

Recommandation

# Raccordement au réseau d'installations photovoltaïques (IPV) au niveau NR7

## Swissolar | Recommandation de raccordement au réseau d'installations photovoltaïques (IPV) au niveau NR7

---

### RR IPE PVNR7

État : V 2.00  
Date : 2021-11-22  
Copyright : © Swissolar

Avec le soutien de



## Auteurs de la première édition (édition 2015)

---

<b>Nom Prénom</b>	<b>Société</b>	<b>Fonction au sein du GT   Fonction au sein de l'association</b>
Hostettler Thomas	Bureau d'ingénieurs Hostettler, 3005 Berne	Président du GT Président de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Représentant des planificateurs
Kottmann Adrian	BE Netz AG, 6030 Ebikon	Membre du GT Membre de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Représentant des installateurs
Toggweiler Peter	Basler & Hofmann SA, 8008 Zurich	Membre du GT Membre de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Président du CES CT 82
Moll Christian	Swissolar, 8005 Zurich	Membre du GT Représentant du secrétariat général

## Auteurs de la 1<sup>re</sup> révision (édition 2021)

---

<b>Nom Prénom</b>	<b>Société</b>	<b>Fonction au sein du GT   Fonction au sein de l'association</b>
Hostettler Thomas	Bureau d'ingénieurs Hostettler, 3005 Berne	Membre du GT Membre de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Représentant des planificateurs
Summermatter Samuel	BE Netz AG, 6014 Lucerne	Membre du GT Membre de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Représentant des installateurs
Toggweiler Peter	Basler & Hofmann SA, 8008 Zurich	Président du GT Président de la commission spécialisée en technique photovoltaïque Président du CES CT 82
Heiniger Leo-Philipp	Swissolar, 1400 Yverdon-les-Bains	Membre du GT Membre de la commission spécialisée en technique photovoltaïque
Spiller Nathalie	Swissolar, 8005 Zurich	Membre du GT Représentante du secrétariat général

Les experts externes ont servi de partenaires de discussion aux auteurs. Ils ne sont pas responsables de la structure et du contenu du document.

## Experts externes pour l'élaboration de la première version (édition 2015)

---

<b>Nom Prénom</b>	<b>Société   Institution</b>	<b>Domaine</b>
Thalmann Daniel	ABB	Comportement des IPE raccordées au réseau
Schlegel Walter	OFEN	Régulation
Höckel Michael	Haute École Spécialisée Bernoise, Bienne	Spécialiste de la qualité du réseau

## Experts externes de la 1<sup>re</sup> révision (édition 2021)

---

<b>Nom Prénom</b>	<b>Société   Institution</b>	<b>Domaine</b>
Cuony Peter	Groupe E	Comportement des IPE raccordées au réseau
Bucher Christof	Haute École Spécialisée Bernoise, Berthoud	Enseignant en photovoltaïque

## Avant-propos et structure du document

---

### Contexte politique du marché électrique suisse

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, le marché électrique suisse a été ouvert aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est égale ou supérieure à 100 MWh par site. La Confédération en a réglementé les détails dans la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) du 23 mars 2007 (état actuel au 1<sup>er</sup> juin 2021) et l'ordonnance afférente sur l'approvisionnement en électricité OApEI du 1<sup>er</sup> juin 2021. Entre-temps, le marché de l'électricité ainsi que l'encouragement de la production d'électricité ont été adaptés en plusieurs étapes. L'acceptation par le peuple de la stratégie énergétique 2050 de la Confédération a notamment jeté de nouvelles bases pour l'encouragement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Ces aspects sont principalement définis dans la loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016 (état actuel au 1<sup>er</sup> janvier 2021) ainsi que dans l'ordonnance sur l'énergie OEne du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (état actuel au 1<sup>er</sup> janvier 2021).

Le marquage de l'énergie produite, tel qu'il est stipulé dans l'ordonnance sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM) du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (état actuel au 2 avril 2019), fait l'objet d'une autre ordonnance importante en rapport avec la transition souhaitée sur le plan politique vers la production provenant d'énergies renouvelables.

### Documents de la branche

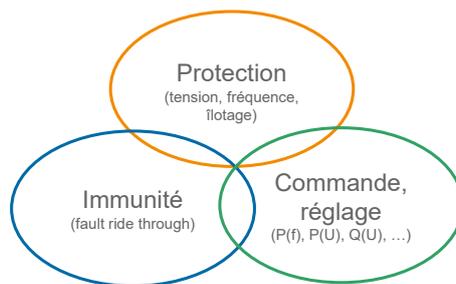
Fidèle au principe de subsidiarité (art. 3, al. 1 LApEI), les fournisseurs d'électricité rassemblés au sein de l'Association des entreprises électriques suisses AES ont élaboré les documents de la branche nécessaires pour appliquer les dispositions mentionnées. En tant que représentant du secteur de l'énergie solaire, Swissolar publie à cet égard des documents de la branche propres et complémentaires. Ces derniers sont coordonnés avec d'autres organisations impliquées.

Parmi ces documents de la branche, l'AES a mis en vigueur un document d'application « Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie » en décembre 2014. Une version révisée de ce document a été publiée au début du mois de septembre 2020 (« Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension », RR/IPE-NR7 – CH2020). Swissolar a participé à cette révision et y a apporté une contribution importante. Aucun accord n'ayant encore été trouvé en ce qui concerne la protection externe du réseau et des installations (protection RI) malgré d'intenses discussions, Swissolar a publié ce document complémentaire. La limite indiquée dans le document de l'AES selon laquelle une protection RI externe serait requise en plus de la protection RI interne à partir de 30 kW de puissance nominale alternative n'est justifiée ni en termes de sécurité, ni d'un point de vue économique. Par ailleurs, du point de vue de Swissolar, la recommandation actuelle de l'AES concernant le raccordement au réseau des IPE (RR/IPE-NR7 – CH2020) ne tient pas suffisamment compte des aspects suivants :

- Les trois principales tâches de la protection RI sont la surveillance de la tension et de la fréquence, l'identification des îlots et, le cas échéant, la déconnexion de l'IPV du réseau. La protection RI intégrée par défaut dans l'onduleur peut remplir les trois fonctions dans tous les cas, y compris en cas de défaut dans l'onduleur.
- Au niveau des équipements de protection RI externes utilisés, l'identification des îlots fait défaut.
- Sur le plan technique, aucune limite de puissance nécessitant un dispositif de protection parallèle supplémentaire ne peut être déterminée. Il est plus probable que cela entraîne des effets imprévus indésirables. En revanche, les différences de fonctionnement dues à la topologie du réseau sont en grande partie négligées.
- Les principaux risques liés à l'exploitation du réseau basse tension sont des formes perturbées de courbes de tension (passage par zéro pas clairement mesurable) et des élévations de tension dues à un îlotage involontaire, mais pas un manque de fiabilité de la protection RI.
- Le principal risque en ce qui concerne la protection RI réside vraisemblablement dans la configuration et la mise en service erronées ainsi que dans des réglages contradictoires de la protection RI et des fonctionnalités Fault-Ride-Through. La configuration redondante des dispositifs de protection avec une protection RI externe augmente ce risque

- Les installations PV injectent une puissance limitée dans le réseau via les onduleurs, sans compter la puissance physiquement restreinte due à l'ensoleillement limité. Résultat : la plupart des installations solaires ne peuvent pas modifier la tension et la fréquence de manière significative au point de raccordement au réseau. Seul un court-circuit dans l'onduleur peut provoquer une brève chute de tension ; cette éventualité est couverte par la protection contre les surintensités au niveau du point de raccordement ou de l'onduleur.
- Les principaux composants d'une IPV (modules, onduleur, etc.) appartiennent à la catégorie de matériel à basse tension et l'IPV peut donc être considérée comme un assemblage modulaire de produits de grande consommation standardisés conformes aux normes internationales. La mise sur le marché ainsi que l'installation sont réglementées dans l'ordonnance sur les matériels électriques à basse tension OMBT. En revanche, les installations productrices d'énergie des autres technologies renouvelables (eau, vent, biomasse) sont dimensionnées et réalisées spécifiquement pour chaque projet.
- Le présent guide souligne que la protection RI intégrée dans l'onduleur convient également pour les grandes installations couplées au réseau et remplit pleinement les fonctions de protection requises.

Afin de garantir un fonctionnement du réseau le plus sûr possible et exempt de pannes, un équilibre approprié doit être trouvé entre les trois différents besoins (protection, commande/réglage et immunité), conformément au schéma suivant.



En émettant la présente recommandation applicable aux installations PV au niveau de réseau 7, Swissolar publie un document de la branche qui met l'accent sur les facteurs susmentionnés.

### Recommandation de raccordement d'IPV au réseau

Se fondant sur la recommandation de la branche émise par l'AES pour le raccordement d'installations productrices d'énergie au réseau basse tension (RR/IPE-NR7 – CH 2020), l'Association suisse des professionnels de l'énergie solaire Swissolar a élaboré un document d'application correspondant à l'état actuel de la technique. Ce dernier reprend les points incontestés, tirés des documents RR/IPE-NR7 – CH 2020 (AES) et SN EN 50549-1, et les complète et/ou les simplifie afin de pouvoir réaliser des solutions économiques et compatibles avec le réseau. Le point essentiel de la présente recommandation réside dans le fait que la protection RI intégrée dans l'onduleur fournit l'ensemble des fonctionnalités requises avec la sécurité exigée par la norme ; aucun composant externe supplémentaire n'est donc requis.

En fonction de l'état d'avancement de la technique et de l'expérience acquise, le présent document est actualisé à des intervalles réguliers, en se basant sur le document RR/IPE-NR7 – CH 2020 de l'AES.

La présente recommandation a été adoptée par le comité directeur de Swissolar le 22.11.2021 et entre en vigueur le 01.12.2021.

### Structure du document

La présente recommandation pour le raccordement d'IPV au niveau de réseau NR7 (RR-PVNR7) reprend la structure de la recommandation de la branche émise par l'AES pour le raccordement au réseau des installations productrices d'énergie (RR/IPE-NR7 – CH 2020). Les citations originales de la recommandation RR/IPE-NR7 – 2020 de l'AES sont signalées sur fond gris. Merci beaucoup à l'AES pour la permission d'utiliser ces passages.

Zurich, le 22.11.2021      Swissolar

## Sommaire

---

<b>Avant-propos et structure du document</b>	<b>5</b>
<b>1 Introduction</b>	<b>9</b>
1.1 Généralités	9
1.2 Objectif et dessein des recommandations de la branche	9
1.2.1 Recommandation de la branche émise par l'AES	9
1.2.2 Recommandation de la branche émise par Swissolar	9
<b>2 Termes et définitions</b>	<b>11</b>
<b>3 Champ d'application</b>	<b>16</b>
3.1 Classification des installations productrices d'énergie (IPE)	17
3.1.1 Classification des niveaux de réseau	17
3.1.2 Classement par puissance	18
3.1.3 Caractéristiques des unités de production	18
3.1.4 Combinaison de la puissance et des caractéristiques	18
3.2 Application lors de la réalisation	18
<b>4 Répercussions techniques et recommandations pour le réseau basse tension</b>	<b>19</b>
4.1 Planification et structure du réseau	19
4.2 Protection du réseau	21
<b>5 Exigences relatives au comportement de l'IPE</b>	<b>22</b>
5.1 Généralités	22
5.2 Plages de fréquence et de tension	23
5.3 Réglage de la puissance réactive	23
5.4 Réglage de la puissance active – P(U) – courbe caractéristique	23
5.5 Aptitude au démarrage autonome	23
5.6 Marche en flottage	23
5.7 Soutien dynamique du réseau et rapport tension-temps dans les courbes caractéristiques u(t)	23
5.8 Comportement de fréquence	23
<b>6 Exploitation</b>	<b>24</b>
<b>7 Exigences relatives au raccordement au réseau de distribution</b>	<b>24</b>
7.1 Généralités	24
7.2 Coupe-surintensité de l'IPE	27
7.3 Disjoncteur de couplage	23
7.4 Protection du réseau et des installations (protection RI)	24
7.5 Interfaces, commande, réglage et mesure	24
7.6 Énergie auxiliaire	25
7.7 Systèmes de communication	25
<b>8 Annexes</b>	<b>26</b>
8.2 Annexes au chapitre 2, termes	27
8.2.1 Délimitations et définition des ordonnances	27
8.2.2 Informations complémentaires	28
8.3 Annexes au chapitre 3, domaine d'application	29
8.3.1 Récapitulatif des normes en vigueur	29
8.3.2 Marquage des IPV d'après la norme NIBT	31
8.3.3 Schéma opérationnel lors de la réalisation d'IPV	34

8.7	Annexes au chapitre 7, exigences relatives au raccordement au réseau basse tension NR7	35
8.7.1	Schémas du raccordement d'IPV au NR7 (en fonction de la taille de l'installation)	35
8.7.2	Paramètres régionaux Suisse 2020	37
8.8	Raisons pour lesquelles la protection RI externe n'est pas utile	41

# 1 Introduction

---

## 1.1 Généralités

Les besoins en énergies renouvelables et le contexte politique entraînent des mutations profondes en matière de production d'énergie. L'évolution entraîne ainsi un retour aux racines de la production d'énergie électrique. Il y a plus de 120 ans, seuls quelques petits réseaux en îlot existaient avec les générateurs correspondants. Ils ont été de plus en plus interconnectés au fil des années. De même, la puissance des différentes unités de production s'est accrue, si bien que des niveaux de tension supplémentaires ont été introduits. Cette évolution a atteint son paroxysme avec le réseau transnational de transport de très haute tension du système UCPTÉ (Union pour la coordination de la production et de la transmission de l'énergie électrique).

