

Conditions techniques de raccordement

CTR

applicables aux installations à moyenne tension
dans la zone du réseau de La Goule, Saint-Imier

Version: 2.0
Remplace la version: 1.4

Valable à compter du: 1^{er} janvier 2017

Table des matières

Table des matières	2
Répertoire des définitions et des abréviations	3
1 Introduction	6
1.1 Généralités.....	6
1.2 Champ d'application	6
1.3 Prescriptions légales, normes et recommandations	7
2 Technique relative au point de fourniture.....	9
2.1 Exigences relatives à la construction.....	9
2.2 Exigences relatives à l'électricité	11
2.3 Exigences concernant le matériel d'exploitation.....	14
3 Exploitation des installations du bénéficiaire du raccordement au réseau et du point de fourniture	16
3.1 Concept d'exploitation et de sécurité	16
3.2 Contact avec le GRD	16
3.3 Tension sur le point d'alimentation	16
3.4 Verrouillage du point de fourniture, accès	16
3.5 Limite du domaine de responsabilité d'exploitation	16
3.6 Informations et données mesurées	16
3.7 Utilisation.....	17
3.8 Maintenance	17
3.9 Compensation et régulation de la puissance réactive	17
3.10 Mise en service du point de fourniture	17
3.11 Dérangements ou coupures des installations du bénéficiaire du raccordement au réseau	18
3.12 Variations de tension et interruptions de l'approvisionnement	18
3.13 Télécommande centralisée à fréquence musicale	18
4 Modifications, extensions, mises hors service et démontages.....	19
5 Demande de raccordement et évaluation	20
5.1 Demande de raccordement et évaluation.....	20
5.2 Evaluation technique.....	20
5.3 Autorisation de raccordement.....	20
5.4 Documentation et échange de données	21
5.5 Contrôles et réception.....	21
6 Mesure de décompte	22
6.1 Dispositif de mesure	22
6.2 Télérelevé des compteurs.....	22
6.3 Emplacement des compteurs	22
6.4 Niveau de tension de la mesure	23
6.5 Transformateurs de courant et de tension.....	23
7 Installations de production d'énergie (IPE) dans le réseau MT	24
7.1 Généralités.....	24
7.2 Classification des IPE	25
7.3 Technique secondaire.....	25
7.4 Comportement de l'IPE sur le réseau.....	27
7.5 Comportement en cas de dérangements dans l'IPE	29
7.6 Comportement en cas de dérangements dans le réseau.....	29
Annexe A Exemples de raccordement d'IPE au réseau MT	40
Annexe B Contribution des IPE au courant de court-circuit	45
Annexe C Modes d'exploitation des alternateurs et comportements correspondants.....	46
Annexe D Caractéristique Q(U) pour la tenue statique de la tension	47

Répertoire des définitions et des abréviations

Terme	Abréviation	Définition
Point d'alimentation	PA	Forme la limite de propriété électrique entre les installations du GRD et les installations du bénéficiaire du raccordement au réseau.
Exploitant de l'installation		<p>Personne ayant la responsabilité globale de la sécurité de l'exploitation de l'installation électrique, qui prescrit les règles et les contraintes de l'organisation.</p> <p>ANNOTATION 1 pour le terme: cette personne peut être le propriétaire, l'entrepreneur, le détenteur ou une personne désignée qui assume les obligations de l'entrepreneur.</p> <p>ANNOTATION 2 pour le terme: si nécessaire, certaines des obligations qui accompagnent cette responsabilité peuvent être transmises à d'autres personnes. Sur les installations vastes ou complexes, cette compétence peut aussi être transmise pour des installations partielles.</p>
Constructeur de l'installation		<p>Ce terme peut être utilisé de deux façons:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Le constructeur d'une installation électrique est celui qui construit, fait une extension à, modifie ou entretient une installation électrique. 2. Le constructeur est celui qui n'a certes pas construit, fait une extension à, modifié ou entretenu l'installation électrique, mais qui a contrôlé les travaux exécutés en tant qu'expert et pris la responsabilité de leur bonne exécution.
Réseau de faible envergure	RFE	<p>On parle d'un réseau de faible envergure lorsque toutes les conditions ci-après sont remplies:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Le réseau de faible envergure sert à la distribution locale d'énergie électrique au sein d'un secteur peu étendu au sens de l'art. 4 al. 1 let. a de la LApEI. b) Le réseau de faible envergure représente une unité d'installations qui appartient à un propriétaire ou aux mêmes copropriétaires. Il peut s'étendre sur plusieurs terrains attenants. c) Au moins un tiers (consommateur final ou producteur) économiquement et juridiquement indépendant du propriétaire du réseau de faible envergure sans raccordement direct au réseau du gestionnaire du réseau de distribution se trouve sur le réseau. Dès que ce tiers demande un accès au réseau ou un approvisionnement de base au GRD ou dès que l'ERFE demande un accès au réseau, les mesures correspondantes pour l'exploitation et l'établissement du décompte conformément à la loi doivent être prises. d) Le raccordement du réseau du PRFE au réseau du GRD est effectué par des lignes et (en règle générale) par des stations transformatrices appartenant au propriétaire du réseau de faible envergure au sein de ce même réseau. e) L'énergie électrique est distribuée par des lignes et (en règle générale) par des stations transformatrices appartenant au propriétaire du réseau de faible envergure au sein de ce même réseau. <p>Ne sont pas considérés comme des réseaux de faible envergure:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Un grand site sans tiers en aval (consommateur final ou producteur) n'est pas un réseau de faible envergure et est considéré comme un seul consommateur final du point de vue du GRD. b) Les installations dans tous les bâtiments ou groupes de bâtiments et notamment dans les lotissements, groupes d'habitations, maisons mitoyennes, coopératives d'habitation, bâtiments en propriété par étage, bâtiments à utilisation mixte et immeubles pourvus d'un raccordement à basse ou moyenne tension ne sont pas des réseaux de faible envergure.

		c) Si les installations électriques et les lignes électriques n'incluent que l'installation du bâtiment au sens de l'article 14 de la Loi sur les installations électriques (LIE), comme c'est par exemple le cas dans les immeubles d'habitation et les immeubles, alors il ne s'agit pas de réseaux de faible envergure.
Exploitant d'un réseau de faible envergure	ERFE	1) L'ERFE est le mandataire et le représentant du PRFE; il exploite et gère le réseau de faible envergure. 2) L'ERFE et le PRFE peuvent être la même personne physique ou morale.
Propriétaire du réseau de faible envergure	PRFE	1) Le PRFE est le client final d'un GRD et le propriétaire du réseau de faible envergure. 2) Son réseau de faible envergure est utilisé pour l'auto-alimentation et l'alimentation d'autres clients du GRD.
Exploitant		Exploitant responsable (propriétaire, fermier, locataire, etc.) d'une installation électrique.
Service d'exploitation		Il représente l'exploitant de l'installation électrique et prend donc en charge une partie du mandat de l'exploitant de l'installation. En règle générale, il s'agit toujours du collaborateur chargé de l'exploitation (dispatcher, opérateur, ingénieur de piquet, etc.) de la centrale ou du service préposé à la conduite. Il est responsable du déroulement approprié des manipulations sur les installations et les réseaux. Le service d'exploitation dispose de l'autorisation d'exécuter des manœuvres à partir du centre d'exploitation et de donner des instructions.
Domaine de disposition		Domaine qui définit qui est responsable de la prescription des manœuvres de couplage.
Besoins propres		Energie pour la couverture de la consommation propre d'une UPE ou d'une IPE.
Limite de propriété		Il existe une limite de propriété électrique et une autre de construction, qui ne se trouvent pas forcément au même endroit.
Installation de production d'électricité	IPE	Installation comprenant une ou plusieurs unités de production d'électricité (y compris l'installation de raccordement) ainsi que tous les équipements électriques nécessaires à l'exploitation.
Unité de production d'électricité	UPE	Unité individuelle produisant de l'électricité
Raccordement au réseau		Raccordement technique des installations d'un bénéficiaire du raccordement au réseau à ce dernier.
Bénéficiaire du raccordement au réseau		Personne physique ou morale qui est propriétaire de biens/fonds/équipements pourvus d'installations électriques raccordés au réseau. Dans le cas de l'établissement d'un raccordement au réseau, ce terme inclut aussi l'ayant-droit.
Point de raccordement au réseau	PRR	Endroit où le raccordement est relié physiquement au réseau du GRD. Le point de raccordement au réseau se trouve généralement au dernier point où d'autres bénéficiaires du raccordement au réseau (consommateur final ou producteur) sont également raccordés ou peuvent être raccordés.
Contrat de raccordement au réseau		L'objet du contrat de raccordement au réseau est la régulation du raccordement au réseau des installations du bénéficiaire dudit raccordement (propriétaire foncier ou titulaire d'un droit de superficie) au réseau de distribution de l'exploitant de réseau.
Limite réseau		Les limites réseau sont toutes les valeurs limites techniques du réseau électrique. Cela inclut toutes les valeurs limites des différents équipements (p. ex. valeur limite du courant), mais aussi les grandeurs qui interviennent lors de leur connexion à un réseau (p. ex. plage de tension).
Perturbations de réseau		Influence réciproque du matériel d'exploitation (appareils et installations) à travers le réseau de distribution et influence de ce matériel sur ce dernier. Les perturbations de réseau compromettent la qualité

		de la tension réseau. Les transmissions de signaux à travers le réseau de distribution peuvent aussi être touchées par les perturbations.
Etat de couplage normal	-	L'état de couplage généralement prévu lorsqu'aucune coupure n'est nécessaire pour des mesures ou des perturbations.
Personne qualifiée		Personne ayant une formation de base en électrotechnique (apprentissage, formation équivalente en entreprise ou études d'électrotechnique) et justifiant d'une expérience dans le maniement des équipements électrotechniques.
Station de couplage		Poste de couplage à moyenne tension en dehors de la sous-station qui ne sert qu'à la distribution au sein du réseau à moyenne tension et ne joue aucun rôle dans la transformation vers le réseau à basse tension.
Stations transformatrices	ST	Dans une station transformatrice, la moyenne tension (SEG - 16 kV) est réduite et distribuée en basse tension (400 V) au moyen de transformateurs.
Transmission Code	TC-CH	Document-clé de la Recommandation de la branche relative au marché suisse de l'électricité décrivant les règles techniques et opérationnelles pour le réseau de transport.
Point de fourniture (Station de transfert)		Station transformatrice ou station de couplage à travers laquelle a lieu l'échange d'énergie électrique avec un bénéficiaire du raccordement au réseau. Il sert surtout au raccordement d'installations MT. Celui-ci se trouve en général à proximité du point de raccordement au réseau et contient au moins des installations de couplage ainsi que des dispositifs de protection et de mesure nécessaires au raccordement d'une installation électrique.
Surtension, parafoudre		La surtension est une tension électrique dans des systèmes électriques qui dépasse la plage de tolérance de la tension nominale. Les surtensions sont à l'origine d'un dérangement ou d'une panne lorsqu'elles détruisent des éléments de construction ou des composants des installations. Les parafoudres sont des composants servant à limiter les surtensions.
Sous-station	SST	Dans les sous-stations de SEG, la tension est distribuée depuis les niveaux de réseau élevés vers les plus bas. Cela se fait au moyen de transformateurs de très haute tension en haute tension au sein du réseau à haute tension ou au moyen d'autres transformateurs transformant la haute tension en moyenne tension, p. ex. 380/132 kV, 220/132 kV, 132/50 kV, 132/16 kV, 50/16 kV.
Gestionnaire du réseau de distribution	GRD	Organe responsable de la garantie d'un fonctionnement sûr, fiable et performant du réseau de distribution. Entreprise de droit public ou privé chargée d'une mission de service public, généralement sous la forme d'un contrat (concession), qui fournit les prestations nécessaires à l'exploitation du réseau électrique. Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sans infrastructure de réseau et les bénéficiaires de raccordement au réseau avec infrastructure de réseau sur un secteur privé ou appartenant à un tiers ne sont pas considérés comme gestionnaire du réseau de distribution

1 Introduction

1.1 Généralités

Conformément à la loi sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7; LApEI) et à l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71; OApEI), le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) est responsable de l'établissement, de l'exploitation et de la maintenance de son réseau à moyenne tension. Il est tenu de publier les exigences techniques minimales auxquelles doivent satisfaire les raccordements à ce réseau.

Ces exigences sont décrites dans les «Conditions générales de raccordement au réseau, d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie électrique aux consommateurs finaux» et dans les «Conditions techniques de raccordement (CTR)».

Les exigences définies dans ce document concernant les IPE sont basées sur les exigences correspondantes du document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014. Les différences éventuelles, les concrétisations et les compléments par rapport au document de la branche sont marqués en **bleu**.

Le présent document définit uniquement les conditions techniques de raccordement applicables aux installations à moyenne tension. Les aspects économiques ou réglementaires (tels que les contributions aux frais de réseau, les renforcements de réseau et la prise en charge de ces frais) ne sont pas traités dans le présent document.

1.2 Champ d'application

Les conditions techniques de raccordement (CTR) concrétisent les règles techniques universellement reconnues et sont applicables aux raccordements au réseau à moyenne tension (réseau MT) du GRD, ainsi qu'aux raccordements à l'intérieur de réseaux de faible envergure qui sont reliés au réseau MT du GRD. En sont exceptés les raccordements de GRD en aval du réseau MT du GRD. Les conditions de raccordement pour les GRD en aval doivent être fixées et convenues entre le GRD et le GRD en aval au niveau du projet. Dans ces cas, le document existant sert de base à la convention des conditions de raccordement appropriées.

Les prescriptions s'appliquent aussi bien aux nouvelles installations qu'aux changements de raccordement. Ceux-ci englobent notamment la transformation, l'extension, le démantèlement ou le démontage d'une installation d'un bénéficiaire du raccordement au réseau, de même que la modification de la capacité du raccordement. Les CTR valables au moment de l'établissement, de la transformation ou de l'extension s'appliquent à l'exécution technique d'un raccordement, ainsi qu'à la partie transformée ou élargie d'une installation appartenant au bénéficiaire du raccordement au réseau. Pour les installations planifiées ou en construction au moment de l'entrée en vigueur des présentes CTR, le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau doivent déterminer, en fonction du projet, quelles sont les exigences à respecter. Les caractéristiques des éléments d'installation déjà construits ou commandés de façon définitive au moment de l'entrée en vigueur des présentes CTR doivent être prises en considération dans la décision.

Les équipements que le bénéficiaire du raccordement au réseau est tenu de mettre à disposition doivent remplir les conditions de raccordement ci-après. L'utilisation d'équipements autres que ceux mentionnés dans les présentes conditions n'est possible qu'avec l'accord du GRD. Les dérogations éventuelles doivent dans ce cas être documentées par écrit et faire l'objet d'un accord contractuel.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau s'engage à respecter les CTR et doit pouvoir le prouver si cela lui est demandé. Il doit par ailleurs prendre des mesures appropriées pour s'assurer que les autres utilisateurs du raccordement respectent les CTR. Le GRD se réserve le droit de vérifier si les conditions de raccordement sont respectées. En cas de manquement, il peut suspendre l'utilisation du raccordement jusqu'à ce que le problème soit résolu. Le GRD contrôle l'installation du bénéficiaire du raccordement au réseau et la raccorde au réseau MT, mais il n'assume aucune responsabilité en cas de défaillance de l'installation.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau doit s'assurer que le constructeur connaît les réglementations, les directives et les autres prescriptions techniques mentionnées dans les présentes CTR et les respecte lors de l'installation.

D'autres détails concernant la collaboration sur le plan technique, tels que les manœuvres de couplage, la gestion et la maintenance des installations, le réglage et l'exploitation des systèmes de protection, ainsi que la détermination des voies de communication et la nomination des interlocuteurs font l'objet - si nécessaire - d'un accord séparé entre le bénéficiaire du raccordement au réseau et le GRD portant sur l'exploitation technique.

