance (p. ex. convertisseur),
 - constructeur et type de l'IPE, ainsi que les données techniques ,
 - nouvelle construction ou agrandissement d'une installation existante,
 - schéma électrique,
 - caractéristiques de démarrage pour les machines rotatives sans convertisseur.
- (4) D'autres documents doivent être remis au GRD au besoin. La demande d'approbation des plans doit être adressée directement à l'ESTI (cf. Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques, OPIE).
- (5) Sur la base des informations fournies lors de la demande de raccordement et des données réseau disponibles au point de fourniture, le GRD détermine à l'aide des «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ» si le raccordement de l'installation peut être approuvé ou si certaines mesures sont à adopter le cas échéant. La décision est notifiée par écrit au demandeur.
- (6) Le GRD communique sur demande la puissance de court-circuit du réseau (S_{kv}) au point de fourniture. Cette valeur sert de base pour le calcul des perturbations de réseaux conformément aux règles D-A-CH-CZ.



- (7) Sans autorisation de raccordement, l'installation ne peut être raccordée au réseau de distribution. Pour le raccordement de l'IPE au réseau de distribution, un contrat spécifique conclu entre le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau est nécessaire.

6.1.2 Générateurs de secours (installations auxiliaires d'alimentation)

- (1) Les générateurs de secours assurent l'approvisionnement en îlotage d'un réseau propre à un client. Afin de prévenir une interruption de l'approvisionnement de tout ou partie de l'installation du client après le retour de la tension sur le réseau moyenne tension du GRD ou en cas d'introduction volontaire d'une alimentation de secours par le client à des fins de test, une exploitation en parallèle de courte durée destinée à la resynchronisation du groupe électrogène de secours et du réseau moyenne tension du GRD est autorisée. La durée de l'exploitation en parallèle comprend uniquement le temps de mise en circuit après synchronisation réussie du générateur de secours avec le réseau de distribution du GRD. Elle est fixée à 60 secondes maximum. Ceci n'inclut pas l'exploitation-test (exploitation en parallèle du réseau d'approvisionnement en électricité public) à des fins de vérification conformément aux indications du fabricant du générateur de secours. Pour ce faire, il convient de respecter les conditions du GRD considéré, d'observer l'ensemble des valeurs-limites concernant les répercussions sur le réseau et de convenir de la puissance d'injection en concertation avec le GRD. Lors de l'exploitation-test, il convient de s'assurer que le générateur de secours pourra identifier avec certitude les éventuelles pannes de réseau. Il convient en outre de prévoir un disjoncteur incluant une protection de tension et de fréquence. L'utilisation de relais de saut de vecteur est autorisée pour l'exploitation-test. Les valeurs de réglage recommandées sont présentées dans le tableau suivant.

Fonction		Valeurs de réglage recommandées	
Protection de surtension	$U >$	$1,1 U_n$	instantané*
Protection de sous-tension	$U <$	$0,80 U_n$	instantané*
Protection de surfréquence	$f >$	50,1 Hz	instantané*
Protection de sous-fréquence	$f <$	47,5 Hz	instantané*
* instantané = 50... 150 millisecondes (pour éviter les fonctionnements intempestifs)			

Tableau 3: Valeur de réglage de protection recommandées pendant l'exploitation-test des générateurs de secours

- (2) Les générateurs de secours doivent être raccordés au réseau moyenne tension via un disjoncteur.
- (3) En cas de marche en îlotage, il faut s'assurer que le disjoncteur (disjoncteur de synchronisation) soit déclenché ou se trouve en position d'arrêt pour empêcher une consigne de tension dans le réseau moyenne tension ou une mise en circuit asynchrone. Le réseau client doit en outre être séparé du réseau moyenne tension public.
- (4) Si l'exploitation d'un groupe électrogène de secours en parallèle du réseau dépasse la durée d'exploitation en parallèle de courte durée de 60 secondes maximum autorisée pour la synchronisation (p. ex. en cas de participation du groupe électrogène de secours au marché des services-système), l'ensemble des exigences applicables à l'IPE doivent être respectées. Les groupes électrogènes de secours mobiles du GRD responsable destinés à garantir l'approvisionnement en électricité en cas de perturbation sont exemptés de cette obligation pendant la connexion (synchronisation) et le délestage (resynchronisation).
- (5) Pour la resynchronisation, il convient de respecter les conditions définies à la section 5.5.



6.2 Technique primaire au point de fourniture

- (1) Le raccordement de l'installation de production s'effectue via un dispositif destiné à cet effet. Les particularités de ce dispositif sont définies au cas par cas par le GRD et l'exploitant de l'IPE. Ce dernier doit établir à cet effet un schéma unipolaire. L'ensemble du dispositif de raccordement installé doit répondre aux normes en vigueur et aux règles reconnues de la technique.
- (2) Dans la mesure où l'installation de production est censée participer au renforcement dynamique du réseau via l'injection de courant réactif, les dispositifs de protection et les transformateurs correspondants doivent être prévus par le bénéficiaire du raccordement au réseau.
- (3) Une zone de raccordement peut comporter les composants primaires cités ci-après et doit être coordonnée en concertation avec le GRD. La mise en place et le dimensionnement, notamment l'utilisation conjointe des transformateurs de courant et de tension, doivent être définis par les parties au contrat.
 - Section du jeu de barres et disjoncteur,
 - Sectionneur de terre ou points fixes de mise à la terre,
 - 3 transformateurs de tension avec au moins un enroulement/une sortie destiné aux dispositifs de protection, de commande, de mesure et de décompte. Dans les réseaux isolés ou mis à la terre à travers une bobine de Petersen, un second enroulement est nécessaire pour la protection contre la ferrorésonance,
 - 2 à 4 noyaux de transformateurs de courant/sorties par phase pour les dispositifs de protection, de commande, de mesure et de décompte,
 - Examiner si 1 transformateur de courant homopolaire, transformateur tore, est nécessaire pour la protection contre les défauts à la terre dans les réseaux isolés ou mis à la terre à travers une bobine de Petersen,
 - Traitement de gaines de câbles pour les installations câblées,
 - Parafoudre.
- (4) Dans le cas où l'installation de production doit participer au renforcement dynamique du réseau via l'injection d'un courant réactif ($IPE > 250 \text{ kW}$), les dispositifs de protection et les transformateurs correspondants doivent être prévus par le bénéficiaire du raccordement au réseau. Les transformateurs de courant et de tension nécessaires pour la protection de distance et de la tension doivent être présents en règle générale au point de fourniture. En concertation avec le GRD, les transformateurs de courant et de tension peuvent également être installés au niveau du point de transmission d'énergie (cf. annexe A.1). Le déclenchement du dispositif de protection doit alors agir sur le disjoncteur du point de fourniture ou sur celui du générateur.
- (5) Les composants primaires doivent notamment être décrits à l'aide des valeurs de référence suivantes:
 - Tension nominale,
 - Fréquence nominale,
 - Régime de neutre du réseau,
 - Tension d'exploitation (U_c) avec tolérance de tension,
 - Courant de service maximal,



- Courants de mise à la terre et de court-circuit maximum,
 - Tension maximale pour les équipements (U_m).
- (6) Le GRD définit les valeurs de référence nécessaires pour le dimensionnement du dispositif de raccordement et l'IPE/UPE.
- (7) Le réseau de mise à la terre doit être dimensionné et construit à l'aide des courants de court-circuit et de défaut à la terre indiqués.

6.3 Technique secondaire

6.3.1 Généralités

- (1) L'objectif de la protection au point de fourniture est de s'assurer que le raccordement d'une IPE au réseau de distribution ne compromette pas le fonctionnement ou la sécurité de celui-ci (cela signifie notamment que l'IPE ne doit pas mettre en danger les équipements du réseau). Cette protection ne doit pas être sensible aux modifications de tension et de fréquence normales comprises dans les valeurs théoriques correspondantes sur le réseau de distribution. Le propriétaire de l'IPE est responsable de la réalisation et de la fonctionnalité de la protection. Dans le cas d'un réseau de faible envergure, c'est alors son propriétaire qui assume cette responsabilité à partir du point de fourniture.
- (2) La protection au point de fourniture a pour mission de séparer l'IPE ou l'UPE du réseau en cas de tension ou de fréquence en dehors des valeurs autorisées. Cette mesure vise à prévenir une injection involontaire dans le réseau de distribution. La protection propre de ce dernier n'est pas décrite dans le présent document. Elle ne peut toutefois être inférieure aux exigences définies dans cette recommandation. L'exploitant d'installation doit lui-même veiller à ce que les manœuvres de couplage, les variations de tension, les réenclenchements automatiques sur le réseau de distribution en amont ou d'autres activités sur le réseau de distribution du GRD ne provoquent pas de dommages sur ses installations.
- (3) Les dispositifs de protection de la tension doivent évaluer la valeur effective. Il suffit pour cela d'évaluer la fréquence fondamentale de 50 hertz. La protection de surtension $U >$ doit être réglée comme une protection de la valeur moyenne glissante sur 10 minutes, prévenant le dépassement de la limite supérieure de tension prévue par la norme SN EN 50160 (surveillance de la qualité de la tension). Il est alors suffisant de constituer une nouvelle valeur moyenne sur 10 minutes toutes les 3 secondes au plus tard.
- (4) Le connecteur logique des valeurs de tension doit être OU. Si au moins une tension mesurée est supérieure ou inférieure au seuil paramétré, un signal de protection est émis.
- (5) Les dispositifs de protection de fréquence doivent évaluer les tensions entre phases.
- (6) En présence de fonctions supplémentaires, telles que la protection contre une dissymétrie ou un courant maximum, celles-ci doivent être réalisées au sein d'un appareil de protection.
- (7) Pour les réseaux de faible envergure avec point de fourniture aux réseaux moyenne ou haute tension, les IPE avec raccordement au réseau basse tension doivent répondre aux exigences de la recommandation de la branche «RR/IPE-NR 7 – CH» de l'AES.



6.3.2 Commande et réglage

- (1) L'exploitant d'IPE est responsable des dispositifs de commande et de synchronisation de son installation.
- (2) Il convient de garder à l'esprit que le GRD ne contrôle pas la synchronisation des ordres d'enclenchement provenant de la commande de l'unité ou de l'installation de production. Le GRD peut mettre à la disposition de l'exploitant d'IPE soit la tension du transformateur de tension des jeux de barres, soit celle de l'image de tension des jeux de barres de la sous-station (générée par les transformateurs de tension des départs).
- (3) La primauté de commande au point de fourniture doit être définie par le GRD et l'exploitant d'IPE avant la mise en service de l'installation.
- (4) L'emplacement de montage pour les équipements du GRD nécessaires au raccordement de l'IPE (p. ex. mesure de décompte, mesure de production, commande à distance avec dispositifs de communication, ASI, etc.) doit être mis à disposition gratuitement par le bénéficiaire du raccordement au réseau. Il convient de mettre en œuvre une interface adéquate au niveau du point de mesure pour la commande, le réglage et la mesure. Cette interface peut être réalisée via un bus de raccordement ou via des entrées/sorties analogiques ou binaires. Les détails sont définis par les GRD dans leurs conditions techniques de raccordement.
- (5) Une IPE avec point de fourniture au NR 5 est recommandée pour être intégrée au centre de conduite du GRD.
- (6) Les IPE avec point de fourniture au NR 3 doivent être intégrées au centre de conduite du GRD.
- (7) L'intégration au centre de conduite du GRD désigne la transmission de l'état actuel de l'installation et des données de mesure (I, U, P, G) de l'IPE ainsi que la possibilité de commande. Elle a lieu en temps réel.
- (8) Les signalisations en retour suivantes concernant l'état de l'installation doivent être mises à disposition au moins à l'aide de contacts libres de potentiel:
 - positions de tous les appareils de couplage de la travée de raccordement,
 - signalisation groupée du déclenchement par protection.

