



Recommandation de la branche

Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension

Spécifications techniques du raccordement et de
l'exploitation parallèle pour le NR 7

RR/IPE-NR 7 – CH 2025

Mentions légales et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstr. 10
CH – 5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs de la première édition (2014)

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
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 2020)

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Baer Monika	Primeo Netz AG, 4142 Münchenstein	Membre du GT
Dietrich Matthias	BKW Energie SA, 3072 Ostermundigen	Membre du GT
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Berne	Membre du GT (Swissolar)
Pleisch Robert	Repower AG, 7240 Küblis	Membre du GT
Rohs Arian	AEW Energie AG, 5001 Aarau	Responsable du GT
Satori Stefano	AET, 6500 Bellinzone	Membre du GT
Sattinger Walter	Swissgrid SA, 5001 Aarau	Membre du GT
Wartmann Bruno	ewz, 8050 Zurich	Membre du GT
Weber Stefan	Axpo Power AG, 5401 Baden	Membre du GT
Bader Patrick	AES, 5000 Aarau	Membre du GT



Auteurs de la 2^e révision (édition 2025)

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Hoang Anna	Primeo Netz AG, 4142 Münchenstein	Membre du GT
Dietrich Matthias	BKW Energie SA, 3072 Ostermundigen	Membre du GT
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Berne	Membre du GT (Swissolar)
Pleisch Robert	Repower AG, 7240 Küblis	Membre du GT
Rohs Arian	AEW Energie AG, 5001 Aarau	Responsable du GT
Heider Sven	Eniwa AG, 5033 Buchs	Membre du GT
Joye Patrick	Groupe E SA, 1763 Granges-Paccot	Membre du GT
Sattinger Walter	Swissgrid SA, 5001 Aarau	Membre du GT
Albisser Martin	Swissgrid SA, 5001 Aarau	Membre du GT
Dräyer Jonas	ewz, 8050 Zurich	Membre du GT
Casutt Stefan	CKW AG, 6015 Lucerne	Membre du GT
Gioffi Toni	Kraftwerke Hinterrhein AG, 7430 Thusis	Membre du GT
Widmer Patrick	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG, 9000 Saint-Gall	Membre du GT
Bader Patrick	AES, 5000 Aarau	Membre du GT

Responsabilité commission

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



Chronologie

Date	Brève description
17 novembre 2012	Attribution des tâches par la commission Technique réseau
14 mars 2013	Début des travaux du groupe de travail (GT)
Été 2014	Consultation au sein de la branche
3 décembre 2014	Approbation par le Comité de l'AES
26 juin 2018 – 8 mars 2020	Révision de la première édition 2014
25 mars 2020 – 22 mai 2020	Consultation au sein de la branche
31 août 2020	Approbation par le Comité de l'AES
27 février 2024 – 31 janvier 2025	Révision de la deuxième édition 2020
4 mars 2025 au 22 avril 2025	Consultation au sein de la branche
27 juin 2025	Approbation par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 27 juin 2025.

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 ce document sont interdits. 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 femmes et hommes

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 tant aux femmes qu'aux hommes. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Préface	10
1. Introduction	11
1.1 Généralités	11
1.2 Objectif de la recommandation de la branche	12
2. Champ d'application	13
2.1 Classification des IPE	15
2.1.1 Classification des niveaux de réseau	15
2.1.2 Classement par puissance	16
2.1.3 Caractéristiques des unités productrices d'énergie (UPE)	16
2.1.4 Combinaison de la puissance et des caractéristiques	16
3. Répercussions techniques et recommandations pour le réseau basse tension	18
3.1 Planification et structure du réseau	18
3.2 Protection du réseau	18
4. Exigences relatives au comportement de l'IPE	20
4.1 Généralités	20
4.2 Plages de fréquence et de tension	20
4.3 Réglage de la puissance réactive (soutien statique du réseau)	21
4.3.1 Courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P)	22
4.3.2 Courbe caractéristique Q(U)	23
4.4 Réglage de la puissance active – courbe caractéristique P(U)	23
4.5 Aptitude au démarrage autonome	24
4.6 Marche en îlotage	24
4.7 Soutien dynamique du réseau et rapport tension-temps dans les courbes caractéristiques u(t)	24
4.7.1 Exigences générales applicables aux IPE ≤ 800 W	24
4.7.2 Exigences générales applicables aux IPE > 800 W	24
4.7.3 Comportement des IPE > 800 W à ≤ 250 kW avec soutien dynamique du réseau limité	27
4.7.4 Comportement des IPE > 250 kW avec injection de courant réactif pour le soutien dynamique du réseau	27
4.8 Comportement de fréquence	28
4.8.1 Généralités	28
4.8.2 Aperçu du comportement de la puissance active en cas de surfréquence ou de sous-fréquence	29
4.8.3 Comportement de fréquence en cas de surfréquence	30
4.8.4 Comportement de fréquence en cas de sous-fréquence	31
4.8.5 Robustesse face aux modifications de fréquence rapides	32
4.8.6 Robustesse face aux sauts de phase	33
5. Exploitation	34
5.1 Généralités	34
5.2 Conditions de mise en circuit/synchronisation	34
5.3 Perturbations, travaux de maintenance et mises en circuit sur le réseau	35
5.4 Accès à distance et mises à jour d'un microprogramme	35
6. Exigences relatives au raccordement au réseau de distribution	36
6.1 Généralités	36
6.1.1 Accès et contact avec le GRD	36



6.1.2	Générateurs de secours (installations auxiliaires d'alimentation)	36
6.2	Coupe-surintensité de l'IPE	37
6.3	Disjoncteur de couplage	38
6.4	Protection du réseau et des installations (protection RI)	38
6.4.1	Généralités	38
6.4.2	Protection RI intégrée	41
6.4.3	Recommandations de réglage pour la fonction de protection RI	41
6.4.4	Identification des îlots	43
6.5	Interfaces commande, réglage et mesure	43
6.5.1	Interfaces pour les IPE ≤ 250 kW	44
6.5.2	Interfaces pour les IPE > 250 kW	44
6.5.3	Réduction de l'injection pour les installations photovoltaïques sur demande de l'exploitant de l'IPE	45
6.5.4	Diminution de l'injection d'une IPE	45
6.5.5	Liaison de communication	45
6.5.6	Exemples	45
6.6	Énergie auxiliaire	45
7.	Vérifications, réception et mesures	46
Annexe A	Exemples et explications (E+E)	47
A.1	Définition du point de fourniture et du point de couplage commun	47
A.2	Exemples de mise en œuvre	49
A.2.1	Installation photovoltaïque sans mode d'alimentation de secours (en aval du réseau)	49
A.2.2	Installations photovoltaïques sur plusieurs bâtiments avec installations de stockage d'énergie électrique sans mode d'alimentation de secours (en aval du réseau)	50
A.2.3	Installation photovoltaïque avec installation de stockage d'énergie électrique (avec mode alimentation de secours)	51
A.2.4	UPE avec protection RI externe (machine synchrone ou asynchrone)	52
A.2.5	Installation auxiliaire d'alimentation avec protection RI externe et exploitation réseau en parallèle	53
A.2.6	Installation auxiliaire d'alimentation pour alimentation de secours (exploitation réseau en parallèle uniquement à des fins de test)	54
A.2.7	Installation photovoltaïque avec protection RI centrale pour la surveillance de la tension au point de fourniture	55
A.2.8	Description de la réalisation de la protection RI externe avec disjoncteur de couplage externe	56
A.3	Exemples de commande à distance ou d'intégration au centre de conduite du GRD	57
A.3.1	Commande à distance d'une IPE ≤ 30 kVA	57
A.3.2	Commande à distance d'installations photovoltaïques (> 30 kVA) à l'aide d'une télécommande centralisée	58
A.3.3	Commande à distance d'installations photovoltaïques > 250 kW via téléconduite	59
Annexe B	Valeurs caractéristiques de la contribution au courant de court-circuit et des systèmes vectoriels de dénomination	60
B.1	Contribution des IPE aux courants de court-circuit	60
B.2	Modes d'exploitation des alternateurs et comportements correspondants	61
B.2.1	Système vectoriel de dénomination de consommation	61
B.2.2	Système vectoriel de dénomination de production	62



Annexe C	Mesure de réception et répercussions sur le réseau	63
C.1	Champ d'application.....	63
C.2	Introduction.....	63
C.3	Mesure.....	64
C.3.1	Critères pour la réalisation de la mesure de réception.....	64
C.3.2	Lieu de la mesure de réception.....	65
C.3.3	Exigences concernant les appareils de mesure	66
C.3.4	Définition des paramètres de mesure	66
C.3.5	Exigences et type de mesures.....	66
C.3.5.1	Exigences minimales en matière d'exploitation	67
C.3.5.2	Mesure de courte durée (env. une heure)	67
C.3.5.3	Mesure de longue durée (au moins sept jours).....	67
C.4	Analyse et évaluation des résultats de mesure	68
C.4.1	Généralités.....	68
C.4.2	Mesure de courte durée (env. une heure).....	68
C.4.2.1	Augmentation de la tension $\Delta U_{\text{Augmentation}}$	68
C.4.2.2	Niveau de tension des signaux de commande	69
C.4.2.3	Variation de tension ΔU lors du démarrage	69
C.4.2.4	Puissance de court-circuit S_{cV}	69
C.4.3	Mesure de longue durée (au moins sept jours)	69
C.5	Documentation.....	70
C.6	Marche à suivre en cas de dépassement des valeurs limites	70
Annexe D	Références normatives/sources.....	71
D.1	Législation à l'échelle fédérale.....	71
D.2	Documents de la branche de l'AES	72
D.3	Normes.....	73
D.4	Aperçu des références aux textes normatifs	74
Annexe E	Paramètres régionaux Suisse.....	75
E.1	Installations de type A (AES RR/IPE – CH 2025 type A).....	75
E.2	Installations de type B (AES RR/IPE – CH 2025 type B).....	77



Liste des figures

Figure 1: Structure des documents	10
Figure 2: Classification selon le type de production et les classes de puissance	15
Figure 3: Exigences relatives à la mise à disposition de la puissance réactive au point de fourniture à P_{max} (système vectoriel de dénomination de production)	22
Figure 4: Exemple de courbe caractéristique $\cos \varphi (P)$ en basse tension	22
Figure 5: Réglages standards courbe caractéristique $Q(U)$ (système vectoriel de dénomination de production)	23
Figure 6 Exemple de paramétrage standard du réglage $P(U)$	24
Figure 7: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 1 (synchrone)	26
Figure 8: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 2 (asynchrone) et d'une installation de stockage d'énergie électrique	26
Figure 9: Aperçu des exigences en matière de puissance de fourniture en fonction de la fréquence du réseau	29
Figure 10: Réduction de la puissance active autorisée en cas de surfréquence	30
Figure 11: Réduction de la puissance en cas de surfréquence	30
Figure 12: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence	31
Figure 13: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence avec valeurs	32
Figure 14: Fourniture de puissance inchangée en cas de baisse de fréquence passagère	33
Figure 15: Définition du point de fourniture et du point de couplage commun	47
Figure 16: Variantes de raccordement avec différents types d'IPE	48
Figure 17: Installation photovoltaïque avec protection RI intégrée	49
Figure 18: IPE avec plusieurs UPE après un point de fourniture	50
Figure 19: Installation photovoltaïque avec mode alimentation de secours et installation de stockage d'énergie électrique	51
Figure 20: Unité productrice d'énergie (UPE) comprenant par exemple une centrale à énergie totale équipée, une éolienne ou une centrale hydraulique avec une protection RI externe	52
Figure 21: Installation auxiliaire d'alimentation avec exploitation réseau en parallèle longue durée	53
Figure 22: Installation auxiliaire d'alimentation sans exploitation réseau en parallèle (seulement à court terme pour la synchronisation et le fonctionnement périodique de test selon les recommandations du fabricant)	54
Figure 23: Installation photovoltaïque avec protection RI centrale au niveau du point de fourniture	55
Figure 24: Relais de protection RI externe avec régulation pour la FRT et sécurité en cas de défaillance unique	56
Figure 25: Exemple de commande d'une IPE ≤ 30 kVA via un module de gestion de la charge	57
Figure 26: Exemple de commande d'une IPE 100 à 250 kVA par récepteurs TCFM	58
Figure 27: Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation	61
Figure 28: Représentation par le système vectoriel de dénomination de production	62
Figure 29: Proposition de dispositif de mesure	65



Liste des tableaux

Tableau 1: Classement des IPE par classe de puissance A à D	16
Tableau 2: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence au point de fourniture	20
Tableau 3: Exigences relatives à la mise à disposition et au réglage de la puissance réactive	21
Tableau 4: Conversion de la statique en gradient de puissance	31
Tableau 5: Valeurs de réglage de protection recommandées pendant l'exploitation-test des générateurs de secours	37
Tableau 6: Recommandations de réglage pour la protection RI	42
Tableau 7: Valeurs indicatives de la contribution des IPE aux courants de court-circuit	60
Tableau 8: Tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système de dénomination de consommation)	61
Tableau 9: Tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système vectoriel de dénomination de production)	62
Tableau 10: Législation fédérale	71
Tableau 11: Documents de la branche AES	72
Tableau 12: Normes	73
Tableau 13: Références aux textes normatifs	74
Tableau 14: Grid connection criterias type A	75
Tableau 15: Grid protection criterias type A	76
Tableau 16: Grid Operation type A	76
Tableau 17: Grid connection criterias type B	77
Tableau 18: Grid protection criterias type B	77
Tableau 19: Grid Operation type B	78



Préface

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 le réseau basse tension NA/EEA-NE7» est un document d'application.

Structure des documents

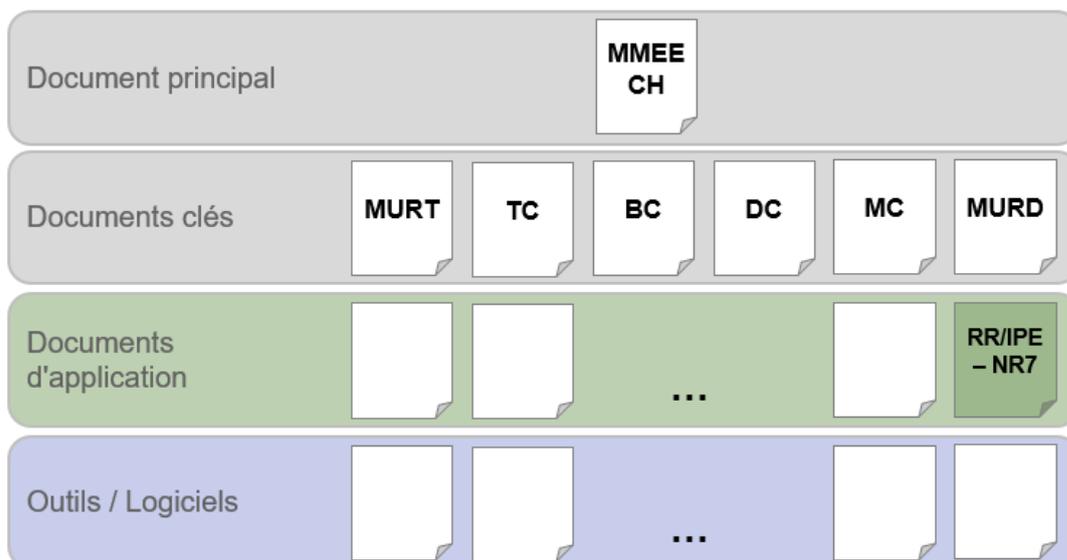


Figure 1: Structure des documents

Termes et définitions

En ce qui concerne les abréviations, les termes et les définitions, nous vous renvoyons au glossaire de l'AES (cf. [lien](#)).

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 une multitude de petites installations de production d'énergie (IPE) disséminées sur le territoire: depuis quelque temps, le nombre de petites 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 petite taille et de taille moyenne 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 électrique, les prosommateurs, 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 le présent document d'application «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension RR/IPE-NR 7)». 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 vérifient et 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, le TC-CH, le DC-CH et le RR/IPE sont, en principe, applicables à tous les niveaux de tension et doivent être respectés dans leur globalité.

1.2 Objectif de la recommandation de la branche

- (1) La recommandation RR/IPE-CH 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.



2. Champ d'application

- (1) Le présent document décrit les exigences techniques relatives au raccordement et à l'exploitation des IPE au réseau basse tension du GRD (niveau de réseau 7).
- (2) Les exigences administratives et techniques relatives au raccordement d'une IPE ainsi que de ses dispositifs de mesure sont réglementées par les prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE-CH) et les dispositions complémentaires du GRD. Cela inclut essentiellement la demande de raccordement technique (DRT) pour la réalisation d'une IPE, l'évaluation des répercussions sur le réseau (Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux – D-A-CH-CZ) ainsi que la justification de la sécurité de l'installation au moyen d'un rapport de sécurité ainsi que du protocole d'essais et de mesures AC correspondant. Pour les installations photovoltaïques, un protocole d'essais et de mesures ad hoc est en outre requis.
- (3) Une vue d'ensemble des processus se trouve au chapitre 2 du manuel «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 le 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.
- (6) Ce document concerne principalement les types d'IPE suivants:
 - les installations hydroélectriques
 - les 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
 - les centrales à énergie totale équipées
 - autres
- (7) Une IPE au sens du présent document est considérée comme opérationnelle avec une alimentation de secours lorsqu'elle entre dans ce mode en cas d'interruption de l'approvisionnement. La mise en circuit doit au plus tôt avoir lieu trois secondes après l'arrivée de la perturbation du réseau.
- (8) L'injection d'énergie électrique peut notamment avoir lieu:
 - directement dans le réseau de distribution via des générateurs de courant triphasé,
 - indirectement dans le réseau de distribution via des générateurs de courant triphasés avec convertisseurs de fréquence,
 - via une IPE à travers un convertisseur ou une combinaison de ces variantes.
- (9) Les conditions de raccordement s'appliquent aux raccordements au réseau existants et nouveaux sur le réseau basse 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.

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

Toutes les IPE autorisées par un GRD après l'entrée en vigueur du RR/IPE-NR 7 2025 ou mises en fonction dans les 12 mois qui suivent doivent répondre aux exigences de ce document.

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

Les divergences par rapport aux exigences visées aux chapitres 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.

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

Les utilisateurs raccordés au réseau sont tenus de signaler rapidement (avant le début des travaux) et par écrit 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. C'est par exemple le cas lors de la rénovation du dispositif de production ou du remplacement de l'IPE. Pour les installations photovoltaïques, il s'agit notamment du remplacement de l'onduleur, mais un remplacement de module n'est pas concerné (car il ne modifie pas le comportement par rapport au réseau de distribution — voir également SNG 491000 – 2098b d'Electrosuisse).

(13) Le GRD vérifie, 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 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). Tout composant nouvellement acquis en vue de remplacer un composant existant doit répondre à l'état actuel 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.

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

- les fondements législatifs et les ordonnances d'exécution correspondantes (p. ex.: loi sur les installations électriques, ordonnance sur le courant fort, LApEI, OApEI, OIBT)
- les normes techniques applicables (règles reconnues de la technique)
- le Transmission Code Suisse (TC – CH) et le Distribution Code Suisse (DC – CH)



- les conditions techniques de raccordement (CTR) et les Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE-CH) des différents GRD
- les règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseau D-A-CH-CZ
- les autres recommandations des associations professionnelles suisses et internationales

2.1 Classification des IPE

- (1) Les IPE sont classées selon les critères suivants.
- (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 d'alternateur)
- (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. Le graphique suivant livre 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

- (5) Les chapitres suivants 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 au niveau de réseau 7.

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.

Classe de puissance	Puissance totale
Type A	> 800 W
Type B	> 250 kW
Type C	> 36 MW
Type D	> 75 MW

Tableau 1: Classement des IPE par classe de puissance A à D

2.1.3 Caractéristiques des unités productrices d'énergie (UPE)

- (1) Les IPE sont classées comme suit, en fonction des caractéristiques de leurs UPE:
- type 1 UPE synchrones
 - type 2 UPE non synchrones (alternateurs 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 basse 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 nominale 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 (W ou VA), l'unité correcte du point de vue électrotechnique est utilisée ci-après. Il s'agit principalement de 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 φ , les interfaces, etc., restent en VA.



3. Répercussions techniques et recommandations pour le réseau basse tension

- (1) Le recours à des IPE décentralisées a des conséquences sur le réseau de distribution, lesquelles sont décrites plus en détail ci-après.

3.1 Planification et structure du réseau

- (1) Le réseau basse tension a été conçu et réalisé pour répartir l'énergie électrique et, dans de rares cas seulement, pour transporter l'énergie produite (injection).
- (2) Le raccordement d'IPE au réseau a un impact sur les charges, les tensions et les puissances de court-circuit au sein du réseau de distribution. Les répercussions suivantes doivent être surveillées et prises en compte pour la planification du réseau.

- (3) **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).

- (4) **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 nécessaires du fait de l'injection des IPE et de son impact sur la qualité de la tension.