1.3 Prescriptions légales, normes et recommandations

Les lois, normes, directives et recommandations suivantes doivent notamment être respectées **dans leur version en vigueur**:

- RS 734.0 Loi fédérale du 24 juin 1902 concernant les installations électriques à faible et à fort courant (Loi sur les installations électriques, LIE)
Ainsi que les ordonnances subséquentes, notamment:
 - RS 734.2 Ordonnance du 30 mars 1994 sur les installations électriques à courant fort (Ordonnance sur le courant fort)
 - RS 734.27 Ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations électriques à basse tension (Ordonnance sur les installations à basse tension, OIBT)
 - RS 734.31 Ordonnance du 30 mars 1994 sur les lignes électriques (OLEI)
 - RS 734.5 Ordonnance du 18 novembre 2009 sur la compatibilité électromagnétique (OCEM)
 - RS 734.814/814.710 Ordonnance du 23 décembre 1999 sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI)
- RS 734.7 Loi fédérale du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)
- RS 734.71 Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)
- RS 832.30 Ordonnance du 19 décembre 1983 sur la prévention des accidents et des maladies professionnelles (Ordonnance sur la prévention des accidents, OPA)
- Documents de l'AES, notamment: Transmission Code Suisse, Distribution Code Suisse et Metering Code Suisse
Remarque: les CTR de SEG s'appliquent en cas de divergences éventuelles.
- Référence technique du FNN «Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen» avec annexe AES pour la Suisse
- Les directives actuelles de l'EICom et de l'ESTI. Ex.:
 - Directive 2/2015 de l'EICom du 19 novembre 2015 sur les renforcements de réseau
- Les normes techniques applicables (p. ex.: EN 50160, EN 61936-, EN 50522, norme SEV 4113/2008, norme SIA 5052060:2013-08, norme de protection incendie de l'AEAI)
- Les prescriptions PDIE BE/JU/SO, les Conditions techniques de raccordement des gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) pour le raccordement au réseau basse tension dans les cantons de Berne, Jura et Soleure
- Autres recommandations et règles techniques reconnues des associations professionnelles suisses et internationales. Ex.:
 - Recommandation «Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ» (Allemagne, Autriche, Suisse et République tchèque); à commander auprès de l'AES; n° de commande 301-006 d/e/f/i/cz (PDF)
 - Télécommandes centralisées à fréquences musicales. Recommandations pour la limitation d'influences intolérables, à commander auprès de l'AES; n° de commande 2.66 d/f
 - Recommandation de l'AES concernant la protection des eaux lors de la construction et de l'exploitation d'installations électriques renfermant des liquides susceptibles de polluer les eaux

- Les prescriptions de protection incendie de l'AEAI (Association des établissements cantonaux d'assurance incendie)

2 Technique relative au point de fourniture

2.1 Exigences relatives à la construction

Avant l'établissement du point de fourniture, le bénéficiaire du raccordement au réseau soumet suffisamment tôt au GRD, pour consultation et évaluation, les plans, les schémas et les croquis de l'installation de couplage ainsi que les plans et les dessins techniques en coupe des locaux d'exploitation électrique (en double exemplaire).

Le bénéficiaire du raccordement au réseau ou son mandataire est responsable de toutes les annonces et autorisations officielles (Inspection fédérale des installations à courant fort, permis de construire, etc.). Les travaux ne peuvent être confiés qu'à des entreprises disposant du personnel qualifié.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau détermine la conception de l'infrastructure de la station de couplage, d'entente avec le GRD, et en tenant compte d'éventuelles extensions et modifications. La conception sera principalement déterminée par la situation du bien-fonds, le type de construction et l'envergure du point de fourniture.

Les locaux abritant les installations de couplage et les transformateurs doivent être planifiés, construits, exploités et entretenus comme des locaux d'exploitation électrique fermés, sur la base des dispositions légales et des normes techniques correspondantes. Concernant la protection contre les incendies, les dispositions générales locales doivent être respectées, de même que les normes et prescriptions cantonales et fédérales. Les normes et les prescriptions suisses relatives à la sécurité sismique doivent également être respectées.

Pour éviter les dérangements, le point de fourniture doit être protégé efficacement contre la pénétration d'animaux, de corps étrangers et d'humidité, notamment devant les orifices d'aération, les entrées de câbles et les portes. Les tuyaux et les conduites qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation du point de fourniture ne doivent pas traverser ce dernier.

2.1.1 Accès et emplacement

Le point de fourniture et les locaux abritant les dispositifs de mesure et de commande doivent être accessibles au GRD et à ses mandataires en tout temps, sans danger et gratuitement, même en dehors des heures ouvrables habituelles. [L'exploitant de l'installation conserve le droit de garantir l'accès uniquement en présence de son personnel d'exploitation. Dans ce cas, la disponibilité et la possibilité d'atteindre le personnel ad hoc doivent être garanties 24h/24. Ces règles spécifiques pour l'accès doivent faire l'objet d'un accord contractuel.](#)

Les véhicules du GRD et de ses mandataires doivent également avoir accès en tout temps et gratuitement au point de fourniture pour le transport du matériel électrique (p. ex.: transformateurs, installations de couplage). Il faut viser la disponibilité d'un accès direct et d'une voie de transport depuis une route publique.

2.1.2 Portes

La porte du point de fourniture doit être équipée d'un cale-porte, pour autant que le point de fourniture ne se trouve pas à l'intérieur d'un bâtiment.

Elle ne doit pouvoir s'ouvrir de l'extérieur qu'avec une clé et l'ouverture doit toujours être possible avec le système de fermeture du GRD.

La porte doit être conçue conformément aux prescriptions fédérales de protection incendie de l'Association des établissements cantonaux d'assurance incendie (AEAI) et aux classes de protection incendie fixées.

Une porte divisible doit être prévue pour les installations situées en altitude où les chutes de neige sont importantes.

2.1.3 Fenêtres

Pour des raisons de sécurité, les locaux abritant le point de fourniture ne doivent pas comporter de fenêtres.

A titre exceptionnel, des fenêtres peuvent être intégrées aux bâtiments dont l'apparence générale présente un intérêt public (p. ex. centrales hydrauliques, œuvres d'art ou bâtiments dignes de protection). Le verre de sécurité doit aussi bien pouvoir résister aux contraintes externes qu'à une surpression interne due à des courts-circuits. Il faut prévoir un clapet de décompression pour le délestage de surpression en cas de court-circuit.

2.1.4 Ventilation

Il faut prévoir une aération et une ventilation suffisantes.

Il y a lieu de prendre des mesures appropriées pour empêcher la formation d'eau de condensation (chauffage/aération).

Les orifices d'aération et d'évacuation doivent donner directement sur l'extérieur et être placés de façon à garantir une circulation naturelle de l'air.

Si ce n'est pas possible, il convient d'installer une aération mécanique munie de couvercles de protection incendie.

Les orifices de dépressurisation doivent être conçus de manière à empêcher, en cas d'arc électrique de défaut dans l'installation de couplage, toute sollicitation à la compression supérieure à la résistance calculée pour les matériaux de construction. La protection des passants doit être garantie.

2.1.5 Couloirs

Les portes ouvertes d'armoires ou de cellules doivent se fermer dans le sens de la fuite. La largeur des couloirs de service doit être conforme aux prescriptions légales.

2.1.6 Sols

Lors du montage des installations de couplage à moyenne tension sur un faux-plancher, la construction porteuse du faux-plancher, y compris les piliers, doit être vissée au corps du bâtiment. Les plaques du faux-plancher doivent satisfaire aux exigences du GRD. Elles ne doivent pas mettre en danger les usagers en cas de sollicitation par une surpression. L'utilisation de grilles est interdite.

2.1.7 Isolation sonore

Les émissions sonores des transformateurs (bruit aérien et bruit solidien) doivent être prises en considération dans la conception de l'installation.

2.1.8 Protection des eaux

Les prescriptions légales concernant la protection des eaux et la «Recommandation de l'AES concernant la protection des eaux lors de la construction et de l'exploitation d'installations électriques renfermant des liquides pouvant polluer les eaux» doivent être respectées.

2.1.9 Tracés des câbles

Les tracés des câbles ne peuvent être recouverts par des ouvrages que si les câbles sont tirés dans des tubes protecteurs. Par ailleurs, aucune plante avec des racines profondes ne doit être plantée à proximité du tracé, car elle représente un risque pour l'exploitation de la ligne câblée. Les conduits de câble doivent être accessibles en tout temps en cas de dérangement. Pour introduire les câbles du GRD dans le bâtiment, on prévoira un nombre suffisant d'ouvertures murales et d'entrées de câble étanches aux gaz et à l'eau, selon les indications du GRD.

La réalisation de canaux, de tubes protecteurs et de chemins de câbles, de même que de caves devant contenir les câbles du GRD, doit être convenue avec le GRD; il faudra notamment être attentif aux rayons de courbure et aux possibilités de pose. Il faut veiller à ce que les tracés de câbles entre l'introduction des câbles et les installations de couplage à moyenne tension soient le plus courts possibles.

2.1.10 Eclairage et prises

On prévoira suffisamment de prises pour le raccordement de consommateurs mobiles. L'éclairage sera conçu de telle manière que les lampes puissent être remplacées sans danger et que l'intensité lumineuse soit suffisante.

L'installation doit être conforme à l'ordonnance sur les installations à basse tension (OIBT) et aux normes NIBT.

2.1.11 Electrode de terre de fondation

Une électrode de terre de fondation doit être installée dans les fondations du bâtiment selon les normes en vigueur. Deux bornes de raccordement doivent être installées dans le point de fourniture pour raccorder la prise de terre (voir aussi à la section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

La capacité de fonctionnement de l'électrode de terre doit être contrôlée par une mesure avant la mise en service de l'installation. Une copie du protocole de mesure correspondant doit être remise au GRD lors de la mise en service.

2.2 Exigences relatives à l'électricité

2.2.1 Généralités

Seules des installations dont la sécurité a été prouvée par des procédés de contrôle universellement reconnus peuvent être utilisées. La sécurité des personnes et du matériel doit être garantie à tout moment.

2.2.2 Résistance aux arcs électriques de défaut

L'installation de couplage à moyenne tension doit être construite de manière à protéger les personnes contre les effets des arcs électriques de défaut. Il convient à cet effet d'utiliser des installations de couplage certifiées recouvertes d'une enveloppe métallique.

2.2.3 ORNI

L'installation électrique doit être construite de manière à respecter les dispositions de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI).

2.2.4 Technique primaire du point de fourniture

Le raccordement au réseau MT se fait par un point de fourniture. Les détails de cette installation sont réglés par écrit entre le GRD et l'exploitant de l'installation. L'exploitant de l'installation doit établir un schéma unipolaire.

Les IPE doivent être raccordées conformément aux directives du GRD (voir aussi chapitre 7 et Annexe A).

Un champ de raccordement peut être constitué des composants primaires suivants et doit être coordonné avec le GRD:

- Disjoncteurs avec sectionneur ou sectionneur de charge à fusibles
- Sectionneur de terre ou points fixes de mise à la terre
- 3 transformateurs de tension avec au minimum un enroulement (1 transformateur par phase contre la terre) pour les dispositifs de protection, de commande, de mesure et de comptage. Un enroulement est nécessaire pour la protection contre la ferrorésonance.
- 2 à 4 noyaux de transformateur de courant par phase pour les dispositifs de protection, de commande, de mesure et de comptage
- 1 transformateur de courant résiduel pour la protection de mise à la terre. Le transformateur de courant résiduel n'est pas nécessaire en cas de départs avec transformateurs de courant de phase ≤ 100 A.
- Traitement des manteaux de câbles pour les installations de câbles
- Parafoudres

La construction et le dimensionnement des transformateurs de mesure et en particulier l'utilisation conjointe de ceux-ci doivent être convenus entre l'exploitant de l'installation et le GRD.

S'il y a plus d'une cellule de départ (cellules de transformateur et de ligne) du côté du bénéficiaire du raccordement au réseau, il faudra prévoir une cellule de sectionnement munie d'un disjoncteur avec relais de protection (équipé au minimum d'une protection sélective court-circuit et mise à terre), pour autant que les cellules de départ ne soient pas toutes équipées de disjoncteurs. La cellule de sectionnement doit être placée en amont de la mesure de la moyenne tension.

Pour les transformateurs ≤ 1000 kVA dans le point de fourniture, il faut au minimum installer des sectionneurs de charge munis de fusibles à haute tension. Pour protéger les transformateurs > 1000 kVA, il est nécessaire d'installer des disjoncteurs avec relais de protection (équipés au minimum d'une protection sélective court-circuit et mise à terre) dans la cellule du transformateur ou dans la cellule de sectionnement.

Lors du raccordement d'IPE devant soutenir le réseau de manière dynamique (selon chapitre 7.6.1 ≥ 1000 kW), des disjoncteurs avec relais de protection (équipés au minimum d'une protection sélective court-circuit et mise à la terre) sont nécessaires dans la cellule du transformateur ou dans la cellule de sectionnement.

2.2.5 Dispositifs de protection

Le GRD doit impérativement être impliqué dès la phase de planification. Le concept de protection ainsi que les réglages de protection à l'interface entre le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau doivent être convenus pour chaque projet entre les deux partenaires en fonction

- Du concept de protection du départ MT correspondant
- Du mode d'exploitation et du réenclenchement automatique
- Du point de raccordement au réseau, du point d'alimentation et du lieu de montage du point de fourniture
- Du type et de la puissance des installations du bénéficiaire du raccordement au réseau

et doivent être validés par le GRD avant la mise en œuvre. La concertation doit avoir lieu dès la phase de planification. Le bénéficiaire du raccordement peut convenir, à sa charge, de concepts de protection plus complets avec le GRD.

Si des disjoncteurs sont utilisés dans les cellules d'arrivée, de départ, de transformateur et/ou de sectionnement, le bénéficiaire du raccordement au réseau choisit et règle les dispositifs de protection d'entente avec le GRD.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau doit veiller à ce que son installation ne soit pas endommagée par le réenclenchement automatique dans le réseau de distribution du GRD (selon les conditions préalables du chapitre 7.6.8 pour les IPE).

Le bénéficiaire du raccordement au réseau doit vérifier au moins tous les cinq ans, à ses frais, l'efficacité des dispositifs de protection et des interrupteurs qui en font partie et signaler l'accomplissement de cette vérification au GRD.

2.2.6 Energie auxiliaire

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

2.2.7 Résistance aux courts-circuits

L'installation de couplage doit être conçue de manière à résister thermiquement et dynamiquement à un courant de court-circuit de 16 kA/1 s (20 kV) au moins. Le GRD peut exiger un dimensionnement pour une résistance supérieure.

2.2.8 Contrôle de l'absence de tension et de la comparaison des phases

Une possibilité de contrôle de la tension est exigée pour les cellules d'arrivée du GRD afin de procéder à une comparaison des phases et de contrôler l'absence de tension. Si des systèmes divergeant de la norme du GRD sont installés, le point de fourniture devra être équipé de comparateurs de phase électroniques et éventuellement d'indicateurs de tension.

2.2.9 Parafoudre

Le GRD se réserve le droit de prescrire des parafoudres.

2.2.10 Traitement du réseau et du point neutre

Les réseaux MT de SEG sont exploités en tant que réseaux radiaux. Le point neutre est isolé. Dans le futur, les courants de défauts terre de certaines parties du réseau seront éventuellement compensés.

A des fins de protection en cas de contact indirect, le réseau à basse tension est par principe employé comme réseau TN. Sur demande, le GRD fournit des renseignements concernant la forme de réseau présente.

2.2.11 Indicateur de court-circuit et surveillance de la mise à la terre

Le GRD se réserve le droit d'installer des appareils destinés à indiquer les courts-circuits et à surveiller les défauts à la terre et de transmettre ces signaux.