6.3.3 Commande de la puissance active et de la puissance réactive

- (1) Le moment et la plage dans laquelle la puissance active et la puissance réactive doivent être réglées, ainsi que la façon dont l'interface sera réalisée sur le plan technique sont définis par le GRD dans le cadre d'un contrat.
- (2) La commande de l'IPE doit disposer d'une interface adéquate (entrées analogiques, binaires ou interface système) permettant au GRD d'arrêter l'installation de production ou d'adapter les puissances active et réactive (p. ex. pour éviter un effondrement du réseau).
- (3) Les installations de production doivent être en mesure de réduire leur puissance active par paliers de 10% minimum de la puissance active maximale. Une réduction de la puissance active à la valeur théorique indiquée par le GRD doit être possible pour chaque état d'exploitation et pour chaque point de fonctionnement.



- (4) Si seules des entrées analogiques sont disponibles et adaptées, il est également possible de les utiliser.

6.3.4 Protection

- (1) La protection revêt une importance considérable pour une exploitation sûre et fiable. Il en va de la responsabilité de l'exploitant d'IPE de s'assurer que sa propre protection est garantie. Le cas échéant, les fonctions de protection décrites dans le présent document doivent être complétées par le bénéficiaire du raccordement au réseau de l'installation de production. Sa propre protection ne peut toutefois être inférieure aux exigences décrites dans cette recommandation.
- (2) Les dispositifs de protection doivent identifier et mettre hors circuit les défauts (p. ex. courts-circuits et défauts à la terre) du côté de l'IPE. Il convient à cet effet de respecter les exigences du GRD considéré et les dispositions énoncées dans le manuel de l'AES «Guide protection Suisse (GPS-CH)».
- (3) Les défauts survenant sur le réseau proche (p. ex. sur le même niveau de tension) doivent pouvoir être détectés, afin que l'IPE se déconnecte du réseau au terme d'un délai prédéfini. L'exploitant d'IPE doit installer à cet effet suffisamment de dispositifs de protection. Ces mesures de protection doivent également être garanties dans le cadre de l'exploitation en îlotage (pour les installations concernées).
- (4) Le concept et les réglages de protection de l'interface entre le GRD et l'exploitant d'IPE doivent être définis par les deux partenaires pour chaque projet lors de la phase de planification. Au point de four-niture, des dispositifs adéquats doivent être prévus pour la protection du réseau et pour celle de l'ins-tallation de l'exploitant d'IPE. Les valeurs de réglage de la protection ayant un impact sur le réseau sont indiquées par le GRD. Les réglages de protection concernant le réseau de distribution et la pro-tection propre des IPE sont définis conjointement.

6.3.5 Protection contre les courts-circuits et défauts à la terre dans le réseau

- (1) La procédure d'identification et de mise hors circuit des défauts à la terre dépend du régime du neutre des réseaux moyenne et haute tension et de la philosophie d'exploitation des GRD.
- (2) La protection de l'IPE ou de l'UPE doit également pouvoir couvrir les courts-circuits et les défauts à la terre dans le réseau.
- (3) *IPE injectant du courant directement dans une sous-station*
Les courts-circuits dans l'installation de couplage de la sous-station doivent être rapidement identifiés et déclenchés. La détection des défauts à la terre s'effectue conformément aux directives des GRD. Le concept de protection et les interfaces doivent être préalablement discutés, puis mis en œuvre en concertation avec le GRD.
- (4) *IPE injectant du courant dans une station de couplage ou une station transformatrice*
La protection de l'IPE doit posséder des fonctions de protection du réseau pour identifier les défaillances sur la ligne entre l'IPE et la sous-station et prévenir la formation de réseaux en îlot non désirés lors du déclenchement d'un disjoncteur dans la sous-station. Ces objectifs de protection peuvent être atteints à l'aide de fonctions de tension et de fréquence. Il est également possible d'effectuer un déclenchement interdépendant depuis le disjoncteur de la sous-station via une communication adaptée ou de mettre en place une protection de distance propre du côté moyenne tension de l'IPE.



- (5) Les critères déterminant la conception des systèmes de protection du réseau et de l'installation sont notamment les suivants:
- Point de fourniture dans le réseau moyenne tension et concept de protection du réseau spécifique du GRD.
 - Puissance de court-circuit de l'IPE. Il convient de vérifier l'utilisation d'une fonction de protection respectivement à distance ou par impédance au point de fourniture à partir d'une puissance totale supérieure à 1 MVA pour les IPE à machines rotatives et à 3 MVA pour les IPE à convertisseurs. Pour les IPE ayant une faible puissance totale, une protection contre le découplage avec fonctions de tension et de fréquence suffit dans la plupart des cas. Les fonctions $U <$ et $U <<$ doivent être définies conformément aux temps de déclenchement de protection du GRD. Ces fonctions de protection de la tension sont souvent non sélectives, car il est impossible de différencier les courts-circuits sur la ligne des autres courts-circuits plus éloignés.
 - La nécessité d'un disjoncteur côté moyenne tension est définie par les conditions techniques de raccordement du GRD, la topologie de l'installation, la puissance nominale du transformateur, la puissance nominale de l'IPE, la procédure de gestion du défaut à la terre côté installation et côté réseau.
 - Si des consommateurs et des producteurs sont raccordés au point de fourniture sur le NR 5, il est possible, en concertation avec le GRD, de déclencher uniquement les disjoncteurs de l'IPE au NR 7 avec les fonctions de protection du réseau au point de fourniture central. Un contact libre de potentiel est mis à disposition à cet effet sur le relais de protection du point de fourniture.
 - Une protection RI externe au NR 7 doit être réalisée conformément aux prescriptions du document de la branche de l'AES «RR-IPE-NR 7 – CH» dans les cas suivants:
 - a) Au point de fourniture sur le NR 5, aucune protection contre le découplage séparant galvaniquement l'IPE du réseau n'est présente ou exigée côté GRD.
 - b) Dans les réseaux de faible envergure
 - La protection RI intégrée dans les onduleurs des installations photovoltaïques doit être réglée indépendamment du point de fourniture conformément à l'annexe E.
- (6) Les réglages de protection doivent impérativement être coordonnés avec le GRD.
- (7) Les réglages de protection concernant les IPE/UPE et le réseau sont convenus entre le GRD et l'exploitant d'IPE. Si nécessaire, le GRD peut exiger a posteriori d'autres réglages de protection en concertation avec l'exploitant d'IPE.
- (8) Si le disjoncteur de la sous-station est également celui du générateur, une protection contre les défaillances de disjoncteur (PDD) doit être mise en place. Les partenaires doivent décider quels signaux activent cette protection et sur quels éléments sont envoyés les ordres de déclenchement.
- (9) Des exemples de réalisation des fonctions de protection figurent à l'Annexe A.



- (10) Le Tableau 4 et le Tableau 5 présentent les recommandations de réglage pour les relais de protection des IPE.

Fonction	Plage de réglage du relais de protection	Valeurs de réglage de protection recommandées	
Protection de surtension $U >$	$1,0 \dots 1,4 U_n$	$1,1 U_c$	60 s
Protection de surtension ¹ $U >>$	$1,0 \dots 1,4 U_n$	$1,15 U_c$	5 s
Protection de surtension ¹ $U >>>$	$1,0 \dots 1,4 U_n$	$1,25 U_c$	≤ 100 ms
Protection de sous-tension $U <$	$0,1 \dots 1,0 U_n$	$0,85 U_c$	$\leq 1,5$ s
Protection de sous-tension $U <<$	$0,1 \dots 1,0 U_n$	$0,30 - 0,70 U_c$	150 - 700 ms
Protection de surfréquence $f >$	50...53 Hz	51,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	≤ 100 ms
Protection de sous-fréquence $f <$	47...50 Hz	47,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	≤ 100 ms

Tableau 4: Recommandations de réglage pour les relais de protection des IPE de type B1 ou C1

U_c : tension réseau définie

U_n : Tension nominale (valeur nominale)

Instantané = 50... 150 millisecondes (pour éviter les fonctionnements intempestifs)

Remarque: tenir compte de la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction / de réenclenchement.

¹Si l'appareil de protection dispose de deux paliers de surtension, il est recommandé de le régler à $1,2 \times U_c$ avec un temps de déclenchement de 2 secondes.

Fonction	Plage de réglage du relais de protection	Valeurs de réglage du relais de protection recommandées	
Protection de surtension $U >$ (valeur moyenne sur 10 min) ¹		$1,1 U_c$	instantané
Protection de surtension ² $U >$	$1,0 \dots 1,4 U_n$	$1,1 U_c$	60 s
Protection de surtension $U >>$	$1,0 \dots 1,4 U_n$	$1,25 U_c$	≤ 100 ms
Protection de sous-tension $U <$	$0,1 \dots 1,0 U_n$	$0,85 U_c$	$\leq 1,5$ s
Protection de sous-tension $U <<$	$0,1 \dots 1,0 U_n$	$0,15 U_c$	≤ 150 ms
Protection de surfréquence $f >$	50...53 Hz	51,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	≤ 100 ms
Protection de sous-fréquence $f <$	47...50 Hz	47,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	≤ 100 ms

Tableau 5: Recommandations de réglage pour les relais de protection des IPE de type B2 ou C2

U_c Tension réseau définie

U_n : Tension nominale (valeur nominale)

Instantané = 50... 150 millisecondes (pour éviter les fonctionnements intempestifs)

¹ Les convertisseurs doivent être réglés ainsi conformément aux normes.

Remarque: tenir compte de la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction / de réenclenchement.

² À appliquer pour les IPE qui n'ont pas de protection avec valeur moyenne sur 10 min.



6.3.6 Protection de puissance réactive et de sous-tension (protection Q-U)

- (1) Pour les générateurs asynchrones et les générateurs avec inducteur à aimant permanent, la protection Q-U au point de fourniture est absolument nécessaire (installations avec puissance de type B et C).
- (2) La protection de puissance réactive et de sous-tension ($Q \rightarrow \& U <$), ci-après appelée protection Q-U, contrôle la conformité du comportement de l'installation de production au système suite à une défaillance sur le réseau. Les installations de production empêchant de restaurer la tension du réseau via le prélèvement de puissance réactive inductive sur le réseau sont déconnectées de ce dernier.
- (3) La protection Q-U déconnecte ainsi l'installation de production du réseau entre 0,5 et 1,5 seconde (déconnexion avant le temps final de protection du réseau) lorsque les trois tensions composées au point de fourniture sont inférieures à $0,85 U_c$ (opération ET logique) et que l'installation de production prélève simultanément de la puissance réactive inductive ($> 5\%$ de la puissance nominale convenue) sur le réseau du GRD. En même-temps, il faut qu'un flux de charge correspondant soit disponible pour empêcher une hyperfonction de la reconnaissance de la puissance réactive. Le courant injecté devrait s'élever au moins à 10% du courant nominal. Si toutes ces conditions sont remplies, la protection Q-U est activée (temps de déclenchement de 0,5 à 1,5 seconde, inférieur au temps final de protection du réseau).