- (5) **Puissance de court-circuit**

Le raccordement d'IPE conduit au sein du réseau BT à l'apparition de nouveaux points d'injection qui peuvent avoir une influence sur la puissance de court-circuit. Suite aux contributions au courant de court-circuit supplémentaires des IPE en parallèle (p. ex. d'alternateurs synchrones et asynchrones, etc.), la résistance aux courts-circuits des moyens d'exploitation (ensemble de l'installation) doit continuer à être garantie.

- (6) **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 (voir annexe A.1).

- (7) **Commande et réglage**

Le GRD peut prendre le contrôle de l'injection de puissance active et réactive via une liaison de l'IPE au système de communication (cf. chapitre 6.5).

3.2 Protection du réseau

- (1) Le raccordement d'IPE au réseau basse 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 basse tension, l'ensemble des sources possibles qui alimentent le courant de court-circuit ou de terre dangereux, doivent être automatiquement séparées du réseau (cf. chapitre 6.4).

- (2) **Exploitation de réseaux en îlot**

L'exploitation de réseaux en îlot non autorisés doit être évitée. L'îlotage n'est permis que lorsque le réseau propre au client est séparé galvaniquement du réseau de distribution du GRD au moyen d'un



dispositif de commutation adapté. 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 au NR 7 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) Le GRD est autorisé à exiger une limitation temporaire ou permanente 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.

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.
- (2) Dans la plage de fréquence définie au Tableau 2, l'IPE ne doit pas être séparée du réseau en raison des variations de fréquence. Lorsque ces dernières sont plus importantes que les valeurs indiquées dans le Tableau 2, une séparation immédiate du réseau est permise. Les valeurs doivent en principe être respectées au point de fourniture.

Plage de fréquence	Durée d'exploitation
47,5 Hz à 49,0 Hz	≥ 30 min
49,0 Hz à 51,0 Hz	illimitée
51,0 Hz à 51,5 Hz	≥ 30 min

Tableau 2: Robustesse face aux fluctuations de la fréquence au point de fourniture

- (3) Une séparation de l'IPE n'est pas autorisée en raison des fluctuations de tension entre 85 % – 110 % U_n .



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

- (1) Les IPE doivent être en mesure d'émettre ou d'absorber une puissance réactive inductive ou capacitive dans la plage de facteurs de puissance suivante (définition: voir annexe B.2). Sans indication du GRD, cette procédure doit être définie comme standard pour les installations disposant d'un réglage Q(U). Les valeurs en dehors des plages du Tableau 3 doivent être définies contractuellement.

Type d'IPE		Plage de puissance $800 \text{ VA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 3,7 \text{ kVA}$	Plage de puissance $3,7 \text{ kVA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 30 \text{ kVA}$	Plage de puissance $\sum S_{E_{\max}} > 30 \text{ kVA}$
Type 1 Alternateurs synchrones, piles à combustible, générateurs Stirling		$\cos \varphi$ entre $0,95_{\text{sous-excité}}$ et $\cos \varphi = 0,95_{\text{surexcité}}$		<i>Type d'installation pris en considération</i> $\cos \varphi = 0,9_{\text{sous-excité}}$ à $\cos \varphi = 0,9_{\text{surexcité}}$ a) $\cos \varphi$ fixe (standard: 1,0) b) courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P) c) courbe caractéristique Q(U)
Type 2 Alternateurs asynchrones		hors réglage de la puissance réactive		
Type 2 Convertisseurs	IPE	Plage: $\cos \varphi = 0,95_{\text{sous-excité}}$ à $\cos \varphi = 0,95_{\text{surexcité}}$ a) $\cos \varphi$ fixe (standard: 1,0) b) courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P) c) Courbe caractéristique Q(U)	Plage: $\cos \varphi = 0,9_{\text{sous-excité}}$ à $\cos \varphi = 0,9_{\text{surexcité}}$ a) $\cos \varphi$ fixe (standard: 1,0) b) courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P) c) Courbe caractéristique Q(U)	
	Dispositifs de stockage d'énergie électrique	a) $\cos \varphi$ fixe (standard: 1,0)	a) $\cos \varphi$ fixe (standard: 1,0) b) Courbe caractéristique Q(U)	

Tableau 3: Exigences relatives à la mise à disposition et au réglage de la puissance réactive

- (2) La valeur de réglage est définie par le GRD concerné en fonction du type d'installation.
- (3) 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. La procédure sélectionnée et les valeurs théoriques peuvent être définies individuellement par le GRD pour chaque IPE et consignées par accord.



- (4) Le graphique suivant illustre la mise à disposition de puissance réactive au point de fourniture à l'aide du système vectoriel de dénomination de production.

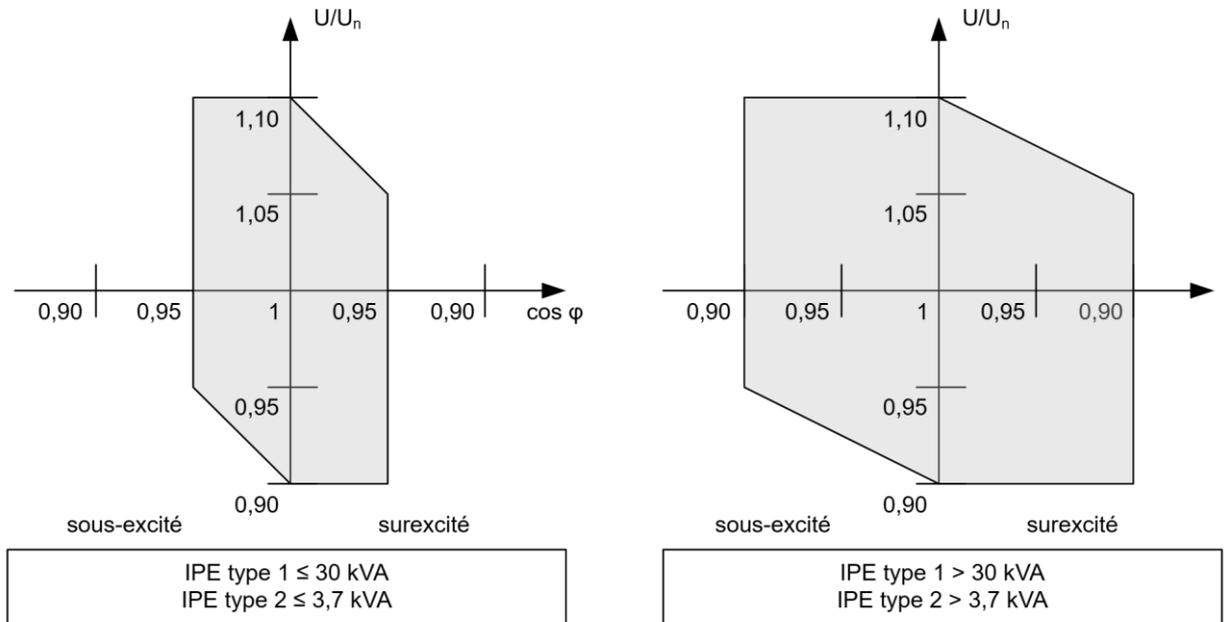


Figure 3: Exigences relatives à la mise à disposition de la puissance réactive au point de fourniture à P_{\max} (système vectoriel de dénomination de production)

4.3.1 Courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P)

- (1) Dans le cadre de cette méthode, l'UPE met à disposition de la puissance réactive en fonction de la fourniture réelle de puissance active. Le graphique suivant met en évidence ce rapport.

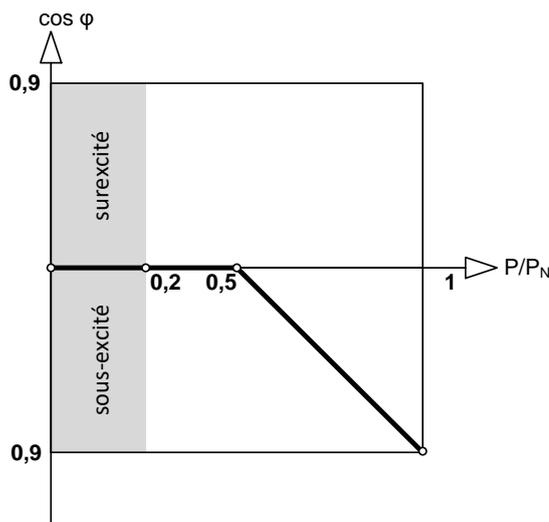


Figure 4: Exemple de courbe caractéristique $\cos \varphi$ (P) en basse tension

- (2) La valeur de consigne pour le réglage $\cos \varphi$ (P) doit être atteinte automatiquement dans un délai maximum de 10 secondes.

4.3.2 Courbe caractéristique Q(U)

- (1) Dans le cadre de cette méthode, l'UPE échange de la puissance réactive avec le réseau de distribution, en fonction de la tension réelle au point de fourniture ($Q = f(U)$).

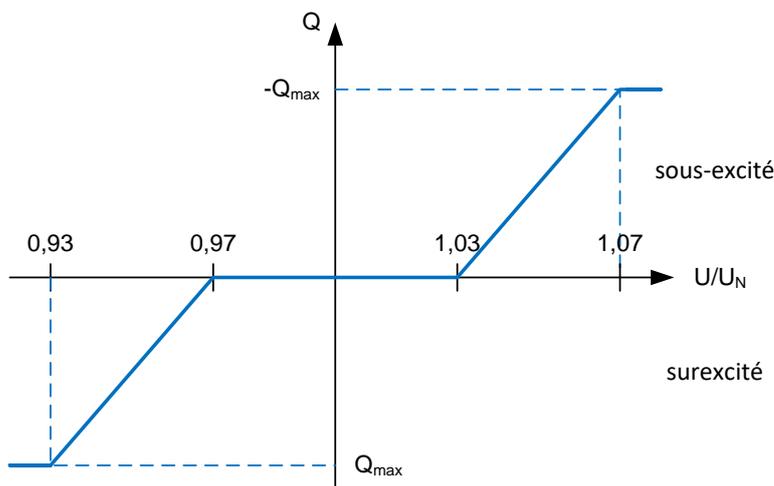


Figure 5: Réglages standards courbe caractéristique Q(U) (système vectoriel de dénomination de production)

- (2) La constante de temps du réglage Q(U) doit être réglée sur 5 secondes. La constante de temps indique la vitesse à laquelle le régulateur dans l'onduleur doit réagir à un changement de tension. Une partie de la variation de tension est compensée dès les 5 premières secondes. Après 15 secondes max., au moins 95 % de la valeur de la puissance réactive résultant de la courbe caractéristique Q(U) prédéfinie doivent être mis à disposition.
- (3) Sauf indication contraire du GRD, le réglage Q(U) doit être réglée par défaut.

4.4 Réglage de la puissance active – courbe caractéristique P(U)

- (1) Afin de respecter la valeur limite supérieure de la tension prévue par la norme SN EN 50160, les IPE doivent être en mesure de mettre en œuvre un réglage de la puissance active fondé sur la tension.
- (2) Sauf indication contraire du GRD, le réglage P(U) doit être réglé par défaut.
- (3) Pour ce qui est de la plage de fonctionnement de la puissance active P(U), la fourniture de puissance active maximale autorisée est limitée conformément à la Figure 6 qui suit, en fonction de la tension. En cas de dépassement de la tension de $1,1 U_n$, la valeur maximale autorisée chute de 100 % de la puissance active calculée à 0 pour $1,12 U_n$.



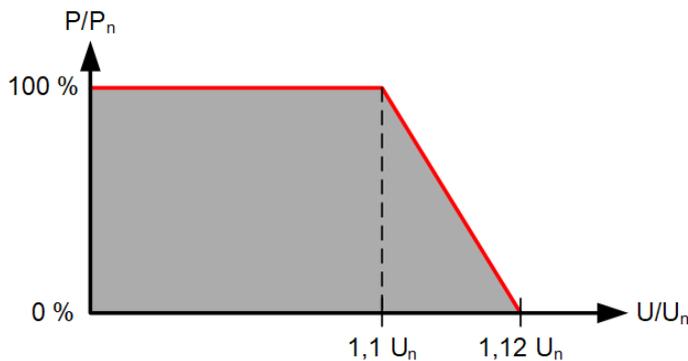


Figure 6 Exemple de paramétrage standard du réglage P(U)

- (4) En choisissant d'établir le point d'inflexion à $U = 1,1 U_n$, on évite que l'IPE fonctionne dans une plage de tension non autorisée et que l'installation soit séparée du réseau par la protection de surtension ($U >$).
- (5) La dynamique du réglage P(U) doit être établie dans la mesure du possible sur une constante temporelle de 5 secondes. 95 % de la nouvelle valeur théorique doivent être atteints dans la limite de trois fois la constante temporelle (3×5 secondes).
- (6) En plus de la courbe caractéristique, d'autres paramètres doivent pouvoir être configurés:
 - la dynamique de la commande doit correspondre à un filtre de premier ordre et présenter une constante temporelle configurable dans une plage allant de 3 à 60 secondes.

4.5 Aptitude au démarrage autonome

- (1) Les gestionnaires de réseau ne prévoient aucune exigence applicable aux IPE en la matière.

4.6 Marche en îlotage

- (1) Les gestionnaires de réseau ne prévoient aucune exigence applicable aux IPE en la matière.

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

4.7.1 Exigences générales applicables aux IPE ≤ 800 W

- (1) En cas d'interruption de tension sur le réseau de distribution, les IPE ≤ 800 W doivent immédiatement être séparées du réseau (temps de déclenchement ≤ 200 millisecondes).

4.7.2 Exigences générales applicables aux IPE > 800 W

- (1) 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.
- (2) On parle de défaillance du réseau lorsque la tension est inférieure à $0,85 U_n$ ou supérieure à $1,15 U_n$ 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 dans la plage de $-15 \% U_n$ à $+10 \% U_n$ ou à une durée maximale de 5 secondes.



- (3) Les IPE et les dispositifs de stockage d'énergie électrique doivent être dimensionnés pour résister à plusieurs défaillances du réseau successives.
- (4) Les recommandations relatives aux valeurs de réglage des fonctions de protection de la protection RI sont détaillées au chapitre 6.4. En fonction des conditions techniques concrètes sur le réseau, la durée réelle de la présence de l'IPE et de l'installation de stockage d'énergie électrique sur le réseau basse tension peut être réduite par des consignes techniques de protection du GRD quant au paramétrage de la protection RI.
- (5) Du point de vue de la résistance aux défaillances du réseau, toutes les IPE > 800 W doivent présenter un comportement conforme à la Figure 7 et à la Figure 8 ci-après et ne peuvent pas se séparer du réseau au sein de la plage de tension définie. Cela ne correspond pas forcément aux réglages de protection (paramètres régionaux). Les réglages de protection exigés peuvent se situer dans les plages «Exploitation réseau en parallèle» (p. ex. U_n 0,45 p.u.). 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 entre conducteur externe et conducteur neutre. En cas d'augmentation de la tension, c'est la tension la plus élevée entre conducteur externe et conducteur neutre qui s'applique.
- (6) Lorsque la tension du réseau à l'issue de la défaillance se trouve à nouveau dans la plage de tension de $-15\% U_n$ à $+10\% U_n$ et que la puissance active de l'UPE 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.
- (7) Pour les IPE de type 1, il convient d'observer 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 (voir chapitre 4.7.4) 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.



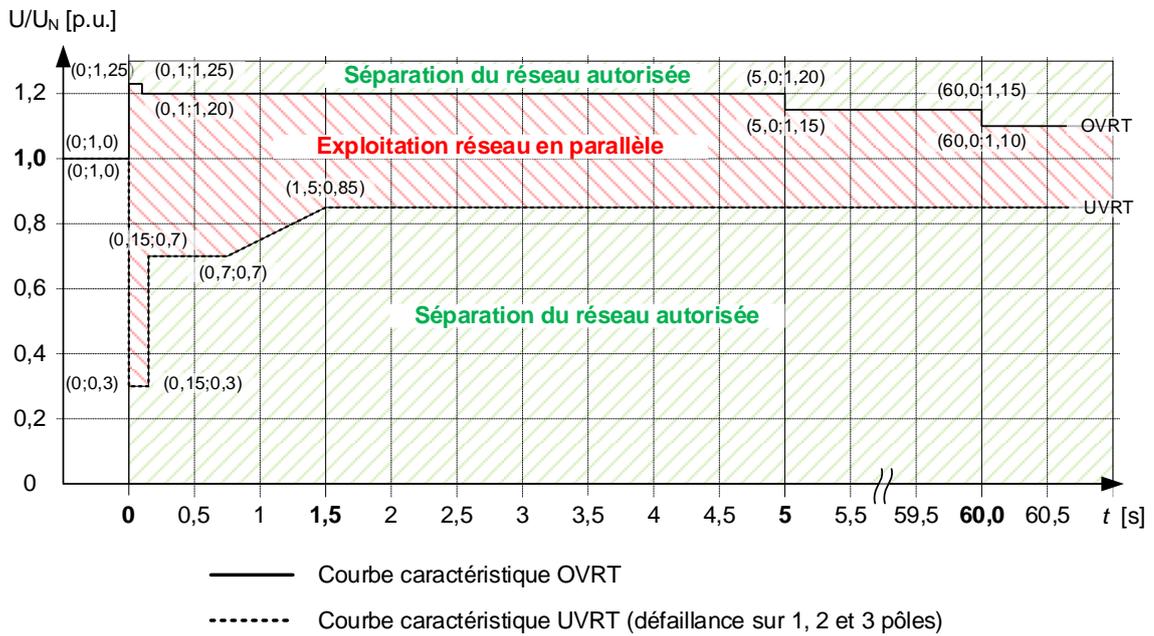


Figure 7: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 1 (synchrone)

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)

- (8) 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.

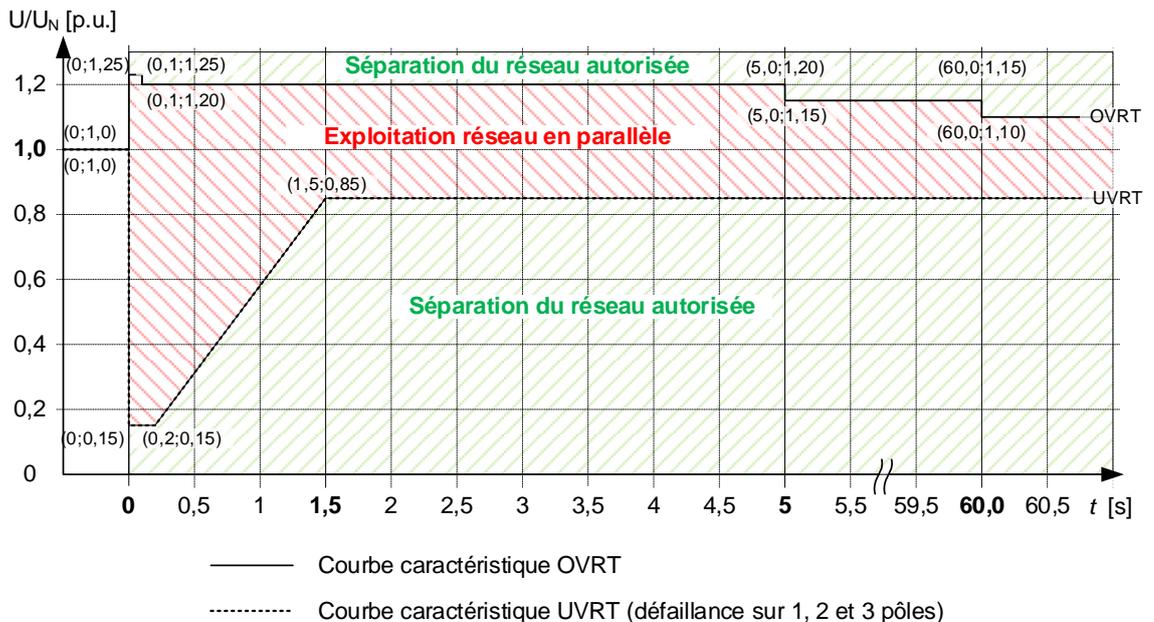


Figure 8: Courbe caractéristique $u(t)$ du comportement FRT d'une IPE de type 2 (asynchrone) et d'une installation de stockage d'énergie électrique

4.7.3 Comportement des IPE > 800 W à ≤ 250 kW avec soutien dynamique du réseau limité

- (1) Les UPE et les dispositifs de stockage d'énergie électrique doivent être en mesure de répondre à l'ensemble des exigences qui suivent. Celles-ci sont applicables aux défaillances symétriques et asymétriques sur le réseau. Pour les IPE avec une puissance totale ≤ 250 kVA, il convient d'appliquer un soutien dynamique du réseau limité. Cela signifie qu'il est en principe suffisant pour l'installation de demeurer sur le réseau en cas de baisse de tension transitoire, sans obligation d'injection de courant réactif. Lors de la normalisation de la tension du réseau, la puissance active doit être ramenée le plus rapidement possible à sa valeur initiale lorsque la défaillance est terminée.
 - Lors de surtensions et de sous-tensions comprises dans la plage prévue, l'ensemble des UPE et des dispositifs de stockage d'énergie électrique **ne sont pas** autorisés à se déconnecter du réseau.
 - Les unités de type 1 sont autorisées à soutenir la tension du réseau au cours d'une défaillance du réseau via l'injection de courant actif et réactif approprié. Du fait de leur principe, les alternateurs synchrones ne peuvent pas renoncer à l'injection d'un courant de court-circuit. L'injection de courant par l'UPE s'effectue en fonction du type de défaillance, non seulement dans la composante directe, mais aussi dans la composante inverse.
 - Les unités de type 2 et les dispositifs de stockage d'énergie électrique *n'ont pas l'autorisation* d'injecter du courant réactif ou du courant actif au cours d'une défaillance du réseau et en présence d'une tension au point de fourniture inférieure à $0,8 U_n$ et supérieure à $1,15 U_n$ (soutien dynamique du réseau limité). Cette exigence est respectée lorsque, en cas de baisse de tension au-dessous de $0,8 U_n$ ou de hausse de tension au-dessus de $1,15 U_n$, le courant injecté de l'UPE est inférieur à 20 % du courant nominal après 60 millisecondes et à 10 % après 40 millisecondes supplémentaires.
 - Les alternateurs asynchrones doivent demeurer sur le réseau en respectant les courbes limites représentées et fournir du courant de court-circuit conformément à leur principe.