2.2.12 Marquage et étiquetage

Les installations et les éléments d'installation dans le point de fourniture doivent être marqués et étiquetés conformément aux prescriptions légales. En outre:

- La dénomination des cellules d'arrivée est prescrite par le GRD.
- La limite de propriété et le domaine de responsabilité entre l'installation du bénéficiaire du raccordement au réseau et les éléments d'installation du GRD doivent être signalés.
- Le service compétent du bénéficiaire du raccordement au réseau et celui du GRD doivent figurer sur un écriteau.

2.2.13 Terre de protection

L'installation de mise à la terre doit être dimensionnée, conçue et mesurée selon les données du réseau du GRD, conformément aux prescriptions. La construction de l'installation de mise à la terre incombe au bénéficiaire du raccordement au réseau. La capacité de fonctionnement de l'installation de mise à la terre doit être contrôlée par une mesure avant la mise en service de l'installation. Une copie du protocole de mesure correspondant doit être remise au GRD lors de la mise en service.

2.2.14 Outils, accessoires et étiquetages

Les outils, accessoires et affichages - conformes à l'ordonnance sur le courant fort - requis pour l'exploitation doivent être disponibles dans le point de fourniture.

2.3 Exigences concernant le matériel d'exploitation

2.3.1 Conception de la commande

Tous les appareils de couplage doivent pouvoir être manipulés sur place. En principe, ils ne sont pas télécommandés par le GRD. Une commande à distance depuis le poste de conduite du GRD peut être convenue.

En cas de raccordement d'IPE au réseau MT, le GRD peut, au besoin, installer une télécommande depuis le poste de conduite pour tous les appareils de couplage de son domaine d'exploitation dont il est responsable.

2.3.2 Tension assignée

La tension assignée pour les éléments d'installation est de 24 kV.

2.3.3 Courant assigné

Le courant assigné pour les éléments d'installation est de 630 A (20 kV).
Le GRD peut exiger un courant assigné plus élevé.

2.3.4 Disjoncteurs et sectionneurs de charge

Les disjoncteurs et les sectionneurs de charge doivent être conformes aux normes en vigueur.

2.3.5 Sectionneur de terre

Les sectionneurs de terre doivent être conformes aux normes en vigueur.

S'il est impossible d'installer des sectionneurs de terre, on prévoira des points de raccordement pour des dispositifs de terre manuels.

2.3.6 Transformateurs

Les transformateurs doivent être conformes aux normes en vigueur.

2.3.7 Limite de propriété

La limite de propriété est convenue dans le contrat de raccordement au réseau et dans les fiches techniques qui en font partie.

3 Exploitation des installations du bénéficiaire du raccordement au réseau et du point de fourniture

3.1 Concept d'exploitation et de sécurité

Avant la mise en service, un concept d'exploitation et de sécurité doit être établi par l'exploitant de l'installation conformément aux exigences de l'ordonnance sur les installations électriques à courant fort (OICF).

3.2 Contact avec le GRD

Le bénéficiaire du raccordement au réseau annonce un responsable de l'installation au GRD. Ce dernier doit être joignable 24h/24 afin de pouvoir être informé ou mobilisé en cas de dérangement. On consignera une adresse e-mail à laquelle les programmes de manœuvre peuvent être envoyés pour information. Les e-mails doivent être relevés au moins une fois par jour.

L'exploitant de l'installation informe immédiatement par écrit le GRD en cas de changement de responsable de l'installation.

Les détails sont réglés - si nécessaire - dans un accord séparé mentionné au chapitre 1.2, portant sur l'exploitation technique entre l'exploitant de l'installation et le GRD.

Le propriétaire respectif de l'installation électrique est responsable des contrôles envers l'ESTI.

3.3 Tension sur le point d'alimentation

- La tension d'approvisionnement convenue (U_c) est en général de 16 kV, mais elle peut être différente s'il existe une convention correspondante entre le GRD et le bénéficiaire du raccordement au réseau.
- Dans un état de couplage normal, la tension est de 15,7 à 17,4 kV ($16,55 \text{ kV} \pm 5\%$) sur tous les points de raccordement au réseau MT, pour une tension d'approvisionnement convenue (U_c) de 16 kV.

3.4 Verrouillage du point de fourniture, accès

Le point de fourniture doit être verrouillé en permanence. L'accès est réservé aux spécialistes et au personnel qualifié. Toute autre personne n'est autorisée à pénétrer dans le point de fourniture que sous la surveillance de spécialistes et du personnel qualifié.

3.5 Limite du domaine de responsabilité d'exploitation

La limite du domaine de responsabilité d'exploitation coïncide généralement avec la limite de propriété convenue dans le contrat de raccordement. Dans tous les autres cas, la limite du domaine de responsabilité d'exploitation et la limite de propriété entre le bénéficiaire du raccordement au réseau et le GRD doivent obligatoirement être réglées dans le contrat de raccordement.

3.6 Informations et données mesurées

Le GRD détermine quelles données mesurées ou quelles informations doivent être transmises au service d'exploitation du GRD.

La liaison technique du point de fourniture au service d'exploitation du GRD s'effectue au cas par cas selon les directives du GRD.

3.7 Utilisation

Les éléments d'installation dont le bénéficiaire du raccordement au réseau n'est pas propriétaire ou qui ne se trouvent pas dans son domaine de responsabilité d'exploitation sont manipulés exclusivement par le GRD ou ses mandataires. Le GRD prescrit l'étiquetage requis au bénéficiaire du raccordement au réseau, respectivement, il est autorisé à apposer cet étiquetage. Les autres éléments d'installation ne peuvent être manipulés sur mandat du bénéficiaire du raccordement au réseau que par des spécialistes et du personnel qualifié.

Toute mise hors tension dans le domaine de responsabilité d'exploitation du GRD doit être convenue à temps entre le GRD et l'exploitant de l'installation.

3.8 Maintenance

L'exploitant de l'installation est tenu d'entretenir les éléments d'installation ou d'immeuble dont il est propriétaire. Il supporte les frais de maintenance. En cas d'utilisation conjointe du transformateur, la répartition des coûts est réglée dans le contrat de raccordement.

L'exploitant de l'installation doit veiller, conformément aux prescriptions en vigueur relatives à la prévention des accidents de la SUVA, de l'ESTI et de la CFST, à vérifier le bon fonctionnement du matériel et des installations électriques (interrupteurs, dispositifs de protection, alimentation de la tension auxiliaire) à intervalles réguliers. Les résultats des contrôles doivent être documentés par l'exploitant de l'installation et transmis au GRD si ce dernier l'exige.

En cas de défauts graves dans le point de fourniture, le GRD est habilité à séparer les éléments concernés du réseau de distribution jusqu'à ce que le problème soit résolu. L'exploitation des équipements nécessaires comprend aussi le renouvellement ou le remplacement des équipements concernés hors service ou en dérangement.

3.9 Compensation et régulation de la puissance réactive

Sur demande, l'exploitant de l'installation (d'entente avec le GRD) procède à ses frais, pour respecter le facteur de puissance $\cos \varphi$ indiqué ci-après, à une compensation suffisante de la puissance réactive adaptée aux conditions effectives de charge. Les installations de compensation devant être installées sont soit commandées en fonction du facteur de puissance $\cos \varphi$ soit, dans le cas d'une compensation unique, mises sous ou hors tension en même temps que les appareils qui y sont attribués. Une compensation fixe indépendante de la charge n'est pas autorisée.

Les installations de compensation et de filtrage d'harmoniques ainsi que les filtres actifs doivent être conçus de telle sorte qu'ils garantissent le niveau de compatibilité selon les «Règles techniques pour l'évaluation des perturbations électriques dans les réseaux DACHCZ».

Les installations de compensation et de filtrage d'harmoniques (également dans les réseaux en amont ou en aval) ne doivent pas perturber le fonctionnement des installations de télécommande centralisée à fréquences musicales en atténuant ou en amplifiant ces fréquences, conformément aux recommandations AES pour la limitation d'influences intolérables sur la télécommande centralisée à fréquences musicales (AES 2.66f). La correction d'éventuelles influences dommageables est à la charge de l'exploitant de l'installation.

Le facteur de puissance $\cos \varphi$ doit se situer entre 0,9 inductif et 0,9 capacitif.

3.10 Mise en service du point de fourniture

L'achèvement du point de fourniture doit être annoncé au GRD au moins quatre semaines avant la date souhaitée pour la mise en service. Le GRD se réserve le droit d'être présent lors de la mise en service. Le GRD peut également demander à contrôler la conformité aux exigences définies dans les présentes CTR après la mise en service.

3.11 Dérangements ou coupures des installations du bénéficiaire du raccordement au réseau

Le bénéficiaire du raccordement au réseau ou son responsable d'installation doit annoncer sans délai au poste de conduite du GRD tout dérangement ou toute irrégularité survenant dans le point de fourniture et dans les installations qui y sont raccordées.

Si un interrupteur est mis hors tension dans le domaine de responsabilité d'exploitation du bénéficiaire du raccordement au réseau par un déclenchement de protection dans une cellule de sectionnement ou de départ du bénéficiaire du raccordement au réseau, la remise sous tension ne peut se faire qu'après identification de la cause du dérangement par un spécialiste et après accord avec le service d'exploitation du GRD.

Le raccordement au réseau peut aussi être interrompu pour écarter un danger immédiat pour les personnes ou les installations.

3.12 Variations de tension et interruptions de l'approvisionnement

Si les équipements de consommation du bénéficiaire du raccordement au réseau sont sensibles aux variations momentanées de tension ou aux interruptions de l'approvisionnement, le bénéficiaire du raccordement au réseau est tenu de prendre lui-même des mesures appropriées en vue de garantir le bon fonctionnement de son installation.

3.13 Télécommande centralisée à fréquence musicale

Le bénéficiaire du raccordement au réseau est tenu de respecter la recommandation de l'AES concernant la limitation d'influences intolérables sur la télécommande centralisée à fréquence musicale (AES 2.66f).

Le GRD peut exiger du bénéficiaire du raccordement au réseau la prise de mesures en vue d'éviter des atteintes intolérables causées par du matériel de son installation, et ce même si ces dernières sont constatées ultérieurement.

Si le bénéficiaire du raccordement au réseau utilise du matériel électrique dont la fonction peut être entravée par la télécommande centralisée à fréquence musicale, il doit veiller lui-même à empêcher toute atteinte en installant des moyens techniques adéquats ou en choisissant des appareils appropriés.

Si le bénéficiaire du raccordement au réseau exploite une installation utilisant la fréquence porteuse de son réseau électrique, il doit veiller à empêcher par des équipements adéquats (p. ex. un blocage de la fréquence porteuse) toute perturbation d'autres installations de bénéficiaires du raccordement au réseau et des installations du GRD.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau ne peut utiliser le réseau de distribution du GRD pour la transmission de signaux à l'aide de la fréquence porteuse qu'avec l'approbation du GRD.

4 Modifications, extensions, mises hors service et démontages

Si le bénéficiaire du raccordement au réseau envisage de modifier, de faire une extension à ou de mettre hors service son point de fourniture, il doit en informer le GRD à temps. Il en va de même lorsqu'un bénéficiaire du raccordement au réseau prévoit de modifier la gestion de l'exploitation de son installation.

Si l'augmentation de la puissance de court-circuit du réseau ou la modification de la tension du réseau ont des effets importants sur l'installation du bénéficiaire du raccordement au réseau, le GRD en informe l'intéressé sans tarder. Ce dernier supporte les coûts des mesures à prendre dans son installation.

Pour maintenir la sécurité d'exploitation de l'installation du bénéficiaire du raccordement au réseau, ce dernier doit adapter son installation à l'état de la technique ou aux nouvelles conditions du réseau, p. ex. à une puissance de court-circuit plus élevée.

5 Demande de raccordement et évaluation

5.1 Demande de raccordement et évaluation

Le GRD doit **impérativement** être impliqué dès la phase de planification de l'installation. La procédure de demande en vigueur auprès du GRD doit être respectée.

Avant le raccordement au réseau de distribution du GRD, il faut soumettre une demande de raccordement et un avis d'installation comprenant les données et les annexes correspondantes.

Dans les documents, le GRD doit voir clairement:

- Pour tous les raccordements:
 - o Site de l'installation, p. ex. bâtiments, parcelle
 - o Propriétaire, resp. exploitant de l'installation
 - o Schémas électriques
 - o Puissance max. nécessaire en [kW]
 - o Concept de mesure
- En plus pour les IPE:
 - o Puissance apparente maximale pouvant être injectée dans le réseau en [kVA]
 - o Puissance active maximale pouvant être injectée dans le réseau en [kW]
 - o Type de production d'énergie (p. ex. onduleur, alternateur asynchrone, alternateur synchrone)
 - o Réglage de la puissance et configuration (p. ex. onduleur, convertisseur)
 - o Fabricant et type d'IPE avec fiche technique
 - o Caractéristiques de courant au démarrage pour les machines rotatives directement couplées
 - o Numéro de demande et confirmation de Swissgrid (pour les installations qui sont financées par la RPC).

Si nécessaire, d'autres documents doivent être remis au GRD (p. ex. pente du toit). La demande d'approbation du projet doit être remise directement à l'ESTI. **Une copie de la demande ainsi que de l'approbation du projet doivent être transmises au GRD.**

5.2 Evaluation technique

Sur la base des indications de la demande de raccordement et des caractéristiques du réseau existant sur le point d'alimentation et à l'aide des «Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ», le GRD détermine si le raccordement de l'installation peut être approuvé de cette façon ou si des mesures doivent être prises. La décision est communiquée par écrit au responsable de la demande.

Sur demande, le GRD communique la puissance de court-circuit du réseau (S_{KV} selon DACHCZ) au point d'alimentation (point de raccordement selon DACHCZ). Cette valeur sert de base pour le calcul des perturbations électriques conformément aux règles DACHCZ.

5.3 Autorisation de raccordement

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

5.4 Documentation et échange de données

Le bénéficiaire du raccordement au réseau est tenu de documenter ses installations conformément aux dispositions légales et à l'état de la technique. Le bénéficiaire du raccordement au réseau fournit sur demande au GRD les données techniques nécessaires (p. ex. données techniques des installations primaires, puissance des machines et des turbines, réglages de la commande et de la protection).

5.5 Contrôles et réception

Le bénéficiaire du raccordement au réseau doit prouver auprès du GRD et de l'ESTI, à l'occasion d'un contrôle de réception, le bon fonctionnement du dispositif de protection exigé. Le GRD doit donner son autorisation pour la première mise en service. Elle doit être sollicitée au minimum quatre semaines avant la réception.

Le point de fourniture ne peut être mis en service que lorsque

- a. Le contrôle de réception et le procès-verbal de réception ont été remis au GRD.
- b. Les éventuels renforcements de réseau nécessaires ont été effectués.

Une mise en service temporaire destinée au contrôle du point de fourniture peut avoir lieu préalablement en concertation avec le GRD.

Le bénéficiaire du raccordement au réseau est responsable du respect des exigences nécessaires prévues. Il assure de manière autonome les réceptions et les contrôles indispensables.

Le GRD peut exiger des tests, des contrôles de protection ainsi que des mesures supplémentaires (p. ex. pour vérifier la qualité de la tension) ou les effectuer lui-même, pour confirmer le respect des exigences du présent document.

Sur demande, le bénéficiaire du raccordement au réseau donne au GRD des informations sur les contrôles et les tests effectués. Le GRD peut exiger une preuve écrite du bénéficiaire du raccordement au réseau.

6 Mesure de décompte

6.1 Dispositif de mesure

6.1.1 Installation, exploitation et entretien du dispositif de mesure

Les dispositifs de mesure et de commande à installer en fonction de la consommation annuelle d'énergie ou de la puissance de l'installation, pour la fourniture (soutirage) et le prélèvement (injection), sont mis à disposition et exploités par le GRD.

Le dispositif de mesure est installé conformément aux ordonnances, aux instructions de la branche et aux directives du GRD y relatives.

L'exploitation et l'entretien des dispositifs de mesure et de commande (y compris les dispositifs de communication), de même que la mesure de l'énergie injectée et prélevée, incombent au GRD.