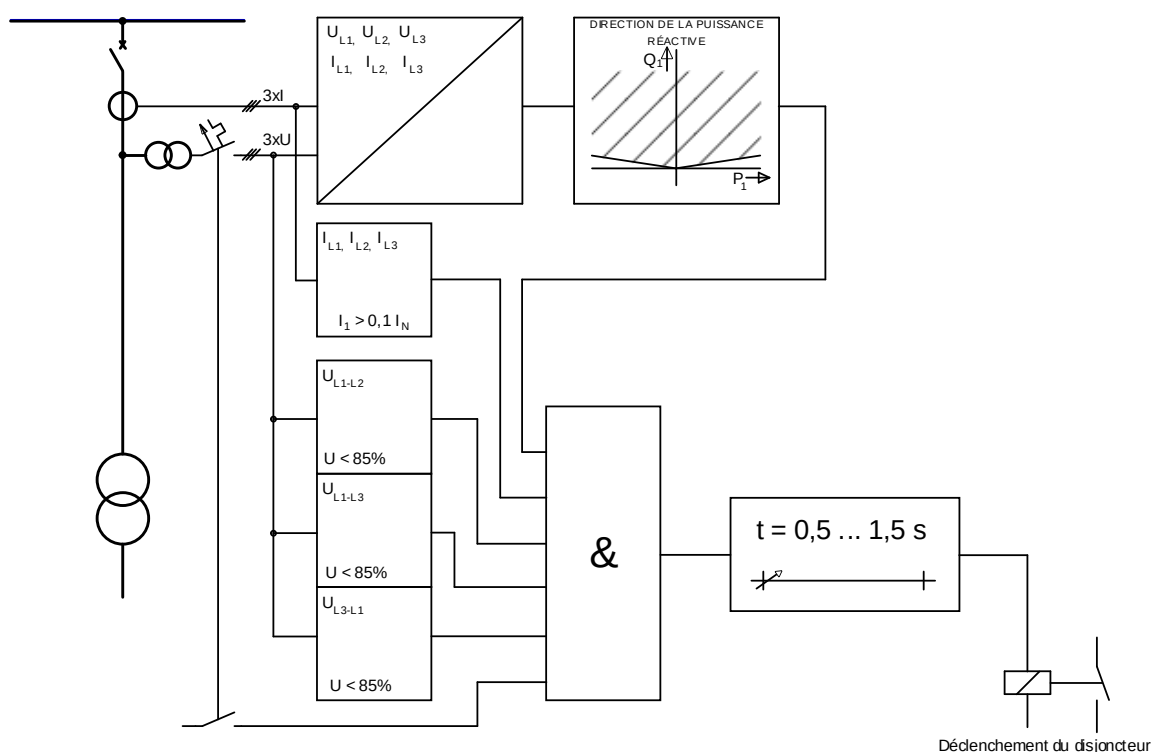


Figure 14: Exemple de protection Q-U

- (4) Les valeurs suivantes sont recommandées pour le réglage de la protection Q-U:

Fonction	Plage de réglage	Valeurs de réglage recommandées	
Protection Q-U	0,7...1,0 U_n	0,85 U_c	T = 0,5 – 1,5 s

Tableau 6: Recommandations de réglage de la protection Q-U. Remarque: tenir compte des rechutes (hystérésis)

- (5) Afin que la protection Q-U fonctionne, l'installation doit produire au moins 10% du courant nominal (transformateur de courant de l'appareil de protection).

6.3.7 Identification des îlots

- (1) Pour les UPE, l'identification des îlots doit s'effectuer selon l'une des méthodes suivantes:
- Méthode active. Il s'agit d'intervenir activement sur le réglage de l'installation, p. ex. au moyen de la modulation de fréquence (généralement pour les dispositifs convertisseurs).
 - Méthode passive. Il s'agit d'effectuer des mesures, p. ex. à l'aide de la surveillance de la tension triphasée. Cette méthode ne peut être appliquée que pour les UPE sans convertisseur ou les UPE monophasées avec convertisseur.
La méthode passive employée peut être la méthode RoCoF. La valeur doit alors être réglée à 2 Hz/s avec une fenêtre de glissement de 0,5 secondes. Cependant, la méthode RoCoF doit impérativement être appliquée avec une opération ET avec la fréquence.
 - Combinaison de la méthode active et de la méthode passive
 - À l'aide de la topologie du réseau/des positions du point de commutation
- (2) L'identification d'un îlot doit avoir lieu en l'espace de 5 secondes. Le soutien dynamique du réseau ainsi que l'augmentation de l'injection de puissance apparente qui s'en suit est prioritaire par rapport à l'identification des îlots. L'identification des îlots peut être désactivée pendant la durée du soutien dynamique du réseau. Si elle demeure active, elle ne doit pas contourner le soutien dynamique du réseau et l'augmentation de l'injection de puissance apparente qui s'en suit.
- (3) Le délai de mise hors circuit d'une UPE en cas de FRT et de constitution d'un îlot par la suite peut s'élever au maximum à 9 secondes, compte tenu des délais cumulés du soutien dynamique du réseau, de l'augmentation de l'injection de puissance apparente et de l'identification de l'îlot elle-même.
- (4) Pour les convertisseurs dans les installations photovoltaïques, l'identification des îlots doit être vérifiée d'après la norme SN EN 62116:2014.
- (5) Le recours exclusif à la méthode du saut de vecteur ou à la méthode RoCoF n'est pas autorisé. Leur utilisation doit toujours avoir lieu en association avec d'autres méthodes ou d'autres critères.



6.4 Énergie auxiliaire

- (1) Le dispositif de raccordement doit disposer d'une alimentation auxiliaire propre. Lorsque le fonctionnement des dispositifs de protection ou le déclenchement des disjoncteurs nécessite une tension auxiliaire, une alimentation des services auxiliaires indépendante de la tension du réseau doit être présente (p. ex. batterie, condensateur, courant du transformateur). L'alimentation des besoins propres de l'installation de raccordement (y compris l'énergie auxiliaire) est de la responsabilité du gestionnaire de l'IPE. En cas de commande à distance, celle-ci doit également être assurée via une énergie de secours indépendante du réseau. Si une alimentation de secours est nécessaire sur une longue durée, sa capacité doit être dimensionnée de manière à ce que le dispositif de raccordement puisse être exploité au moins pendant huit heures avec tous les dispositifs de protection, dispositifs secondaires et dispositifs de secours en cas de défaillance de la tension du réseau.

6.5 Systèmes de communication

- (1) Les installations de télécommande centralisée à fréquence musicale (TCFM) au NR 5 fonctionnent habituellement à une fréquence située entre 100 et 1600 Hz. Il faut demander au GRD quelle est la fréquence TCFM utilisée sur le site concerné. Au cas où une IPE entrave sans autorisation le fonctionnement de la TCFM, les exploitants d'IPE doivent prendre des mesures visant à résoudre ces perturbations, et ce même lorsque ces dernières sont constatées ultérieurement. D'autres critères de raccordement importants sont définis dans les «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ».



7 Vérifications, réception et mesures

- (1) L'exploitant d'IPE est responsable de la mise en service de l'installation et du respect des valeurs limites conformément aux «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ», aux conditions techniques de raccordement du GRD et aux instructions de ce dernier.
- (2) Le GRD est responsable du maintien de la qualité de la tension sur le réseau de distribution. Pour procéder à une vérification, il est possible d'effectuer des mesures au niveau d'une IPE. Le GRD peut alors vérifier si les conditions tirées de la demande de raccordement sont respectées.
- (3) L'exploitant d'IPE est responsable des autres réceptions et mesures prescrites par l'ESTI.
- (4) Les procès-verbaux de mesure et de contrôle et leur remise au GRD sont de la responsabilité de l'exploitant d'IPE.
- (5) Une mise en service temporaire destinée au contrôle de l'IPE peut avoir lieu préalablement en concertation avec le GRD.
- (6) Une mise en service définitive ne doit se faire qu'une fois l'autorisation donnée par le GRD.
- (7) Le GRD peut exiger des tests, des contrôles de protection ainsi que des mesures supplémentaires (p. ex. pour vérifier la qualité de la tension) ou les effectuer lui-même, dans le cadre des exigences du présent document.



Annexe A Exemples et explications

A.1 Définition du point de fourniture

- (1) Le point de fourniture est un élément technique. Il s'agit de l'emplacement, sur le réseau de distribution moyenne ou haute tension, auquel l'installation d'un utilisateur est raccordée. Le point de fourniture fixe la limite entre l'installation de l'utilisateur du réseau et les réseaux moyenne ou haute tension. Le point de fourniture doit être défini dans le contrat de raccordement au réseau.

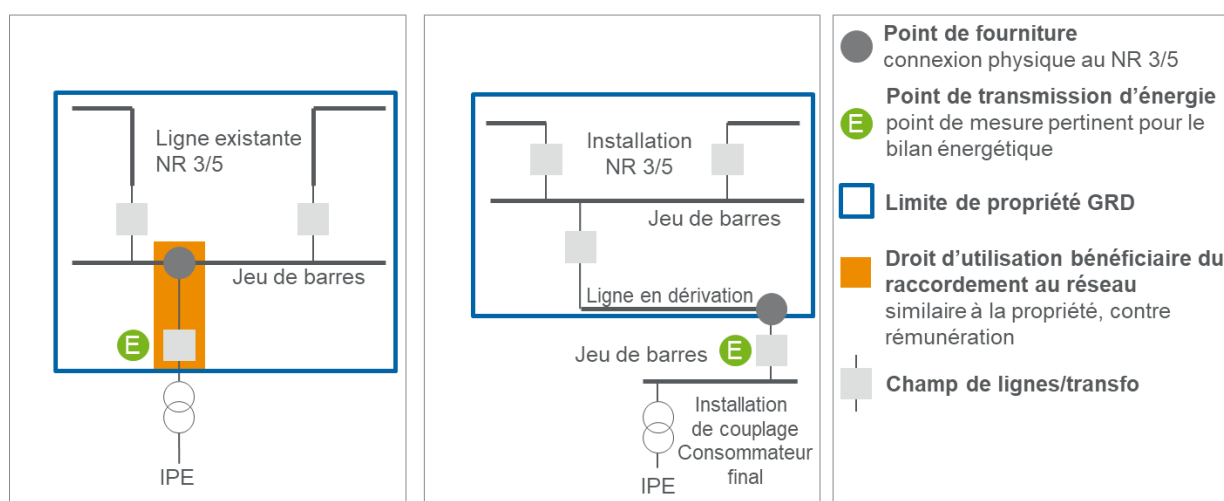


Figure 15: Variantes de raccordement avec différents types d'IPE

Remarque sur les exemples d'application suivants

- (1) Pour les exemples d'application A.2 à A.6 suivants, la mesure de décompte n'est pas représentée pour des raisons de clarté.

A.2 Exemple d'application NR 3 – classe de puissance B type 1 et type 2

L'exploitant de l'installation doit prévoir d'autres fonctions de protection pour l'UPE. Les fonctions répertoriées dans les tableaux suivants ne sont pas définies de façon exhaustive.