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

- (1) Pour renforcer le réseau de distribution de manière dynamique, les IPE supérieures à 250 kW doivent être en mesure d'injecter du courant réactif afin de renforcer la tension. Les installations de type 1 (alternateurs synchrones) présentent déjà les caractéristiques physiques de ce comportement: aucun réglage spécifique n'est donc nécessaire. Les installations de type 2 (alternateurs asynchrones, convertisseurs et autres) doivent renforcer la tension au moyen de courant réactif, conformément à la description ci-dessous.
- (2) Les UPE et les installations de stockage d'énergie électrique doivent répondre à toutes les exigences qui suivent. Celles-ci sont applicables aux défaillances symétriques et asymétriques sur le réseau.
 - La plage prévue, l'ensemble des UPE et des installations de stockage d'énergie électrique **ne sont pas autorisés** à se séparer du réseau et doivent soutenir la tension du réseau via l'injection de courant réactif approprié à compter du début de la défaillance et pendant toute la durée de celle-ci.
 - Une injection dynamique de courant réactif est nécessaire en dehors de la plage de tension de -10 % à +10 % de la tension nominale U_n .
 - 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 est ainsi proportionnel à la différence de tension dans la composante directe. Le courant réactif supplémentaire dans la composante inverse est quant à lui proportionnel



à la variation de la tension dans cette composante. Le courant est ainsi multiplié par le facteur d'amplification k . 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. Si nécessaire, une injection de courant réactif d'au moins 2 % du courant nominal par pourcentage d'évolution de la tension jusqu'à 100 % du courant nominal minimum doit être possible. La mesure de la tension s'effectue en règle générale au niveau des bornes de l'UPE. Le facteur K doit être réglable entre 2 et 6 par tranches de 0,5. Sauf consigne du GRD, il doit être réglé sur 2.

4.8 Comportement de fréquence

4.8.1 Généralités

- (1) Pour les fréquences situées entre 47,5 Hz et 51,5 Hz, une séparation automatique de l'IPE (y compris de l'installation de stockage d'énergie électrique 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 dans le Tableau 6 au chapitre 6.4.3.
- (4) 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.



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

- (1) La Figure 9 livre une vue d'ensemble des exigences en matière de puissance de fourniture de l'IPE et de l'installation de stockage d'énergie électrique au point de fourniture, en fonction de la fréquence du réseau.

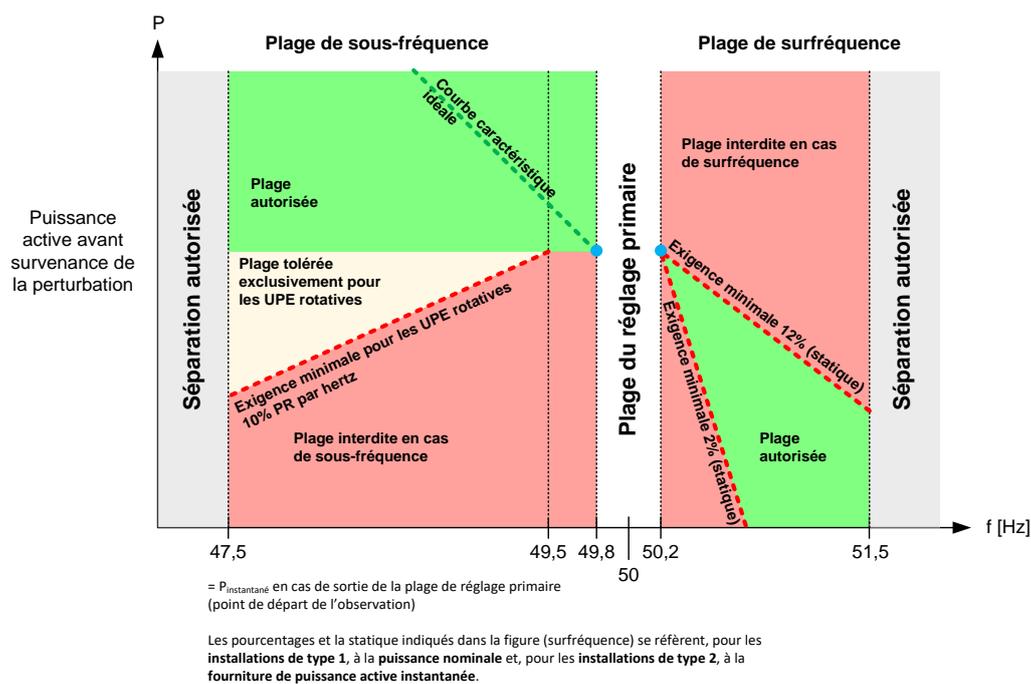


Figure 9: Aperçu des exigences en matière de puissance de fourniture en fonction de la fréquence du réseau



4.8.3 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 installations de stockage d'énergie électrique doivent réduire leur puissance conformément à la Figure 10.

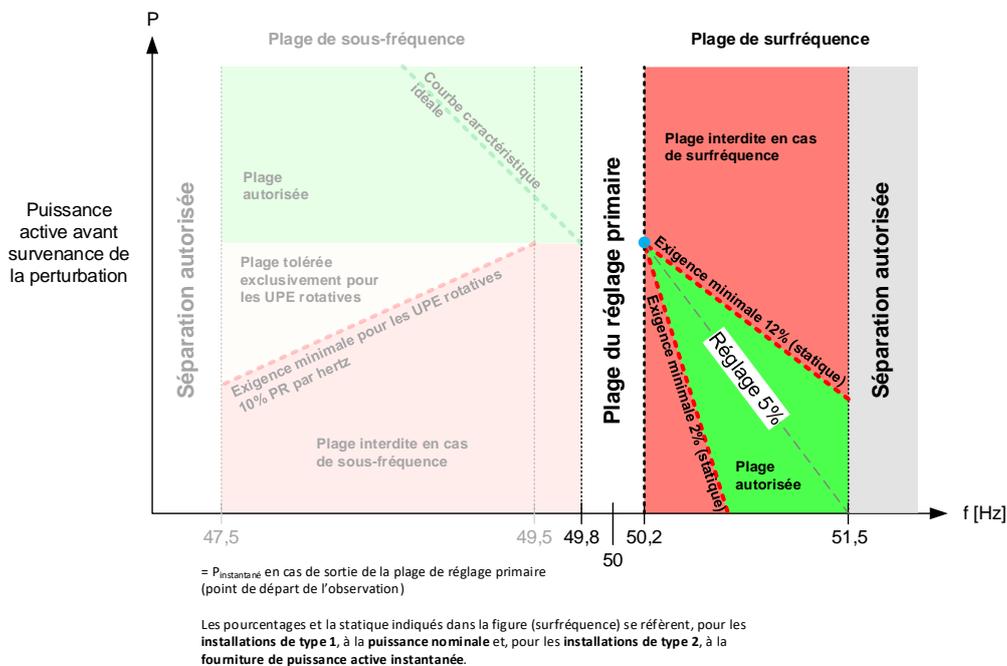
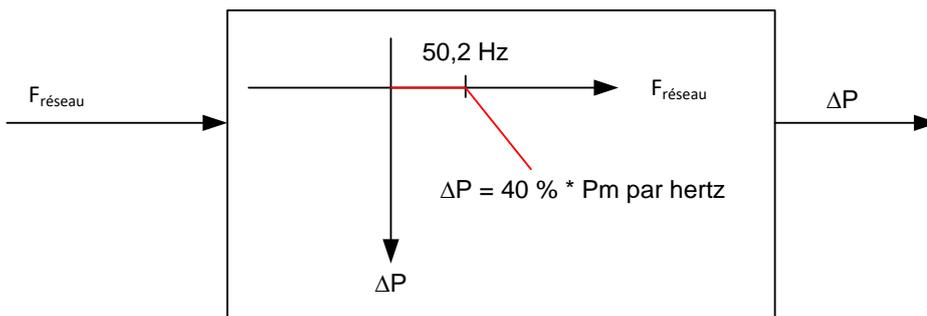


Figure 10: Réduction de la puissance active autorisée en cas de surfréquence

- (2) La Figure 11 montre les données détaillées relatives à la réduction de la puissance en cas de surfréquence



$$\Delta P = 20 P_m \frac{(50,2 \text{ Hz} f_{\text{réseau}})}{50 \text{ Hz}} \text{ avec } 50,2 \text{ Hz} < f_{\text{réseau}} < 51,5 \text{ Hz}$$

P_m puissance max. (type 1), puissance momentanée (type 2)

ΔP réduction de la puissance

$f_{\text{réseau}}$ fréquence du réseau

Aucune restriction $47,5 \text{ Hz} < f_{\text{réseau}} \leq 50,2 \text{ Hz}$

Séparation du réseau $f_{\text{réseau}} \leq 47,5 \text{ Hz}$ et

$f_{\text{réseau}} \geq 51,5 \text{ Hz}$

Figure 11: Réduction de la puissance en cas de surfréquence



- (3) 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 40 % * 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 installations de stockage d'énergie électrique sont considérées comme des IPE de type 1 (SN EN 50549-1).
- (4) 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 40 % * P_m par hertz.
- (5) Le temps de réaction maximal jusqu'au début du lancement de la réduction de puissance est de 2 secondes.
- (6) Une statique de $s = 5\%$ correspond à un gradient de puissance de $g = 40\%$ * P_{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 4: Conversion de la statique en gradient de puissance

4.8.4 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 Hz, une réduction de la fourniture de puissance active de max. 10 % de la puissance nominale par hertz est autorisée pour les UPE rotatives.

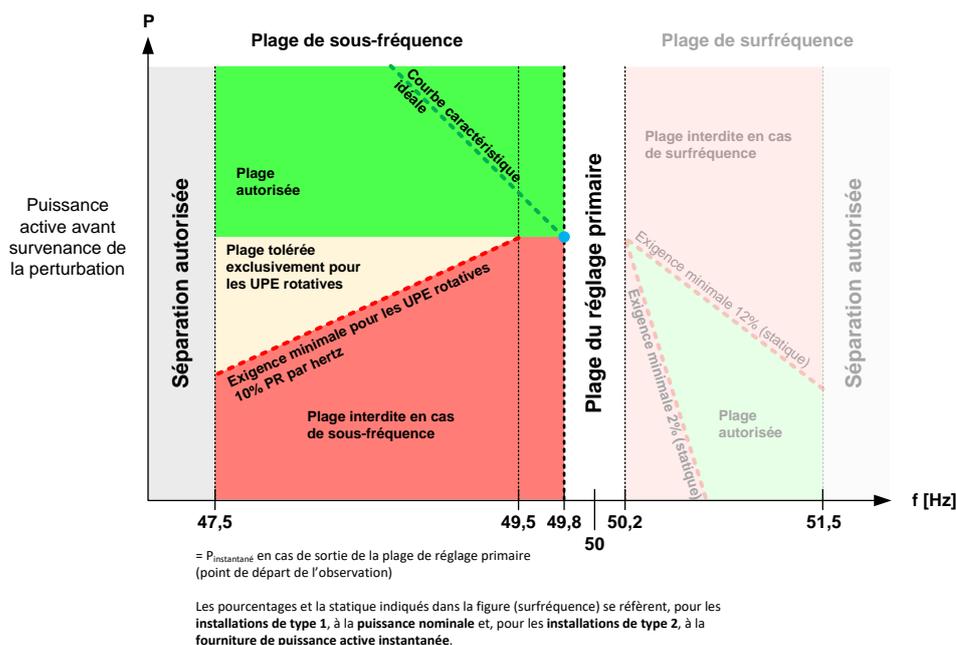


Figure 12: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence



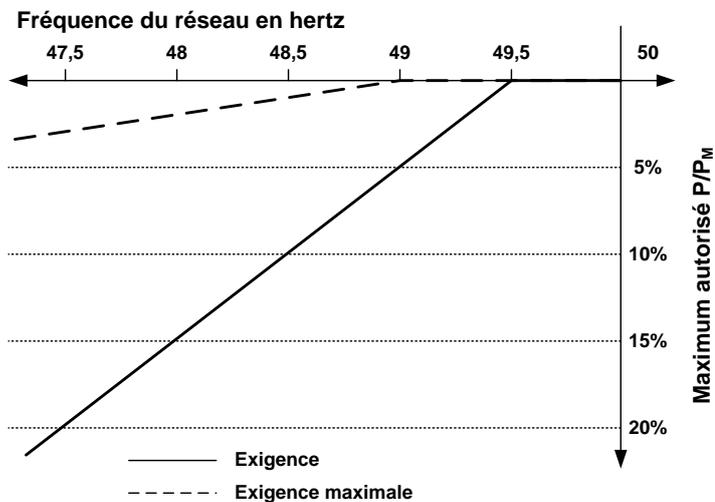


Figure 13: Réduction de la puissance active autorisée pour les UPE en cas de sous-fréquence avec valeurs

- (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 installations de stockage d'énergie électrique 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.

4.8.5 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 non synchrone: $\pm 2,0$ 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 14 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.

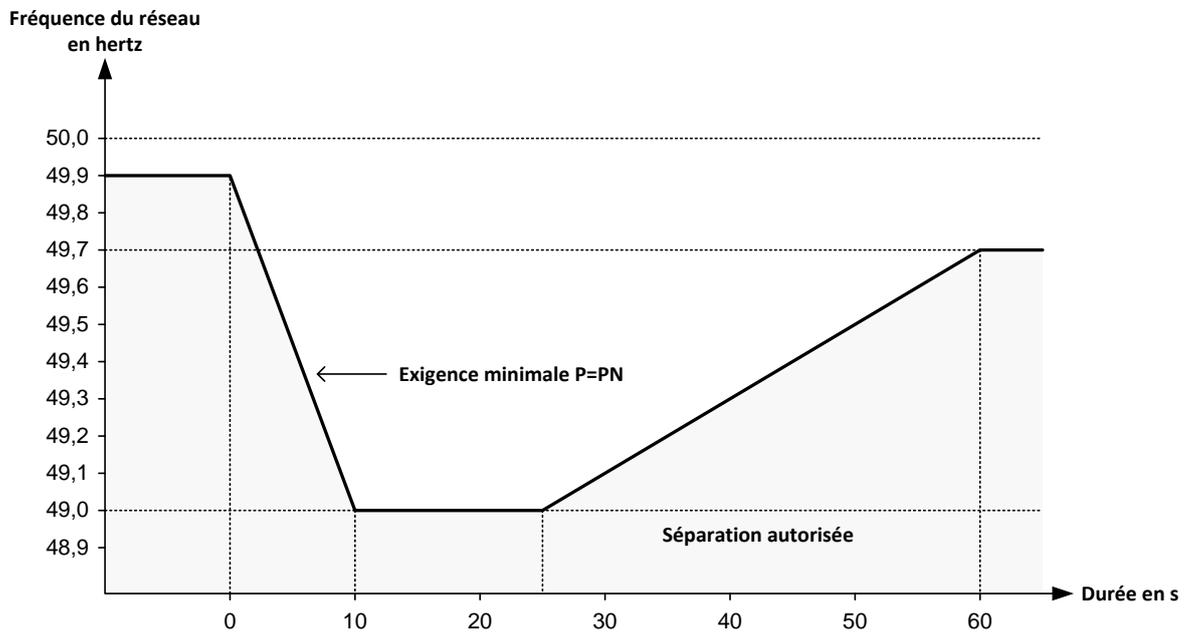


Figure 14: Fourniture de puissance inchangée en cas de baisse de fréquence passagère

4.8.6 Robustesse face aux sauts de phase

- (1) Les UPE doivent pouvoir résister aux sauts de phase 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.
- (2) Les UPE doivent présenter une immunité aux sauts de phase symétriques d'au moins 20° ou plus.
- (3) Après un saut de phase, l'UPE de type 1 doit retrouver 90 % de sa puissance avant de défaut dans les 3 secondes. Les UPE de type 2 doivent atteindre la valeur de 90 % en l'espace d'une seconde. Remarque: les UPE de type 2 basées sur des convertisseurs présentent typiquement une immunité aux sauts de phase d'au moins 50°.

5. Exploitation

5.1 Généralités

- (1) Des réenclenchements manuels ou automatiques (REA) peuvent se produire sur le réseau de distribution, suite à des courts-circuits ou des défauts à la terre. L'IPE doit se protéger elle-même en ce qui concerne la synchronisation. L'exploitant d'IPE est responsable de la mise en circuit ou de l'arrêt de l'installation, ainsi que du processus de synchronisation.

5.2 Conditions de mise en circuit/synchronisation

- (1) Après l'élimination d'une défaillance ou lors d'un réenclenchement automatique ou manuel dans le réseau de distribution, 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 veiller lui-même 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 son installation ou celles de tiers. Concernant le réenclenchement automatique, il faut tenir compte des indications figurant dans le manuel «Exploitation du réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution (NR 3 et NR 5)» (REA – CH 2020). 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 perturbations de réseaux D-A-CH-CZ».
- (2) La mise en circuit d'une IPE 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 les marges de tolérance de 85 % U_n à 110 % U_n et de 47,5 Hz à 50,1 Hz pour une durée de 60 secondes (type A) ou 600 secondes (type B) minimum. Les délais de temporisation lors du réenclenchement d'un alternateur et les intervalles des temps lors de la mise en circuit de plusieurs alternateurs doivent en outre être suffisamment longs pour que l'ensemble des processus de réglage et de compensation au sein de l'IPE et/ou de l'installation de stockage d'énergie électrique dus à la mise en circuit soient achevés en toute sécurité.
- (3) En cas de réenclenchement de l'IPE sur le réseau, la puissance active fournie sur le réseau de distribution par les IPE réglables ne doit pas dépasser un gradient de 10 % de la puissance active P_{max} par minute. Les IPE 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.

Mise en circuit d'alternateurs synchrones

- (1) Pour le raccordement direct des alternateurs synchrones au réseau de distribution, il convient de prévoir un dispositif de synchronisation. Les données de réglage doivent être définies en concertation avec le GRD.
- (2) Les valeurs indicatives maximales habituelles sont:
 - différence angulaire = $\pm 10^\circ$
 - différence de fréquence = ± 200 mHz
 - différence de tension = ± 10 % U_n



- (3) En fonction du rapport entre la puissance de court-circuit du réseau et la puissance de l'alternateur, 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.

Mise en circuit d'alternateurs asynchrones

- (1) Pour les alternateurs asynchrones qui ne sont pas mis en circuit hors tension, il convient de respecter les conditions de mise en circuit des alternateurs synchrones.

5.3 Perturbations, travaux de maintenance et mises en circuit sur le 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 sûre du réseau
- 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
- resynchronisation de sous-réseaux
- dans le cadre de la gestion de la sécurité du réseau
- dans le cadre de travaux de construction, de maintenance et de mises en circuit sur le réseau de distribution

5.4 Accès à distance et mises à jour d'un microprogramme

- (1) Suite à la forte augmentation des onduleurs, leur somme est d'importance systémique. De plus, ils sont nombreux à être reliés à internet. Ils présentent donc un danger potentiel pour l'exploitation sûre du réseau, car leur fonctionnement conforme au réseau peut être compromis à distance par des actes cybercriminels ou des mises à jour de leur microprogramme. Il est donc recommandé de procéder comme suit:

- protéger les onduleurs connectés à internet par un mot de passe sécurisé¹;
- dans la mesure du possible, désactiver la fonction de mise à jour à distance du microprogramme. Les mises à jour doivent uniquement être faites sur place.