De surcroît, la tendance de la structure de production s'oriente de nos jours dans le sens opposé, passant progressivement d'un nombre relativement restreint de grandes installations centralisées à de multiples installations productrices d'énergie (IPE) plus petites et décentralisées. Le nombre de petites installations productrices d'énergie décentralisées augmente fortement depuis environ 2010. Il ne s'agit généralement pas de générateurs rotatifs mais de convertisseurs électroniques dont le potentiel de puissance est souvent limité en fonction des conditions météorologiques. Les convertisseurs électroniques offrent des possibilités de régulation du réseau supplémentaires par rapport à un générateur rotatif, qui doivent être prises en considération.

La proportion de puissance produite par des IPE décentralisées par rapport à la puissance électrique produite totale continue d'augmenter fortement. Les petites centrales deviennent donc un pilier majeur de notre approvisionnement en énergie. Il s'ensuit que non seulement les grandes centrales, mais aussi les installations productrices d'énergie de petite et moyenne taille doivent répondre à des exigences techniques accrues.

Ces modifications apportées à la production d'énergie ont un impact sur le réseau, notamment sur le réseau de distribution. La technique tant primaire que secondaire du réseau doit être adaptée à cette nouvelle situation. Ce qui importe à cet égard, c'est de prendre en compte le groupement de petites installations et non pas les installations individuellement.

## 1.2 Objectif et dessein des recommandations de la branche

### 1.2.1 Recommandation de la branche émise par l'AES

Le document RR/IPE-NR7 – CH 2020 définit les exigences techniques relatives au raccordement des IPE au réseau basse tension (niveau de réseau 7, NR7) et matérialise les règles de la technique admises en matière de raccordement et d'exploitation parallèle d'IPE. Il s'appuie essentiellement sur la norme SN EN 50549-1, ainsi que sur le Transmission Code Suisse (TC-CH).

La recommandation de la branche RR/IPE-NR7 – CH 2020 émise par l'AES ne traite pas des renforcements du réseau. Ces derniers doivent être envisagés d'après les instructions ou les directives de la Commission fédérale de l'électricité (EiCom).

### 1.2.2 Recommandation de la branche émise par Swissolar

La recommandation RR IPE PVNR7 fixe les exigences techniques pour les IPV dans le réseau de distribution au niveau NR7 en tenant tout particulièrement compte des possibilités techniques des onduleurs utilisés. Elle explique aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD), aux fournisseurs d'onduleurs, aux planificateurs, aux installateurs et aux producteurs comment exploiter aussi en toute sécurité de grandes installations photovoltaïques sans protection RI externe. À cet égard, la recommandation tient notamment

compte de la simplification lors de la mise sur le marché et de l'installation du matériel électrique à basse tension telle qu'elle est stipulée dans l'ordonnance sur les matériels électriques à basse tension (OMBT) ainsi que dans l'ordonnance sur les installations électriques à basse tension (OIBT). Outre la norme SN EN 50549-1 déjà mentionnée, elle s'appuie également sur la situation actuelle des normes CEI/CENELEC TC 8 et 82.

La recommandation RR IPE PVNR7 de Swissolar concerne exclusivement le NR7. Les IPV injectant à d'autres niveaux de réseau sont abordées exhaustivement dans les deux documents de l'AES (pour NR7 ainsi que NR5 à 3).

## 2 Termes et définitions

---

Outre les termes extraits de la recommandation RR/IPE de l'AES, il est fait usage de termes additionnels. Ces derniers ne sont pas signalés sur fond gris.

Le sens des termes utilisés dans le présent document est le suivant :

Convertisseur (électronique)	Appareil ou installation électrique statique (electronic power converter)
Court-circuit	Dans les réseaux avec le point neutre mis à la terre rigidement ou à travers une faible résistance ohmique : contact d'une phase avec la terre ou contact entre deux / trois phases avec ou sans contact avec la terre Sur les réseaux avec un point neutre isolé ou une compensation du courant de mise à la terre : contact entre deux / trois phases avec ou sans contact avec la terre
Défaut à la terre	Contact d'une phase avec la terre dans un réseau compensé, partiellement compensé ou avec neutre isolé
Disjoncteur de couplage	Séparation galvanique (exécution interne ou externe)
Dispositif de protection RI	Composé d'un relais de protection RI/une unité de surveillance avec une fonctionnalité de protection exigée et un ou plusieurs disjoncteur(s) de couplage (séparation galvanique).
Dispositif de raccordement	Ensemble des équipements nécessaires au raccordement d'une UPE ou d'une IPE au réseau de distribution d'un GRD
Exploitant d'IPE	Entité responsable de l'exploitation d'une IPE
Facteur K	Paramètre de réglage sur le convertisseur qui influence le comportement FRT (facteur d'amplification de l'injection de courant réactif).
Fonctionnalité de protection RI	La fonctionnalité de protection RI surveille les paramètres de la tension et de la fréquence du réseau en fonction des exigences de la norme SN EN 50549-1 et déclenche les mesures appropriées selon la nature du dépassement (elle génère les signaux de commande correspondants, qui doivent ensuite être mises en œuvre à travers des manœuvres appropriées).
Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Exploitant du réseau électrique auquel l'IPE est raccordée
Installation à basse tension	Installation électrique dont la tension nominale maximale s'élève à 1000 volts en courant alternatif ou à 1500 volts en courant continu. Cette définition s'applique à toutes les installations du NR 7. (Voir RS 734.2, art. 3, ch. 21)

---

Installation à basse tension (réglementation)	D'après l'art. 2, al. 2 de la Loi sur les installations électriques, sont considérées comme installations à courant fort toutes les installations électriques destinées à la production, à la transformation, à la conversion, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité et alimentées par des courants susceptibles de présenter un danger pour les personnes ou les choses, ou dans laquelle de tels courants apparaissent en cas de perturbations prévisibles. (RS 734.2, art. 3, ch. 29)
Installation à haute tension	Installation électrique dont la tension nominale est supérieure à 1000 volts en courant alternatif ou à 1500 volts en courant continu. Cette définition s'applique à toutes les installations des NR 6 à 1. (Voir RS 734.2, Ordonnance sur le courant fort, art. 3, ch. 13)
Installation productrice d'énergie (IPE)	Installation comprenant une ou plusieurs unités de production d'énergie électrique (y compris le dispositif de raccordement) et tous les dispositifs électriques nécessaires à l'exploitation
Matériel électrique à basse tension	Produit installé de manière fixe ou enfichable et répondant aux exigences de sécurité de l'Ordonnance sur les matériels électriques à basse tension (OMBT, RS 734.26). Ce dernier point doit être attesté par une déclaration de conformité du fabricant. Si ces conditions préalables sont remplies, le produit peut être commercialisé en Suisse et installé conformément à la NIN en vigueur.  À travers son mandat de surveillance du marché, l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) est responsable de l'application de l'OMBT.
Onduleur	Voir Convertisseur
Point de fourniture	Le point de fourniture est un élément technique. Il s'agit de l'emplacement, sur le réseau d'approvisionnement, auquel l'installation d'un utilisateur est raccordée. Le calcul ou la mesure des valeurs-limites, destinés à maintenir la qualité du réseau (valeurs-limites des émissions), s'effectuent au niveau du point de fourniture. Le point de fourniture constitue la frontière entre l'installation et le réseau de distribution.
Protection RI	Il s'agit de la fonction de protection pour la tension, la fréquence et l'identification des réseaux en îlot (protection RI intégrée). La protection du réseau et des installations (protection RI) a pour objectif de garantir que le raccordement d'une IPE n'altère pas le fonctionnement ou la sécurité du réseau de distribution. La protection RI inclut les composants disjoncteur de couplage et relais de protection RI / unité de surveillance ainsi que la fonctionnalité de protection RI. La protection RI peut être réalisée en externe (avec des composants séparés) ou en interne (p. ex. au moyen d'un convertisseur).  La protection RI interne protège également les onduleurs raccordés et ne peut donc pas être désactivée.

Puissance totale	Somme de la puissance susceptible d'être produite en cas d'injection simultanée par l'ensemble des UPE et des dispositifs de stockage d'énergie. Les UPE et les IPE existantes doivent également être prises en compte.
Réenclenchement automatique	Réenclenchement commandé par un dispositif automatique après déclenchement par la protection sélective
Réseau basse tension (BT)	Réseau de distribution dont la tension nominale est inférieure à 1000 volts (NR 7)
Réseau en îlot	Zone de desserte délimitée, temporairement ou durablement séparée du réseau de distribution du GRD (p. ex. suite à une perturbation) et qui maintient son propre approvisionnement en électricité via une IPE
Réseau moyenne tension (MT)	Au sens de la définition de la norme SN EN 50160: réseau dont la tension nominale s'élève de 1 à $\leq 36$ kV (NR 5)
oCoF	Vitesse de changement de fréquence (Rate of Change of Frequency)
Sous-station	Station comprenant les postes de couplage ou les transformateurs pouvant être assignés au niveau de réseau 4 ou à un niveau de réseau supérieur
Station transformatrice	Station comprenant les postes de couplage et les transformateurs des niveaux de réseau 5 et 6, mais pas les installations des niveaux de réseau supérieurs
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Betreiber des elektrischen Netzes an dem die EEA angeschlossen wird.
$U_c$	Tension d'alimentation convenue entre le GRD et l'utilisateur du réseau
$U_n$	Tension permettant de définir ou d'identifier le réseau de distribution et à laquelle se réfèrent certaines caractéristiques d'exploitation
Unité productrice d'énergie (UPE)	Unité séparée destinée à la production d'énergie électrique

## Abréviations

AC	Alternating Current (courant alternatif)
CA	Commande d'appareils
CCHT	Transmission en courant continu à haute tension
CR	Coffret de raccordement
CTR	Conditions techniques de raccordement
D-A-CH-CZ	Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux.
DC	Direct Current (courant continu)
DC-CH	Distribution Code Suisse
DSF	Délestage pour sous-fréquence
DTR	Demande technique de raccordement
EICom	Commission fédérale de l'électricité
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FRT	Alimentation sans panne (fault ride through) (capacité d'une IPE à traverser une défaillance de courte durée)
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
IPE	Installation productrice d'énergie
IPV	Installation photovoltaïque
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
MC-CH	Metering Code Suisse
MMEE-CH	Modèle du marché pour l'énergie électrique – Suisse
MURD-CH	Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution
NA/RR-CH	Recommandation Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)
NIBT	Norme technique sur les installations à basse tension (SN 411000 – actuellement NIBT 2020)
NR	Niveau de réseau

OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71)
OIBT	Ordonnance sur les installations à basse tension (SR 734.27)
OMBT	Ordonnance sur les matériels électriques à basse tension (SR 734.26)
Ond	Onduleur
OPIE	Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques
PDIE-CH	Prescription des distributeurs d'électricité – Suisse
PF	Point de fourniture
PM PV	Protocole de mesure et de contrôle photovoltaïque
Pn	Puissance nominale, par exemple la puissance nominale alternative d'un onduleur
PV	Photovoltaïque
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
RD	Réseau de distribution
RfG	Requirements for grid connection of generators
RS	Rapport de sécurité
RT	Réseau de transport
RU	Rétribution unique
TC-CH	Transmission Code Suisse
UPE	Unité de production d'énergie

### 3 Champ d'application

---

Le présent document décrit les exigences techniques relatives au raccordement et à l'exploitation des IPV sur le réseau basse tension du GRD (niveau de réseau 7 – NR7).

