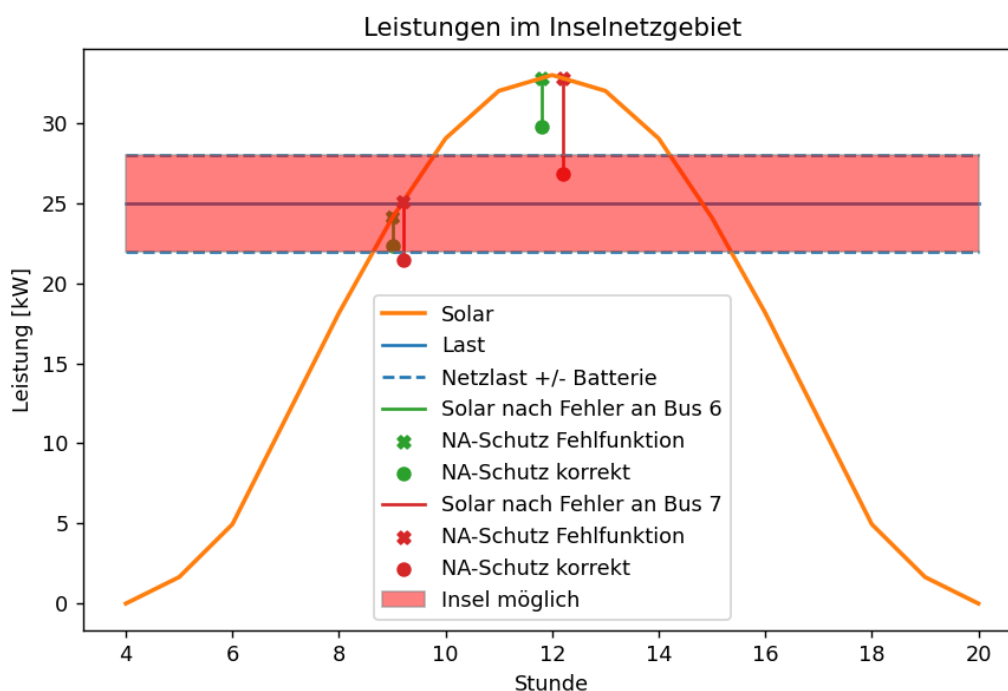




Zwischenbericht vom 20.09.2024

Netz- und Anlagenschutz zur optimalen und sicheren Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen im Verteilnetz (NA-Schutz bei EEA)

NAEEA+



Quelle: © Eigene Darstellung, Alexander Fuchs 2024



Datum: 20.9.2024

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

ETH Zürich
Forschungsstelle Energienetze
Sonneggstrasse 28,
8006 Zürich
www.fen.ethz.ch

Berner Fachhochschule
Technik und Informatik
Institut für Energie- und Mobilitätsforschung
Labor für Photovoltaiksysteme
Jlcoweg 1
3400 Burgdorf

Fachhochschule Nordwestschweiz
Institut für Elektrische Energietechnik
Klosterzelgstrasse 2
5210 Windisch

Swissolar
Neugasse 6
8005 Zürich

Projektpartner Forschung:

Technische Universität Graz
4320 Institut für Elektrische Anlagen und Netze
8010 Graz, Inffeldgasse 18/I
Österreich

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10
5000 Aarau

Kühn – Netz und Systemschutz



Bgm.-Stümpel Weg 30
D-30457 Hannover
Deutschland

Projektpartner Industrie:

AET
AEW
BKW
CKW
EKZ
eniwa
ewl
ews
ewz
Groupe E
IWB
Kreuter Electric GmbH
Mithnetz Strom
Primeo Energie
Repower
Romande Energie
SAK
Swissgrid
TBW
VSE FG Schutztechnik Schweiz
VSEK
WWZ

Autor/in:

Alexander Fuchs, ETHZ, fuchs@fen.ethz.ch
Carina Lehmal, TU Graz, carina.lehmal@tugraz.at
Matthias Resch, FHNW, matthias.resch@fhnw.ch
Christof Bucher, BFH, christof.bucher@bfh.ch
David Joss, BFH, david.joss@bfh.ch
Thomas Hostettler, Swissolar, ib_hostettler@bluewin.ch
Patrick Bader, VSE, patrick.bader@strom.ch
Stefan Providoli, VSEK, s.providoli@vsek.ch
Bruno Wartmann, ewz / VSE FG Schutztechnik, bruno.wartmann@ewz.ch

BFE-Projektbegleitung:

Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch
Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502500-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Im Projekt NAEAA+ werden Untersuchungen zur Notwendigkeit eines externen Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) bei Energieerzeugungsanlagen (EEA) in Niederspannungsnetzen durchgeführt, mit dem Fokus auf Photovoltaik-Wechselrichter. Da jeder Wechselrichter schon eine interne NA-Schutzfunktion aufweist, ist die Kernfrage des Projekts, ob ein zusätzlicher externer NA-Schutz benötigt wird.