- (2) L'exploitant d'installation doit s'assurer que les réglages des onduleurs respectent le fonctionnement conforme au réseau.

¹ Cf. [Lien](#) sous Office fédéral de la cybersécurité (BACS)



6. Exigences relatives au raccordement au réseau de distribution

6.1 Généralités

- (1) Le nombre d'IPE raccordées au réseau de distribution du NR 7 s'est fortement accru ces dernières années et cette tendance va se poursuivre. Les différents flux et les directions changeantes du courant exigent des systèmes de protection très performants sur le réseau de distribution. 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 au réseau de distribution, cette dernière doit être évaluée et autorisée par le GRD, afin de maîtriser ses répercussions sur le réseau.

6.1.1 Accès et contact avec le GRD

- (1) L'exploitant d'IPE doit être joignable selon les directives spécifiques du GRD.
- (2) L'accessibilité est définie en fonction des consignes des Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE-CH) de l'AES et des éventuelles dispositions supplémentaires du GRD.

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 de distribution 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 de distribution 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. Dans ce contexte, il convient de respecter les conditions des différents GRD, 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 dispositif de protection de découplage incluant au minimum une protection de tension et de fréquence. Celui-ci peut être intégré au fonctionnement automatique du générateur de secours. 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<	0,8 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 5: Valeurs de réglage de protection recommandées pendant l'exploitation-test des générateurs de secours

- (2) En mode alimentation de secours, il faut s'assurer que le disjoncteur de couplage (disjoncteur de synchronisation) soit déclenché ou se trouve en position d'arrêt pour empêcher une réinjection dans le réseau de distribution ou une mise en circuit non synchrone. En mode alimentation de secours, le réseau client doit se séparer galvaniquement et sur tous les pôles (y compris le conducteur neutre) du réseau de distribution public.
- (3) Les générateurs de secours d'une puissance nominale > 1 MVA doivent être raccordés au réseau de distribution via un disjoncteur.
- (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 conformément au Tableau 5 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 au chapitre 5.2.

6.2 Coupe-surintensité de l'IPE

- (1) Ce dispositif est destiné à interrompre un circuit électrique lorsque le courant situé dans le conducteur du circuit dépasse une valeur prédéterminée pendant une durée donnée. Le dispositif de protection contre la surintensité (coupe-surintensité) doit être en mesure d'interrompre le courant de court-circuit maximal du réseau. Son positionnement et son dimensionnement sont effectués conformément à la NIBT.
- (2) En cas de court-circuit dans l'IPE, cette dernière doit être immédiatement séparée du réseau par le coupe-surintensité. Cette disposition est applicable aux courts-circuits dans tous les composants de l'IPE (p. ex. câbles de raccordement, installations de distribution ou convertisseurs). Les autres défaillances doivent être traitées conformément à l'état de la technique et en fonction du type d'IPE.
- (3) Il en va de la responsabilité du bénéficiaire du raccordement de l'IPE de s'assurer que sa propre protection est garantie. Sur ce point, ce dernier doit étendre en conséquence la fonction de protection décrite dans le présent document, le cas échéant. Sa propre protection ne peut être inférieure aux exigences énoncées dans cette recommandation.



6.3 Disjoncteur de couplage

- (1) Un disjoncteur de couplage doit être utilisé pour le raccordement de l'IPE au réseau de distribution. Le disjoncteur de couplage est piloté par l'unité de surveillance RI et se déclenche automatiquement lorsqu'au moins une fonction de protection a répondu. Les disjoncteurs de couplage peuvent être intégrés ou utilisés en externe. Un disjoncteur de couplage intégré peut en outre être commandé par une unité de surveillance RI externe. Pour le dimensionnement du disjoncteur de couplage externe, c'est toujours la somme des puissances apparentes maximales de toutes les UPE et de toutes les installations de stockage d'énergie électrique qui est déterminante.
- (2) Le disjoncteur de couplage doit résister aux courts-circuits et être installé sur tous les pôles (y compris le conducteur neutre) (voir directive ESTI 220 et SNG 491000 – 2046e).
- (3) La preuve de la résistance aux courts-circuits de l'ensemble de l'installation électrique doit être apportée par le bénéficiaire du raccordement sur la base des conditions techniques de raccordement du GRD.
- (4) Chaque UPE ou, en position centrale, chaque IPE doit être raccordée par le biais d'un disjoncteur de couplage. Le disjoncteur de couplage peut être un moyen d'exploitation à part entière, pouvant p. ex. être intégré à une distribution principale ou à l'onduleur.
- (5) Les disjoncteurs de couplage intégrés sont des dispositifs de commutation intégrés aux UPE (p. ex. convertisseurs). Pour les UPE avec convertisseur, le disjoncteur de protection RI sert de disjoncteur de couplage et doit être prévu côté réseau de chaque convertisseur. Le dispositif de commutation peut prendre la forme d'un relais de puissance, d'un contacteur, d'un disjoncteur mécanique, etc.. Il assure la séparation galvanique.
- (6) Les disjoncteurs de couplage intégrés ne sont utilisés que dans des matériels électriques à basse tension qui sont soumis à une vérification de type selon l'OMBT.
- (7) Les disjoncteurs de couplage externes doivent être utilisés comme des dispositifs de commutation galvaniques (p. ex. contacteur, disjoncteur-moteur, disjoncteur mécanique).
- (8) La résistance à une perturbation du réseau avec apparition d'une sous-tension ne doit pas avoir pour conséquence un défaut de fonctionnement du disjoncteur de couplage et ne doit pas contourner les exigences en matière de FRT de l'IPE.
- (9) Pour le dimensionnement du disjoncteur de couplage, il convient d'observer les grandeurs suivantes:
 - courant de service (dépendant de l'IPE)
 - résistance aux courts-circuits selon les données du réseau
 - capacité de commutation des courants de court-circuit selon le courant de court-circuit de l'IPE

6.4 Protection du réseau et des installations (protection RI)

6.4.1 Généralités

- (1) L'objectif de la protection RI 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). La protection RI 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 RI. Dans le cas d'un RCP ou d'un réseau de faible envergure,



c'est alors l'exploitant du RCP ou le propriétaire du réseau de faible envergure qui assume cette responsabilité à partir du point de fourniture.

- (2) Toutes les IPE raccordées au réseau basse tension doivent disposer d'une protection RI.- Les IPE de type 1 (machine synchrone) et de type 2 (machine asynchrone) doivent être réalisées avec une protection RI et un disjoncteur de couplage externe conformément à la description de l'exécution au chapitre A.2.8.
- (3) Si les onduleurs disposent d'une protection RI interne conforme² avec un disjoncteur de couplage intégré, il n'est pas nécessaire d'utiliser une protection RI externe supplémentaire. Le fabricant de l'installation vérifie si les onduleurs disposent d'un commutateur AC intégré (disjoncteur de couplage), conformément à la fiche technique du fabricant de l'onduleur. Une preuve de la présence d'un commutateur AC intégré doit être présentée au GRD.
- (4) Les onduleurs qui en sont dépourvus ne sont autorisés qu'en combinaison avec un disjoncteur de couplage externe. Dans ce cas, chaque onduleur ou, en position centrale, l'IPE, doit être équipé d'un disjoncteur de couplage externe. Le ou les disjoncteur(s) de couplage doivent être commandés par l'unité de surveillance RI intégrée ou une protection RI externe doit être réalisée conformément à l'exemple de mise en œuvre A.2.8. La preuve de l'installation correcte du disjoncteur de couplage externe doit être présentée au GRD sur demande.
- (5) Pour l'exploitation réseau en parallèle, tous les onduleurs doivent suivre un comportement aval et respecter toutes les exigences d'une IPE. Par onduleurs en aval du réseau on entend des installations qui se séparent galvaniquement du réseau en cas de perte de tension permanente (panne de réseau).
- (6) Les onduleurs (hybrides) capables de fonctionner en mode alimentation de secours disposent de deux modes de fonctionnement: exploitation réseau en parallèle et exploitation en mode alimentation de secours. Durant l'exploitation en mode «alimentation de secours», pendant la séparation galvanique du réseau du GRD, les propriétés de l'onduleur servant à former un réseau peuvent être actives et, par exemple, l'identification des îlots peut être désactivée.
- (7) Avec l'exploitation de l'IPE, la tension au point de fourniture ne doit pas dépasser $1,10 U_n$. Cela est assuré par l'utilisation des réglages de protection conformément à l'annexe E. Si les UPE sont reliées au point de fourniture par des lignes d'installation domestique plus longues, la tension au niveau de l'UPE augmente encore par rapport à la tension au point de fourniture en raison de l'injection de puissance apparente. Afin de pouvoir injecter la puissance active maximale même en cas de tension de réseau maximale, malgré l'augmentation de la tension interne à l'installation domestique, le bénéficiaire du raccordement peut vérifier si une augmentation de la valeur de déclenchement de surtension $U>$ de la protection RI interne des onduleurs peut être mise en œuvre, par exemple à $1,15 U_n$. Pour garantir dans de tels cas la tension maximale autorisée au point de fourniture, il est nécessaire d'utiliser une protection RI externe. Les effets éventuels sur l'installation du client doivent être étudiés par ce dernier et pris en compte lors du dimensionnement des moyens d'exploitation.
- (8) La protection RI 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. Les spécifications ne se réfèrent pas aux fonctions de protection telles que la protection contre les courts-circuits, la protection contre les surcharges, la protection contre les décharges électriques et le dispositif de séparation sur tous les pôles du circuit électrique vers l'IPE

² Les aspects opérationnels des onduleurs sont considérés comme répondants aux normes si la déclaration de conformité comporte les normes SN EN 50549-1 et SN EN 62109 -1:2010 / -2:2011.



(p. ex. via le disjoncteur de protection de ligne, le disjoncteur différentiel, etc.). Les fonctions de protection décrites doivent donc être complétées si nécessaire par le bénéficiaire du raccordement de l'IPE. La protection propre des installations n'est pas décrite dans le présent document. Elle ne peut toutefois être inférieure aux exigences définies dans cette recommandation. La protection propre doit être dimensionnée de manière à ce que les activités sur le réseau comme les manœuvres de couplage, les variations de tension et les réenclenchements automatiques sur le réseau de distribution en amont ne provoquent pas de dommages sur ses installations.

(9) Les fonctions suivantes de la protection RI sont à réaliser:

- protection de surtension (10 min) $U >$
- protection de surtension $U >>$
- protection de sous-tension $U <$
- protection de sous-tension $U <<$
- protection de surfréquence $f >$
- protection de sous-fréquence $f <$
- identification des îlots

(10) 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. Pour les IPE triphasées, les dispositifs de protection de la tension doivent être triphasés. À cet effet, il convient de mesurer les trois tensions entre les conducteurs externes et le conducteur neutre. Les trois tensions en chaîne des conducteurs externes doivent être soit calculées à partir des trois tensions entre les conducteurs externes et le conducteur neutre, soit mesurées séparément.

(11) 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.

(12) Les dispositifs de mesure de fréquence peuvent être unipolaires.

(13) Au niveau de la protection RI externe, il convient de permettre la lecture du signal d'erreur indépendamment de l'état d'exploitation de l'IPE. En cas de protection RI intégrée, la lecture peut être effectuée via une interface de données.

(14) 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 seul dispositif, commun avec la protection RI.

(15) La défaillance de la tension d'approvisionnement au niveau de la protection RI externe ou de l'auto-surveillance de la protection RI externe ou intégrée doit provoquer le déclenchement du disjoncteur de couplage. Les délais de déclenchement de la protection RI intégrée ne doivent pas être repoussés sans autorisation par des fonctions de commande ou de réglage tierces. Les délais de mise hors circuit requis doivent être respectés.



- (16) Une régulation de la tension d’approvisionnement pour le disjoncteur de couplage doit être assurée pour les raisons suivantes:
- Lors du déclenchement du courant de polarisation, il convient de s’assurer que le disjoncteur de couplage en cas de FRT dans la plage n’autorisant pas de séparation du réseau ne soit pas ouvert.
 - Lors du déclenchement du courant de fonctionnement, il convient de s’assurer que le disjoncteur de couplage puisse être déclenché après la FRT et en cas de défaillance de la tension d’approvisionnement de la protection RI.
 - La régulation doit être assurée pour 3 secondes. Le relais de protection RI doit également répondre à ces exigences.
- (17) La protection RI ou le disjoncteur de couplage externe ou intégré, ainsi que les circuits de déclenchement, doivent être paramétrés conformément aux exigences suivantes:
- Les moyens d’exploitation doivent être sélectionnés et combinés de sorte à pouvoir résister aux sollicitations de l’exploitation attendues, telles que la fiabilité de leur capacité et de leur fréquence de commutation, ainsi qu’aux influences extérieures, telles que les vibrations mécaniques, les champs électriques/magnétiques externes, les interruptions ou les perturbations sur le réseau de distribution.
 - Une défaillance isolée ne doit pas entraîner la perte de la fonction de protection RI. Chaque défaillance doit être identifiée et entraîner la mise hors circuit de l’IPE ou de l’UPE.

6.4.2 Protection RI intégrée

- (1) La protection RI peut être intégrée à la commande programmable de l’installation de l’UPE (p. ex. au convertisseur). Dans ce cas, il est possible de renoncer à la possibilité de vérification du circuit de déclenchement.
- (2) La protection RI intégrée à un effet sur les disjoncteurs de couplage intégrés ou sur un disjoncteur de couplage externe (p. ex. pour une marche en îlotage voulue de l’installation client).

6.4.3 Recommandations de réglage pour la fonction de protection RI

- (1) La protection revêt une importance considérable pour une exploitation sûre et fiable des réseaux, du dispositif de raccordement et de l’UPE. Le bénéficiaire du raccordement est responsable d’assurer sa propre protection. Le cas échéant, les fonctions de protection décrites dans la présente recommandation doivent être complétées par le bénéficiaire du raccordement de l’IPE. Sa propre protection ne peut toutefois être inférieure aux exigences décrites dans cette recommandation.



- (2) Le tableau suivant indique des recommandations relatives aux fonctions de protection et aux valeurs de réglage.

Fonctions de protection	Valeurs de réglage de la protection RI ^{a)}			
	Alternateurs synchrones et asynchrones directs couplés		Convertisseurs	
Protection contre une hausse de tension $U_{>>}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Protection contre une hausse de tension $U_{>}$ <i>(valeur moyenne glissante sur 10 min)</i>	$1,10 U_n$ ^{b), c)}	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 U_n$ ^{b), c)}	$\leq 100 \text{ ms}$
Protection contre une baisse de tension $U_{<}$	$0,8 U_n$	$1,0 \text{ s}$ ^{d)}	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Protection contre une baisse de tension $U_{<<}$	$0,45 U_n$	300 ms ^{d)}	$0,45 U_n$	300 ms
Protection contre une baisse de fréquence $f_{<}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Protection contre une hausse de la fréquence $f_{>}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$

Tableau 6: Recommandations de réglage pour la protection RI

- a) La consigne de durée « $\leq 100 \text{ ms}$ » 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 millisecondes également. Le temps de mise hors circuit total maximal s'élève donc à 200 millisecondes.
- b) Il convient de s'assurer que la tension de $1,10 U_n$ 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 est autorisé jusqu'à $1,15 U_n$. La protection 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 ($U_{>}: 1,1 U_n$) et d'une protection RI intégrée ($U_{>}: 1,1 U_n$ à $1,15 U_n$) peut être utilisée lorsque la baisse de tension dans l'installation intérieure ne doit pas être négligée et qu'elle n'entraîne pas de tensions élevées inadmissibles. 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 $1,10 U_n$ 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 dans l'IPE: fonction $U_{<<}$: $0,45 U_n$, non temporisé (temporisation la plus réduite possible) et fonction $U_{<}$: $0,8 U_n$, 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.
- (3) Pour les UPE telles que les piles à combustible ou les alternateurs synchrones et asynchrones couplés directement ou via convertisseurs, avec $P_n \leq 250 \text{ kW}$, des réglages de protection de la tension



plus sensibles ne répondant pas à l'exigence FRT peuvent être choisis en vue de leur protection. Un réglage de protection de la fonction $U <$ de $0,8 U_n$, 100 millisecondes (non temporisé) est recommandé.

6.4.4 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). La méthode active doit être prouvée selon la norme SN EN 62116;
 - 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 unipolaires avec convertisseur;
 - Combinaison de la méthode active et de la méthode passive: la méthode passive employée peut être la méthode RoCoF. Dans ce cas, il convient d'utiliser la valeur de réglage 2 Hz/s avec une fenêtre glissante de durée de 0,5 seconde.
- (2) L'identification des îlots est réalisée au niveau de la protection RI externe ou intégrée de l'UPE. Si toutes les UPE d'une IPE disposent d'une identification des îlots intégrée agissant sur les disjoncteurs de couplage intégrés, il est possible de renoncer à la mise en place d'une identification des îlots au niveau de la protection RI externe.
- (3) 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 sont prioritaires 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.
- (4) 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.
- (5) Pour les onduleurs dans les installations photovoltaïques, l'identification des îlots doit être vérifiée d'après la norme SN EN 62116.
- (6) 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.

6.5 Interfaces commande, réglage et mesure

- (1) L'exploitant d'IPE est responsable de la commande et de la synchronisation de son installation. Ce sont les exigences visées au chapitre 5.2 qui s'appliquent en la matière. L'exploitant d'IPE définit la primauté de commande de l'IPE en concertation avec le GRD.
- (2) 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. Dans le cas d'IPE ou d'UPE multiples, une interface appropriée pour la commande à distance doit être mise en place dans la zone de mesure, comme dans le cas d'une IPE ou UPE unique.



- (3) Remarque: pour l'utilisation de la flexibilité garantie pour la limitation de l'injection dans le réseau public conformément à l'art. 19d, al. 6 OApEI, se reporter à la recommandation de la branche de l'AES «Réglementation de l'injection de courant par les IPE».
- (4) L'IPE doit posséder ou mettre à disposition les interfaces suivantes pour la commande, le réglage et la mesure:

6.5.1 Interfaces pour les IPE \leq 250 kW

- (1) La commande de l'IPE par le GRD est le plus souvent assurée par des entrées binaires. Celles-ci prennent la forme de contacts à fermeture sans potentiel (Normally Open – NO). Le GRD fournit les valeurs caractéristiques techniques des contacts (tension maximale, courant maximal). Le GRD peut définir d'autres exigences en matière de connexion.
- (2) **Entrée binaire destinée à l'arrêt de l'IPE en cas d'urgence (entrée Enable)**
La commande d'une IPE doit disposer d'une entrée binaire permettant au GRD d'arrêter l'installation en cas d'urgence (p. ex. pour éviter un effondrement du réseau). C'est-à-dire que la puissance injectée peut être fixée à 0 kVA au point de fourniture.
- (3) **Réglage de la puissance active en fonction de la valeur de consigne pour les IPE > 30 kVA**
Les installations disposant d'une puissance installée > 30 kVA doivent être équipées de dispositifs techniques permettant au GRD de réduire à tout moment la puissance d'injection de l'IPE (p. ex. en cas de situation critique du réseau).
- (4) Afin d'arrêter ou de réduire la puissance d'injection, la commande de l'IPE doit posséder au moins les entrées binaires suivantes.
 - une entrée binaire pour 60 % de la puissance nominale AC
 - une entrée binaire pour 30 % de la puissance nominale AC
 - une entrée binaire pour 0 % de la puissance nominale AC

Les IPE dont la puissance est supérieure ou égale à 100 kVA doivent par ailleurs 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.

- (5) **Entrée (binaire ou analogique) destinée au réglage de la puissance réactive pour les installations > 100 kVA**

Si un réglage de la puissance réactive dans la plage $\cos \phi < 0,9$ est prévu, le GRD en définit contractuellement et spécifiquement pour chaque projet les conditions techniques et commerciales précises, en concertation avec l'exploitant d'IPE.

6.5.2 Interfaces pour les IPE > 250 kW

- (1) Les IPE de grande taille peuvent être intégrées au centre de conduite du GRD.
- (2) 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, Q) de l'IPE ainsi que la possibilité de commande. Elle a lieu en temps réel. Les données sont transmises en ligne directement au GRD.
- (3) Dans ce cas, la commande de l'IPE peut se faire via les interfaces définies au chapitre 6.5.1 ou via une interface de série. Le GRD définit les détails dans ses conditions techniques de raccordement.



6.5.3 Réduction de l'injection pour les installations photovoltaïques sur demande de l'exploitant de l'IPE

- (1) Une réduction de la puissance d'injection au point de fourniture de l'onduleur des installations photovoltaïques peut, dans des cas exceptionnels et sous certaines conditions préalables, être appliquée dans le cadre de l'évaluation technique sur demande de l'exploitant de l'IPE. Dans certaines circonstances, on peut ainsi renoncer à un renforcement du réseau. Un accord écrit y relatif est passé entre l'exploitant de l'IPE et le GRD.