6.1.2 Conception technique du dispositif de mesure

Les dispositifs de mesure doivent être équipés conformément aux exigences légales et à celles du GRD. Le Metering Code Suisse (recommandation de la branche) en vigueur, ainsi que les documents d'application de l'AES, de l'OFEN et de Swissgrid doivent également être respectés. L'installation de la mesure de décompte est soumise aux prescriptions techniques PDIE (WV BE, JU, SO).

6.2 Télérelevé des compteurs

En cas d'utilisation de compteurs à courbe de charge, le GRD emploie une solution radio de façon standard pour le télérelevé des compteurs. Si une solution radio n'est pas possible, le bénéficiaire du raccordement au réseau est tenu de fournir, à proximité immédiate du dispositif de mesure, un raccordement à un terminal de télécommunication permanent à sélection directe pour le télérelevé des valeurs.

S'il est techniquement possible pour le GRD de fournir l'équipement de communication pour le télérelevé des compteurs, cet équipement sera mis à la disposition du bénéficiaire du raccordement au réseau moyennant paiement.

Le client met à disposition une alimentation en courant (230 V tension alternative) si nécessaire.

6.3 Emplacement des compteurs

Une armoire conforme aux prescriptions du GRD doit être prévue dans le point de fourniture pour le montage des dispositifs de comptage, de commande et de communication.

L'espace nécessaire, y compris l'armoire et le câblage, sont fournis gratuitement par le bénéficiaire du raccordement au réseau.

Le montage doit s'effectuer dans un endroit non sujet à des vibrations, protégé de la saleté, des intempéries et des dommages mécaniques, suffisamment éclairé, convenu avec le GRD et inscrit dans les documents de planification.

La température ambiante à l'emplacement des compteurs ne doit pas descendre en dessous de -10 °C ni dépasser $+40\text{ °C}$. Le raccordement des dispositifs de comptage est soumis aux prescriptions techniques PDIE (WV BE, JU, SO).

6.4 Niveau de tension de la mesure

Dans le cas d'un seul bénéficiaire du raccordement au réseau, la mesure de l'installation raccordée au réseau MT est effectuée pour plusieurs transformateurs ou un seul transformateur > 1,8 MVA, sur la moyenne tension (côté de la haute tension). Dans les autres cas, elle est effectuée sur la basse tension.

Si plusieurs bénéficiaires du raccordement au réseau sont alimentés par un point de fourniture à moyenne tension, les dispositifs de mesure utilisés doivent être installés selon la même norme et en parallèle du côté de la basse tension.

Dans le cas du raccordement d'IPE qui fournissent une tension > 400 V, la mesure est toujours effectuée sur la moyenne tension (côté de la haute tension).

La saisie de la tension de la mesure s'effectue toujours dans le sens de la fourniture d'énergie (soutirage), avant les transformateurs de courant, au-dessus des fusibles installés dans le circuit de tension que le bénéficiaire du raccordement met à la disposition du GRD.

6.5 Transformateurs de courant et de tension

Les transformateurs de courant et de tension destinés au comptage de l'énergie sont fournis en règle générale par le GRD, qui en reste propriétaire.

Après accord écrit du GRD, l'acquisition du transformateur de mesure peut aussi être effectuée par le bénéficiaire du raccordement au réseau. Ils doivent satisfaire aux prescriptions officielles du METAS et du Metering Code Suisse, être contrôlés par un laboratoire selon ISO 17025 et répondre aux exigences minimales suivantes:

- Transformateur de tension:
 - o W1: 16 kV/ $\sqrt{3}$ / 100 V/ $\sqrt{3}$, 10 VA, cat. 0,2 ou 0,5
 - o W2: 16 kV/ $\sqrt{3}$ / 100 V/3, 50 VA, cat. 3P, (ferro-résonance)
- Transformateur de courant 200/5 A, 4 VA, cat. 0,5 s (pour des courants plus élevés, il faut employer des transformateurs spécifiques au projet en concertation avec le GRD)

Le montage et le câblage sont effectués par le bénéficiaire du raccordement au réseau, conformément aux instructions du GRD. Le GRD se réserve le droit de contrôler le câblage, de préférence avant le montage des dispositifs de mesure et au plus tard avant la mise en service de l'installation du bénéficiaire du raccordement.

La tension des transformateurs de mesure peut être utilisée pour des appareils d'exploitation (appareils de protection, de surveillance et de synchronisation), moyennant l'accord du GRD. La saisie s'effectue sur des bornes sécurisées séparées.

7 Installations de production d'énergie (IPE) dans le réseau MT¹

Dans la mesure où aucune autre règle n'a été convenue dans ce chapitre, les dispositions des chapitres 1 à 6 s'appliquent par analogie aux IPE.

7.1 Généralités

Les types d'IPE au sens du document présent sont par exemple:

- Les installations hydroélectriques
- Les installations d'énergie éolienne
- Les installations photovoltaïques
- Les IPE thermiques et chimiques

L'injection d'énergie électrique peut notamment avoir lieu:

- Directement dans le réseau via des générateurs de courant triphasé
- Indirectement dans le réseau via des générateurs de courant triphasé avec convertisseurs de fréquence
- Via une IPE, à travers un onduleur, ou une combinaison de ces variantes avec des transformateurs

Les exigences de ce chapitre s'appliquent aussi aux installations d'électricité de secours (groupe électrogène de secours) dont le fonctionnement en parallèle au réseau public dépasse 1 heure par an.

Pour les groupes électrogènes de secours **dont le fonctionnement en parallèle au réseau public ne dépasse pas 1 heure par an**, il est judicieux de déroger aux exigences de la présente recommandation (p. ex.: l'exigence relative aux services-système ne doit pas être respectée, contrairement aux dispositions relatives à la protection du réseau qui doivent être respectées). Ces exceptions doivent être convenues et consignées pour chaque projet et pour chaque installation par l'exploitant de l'installation et le GRD.

Le point de raccordement au réseau et le point d'alimentation d'une IPE sont déterminés par le GRD selon les prescriptions en vigueur. Les détails sur les alternatives techniquement faisables sont communiqués par écrit au requérant/bénéficiaire du raccordement au réseau.

Les puissances **minimale et maximale** pouvant être injectées dans un point précis du réseau MT dépendent du mode d'exploitation de l'IPE ainsi que des conditions de réseau (p. ex. puissance de court-circuit du réseau). Une indication de puissance globale n'est pas possible. Seul un calcul de réseau peut la déterminer au cas par cas.

Pour les IPE avec un raccordement direct au réseau du GRD, toutes les exigences envers le point d'alimentation de ce chapitre doivent être respectées. Dans la plupart des cas, ce point correspond au champ de transformateur du côté de la haute tension dans le point de fourniture. Cependant, dans les cas où le point de fourniture (y compris la mesure et la protection) est exceptionnellement construit à grande distance du point d'alimentation et que la ligne de raccordement passe dans la propriété du bénéficiaire du raccordement au réseau, le point d'alimentation peut différer. Dans ces cas, les exigences s'appliquent au point de fourniture et non au point d'alimentation (voir aussi figure suivante). **Pour les IPE avec un raccordement au sein d'un réseau de faible envergure**, toutes les exigences envers le point d'alimentation au sein du réseau de faible envergure doivent être respectées.

¹ Les exigences définies dans ce chapitre sont basées sur les exigences correspondantes du document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014.

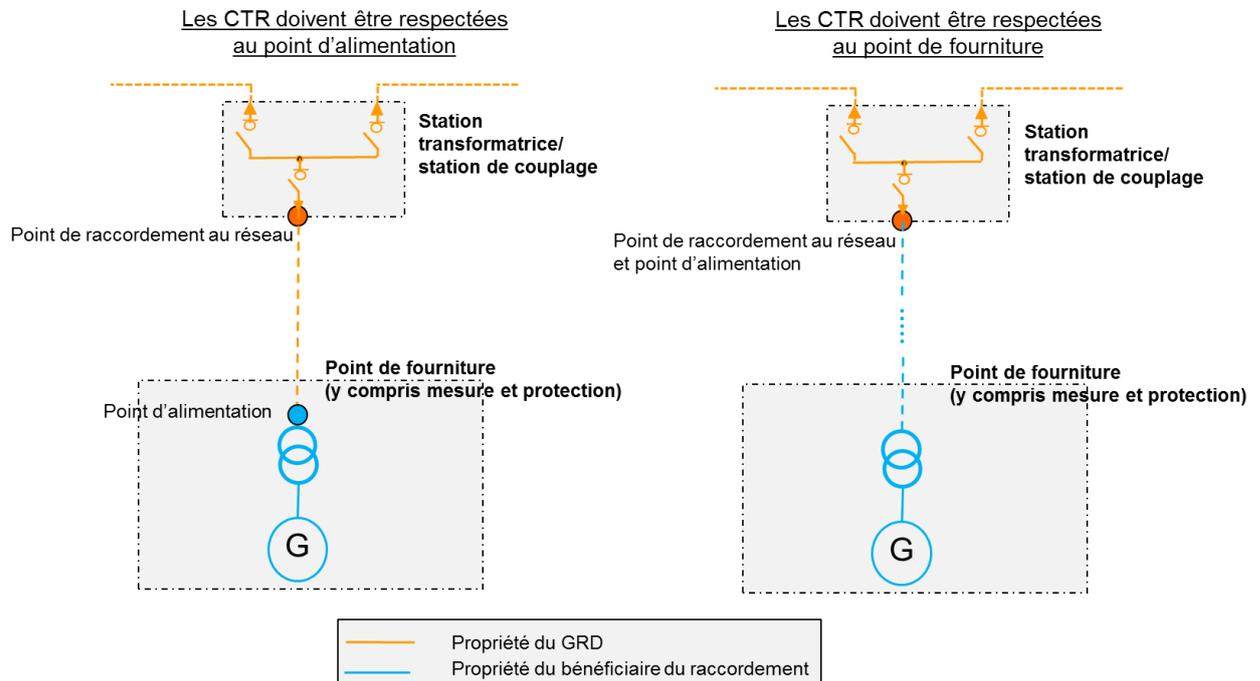


Figure 1 Point de référence pour les exigences du chapitre 7

7.2 Classification des IPE

Les IPE sont réparties dans deux catégories de performance (A et B), en fonction de la puissance active maximale **pouvant être injectée dans le réseau.**²

- Type A < 1 MW
- Type B \geq 1 MW

Par rapport aux caractéristiques de leurs UPE, les IPE sont réparties entre:

- Type 1 UPE synchrone
- Type 2 UPE asynchrone et autres (onduleurs compris)

Par conséquent, les combinaisons possibles de puissance et de caractéristiques sont les suivantes:

- Type A1 Puissance < 1 MW, synchrone
- Type A2 Puissance < 1 MW, asynchrone et autres
- Type B1 Puissance \geq 1 MW, synchrone
- Type B2 Puissance \geq 1 MW, asynchrone et autres

7.3 Technique secondaire

7.3.1 Commande, réglage et mesure

L'exploitant de l'installation est responsable de la commande et de la synchronisation de son installation.

² Correspond à la puissance active continue maximale qu'une IPE peut générer, déduction faite de la part concernant exclusivement le fonctionnement de cette IPE et qui n'est pas injectée dans le réseau.

Il convient de garder à l'esprit que le GRD ne contrôle pas la synchronisation des ordres d'enclenchement provenant de la commande de l'unité ou de l'installation de production. Le GRD peut mettre à la disposition de l'exploitant de l'installation soit la tension du transformateur de tension des barres collectrices, soit celle de l'image de tension des barres collectrices de la sous-station (générée par les transformateurs de tension des départs).

Si le point d'alimentation se situe dans une SST du GRD, la primauté de commande des éléments de couplage de la cellule de sectionnement dans la SST du GRD doit être réglée entre le GRD et l'exploitant de l'installation.

L'IPE doit posséder ou mettre à disposition les interfaces décrites ci-dessous pour la commande, le réglage et la mesure. Ces interfaces peuvent être réalisées via un bus de raccordement ou via des entrées/sorties analogiques ou binaires.

Entrée analogique destinée au réglage de la puissance réactive (voir aussi à la section 7.4.3)

La commande de l'IPE doit posséder au minimum une entrée analogique (4 - 20 mA) permettant au GRD de commander la puissance réactive (p. ex. $\cos\varphi$) au point d'alimentation ou au point de fourniture (voir à la section 7.1). Pour chaque projet, il convient de définir, dans le cadre d'un contrat, à quel moment et dans quelle plage cette dernière doit être réglée, ainsi que la façon dont l'interface sera réalisée techniquement.

Réglage de la puissance active en fonction de la valeur de consigne (voir aussi à la section 7.4.3)

La commande de l'IPE doit disposer au minimum des entrées binaires suivantes, permettant au GRD d'arrêter l'installation de production ou de réduire la puissance d'injection en cas d'urgence (p. ex. pour éviter un effondrement du réseau):

- Une entrée binaire pour 60% de la puissance nominale
- Une entrée binaire pour 30% de la puissance nominale
- Une entrée binaire pour 0% de la puissance nominale

Autorisation externe pour la connexion au réseau

Le GRD peut exiger une entrée binaire lui permettant d'autoriser la connexion au réseau (couplage au réseau) de l'IPE.

Contact libre de potentiel pour les feedbacks au GRD

L'exploitant de l'installation met à la disposition du GRD les signalisations en retour suivantes, y compris les signalisations de défaut, comme signaux binaires conventionnels (contacts libres de potentiel):

- Positions de tous les appareils de couplage du champ de raccordement
- Signalisation groupée du déclenchement par protection

Valeurs de mesure

Les valeurs de mesure exigées, par ex. le courant, la tension, la puissance active et réactive, etc., doivent être remises au GRD par le biais d'une interface adéquate.

7.3.2 Protection

La protection revêt une importance considérable pour une exploitation sûre et fiable. Il en va de la responsabilité de l'exploitant de l'installation de s'assurer que sa propre protection est garantie. Le cas échéant, les fonctions de protection décrites dans le présent document doivent être complétées par le bénéficiaire du raccordement au réseau. Sa propre protection ne peut toutefois pas être inférieure aux exigences décrites dans le présent document.

Les dispositifs de protection doivent identifier et déclencher les défauts (p. ex. courts-circuits et défauts à la terre) du côté de l'IPE. Les défauts survenant sur le réseau proche (p. ex. sur le même niveau de tension) doivent également pouvoir être détectés, afin que l'IPE se déconnecte du réseau au terme d'un délai prédéfini. L'exploitant d'IPE doit installer à cet effet suffisamment de dispositifs de protection. Dans le cas d'installations pouvant fonctionner en îlotage, ces mesures de protection doivent également être garanties dans le cadre de l'exploitation en îlotage.

Le concept et les réglages de protection de l'interface entre le GRD et l'exploitant de l'installation doivent être définis par les deux partenaires pour chaque projet lors de la phase de planification. Des dispositifs de protection, tant pour la protection du réseau que pour la protection de l'installation de l'exploitant de l'IPE, doivent être prévus au point de fourniture. Les valeurs de réglage des protections, qui ont un impact sur le réseau de distribution, sont prescrites par le GRD. Les valeurs de réglage des protections, qui concernent aussi bien le réseau de distribution que la protection propre de l'installation/unité de production d'énergie, sont convenues entre le GRD et l'exploitant de l'installation sur la base des exigences techniques décrites dans le présent document. Si nécessaire, le GRD peut, d'entente avec l'exploitant de l'installation, demander également d'autres réglages des protections ultérieurement.

Si le disjoncteur de la SST est également celui du générateur, une protection contre les défaillances de disjoncteur (PDD) doit être mise en place. Les partenaires doivent décider quels signaux activent cette PDD et sur quels éléments sont envoyés les ordres de déclenchement.

Les fonctions liées au courant et à la tension doivent généralement être triphasées.

Les variantes de raccordement des IPE au réseau MT sont représentées dans l'Annexe A.