Der NA-Schutz (extern oder intern) trennt Erzeugungsanlagen vom Netz, wenn sich Spannung oder Frequenz in ihrem Zeitverlauf ausserhalb der vorgegebenen Kennlinien befinden. Die korrekte Funktion und Einstellung des NA-Schutzes stellen sicher, dass einerseits bei einer lokalen Netzstörung die EEA sicher vom Netz getrennt werden, und dass sich andererseits die EEA bei Störungen im übergeordneten Netz konform verhalten und nicht „zu früh“ trennen.

Das Projektkonsortium besteht aus Vertretern von vier akademischen Partnern (ETHZ, BFH, TU Graz, FHNW), der Firma Kühn – Netz und Systemschutz, Swissolar, dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), dem Verband Schweizerischer Elektrokontrollen (VSEK), 18 Verteilnetzbetreibern, Swissgrid und Herstellern von NA-Schutzgeräten. Ausserdem wurde durch Treffen und Schulungen die Expertise von Schutzexperten, Wechselrichterherstellern und Fachgruppen aus dem In- und Ausland eingeholt.

In Workshops, Treffen und innerhalb einzelner Arbeitspakete wurden die Fragen bezüglich des NA-Schutzes und die potenziellen Konsequenzen einer Fehlfunktion erfasst. Darüber hinaus wurden durch den VSE, Swissolar und den VSEK Umfragen durchgeführt, um die Perspektive der Branche einzuholen. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurden folgende Fragestellungen formuliert und in **vier Arbeitspaketen**, geleitet durch die akademischen Partner, untersucht:

1. **Was sind die relevanten Normen für die NA-Schutzfunktion von Wechselrichtern?** Als Ergebnis wurde ein Überblicksdokument der international geltenden Normen erstellt. Bei Sammlung und Review waren viele Teilnehmer involviert.
2. **Was sind Möglichkeiten und Wahrscheinlichkeiten der Falscheinstellung des Wechselrichters und des externen NA-Schutzes. Was die Konsequenzen für die NA-Schutz Funktion?** Als Ergebnis ist die korrekte Parametrisierung der einzelnen Komponenten entscheidend für die Einhaltung der Richtlinien. Dabei hat die Fehlerquelle Mensch, z.B. eine einheitliche Information der Installateure über die korrekte Einstellung, die höchste Wahrscheinlichkeit für Ungenauigkeiten. Auf Basis der Fehlerbäume ergibt sich, dass die Integration eines externen NA-Schutzgerätes das Risiko von Überfunktionen erhöht.
3. **Wie unterscheidet sich das praktische Trennverhalten von Wechselrichtern mit und ohne externen NA-Schutz bei Kurzschlüssen, dauerhaftem Spannungseinbruch oder bei Frequenzabweichungen?** Auf Basis von experimentellen Untersuchungen ist die Funktionsweise und Auswirkung auf das Verteilnetz von internem und externem NA-Schutz nahezu identisch. EEA mit mehreren Wechselrichtern und nur internem NA-Schutz können sich kaskadiert vom Netz trennen. Der externe NA-Schutz kann zu temporär erhöhten Spannungen innerhalb der Anlage führen.
4. **Was ist die Auswirkung auf den sicheren Verteilnetzbetrieb bei einem Verzicht auf einen externen NA-Schutz? Besteht oder erhöht sich das Risiko eines nicht-konformen Verhaltens, insbesondere der Einspeisung nach Spannungsverlust und der Inselbildung?** Bei netzfolgenden Wechselrichtern besteht aufgrund der Funktionsweise, die sich auf eine Messung und Phasenschätzung der Netzspannung stützt, kein Risiko der Einspeisung bei dauerhaftem Spannungsverlust. Ausserdem besteht auf Basis von repräsentativen Verteilnetzsimulationen kein kausaler Zusammenhang zwischen einem



korrekt oder falsch funktionierendem NA-Schutz für das Risiko einer Inselbildung. Ist es zur Bildung einer Insel gekommen, schützt der NA-Schutz der verbliebenen EEA mit korrekter Funktion die Netzteilnehmer, indem er bei gefährlichen Netzzuständen die Insel zum Zusammenbruch bringt.