6.5.4 Diminution de l'injection d'une IPE

- (1) La puissance d'injection d'une IPE doit pouvoir être limitée à une valeur de la puissance active. La hauteur de cette limitation dépend de l'utilisation de la flexibilité garantie par le GRD conformément à l'OApEI (cf. aussi la recommandation de la branche de l'AES «Réglementation de l'injection de courant par les IPE»).

6.5.5 Liaison de communication

- (1) La GRD dispose de plusieurs solutions pour commander une IPE. Cette commande est nécessaire pour éviter une mise en danger de l'exploitation sécurisée du réseau. Dans l'idéal, la commande et la réaction de l'installation se font en quelques secondes.
- (2) Aujourd'hui, différentes possibilités technologiques sont utilisées pour commander les récepteurs, par exemple la télécommande centralisée à fréquence musicale (TCFM), la power line communication (PLC), le GSM, fibre optique, la radio, etc. Les TCFM 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 perturbations de réseaux D-A-CH-CZ».
- (3) Le GRD définit les détails dans ses conditions techniques de raccordement.

6.5.6 Exemples

- (1) Des exemples de commande et d'intégration des IPE sont présentés à l'annexe A.3.

6.6 Énergie auxiliaire

- (1) L'alimentation des besoins propres de l'installation de raccordement (y compris l'énergie auxiliaire) éventuellement nécessaire relève de la responsabilité de l'exploitant d'IPE.



7. Vérifications, réception et mesures

- (1) La procédure de mise en service de l'IPE est définie dans les Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE-CH). L'exploitant d'IPE est responsable du respect des valeurs limites conformément aux «Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux 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 au point de fourniture. Pour procéder à une vérification, il est possible d'effectuer des mesures au niveau d'une IPE. L'annexe C «Mesure de réception et répercussions sur le réseau» fournit des détails à ce sujet. 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 visées par l'OIBT. Il établit les documents nécessaires et les intègre à la documentation de l'installation.
- (4) Pour les installations photovoltaïques, le protocole d'essais – mesures PV doit être rempli par l'installateur.



Annexe A Exemples et explications (E+E)

A.1 Définition du point de fourniture et du point de couplage commun

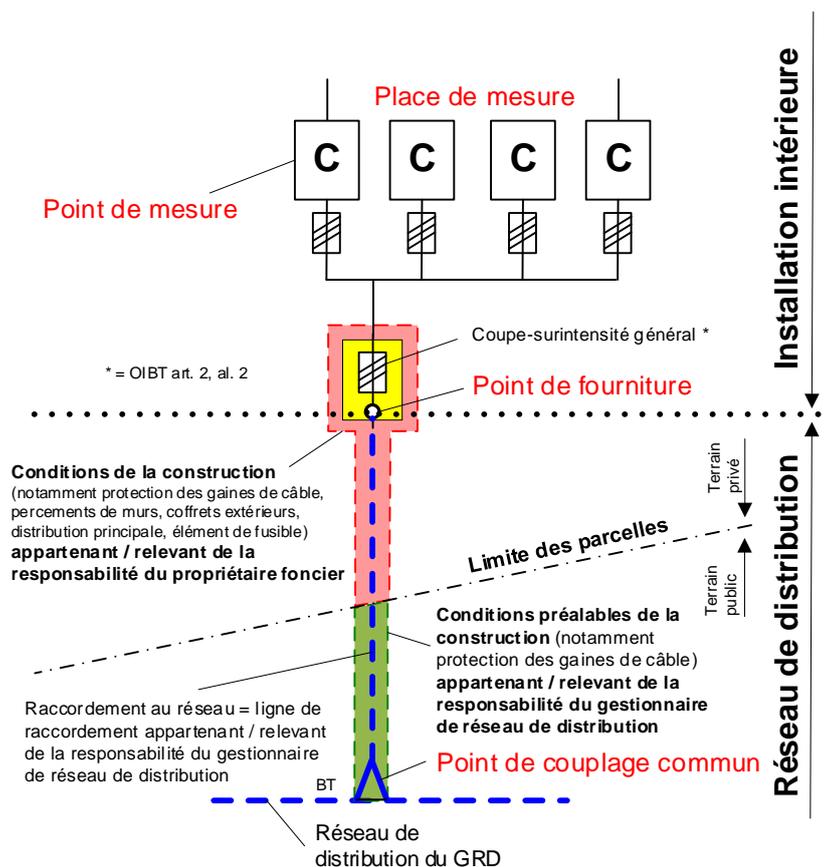


Figure 15: Définition du point de fourniture et du point de couplage commun



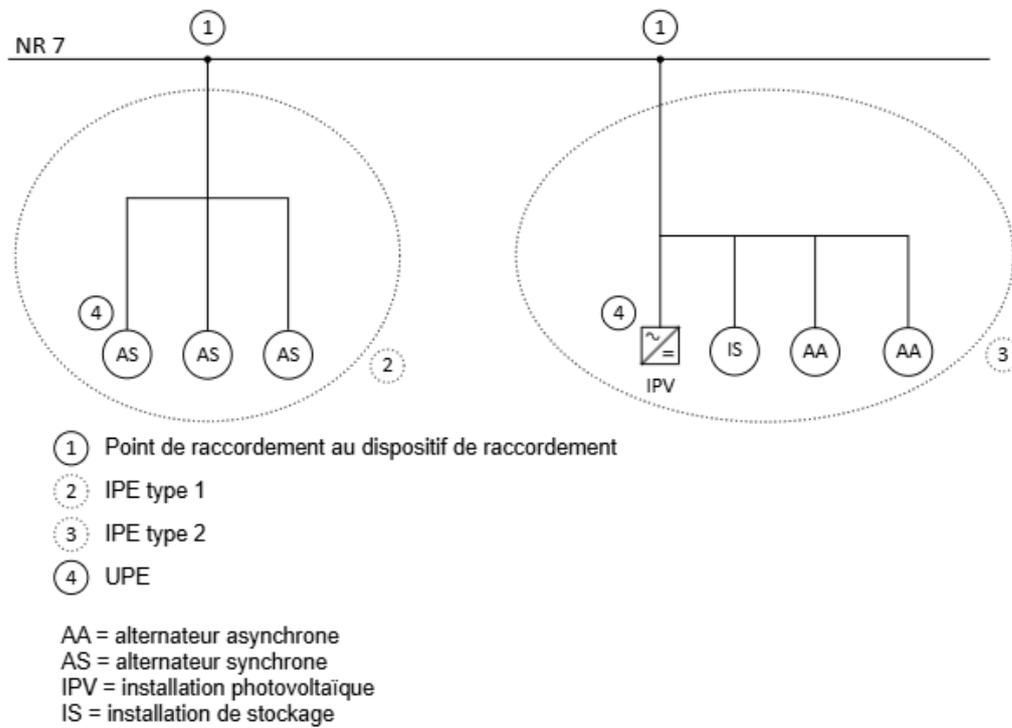


Figure 16: Variantes de raccordement avec différents types d'IPE

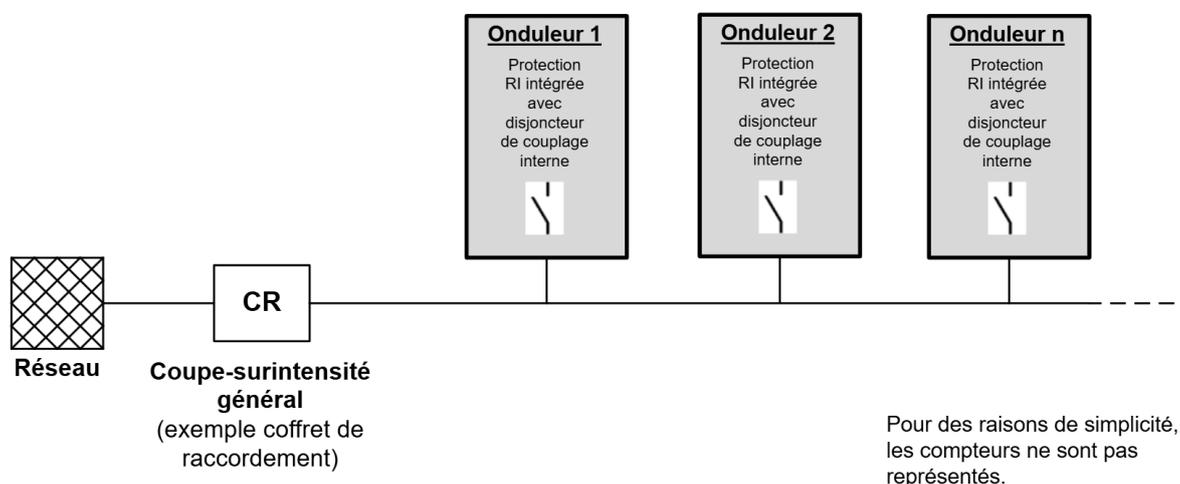


A.2 Exemples de mise en œuvre

- (1) Les chapitres suivants présentent des exemples de mise en œuvre pour différentes puissances et types d'IPE, et nombres d'UPE. Les schémas sont fournis à titre d'exemple et simplifiés, afin de faciliter la compréhension. Les coupe-circuits des bénéficiaires, les compteurs, etc., n'ont donc pas été représentés. Les illustrations présentent différents exemples de possibilités d'exécution et de domaines d'application.

A.2.1 Installation photovoltaïque sans mode d'alimentation de secours (en aval du réseau)

- (1) L'exemple suivant montre une installation photovoltaïque avec plusieurs onduleurs. Les caractéristiques suivantes s'appliquent:
- l'installation correspond au type 2;
 - aucun dispositif de protection RI externe n'est nécessaire;
 - les onduleurs disposent d'une protection RI interne avec disjoncteur de couplage intégré et doivent être réglés conformément aux paramètres régionaux suisses (cf. annexe E);
 - pour les IPE de type A ≤ 250 kW (cf. chapitre E.1)
 - pour les IPE de type B > 250 kW (cf. chapitre E.2)
 - les réglages différents ou supplémentaires doivent être paramétrés selon les instructions du GRD.



A.2.2 Installations photovoltaïques sur plusieurs bâtiments avec installations de stockage d'énergie électrique sans mode d'alimentation de secours (en aval du réseau)

- (1) L'exemple suivant montre plusieurs UPE avec plusieurs onduleurs et des installations de stockage d'énergie dans plusieurs bâtiments.
- (2) Les onduleurs disposent d'une protection RI interne conforme aux normes avec un disjoncteur de couplage intégré. En fonction de la puissance totale (somme de tous les UPE, y compris les installations de stockage d'énergie), les valeurs de réglage recommandées sont indiquées dans l'annexe E:
 - pour les IPE de type A ≤ 250 kW (cf. chapitre E.1)
 - pour les IPE de type B > 250 kW (cf. chapitre E.2)

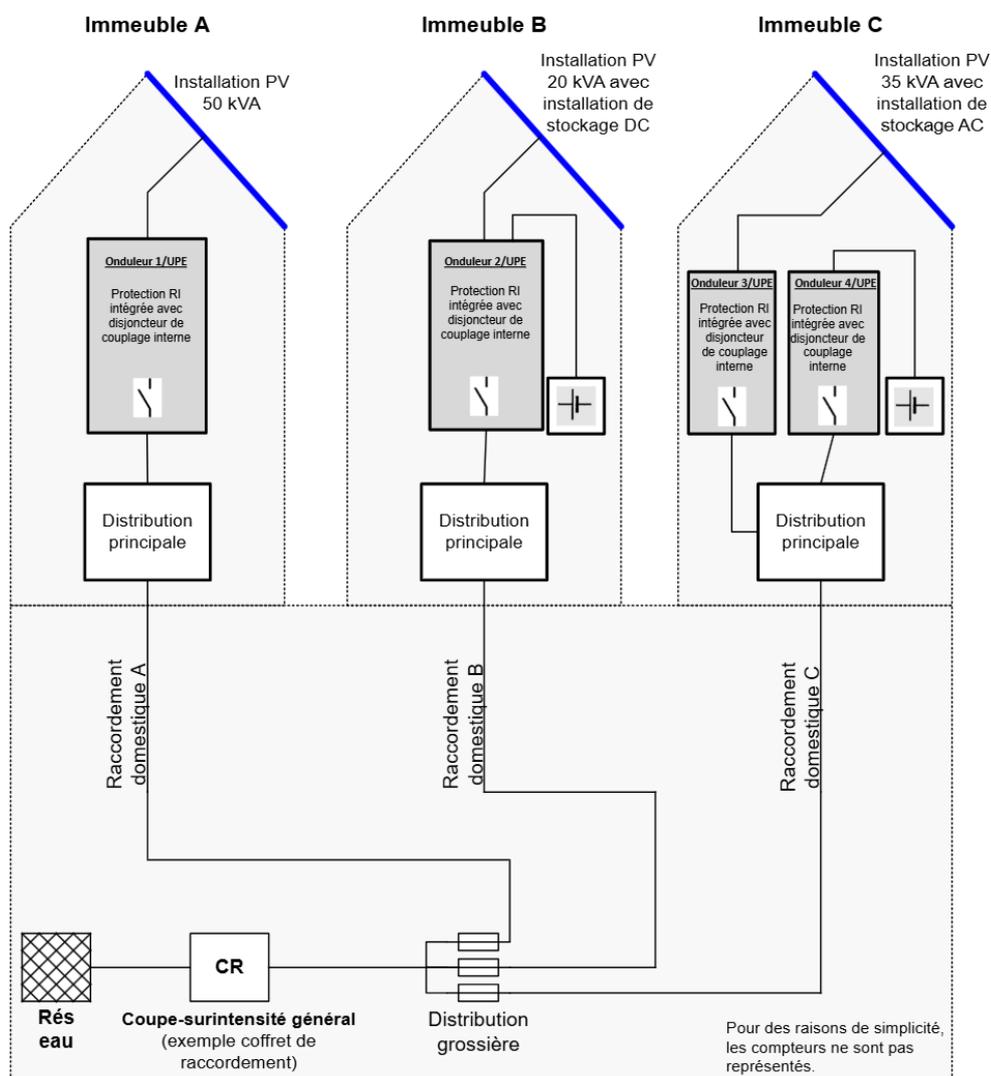


Figure 18: IPE avec plusieurs UPE après un point de fourniture

- (3) Les IPE > 250 kVA se distinguent principalement par le fait que la fonctionnalité FRT doit être activée par injection de courant réactif pour un soutien dynamique du réseau.

A.2.3 Installation photovoltaïque avec installation de stockage d'énergie électrique (avec mode alimentation de secours)

- (1) L'exemple suivant montre une IPE avec mode alimentation de secours et une installation de stockage d'énergie électrique ainsi qu'un disjoncteur de couplage nécessaire pour la séparation galvanique du réseau de distribution.
- (2) L'onduleur de l'installation photovoltaïque et de l'installation de stockage d'énergie AC disposent d'une protection RI interne conforme aux normes avec un disjoncteur de couplage intégré. En fonction de la puissance totale (somme de tous les UPE, y compris les installations de stockage d'énergie), les valeurs de réglage recommandées sont indiquées dans l'annexe E:
 - pour les IPE de type A ≤ 250 kW (cf. chapitre E.1)
 - pour les IPE de type B > 250 kW (cf. chapitre E.2)

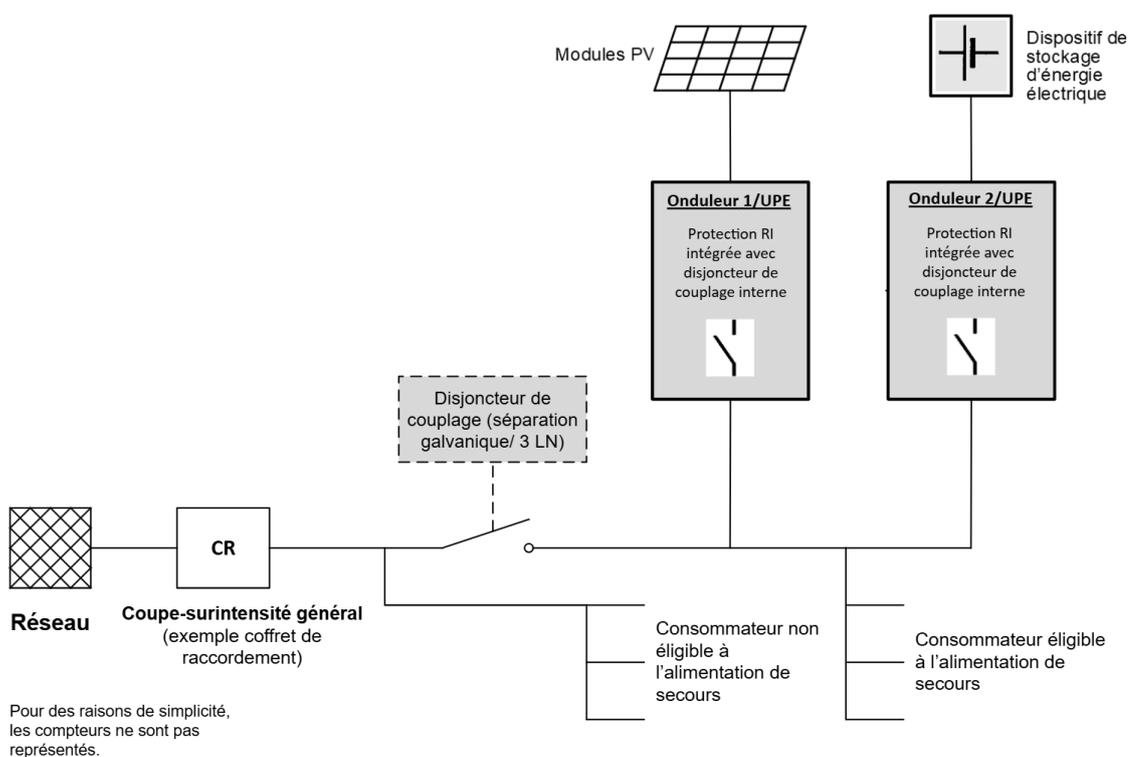


Figure 19: Installation photovoltaïque avec mode alimentation de secours et installation de stockage d'énergie électrique

- (3) Les onduleurs capables de fonctionner en mode alimentation de secours disposent de deux modes de fonctionnement: exploitation réseau en parallèle et exploitation en mode alimentation de secours. Durant l'exploitation en mode «alimentation de secours», pendant la séparation galvanique du réseau du GRD, les propriétés de l'onduleur servant à former un réseau peuvent être actives et, par exemple, l'identification des îlots peut être désactivée.



A.2.4 UPE avec protection RI externe (machine synchrone ou asynchrone)

- (1) L'exemple suivant montre une UPE sans protection RI intégrée (p. ex. un alternateur synchrone ou asynchrone) et sans mode alimentation de secours. Les caractéristiques suivantes s'appliquent:
- l'installation correspond au type 1 (synchrone) ou au type 2 (asynchrone);
 - une protection RI externe avec disjoncteur de couplage externe est nécessaire, de préférence au niveau du point de fourniture;
 - les réglages de protection du relai de protection RI doivent être réglés conformément aux paramètres régionaux suisses (voir annexe E);
 - pour les IPE de type A ≤ 250 kW (cf. chapitre E.1)
 - pour les IPE de type B > 250 kW (cf. chapitre E.2)
 - les réglages différents ou supplémentaires, comme le $\cos \varphi$, doivent être paramétrés selon les instructions du GRD.

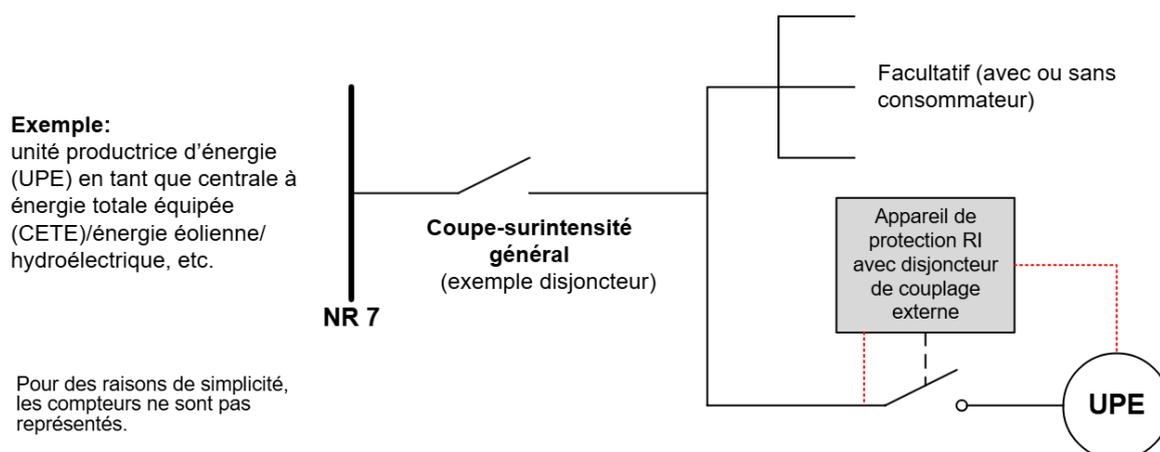


Figure 20: Unité productrice d'énergie (UPE) comprenant par exemple une centrale à énergie totale équipée, une éolienne ou une centrale hydraulique avec une protection RI externe

A.2.5 Installation auxiliaire d'alimentation avec protection RI externe et exploitation réseau en parallèle

- (1) L'exemple suivant montre une UPE avec protection RI externe (p. ex. un générateur diesel pour la fourniture de services-système et pour l'alimentation de secours d'une installation client). Les caractéristiques suivantes s'appliquent:
- l'installation correspond au type 1 (synchrone) ou au type 2 (asynchrone);
 - une protection RI externe avec disjoncteur de couplage externe est nécessaire, de préférence au niveau du point de fourniture;
 - Les réglages de protection du relai de protection RI doivent être réglés conformément au tableau 6.