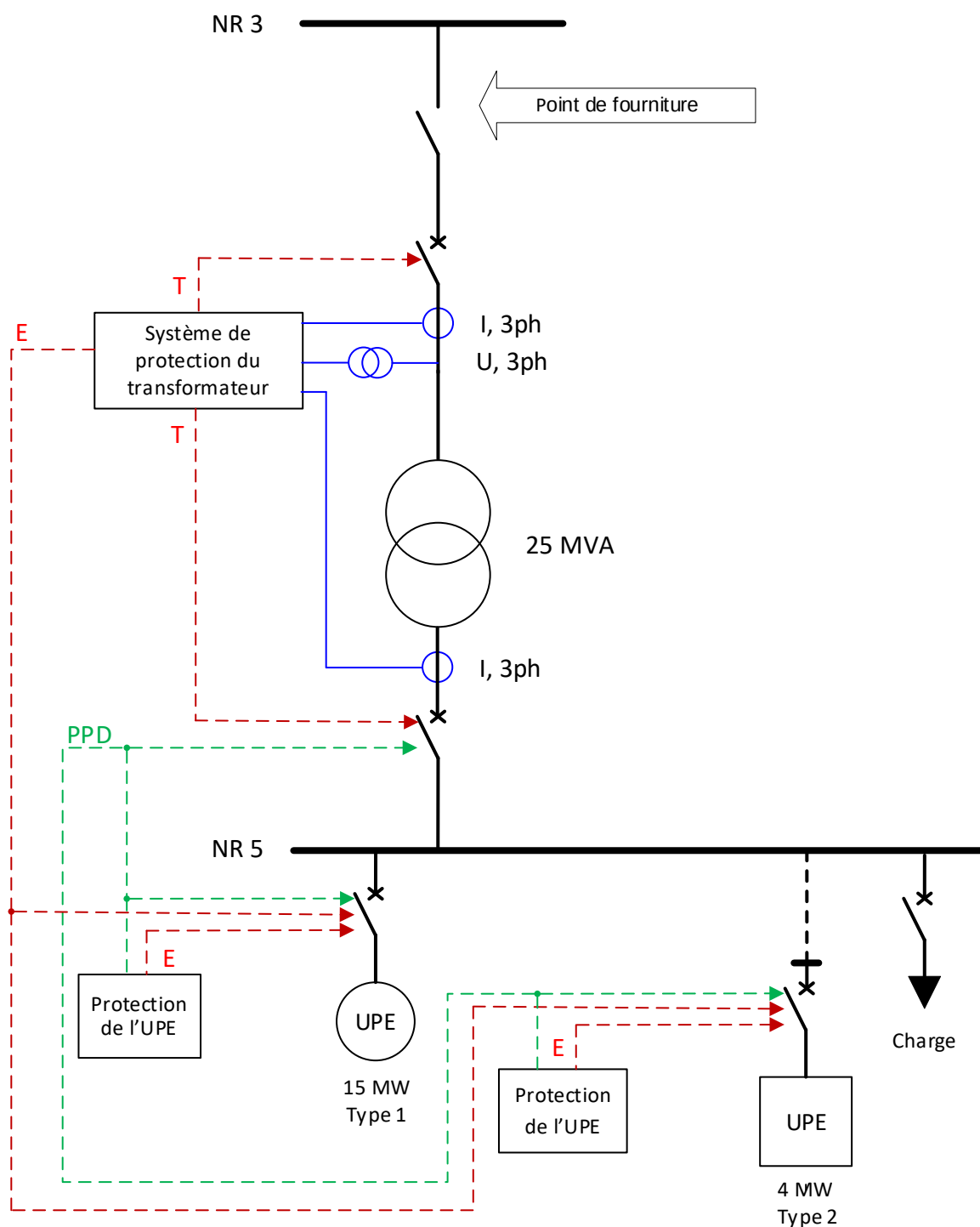


Figure 16: Exemple d'application NR 3 – classe de puissance B type 1 et type 2

Système de protection du transformateur			Description
SN EN	ANSI		
$I>, I>>$	50/51	T & E	Protection court-circuit du transformateur
$I_{0>}$	51N	T & E	Protection contre les défauts à la terre du transformateur ¹⁾
$I>/I_{0>}BF$	50/51BF	PDD	Protection contre les défaillances du disjoncteur
$I>/U<$	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension
$U_{0>}$	59N	E / T	Protection contre les défauts à la terre du réseau ¹⁾
ΔI	87T	T & E	Protection différentielle du transformateur
$Z<$	21	T & E	Protection de distance ²⁾ Protection court-circuit du réseau et du transformateur
Protection Q-U		E	Protection de sous-tension et de la direction de la puissance ré-active ³⁾

Tableau 7: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.2

Système de protection de l'UPE			Description
SN EN	ANSI / IEEE		
$U<, U<<$	27	E	Protection de sous-tension
$U>, U>>$	59	E	Protection de surtension
$f<, f>$	81	E	Protection de fréquence
$I>/U<$	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension ⁴⁾
-	-	E	Identification du réseau en îlot
Réduction 50,2 Hz		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Tableau 8: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.2

Symboles conformément à SN EN 60617 (SN EN 60617-2 à SN EN 60617-13)

Chiffres conformément à ANSI/IEEE C37.2

T = déclenchement du disjoncteur du transformateur

E = déclenchement du disjoncteur de l'UPE

PDD = protection contre les défaillances de disjoncteur à 2 niveaux; requise ou non selon le concept de protection

¹⁾ si exigé par le GRD (en fonction du concept de protection et du régime du neutre)

²⁾ protection de distance selon le concept de protection

³⁾ peut également être réalisé dans le relais de protection du transformateur; la protection Q-U n'est nécessaire au point de fourniture que pour les générateurs asynchrones et les générateurs avec inducteur à aimant permanent.

⁴⁾ uniquement pour les installations de production rotatives sans convertisseur



A.3 Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 1 et type 2

Dans l'exemple suivant, le transformateur est raccordé au NR 5 avec un disjoncteur en raison de sa puissance nominale de 2,5 MVA ainsi que d'autres critères détaillés ci-après.

L'exploitant de l'installation doit prévoir d'autres fonctions de protection pour l'UPE. Les fonctions répertoriées dans les tableaux suivants ne sont pas définies de façon exhaustive.

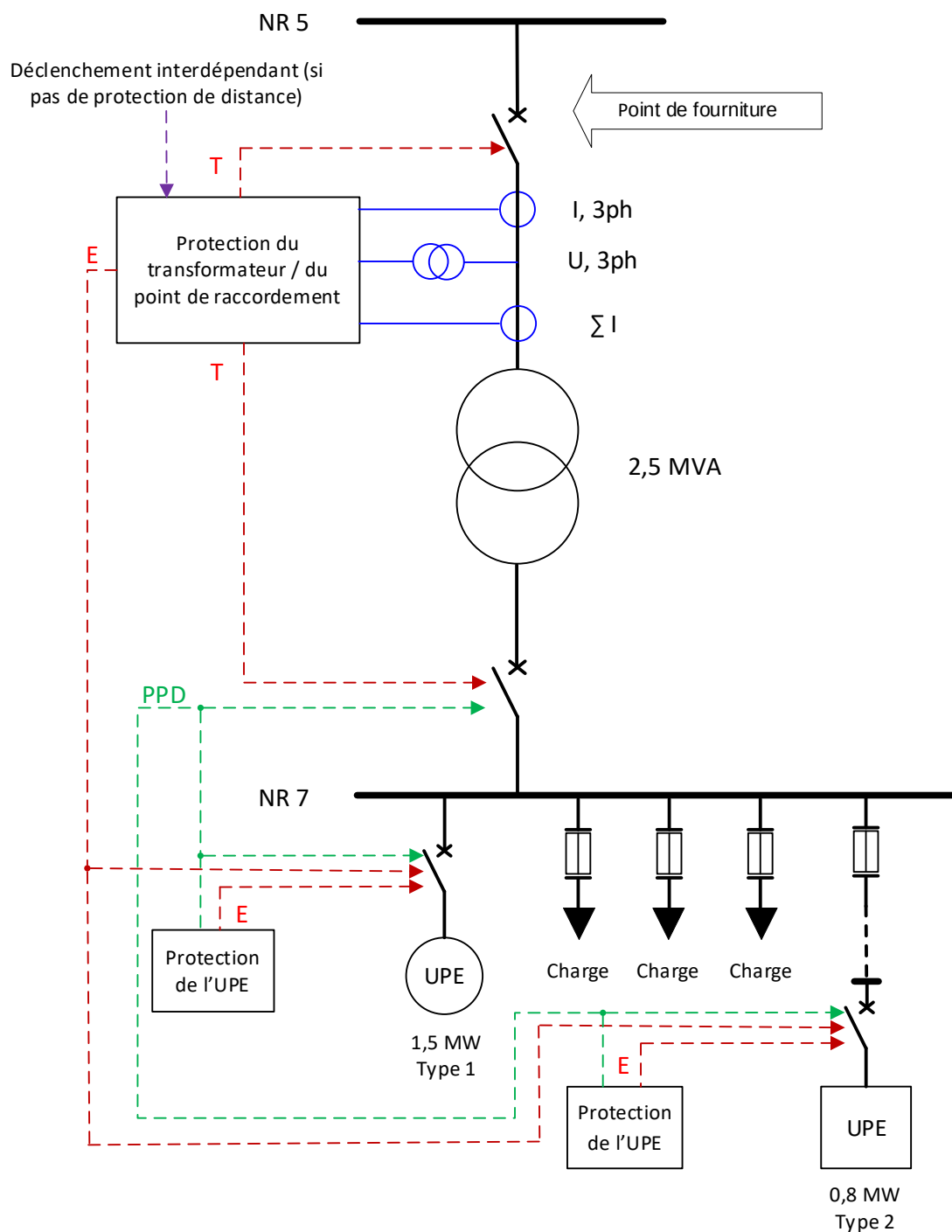


Figure 17: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 1 et type 2

Système de protection du transformateur			Description
SN EN	ANSI		
$I>, I>>$	50/51	T & E	Protection court-circuit du transformateur
$I_0>$	51N	T & E	Protection contre les défauts à la terre du transformateur ¹⁾
$I>/I_0>BF$	50/51BF	PDD	Protection contre les défaillances du disjoncteur
$U_0>$	59N	E / T	Protection contre les défauts à la terre du réseau ¹⁾
$Z<$	21	T & E	Protection de distance ²⁾ Protection court-circuit du réseau et du transformateur
Déclenchement interdépendant	85	T & E	Comparaison de signaux pour la protection de distance ou de surintensité
Protection Q-U		E	Protection de sous-tension et de la direction de la puissance réactive ³⁾

Tableau 9: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.3

Système de protection de l'UPE			Description
SN EN	ANSI / IEEE		
$U<, U<<$	27	E	Protection de sous-tension
$U>, U>>$	59	E	Protection de surtension
$f<, f>$	81	E	Protection de fréquence
$I>/U<$	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension ⁴⁾
-	-	E	Identification du réseau en îlot
Réduction 50,2 Hz		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Tableau 10: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.3

Symboles conformément à SN EN 60617 (SN EN 60617-2 à SN EN 60617-13)

Chiffres conformément à ANSI/IEEE C37.2

T = déclenchement du disjoncteur du transformateur

E = déclenchement du disjoncteur de l'UPE

PDD = protection contre les défaillances de disjoncteur à 2 niveaux; requise ou non selon le concept de protection

¹⁾ si exigé par le GRD (en fonction du concept de protection et du régime du neutre)

²⁾ vérifier si l'utilisation d'une protection de distance pour les installations rotatives > 1 MVA ou les IPE avec convertisseurs > 3 MVA selon le concept de protection du GRD est à prévoir. Sinon, utiliser une protection de tension $U<$, $U<<$ et $U>$, $U>>$ au point de fourniture.