Aus den Untersuchungen wurden folgende **Empfehlungen** abgeleitet:

1. Auf Basis der experimentellen Untersuchungen kann das Risiko für ein nicht konformes Verhalten bei typgeprüften und richtig eingestellten WR als sehr klein eingeschätzt werden. Alle geprüften PV-Wechselrichter erfüllen bei korrekter Einstellung die NA-Schutzaufgabe mit hoher Qualität und geringem Risiko auf Nicht-Konformität. Die NA-Schutz-Funktion (extern oder intern) hat zudem keinen kausalen Einfluss auf das Risiko der Inselnetzbildung. Ist es zur Bildung einer Insel gekommen, schützt der NA-Schutz der verbliebenen EEA die Netzteilnehmer, indem er bei gefährlichen Netzzuständen die Insel zum Zusammenbruch bringt. Daher kann **im Niederspannungsnetz auf die Verwendung eines zusätzlichen externen NA-Schutzes bei netzfolgenden PV-Wechselrichtern verzichtet** werden, wenn die Wechselrichter über einen normkonformen internen NA-Schutz verfügen.
2. Um das Risiko von Fehleinstellungen oder falschen Installationen bestmöglich zu minimieren, wird empfohlen, dass die Verteilnetzbetreiber die **Anforderungen an PV-Anlagen, die Einstellvorgaben für Wechselrichter, die Prozesse bei der Inbetriebnahme und die Prüfprotokolle einheitlich** und klar definieren. Dies kann zum Beispiel in den Werkvorschriften erfolgen. Zusätzlich wird empfohlen, dass Swissolar ein **Referenzdokument** erstellt und pflegt, aus dem hervorgeht, wie für verschiedene Wechselrichtertypen die geforderten **Einstellvorgaben umgesetzt** werden.
3. Es wird empfohlen, dass die **korrekte Einstellung der Wechselrichter** bei Inbetriebnahme der EEA oder bei Austausch des Wechselrichters durch eine kontrollberechtigte Person **dokumentiert und dem VNB proaktiv mitgeteilt** wird. Aufgrund der erwarteten Zunahme an PV-Anlagen sollte die Dokumentation digital erfolgen und in bestehende Prozesse eingebunden werden¹.
4. Zu folgenden Aspekten werden **keine Aussagen** gemacht, da sie nicht Teil der gezielten Untersuchungen im Projekt waren:
 - a. Auswirkung von netzbildenden Wechselrichtern auf den Netzschutz
 - b. IT-Sicherheit der Wechselrichter, zum Beispiel Risiken der Fernparametrierung und Fernwartung
 - c. Schutz von auf Wechselrichtern basierten Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

Die Ergebnisse werden bei der **Überarbeitung der "Branchenempfehlung** Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7 - CH" des VSE berücksichtigt. Die überarbeitete Branchenempfehlung wird voraussichtlich im Frühjahr 2025 publiziert. Der VSE hat eine bis dahin gültige Übergangsregelung publiziert².

Ende 2024 wird zum Abschluss des Projekts eine Erhebung zur **Akzeptanz der Projektempfehlungen** durchgeführt.

¹ Die Dokumentation kann zum Beispiel in Kombination mit dem Sicherheitsnachweis für elektrische Niederspannungsinstallationen erfolgen. Zur Erfassung kann zum Beispiel das Branchentool von Swissolar, ElektroForm solar, genutzt werden (www.elektroform.ch/solar).

² <https://www.strom.ch/de/dokument/uebergangsregelung-bezug-auf-den-externen-na-schutz-mit-einer-gesamtleistung-30-kva>



Résumé

Dans le cadre du projet NAEAA+, des études ont été menées dans le cadre du projet RRIPE+ sur la nécessité d'une protection externe du réseau et des installations (protection RI) pour les installations productrices d'énergie (IPE), l'accent ayant été mis sur les convertisseurs photovoltaïques. Étant donné que tous les convertisseurs sont déjà dotés d'une fonction de protection RI interne, la question centrale du projet porte sur la nécessité ou non d'une protection RI externe supplémentaire.

La protection RI (externe ou interne) déconnecte du réseau les installations de production lorsque, au fil du temps, la tension ou la fréquence se trouvent en dehors des courbes caractéristiques prescrites. La fonction et le réglage corrects de la protection RI garantissent d'une part qu'en cas de défaillance locale du réseau, l'IPE est déconnectée du réseau et d'autre part, qu'en cas de dysfonctionnements du réseau amont l'IPE adopte un comportement conforme et ne se déconnecte pas «trop tôt».

Le consortium de projet est composé de représentantes et représentants de quatre partenaires académiques (EPFZ, BFH, TU Graz, FHNW), l'entreprise Kühn – Protection de réseau et de système, Swissolar, l'Association des entreprises électriques suisses (AES), l'Association Suisse pour le Contrôle des Installations électriques, 18 gestionnaires de réseau de distribution, Swissgrid et des fabricants d'appareils de protection RI. Des rencontres et formations ont permis en outre de bénéficier de l'expertise de spécialistes en matière de protection, de fabricants de convertisseurs et de groupes techniques, suisses et étrangers.