7.4 Comportement de l'IPE sur le réseau

7.4.1 Mises en service

Les mises en service d'installations doivent faire l'objet d'une concertation avec le service d'exploitation du GRD.

7.4.2 Exploitation normale

Si des variations de tension non autorisées surviennent au cours de la synchronisation d'installations de production raccordées au réseau par des dispositifs de synchronisation et de réglage automatique de la tension, il convient d'optimiser les dispositifs de régulation de la tension et de synchronisation ainsi que de prévoir des mesures de limitation de courant.

Si le GRD souhaite fixer un objectif de tension à l'IPE, cela doit faire l'objet d'une disposition dans le contrat de raccordement au réseau qui définit également les équipements techniques nécessaires.

7.4.3 Commande et réglage

Commande de la puissance active

Dans les cas suivants [et si toutes les autres mesures ont été épuisées \(comme p. ex. les commutations\)](#), soit le GRD est autorisé à exiger ou à effectuer une limitation temporaire de la fourniture de puissance active ou une mise hors circuit de l'installation, soit les IPE doivent procéder automatiquement au réglage (voir aussi à la section 7.6.6):

- Danger potentiel pour l'exploitation sécurisée du système
- Congestions ou risque de surcharge sur le réseau du GRD
- Risque de formation d'un réseau en îlot
- Menace sur la 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

C'est pour cette raison que l'IPE doit pouvoir fonctionner avec une puissance réduite. Le GRD est autorisé à exiger une limitation provisoire de la puissance injectée ou à mettre une installation hors tension. L'exploitant de l'installation est tenu de mettre son installation hors tension et de la séparer du réseau sur demande du GRD.

Si la puissance active est réduite au moyen de signaux binaires, le GRD prescrit en principe des valeurs de consigne pour la puissance active de raccordement convenue aux paliers 60% / 30% / 0%. Par ailleurs, les IPE doivent pouvoir être en mesure de réduire leur puissance active par paliers d'au moins 10% de la puissance active maximale. La réduction de la puissance active à la valeur de consigne prescrite par le GRD doit être possible pour chaque état d'exploitation et à partir de chaque point de fonctionnement.

Si la puissance injectée de l'IPE est limitée dans les cas mentionnés ci-dessus, le bénéficiaire du raccordement au réseau ne peut prétendre à aucune indemnité de la part du GRD.

Régulation de l'énergie réactive / Maintien de la tension en régime statique

A partir d'une fourniture de puissance active supérieure à 20% de sa puissance active maximale, l'IPE doit, dans la plage de tolérance de tension pour l'état de couplage normal selon la section 3.3, être en mesure de fournir ou de recevoir une puissance réactive inductive ou capacitive dans les intervalles de facteurs de déphasage mentionnés ci-dessous pour chaque point de fonctionnement:

$$\cos\varphi = 0,90_{\text{sous-excité}} \text{ à } 0,90_{\text{surexcité}}$$

En tenant compte des caractéristiques techniques de l'IPE (p. ex. pour les alternateurs synchrones), il existe la possibilité d'une restriction de $\cos\varphi = 0,95_{\text{sous-excité}} \text{ à } 0,95_{\text{surexcité}}$ s'il a été prouvé que des valeurs plus faibles ne peuvent pas être atteintes pour des raisons de stabilité.

Le GRD définit dans ce contexte un des types de régulation et de commandes suivantes:

- Un facteur de déphasage fixe $\cos\varphi$ ou
- Un facteur de déphasage $\cos\varphi(P)$ ($\cos\varphi$ dépend de la puissance active injectée) ou
- Une puissance réactive constante Q
- Une courbe caractéristique de la puissance réactive/tension $Q(U)$ (voir aussi Annexe D)

Le moyen de régulation ou de commande est déterminé par le GRD avant le début de la construction. Toutefois, il peut être nécessaire, en raison de changements d'état de couplage, de transformations ou de construction de nouvelles IPE, de modifier ultérieurement la valeur de consigne de la puissance réactive des IPE (dans la plage définie du facteur de puissance).

Sauf exigence contraire du GRD, il faut respecter un facteur de déphasage constant de $\cos\varphi = 1$ sur le point d'alimentation ou sur le point de fourniture (voir à la section 7.1).

La plage de puissance réactive convenue doit pouvoir être parcourue en quelques minutes et à n'importe quelle fréquence. Si le GRD prescrit une caractéristique, chaque valeur de puissance réactive émanant de la caractéristique doit se régler automatiquement et cela:

- En 10 secondes pour la caractéristique $\cos\varphi(P)$
- Entre 10 secondes et 1 minute (réglable) pour la caractéristique $Q(U)$ (prescrite par le gestionnaire du réseau de distribution).

La procédure choisie ainsi que les valeurs de consigne sont déterminées individuellement par le GRD pour chaque IPE. Les consignes peuvent résulter:

- D'un accord ou dans le cas échéant d'un programme prévisionnel
- D'une valeur de consigne programmée en ligne

En cas de valeur de consigne programmée en ligne, les nouvelles consignes du point de travail de l'échange de puissance réactive doivent être atteintes au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1) au plus tard après une minute.

Pour les services auxiliaires de l'installation de production, un facteur de puissance situé entre 0,9 inductif et 0,9 capacitif est à respecter.

Par principe, le bénéficiaire du raccordement est tenu de contribuer à la stabilité statique du réseau avec son IPE. Il convient de prévoir le bilan de puissance réactive qui se trouve dans la zone entre $\cos\varphi$ 0,90 sous-excité et $\cos\varphi$ 0,9 surexcité. Cela sert exclusivement au maintien d'un fonctionnement stable et sûr du réseau. Une rémunération des pertes de rendement de l'énergie active ou de l'énergie de la puissance réactive, causées par la régulation de l'énergie réactive dans cette zone, est exclue.

Le GRD peut convenir d'une zone de puissance réactive étendue avec le bénéficiaire du raccordement. La rémunération pour l'injection de puissance réactive étendue doit être réglée contractuellement. Les installations qui mettent à disposition un mode de puissance réactive étendue doivent être traitées de façon différenciée et ne sont pas traitées dans ce document. Les modalités qui s'en écartent et les caractéristiques du raccordement au réseau doivent être réglées séparément.

7.5 Comportement en cas de dérangements dans l'IPE

En cas de dérangements dans l'IPE pouvant avoir des répercussions négatives sur le réseau (p. ex.: courts-circuits ou défauts à la terre dans l'UPE même ou dans le réseau partiel de l'IPE), celle-ci doit être immédiatement séparée du réseau. La protection de l'IPE doit identifier rapidement les courts-circuits et défauts à la terre dans l'IPE et les déclencher (temporisation typique $\leq 0,1$ s). Les autres défauts doivent être traités conformément à l'état de la technique et selon le type d'IPE.

7.6 Comportement en cas de dérangements dans le réseau

7.6.1 Soutien dynamique du réseau

Toutes les IPE **de type B** doivent soutenir le réseau de manière dynamique. Les trois critères suivants doivent être respectés:

A chaque point de fonctionnement, comme défini dans le chapitre 5.3.1, les IPE doivent être techniquement en mesure de:

1. Ne pas se séparer du réseau en cas de dérangement sur le réseau (éviter les blackouts) (voir aussi à la section 7.6.3)
2. Soutenir la tension du réseau en injectant un courant réactif lors de dérangements sur le réseau (réduire les creux de tension) (voir aussi à la section 7.6.7)
3. Après clarification du dérangement, ne plus prélever autant de puissance réactive inductive du réseau MT qu'avant le dérangement (rétablissement de la tension).

7.6.2 Courts-circuits et défauts à la terre dans le réseau

IPE injectant du courant directement dans une SST

Les courts-circuits dans l'installation de la sous-station doivent être rapidement identifiés et déclenchés. La détection des défauts à la terre s'effectue conformément aux directives du GRD. Le concept de protection et les interfaces doivent être préalablement discutés, puis mis en œuvre en concertation avec le GRD.

La protection de l'IPE ou de l'UPE doit également pouvoir couvrir les courts-circuits et les défauts à la terre dans le réseau.

IPE injectant du courant dans une station de couplage ou une station transformatrice

La protection de l'IPE doit posséder des fonctions de protection du réseau pour identifier les défauts sur la ligne entre l'IPE et la SST et prévenir la formation de réseaux en îlot non désirés lors du déclenchement d'un disjoncteur dans la SST.

Pour les installations de type B, il est indispensable de mettre en place un déclenchement interdépendant du disjoncteur de l'IPE ou de l'UPE par communication lors de déclenchements par le système de protection de la cellule dans la SST (p. ex. courts-circuits et défauts à la terre). Une alternative à cette commande par communication consiste en l'utilisation d'une protection de distance sur la partie moyenne tension de l'IPE avec une ou plusieurs zones de protection en direction du réseau. En plus de cette fonction de protection de distance, la tension résiduelle (U_0) doit être surveillée et la fonction de protection correspondante doit déclencher après 5 secondes au maximum. En comparaison avec le déclenchement interdépendant, cette variante peut générer des déclenchements non sélectifs de l'IPE.

Le chapitre 7.6.3 présente quelques recommandations de réglage.

7.6.3 Comportement tension-temps (courbes caractéristiques $u(t)$)

En cas de creux de tension, les IPE doivent afficher un comportement conforme aux illustrations ci-dessous.

Sur le réseau MT, des temporisations des composants de la protection du réseau de 0,1 à 1,5 seconde sont courantes. Pendant la durée du défaut, des creux de tension plus importants sont à prévoir. En fonction de la durée du défaut et du réglage de la protection de tension, des déclenchements non sélectifs de l'IPE pourraient se produire.

Les courbes caractéristiques $u(t)$ doivent être respectées au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1). Les pourcentages indiqués ci-dessous pour la tension se réfèrent à la tension composée. Les tableaux correspondants mentionnent quelques recommandations concernant la fonction de protection et les valeurs de réglage³. Les valeurs de protection indiquées doivent être respectées au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1). Le déclenchement ou la déconnexion du réseau a lieu de préférence au sein de l'IPE.

³ Les caractéristiques des IPE doivent également être prises en compte dans la définition définitive des réglages des protections. Les courbes caractéristiques $u(t)$ font foi et les recommandations de réglage suivantes doivent être interprétées uniquement dans ce cadre.

IPE de types A1 et A2 (synchrones ou asynchrones / autres jusqu'à 1 MW)

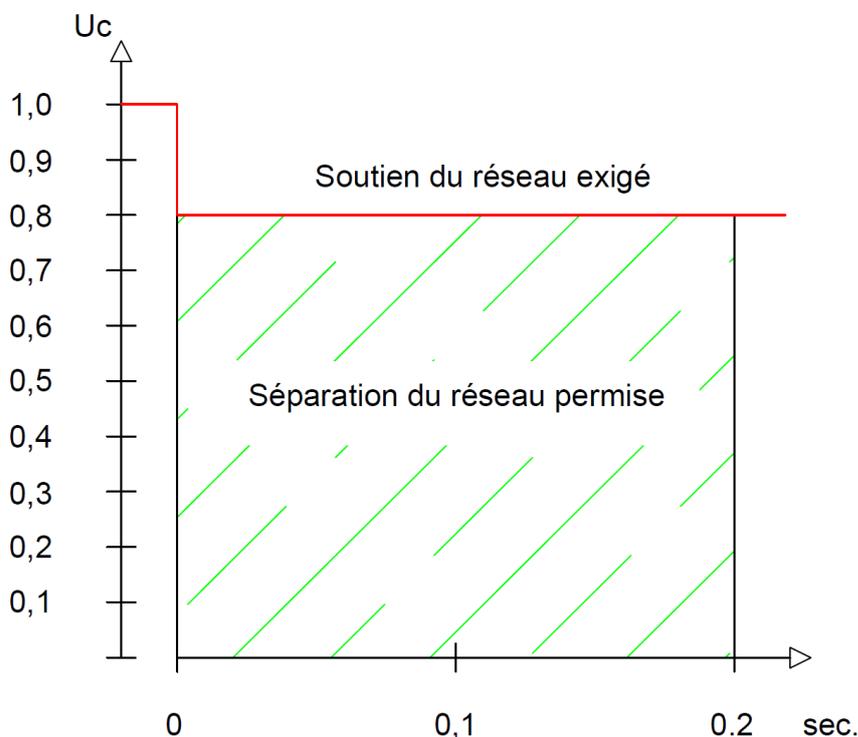


Figure 2 Courbes caractéristiques U(t) de types A1 et A2 dans la moyenne tension

Fonction		Valeurs de réglage recommandées pour le relais de protection	
Protection contre les surtensions (valeur moyenne de 10 min.)*	$U >$	$1,10 U_c$	50 – 200 ms
Protection contre les surtensions	$U >>$	$1,15 U_c$	50 – 200 ms
Protection contre les sous-tensions	$U <$	$0,80 U_c$	50 – 200 ms
Protection contre les surfréquences	$f >$	51,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	50 – 200 ms
Protection contre les sous-fréquences	$f <$	47,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	50 – 200 ms
Identification du réseau en îlot (par ex. procédure shift dans l'onduleur)			Arrêt dans les 5 secondes suivant la déconnexion du réseau
<i>U_c: tension réseau définie</i> <i>* Peut être installée sur l'onduleur</i> <i>Remarque: prendre garde à la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction/réenclenchement</i>			

Tableau 1: Recommandations de réglage pour le relais de protection moyenne tension, type A

IPE de type B1 (alternateurs synchrones supérieurs ou égaux à 1 MW)

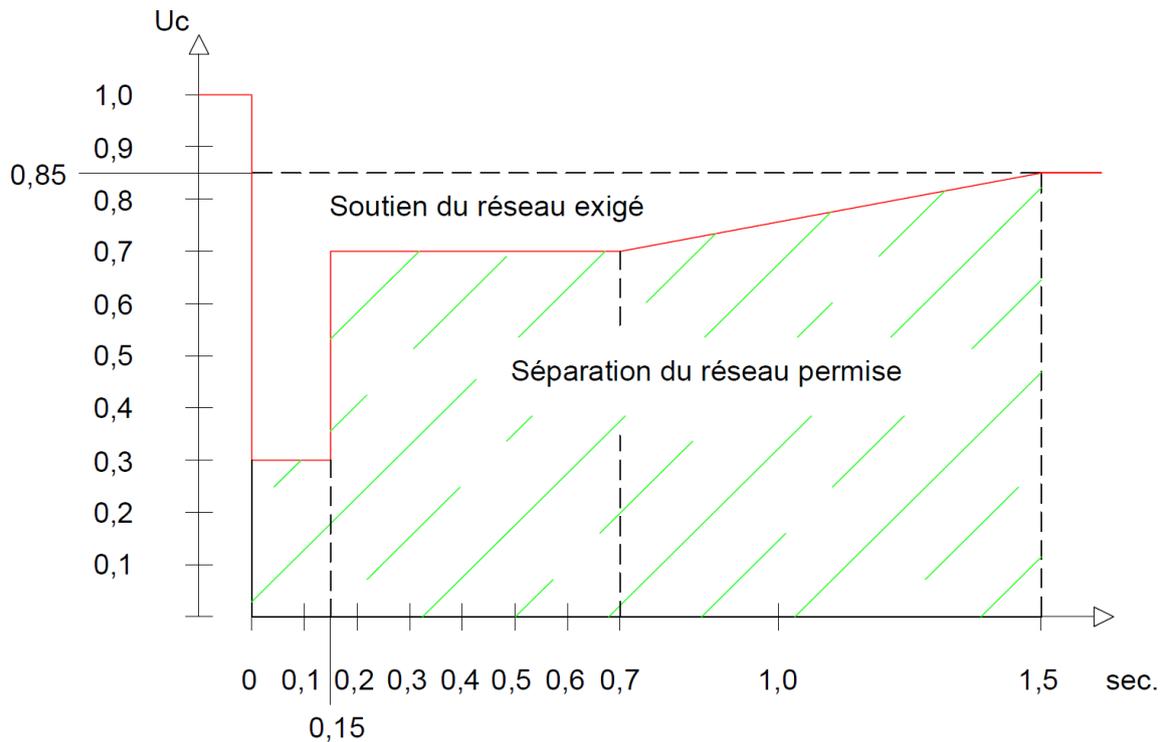


Figure 3 Courbes caractéristiques $U(t)$ de type B1 dans la moyenne tension

Fonction	Valeurs de réglage recommandées pour le relais de protection	
Protection contre les surtensions $U >$ (valeur moyenne de 10 min.)*	$1,10 U_c$	50 – 200 ms
Protection contre les surtensions $U >$	$1,15 U_c$	2 s
Protection contre les surtensions $U >>$	$1,25 U_c$	100 ms
Protection contre les sous-tensions $U <$	$0,85 U_c$	1,5 s
Protection contre les sous-tensions $U <<$	$0,30 - 0,70 U_c$	150 – 700 ms
Protection contre la tension résiduelle $U_{0>}$	$0,26 U_{0_réf}$	3,0 – 4,5 s
Protection contre les surfréquences $f >$	51,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	200 ms
Protection contre les sous-fréquences $f <$	47,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	200 ms
<i>U_c: tension réseau définie</i>		
<i>* Si disponible</i>		
<i>Remarque: prendre garde à la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction/réenclenchement</i>		