De multiples exigences doivent être respectées dans le cadre de la planification, la construction et l'exploitation des IPV. L'énumération suivante n'est pas exhaustive :

- Lois et normes en vigueur
- Exigences relatives à l'état de la technique
- Exigences relatives au raccordement au réseau de distribution

L'annexe 8.3.1 fournit un aperçu des lois et des normes actuelles applicables aux IPV. L'annexe 8.3.2 présente en outre les principales directives de la NIBT concernant le marquage d'IPV.

L'autorisation par le GRD de la demande de raccordement sert alors de date de référence pour l'application de cette recommandation. La protection des droits acquis s'applique aux anciennes installations, à l'exception de l'obligation actuelle d'optimiser l'équipement de certaines installations pour les nouveaux Paramètres régionaux Suisse dans le cadre du programme Retrofit 1 (2018/2019) et 2 (2020 – 2022) de l'EICom. Si d'autres adaptations d'IPV existantes s'avéraient nécessaires pour des raisons techniques liées au réseau, le GRD et l'exploitant d'IPE devraient alors s'entendre sur des mesures appropriées et économiquement supportables.

Cette recommandation (Swissolar RR IPE PVNR7) s'applique comme cas type. Autrement dit, si une installation est autorisée et construite selon les exigences décrites, aucune mesure additionnelle ne doit être prise par son exploitant. Cela ne dispense pas le constructeur / l'exploitant de réaliser l'installation conformément aux prescriptions en vigueur (par exemple prescriptions des distributeurs d'électricité, NIBT, etc.) d'une part, et de consigner et classer les paramètres spécifiques de l'installation dans la documentation d'autre part. Des divergences sont toujours possibles ; elles doivent toutefois impérativement faire l'objet d'une concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution et être autorisées par ce dernier.

Les installations de stockage d'énergie couplées à une IPV sont également concernées.

L'injection d'énergie électrique ne peut se faire qu'au moyen d'onduleurs. Ceux-ci peuvent comporter ou non une séparation galvanique entre le côté DC et AC.

Cette recommandation ne s'applique en principe qu'aux nouvelles installations PV. En cas de réparations, les nouveaux onduleurs doivent répondre aux normes en vigueur mais il n'y a pas d'obligation d'apporter des modifications à une installation existante d'une puissance inférieure à 100 kVA compte tenu des nouvelles exigences en matière de communication. Lors du remplacement d'un ou plusieurs onduleurs, la situation doit être évaluée au cas par cas. Une optimisation de l'équipement n'est pas toujours obligatoire ; en cas de remplacement sur site de l'intégralité du matériel par de nouveaux appareils répondant aux dernières technologies, cette obligation devient applicable.

Le GRD peut exiger des modifications et des compléments sur l'installation existante ou à construire, dans la mesure où ceux-ci sont nécessaires pour garantir un approvisionnement sûr et sans perturbation. Il doit les justifier par des calculs appropriés (par exemple des simulations de réseau).

Si aucun consensus ne peut être trouvé, des mesures au point de fourniture peuvent éventuellement aider

dans l'évaluation de mesures appropriées. Si le désaccord persiste, le cas concret spécifique peut être soumis à l'EICom pour évaluation.

### 3.1 Classification des installations productrices d'énergie (IPE)

Tandis que la norme SN EN 50549 établit une distinction en fonction du niveau de tension sur lequel a lieu l'injection de courant (Partie 1 pour la basse tension et Partie 2 pour la moyenne tension), le Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité repose sur les critères suivants :

- puissance totale
- niveau de tension sur lequel a lieu l'injection de courant
- type d'IPE (type d'alternateur)

Ces classifications donnent lieu à des exigences différentes en situation d'exploitation normale, en cas de perturbation et en matière de raccordement au réseau. Étant donné que les IPV et d'autres convertisseurs statiques tels que des stations de transmission en courant continu à haute tension (CCHT) ne présentent aucune masse en rotation et des propriétés très différentes sur le plan technique, ils sont classifiés dans une catégorie à part.

<b>Type 1: Production synchrone</b>			
<b>Type 2: Production non synchrone</b>			
<b>Type 3: Onduleur et autres convertisseurs (électroniques) sans masse en rotation</b>			
<b>Classes de puissance</b>			
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
> 800 W	> 250 kW	> 36 MW	> 75 MW
≤ 250 kW	≤ 36 MW	≤ 75 MW	Oder Anschluss NE 1

Figure 1: Classification selon le type de production et les classes de puissance

#### 3.1.1 Classification des niveaux de réseau

Le présent document traite uniquement des raccordements et de l'exploitation d'IPV possédant un point de fourniture au niveau de réseau 7.

- Niveau de réseau 7 : basse tension ≤ 1 kV

### 3.1.2 Classement par puissance

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

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

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

### 3.1.3 Caractéristiques des unités de production

Les IPE sont classées comme suit, en fonction des caractéristiques de leurs UPE :

- Type 1 UPE synchrones
- Type 2 UPE non synchrones (asynchrones, convertisseurs et autres)
- Type 3 onduleur et autres convertisseurs (électroniques) sans masse en rotation

### 3.1.4 Combinaison de la puissance et des caractéristiques

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

- Type A1 puissance > 800 W bis ≤ 250 kW, synchrone
- Type A2 puissance > 800 W bis ≤ 250 kW, non synchrone
- Type A3 puissance > 800 W bis ≤ 250 kW, onduleur et autres convertisseurs (électroniques) sans masse en rotation
- Type B1 puissance > 250 kW bis ≤ 36 MW, synchrone
- Type B2 puissance > 250 kW bis ≤ 36 MW, non synchrone
- Type B3 puissance > 250 kW bis ≤ 36 MW, onduleur et autres convertisseurs (électroniques) sans masse en rotation
- etc.

La présente recommandation concerne les IPV de type A3 et les installations de type B3.

## 3.2 Application lors de la réalisation

Ce chapitre met l'accent sur les aspects électriques au moment de la réalisation. En particulier, les processus nécessaires avec le GRD sont décrits (voir aussi le schéma figurant dans l'annexe 8.3.3). Les processus se déroulent en fonction de la division en phases définie dans la norme SIA, Modèle de prestations 112. Les phases 2 (études préliminaires), 21 (faisabilité) et 4 (appel d'offres) ne sont pas abordées dans ce document. Bien qu'elles fassent également partie de la phase 3 (étude de projet), les diverses étapes en vue de l'inscription à la RU auprès de l'organe d'exécution (Pronovo) et de l'autorisation de construire ne sont pas non plus traitées dans le présent document.

### **Travaux dans la phase 3, Étude de projet (selon SIA 112)**

La phase partielle 33, Procédure de demande d'autorisation, sert en l'occurrence à récapituler les processus d'autorisation de production d'électricité, même s'ils interviennent ultérieurement dans le déroulement du projet.

Une autorisation de raccordement doit être sollicitée au moyen d'une demande (DTR) pour chaque IPV auprès du GRD compétent. Le GRD vérifie les conditions au point de raccordement du réseau basse tension conformément aux directives D-A-CH-CZ (règles techniques pour l'évaluation des perturbations du réseau). En vue de la demande, le planificateur élabore un concept d'installation. Ce dernier comprend entre autres l'aménagement, la protection par fusibles et le concept de mesure. En fonction du concept d'installation, le concept de protection RI est également développé spécifiquement au projet (voir aussi le chiffre 4.2).

Le cas échéant, les demandes/examens/commandes complémentaires suivants peuvent être nécessaires/exigibles :

- Commande du raccordement au réseau auprès du GRD
- Commande du renforcement du réseau auprès du GRD

Remarque :

Les appareils techniques définitifs ne sont souvent connus qu'à l'issue de la phase 4 de l'appel d'offres, si bien que la demande de raccordement technique doit être encore adaptée une fois les décisions d'attribution annoncées.

### **Travaux au cours de la phase 5, Réalisation (selon SIA 112)**

Au plus tard au cours de la phase partielle 52, Exécution, l'entreprise chargée de réaliser l'installation doit présenter un avis d'installation au GRD. L'autorisation du GRD permet d'entamer les travaux d'installation.

La commande des compteurs en temps utile auprès du GRD a lieu à la fin de la phase partielle 52 dans le cadre d'une commande d'appareils (CA).

Au cours de la phase partielle 53, Mise en service/achèvement, l'IPV et les différents systèmes sont mis en service. Pour finir, il convient de fournir l'attestation du bon fonctionnement de toute l'installation. Autres sources documentant les mesures et réglages dans le procès-verbal de mise en service :

- Élaboration du rapport de sécurité (RS) avec le protocole de mesure et de contrôle photovoltaïque (PM PV)
- Convocation de l'organe de contrôle indépendant pour contresigner le rapport de sécurité (RS).
- Avec la soumission d'une copie du RS dûment signé, l'installation est considérée comme prête pour le GRD.

## **4 Répercussions techniques et recommandations pour le réseau basse tension**

---

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

### **4.1 Planification et structure du réseau**

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

### **Charge**

L'injection de courant par les IPV modifie les flux de charge au sein du réseau. Dans le cadre de l'exploitation, la capacité des installations (p. ex. transformateurs ou lignes) doit donc être prise en compte comme il se doit. Des situations de charge et de délestage peuvent se produire.

Dans diverses décisions, l'EICom a exposé les mesures à prendre avant qu'un renforcement du réseau ne soit approuvé :

- Mesures au niveau de l'installation
  - Sans indemnisation : réglage de la puissance réactive ( $\cos \phi$  jusqu'à 0,9 – en fonction de la puissance installée)
  - Avec indemnisation : réglage de la puissance active
- Mesures au niveau de l'exploitation du réseau
  - Mesures de régulation de la tension (éléments actifs du réseau, p. ex. régulateur de tension, transformateur de réseau local réglable)
  - Mesures de régulation de la capacité (renforcement du réseau)

### **Qualité de la tension**

L'injection de courant par les IPV n'a aucun impact négatif sur la qualité de la tension (exception : des phénomènes de harmoniques peuvent influencer sur la qualité de la tension en cas de raccordement de plusieurs onduleurs à un point de fourniture avec une impédance élevée du réseau), le courant injecté devant répondre aux exigences de qualité du réseau. Ce point doit être pris en compte en fonction de la configuration du raccordement lors de la sélection des sections de lignes et des produits (différentes catégories d'ondes harmoniques).

### **Puissance de court-circuit**

Le raccordement d'IPE conduit au sein du réseau BT à l'apparition de nouveaux points d'injection qui peuvent avoir une influence sur la puissance de court-circuit.

En cas de court-circuit, les onduleurs injectent généralement au maximum 1,1 fois le courant nominal. En revanche, les mesures de la puissance de court-circuit des testeurs d'isolement sont influencées par les IPV à proximité, la mesure n'étant effectuée qu'avec une fraction du courant de court-circuit. Cela entraîne l'affichage d'une puissance de court-circuit excessive au niveau du testeur. Cela doit être pris en compte.