Des ateliers, des rencontres et des lots de travail individuels ont permis de recueillir les questions concernant la protection RI et les éventuelles conséquences d'un défaut de fonctionnement. L'AES, Swissolar et l'ASCE ont en outre effectué des enquêtes pour recueillir le point de vue de la branche. Sur la base des enseignements tirés, les questions suivantes ont été posées et réparties en **quatre lots de travail**, sous la houlette des partenaires académiques.

1. **Quelles sont les normes pertinentes pour la fonction de protection RI de convertisseurs?** Le résultat est un document de synthèse des normes internationales en vigueur. De nombreux participants ont été impliqués dans la collecte et la révision.
2. **Quelles sont les possibilités et probabilités d'un mauvais réglage du convertisseur et de la protection RI externe? Quelles sont les conséquences pour la fonction de protection RI?** En conséquence, le paramétrage correct des différents composants est essentiel pour le respect des directives. Dans ce contexte, la source d'erreur humaine, par exemple une information uniforme des installateurs sur le paramétrage correct, présente la plus grande probabilité d'imprécisions. Sur la base des arbres d'erreurs, il apparaît que l'intégration d'un dispositif de protection RI externe augmente le risque des surfonctions.
3. **Dans la pratique, comment le convertisseur procède-t-il à la déconnexion avec et sans protection RI externe en cas de court-circuits, de creux de tension durables ou de fluctuations de la fréquence?** Sur la base d'études expérimentales, le fonctionnement et l'impact sur le réseau de distribution des protections RI internes et externes sont pratiquement identiques. Les AEE dotées de plusieurs onduleurs et de la seule protection RI interne peuvent se déconnecter du réseau en cascade. La protection RI externe peut entraîner une augmentation temporaire des tensions au sein de l'installation.
4. **Quelles sont les répercussions sur la sécurité d'exploitation du réseau de distribution si l'on n'utilise pas de protection RI externe? Cela présente-t-il un risque de comportement non conforme ou cela l'augmente-t-il, notamment la poursuite de l'alimentation après une chute de tension et une éventuelle formation d'îlots?** Pour les onduleurs en aval du réseau, il n'y a pas de risque de poursuite de l'alimentation en cas de perte de tension permanente, en raison du mode de fonctionnement basé sur une mesure et



une estimation de la phase de la tension du réseau. En outre, sur la base de simulations représentatives du réseau de distribution, il n'y a pas de lien de causalité entre le bon ou le mauvais fonctionnement de la protection RI et le risque d'îlotage. Si un îlot s'est formé, la protection NA de l'IPE restante, qui fonctionne correctement, protège les participants au réseau en provoquant l'effondrement de l'îlot en cas d'état dangereux du réseau.

Les études menées ont donné lieu aux **recommandations** suivantes:

1. Sur la base des études expérimentales effectuées, le risque de comportement non conforme dans le cas des convertisseurs certifiés et correctement réglés peut être évalué comme très faible. En cas de réglage correct, tous les convertisseurs PV certifiés remplissent la fonction de protection RI avec un niveau de qualité élevé et un faible risque de non-conformité. En outre, il n'existe pas de lien de causalité entre la fonction de protection RI (externe ou interne) et le risque de formation de réseau d'îlots. Si un îlot s'est formé, la protection RI de l'IPE restante, protège les participants au réseau en provoquant l'effondrement de l'îlot en cas d'état dangereux du réseau. Le **réseau basse tension** peut donc **renoncer à l'utilisation d'une protection RI externe supplémentaire dans le cas de convertisseurs PV en aval du réseau**, lorsque les convertisseurs disposent d'une protection RI interne conforme aux normes.
2. Pour réduire le plus possible le risque d'erreur de réglages ou de mauvaises installations, il est recommandé que les gestionnaires de réseau de distribution définissent **clairement et uniformément les exigences liées aux installations PV, les consignes de réglage pour les convertisseurs et les processus lors de la mise en service et les protocoles de contrôle**. Cela peut se faire par exemple dans les prescriptions d'usine (Werkvorschriften). Il est recommandé en outre que Swisssolar établisse et mette à jour un **document de référence** expliquant la **mise en œuvre des consignes de réglage** requises pour les différents types de convertisseurs.
3. Il est recommandé de **documenter et de communiquer de manière proactive** au GRD le **réglage correct des convertisseurs** lors de la mise en service de l'IPE ou du remplacement du convertisseur par l'installateur ou un contrôleur mandaté. En raison de l'augmentation attendue du nombre d'installations photovoltaïques, la documentation devrait être numérique et intégrée dans les processus existants³.
4. **Aucune déclaration** ne sera faite au sujet des points suivants car ils ne faisaient pas partie des études visées dans le cadre du projet:
 - a. Répercussion de convertisseurs formant un réseau sur la protection du réseau
 - b. Sécurité informatique des convertisseurs, par exemple risques de paramétrage et maintenance à distance
 - c. Protection d'installations de production basées sur des convertisseurs sur le réseau moyenne tension