Tableau 2: Recommandations de réglage pour le relais de protection de l'IPE de type B1

IPE de type B2 (alternateurs asynchrones/autres supérieurs ou égaux à 1 MW)

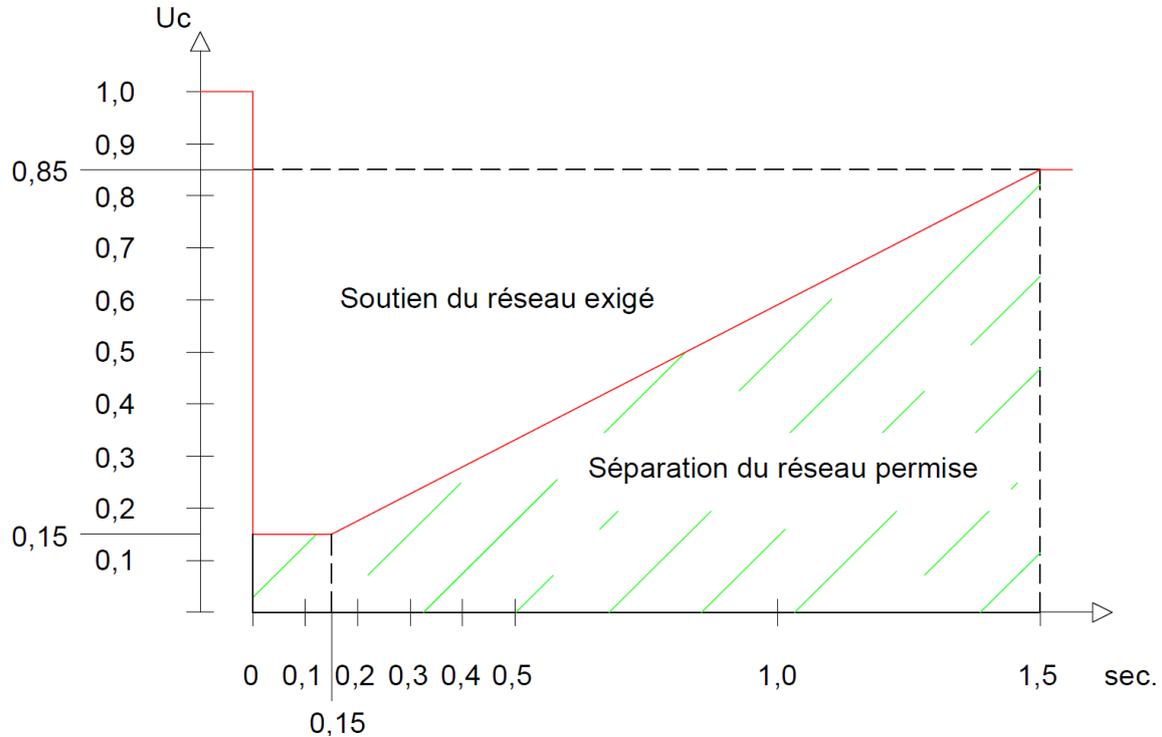


Figure 4 Courbes caractéristiques U(t) de type B2 dans la moyenne tension

Fonction	Valeurs de réglage recommandées pour le relais de protection	
Protection contre les surtensions $U >$ (valeur moyenne de 10 min.)*	$1,10 U_c$	50 – 200 ms
Protection contre les surtensions $U >$	$1,15 U_c$	2 s
Protection contre les surtensions $U >>$	$1,25 U_c$	100 ms
Protection contre les sous-tensions $U <$	$0,85 U_c$	1,5 s
Protection contre les sous-tensions $U <<$	$0,15 U_c$	150 ms
Protection contre la tension résiduelle $U_{0>}$	$0,26 U_{0_réf}$	3,0 – 4,5 s
Protection contre les surfréquences $f >$	51,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	200 ms
Protection contre les sous-fréquences $f <$	47,5 Hz ($U > 70\% U_c$)	200 ms
<i>U_c: tension réseau définie</i>		
<i>* Les onduleurs doivent être réglés ainsi conformément aux normes</i>		
<i>Remarque: prendre garde à la rechute (hystérésis) des relais en cas d'hyperfonction/réenclenchement</i>		

Tableau 3: Valeurs de réglage pour le relais de protection de l'IPE de type B2

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

La protection de puissance réactive et de sous-tension ($Q \rightarrow$ & $U <$), ci-après appelée protection Q-U, contrôle la conformité du comportement de l'IPE au système suite à un défaut sur le réseau. Les IPE empêchant de restaurer la tension du réseau via le prélèvement de puissance réactive inductive sur le réseau sont déconnectées de ce dernier.

La protection Q-U déconnecte ainsi l'IPE du réseau entre 0,5 s... 1,5 seconde (déconnexion avant le temps final de protection du réseau), lorsque les trois tensions composées au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1) sont inférieures à $0,85 U_c$ (opération ET logique) et que l'IPE prélève simultanément de la puissance réactive inductive ($> 5\%$ de la puissance nominale convenue) sur le réseau du GRD. En même-temps, il faut qu'un flux de charge correspondant soit disponible pour empêcher une hyperfonction de la reconnaissance de la puissance réactive. Le courant injecté devrait s'élever au moins à 10% du courant nominal. Si toutes ces conditions sont remplies, la protection Q-U est activée (temps de déclenchement 0,5 s – 1,5 s, plus petit que le temps final de protection du réseau).

Pour les alternateurs asynchrones et les générateurs activés en permanence, la protection Q-U au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1) est absolument nécessaire (seulement pour les installations de type B).

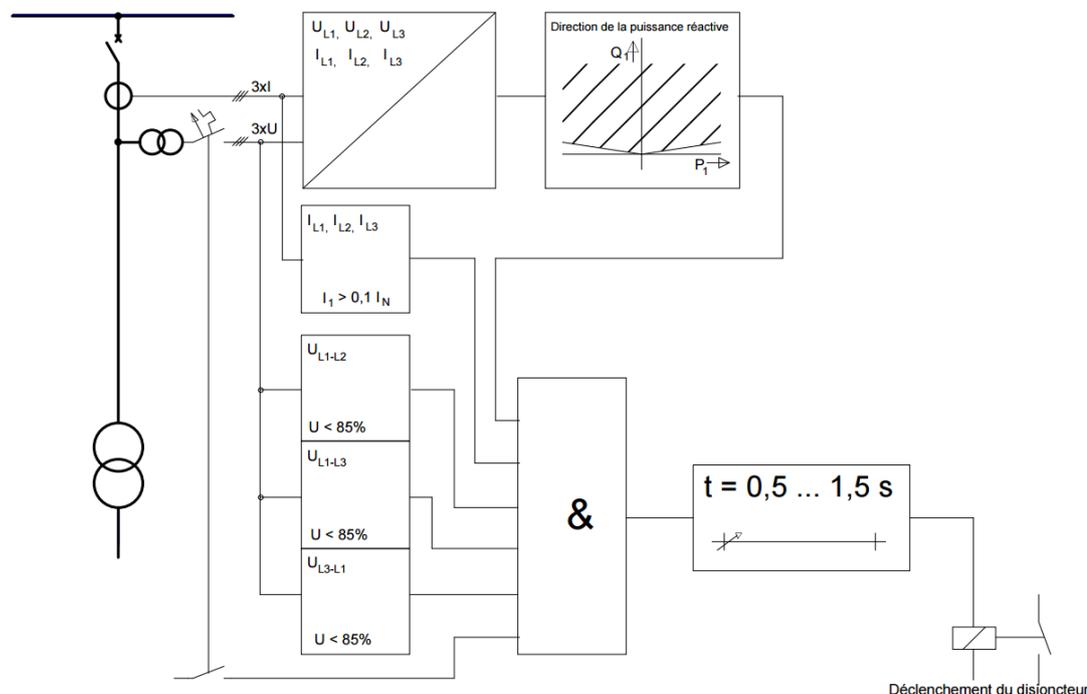


Illustration 5: Exemple de protection Q-U

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

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

Fonction	Valeurs de réglage recommandées	
Protection Q-U	$0,85 U_c$	$T = 0,5 - 1,5$ s
<i>Remarque: prendre garde à la rechute (hystérésis)</i>		

Tableau 4: Recommandations de réglage de la protection Q-U

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

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

7.6.5 Réenclenchement de l'IPE après une perturbation

L'exploitant de l'installation est responsable de l'enclenchement ou de l'arrêt de l'installation, ainsi que du processus de synchronisation.

L'exploitant de l'installation doit veiller lui-même à ce que les manœuvres de couplage ou les variations de tension sur le réseau du GRD ne provoquent pas de dommages sur son installation et, le cas échéant, à ce que son IPE ne détériore pas à son tour les installations de tiers.

Après le déclenchement d'un défaut dans le réseau de distribution ou lors d'un ou plusieurs réenclenchements automatiques ou manuels consécutifs, l'exploitant de l'installation doit s'assurer lui-même que son IPE ait été préalablement déconnectée automatiquement du réseau de distribution. La reconnexion de l'IPE au réseau de distribution nécessite impérativement un dispositif de synchronisation. Elle doit être définie dans le cadre d'une convention d'exploitation.

Une synchronisation de l'IPE avec le réseau doit être possible entre 49,0 et 51,0 Hz avec une tension située entre 90...110% U_c .

Pour les convertisseurs (p. ex. les installations photovoltaïques), l'unité de production est reconnectée automatiquement lorsque la tension au point d'alimentation ou de fourniture (voir à la section 7.1) équivaut à 90%...110% de la tension nominale (U_c) (valeur la plus basse des tensions composées) et lorsque la fréquence se situe entre 47,5 et 50,05 Hz.

Après la mise hors tension de l'IPE en raison d'un dépassement des valeurs limites du réseau applicables à la protection de surtension ou de surfréquence, la remise sous tension de l'IPE ne peut se faire que lorsque la tension et la fréquence du réseau ont respecté en permanence les valeurs limites du réseau (donc sont restées stables) pendant 10 minutes.

7.6.6 Réponse en fréquence

Pour les fréquences situées entre 47,5 Hz et 51,5 Hz, une déconnexion automatique du réseau en raison de l'écart de fréquence n'est pas autorisée **si la tension de l'IPE est supérieure à 70% de la tension nominale**.

Si la fréquence est inférieure à 47,5 Hz ou supérieure à 51,5 Hz, une déconnexion automatique du réseau doit avoir lieu en l'espace d'une seconde. Le GRD peut définir une valeur-limite inférieure différente si l'IPE se trouve sur une zone de délestage (UFLS). Les restrictions liées au système dans la bande de fréquence doivent être documentées et consignées.

Les recommandations relatives aux fonctions de protection et à leurs valeurs de réglage sont exposées au chapitre 7.6.3.

Comportement de fréquence en cas de surfréquence

Si la fréquence du réseau est égale ou supérieure à 50,2 Hz, les IPE doivent réduire leur puissance conformément à la Figure 6.

Dans la bande de fréquence située entre 50,2 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 Herz. 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 l'image ci-dessous.

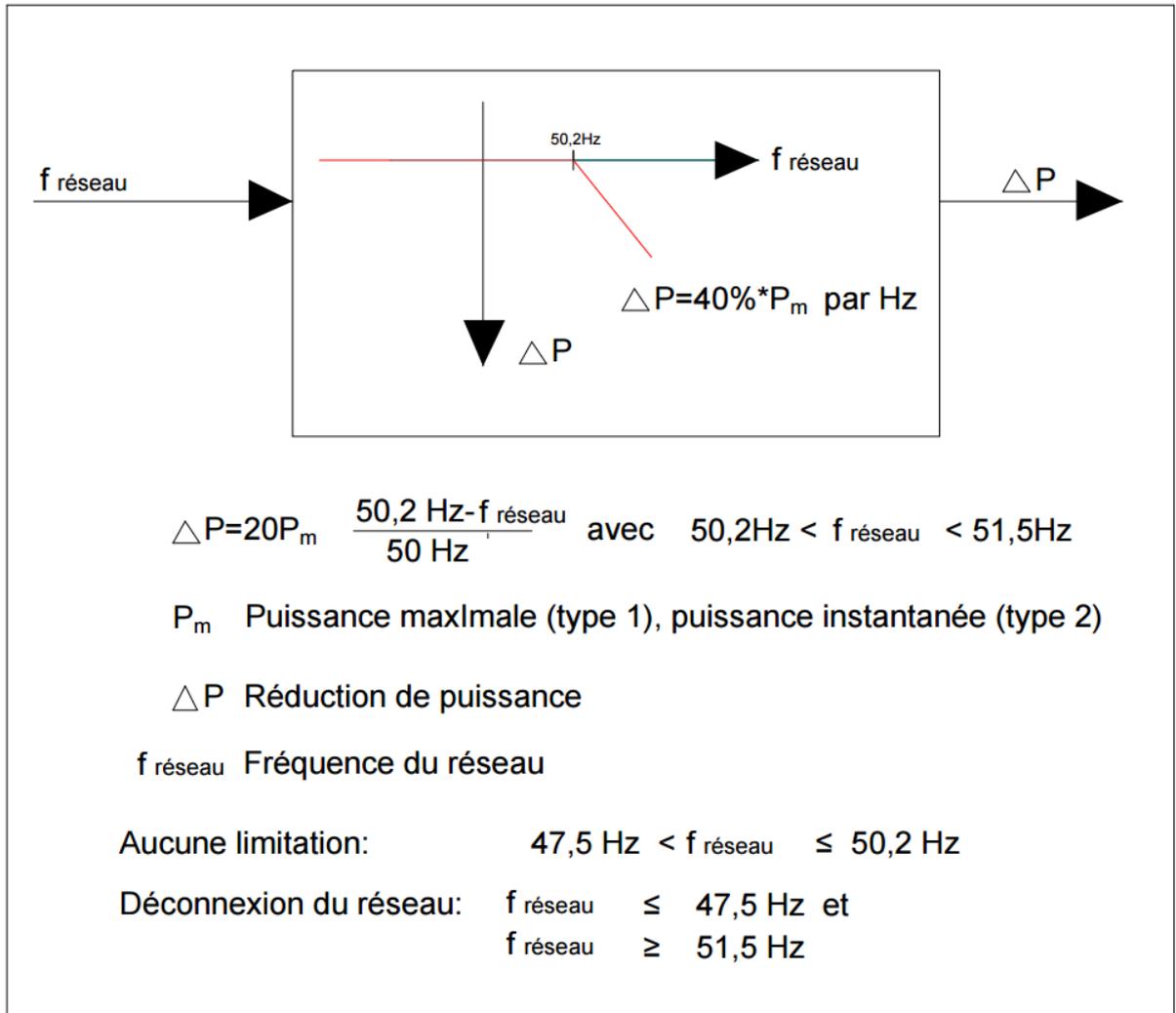


Figure 6 Réduction de puissance en cas de surfréquence dans la moyenne tension

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

Dans la bande de fréquence située entre 50,2 et 51,5 Hz, les IPE de type 2 doivent réduire la **puissance active instantanée produite** P_m (par rapport à la valeur au moment du dépassement de la fréquence de réseau de 50,2 Hz) d'un gradient de $40\% * P_m$ par Hertz.