³⁾ peut également être réalisé dans le relais de protection du transformateur; la protection Q-U n'est nécessaire au point de fourniture que pour les générateurs asynchrones et les générateurs avec inducteur à aimant permanent.

⁴⁾ uniquement pour les installations de production rotatives sans convertisseur



A.4 Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 700 kW

Conformément aux conditions techniques de raccordement du GRD, une protection contre les défauts à la terre est nécessaire côté haute tension du transformateur (I0> pour la protection contre les défauts à la terre du transformateur, U0> pour celle du réseau).

En concertation avec le GRD, les fonctions de protection de la tension et de la fréquence peuvent être réalisées au NR 7 au moyen d'une protection RI externe conformément aux prescriptions du document de la branche «RR-IPE-NE 7 – CH» de l'AES.

L'exploitant de l'installation doit prévoir d'autres fonctions de protection pour l'UPE. Les fonctions répertoriées dans les tableaux suivants ne sont pas définies de façon exhaustive.

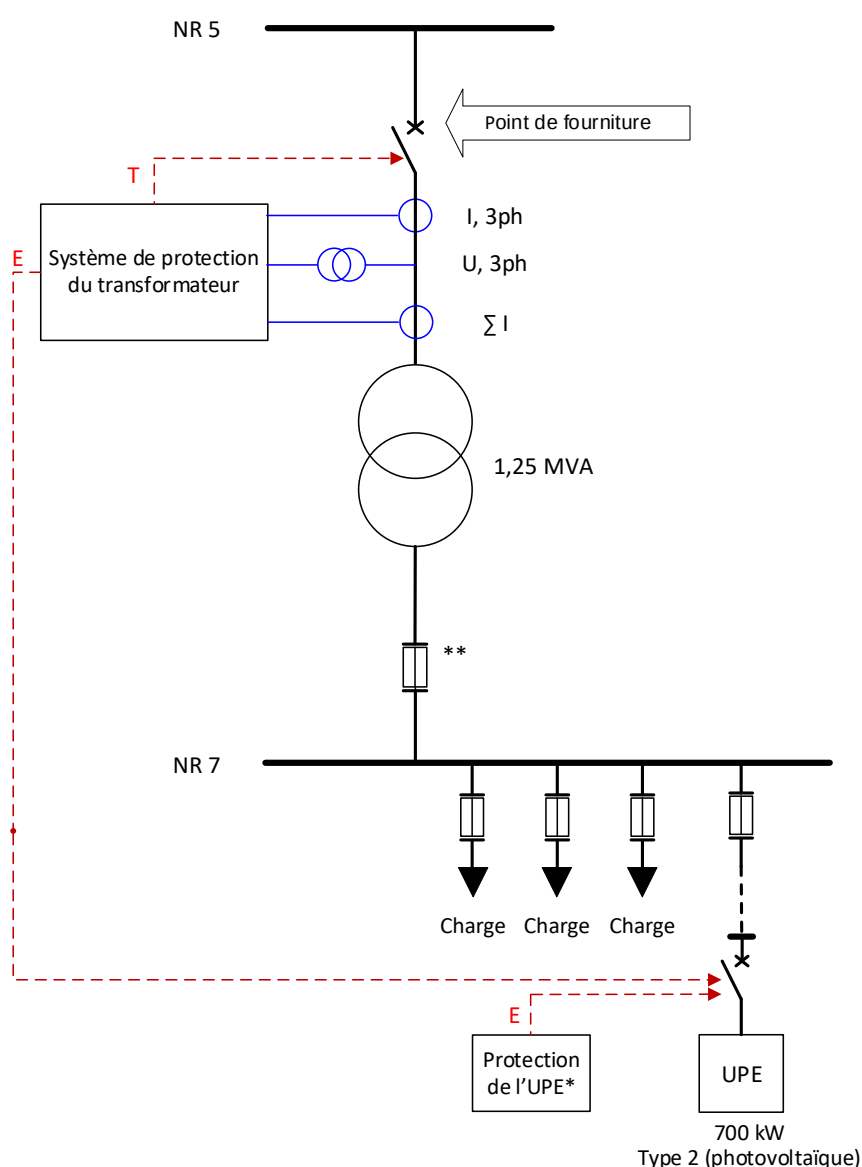


Figure 18: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 700 kW

* Pour la protection RI de l'installation de production, toutes les prescriptions du document de la branche en vigueur «RR/IPE-NR 7 – CH» de l'AES s'appliquent.

** Au NR 7, il est possible d'utiliser des fusibles ou un disjoncteur avec fonctions de protection.

Système de protection du transformateur			Description
SN EN	ANSI		
I>, I>>	50/51	T & E	Protection court-circuit du transformateur / fusible ¹⁾
I ₀ >	51N	T & E	Protection contre les défauts à la terre du transformateur ¹⁾
U ₀ >	59N	E / T	Protection contre les défauts à la terre du réseau ¹⁾
U<, U<<	27	T	Protection de sous-tension ¹⁾
U>, U>>	59	T	Protection de surtension ¹⁾
f<, f>	81	T	Protection de fréquence ¹⁾

Tableau 11: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.4

Système de protection de l'UPE			Description
SN EN	ANSI		
U<, U<<	27	E	Protection de sous-tension
U>, U>>	59	E	Protection de surtension
U > 10 min	59	E	Protection de surtension valeur moyenne sur 10 min
f<, f>	81	E	Protection de fréquence
I>/U<	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension ²⁾
-	-	E	Identification de réseau en îlot (p. ex. procédé shift)
Réduction 50,2 Hz		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Tableau 12: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.4

T = déclenchement du disjoncteur du transformateur

E = déclenchement du disjoncteur de l'UPE

¹⁾ si exigé par le GRD (en fonction du concept de protection et du régime du neutre)

²⁾ uniquement pour les installations de production rotatives sans convertisseur



A.5 Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 800 W sans protection contre les défauts à la terre au NR 5

Les dispositifs de protection des NR 5 et 7 sont découplés. Dans l'exemple suivant, aucun dispositif de protection contre les défauts à la terre au NR 5 n'est nécessaire côté GRD. L'utilisation de fusibles HPC jusqu'à une puissance nominale du transformateur de 1 MVA a été fixée conformément au manuel de l'AES «Guide protection Suisse (GPS-CH)».

L'exploitant de l'installation doit prévoir d'autres fonctions de protection pour l'UPE. Les fonctions répertoriées dans les tableaux suivants ne sont pas définies de façon exhaustive.

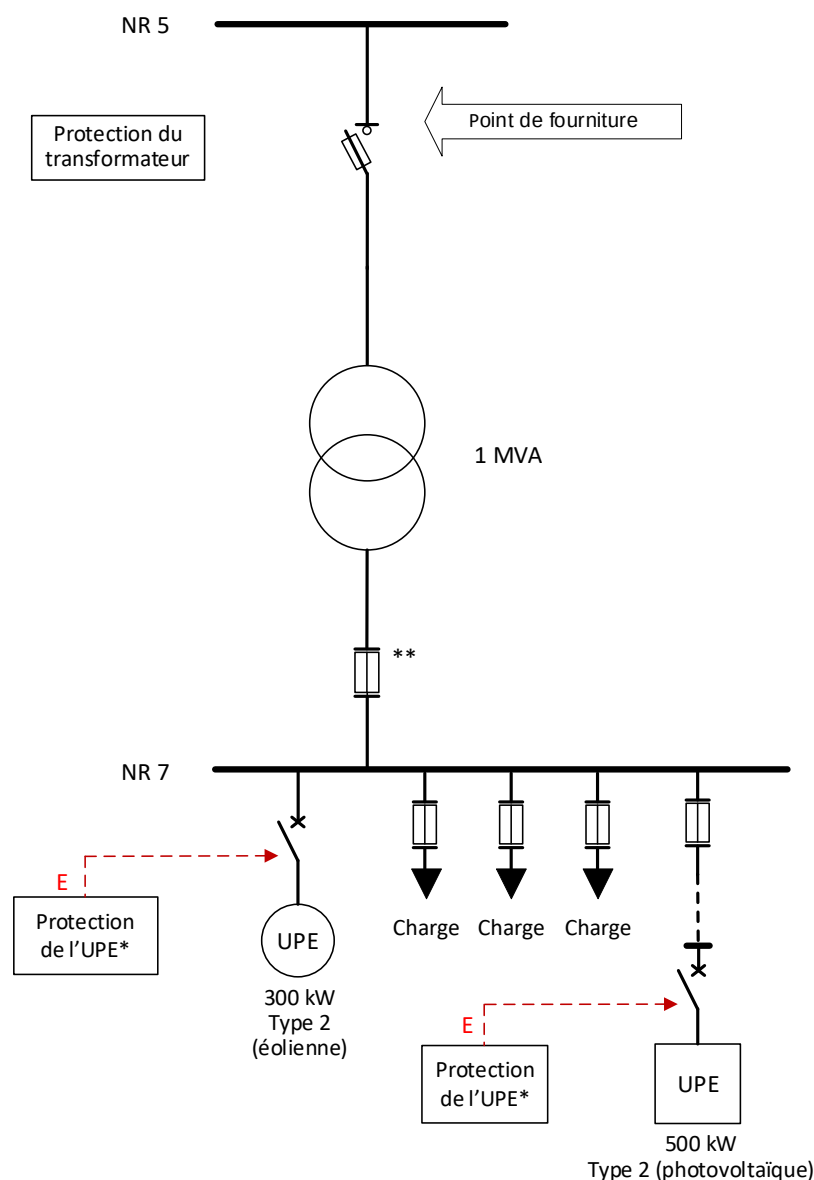


Figure 19: Exemple d'application NR 5 – classe de puissance B type 2 et installation PV 800 W sans protection contre les défauts à la terre au NR 5

* Pour la protection RI de l'installation de production, toutes les prescriptions du document de la branche en vigueur «RR/IPE-NR 7 – CH» de l'AES s'appliquent.

** Au NR 7, il est possible d'utiliser des fusibles ou un disjoncteur avec fonctions de protection.

Système de protection du transformateur			Description
SN EN	ANSI		
I>, I>>	50/51	T	Protection court-circuit du transformateur sous forme de fusible ¹⁾

Tableau 13: Indications pour le système de protection du transformateur dans l'exemple d'application A.5

Système de protection de l'UPE			Description
SN EN	ANSI		
U<, U<<	27	E	Protection de sous-tension
U>, U>>	59	E	Protection de surtension
U > 10 min	59	E	Protection de surtension valeur moyenne sur 10 min
f<, f>	81	E	Protection de fréquence
I>/U<	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension ²⁾
-	-	E	Identification de réseau en îlot (p. ex. procédé shift)
Réduction 50,2 Hz		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Tableau 14: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.5

T = déclenchement du disjoncteur du transformateur

E = déclenchement du disjoncteur de l'UPE

¹⁾ si exigé par le GRD (en fonction du concept de protection et du régime du neutre)

²⁾ uniquement pour les installations de production rotatives sans convertisseur



A.6 Exemple d'application NR 5 – IPE classe de puissance B type 1

L'exploitant de l'installation doit prévoir d'autres fonctions de protection pour l'UPE. Les fonctions répertoriées dans les tableaux suivants ne sont pas définies de façon exhaustive.