### **Point de fourniture**

En se basant sur les nouveaux paramètres du réseau (charge et puissance de court-circuit), il convient de vérifier si le point de fourniture est encore conforme aux nouvelles exigences ou s'il doit être adapté (voir annexe A.1 – document AES). De petites IPV sur des maisons individuelles ne nécessitent normalement aucune vérification approfondie (puissance de l'IPV < fusible du coffret de raccordement CR).

### **Commande et réglage**

Le GRD peut prendre le contrôle de l'injection de puissance active et réactive via une liaison de l'IPE au système de communication (voir section 7.5 – document AES).

Le gestionnaire de réseau de distribution doit spécifier l'interface requise afin qu'elle puisse être prise en compte dans la planification.

## 4.2 Protection du réseau

Le raccordement d'IPE au réseau basse tension génère de nouvelles sources d'énergie électrique qui, en cas de défauts sur le réseau de distribution, alimentent également lesdits défauts. Lorsqu'un défaut survient sur le réseau basse tension, l'ensemble des sources possibles qui alimentent le courant de court-circuit ou de terre dangereux, doivent être automatiquement séparées du réseau (voir section 7.4 – document AES).

La protection RI intégrée dans l'onduleur répond à l'ensemble des conditions nécessaires pour garantir la fiabilité des fonctions de protection exigées (tension, fréquence, identification des îlots). Une protection RI externe supplémentaire n'est généralement pas requise et souvent contreproductive en termes de sécurité et de fiabilité, voir aussi l'annexe 8.8.

L'avantage de la protection RI intégrée dans l'onduleur réside dans le fait que l'alimentation est toujours garantie par le côté DC pendant les périodes d'exploitation et que la mise en place d'une alimentation/stockage supplémentaire n'est pas nécessaire. Par ailleurs, seul l'onduleur proprement dit peut détecter et couper un éventuel îlotage non autorisé. La protection RI externe ne peut pas détecter elle-même si le réseau existant est maintenu ou non par l'onduleur.

En outre, l'onduleur peut arrêter sa fonction (d'injection) avant de se déconnecter du réseau de distribution. Cela permet d'éviter des pics de tension locaux et le disjoncteur de couplage peut être commuté « en douceur » hors tension.

## 5 Exigences relatives au comportement de l'IPE

### 5.1 Généralités

L'ajout important d'IPE décentralisées nécessite des mesures supplémentaires en termes de planification, d'installation et d'exploitation afin que le réseau basse tension puisse être exploité de manière fiable et sûre. Il est donc important de clarifier les conditions-cadres avec le GRD suffisamment tôt.

Des sections suffisamment importantes des lignes de raccordement et le choix des appareils pour minimiser les ondes harmoniques peuvent constituer de bonnes bases pour une alimentation sans perturbation. La norme SN EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » précise les niveaux d'ondes maximaux pouvant se produire en fonction des harmoniques.

#### Tableau récapitulatif des mesures

Le tableau ci-dessous présente les différentes possibilités d'action en fonction du rapport entre la puissance nominale alternative maximale installée de l'IPV et la puissance protégée par fusible du point de fourniture. Le présent tableau ne tient pas encore compte des différents rapports de l'impédance du réseau entre un réseau de distribution en milieu urbain, en agglomération et en zone rurale. Ces derniers influencent le choix de modes de fonctionnement appropriés tels que P(U), Q(U), etc.

$P_{IPV}$ : Puissance nominale alternative (maximale) installée de l'IPV'

$P_{PF}$ : Puissance AC protégée par fusible du point de fourniture.

	Condition : $0 < P_{IPV}/P_{PF} \leq 0.5$	Condition : $0.5 < P_{IPV}/P_{PF} \leq 1.0$	Condition : $P_{IPV}/P_{PF} > 1.0$
Raccordement général (Voir le chapitre 4.1)	Aucune mesure ou examen nécessaire	Après consultation du GRD	Effectuer une simulation de réseau, et éventuellement une mesure au niveau du point de fourniture
Réglage de la puissance réactive (Voir le chapitre 5.3)	Valeur par défaut de $\cos \phi = 1,0$ ou après consultation du GRD	Valeur par défaut de $\cos \phi = 1,0$ ou après consultation du GRD	Après consultation du GRD
Réglage de la puissance active (Voir le chapitre 5.4)	Pas nécessaire	Après consultation du GRD	Par défaut P(U) conformément à la courbe caractéristique

Tableau 2: Mesures possibles en fonction du rapport entre la puissance nominale installée en courant alternatif et la puissance protégée du point de fourniture.

#### Paramètres régionaux Suisse des onduleurs

Les fabricants des onduleurs les plus répandus ont généralement un paramétrage spécifique pour la Suisse qui est fondamentalement conforme (autrement dit, la fonction P(f) est activée). Dans la plupart des cas, ils sont désignés RR/IPE 2014 ou Paramètres régionaux Suisse CH-2020. Le cas échéant, ces paramètres doivent être utilisés. Dans les années à venir, les principaux fabricants actualiseront leur configuration et mettront en œuvre le paramétrage en tant que RR/IPE 2020. Tous les paramètres exigés sont énumérés dans l'annexe 8.7.2.

## **5.2 Plages de fréquence et de tension**

Les exigences stipulées dans la norme SN EN 50549-1 doivent être observées (voir aussi TC-CH et RR/IPE-NR7).

## **5.3 Réglage de la puissance réactive**

Comme cela n'est possible que de façon limitée avec un onduleur, un réglage avec Q(U) s'avère particulièrement avantageux lorsqu'il s'agit d'un réseau rural avec des sections limitées et/ou de longues lignes.

Par défaut, le facteur de puissance  $\cos \phi = 1,0$  doit être fixé pour les raisons mentionnées ci-dessus ou après consultation du GRD.

Le paramétrage à activer doit impérativement être consigné dans la documentation (activation, valeurs de référence de la courbe paramétrée, mesure éventuelle de la fonction).

## **5.4 Réglage de la puissance active – P(U) – courbe caractéristique**

La courbe caractéristique spécifiée dans la RR/IPE-NR7 – CH 2020 doit être respectée et de préférence activée.

Si un réglage est activé, il doit impérativement être consigné dans la documentation (activation, valeurs de référence de la courbe paramétrée, mesure éventuelle de la fonction).

## **5.5 Aptitude au démarrage autonome**

Conformément à la RR/IPE-NR7, il n'y a aucune exigence à l'égard de l'IPE.

## **5.6 Marche en îlotage**

Conformément à la RR/IPE-NR7, il n'y a aucune exigence à l'égard de l'IPE.

## **5.7 Soutien dynamique du réseau et rapport tension-temps dans les courbes caractéristiques u(t)**

Dans le cas d'une installation d'une puissance inférieure à 250 kW, seul un comportement FRT passif est requis. Tous les appareils modernes répondent déjà à cette exigence.

Les exigences de la classe de puissance B en termes de soutien dynamique du réseau (voir RR/IPE-NR7 chapitre 5.7.4) doivent être respectées.

Les réglages correspondants dans l'onduleur doivent être effectués et doivent impérativement être consignés dans la documentation (activation, valeurs de référence de la courbe paramétrée, mesure éventuelle de la fonction).

## **5.8 Comportement de fréquence**

Si un réglage qui s'écarte des Paramètres régionaux Suisse est activé, il doit impérativement être consigné dans la documentation (activation, valeurs de référence de la courbe paramétrée, mesure éventuelle de la fonction).

## 6 Exploitation

---

Les exigences relatives à l'exploitation d'IPV de type A3 et B3 selon le document RR/IPE-NR7 doivent être respectées.

## 7 Exigences relatives au raccordement au réseau de distribution

---

### 7.1 Généralités

### 7.2 Coupe-surintensité de l'IPE

### 7.3 Disjoncteur de couplage

### 7.4 Protection du réseau et des installations (protection RI)

La déconnexion automatique conformément au chiffre 4.9.1 de la norme SN EN 50549-1 a les principaux objectifs suivants :

- Empêcher que la production d'électricité par l'IPE n'engendre une surtension dans le réseau de distribution auquel elle est raccordée. De telles surtensions pourraient causer des dommages aux équipements raccordés au réseau de distribution (réseau domestique) ainsi qu'au réseau de distribution proprement dit.
- Détecter l'apparition involontaire de réseaux en îlot et déconnecter dans ce cas l'IPE. Cela permet de prévenir les dommages causés à d'autres équipements, tant dans les installations de l'exploitant de l'installation que dans le réseau de distribution, par un réenclenchement déphasé, ainsi que des travaux de maintenance après la déconnexion intentionnelle d'une section du réseau de distribution.

Ces fonctions sont entièrement assurées par la protection RI intégrée dans l'onduleur ; c'est pourquoi une protection externe n'apporte aucune sécurité supplémentaire. L'onduleur dispose de la sécurité nécessaire grâce à une structure appropriée. Cette protection en cas de défaillance unique est exigée et contrôlée dans le cadre de l'homologation des onduleurs (SN EN 62109-1/-2) (voir à ce sujet le chapitre 4.4.4, en particulier à partir du point 4.4.4.15 pour la déconnexion du réseau et la figure 20 pour la mesure indépendante de la tension dans la norme SN EN 62109-2).

Le planificateur de l'IPE est responsable du concept de protection du réseau et de l'installation. Si les objectifs de protection ci-dessus ne peuvent pas être entièrement assurés par la protection RI intégrée dans l'onduleur, la surveillance de la tension et de la fréquence peut être mise en œuvre avec un relais de protection RI externe / une unité de surveillance externe.

#### Vérification des réglages de protection

modifications, d'extensions et de contrôles périodiques au niveau de l'installation). La vérification comprend au moins le contrôle des valeurs limites fixées pour la fréquence et la tension, ainsi que les valeurs de la tension et de la fréquence du réseau mesurées par l'onduleur. Si une fonction de test est intégrée, il est possible d'examiner le comportement à la désactivation.

### 7.5 Interfaces, commande, réglage et mesure

#### Entrée binaire (Enable = activation)

Conformément à la RR/IPE-NR7 – CH 2020 actuelle de l'AES, chaque onduleur couplé au réseau doit être

équipé d'une « entrée d'activation ». Il est ainsi possible de mettre en marche et d'arrêter les appareils via une ligne bifilaire (contact sans potentiel). La réponse à la question de savoir si cette entrée de commutation est utilisée et sur quelles installations dépend de facteurs liés au site d'implantation. Cette entrée n'est pas câblée actuellement sur les petites installations jusqu'à 30 kVA.

#### Recommandation Swissolar

- Câblage uniquement si cela est exigé par le GRD et justifié
- Judicieux seulement à partir d'une puissance supérieure à 30 kVA

#### Entrées de commande

Les IPE d'une puissance > 30 kVA doivent disposer d'entrées de commande pour limiter la puissance et régler la puissance réactive conformément à la RR/IPE-NR7. Il doit être décidé au cas par cas si les entrées de commande et d'activation (Enable) sont déclenchées par le gestionnaire de réseau de distribution et dans quelles circonstances. De telles fonctions de commutation additionnelles ne doivent être mises en place et utilisées que si c'est indispensable à l'exploitation du réseau et si les secteurs de réseau correspondants sont surveillés par des instruments de mesure.

La durée de vie technique de la plupart des appareils est d'environ 15 ans. L'évolution de l'électronique de puissance progressant rapidement, l'installation en réserve ne s'avère généralement guère rentable.

#### Recommandation Swissolar

- Câblage uniquement si cela est exigé par le GRD et utilisé, et aussi nécessaire à l'exploitation
- Judicieux seulement à partir d'une puissance supérieure à 250 kW (installations de type B3)

## 7.6 Énergie auxiliaire

Voir l'annexe 8.8

## 7.7 Systèmes de communication

En Suisse, la télécommande centralisée à fréquence musicale (TCFM) est encore fréquemment utilisée. La gamme de fréquences utilisée s'échelonne de 100 Hz à une limite supérieure de 1 600 Hz. La fréquence utilisée localement doit être demandée au GRD de manière à pouvoir choisir un onduleur approprié ou adapter le logiciel en conséquence. L'expérience montre que des problèmes peuvent notamment survenir dans la gamme entre 920 Hz et 1020 Hz.