Comportement en fréquence en cas de sous-fréquence

En cas de réduction de la fréquence conditionnée par l'exploitation du réseau, une réduction de la puissance de l'IPÉ est autorisée.

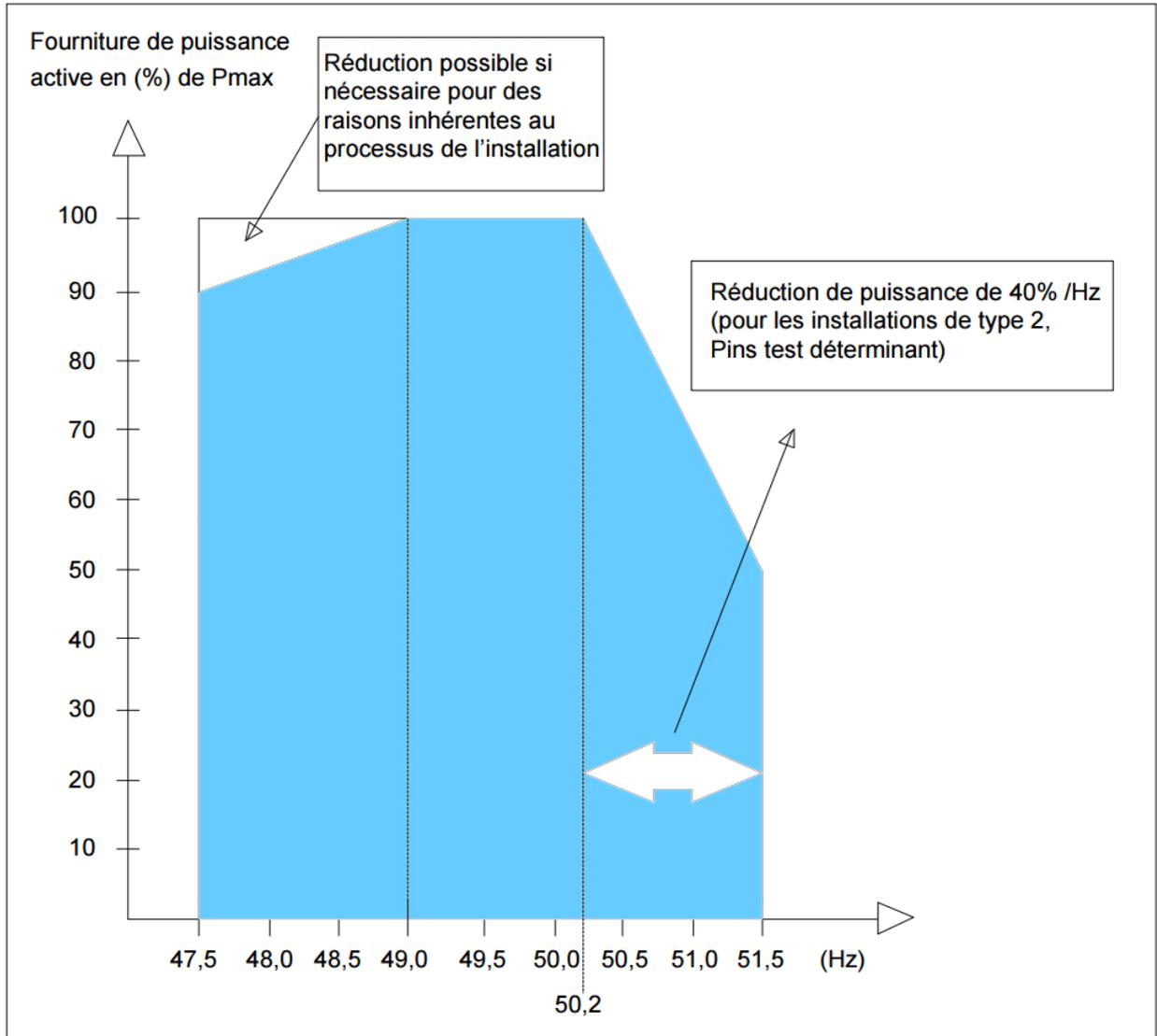


Figure 7 Vue d'ensemble des réductions de puissance en fonction de la fréquence

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

Plages de fréquence

En cas de fluctuations de fréquence, l'installation doit pouvoir fonctionner selon la Figure 8. Cette dernière indique la durée minimale pendant laquelle une installation doit rester connectée au réseau et à quelles fréquences.

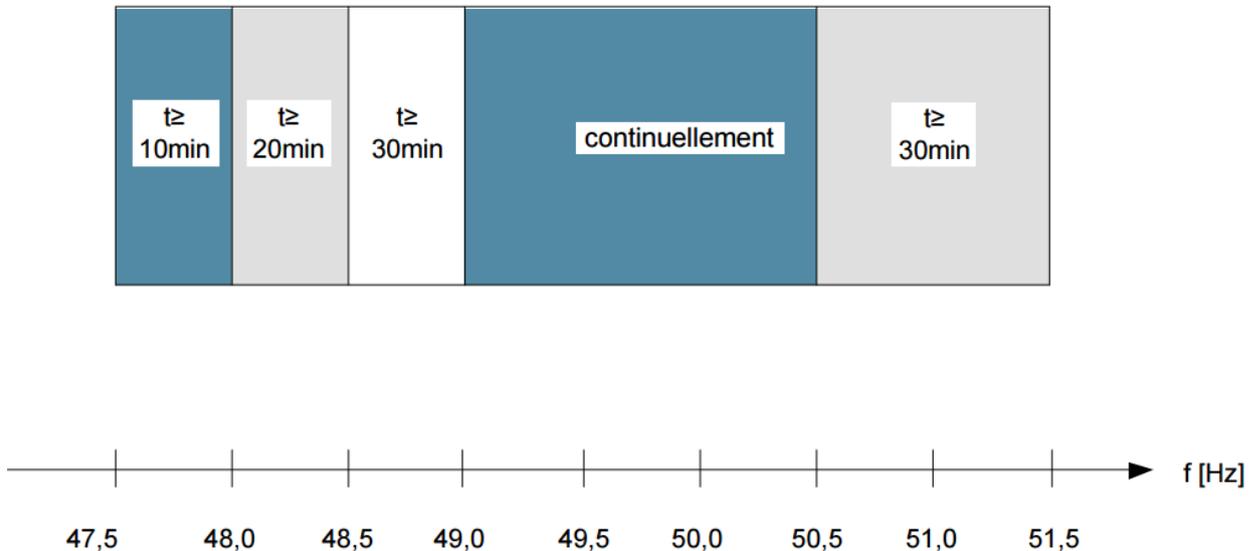


Figure 8 Bandes de fréquence dans la moyenne tension (base TC-CH 2013)

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

7.6.7 Renforcement de la tension par injection de courant réactif en cas de défaut dans le réseau

Pour soutenir le réseau de manière dynamique, les IPE de plus de 1 MW doivent injecter du courant réactif afin de soutenir la tension. Les installations de type 1 (machines synchrones) présentent déjà les caractéristiques physiques de ce comportement: aucun réglage spécifique n'est donc nécessaire. Les installations de type 2 (asynchrones et autres) doivent soutenir la tension au moyen de courant réactif, conformément à la description ci-dessous.

Au cours des creux de tension, les IPE doivent soutenir la tension du réseau en injectant du courant réactif supplémentaire. De plus, en cas de creux de tension supérieur à 10% de la valeur effective de la tension du générateur, une régulation de la tension doit être activée conformément à la Figure 9. Cette régulation de la tension doit garantir la mise à disposition d'un courant réactif du côté secondaire du transformateur de la machine, avec une contribution d'au moins 2% de la valeur nominale par pourcentage du creux de tension. L'installation doit être en mesure d'injecter le courant réactif nécessaire en l'espace de 20 millisecondes dans le réseau. Si nécessaire, il doit être possible de fournir du courant réactif à hauteur de minimum 100% du courant nominal. Après le retour de la tension dans la zone de la bande morte, la régulation de la tension doit être maintenue au minimum plus de 500 millisecondes conformément aux caractéristiques mentionnées.

Le facteur K, qui doit être paramétré à cet effet, est indiqué par le GRD.

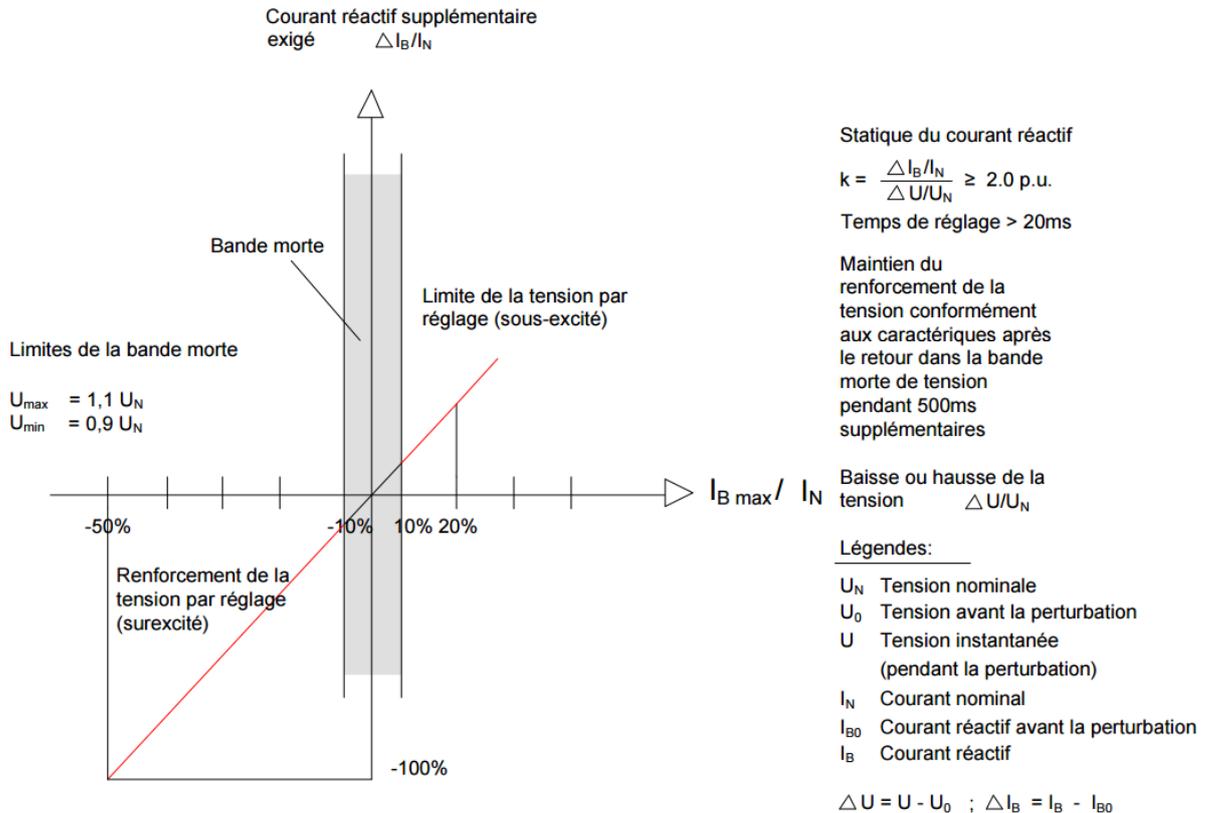


Figure 9 Principe du renforcement de la tension en cas de défauts dans le réseau [VDN TC 2007]

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

7.6.8 Réenclenchement automatique

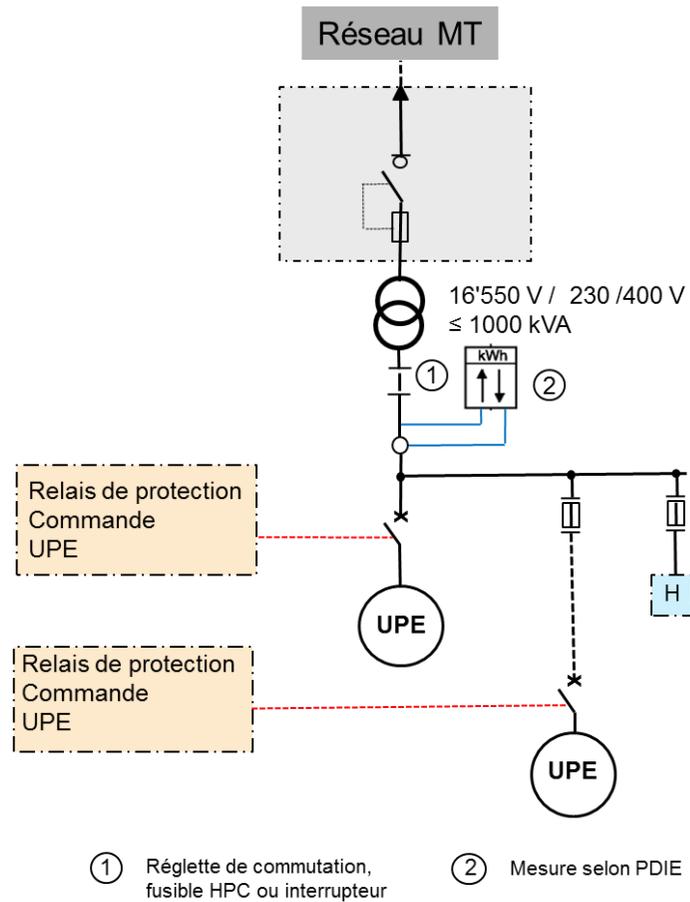
En cas de courts-circuits ou de défauts à la terre dans le réseau, le GRD peut réenclencher automatiquement les lignes moyenne tension. En règle générale, ces réenclenchements automatiques ont lieu après 0,3 à 70 secondes et peuvent être réalisés avec ou sans contrôle de la synchronisation.

Si un réenclenchement automatique sans contrôle de la synchronisation est réalisé sur une ligne sur laquelle des IPE devant soutenir le réseau de manière dynamique sont également raccordées, les durées des déclenchements des protections des IPE doivent être prises en compte en cas de défauts dans le réseau. Dans ce cas, le réenclenchement automatique ne doit avoir lieu qu'après au moins 5 s et, dans tous les cas, après la fin de la durée pendant laquelle les IPE ne doivent pas être séparées du réseau.

Selon cette condition préalable, l'exploitant de l'installation doit s'assurer dans le réseau, en cas de réenclenchements automatiques, que ses installations ne soient pas endommagées et que, dans ce cas, ses IPE ne provoquent aucun dommage aux installations de tiers.