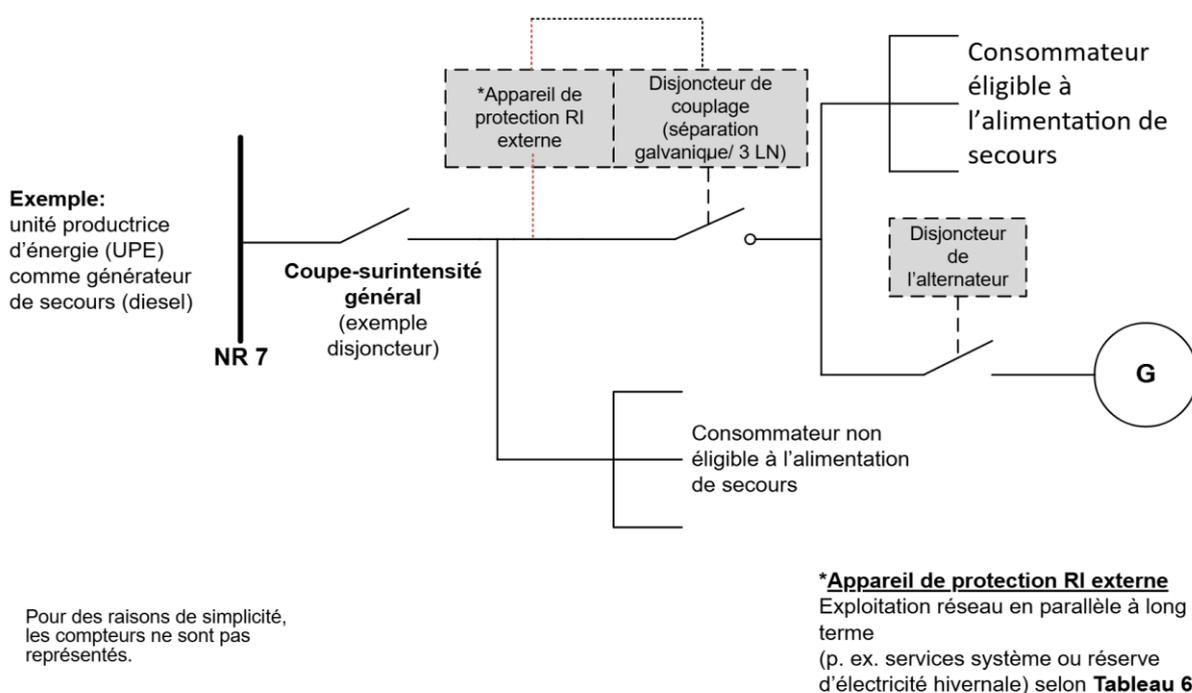


Figure 21: Installation auxiliaire d'alimentation avec exploitation réseau en parallèle longue durée



A.2.6 Installation auxiliaire d'alimentation pour alimentation de secours (exploitation réseau en parallèle uniquement à des fins de test)

- (1) L'exemple suivant montre une UPE pour l'alimentation de secours conformément au chapitre 6.1.2.
- (2) La durée d'exploitation réseau en parallèle comprend uniquement le temps de mise en circuit après synchronisation réussie du générateur de secours avec le réseau de distribution du GRD. 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.
- (3) 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 dispositif de protection de découplage incluant au minimum une protection de tension et de fréquence. Celui-ci peut être intégré au fonctionnement automatique du générateur de secours. Les caractéristiques suivantes s'appliquent:
 - l'installation correspond au type 1 (synchrone) ou au type 2 (asynchrone);
 - un dispositif de protection de découplage agissant sur le disjoncteur de l'alternateur est également nécessaire. Les réglages de protection doivent être effectués selon le Tableau 5.

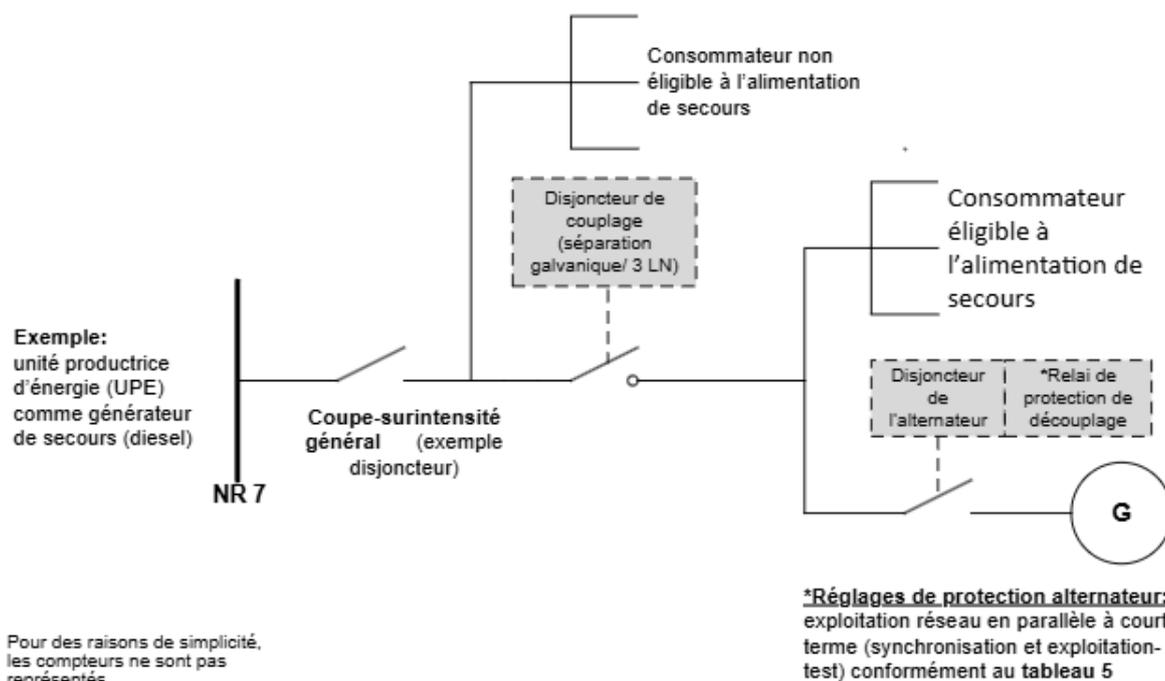


Figure 22: Installation auxiliaire d'alimentation sans exploitation réseau en parallèle (seulement à court terme pour la synchronisation et le fonctionnement périodique de test selon les recommandations du fabricant)



A.2.7 Installation photovoltaïque avec protection RI centrale pour la surveillance de la tension au point de fourniture

- (1) Cet exemple met en évidence l'augmentation de la tension entre le point d'injection de l'UPE et le coupe-surintensité général. Cette problématique peut survenir avec les lignes de raccordement plus longues ou des lignes avec une section moins importante et doit être prise en compte lors de la planification.
- (2) En fonction de la ligne de raccordement entre le convertisseur et le point de fourniture, la fonction $U >$ au niveau du convertisseur peut être réglée jusqu'à $1,15 \times U_n$, car, dans ce cas, la valeur moyenne sur 10 minutes pour $1,10 \times U_n$ est surveillée par la protection RI externe au niveau du point de fourniture au réseau. Dans ce cas, il est nécessaire de faire appel à une protection RI externe dans la zone du coffret de raccordement, si aucune autre mesure ne permet de remédier à la situation.
- (3) Les réglages de protection de la protection RI externe doivent être réglés conformément aux paramètres régionaux suisses (voir annexe E);
 - pour les IPE de type A ≤ 250 kW (cf. chapitre E.1)
 - pour les IPE de type B > 250 kW (cf. chapitre E.2)

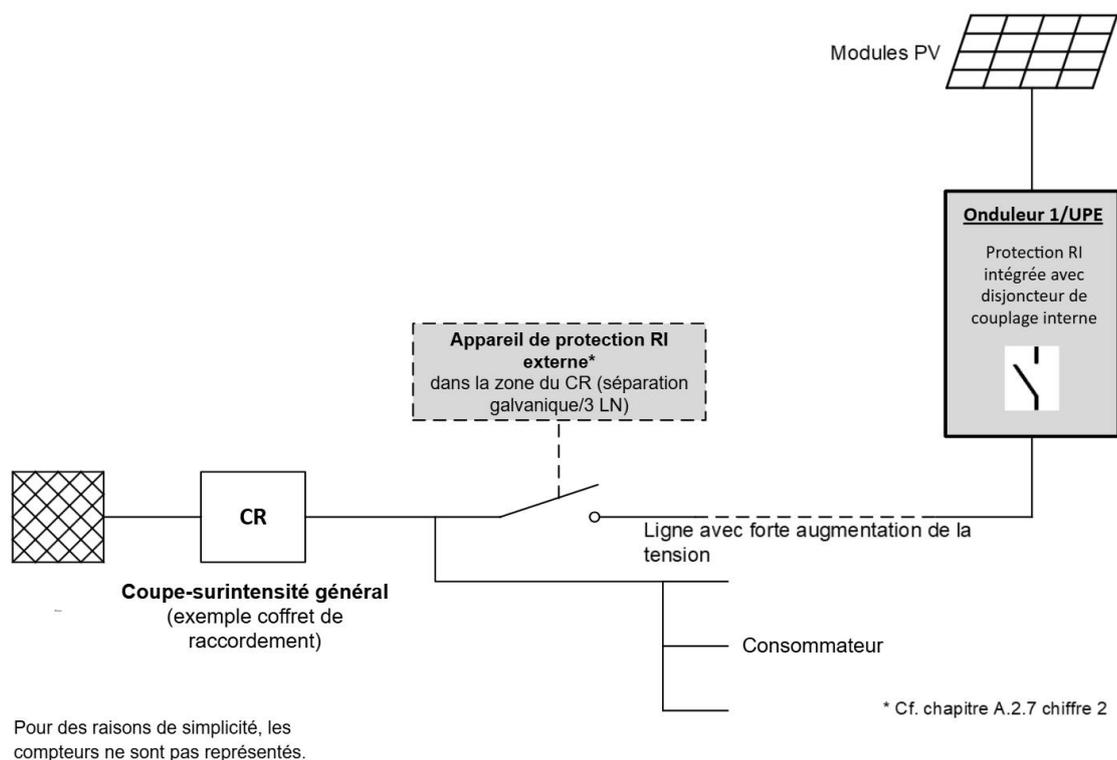


Figure 23: Installation photovoltaïque avec protection RI centrale au niveau du point de fourniture



A.2.8 Description de la réalisation de la protection RI externe avec disjoncteur de couplage externe

- (1) Cet exemple montre comment réaliser une protection RI externe.
- (2) La protection RI externe est utilisée dans les cas suivants (liste non exhaustive):
 - UPE ou IPE sans protection RI conforme aux normes
 - IPE de type 1 (machine synchrone)
 - IPE de type 2 (machine asynchrone)
 - Lignes à forte augmentation de la tension entre le point d'injection de l'UPE et le coupe-surintensité général (cf. exemple A.2.7).
- (3) La protection RI externe est un moyen d'exploitation à part entière, qui peut p. ex. être intégré à une distribution principale. En cas de protection RI externe, une touche-test ou une fonction-test similaire est à prévoir pour vérifier le circuit de déclenchement avec le disjoncteur de couplage. La protection RI externe doit disposer de contacts sans potentiel supplémentaire avec un lien logique, permettant d'assurer la sécurité de l'UPE en cas de défaillance unique (p. ex. convertisseur ou machine synchrone). Dans ce contexte, le message de réponse du disjoncteur de couplage central doit en outre être lu au niveau de la protection RI externe. La Figure 24 ci-après récapitule de façon systématique les exigences relatives à la protection RI externe.

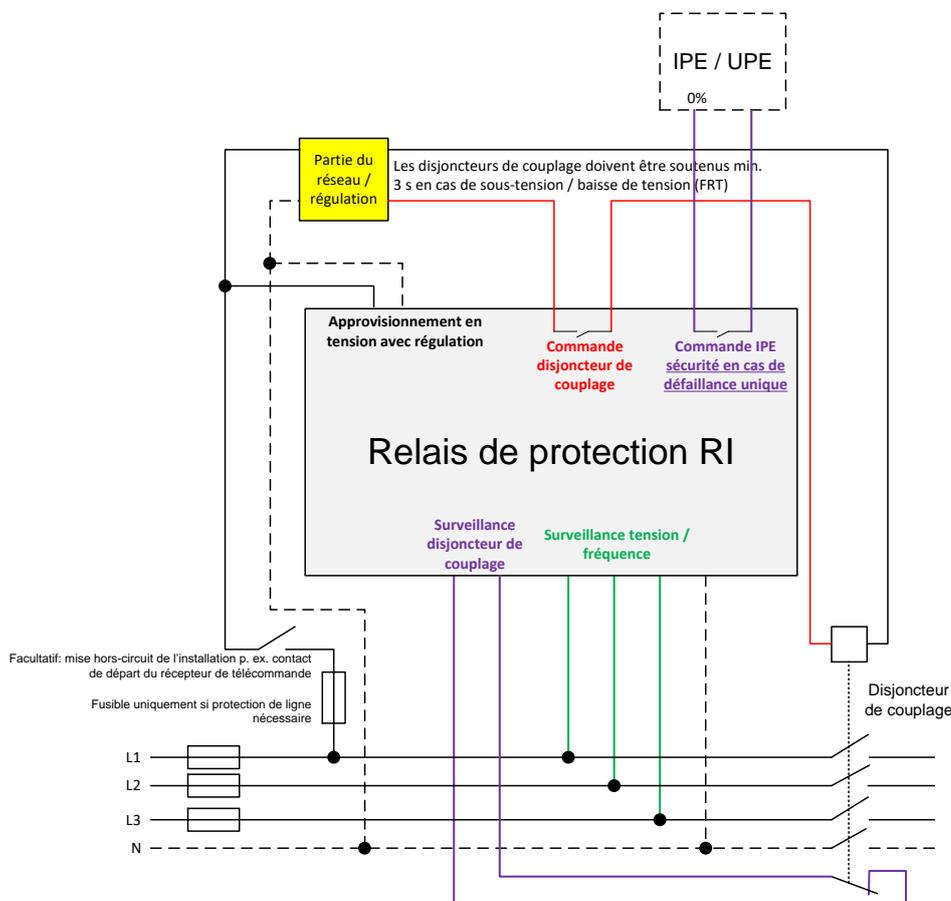


Figure 24: Relais de protection RI externe avec régulation pour la FRT et sécurité en cas de défaillance unique



A.3 Exemples de commande à distance ou d'intégration au centre de conduite du GRD

A.3.1 Commande à distance d'une IPE ≤ 30 kVA

- (1) La Figure 25 suivante fournit un exemple de commande d'une IPE ≤ 30 kVA via un module de gestion de la charge. La communication avec le module s'effectue via le PLC. Il contient des contacts de commutation susceptibles d'être commandés par le GRD. Le GRD obtient un message de retour relatif à l'état des contacts de commutation. La commande via un récepteur TCFM peut en pratique être réalisée de manière similaire.
- (2) La matrice de commutation et les contacts doivent être discutés avec le GRD. Le GRD les définit dans ses conditions techniques de raccordement.

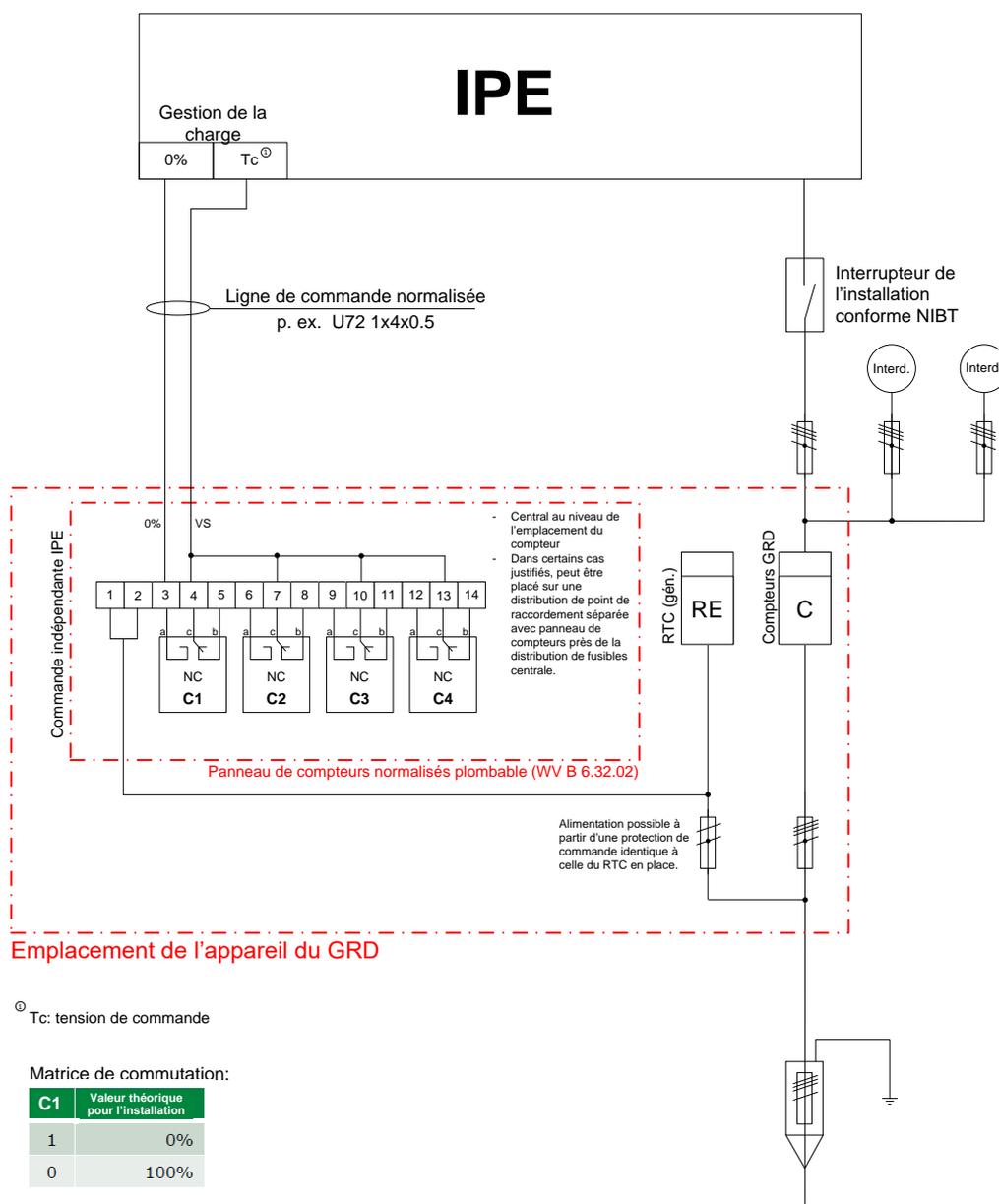


Figure 25: Exemple de commande d'une IPE ≤ 30 kVA via un module de gestion de la charge



A.3.2 Commande à distance d'installations photovoltaïques (> 30 kVA) à l'aide d'une télécommande centralisée

- (1) En fonction de la taille de l'installation, un à deux récepteurs TCFM peuvent être utilisés pour commander l'installation. Pour une installation <100 kVA, on utilise un récepteur TCFM pour la puissance active. À partir de <100 kVA, on utilise un récepteur TCFM supplémentaire pour la puissance réactive. La puissance nominale peut être réduite via les entrées binaires à 60 %, 30 % ou 0 %. La puissance réactive peut, p. ex., être modifiée via les entrées binaires en changeant le $\cos \varphi$ (p. ex. $0,95_{\text{sous-excité}}$).
- (2) L'interface entre l'IPE et le dispositif de commande est la barrette de raccordement. Les contacts de relais physiques sont sans potentiel. Pour chaque récepteur, il est nécessaire de prévoir un emplacement de montage d'env. 35 mm sur un profilé. Un raccordement électrique de 230 V est requis pour l'approvisionnement du récepteur.