Les résultats seront pris en compte lors de la **révision de la recommandation de la branche de l'AES «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension RR/IPE-NR 7»**. La publication de la recommandation de la branche remaniée est prévue au printemps 2025. L'AES a publié une réglementation transitoire valable jusqu'à cette date⁴. Fin 2024, une enquête sur l'acceptation des recommandations du projet sera menée à l'issue de celui-ci.

³ La documentation peut par exemple être effectuée en combinaison avec le justificatif de sécurité pour les installations électriques à basse tension. L'outil de branche de Swisssolar, ElektroForm solar, peut par exemple être utilisé pour la saisie (www.elektroform.ch/solar).

⁴ <https://www.strom.ch/de/dokument/uebergangsregelung-bezug-auf-den-externen-na-schutz-mit-einer-gesamtleistung-30-kva>



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
1.1	Ausgangslage und Hintergrund.....	11
1.2	Motivation des Projektes	11
1.3	Projektziele	11
2	Anlagenbeschrieb	12
3	Vorgehen und Methode	13
4	Grundlagen zur Bewertung des externen NA-Schutzes	17
4.1	Grundlagen und Schulungen (AP1.1, AP0)	17
4.1.1	Grundlagen.....	17
4.1.2	Projekttreffen und Schulungen	19
4.2	Auswahl von Störszenarien (AP1.3, AP2)	20
4.2.1	Vorgehensweise	20
4.2.2	Ausgewählte Szenarien.....	21
4.3	Branchen-Umfragen (AP1.1).....	25
4.3.1	Vorgehensweise	25
4.3.2	VSE	26
4.3.3	Swissolar	30
4.3.4	VSEK	31
4.3.5	Vergleich und Fazit der Umfrageergebnisse.....	33
4.4	Überblick relevanter Normen (AP 1.2)	35
5	Untersuchungen zur Bewertung des externen NA-Schutzes.....	37
5.1	Untersuchungen zur Fehleranalyse (AP1.3).....	37
5.2	Testprotokolle und Experimente (AP1.4)	54
5.2.1	Einleitung.....	54
5.2.2	Methodik	54
	Versuchsgeräte	54
	Überprüfung Parametrierung.....	56
	Laborversuche.....	57
	Entwicklung Testverfahren	59
5.2.3	Resultate	59
	Einfluss von Einstellmöglichkeiten.....	59
	Experimentelle Untersuchungen im Labor	61
5.2.4	Schlussfolgerungen und Fazit.....	70
5.3	Simulation von Störszenarien (AP2)	72
6	Ableitung einer Empfehlung zu Notwendigkeit des externen NA-Schutzes	82
6.1	Untersuchte Fragestellungen im Projekt.....	82
6.2	Hauptergebnisse der Untersuchungen	82



6.3	Synthese und Gesamtempfehlung.....	83
7	Weiteres Vorgehen.....	84
8	Bewertung der Akzeptanz der Empfehlung.....	85
9	Kommunikation	85
10	Publikationen	85
11	Literaturverzeichnis	86
12	Anhang	87
12.1	Detailergebnisse der Umfrage Swissolar	87
12.2	Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7.....	88



Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current, Wechselstrom
DC	Direct current, Gleichstrom
EEA	Energieerzeugungsanlage (kann eine oder mehrere EEE enthalten)
EEE	Energieerzeugungseinheit (einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie)
ENTSO-E	European Network of transmission system operators for electricity
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FRT	Fault Ride Through (Fehlerdurchführung)
LVRT	Low-Voltage Ride Through (Unterspannungsdurchführung)
MS	Mittelspannung
NA-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
OVRT	Over Voltage Ride Through (Überspannungsdurchführung)
PV	Photovoltaik
ROCOF	Rate of change of frequency, Geschwindigkeit der Frequenzänderung
SiNA	Sicherheitsnachweis für Niederspannungs-Installationen
SM	Synchronmaschine
UVRT	Under-Voltage Ride Through (Unterspannungsdurchführung)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSEK	Verband Schweizerischer Elektrokontrollen
WR	Wechselrichter



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Dezentrale Umrichter-basierte Energieerzeugungsanlagen (EEA) haben für den Netzbetrieb ein systemkritisches Volumen angenommen. Dazu zählen insbesondere Photovoltaik-Anlagen, zunehmend aber auch dezentrale Speicher (Batterien) und bidirektionale Ladestationen für Elektromobilität. Bisher sind es jedoch nur vereinzelte Verteilnetzbetreiber (VNB), welche Massnahmen zur Netzintegration ergreifen mussten. Der Grossteil aller EEA wird ohne Zusatzmassnahmen ans Verteilnetz angeschlossen. Dabei sind in Standardprodukten wie Wechselrichtern bereits notwendige (Schutz-)Vorrichtungen integriert.