## 8 Annexes

---

### **Chapitre 2, termes**

- 8.2.1 Délimitation et définitions des ordonnances
- 8.2.2 Informations complémentaires

### **Chapitre 3, champ d'application**

- 8.3.1 Récapitulatif des normes en vigueur
- 8.3.2 Marquage des IPV d'après la norme NIBT
- 8.3.3 Schéma opérationnel lors de la réalisation d'IPV

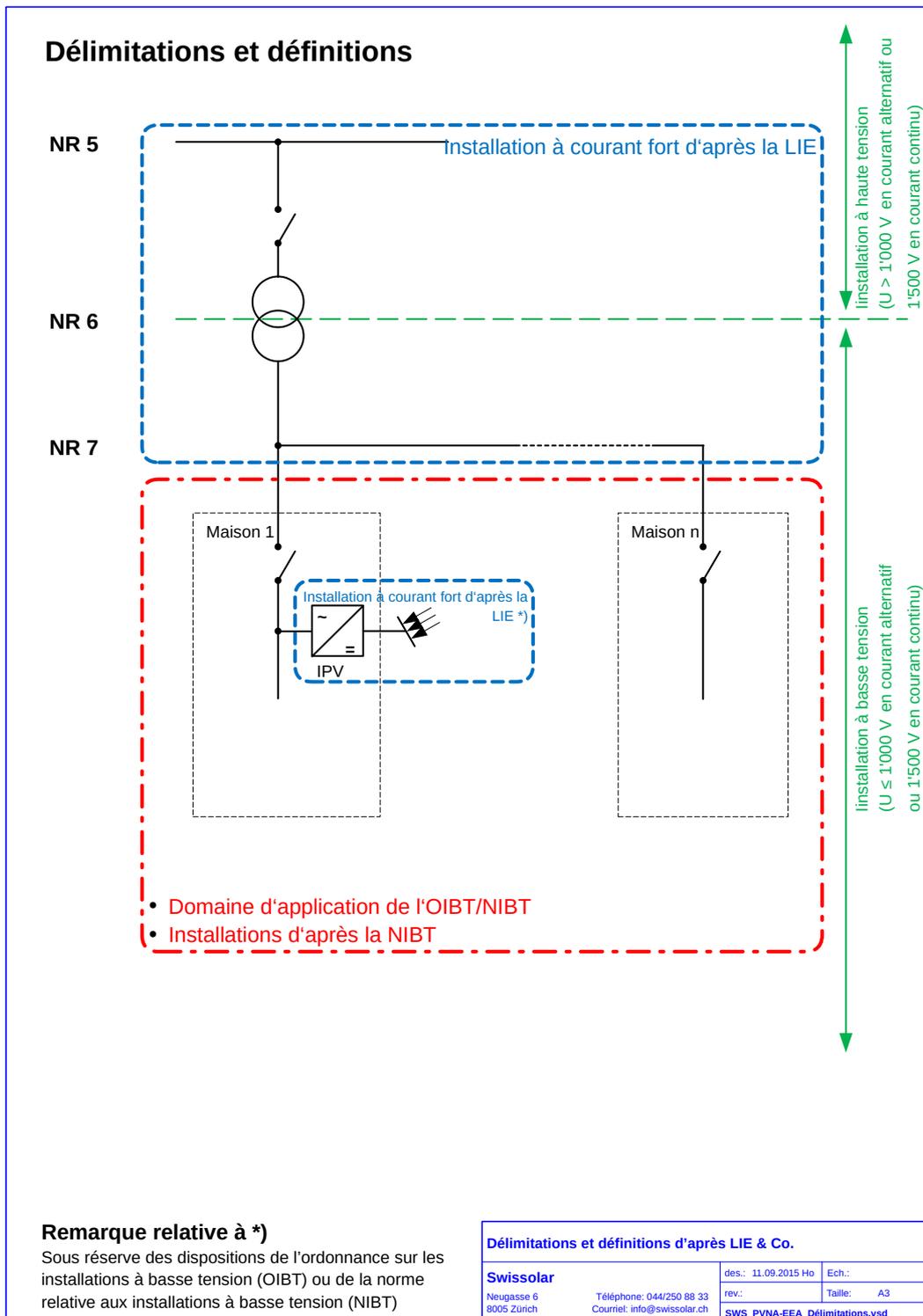
### **Chapitre 7, exigences pour le raccordement au réseau basse tension NR7 (documents de l'AES)**

- 8.7.1 Schémas du raccordement d'IPV au NR7 (en fonction de la taille de l'installation)
- 8.7.2 Paramètres régionaux Suisse 2020

### **Raisons pour lesquelles la protection RI externe n'est pas utile**

## 8.2 Annexes au chapitre 2, termes

### 8.2.1 Délimitations et définition des ordonnances



## 8.2.2 Informations complémentaires

### Domaine des prescriptions électriques

Recueil actuel de lois fédérales :

<https://www.admin.ch/gov/fr/start/droit-federal/recueil-systematique.html>

Normes actuelles d'electrosuisse :

<https://shop.electrosuisse.ch/fr/normes-et-produits/normes/?cf-lang=1>

Informations actuelles de l'ESTI :

<https://www.esti.admin.ch/fr/documentation/communications/communications/>

Electrosuisse (éd.) : SN 441000 : 2020, norme sur les installations à basse tension (NIBT), Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Electrosuisse (éd.) : SN EN 50549-1:2019, Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution – Partie 1 : Raccordement à un réseau de distribution BT – Centrales électriques jusqu'au type B inclus, Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Electrosuisse (éd.) : SN EN 50549-2:2019, Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution – Partie 2 : Raccordement à un réseau de distribution MT – Centrales électriques jusqu'au type B inclus, Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI : Directive ESTI n° 220 / version 0621, Exigences sur les installations de production d'énergie, ESTI, Fehraltorf, 2021

Swissgrid (éd.) : Transmission Code 2019, Swissgrid, Aarau, 2020.

Association des entreprises électriques suisses AES (éd.) : Recommandation de la branche, Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension, Spécifications techniques du raccordement et de l'exploitation parallèle pour le NR7 (AES RR/IPE-NR7 – 2020), AES, Aarau, 2020.

Association des entreprises électriques suisses AES (co-éd.) : Recueil Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux D-A-CH-CZ, 2e édition, 2007

### Domaine des dispositions en matière de construction

Normes actuelles de la SIA :

<http://shop.sia.ch/>

Société suisse des ingénieurs et des architectes SIA (éd.) : SIA 112 Modèle : Étude et conduite de projet, SIA, Zurich, 2014

Société suisse des ingénieurs et des architectes SIA (éd.) : SIA 261 Actions sur les structures porteuses, SIA, Zurich, 2020

Papier Swissolar sur l'état de la technique relatif au Guide de protection incendie AEAI Capteurs et panneaux solaires, Zurich, 2017

### Organisationen

Swissolar [www.swissolar.ch](http://www.swissolar.ch)

AES [www.strom.ch](http://www.strom.ch)

ASCE [www.vsek.ch](http://www.vsek.ch)

EIT.swiss [www.eitwiss.ch/fr/](http://www.eitwiss.ch/fr/)

ECom	<a href="http://www.elcom.admin.ch">www.elcom.admin.ch</a>
Electrosuisse	<a href="http://www.electrosuisse.ch">www.electrosuisse.ch</a>
ENTSO-E	<a href="http://www.entsoe.eu">www.entsoe.eu</a>
ESTI	<a href="http://www.esti.admin.ch">www.esti.admin.ch</a>
SIA	<a href="http://www.sia.ch">www.sia.ch</a>
Suva	<a href="http://www.suva.ch">www.suva.ch</a>
Swissgrid	<a href="http://www.swissgrid.ch">www.swissgrid.ch</a>

### 8.3 Annexes au chapitre 3, domaine d'application

#### 8.3.1 Récapitulatif des normes en vigueur

Les équipements électriques d'IPV montés sur ou le long de bâtiments sont considérés comme des installations intérieures. En plus des exigences concernant le raccordement au réseau, il faut respecter en conséquence les diverses normes, prescriptions et recommandations garantissant la fiabilité de l'installation électrique.

La présente liste s'inspire fortement de la fiche technique Swissolar Photovoltaïque n° 6, fiche technique 21006f, version 01/2021 © Copyright Swissolar.

#### **Construction**

La plupart des directives portant sur le secteur de la construction proviennent de la Société suisse des ingénieurs et des architectes (SIA). Les exigences en matière de résistance mécanique à la charge du vent et de la neige s'avèrent primordiales pour la sécurité. Celles-ci sont stipulées dans la norme SIA 261 : « Actions sur les structures porteuses » (disponible sur <http://shop.sia.ch>). Le dimensionnement mécanique des structures porteuses par rapport aux charges du vent et de la neige spécifiques de la Suisse y est aussi prescrit entre autres. De même, les effets de charges ascendantes et descendantes dus à la présence d'une installation photovoltaïque sur la statique du bâtiment y sont spécifiés.

#### **Électricité**

Différentes lois, ordonnances et recommandations sont en vigueur pour prémunir contre les risques électriques. Centrées autour de divers thèmes majeurs, elles visent en l'occurrence à ce que les personnes et les biens soient protégés, mais aussi à ce que les installations, les équipements et les appareils correspondants soient exploités conformément aux dispositions. Les biens matériels, y compris le réseau de distribution public, doivent surtout être protégés contre les surtensions, les surcharges et les courts-circuits.

La norme sur les installations à basse tension NIBT, version SN 411000:2020 est la norme la plus importante s'appliquant aux installations électriques. Elle contient un chapitre indépendant 7.12 sur les IPV.

La liste suivante récapitule une sélection des normes internationales relatives aux appareils et à leurs composants, le plus souvent appliquées en Suisse et également référencées dans la NIBT :

- SN EN 62852 (F), Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
- SN EN 60269-6 (F), Fusibles basse tension – Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque
- HD 60364, Installations électriques à basse tension
- SN EN 61140 (F), Protection contre les chocs électriques – Aspects communs aux installations et aux matériels
- SN EN 62109-1 (F), Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques, Partie 1 : Exigences générales
- SN EN 62109-2 (F), Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques – Partie 2 : Exigences particulières pour les onduleurs

- SN EN 62446-1 +A1 (F), Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique □ Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 1 : Systèmes connectés au réseau électrique – Documentation, essais de mise en service et examen

L'Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI garantit une utilisation sûre de l'électricité. Dans ce but, elle vérifie et évalue la sécurité des installations, équipements et matériels électriques. La directive ESTI n° 220 « Exigences sur les installations de production d'énergie » est mise à jour et publiée régulièrement pour les installations photovoltaïques (<https://www.esti.admin.ch/fr/documentation/directives-esti/directives-esti/>).

### **Protection contre la foudre**

À l'exception des installations entièrement conçues avec des composants conformes à la classe de protection II (selon SN EN 61140 « Protection contre les chocs électriques – Aspects communs aux installations et aux matériels »), la liaison équipotentielle du champ de modules solaires jusqu'au tableau répartiteur principal est toujours nécessaire. Vous trouverez de plus amples détails au ch. 7.12.4.4, E+C de la NIBT 2020.

Les principes du document normatif SNR 464022.2015 du CES et la norme NIBT prescrivent que s'il existe une installation de protection contre la foudre, il est indispensable de raccorder correctement l'installation solaire au système de protection contre la foudre (règles du CES, Systèmes de protection contre la foudre, SNR 464022:2015, [www.electrosuisse.ch](http://www.electrosuisse.ch)). La norme NIBT définit également dans quelles conditions une protection contre les surtensions doit être intégrée au tableau de raccordement au réseau ou à l'entrée de la ligne d'alimentation domestique.

### **Contrôles**

Conformément à l'OIBT, les installations PV requièrent impérativement un contrôle de réception par un organisme de contrôle indépendant ou un organisme d'inspection accrédité.