Annexe A Exemples de raccordement d'IPE au réseau MT

Exemple A1 Raccordement d'une IPE avec une puissance < 1 MW, mesure de décompte BT (max. 1,8 MVA)

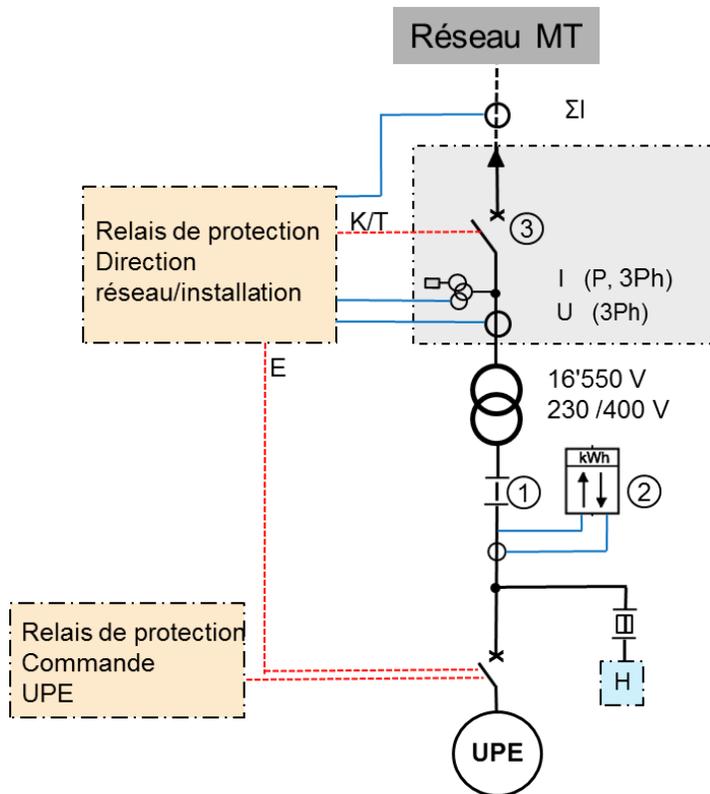


Fusible	Court-circuit transformateur / installation MT
---------	--

Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
U<, U<<	27	E	Protection contre les sous-tensions
U>, U>>	59	E	Protection contre les surtensions
U> 10 min, si disponible		E	Protection contre les surtensions, moyenne sur 10 min.
f<, f>	81	E	Protection de fréquence
Réseau en îlot (ex. procédure shift)		E	Identification du réseau en îlot
Réduction 50,2 Hz			Réduction de la puissance en cas de surfréquence

Exemple A2

Raccordement d'une IPE avec une puissance $\geq 1\text{MW}$,
mesure de décompte BT (max. 1,8 MVA)



- ① Réglette de commutation, fusible HPC ou interrupteur
- ② Mesure selon PDIE
- ③ Disjoncteur avec sectionneur ou disjoncteur débrochable

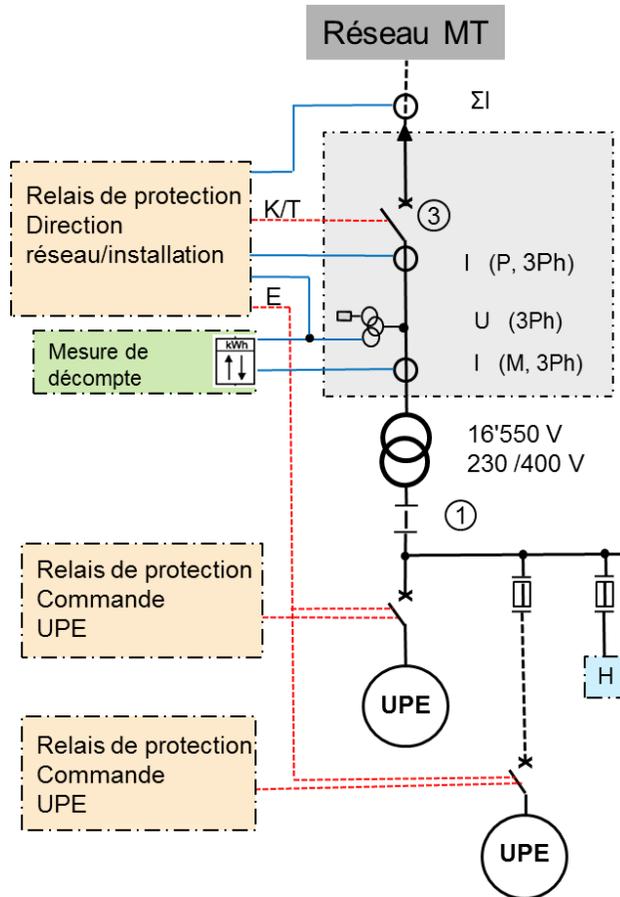
Relais de protection direction réseau/ installation			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$I>, I>>$	50, 51	K / T	Court-circuit transformateur / installation MT
$I_0>$	51N	K / T	Défaut à la terre transformateur/installation MT
$U_0>$	59N	E	Défaut à la terre réseau
$Z<$	21	E	Court-circuit réseau

Protection UPE			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$U<, U<<$	27	E	Protection contre les sous-tensions
$U>, U>>$	59	E	Protection contre les surtensions
$U> 10 \text{ min}$, si disponible		E	Protection contre les surtensions, moyenne sur 10 min.
$f<, f>$	81	E	Protection de fréquence
Réseau en îlot (ex. procédure shift)		E	Identification du réseau en îlot
50.2 Hz Reduktion		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence
Q-U-Schutz ¹		E	Protection de sous-tension et de la direction de la puissance réactive
$I> / U<^2$		E	Protection surintensité dépendant de la tension

Note de bas de page: 1: si demandé, peut aussi être implémenté du côté MT
2: si disponible

Exemple A3

Raccordement d'une IPE avec une puissance ≥ 1 MW, mesure de décompte MT



- ① Réglette de commutation, fusible HPC ou interrupteur
- ③ Disjoncteur avec sectionneur ou disjoncteur débrochable

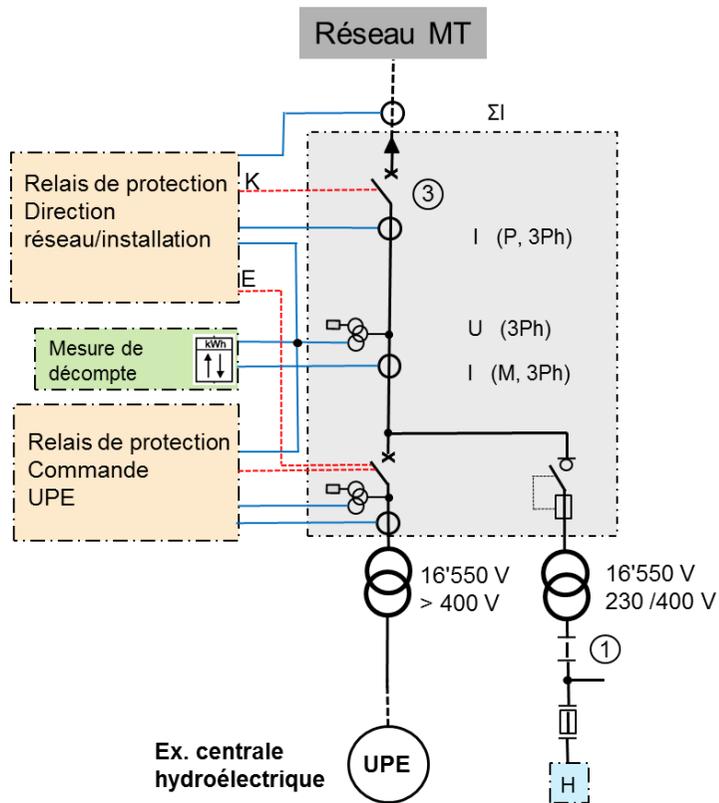
Relais de protection direction réseau / installation			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$I>, I>>$	50, 51	K / T	Court-circuit transformateur / installation MT
$I_0>$	51N	K / T	Défaut à la terre transformateur/installation MT
$U_0>$	59N	E	Défaut à la terre réseau
$Z<$	21	E	Court-circuit réseau

Protection UPE			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$U<, U<<$	27	E	Protection contre les sous-tensions
$U>, U>>$	59	E	Protection contre les surtensions
$U> 10$ min, si disponible		E	Protection contre les surtensions, moyenne sur 10 min.
$f<, f>$	81	E	Protection de fréquence
Réseau en îlot (ex. procédure shift)		E	Identification du réseau en îlot
50.2 Hz Réduction		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence
Q-U-Schutz ¹		E	Protection de sous-tension et de la direction de la puissance réactive
$I> / U<^2$		E	Protection surintensité dépendant de la tension

Note de bas de page: 1: si demandé, peut aussi être implémenté du côté MT
2: si disponible

Exemple A4

Raccordement d'une IPE avec une puissance ≥ 1 MW, tension UPE > 400 V, transformateur séparé pour les systèmes auxiliaires, mesure de décompte MT



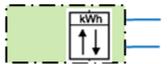
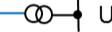
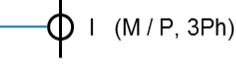
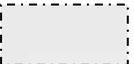
- ① Réglette de commutation, fusible HPC ou interrupteur
- ③ Disjoncteur avec sectionneur ou disjoncteur débrochable

Relais de protection direction réseau / installation			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$I>, I>>$	50, 51	K / T	Court-circuit transformateur / installation MT
$I_0>$	51N	K / T	Défaut à la terre transformateur/installation MT
$U_0>$	59N	E	Défaut à la terre réseau
$Z<$	21	E	Court-circuit réseau

Protection UPE			
Fonction de protection		Arrêt	Description
CEI	ANSI		
$U<, U<<$	27	E	Protection contre les sous-tensions
$U>, U>>$	59	E	Protection contre les surtensions
$U> 10$ min, si disponible		E	Protection contre les surtensions, moyenne sur 10 min.
$f<, f>$	81	E	Protection de fréquence
Réseau en îlot (ex. procédure shift)		E	Identification du réseau en îlot
50.2 Hz Reduktion		E	Réduction de la puissance en cas de surfréquence
Q-U-Schutz ¹		E	Protection de sous-tension et de la direction de la puissance réactive
$I> / U<^2$		E	Protection surintensité dépendant de la tension

Note de bas de page: 1: si demandé, peut aussi être implémenté du côté MT
2: si disponible

Symboles

	Extrémité de câble		Ordre de déclenchement Disjoncteur de couplage/transformateur disjoncteur UPE
	Sectionneur de charge avec fusible		Mesure de décompte (MD) BT
	Disjoncteur 1) avec sectionneur ou disjoncteur débrochable		Mesure de décompte (MD) MT
	Transformateur de tension		Sectionneur de charge à fusibles
	Transformateur de tension avec résistance contre la ferrorésonance (3 phases)		Réglette de commutation, 2) fusible HPC ou interrupteur
	Transformateur d'intensité M mesure, P protection		Unité de production d'énergie PV, centrale hydroélectrique, éolien, CCF, etc.
	Transformateur de courant résiduel pour la protection contre défaut terre		Systèmes auxiliaires de l'UPE
	Installation MT		Transformateur
	Relais de protection (RP)		

Annexe B Contribution des IPE au courant de court-circuit

L'exploitation d'une IPE 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.

	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 ms après le défaut	Valeur effective du courant après 150 ms et la fin du défaut	
Générateurs synchrones	8 x	5 x	20 x
Générateurs asynchrones	6 x	5 x	12 x
Alternateurs asynchrones à double alimentation	3 x	1 x	8 x
Convertisseurs	1 x	1 x	2 x

Tableau 5 Valeurs indicatives (courant nominal de l'alternateur au bornier de raccordement), pour des valeurs précises, se référer aux fiches techniques

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

Annexe C Modes d'exploitation des alternateurs et comportements correspondants

Les quatre modes d'exploitation sont différenciés ci-dessous et représentés selon les quadrants de puissances, avec la convention consommation.

	Surexcité	Sous-excité
Consommateur	Quadrant IV $P > 0$ $Q < 0$, le consommateur injecte de la puissance réactive dans le réseau (comportement capacitif)	Quadrant I $P > 0$ $Q > 0$, le consommateur prélève de la puissance réactive du réseau (comportement inductif)
Alternateur	Quadrant III $P < 0$ $Q < 0$, l'alternateur injecte de la puissance réactive dans le réseau (comportement capacitif)	Quadrant II $P < 0$ $Q > 0$, l'alternateur prélève de la puissance réactive du réseau (comportement inductif)

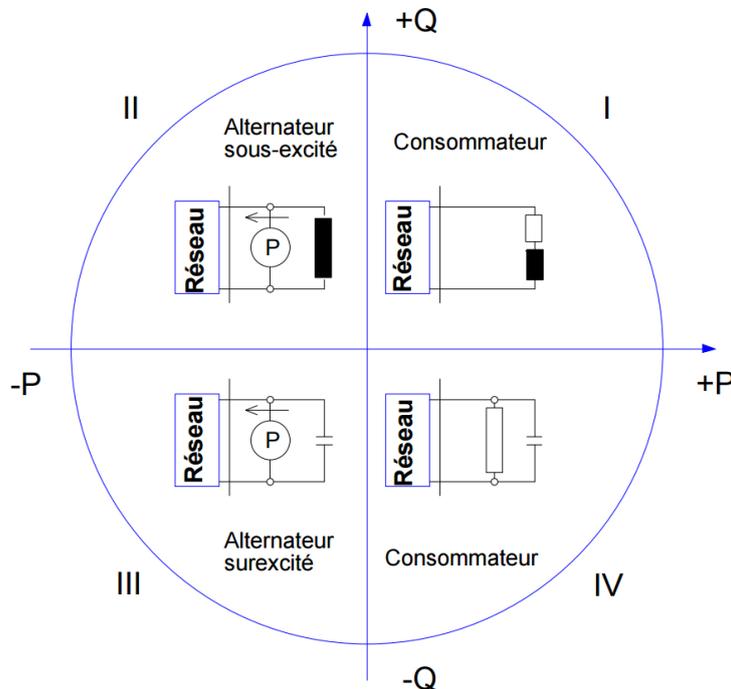


Figure 10 Représentation au sein des quadrants de puissances

(Source: document de la branche AES «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie» de 2014)

Annexe D Caractéristique Q(U) pour la tenue statique de la tension

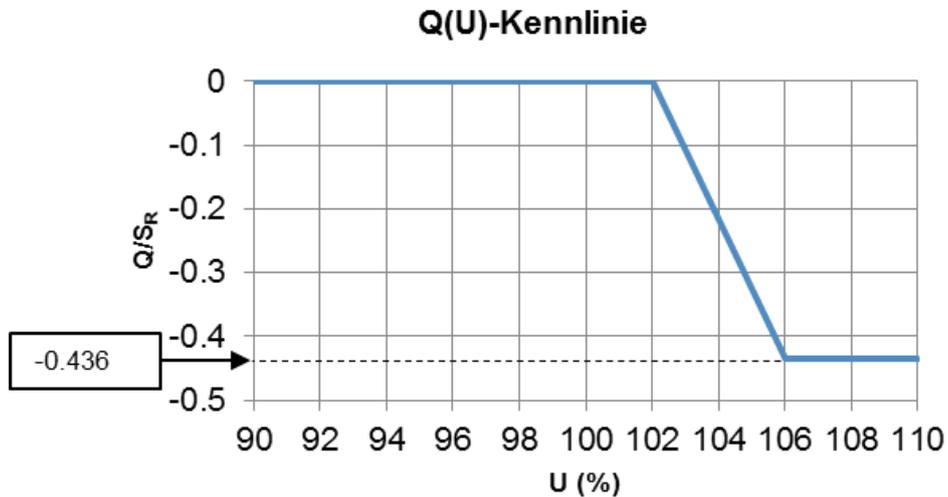


Figure 11 Représentation du comportement de la puissance réactive Q(U) en fonction de la tension d'IPE avec un facteur de déphasage réglable de façon variable

- **Points d'inflexion:**

Les quatre points d'inflexion de la caractéristique sont les suivants:

- U = 90%, Q/S_R = 0
- U = 102%, Q/S_R = 0
- U = 106%, Q/S_R = 0,436
- U = 110%, Q/S_R = 0,436

- **Valeurs de référence:**

- Les pourcentages de tension se rapportent à la tension nominale du réseau MT ou à 16 kV.
- S_R correspond à la puissance apparente nominale de l'IPE.

- **Limitation des gradients:**

Réglage d'une nouvelle valeur pour la puissance réactive à la suite d'une variation de tension par la caractéristique Q(U) selon un comportement PT 1 avec une constante de temps $\tau = 5$ s.

- **Mesure de tension:**

Pour la détermination de la valeur de tension pertinente comme valeur d'entrée du régulateur Q(U), il faut à chaque fois choisir la plus grande valeur parmi les trois tensions de phase composées.