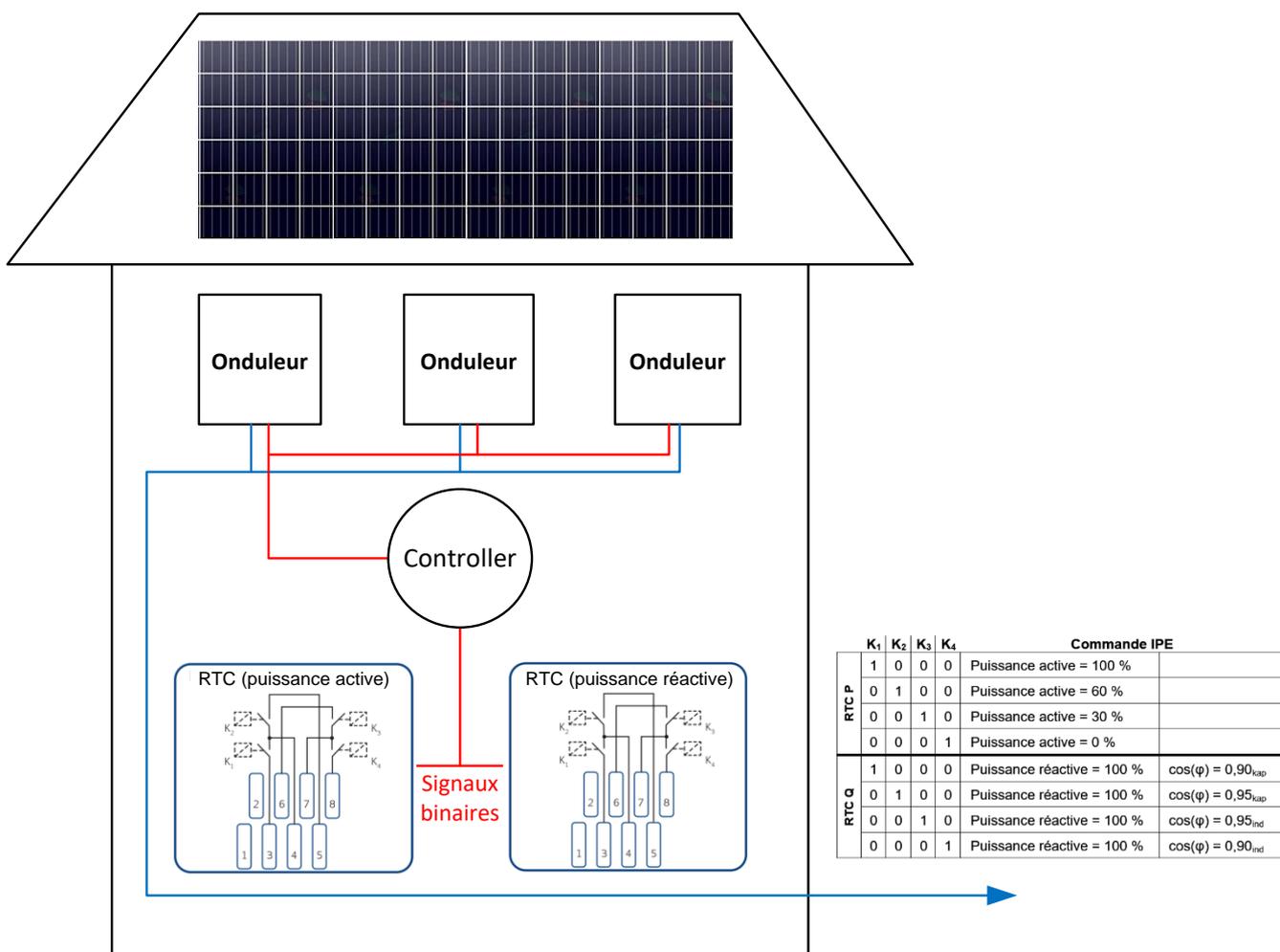


Figure 26: Exemple de commande d'une IPE 100 à 250 kVA par récepteurs TCFM



A.3.3 Commande à distance d'installations photovoltaïques > 250 kW via téléconduite

- (1) Les IPE à partir de 250 kVA sont non seulement commandées à l'aide de valeurs théoriques, pour ce qui concerne les paramètres de puissance, mais doivent également renvoyer des valeurs réelles. Ceci peut généralement s'effectuer via les compteurs de facturation déjà présents. L'interface entre l'IPE et l'unité de commande est la barrette de raccordement du système d'actionnement à distance. Les contacts de relais physiques sont sans potentiel. L'IPE est raccordée au poste de conduite du GRD via le réseau mobile. Un emplacement de montage (à proximité du compteur) est nécessaire pour le système d'actionnement à distance. Un approvisionnement en tension triphasée est à prévoir sur le site d'installation. Au niveau de l'interface de commande de l'IPE, il convient de prévoir un emplacement de montage sur un profilé pour le module I/O déposé.



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

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 7 présente les valeurs indicatives (courant nominal de l'alternateur 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	
Alternateurs synchrones	8x	5x	20x
Alternateurs asynchrones	6x	5x	12x
Alternateurs asynchrones avec double injection	3x	1x	8x
Convertisseur	1x	1x	2x

Tableau 7: Valeurs indicatives de la contribution des IPE aux courants de court-circuit



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

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.

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

Tableau 8: Tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système de dénomination de consommation)

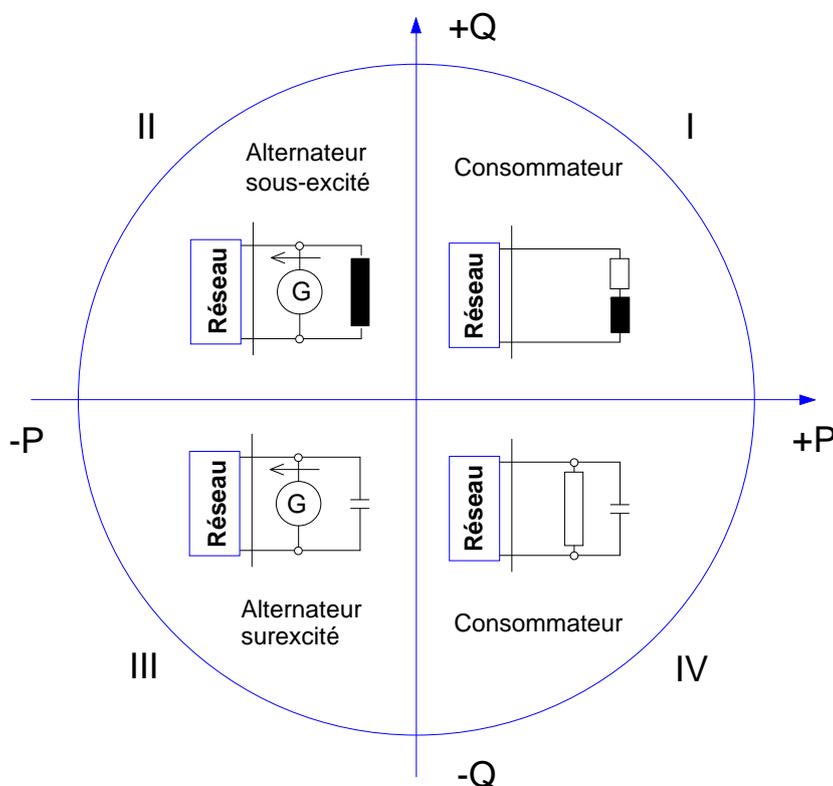


Figure 27: Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation



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.

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

Tableau 9: Tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système vectoriel de dénomination de production)

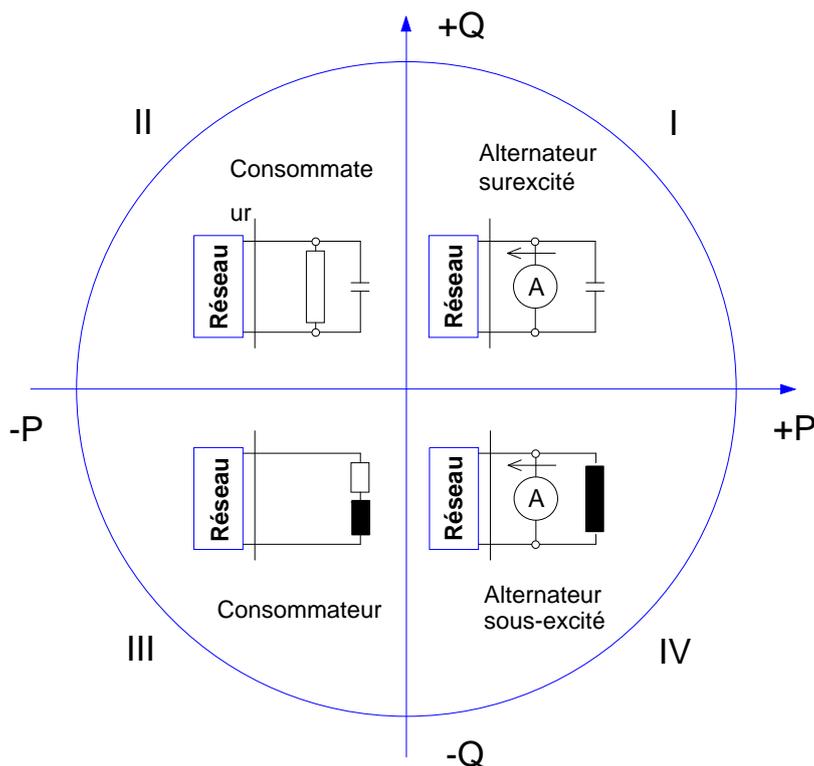


Figure 28: Représentation par le système vectoriel de dénomination de production



Annexe C Mesure de réception et répercussions sur le réseau

C.1 Champ d'application

- (1) Cette annexe est destinée aux responsables des mesures des GRD et décrit la marche à suivre pour mesurer la qualité du réseau sur les IPE sur le réseau basse tension.
- (2) Il vise à harmoniser les critères utilisés par les GRD pour décider d'effectuer une mesure et à indiquer:
 - quand, où, comment et pourquoi une mesure s'avère pertinente ou nécessaire et
 - comment la mesure doit être effectuée.
- (3) L'annexe fournit des indications sur:
 - les installations qui pourraient avoir des répercussions critiques sur le réseau ainsi que leur emplacement et
 - l'analyse et l'évaluation de la mesure.

C.2 Introduction

- (1) Le GRD est responsable de l'exploitation du réseau de distribution 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.
- (2) Les valeurs limites d'émissions présentées dans les Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de 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.
- (3) Le raccordement et l'exploitation d'IPE sur le réseau de distribution influe sur la qualité de la tension, de façon plus ou moins importante selon la performance (puissance de court-circuit) du réseau de distribution au point de fourniture ou de connexion de l'IPE et les répercussions sur le réseau³ qu'elle génère.
- (4) Préalablement à la réalisation des simulations de réception, il convient de vérifier si des mesures de maintien de la tension, p. ex. un réglage de la puissance réactive, sont en place sur le réseau de distribution observé.
- (5) Cependant, il n'est pas toujours possible de prévoir correctement tous les aspects des répercussions sur le réseau: c'est la raison pour laquelle les simulations sont pertinentes, voire nécessaires. Elles permettent en effet de repérer des problèmes potentiels dès la mise en service, avant que les clients ne se manifestent.

³ L'autorisation de raccordement et la détermination des valeurs limites d'émissions pour les installations des utilisateurs de réseau visent le respect durable de la norme SN EN 50160. Le prérequis est que la production d'énergie électrique, dans la mesure du possible, n'engendre pas de nuisance sonore et que la somme des répercussions autorisées sur le réseau soit répartie sur l'ensemble des installations raccordées des utilisateurs du réseau, actuelles et futures.



- (6) Les simulations de qualité de la tension (de réseau) et leurs analyses ou interprétations sont également un moyen pour les GRD de confirmer les calculs et d'améliorer les processus. Ces calculs doivent par ailleurs servir à acquérir une grande expérience dans ce domaine d'activité.
- (7) Afin d'utiliser les ressources à disposition aussi efficacement que possible et de maintenir les coûts à un faible niveau, il convient de travailler selon le principe suivant: «moins d'installations, mais des mesures exhaustives».
- (8) Les coûts induits par les mesures de contrôle lors de la mise en service d'une IPE sont en principe supportés par le GRD. Si la mesure de contrôle met en évidence des effets techniques perturbateurs non autorisés au point d'injection, causés par l'IPE et dus à des données manquantes ou erronées dans la demande de raccordement technique (DRT), les coûts de la simulation peuvent être imputés au producteur (exploitant d'IPE) (voir aussi directive ECom).
- (9) La réception de l'IPE incluant le procès-verbal de contrôle et de réception, les réglages de protection, le rapport de sécurité et l'ensemble des calculs de la qualité du courant pour les différentes campagnes de simulation n'est pas traitée dans ce document «Recommandation de la branche».
- (10) Les termes techniques utilisés dans cette annexe sont définis dans les règles D-A-CH-CZ.

C.3 Mesure

C.3.1 Critères pour la réalisation de la mesure de réception

- (1) Les expériences de différents GRD ont montré qu'en principe, tous les types d'IPE tels que les petites hydrauliques, les centrales de chauffage à distance, les centrales éoliennes et les installations photovoltaïques doivent faire l'objet d'une évaluation en ce qui concerne leurs répercussions sur le réseau. Les critères suivants permettent toutefois de déterminer la pertinence d'une telle mesure:
 - variation de tension⁴ par rapport au calcul de raccordement supérieure à 3 % par IPE (autres IPE présentes sur le réseau non prises en compte)
 - harmoniques critiques, variations de tension dues à la commutation, effet flicker, interruptions de commutation visibles sur les calculs de raccordement
 - multiplication d'IPE sur un même réseau local
 - raccordement d'installations de type nouveau ou dotées de technologies inédites (producteur inconnu/nouveaux modèles)
 - installations ayant déjà posé problème par le passé
 - possibles répercussions sur les dispositifs de transmission de signal via le réseau de distribution (p. ex. télécommande centralisée, technologie PLC pour smart meter)
 - intérêt propre du GRD (p. ex. nombreux convertisseurs par installation photovoltaïque, suspicion de dissymétries, expérience, etc.)

⁴ D-A-CH-CZ partie B section I: dans des conditions de fonctionnement du réseau sans perturbations, à aucun point de couplage commun, la variation de tension lente occasionnée par toutes les installations de production et/ou de stockage ne doit dépasser de plus de 3 % la tension hors installations de production.



C.3.2 Lieu de la mesure de réception

- (1) L'évaluation des répercussions sur le réseau est effectuée au point de couplage commun. Le calcul et la mesure sont réalisés au point de fourniture (cf. Figure 29). Si une mesure ne peut être effectuée au point de fourniture, p. ex. pour des raisons de sécurité, il convient de choisir un autre endroit pour la réaliser. Celui-ci est consigné précisément dans l'analyse et l'évaluation.
- (2) L'intensité de courant est mesurée dans la ligne d'amenée reliant l'IPE (de façon exclusive si possible). Cette donnée se révèle pertinente pour les émissions ainsi que pour l'évaluation des répercussions sur le réseau conformément aux règles D-A-CH-CZ.

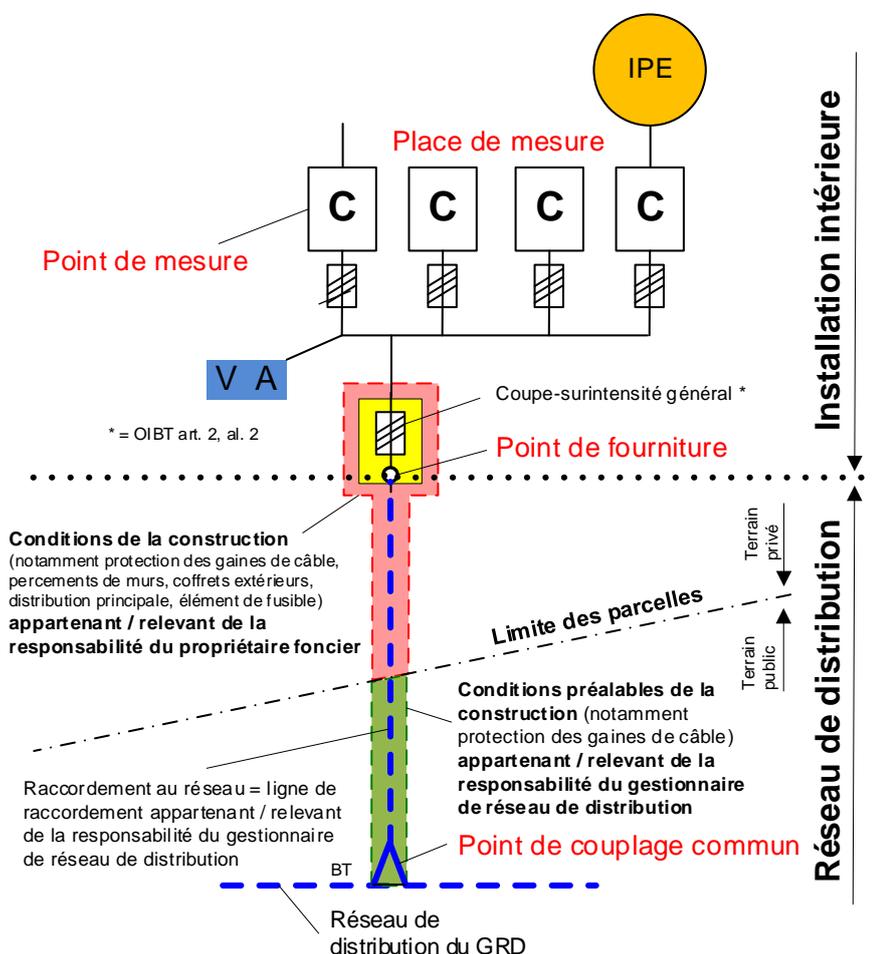


Figure 29: Proposition de dispositif de mesure



C.3.3 Exigences concernant les appareils de mesure

- (1) Il faut au minimum un analyseur de réseau satisfaisant à la norme SN EN 61000-4-30⁵ (classes A et S). En plus de la tension, on peut également mesurer l'intensité du courant et le déphasage. L'enregistrement de la valeur effective s'avère pertinent pour la mesure d'installations rotatives (évaluation du courant de démarrage).

Remarque: pour mesurer le niveau de bruit lié aux dispositifs de communication (p. ex. technologie PLC pour smart meter), il convient d'utiliser un instrument adapté.

C.3.4 Définition des paramètres de mesure

- (1) Les points suivants sont à prendre en compte pour évaluer les répercussions sur le réseau du fonctionnement en parallèle d'IPE (voir les règles D-A-CH-CZ):
 - augmentation de la tension $\Delta U_{\text{Augmentation}}$
 - variation de tension due au couplage ΔU
 - effet flicker
 - harmoniques
 - interruptions de commutation
 - dissymétrie
 - compensation de l'énergie réactive consommée
 - répercussions sur les dispositifs de transmission de signal présents sur le réseau de distribution (p. ex. télécommande centralisée, technologie PLC pour smart meter)

C.3.5 Exigences et type de mesures

- (1) Selon le type d'IPE (p. ex. génératrice avec énergie directement injectée dans le réseau, énergie injectée dans le réseau via un convertisseur), les répercussions sur le réseau diffèrent radicalement. La vérification métrologique du respect des valeurs limites des émissions n'est pas toujours simple dans le contexte de l'exploitation réelle des IPE. Bien souvent, certains critères d'évaluation, tels que l'augmentation de la tension et l'effet flicker, se superposent aux répercussions générées par d'autres installations d'utilisateurs de réseau.
- (2) Pour évaluer les répercussions d'une IPE sur le réseau, il convient en principe de réaliser des mesures de courte durée⁶. La mesure de courte durée fournit, à travers la mise en et hors circuit de l'IPE, certaines informations sur l'influence et la qualité de l'IPE. La mesure de longue durée complémentaire, quant à elle, est surtout intéressante pour le GRD qui souhaite démontrer la qualité de la tension à un moment T via la collaboration de tous les utilisateurs du réseau.

⁵ Fixe la procédure de mesure de la qualité de la tension sur les réseaux d'approvisionnement en courant alternatif de 50/60 Hz et d'analyse des résultats.

⁶ WV-CH 1.7, Répercussions sur le réseau: le GRD peut exiger la réalisation de mesures spéciales lorsque des installations sont susceptibles de provoquer des répercussions sur son réseau ou des perturbations non admissibles sur ses moyens d'exploitation. Le bénéficiaire du raccordement au réseau doit à ce moment mettre l'installation concernée dans l'état de marche demandé. Une personne qualifiée et conformément instruite doit être présente lors de la réalisation de ce travail.