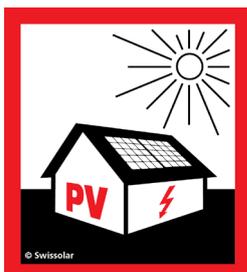
### **Prescriptions applicables aux entreprises exécutantes**

L'installation électrique constitue la partie essentielle d'une installation photovoltaïque. De tels travaux nécessitent une autorisation d'installer au sens des art. 7/9 ou de l'art. 14 OIBT (ordonnance sur les installations à basse tension – RS 734.27) de l'ESTI, une telle autorisation n'étant octroyée qu'aux personnes du métier dûment formées à cet effet.

### 8.3.2 Marquage des IPV d'après la norme NIBT

Les plaquettes signalétiques définies par la norme NIBT 2020 doivent être utilisées comme suit :

#### selon 7.12.5. NIBT Figure 2 : mention Alimentation (A)



Cette plaquette signalétique doit être apposée près du coupe-surintensité général ainsi que près de l'ensemble d'appareillages entre le coupe-surintensité général et l'/les onduleur(s). Elle doit être mise en place à l'extérieur sur l'ensemble d'appareillages de manière bien visible.

#### selon 7.12.5 NIBT Figure 3 : mention IPE au niveau de l'onduleur (B)

#### Variante Swissolar



Les onduleurs doivent être pourvus d'une plaque signalétique indiquant au moins les données suivantes :

- Tension à vide maximale du générateur PV (tension en circuit ouvert dans les conditions d'essai normalisées STC selon la fiche technique, multipliée par le facteur de correction de la température selon la norme NIBT)
- Onduleur avec/sans séparation galvanique

#### selon 7.12.5 NIBT Figure 4 : mention Solar – DC (C)

#### Variante Swissolar

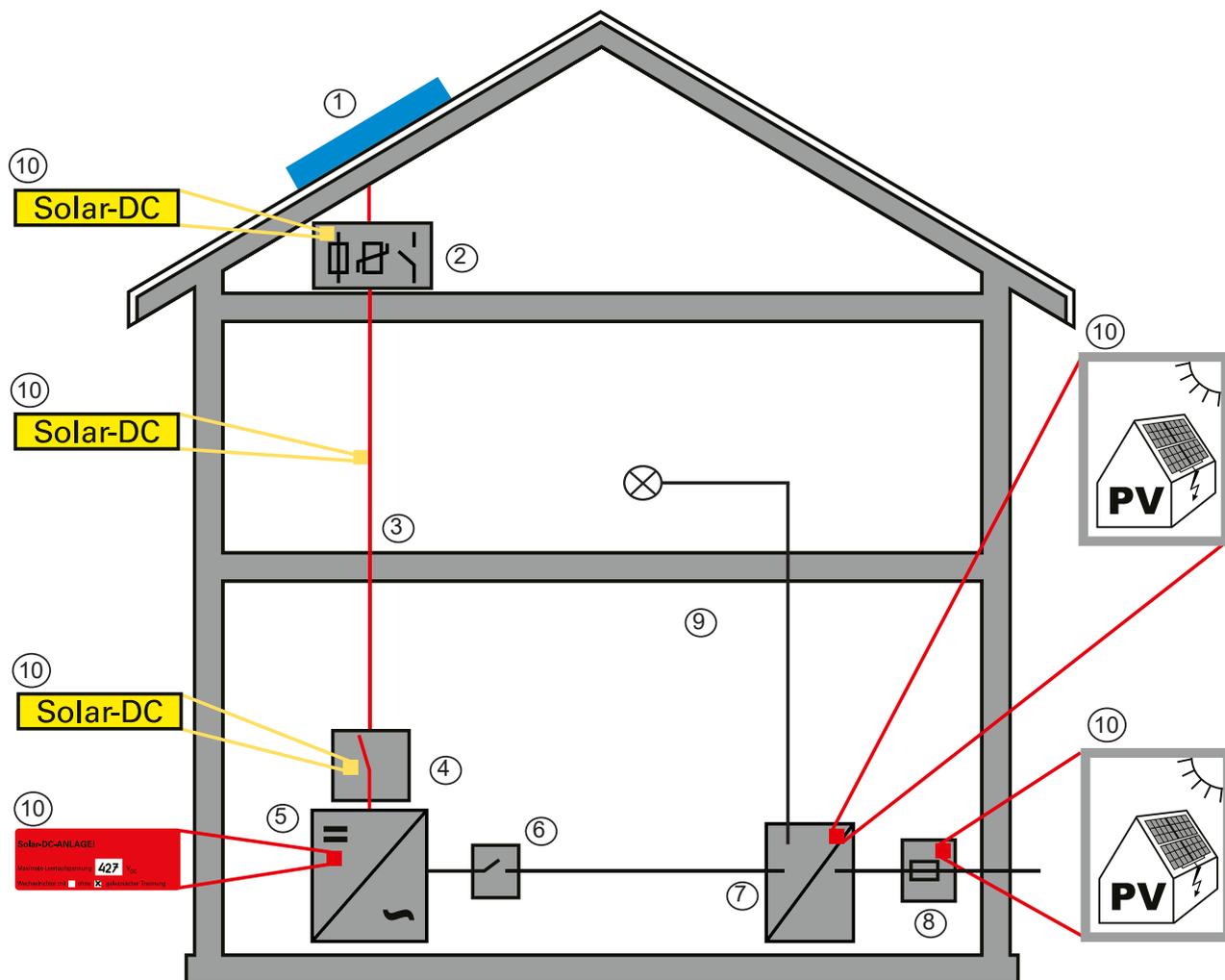


- Cette plaquette signalétique doit servir au marquage de toutes les lignes d'alimentation en courant continu, de la boîte de jonction pour le groupe PV et du boîtier de raccordement du générateur PV (équipements en courant continu), qui restent également sous tension même lorsque l'installation est à l'arrêt.
- Cette plaquette signalétique doit également permettre de marquer tous les ensembles d'appareillages contenant des équipements en courant continu.

### Objectifs d'information des plaquettes signalétiques :

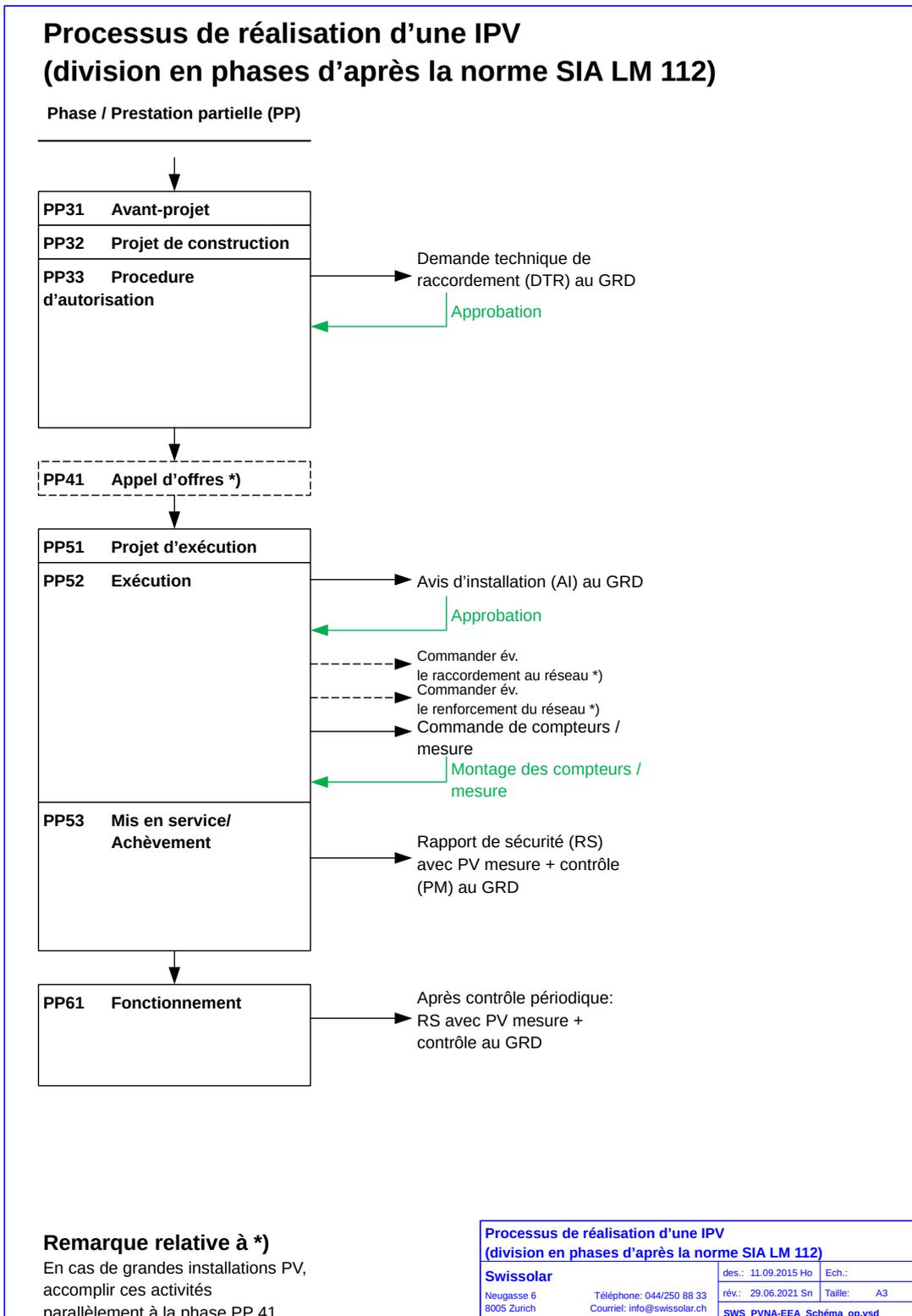
Alimentation (A)	<ul style="list-style-type: none"><li>- Information destinée aux services de secours des sapeurs-pompiers et aux exploitants de réseau</li><li>- Bâtiment avec installation photovoltaïque</li><li>- Une installation photovoltaïque est raccordée à l'ensemble d'appareillages</li></ul>
IPE (B)	<p>Information destinée au personnel qualifié en électricité</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Information détaillée sur le niveau de tension en courant continu, attendu lors des mesures de contrôle</li><li>- Avec ou sans séparation galvanique entre AC et DC</li></ul>
Solar – DC (C)	<p>Information destinée aux exploitants de l'installation</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Attention : installation photovoltaïque sous tension en courant continu, même à l'arrêt</li><li>- Désignation des équipements et des dispositifs de sectionnement d'IPV</li></ul>

Le schéma suivant fournit un aperçu quant à l'emplacement des différentes plaquettes signalétiques.