Die Vergangenheit hat jedoch auch gezeigt, dass bei der Erkennung von Problemen auch rückwirkend bestehende EEA ertüchtigt werden mussten. Dies galt insbesondere bezüglich des 50.2 Hz-Problems, in Zukunft möglicherweise auch bezüglich Fault Ride Through-Anforderungen (FRT) sowie Eingriffendes VNB in die Anlagensteuerung. Es ist deshalb von zentralem Interesse aller Beteiligten (insbesondere Netzbetreiber und Anlagenbetreiber), dass die Anschlussbedingungen für EEA von Anfang an mit den notwendigen Massnahmen ans Netz angeschlossen werden, um spätere Retrofits zu verhindern und die Massnahmen zu verstehen.

Im Zentrum steht dabei der Netz- und Anlagenschutz der EEA, und wie dieser umgesetzt werden soll.

1.2 Motivation des Projektes

Der Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) bestimmt das Abschalt-Verhalten der EEA während Spannungs- und Frequenzschwankungen und steht im Spannungsfeld verschiedener Anforderungen. Insbesondere soll das NA-Schutzverhalten im Einklang mit einem sicheren Netzbetrieb stehen, zu dessen Sicherstellung die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind. Die Netzsicherheit muss dabei in allen Netzsituationen gewährleistet sein. Die höchsten Risiken ergeben sich nicht unbedingt im Normalschaltzustand, sondern bei kurzen provisorischen Umschaltungen sowie bei Fehlern im eigenen oder im überlagerten Netz.

Heute gilt in der Schweiz, dass die EEA eine breite Funktionalität bezüglich Schutz- und Regelungsfunktionen aufweisen müssen ("Ländereinstellungen Schweiz"). Die Branchenempfehlung des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) [1] fordert zudem, dass EEA ab 30 kVA Anschlussleistung über externe Schutzeinrichtungen verfügen müssen. Das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) hat in der Weisung 220:0621 auf diese VSE-Empfehlung Bezug genommen.

Diese externe Schutzeinrichtung ist jedoch umstritten und wird nicht von allen VNB umgesetzt. Unbestritten sind die Notwendigkeit und die korrekte Funktion des NA-Schutzes. Unklar ist jedoch, ob der heute ab 30 kVA verlangte externe NA-Schutz (NA-Schutz Relais von bis zu zwei externen Kuppelschaltern) eine adäquate Massnahme zur Erreichung dieser Schutzziele darstellt. Im Weiteren könnte der externe NA-Schutz mit insgesamt bis zu vier Kuppelschaltern in Serie (extern und intern) sowie doppelter unabhängiger NA-Schutz-Funktion das Risiko erhöhen, dass die EEA die Anforderungen an netzstützende Funktionen (insbesondere Blind- und Wirkleistungsregelung sowie FRT) nicht mehr korrekt erfüllen kann.

Ein Stromnetz mit einem hohen Anteil an EEA muss somit den Netzschutz und die Sicherstellung einer möglichst kontinuierlichen dezentralen Produktion gut austarieren. Das Projekt soll dieses Spannungsfeld grundsätzlich mit einer qualitativen und quantitativen Risikobetrachtung untersuchen.

Projektziele



Im vorgeschlagenen Projekt sollen folgende Hauptfragestellungen beantwortet werden:

1. Wie wird die Netzsicherheit durch die EEA beeinflusst? Welche Einstellungsoptionen bestehen? Neben der Schutzfunktionalität betrifft das auch netzunterstützende Funktionen (wie Q-Regelung und k-Faktor)?
2. Welche möglichen Fehlerursachen und Schadensereignisse können aus Netzsicht durch das Fehlverhalten einer EEA eintreten?
3. Mit welchen Schutz- und Ausführungsmassnahmen können die damit verbundenen Risiken auf ein tolerierbares Mass gesenkt werden?
4. Gibt es ein Kriterium (z. B. eine bestimmte Anschlussleistung), welches zur Beurteilung des Gefährdungspotenzials einer EEA für das Verteilnetz verwendet werden kann?
5. Reicht die im Wechselrichter nach Norm ausgeführte Netzüberwachung von Spannung, Frequenz und Inselnetzerkennung sowie die integrierte Netztrennstelle aus, um den sicheren Betrieb des Verteilnetzes zu gewährleisten? Gibt es Netzsituationen in denen zusätzliche Schutzmassnahmen durch den VNB zwingend nötig sind?
6. Was sind auf Basis einer Risikoanalyse Richt- oder Grenzwerte zu einem entsprechenden Kriterium (z. B. auf Basis der Anschlussleistung), ab welchen der VNB zusätzliche Schutzmassnahmen vorsehen soll? Mögliche zusätzliche Massnahmen sind neben einem externen NA-Schutz als Redundanz auch Prüfnormen, Zertifizierungen und Konformitätserklärungen für den Wechselrichter zur Sicherstellung der korrekten Funktion (z.B. auch nach einer Software-Aktualisierung).

2 Anlagenbeschreibung

Kern des Projekts ist eine fachlich fundierte Konsensfindung.

Bei allen Schweizer Antragspartnern und Branchenvertretern hat sich der Konsens herauskristallisiert, dass jede Energieerzeugungsanlage (EEA) einen NA-Schutz benötigt. Differenzen gibt es lediglich dahingehend, wie dieser Schutz erreicht werden soll und mit welchen Risiken die verschiedenen Varianten einhergehen.

Diese Differenzen und oft auch Unsicherheiten sollen in diesem Projekt durch eine systematische objektive Analyse (Bedürfnisabklärung, technische und nicht-technische Lösungen, Extrapolation auf die Schweiz) neutral und unabhängig untersucht werden. Dabei sollen alle Sorgen, Unsicherheiten und Überlegungen berücksichtigt werden.



3 Vorgehen und Methode

Das Projekt ist in 4 Arbeitspakete strukturiert, die in der folgenden Abbildung illustriert sind.

- Ein Lenkungskreis (AP0) koordiniert das Projekt und leitet am Ende des Projekts eine Empfehlung zum NA-Schutz ab.
- Die qualitative Analyse wird in AP1 durchgeführt, das aus 4 Teil-Arbeitspaketen besteht.
- Die quantitative Analyse anhand von Netzsimulationen wird in AP2 durchgeführt.
- Nach der Veröffentlichung der Projektergebnisse und der angepassten Branchenempfehlung wird in AP3 eine Evaluation des Nutzens, der Auswirkungen und der Akzeptanz durchgeführt.