C.3.5.1 Exigences minimales en matière d'exploitation

- (1) Pour les mesures de courte et de longue durée, les IPE doivent injecter l'énergie dans des conditions d'exploitation normales faisant l'objet d'un accord. Il est possible de procéder à une analyse et à une interprétation parlantes en effectuant une projection de la puissance mesurée sur les valeurs nominales. Le principe est alors le suivant: plus la puissance mesurée est élevée, meilleure est la projection.
- (2) Si l'installation est en exploitation, autrement dit si la mise en service et le contrôle (procès-verbal de mesure et d'essai) ont été réalisés avec succès, la mesure doit être effectuée le plus rapidement possible afin de repérer au plus tôt les situations critiques ou susceptibles de causer des perturbations. L'état de marche à prendre en compte varie en fonction de la saison et des conditions météorologiques.

C.3.5.2 Mesure de courte durée (env. une heure)

- (1) Dans le cas d'une mesure de courte durée, la tension et l'intensité de courant sont relevées sur une IPE en et hors tension.

Moyenne des valeurs mesurées: aussi courte que possible (typiquement 10 millisecondes; possibilité d'aller jusqu'à 1 seconde pour les installations PV)

- tension, intensité de courant et déphasage (3 phases)
- variation de tension ΔU lors de la mise hors tension de l'IPE (différence entre la dernière mesure relevée avant la mise hors tension et la première relevée après)
- niveau de tension des signaux de commande (p. ex. télécommande centralisée, technologie PLC) (niveau pour une IPE en et hors tension; pour la télécommande centralisée, il convient d'utiliser le signal de test)
- variation de tension lors de la séquence de départ (enregistrement de la valeur effective, pertinent pour les installations rotatives, en option pour les convertisseurs)

- (2) La puissance de court-circuit S_{cV} devrait également être mesurée au point de fourniture.

C.3.5.3 Mesure de longue durée (au moins sept jours)

- (1) La mesure de longue durée montre la qualité de la tension sous l'influence de tous les utilisateurs du réseau, selon le principe de la SN EN 50160.

Moyenne des valeurs mesurées: en principe 10 minutes pour l'analyse et l'évaluation (moyenne d'enregistrement recommandée: 1 minute selon l'appareil de mesure)

- tension, intensité de courant et déphasage (3 phases)
- autres grandeurs à mesurer recommandées:
 - niveau de tension des signaux de commande (p. ex. télécommande centralisée, technologie PLC)
 - interruptions de commutation (saisie transitoire, en fonction de l'appareil de mesure)



- harmoniques (courant et tension) > 1,25 kHz mais < 20 kHz (en fonction de l'appareil de mesure)

C.4 Analyse et évaluation des résultats de mesure

C.4.1 Généralités

- (1) L'analyse de mesure suivante correspond à la prise en compte d'un nombre minimal de grandeurs à mesurer. Des analyses plus approfondies peuvent être établies sur demande du GRD ou dans son intérêt.
- (2) Au point de fourniture ou de connexion, certains critères d'évaluation tels que l'augmentation de la tension, l'effet flicker, etc. se superposent aux répercussions causées par les installations d'autres utilisateurs du réseau, un constat également valable lors de la mise hors tension de l'IPE pour une mesure de courte durée. C'est pourquoi il est dans certains cas impossible de vérifier précisément, avec une seule mesure, les valeurs limites fixées par les règles D-A-CH-CZ. L'objectif est de relier les valeurs mesurées enregistrées aux valeurs limites fixées par les règles D-A-CH-CZ, afin de repérer les éventuelles répercussions problématiques sur le réseau.

C.4.2 Mesure de courte durée (env. une heure)

- (1) Lors d'une mesure de courte durée, on observe l'influence immédiate de l'IPE sur la tension du réseau en mettant en et hors tension l'installation. La tension mesurée sera simultanément limitée par les autres utilisateurs et IPE. Elle constituera cependant un bon repère à partir duquel observer l'influence.

C.4.2.1 Augmentation de la tension $\Delta U_{\text{Augmentation}}$

- (1) On mesure la tension peu avant (U_{En}) et peu après (U_{Hors}) l'arrêt de l'IPE. $P_{\text{Exploitation}}$ correspond à la puissance de l'IPE peu avant son arrêt. $\Delta U_{\text{Augmentation}}$ désigne l'augmentation de la tension lorsque l'IPE tourne à plein régime ($S_{100\%}$), et est obtenu au moyen de la projection suivante:

$$\Delta U_{\text{Augmentation}} \cong \frac{S_{100\%}}{S_{\text{Exploitation}}} \cdot (U_{\text{En}} - U_{\text{Hors}})$$

Pour $\cos \varphi_{\text{IPE}} = 1,0$; $S = P$

- (2) Les IPE peuvent fournir de l'électricité selon des exigences spécifiques d'exploitation. Ainsi, on peut avoir $Q = f(P)$ ou $P = f(U)$. La projection pour ces cas particuliers est pratiquement impossible. Il faut alors prévoir une mesure prenant en compte le soutirage proche de la performance maximale.
- (3) L'augmentation de la tension dans le réseau basse tension sert à vérifier le calcul de raccordement. La projection doit être inférieure de 3 % à la valeur limite fixée par les règles D-A-CH-CZ (ou de la valeur limite propre dans des cas particuliers⁷).

⁷ D-A-CH-CZ, partie B section I, chapitre 1.1.1 variations de tension lentes



C.4.2.2 Niveau de tension des signaux de commande

- (1) La variation du niveau de tension des signaux de commande $\Delta u_{\text{Commande}}$ peu avant ($U_{\text{Commande en}}$) et ($U_{\text{Commande hors}}$) au moment de l'arrêt de l'IPE ne doit pas dépasser de +/- 5 % la valeur-limite, afin d'éviter des répercussions négatives.

$$\Delta u_{\text{Commande}} \cong \frac{U_{\text{Commande en}} - U_{\text{Commande hors}}}{U_{\text{Commande hors}}}$$

- (2) Les connaissances actuelles montrent que la puissance de l'IPE influe peu sur le signal de commande. C'est pourquoi elle n'est pas prise en compte dans le calcul.
- (3) Le chiffre de 5 % garantit que le fonctionnement de plusieurs IPE d'un même réseau local n'influe pas de façon insupportable sur le signal de commande (dans l'ensemble du réseau basse tension local, le niveau de la télécommande centralisée de la fréquence ne doit pas varier de plus de 50 %⁸; pour la technologie PLC, aucune valeur empirique n'est disponible).

C.4.2.3 Variation de tension ΔU lors du démarrage

- (1) La variation de tension doit rester dans la fourchette des valeurs limites imposées par les règles D-A-CH-CZ et ne pas influencer négativement sur les autres appareils raccordés au réseau. Pour évaluer l'effet flicker, il convient de prendre en compte le taux de rafraîchissement de la variation de tension.

C.4.2.4 Puissance de court-circuit S_{cv}

- (1) La mesure de la puissance de court-circuit permet de vérifier la puissance de court-circuit estimée utilisée pour l'évaluation de l'IPE dans la demande de raccordement technique (DRT). La puissance de court-circuit mesurée apporte des informations sur la qualité du modèle de réseau utilisé pour le calcul.

C.4.3 Mesure de longue durée (au moins sept jours)

- (1) En principe, les mesures sont effectuées et analysées suivant la norme SN EN 50160. La variation de tension ne doit en aucun cas dépasser la valeur limite de +10 % ($U_{\text{réf}} = 230 \text{ V L-N}$ ou 400 V L-L) lors de l'injection de toutes les installations de la zone de desserte avec puissance nominale. On ne peut ici estimer que grossièrement l'influence du niveau de commande exercée par l'IPE. En cas de répercussions négatives, elle doit être appariée à d'autres mesures et éliminée.
- (2) Pour les intensités de courant harmonique, il faut utiliser la valeur limite fixée par les règles D-A-CH-CZ. Si les valeurs mesurées se rapprochent de celle-ci, il importe d'élucider les causes exactes de cette situation, ainsi que les éventuelles influences mutuelles exercées par des installations tierces. Un effet flicker ou une dissymétrie, provenant d'une IPE triphasée, peuvent se

⁸ AES 2.66, Télécommandes centralisées à fréquences musicales. Recommandations pour la limitation d'influences intolérables



produire en cas de convertisseur défectueux ou de gestion défaillante des installations. Les interruptions de commutation sont constatées uniquement lorsque l'appareil de mesure a été paramétré pour un enregistrement de transitoires.

- (3) La mesure de longue durée sert à vérifier que le fonctionnement en parallèle de plusieurs IPE dans une zone de desserte se déroule correctement durant la période de mesure. En revanche, il n'est malheureusement pas possible d'estimer la tension maximale au point de fourniture lorsque le niveau de production le plus élevé est atteint dans l'ensemble de la zone de desserte. Ce «point de fonctionnement» déterminant ne peut être évalué qu'en calculant le flux de charge. La mesure de longue durée constitue cependant une expérience précieuse pour régler précisément les paramètres de calcul.

C.5 Documentation

- (1) Pour finir, les conditions-cadres des mesures (lieu, moment, paramètres, etc.) et leurs résultats (analyse, évaluation, mesures décidées) doivent être consignés dans un rapport spécifique.

C.6 Marche à suivre en cas de dépassement des valeurs limites

- (1) Si l'on constate qu'une IPE provoque le dépassement des valeurs limites fixées par les règles D-A-CH-CZ ou par la norme SN EN 50160, le GRD en informe l'exploitant d'installation au moyen d'un rapport de mesure. Avec l'exploitant d'installation et/ou avec l'installateur, ils discutent des mesures possibles pour remédier au problème et les mettent en œuvre.
- (2) Si l'IPE provoque des perturbations concrètes, il convient d'envisager la mise hors service de l'installation en question jusqu'à l'élimination du facteur de dérangement.



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 01.07.2024)
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 01.07.2024)
Ordonnance sur les matériels électriques à basse tension, RS 734.26 (OMBT du 25.11.2015, état au 01.01.2023)
Ordonnance sur les installations à basse tension, RS 734.27 (OIBT du 07.11.2001, état au 01.07.2024)
Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, RS 734.71 (OApEI du 14.03.2008, état au 01.07.2024)
Textes de la Commission fédérale de l'électricité EICOM (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 220.0621 d, Exigences sur les installations de production d'énergie (IPE)

Tableau 10: Législation fédérale



D.2 Documents de la branche de l'AES

<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse. Document de base pour la réglementation des aspects centraux de l'organisation du marché suisse de l'électricité, édition 2024. http://www.electricite.ch</p>
<p>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. Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution de l'utilisation des réseaux de distribution suisses, édition 2024 http://www.electricite.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité: Distribution Code Suisse. Règles techniques pour le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution, édition 2020 http://www.electricite.ch</p>
<p>Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité: Transmission Code Suisse, édition 2020 http://www.swissgrid.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité: Metering Code Suisse, Dispositions techniques pour la mesure et la mise à disposition des données de mesure, édition 2022 http://www.electricite.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité: Raccordement au réseau pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution, Principes pour déterminer les conditions et calculer les contributions aux coûts pour le raccordement physique au réseau de distribution, édition 2024 http://www.electricite.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche Prescriptions des distributeurs d'électricité Suisse, Conditions techniques de raccordement pour le raccordement de récepteurs d'énergie, d'installations de production ou de stockage, raccordés au réseau de distribution basse tension, édition 2021 http://www.electricite.ch</p>
<p>D-A-CH-CZ III. Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux. Édition 2021 pour la basse tension, édition 2022 pour la moyenne tension; édition 2023 pour la haute tension. http://www.electricite.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Recommandation de la branche Réglementation de l'injection de courant par les IPE, édition 2025 http://www.electricite.ch</p>
<p>VSE/AES, Association des entreprises électriques suisses Manuel Exploitation du réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution (NR 3 et NR 5), édition 2020 http://www.electricite.ch</p>

Tableau 11: Documents de la branche AES



D.3 Normes

<p>SN EN 50160: Caractéristiques de la tension dans les réseaux publics de distribution, édition 2022</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SN EN 50065-1: Transmission de signaux sur les réseaux électriques basse tension dans la bande de fréquences de 3 kHz à 148,5 kHz - Partie 1: Édition 2011, Règles générales, bandes de fréquences et perturbations électromagnétiques</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SN EN 50549-1:2019 plus SN EN 50549-1 :2019/A1 :2023</p> <p>Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution - Partie 1: Raccordement à un réseau de distribution BT – Centrales électriques jusqu’au Type B inclus, édition 2019 plus Amendement A1 de septembre 2023</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SN EN 62109 -1:2010 / -2:2011</p> <p>Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les réseaux d’énergie photovoltaïque – Partie 1: Exigences générales, édition juillet 2010</p> <p>Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les réseaux d’énergie photovoltaïque – Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs, édition septembre 2011</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SN EN 61000-4-30:2015 et corr. (janv. 2017) plus Amendment A1 de mars 2021</p> <p>Méthodes de mesure de la qualité de l’alimentation</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SNR 460712:2018</p> <p>Systèmes stationnaires de stockage de l’énergie électrique, édition 2018</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>
<p>SN EN 62116:2011</p> <p>Prüfverfahren für Massnahmen zur Verhinderung der Inselbildung für Versorgungsunternehmen in Wechselwirkung mit Photovoltaik- Wechselrichtern (disponible en allemand ou en anglais)</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/</p>

Tableau 12: Normes



D.4 Aperçu des références aux textes normatifs

Chapitre du présent document	Disposition réglementaire/base normative
Préface	LApEI, art. 4 h, 18 (1), (2), 20
1.2 Objectif de la recommandation de la branche	Directive ECom Renforcements du réseau TC-CH, DC-CH
2 Termes et définitions	
3 Champ d'application	Répercussions sur le réseau (Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseau D-A-CH-CZ) Metering Code Suisse (MC-CH)
3.1 Classification des IPE	SN EN 50549-1 pour la basse tension RfG (Requirements of Generators)
4.1 Généralités – Arrêt temporaire de l'IPE en cas de perturbation par le GRD	OApEI, art. 5
4.2 Plage de tension – plage de tension autorisée de l'IPE – plage de fréquence autorisée de l'IPE	EN 50549-1, ch. 4.4.4 EN 50549-1, ch. 4.4.3 – tableau 1
4.3 Réglage de la puissance réactive – émission de puissance réactive inductive/capacitive – absorption de puissance réactive inductive/capacitive – valeur standard pour $\cos \phi = 1,0$	SN EN 50549-1, ch. 4.7.2.2
4.3.1 Courbe caractéristique $\cos \phi$ (P) – exigences – courbe caractéristique	SN EN 50549-1, ch. 4.7.2.3.4 Exemple adapté à la Suisse
4.3.2 Courbe caractéristique Q(U) – exigences – courbe caractéristique	SN EN 50549-1, ch. 4.7.2.3.3 Exemple adapté à la Suisse
4.3.3 Courbe caractéristique P(U) – exigences – courbe caractéristique	SN EN 50549-1, ch. 4.7.3 Exemple adapté à la Suisse
4.7.1 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 (synchrones) Courbes caractéristiques u(t) pour les IPE de type 2 (non synchrones)	SN EN 50549-1, ch. 4.5.3.3 (UVRT – type 1) SN EN 50549-1, ch. 4.5.3.2 (UVRT – type 2) SN EN 50549-1, ch. 4.5.4 (OVRT – type 1/2)
4.8.2 Comportement de fréquence en cas de surfréquence – exigences – courbe caractéristique	SN EN 50549-1, ch. 4.6.1 Exemple adapté à la Suisse
4.8.3 Comportement de fréquence en cas de sous-fréquence – exigences – courbe caractéristique	SN EN 50549-1, ch. 4.6.2 Exemple adapté à la Suisse
4.8.4 Résistance aux modifications de fréquence rapides – exigences	SN EN 50549-1, ch. 4.5.2 (ROCOF immunity)
4.8.6 Robustesse face aux sauts de phase – exigences	SN EN 50549-1, ch. 4.5.5

Tableau 13: Références aux textes normatifs



Annexe E Paramètres régionaux Suisse

E.1 Installations de type A (AES RR/IPE – CH 2025 type A)

Applicable aux installations de type 2 (non synchrones - convertisseurs et alternateurs asynchrones)

Grid connection criterias				
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Remarque relative au paramètre
Tension minimale pour la mise en circuit	$U_{ac\ min}$	V	196	85 % d' U_n
Tension maximale pour la mise en circuit	$U_{ac\ max}$	V	253	110 % d' 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 $U_{ac\ NP_{min}}$
Temps pour vérification U/f avant réenclenchement	t	s	60	Délai de temporisation minimal pour le ré-enclenchement 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 14: Grid connection criterias type A



Grid protection criterias					
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Heure	Remarque relative au paramètre
Surtension	$U \gg$	V	276	$\leq 100 \text{ ms}^{\text{a)}$	120 % d' U_n
Surtension (moyenne glissante sur 10 min)	$U >$	V	253	$\leq 100 \text{ ms}^{\text{a)}$	110 % d' $U_n^{\text{b), c)}$
Sous-tension	$U <$	V	184	$\leq 1500 \text{ ms}$	80 % d' $U_n^{\text{d)}$
Sous-tension	$U \ll$	V	104	$\leq 300 \text{ ms}$	45 % d' $U_n^{\text{d)}$
Sous-fréquence	$f <$	Hz	47,5	$\leq 100 \text{ ms}^{\text{a)}$	
Surfréquence	$f >$	Hz	51,5	$\leq 100 \text{ ms}^{\text{a)}$	
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_{mom}/Hz	40	-	
Identification des îlots	Anti Îlotage	s	5	-	Délai de déclaration de défaillance: dans les 5 secondes, preuve avec la norme SN EN 62116:2014

Tableau 15: Grid protection criterias type A

Grid Operation			
Paramètres	Symbole	Valeur ($\leq 250 \text{ kVA}$)	Remarque relative au paramètre
Réglage de la puissance réactive	Q(U)	Oui (active)	Valeur par défaut selon la courbe caractéristique chapitre 4.3.2 figure 5 ou selon consigne du GRD
Réglage de la puissance active	P(U)	Oui (active)	Valeur par défaut selon la courbe caractéristique chapitre 4.4 figure 6 ou selon consigne du GRD
Comportement FRT	FRT	Non (inactif)	Soutien dynamique du réseau <u>sans</u> injection de courant réactif
Facteur k	Facteur k	-	Valeur par défaut 2 ou selon consigne du GRD

Tableau 16: Grid Operation type A



E.2 Installations de type B (AES RR/IPE – CH 2025 type B)

Applicable aux installations de type 2 (non synchrones – convertisseurs et alternateurs asynchrones)

Grid connection criterias				
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Remarque relative au paramètre
Tension minimale pour la mise en circuit	$U_{ac\ min}$	V	196	85 % d' U_n
Tension maximale pour la mise en circuit	$U_{ac\ max}$	V	253	110 % d' 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 $U_{ac\ NP_{min}}$
Temps pour vérification U/f avant réenclenchement	t	s	600	Délai de temporisation minimal pour le ré-enclenchement 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 17: Grid connection criterias type B

Grid protection criterias					
Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Heure	Remarque relative au paramètre
Surtension	$U \gg$	V	276	$\leq 100\ ms^a)$	120 % d' U_n
Surtension (moyenne glissante sur 10 min)	$U >$	V	253	$\leq 100\ ms^a)$	110 % d' $U_n^{b), c)}$
Sous-tension	$U <$	V	184	$\leq 1500\ ms$	80 % d' $U_n^{d)}$
Sous-tension	$U \ll$	V	104	$\leq 300\ ms$	45 % d' $U_n^{d)}$
Sous-fréquence	$f <$	Hz	47,5	$\leq 100\ ms^a)$	
Surfréquence	$f >$	Hz	51,5	$\leq 100\ ms^a)$	
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	-	Délai de déclaration de défaillance: dans les 5 secondes, preuve avec la norme SN EN 62116:2014

Tableau 18: Grid protection criterias type B



Grid Operation			
Paramètres	Symbole	Valeur (> 250 kVA)	Remarque relative au paramètre
Réglage de la puissance réactive	Q(U)	Oui (active)	Valeur par défaut selon la courbe caractéristique chapitre 4.3.2 figure 5 ou selon consigne du GRD
Réglage de la puissance active	P(U)	Oui (active)	Valeur par défaut selon la courbe caractéristique chapitre 4.4 figure 6 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	Valeur par défaut 2 ou selon consigne du GRD

Tableau 19: 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 millisecondes également. Le temps de mise hors circuit total maximal s'élève donc à 200 millisecondes.
- b) Il convient de s'assurer que la tension de $1,10 U_n$ 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 $1,15 U_n$. 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 ($U>: 1,1 U_n$) et d'une protection RI intégrée ($U>: 1,1 U_n$ à $1,15 U_n$) peut être utilisée lorsque la baisse de tension dans l'installation intérieure ne doit pas être négligée et qu'elle n'entraîne pas de tensions élevées inadmissibles. 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 $1,10 U_n$ 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 GRFsoID en amont de l'IPE est exploité avec un réenclenchement automatique, les réglages de protection suivants sont recommandés (REA – CH): Fonction $U<<: 0,45 U_n$, non temporisé (temporisation la plus réduite possible) et fonction $U<: 0,8 U_n$, 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.