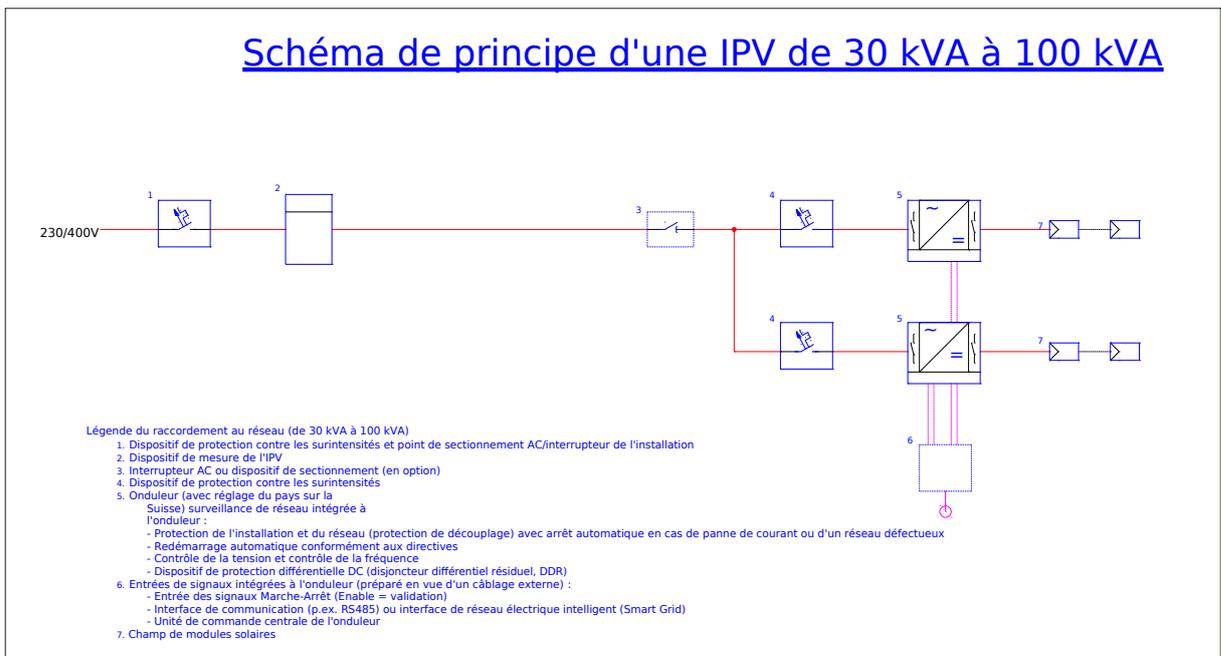
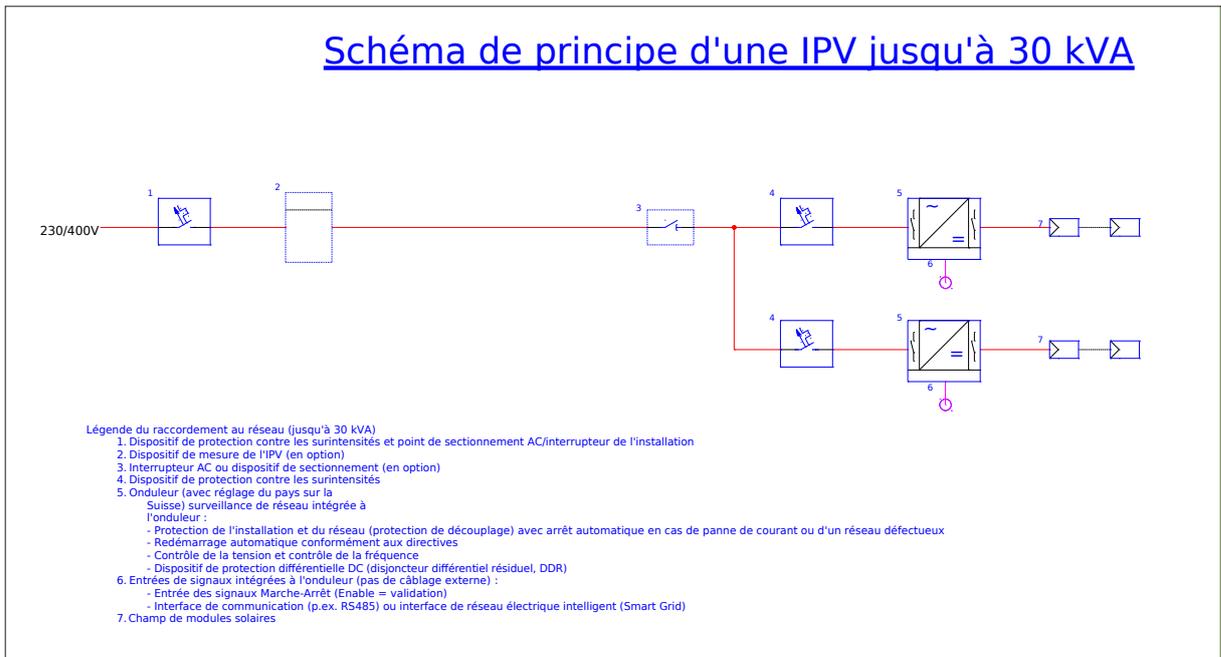
1. Générateur solaire
2. Boîte de jonction pour le groupe PV en option avec dispositifs de coupure et de protection conformément à (NIBT) SN 411000
3. Canalisation DC
4. Point de sectionnement DC (note : possibilité d'intégration également dans l'onduleur)
5. Onduleur
6. Point de sectionnement AC
7. Distribution BT 230/400 V
8. Conduite d'alimentation du réseau / fusible principal 230/400 V
9. Installation intérieure 230/400 V
10. Marquage conformément à (NIBT) SN 411000

### 8.3.3 Schéma opérationnel lors de la réalisation d'IPV

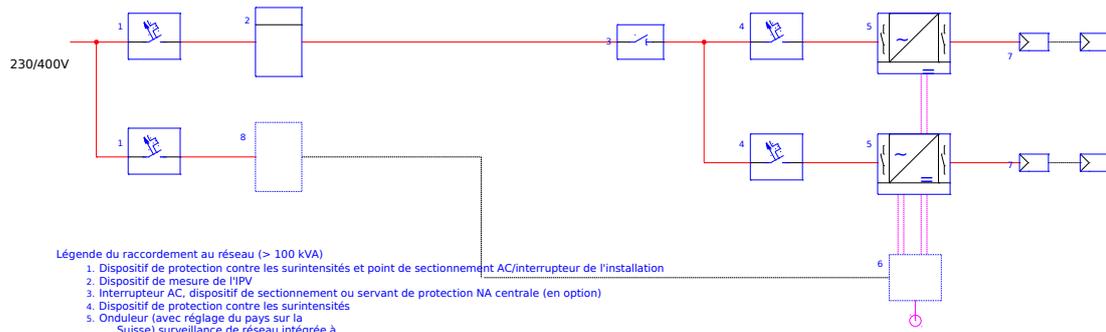


## 8.7 Annexes au chapitre 7, exigences relatives au raccordement au réseau basse tension NR7

### 8.7.1 Schémas du raccordement d'IPV au NR7 (en fonction de la taille de l'installation)



## Schéma de principe d'une IPV > 100 kVA



### Légende du raccordement au réseau (> 100 kVA)

1. Dispositif de protection contre les surintensités et point de sectionnement AC/interrupteur de l'installation
2. Dispositif de mesure de l'IPV
3. Interrupteur AC, dispositif de sectionnement ou servant de protection NA centrale (en option)
4. Dispositif de protection contre les surintensités
5. Onduleur (avec réglage du pays sur la Suisse) surveillance de réseau intégrée à l'onduleur :
  - Protection de l'installation et du réseau (protection de découplage) avec arrêt automatique en cas de panne de courant ou d'un réseau déficient
  - Redémarrage automatique conformément aux directives
  - Contrôle de la tension et contrôle de la fréquence
  - Dispositif de protection différentielle DC (disjoncteur différentiel résiduel= DDR)
6. Entrées de signaux intégrées à l'onduleur (préparé en vue d'un câblage externe) :
  - Entrée des signaux Marche-Arrêt (Enable = validation)
  - Interface de communication (p.ex. RS485) ou interface de réseau électrique intelligent (Smart Grid)
  - Unité de commande centrale de l'onduleur
  - Commande cos φ
  - Câblage sur l'unité de commande du distributeur d'énergie
7. Champ de modules solaires
8. Unité de commande du distributeur d'énergie
  - Signaux de l'unité de commande de l'onduleur (p.ex. courants porteurs en ligne CPL, IP, ....)

## 8.7.2 Paramètres régionaux Suisse 2020

Extrait annexe E de la recommandation de la branche émise par l'AES pour le raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension (RR/IPE-NR7-CH)

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

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

#### Grid connection criterias

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Remarque relative au paramètre
Tension minimale pour la mise en circuit	Uac min	V	196	85% de $U_n$
Tension maximale pour la mise en circuit	Uac max	V	253	110% de $U_n$
Fréquence minimale pour la mise en circuit	f min	Hz	47,5	
Fréquence maximale pour la mise en circuit	f max	Hz	50,1	Doit coïncider avec Uac NP
Temps pour vérification U/f avant réenclenchement	t	s	60	Délai de temporisation minimal pour le réenclenchement après une défaillance
Rampe lors du démarrage	Soft Start	-	ON	Valeur standard: enclenché
Gradient de la rampe	Augmentation Pac	%Pn/Min	10	

Tableau 3: Grid connection criterias type A

#### Grid protection criterias

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Temps	Remarque relative au paramètre
Surtension	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% de $U_n$ <sup>a)</sup>
Surtension (moyenne glissante sur 10 min)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% de $U_n$ <sup>b), c)</sup>
Sous-tension	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% de $U_n$ <sup>d)</sup>
Sous-tension	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% de $U_n$ <sup>d)</sup>
Sous-fréquence	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	

Surfréquence	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Réduction de la puissance en fonction de la fréquence	P (f)	-	ON	-	Valeur standard: enclenché
Seuil de démarrage de réduction de la puissance	f start	Hz	50,20	-	
Gradient de réduction de la puissance	P (f) red	% Pmom/Hz	40	-	
Identification des îlots	Anti-îlotage	s	5,00	-	Délai de déclaration de défaillance: dans les 5 s, preuve avec la norme SNEN 62116:2014

Tableau 4: Grid protection criterias type A

### Grid Operation

Paramètres	Symbole	Valeur (≤ 250 kVA)	Remarque relative au paramètre
Réglage de la puissance réactive	cos φ	1,00	Valeur par défaut 1,00 ou selon consigne du GRD
Comportement FRT	FRT	Non (inactif)	Soutien dynamique du réseau sans/ avec injection de courant réactif
Facteur K	Facteur K	-	Valeur par défaut 2 ou selon consigne du GRD

Tableau 5: Grid Operation type A

## E.2 Installations de type B (AES RR/IPE – CH 2020 Type B)

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

### Grid connection criterias

Parameter	Symbole	Unité	Valeur	Remarque relative au paramètre
Tension minimale pour la mise en circuit	Uac min	V	196	85% de Un
Tension maximale pour la mise en circuit	Uac max	V	253	110% de Un
Fréquence minimale pour la mise en circuit	f min	Hz	47,5	
Fréquence maximale pour la mise en circuit	f max	Hz	50,1	Doit coïncider avec Uac NP
Temps pour vérification U/f avant réenclenchement	t	s	600	Délai de temporisation minimal pour le réenclenchement après une défaillance
Rampe lors du démarrage	Soft Start	-	ON	Valeur standard: enclenché
Gradient de la rampe	Augmentation Pac	%Pn/Min	10	

Tableau 6: Grid connection criterias type B

### Grid protection criterias

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur	Temps	Remarque relative au paramètre
Surtension	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% von U <sub>n</sub> <sup>a)</sup>
Surtension (moyenne glissante sur 10 min)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% von U <sub>n</sub> <sup>b), c)</sup>
Sous-tension	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% von U <sub>n</sub> <sup>d)</sup>
Sous-tension	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% von U <sub>n</sub> <sup>d)</sup>
Sous-fréquence	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	
Surfréquence	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	

Réduction de la puissance en fonction de la fréquence	P (f)	-	ON	-	Valeur standard: enclenché
Seuil de démarrage de réduction de la puissance	f start	Hz	50,20	-	
Gradient de réduction de la puissance	P (f) red	% Pmom/Hz	40	-	
Identification des îlots	Anti-îlotage	s	5,00	-	Délai de déclaration de défaillance: dans les 5 s, preuve avec la norme SNEN 62116:2014

Tableau 7: Grid protection criterias type B

### Grid Operation

Paramètres	Symbole	Valeur (> 250 kVA)	Remarque relative au paramètre
Réglage de la tension réactive	cos $\varphi$	1,00	Valeur par défaut 1,00 ou selon consigne du GRD
Comportement FRT	FRT	Oui (active)	Soutien dynamique du réseau sans/ avec injection de courant réactif
Facteur K	Facteur K	2	Valeur par défaut 2 ou selon consigne du GRD

Tableau 8: Grid Operation type B

#### Notes et remarques:

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

obligatoire de respecter les exigences en matière de FRT dans ce cas. Le GRD définit les consignes relatives aux réglages de protection.