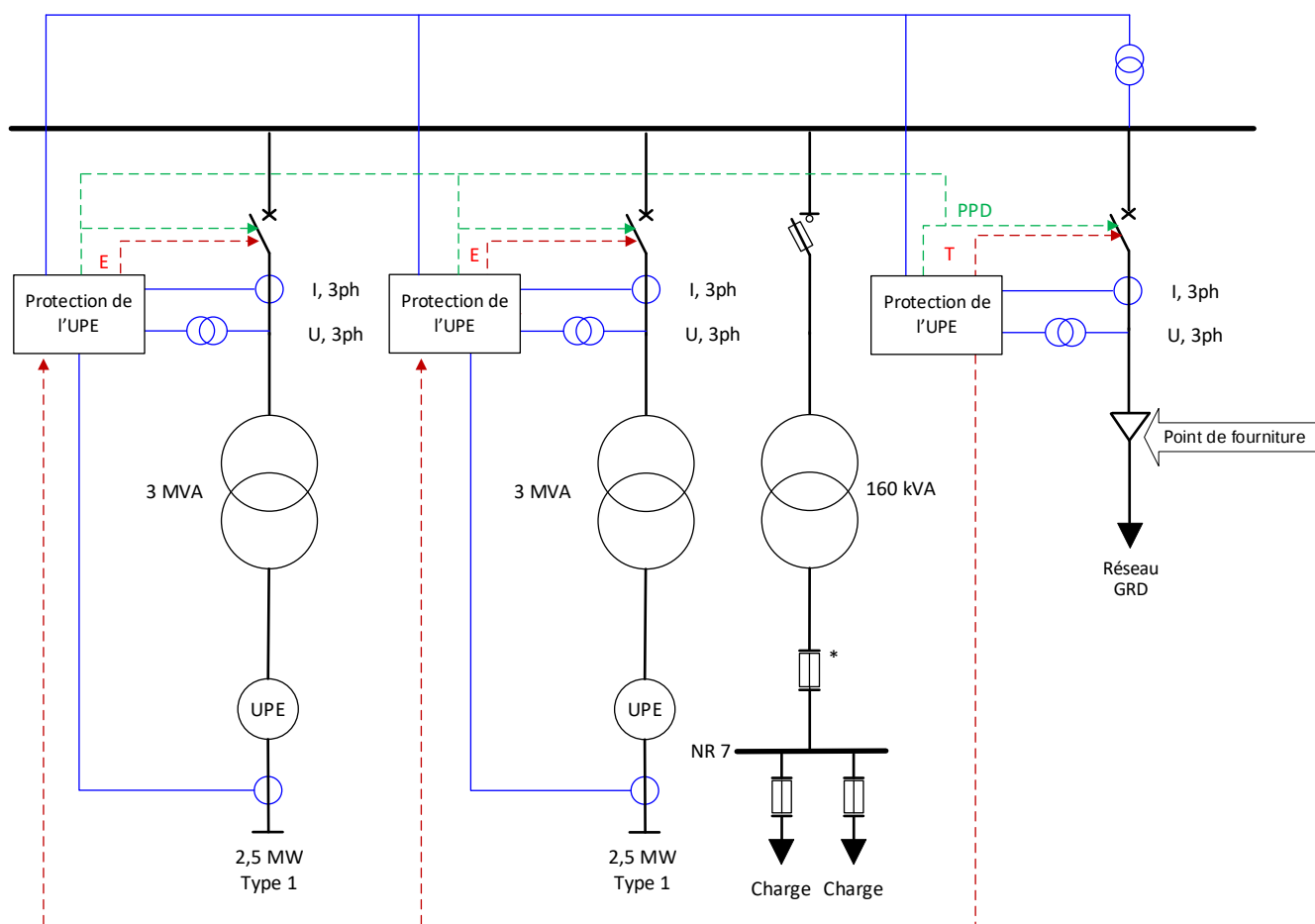


Figure 20: Exemple d'application NR 5 – IPE classe de puissance B type 1

* Au NR 7, il est possible d'utiliser des fusibles ou un disjoncteur avec fonctions de protection.

Système de protection de l'IPE			Description
SN EN	ANSI		
I>	50/51	T & E	Protection court-circuit
I ₀ >	51N	T & E	Protection contre les défauts à la terre ¹⁾
I>/I ₀ >BF	50/51BF	PDD	Protection contre les défaillances du disjoncteur
U ₀ >	59N	E / T	Protection contre les défauts à la terre du réseau ¹⁾
Z<	21	T & E	Protection de distance ²⁾ Protection court-circuit du réseau et du transformateur

Tableau 15: Indications pour le système de protection de l'IPE dans l'exemple d'application A.6

Système de protection de l'UPE			Description
SN EN	ANSI / IEEE		
U<, U<<	27	E	Protection de sous-tension
U>, U>>	59	E	Protection de surtension
f<, f>	81	E	Protection de fréquence
I>/U<	-	E	Protection surintensité dépendant de la tension ³⁾
ΔI	87T	T & E	Protection différentielle
-	-	E	Identification du réseau en îlot
Réduction 50,2 Hz		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Tableau 16: Indications pour le système de protection de l'UPE dans l'exemple d'application A.6

Symboles conformément à SN EN 60617 (SN EN 60617-2 à SN EN 60617-13)

Chiffres conformément à ANSI/IEEE C37.2

T = déclenchement du disjoncteur de l'IPE

E = déclenchement du disjoncteur de l'UPE

PDD = protection contre les défaillances de disjoncteur à 2 niveaux; requise ou non selon le concept de protection

¹⁾ si exigé par le GRD (en fonction du concept de protection et du régime du neutre)

²⁾ vérifier si l'utilisation d'une protection de distance pour les installations rotatives > 1 MVA ou les IPE > 3 MVA selon le concept de protection du GRD est à prévoir. Sinon, utiliser une protection de tension U<, U<< et U>, U>> au point de fourniture.

³⁾ uniquement pour les installations de production rotatives sans convertisseur



Annexe B Valeurs caractéristiques de la contribution au courant de court-circuit, des systèmes vectoriels de dénomination et du facteur K

B.1 Contribution des IPE aux courants de court-circuit

- (1) L'exploitation d'IPE ou d'UPE accroît les courants de courts-circuits du réseau, notamment dans la zone du point de fourniture. Ces hausses doivent être contrôlées et le cas échéant ajustées pour chaque installation primaire.
- (2) Le Tableau 17 présente les valeurs indicatives (courant nominal du générateur au niveau de la borne de raccordement). Les valeurs précises doivent être vérifiées dans les fiches techniques correspondantes.

	Courant alternatif de court-circuit de départ I_{KE}''	Courant alternatif de court-circuit I_{KE}	Courant de court-circuit de crête i_{pE}
	Valeur effective de la part 50 Hz du courant pendant les 20 premières millisecondes après la défaillance	Valeur effective du courant après 150 millisecondes et à la fin de la défaillance	
Générateurs synchrones	8 x	5 x	20 x
Générateurs synchrones (non applicable aux courts-circuits tripolaires)	6 x	5 x	12 x
Générateurs asynchrones avec double injection	3 x	1 x	8 x
Convertisseurs	1 x	1 x	2 x

Tableau 17: Valeurs indicatives de la contribution des IPE aux courants de court-circuit



- (3) La figure suivante explique le principe du renforcement de la tension pour les convertisseurs. U est la tension actuelle, où $\Delta U = U - U_c$. Cette figure est également valable pour les intensités $\Delta i_{B1,2}$ et les tensions $\Delta u_{1,2}$ dans les composants symétriques.

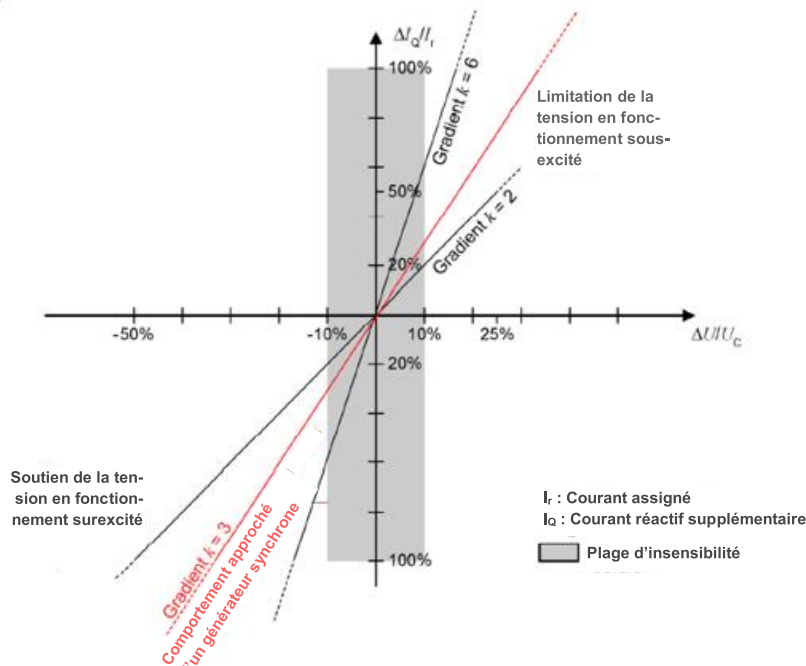


Figure 21: Principe du renforcement de la tension en cas de défaillances et de sauts de tension (figure: SN EN 50549-2)

B.2 Modes d'exploitation des générateurs et comportements correspondants

- (1) L'angle entre le phaseur de courant et le phaseur de tension est compté positivement dans le sens inverse des aiguilles d'une montre. Dans les illustrations suivantes, lorsque l'on met le phaseur de courant sur l'axe réel (+P), la position du phaseur de tension correspond à l'angle de phase de la puissance apparente et à celui de l'impédance raccordée dans le système vectoriel de dénomination considéré.

B.2.1 Système vectoriel de dénomination de consommation

- (1) Les quatre modes d'exploitation sont différenciés ci-dessous et représentés dans les quadrants de puissance à l'aide du système vectoriel de dénomination de consommation.

	Générateur	Consommateur
sous-excité (comportement inductif)	II Quadrant $P < 0$ $Q > 0$, le générateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif)	Quadrant I $P > 0$ $Q > 0$, le consommateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif)
surexcité (comportement capacitif)	III. Quadrant $P < 0$ $Q < 0$, le générateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)	IV. Quadrant $P > 0$ $Q < 0$, le consommateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)

Tableau 18: Tableau représentant les types de fonctionnement des générateurs (système vectoriel de dénomination de consommation)

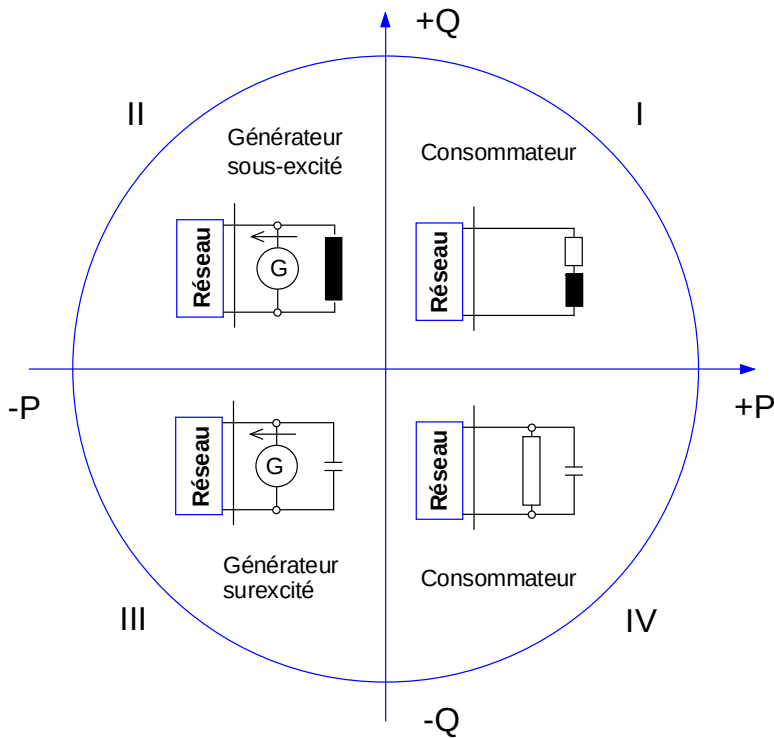


Figure 22: Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation



B.2.2 Système vectoriel de dénomination de production

- (1) Les quatre modes d'exploitation sont différenciés ci-dessous et représentés dans les quadrants de puissances à l'aide du système vectoriel de dénomination de production.

	Consommateur	Générateur
surexcité (comporte- ment capaci- tif)	II Quadrant $P < 0$ $Q < 0$, le consommateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)	Quadrant I $P > 0$ $Q < 0$, le générateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)
sous-excité (comporte- ment inductif)	III. Quadrant $P < 0$ $Q > 0$, le consommateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif)	IV. Quadrant $P > 0$ $Q > 0$, le générateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif)

Tableau 19: Tableau représentant les types de fonctionnement des générateurs (système vectoriel de dénomination de production)

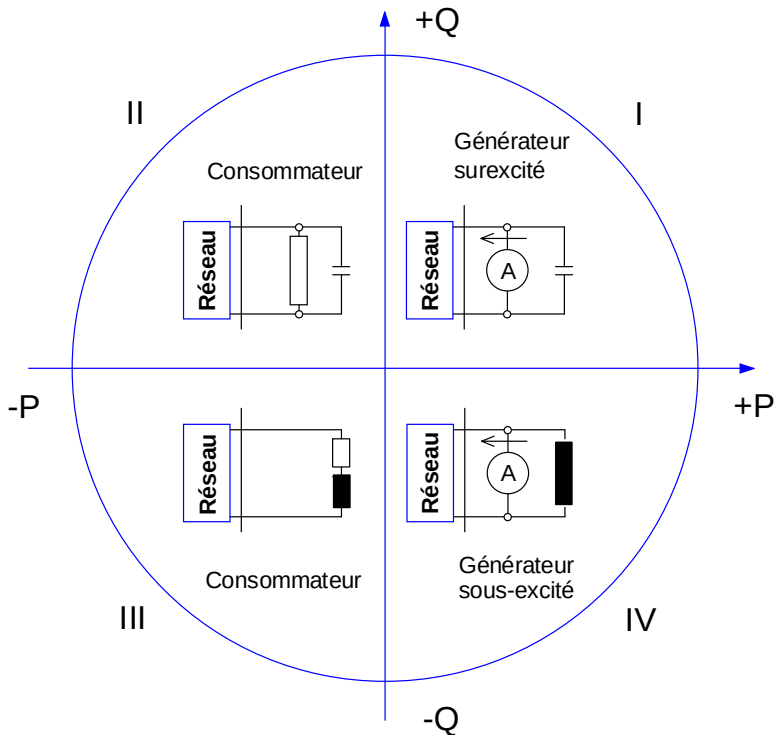


Figure 23: Représentation par le système vectoriel de dénomination de production



B.3 Détermination du réglage du facteur K

- (1) La méthode présentée ci-après permet de déterminer approximativement le facteur K à régler sur une unité de production. À cet effet, il faut que le rapport de transformation des transformateurs corresponde à peu près à celui des tensions nominales du réseau (sinon, il est possible d'appliquer un facteur de correction). Seules les impédances essentielles sont prises en compte et utilisées comme réactances pures. Les réseaux de très grande envergure peuvent être pris en compte dans leur globalité avec un facteur de majoration c_k .

B.3.1 Exemple de parc éolien

- (1) L'exemple suivant présente un parc éolien raccordé à un réseau haute tension. Le gestionnaire du réseau prescrit un facteur K $k_{\text{consigne}} = 2$.

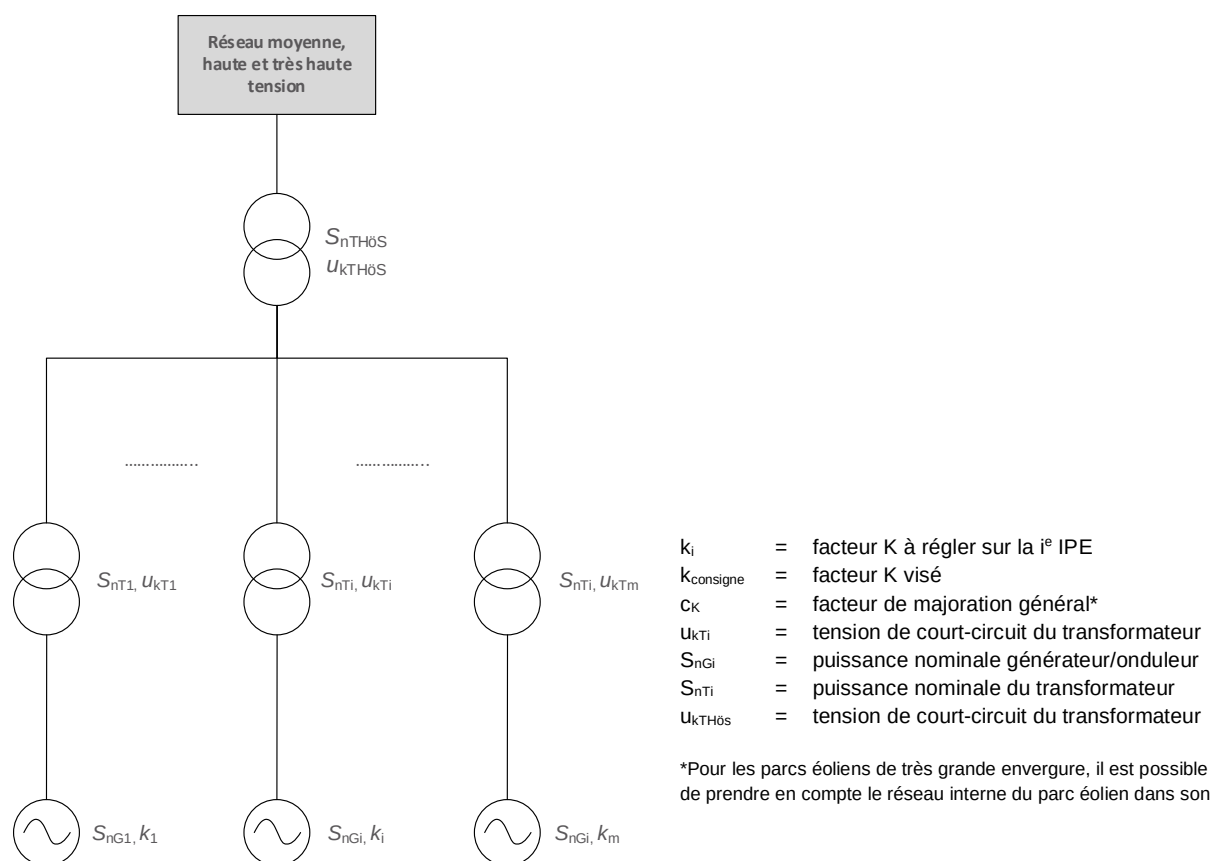


Figure 24: Détermination du réglage du facteur K pour un parc éolien

Le facteur K k_i à régler sur l'unité de production peut être déterminé selon l'équation suivante:

$$k_i = \frac{c_k}{\frac{1}{k_{\text{soll}}} - u_{kTi} * \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} * \frac{\sum_1^m S_{nGi}}{S_{nTHS}}}$$

Remarque: Étant donné que le facteur K ne peut être réglé que par paliers de 0,5 sur l'IPE, un calcul approximatif sans recours à un programme de planification du réseau est souvent suffisant.

Annexe C Répercussions sur le réseau

- (1) En règle générale, un concept de protection de l'installation est établi pour les IPE raccordées aux réseaux moyenne ou haute tension.
- (2) Le concept de protection de l'IPE raccordée à un point de fourniture doit protéger contre les répercussions d'une panne ou les réactions inadmissibles aussi bien les installations du GRD et de l'utilisateur du réseau que celles de tiers impliqués. Le concept de protection des installations, le type d'équipements de protection et leurs réglages sont coordonnés entre le GRD et l'utilisateur du réseau.
- (3) Le GRD est responsable de l'exploitation des réseaux moyenne et haute tension et du respect des valeurs-limites fixées par la norme de qualité de tension SN EN 50160. Cette mission exige de faire des simulations et d'évaluer les IPE selon les répercussions sur le réseau, et ce avant leur raccordement au réseau de distribution.
- (4) Les valeurs limites d'émissions présentées dans les Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ servent en principe à vérifier les répercussions sur le réseau générées par les installations soumises à une obligation d'autorisation des utilisateurs du réseau.
- (5) Le raccordement et l'exploitation d'IPE aux réseaux moyenne et haute tension influe sur la qualité de la tension, de façon plus ou moins importante selon la performance (puissance de court-circuit) des réseaux moyenne et haute tension au point de fourniture ou de connexion de l'IPE et les répercussions sur le réseau qu'elle génère.
- (6) Des convertisseurs de mesure sont utilisés dans les réseaux moyenne et haute tension. En règle générale, la fidélité de représentation des convertisseurs de mesure des stations de transformation est suffisante.
- (7) La procédure d'annonce pour les IPE avec un point de fourniture aux réseaux moyenne et haute tension n'est pas traitée dans le présent document. Cette procédure se fonde sur l'Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE).