## 8.8 Raisons pour lesquelles la protection RI externe n'est pas utile

La protection du réseau et des installations (protection RI) pour les installations productrices d'énergie décentralisées (IPE) a une fonction de protection importante pour le réseau et les équipements installés sur le site, y compris les installations de production. En Suisse, la grande majorité des installations productrices d'énergie décentralisées sont conçues en tant qu'installations photovoltaïques (IPV). Chaque onduleur photovoltaïque dispose d'une protection RI intégrée qui ne peut pas être désactivée car les fabricants d'onduleurs l'utilisent pour protéger leurs appareils ainsi que le réseau électrique.

Pour certains gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), la protection RI intégrée à l'onduleur est une boîte noire à laquelle ils ne veulent pas se fier. Ils demandent donc que cette protection RI soit mise en place de manière redondante en dehors de l'IPE. Les craintes de ces GRD n'ont pas encore été démontrées par des mesures et pourraient être légitimes dans certains cas exceptionnels, pour lesquels la protection RI externe n'améliore cependant pas la situation. Au contraire, elle rend le système global encore plus complexe et plus vulnérable aux dysfonctionnements. Ainsi, l'utilisation d'un relais RI externe nécessite une adaptation de l'alimentation électrique de cette surveillance. Si l'on choisit une configuration avec contacts à fermeture, elle déconnectera automatiquement l'installation en cas de défaut de l'alimentation électrique, mais il faudra toujours une certaine quantité d'énergie pour maintenir le contact fermé (même minimale – le contacteur est continuellement sollicité). Si une configuration avec des contacts à ouverture est choisie, l'alimentation en énergie du relais de protection RI/ de l'unité de surveillance ainsi que celle du disjoncteur de couplage externe doit être régulée (pour 3 secondes). Cette régulation doit être contrôlée à intervalles réguliers (p. ex. tous les 2 ans) afin de maintenir la fonctionnalité. La protection RI intégrée dans l'onduleur a en revanche automatiquement un approvisionnement en énergie assuré et est ainsi plus avantageuse et plus fiable.

De nombreux GRD ne voient aucun avantage supplémentaire pour la sécurité dans la protection RI externe et soulignent que cette dernière confère un faux sentiment de sécurité, rendant au contraire le système global encore plus vulnérable aux dysfonctionnements. Ils souhaitent par conséquent renoncer à la protection RI externe, mais estiment qu'ils ne possèdent pas cette compétence, croyant que la protection RI externe est exigée par la norme. La norme déterminante pour le cas présent est la norme SN EN 50549-1, Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution – Partie 1 : Raccordement à un réseau de distribution BT – Centrales électriques jusqu'au type B inclus. Cette norme sert de base à la fois pour la recommandation de l'AES et pour celle de Swissolar. Elle laisse aux différents pays ou au GRD le soin de décider des exigences à appliquer à la protection de découplage (telle la désignation spécifique dans la norme). D'autres documents CEI stipulent explicitement que la protection RI peut être intégrée dans l'onduleur dans le cas d'une alimentation du réseau par l'onduleur (IEC TS 62786:2017).

La nécessité d'une protection RI est incontestée. Mais il n'est pas raisonnable de limiter les solutions techniques à quelques options. La protection RI mise en œuvre dans l'onduleur (protection RI interne) ne peut

pas tomber en panne en cas de défaut unique et est testée dans le cadre de l'essai de type selon la norme SN EN 62109-1/-2.

Ci-après quelques précisions concernant différentes questions et arguments

**Argument pour la protection RI externe**

**Arguments pour la protection RI intégrée dans l'onduleur**

L'installateur de l'IPE **remplacera** l'onduleur pendant la durée de vie de l'IPE. Sans protection RI externe, il n'est alors plus certain que la protection RI soit présente et qu'elle soit correctement configurée

Tous les onduleurs ont une protection RI intégrée qui ne peut être désactivée. En dehors des tâches de base de la protection RI, les onduleurs doivent remplir une longue liste d'autres fonctions (Fault Ride Through FRT, réglage de la fréquence, réglage de la puissance réactive, détection du fonctionnement en îlot indésirable, etc.) qui sont importantes pour le système et le réseau de distribution. Le paramétrage incorrect des onduleurs représente certainement un risque pour les GRD, qui mérite plus d'attention à l'avenir. Cependant, la protection RI externe donne un faux sentiment de sécurité à cet égard, car elle prétend pouvoir protéger le réseau contre les dysfonctionnements de l'onduleur. Dans la plupart des cas, elle ne peut pas le faire, mais elle peut empêcher l'onduleur de fonctionner correctement (en particulier FRT et P(U), Q(U)).

Il y a maintenant de **nombreuses marques d'onduleurs** sur le marché. Comment garantir leur bon fonctionnement ? La protection RI externe uniforme offre ici une sécurité de base rudimentaire.

La sécurité des produits (l'onduleur est un produit) est généralement résolue par des certificats et des déclarations de conformité, et non par des équipements de protection supplémentaires. Il existe également divers fabricants d'équipements de protection RI externe. Il est important a) d'exiger une déclaration de conformité de l'onduleur et b) d'exiger ou de fournir des tests / preuves appropriés si l'on soupçonne une non-conformité. Si nécessaire, la surveillance du marché de l'ESTI peut également intervenir. Comme pour les autres arguments dans ce tableau, la protection RI externe n'aide guère à corriger un éventuel mauvais fonctionnement d'un onduleur.

Après une **mise à jour du firmware**, l'IPE peut être réglée pour être complètement différente de la configuration d'origine.

Les mêmes arguments que ci-dessus s'appliquent : Si cela devait arriver, cela causerait divers problèmes que la protection RI externe ne peut pas résoudre. Il est donc important de veiller à ce que cela ne se produise pas en premier lieu. Les fabricants d'onduleurs sont conscients de ce problème et ne permettent donc pas en principe de modifier les paramètres de protection après la configuration initiale.

---

**Protection en cas de défaut unique :** Un appareil ne peut pas se protéger lui-même, car la protection serait perdue si l'appareil était défectueux

La protection RI externe ne peut pas non plus protéger le réseau contre un onduleur défectueux, car la fréquence et la tension sont déterminées par le réseau et non par l'onduleur. Le coupe-circuit principal (coupe-circuit BT à haut pouvoir de coupure ou disjoncteur de protection) avant l'onduleur sert de protection. Si la fréquence et la tension du réseau sont stables, la protection RI externe ne se déclenchera en aucun cas, indépendamment d'éventuels défauts dans l'onduleur. Toutefois, si l'erreur se produit dans le réseau et non dans l'onduleur, la protection en cas de d'erreur unique est donnée. La protection RI intégrée dans l'onduleur se déclenchera pour protéger l'onduleur. Cette fonction ne peut pas être désactivée, car les fabricants d'onduleurs refuseraient sinon la garantie du produit pour l'onduleur. L'onduleur, y compris la protection RI, est doté d'une protection en cas de défaut unique selon IEC62109-1/-2 et est testé en conséquence. Une erreur dans l'onduleur entraîne systématiquement une déconnexion du réseau.

---

Il n'existe **pas de normes** pour la mise en œuvre et le contrôle de la protection RI interne.

Des tests correspondants sont mis en œuvre dans certains pays. Là aussi, la Suisse pourrait introduire ses propres contrôles (p. ex. à l'instar de l'Allemagne et en s'appuyant sur la norme EN 50549-10), ce qui ne s'avère toutefois pas nécessaire à ce jour. Il faut éviter que la Suisse ne fasse cavalier seul ; une approche similaire à celle d'un autre pays serait envisageable.

En juillet 2021, une nouvelle série d'essais a été proposée au sein de la CEI pour les onduleurs PV, impliquant l'essai de type de la protection RI. Les contrôles correspondants sont d'ores et déjà réalisés par les fabricants d'onduleurs, mais propres à chaque pays et non pas harmonisés à l'échelle internationale. Dans quelques années, les contrôles pourraient aussi être revus en vue d'un usage à l'échelle internationale.

---

Une protection RI interne ne peut **pas être vérifiée**, tout du moins sans que cela représente des efforts disproportionnés.

La protection RI externe ne peut pas non plus être vérifiée. Le bouton de test de la protection RI externe ne fait que déclencher l'interrupteur, la fonctionnalité de protection et surtout les paramètres de protection ne sont pas vérifiés. En revanche, en raison des exigences en vigueur en Italie, la plupart des onduleurs disposent d'un autotest, qui non seulement vérifie les paramètres de protection, mais mesure effectivement à quelles valeurs la protection RI est activée.

---

<p>La surveillance externe du réseau, qui agit sur les contacteurs dans l'onduleur (<b>Enable input</b>), fait office d'alternative rentable si un seul onduleur est présent.</p>	<p>Les mêmes arguments que ci-dessus s'appliquent. Si les mesures internes de tension et de fréquence de l'onduleur échouaient, toutes les autres fonctions de l'onduleur (probablement même l'alimentation du réseau) ne fonctionneraient plus. La surveillance externe du réseau ne changerait rien, puisqu'elle ne peut pas détecter cette erreur sur l'onduleur. L'onduleur se met automatiquement en défaut et se désactive. Cette simplification de la protection RI externe est par ailleurs souvent réalisée avec des composants qui ne présentent pas la qualité d'équipements de protection (p. ex. systèmes de surveillance pour installations PV). Les systèmes correspondants ne peuvent donc pas être considérés comme fiables.</p>
---	---

#### Autres explications concernant différents mots-clés en lien avec la protection RI

<p>Complexité et risque de mauvaise configuration</p>	<p>L'expérience internationale suggère que l'erreur la plus courante dans la protection RI est un mauvais paramétrage. Avec une protection RI externe, tous les réglages doivent être effectués deux fois. Cela augmente la probabilité de configurations incorrectes.</p>
<p>Risque lié à la commutation de courants élevés</p>	<p>L'une des fonctions les plus importantes de la protection RI est de protéger contre les tensions excessives au point de raccordement de l'installation au réseau. Cela deviendra plus important à l'avenir, car à de nombreux points de raccordement, l'utilisation des réseaux est optimale. Une régulation P(U) est alors de plus en plus utilisée dans les onduleurs. Dans ce cas, l'onduleur limite la puissance maximale d'alimentation en fonction de la limite maximale autorisée de la tension du réseau. Si la protection RI externe déclenche la déconnexion dans cet état, des courants très élevés sont commutés, en particulier dans les grands systèmes, ce qui peut déclencher des impulsions de tension dangereuses. La réduction de puissance et la coupure de l'alimentation électrique interne à l'onduleur sont beaucoup plus respectueuses du réseau et des installations. En outre, le cas de plusieurs onduleurs sans protection RI externe présente l'avantage que la coupure en cascade se produit dans la plage des millisecondes et la coupure a donc moins d'impact sur le réseau.</p>
<p>Immunité contre les perturbations</p>	<p>Plus il y a d'IPE décentralisées connectées au réseau, plus il est important que les installations ne se déconnectent pas immédiatement du réseau en cas de défaillance brève, mais restent connectées au réseau (Fault Ride Through, FRT). Si la configuration de la protection RI externe est incorrecte, celle-ci rend impossible l'exécution de cette fonction par les onduleurs.</p>
<p>Retrofit</p>	<p>Il devient évident que les systèmes photovoltaïques de grande taille déjà installés devront être adaptés en ce qui concerne le FRT. S'ils disposent d'une protection RI externe et que celle-ci n'est pas adaptée, l'adaptation sur l'onduleur même n'est d'aucune utilité.</p>

Coûts	La protection RI externe coûte environ 2 à 3 % du coût des installations. Il s'agit de coûts inutiles du point de vue d'un approvisionnement en électricité efficace et économique.
Paramétrage de l'onduleur	Il serait judicieux de consigner les « Paramètres régionaux Suisse » dans une norme d'essai suisse (à l'instar d'AR-N-4105) et de vérifier la conformité des appareils importés.