Annexe D Références normatives / sources

D.1 Législation à l'échelle fédérale

<http://www.admin.ch>
<http://www.elcom.admin.ch>
<http://www.estl.admin.ch>

Législation fédérale
Loi sur les installations électriques, RS 734.0 (LIE du 24.06.1902, état au 01.01.2021)
Ordonnance sur le courant faible, RS 734.1 (du 30.03.1994, état au 20.04.2016)
Ordonnance sur le courant fort, RS 734.2 (du 30.03.1994, état au 01.06.2019)
Loi sur l'approvisionnement en électricité, RS 734.7 (LApEI du 23.03.2007, état au 01.06.2021)
Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques RS 734.25 (OPIE, état au 01.06.2021)
Ordonnance sur les matériels électriques à basse tension, RS 734.26 (OMBT du 25.11.2015, état au 01.01.2022)
Ordonnance sur les installations à basse tension, RS 734.27 (OIBT du 07.11.2001, état au 01.01.2022)
Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, RS 734.71 (OApEI du 14.03.2008, état au 01.06.2021)
Textes de la Commission fédérale de l'électricité ElCom (Organe de surveillance de l'approvisionnement en électricité)
Directive 1/2019 Renforcements du réseau
Directive 1/2018 Comportement des installations de production d'énergie décentralisées en cas d'écart par rapport à la fréquence standard
Textes de l'Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI (Organe de surveillance de la sécurité électrique)
Directive ESTI 235.0721, Directives relatives à la soumission des projets (état au 01.07.2021)

Tableau 20: Législation fédérale



D.2 Documents de la branche AES

VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité : Modèle du marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE-CH). Document de base pour la réglementation subsidiaire des aspects centraux de l'organisation du marché suisse de l'électricité et base pour tous les documents de la branche. Édition 2018. www.electricite.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Manuel : Garanties d'origine et programmes d'encouragement (HB-HKN+FP-CH). Vue d'ensemble de tous les processus et informations importantes sur les GO, la RUP, le SRI, les contributions d'investissement et le FFS. Édition 2018. www.electricite.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité : Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD-CH). Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution de l'utilisation des réseaux de distribution suisses. Édition 2021. www.electricite.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité : Distribution Code Suisse (DC-CH). Définition des principes techniques et des exigences minimales pour le raccordement au réseau de distribution ainsi que l'exploitation et l'utilisation des réseaux de distribution en Suisse. Édition 2020. www.electricite.ch
Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité : Transmission Code (TC-CH). Le Transmission Code définit les principes techniques et les exigences envers l'exploitation et l'utilisation du réseau de transport suisse, ainsi que les rôles en résultant pour les acteurs impliqués. Édition 2019. www.swissgrid.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche : Metering Code Suisse (MC-CH). Concept de gestion des données de mesure pour le marché suisse de l'électricité en vue d'une mise à disposition des données de mesures efficace pour tous les acteurs du marché impliqués et réalisable avec la qualité requise. Édition 2022. www.electricite.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche : Raccordement au réseau pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution (NA/RR-CH). Recommandations pour le raccordement de consommateurs finaux, de gestionnaires de réseau de distribution et d'unités de production au réseau de distribution. Édition 2019. www.electricite.ch
VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche Prescriptions des distributeurs d'électricité Suisse (PDIE-CH). Conditions techniques de raccordement (CTR) pour le raccordement de récepteurs d'énergie, d'installations de production et d'installations de stockage d'énergie électrique, raccordés au réseau basse tension. Édition 2021. www.electricite.ch

Tableau 21: Documents de la branche de l'AES



D.3 Normes

SN EN 50160: Caractéristiques de la tension dans les réseaux publics de distribution , édition 2010 https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/
SN EN 50549-2:2019 Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution - Partie 2: Raccordement à un réseau de distribution BT – Centrales électriques jusqu’au Type B inclus , édition 2019 https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/
SN EN 62109 -1:2010 / -2:2011 Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les réseaux d’énergie photovoltaïque – Partie 1: Exigences générales , édition juillet 2010 Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les réseaux d’énergie photovoltaïque – Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs , édition septembre 2011 https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/
SN EN 61000-4-30:2015 et corr. (janv. 2017) Méthodes de mesure de la qualité de l’alimentation https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/
IEC 60034-1:2022 Machines électriques tournantes - Partie 1 : Caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/

Tableau 22: Normes



D.4 Aperçu des références aux textes réglementaires et normatifs

Section du présent document	Disposition réglementaire / base normative
Avant-propos	Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI, art. 4 h, 18 (1), (2), 20), état au 1 ^{er} juin 2021
1.2 Objectif de la recommandation de la branche	Directive ECom Renforcements du réseau TC-CH, DC-CH
2 Champ d'application	Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques (OPIE), état au 1 ^{er} juillet 2021 D-A-C-H-CZ - Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux. – 3 ^e édition 2021. En particulier la Partie B, Section II Moyenne tension, Partie B Section III Haute tension. http://www.electricite.ch
3.1 Classification des IPE	EN 50549-2 pour la moyenne tension RfG (Requirements of Generators)
5.1 Généralités - Arrêt temporaire de l'IPE en cas de perturbation par le GRD	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI, art. 5) état au 1 ^{er} juin 2021)
5.2 Plage de tension - Plage de tension autorisée de l'IPE - Plage de fréquence autorisée de l'IPE	EN 50549-2, ch. 4.4.4 EN 50549-1, ch. 4.4.2 – tableau 1
5.3 Réglage de la puissance réactive - Émission de puissance réactive inductive / capacitive - Absorption de puissance réactive inductive / capacitive - Valeur standard pour $\cos \varphi = 1,0$	EN 50549-2, ch. 4.7.2.2
5.3.1 Courbe caractéristique $\cos \varphi (P)$ - Exigences - Courbe caractéristique	EN 50549-2, ch. 4.7.2.3.4 Exemple adapté à la Suisse
5.3.2 Courbe caractéristique $Q(U)$ - Exigences - Courbe caractéristique	EN 50549-2, ch. 4.7.2.3.3 Exemple adapté à la Suisse
5.3.3 Courbe caractéristique $P(U)$ - Exigences - Courbe caractéristique	EN 50549-2, ch. 4.7.3 Exemple adapté à la Suisse
5.7.1 Soutien dynamique du réseau et comportement tension-temps dans les courbes caractéristiques $u(t)$ (FRT) Courbes caractéristiques $u(t)$ pour les IPE de type 1 (synchrone) Courbes caractéristiques $u(t)$ pour les IPE de type 2 (non synchrone)	EN 50549-2, ch. 4.5.3.3 (UVRT - type 1) EN 50549-2, ch. 4.5.3.2 (UVRT - type 2) EN 50549-2, ch. 4.5.4 (OVRT - types 1/2)
5.8.2 Comportement de fréquence en cas de surfréquence - Exigences - Courbe caractéristique	EN 50549-2, ch. 4.6.1 Exemple adapté à la Suisse
5.8.3 Comportement de fréquence en cas de sous-fréquence - Exigences - Courbe caractéristique	EN 50549-2, ch. 4.6.2 Exemple adapté à la Suisse
5.8.4 Résistance aux modifications de fréquence rapides - Exigences	EN 50549-2, ch. 4.5.2 (ROCOF immunity)

Tableau 23: Références aux textes normatifs



Annexe E Paramètres régionaux Suisse

E.1 Installations de type B (AES RR/IPE – CH 2020 Type B)

Applicable aux installations de type 2 (non synchrones - convertisseurs et générateurs asynchrones)
Les valeurs de réglage indiquées dans le tableau ci-dessous correspondent aux paramètres régionaux au NR 7, à l'exception des tensions de référence.

<i>Grid connection criterias</i>				
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Remarque relative au paramètre
Tension minimale pour la mise en circuit	$U_{ac} \text{ min}$	V	85% de U_n	En basse tension, $U_c = U_n$
Tension maximale pour la mise en circuit	$U_{ac} \text{ max}$	V	110% de U_n	En basse tension, $U_c = U_n$
Fréquence minimale pour la mise en circuit	f min	Hz	47,5	
Fréquence maximale pour la mise en circuit	f max	Hz	50,1	Doit coïncider avec $U_{ac} \text{ NP}$
Temps pour vérification U/f avant réenclenchement	t	s	600	Délai de temporisation minimal pour le réenclenchement après une défaillance
Rampe lors du démarrage	Soft Start	-	ON	Valeur standard: enclenché
Gradient de la rampe	P_{ac} Augmentation	% P_n /Min	10	

Tableau 24: *Grid connection criterias* type B



Grid protection criterias					
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Temps	Remarque relative au paramètre
Surtension	U >>	V	120% de U _c ^{a)}	≤ 100 ms	
Surtension (moyenne glissante sur 10 min)	U >	V	110% de U _c ^{b), c)}	≤ 100 ms	
Sous-tension	U <	V	80% de U _c ^{d)}	≤ 1'500 ms	
Sous-tension	U <<	V	45% de U _c ^{d)}	≤ 300 ms	
Sous-fréquence	f <	Hz	47,5	≤ 100 ms	
Surfréquence	f >	Hz	51,5	≤ 100 ms	
Réduction de la puissance en fonction de la fréquence	P (f)	-	ON	-	Valeur standard: enclenché
Seuil de démarrage de réduction de la puissance	f start	Hz	50,2	-	
Gradient de réduction de la puissance	P (f) red	% P _{nom} /Hz	40	-	
Identification des îlots	Anti îlotage	s	5,0	-	Délai de déclaration de défaillance: dans les 5 s, preuve avec la norme SN EN 62116:2014

Tableau 25: Grid protection criterias type B

Grid Operation			
Paramètres	Symbole	Valeur (> 250 kVA)	Remarque relative au paramètre
Réglage de la puissance réactive	cos φ	1,0	Valeur par défaut 1,0 ou selon consigne du GRD
Comportement FRT	FRT	Oui (active)	Soutien dynamique du réseau <u>avec</u> injection de courant réactif
Facteur K	Facteur K	2,0	Valeur par défaut 2,0 ou selon consigne du GRD

Tableau 26: Grid Operation type B



Notes et remarques:

- a) La consigne de durée « ≤ 100 ms» pour la valeur de réglage du relais de protection s'appuie sur une durée propre maximale du relais de protection RI, disjoncteur de couplage compris, de 100 ms également. Le temps de mise hors circuit total maximal s'élève donc à 200 ms.
- b) Il convient de s'assurer que la tension $1,10 U_c$ n'est pas dépassée au point de fourniture. Si cette exigence est respectée grâce à une protection RI externe, le réglage de la protection de surtension $U>$ au niveau de l'IPE ou de l'UPE décentralisée est autorisé jusqu'à $1,15 U_c$. Le constructeur de l'installation doit, dans ce cas, prendre en compte les éventuelles répercussions sur l'installation du client. La combinaison d'une protection RI externe ($U>: 1,1 U_c$) et d'une protection RI intégrée ($U>: 1,1 U_c$ à $1,15 U_c$) est par conséquent recommandée lorsque la baisse de tension dans l'installation intérieure ne doit pas être négligée. Cela est typiquement le cas pour les câbles de raccordement de grande longueur.
- c) Si la fonction $U>$ n'évalue pas la valeur moyenne glissante sur 10 minutes, un réglage de $1,10 U_c$ avec une temporisation de 60 secondes est recommandé (hors de la plage OVRT). Il convient, dans ce contexte, de tenir compte de la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction / de réenclenchement.
- d) Si le réseau moyenne tension du GRD en amont de l'IPE est exploité avec un réenclenchement automatique, les réglages de protection suivants sont recommandés (IPE): Fonction $U<<: 0,45 U_c$, non temporisé (temporisation la plus réduite possible) et fonction $U<: 0,8 U_c$, 300 millisecondes. Il n'est pas obligatoire de respecter les exigences en matière de FRT dans ce cas. Le GRD définit les consignes relatives aux réglages de protection.