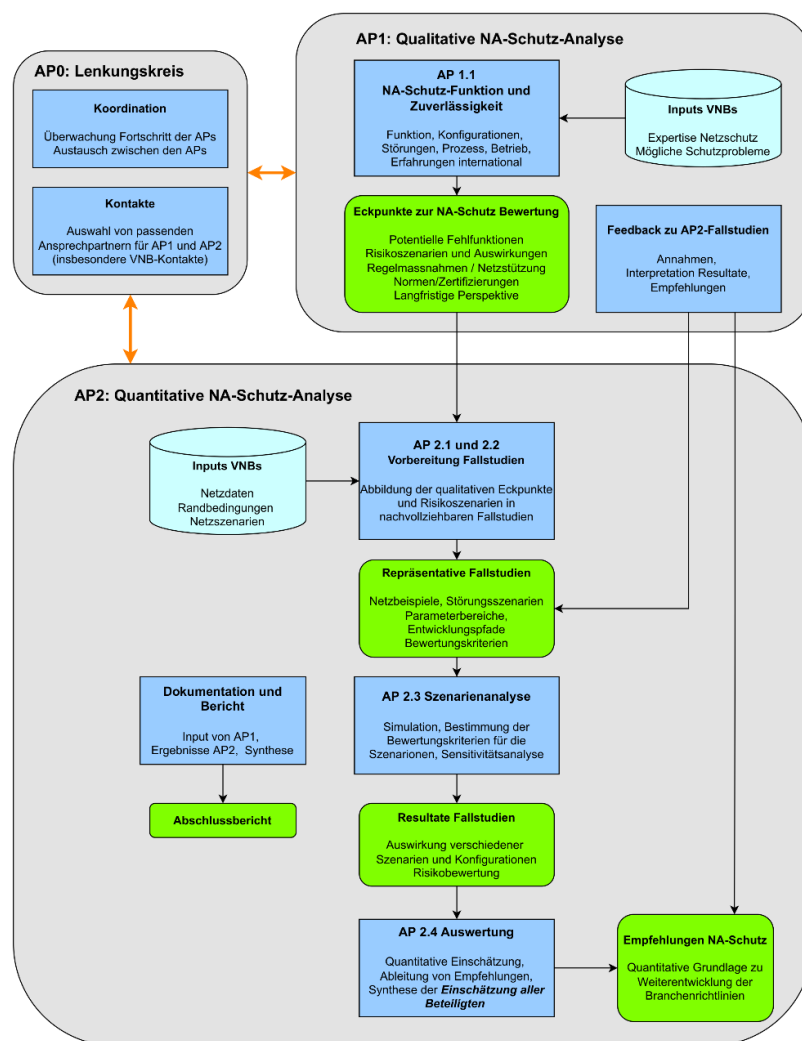


Abbildung: Überblick der Projektstruktur: Arbeitspakete (grau), Arbeitsschritte (blau) und Zwischenergebnisse (grün). Für die repräsentativen Fallstudien anhand Schweizer Verteilnetzen werden ausserdem Daten der Netzbetreiber verwendet (hellblaue Zylinder).

Arbeitspaket 0: Lenkungskreis (Leitung: ETHZ, VSE FG Schutztechnik)



Zur Projektkoordination, Begleitung des Arbeitsfortschritts und Bewertung der Ergebnisse wird ein Lenkungskreis gebildet. Der Lenkungskreis tagt im Projektverlauf regelmässig, mindestens alle 1-2 Monate. Neben der Koordination zwischen den Arbeitspaketen unterstützt der Lenkungskreis die Auswahl und Herstellung von Kontakten mit den VNBs für die spezifischen Fragen in Arbeitspaket 1 und 2. Ausserdem werden innerhalb des Lenkungskreises der Projektfortschritt und die Ergebnisse dokumentiert.

Arbeitspaket 1: Qualitative NA-Schutz-Analyse

Das erste Arbeitspaket erarbeitet einen qualitativen Überblick über Konfigurationen von NA-Schutz-Anlagen, deren Zuverlässigkeit und potentiellen Fehlfunktionen. Es umfasst Inputs zur NA-Schutz-Funktion, Implementierung, möglichen Fehlfunktionen, Zuverlässigkeitsabschätzungen sowie Normen/Zertifizierungen.

Es besteht aus 4 Teil-Arbeitspaketen: In AP1.1 und AP1.2 werden die Bedürfnisse und Randbedingungen für die NA-Schutzfunktion ermittelt. Anschliessend wird die Erfüllbarkeit der Bedürfnisse durch eine Prozessanalyse (AP1.3) und experimentelle Untersuchungen (AP1.4) abgeklärt. Die Ergebnisse fliessen in das zweite Arbeitspaket zur quantitativen Analyse der Auswirkungen und Risiken in repräsentativen Verteilnetzen der Schweiz ein.

AP1.1: Bedürfnisabklärung Schutzverhalten und NA-Schutz-Konfigurationen

(Leitung: VSE FG Schutztechnik; Swissolar)

- Überblick potentieller Störungen, die durch die NA-Schutzfunktion abgedeckt werden (Frequenz und Spannungsbänder)
- Auswahl möglicher NA-Schutz-Konfigurationen und Massnahmen, Abschätzung der Zuverlässigkeit:
 - Interne NA-Schutz-Funktion des Wechselrichters
 - Zusätzlicher externer NA-Schutz

AP1.2: Grundlegende NA-Schutz-Funktion, relevante Normen

(Leitung: FHNW)

- Welche Normen und Richtlinien müssen EEA und die interne NA-Schutzfunktion gegenwärtig und zukünftig in der Schweiz erfüllen? (z.B. Prüfzyklus, Niederspannungs-Installationsverordnung, Starkstromverordnung, VSE-Empfehlung NA/EEA, ESTI Weisungen 220:0621 und 221:0621)
- Wie wird die gesetzliche Aufgabe der Netzbetreiber, den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, durch die NA-Schutz-Funktion beeinflusst?

AP1.3: Prozessanalyse

(Leitung: TU Graz)

- Sicherstellung der NA-Schutz Funktion, mögliches Fehlverhalten der NA-Schutz-Konfigurationen, evt. deren Eintretenswahrscheinlichkeit
- Analyse der Auswirkung von NA-Schutz-Fehlfunktionen
- Mögliche Auswirkung der NA-Schutz-Überfunktion (kein UVRT, fehlende Blindleistung/Spannungsunterstützung)



- Mögliche Auswirkung der NA-Schutz-Unterfunktion (Einspeisung der EEA während der Störung, keine Strombegrenzung, mögliche Geräteschäden)
- Prozessanalyse der NA-Schutz-Funktion und möglicher Fehlfunktionen. Identifikation typischer Fehlerquellen und evt. deren Wahrscheinlichkeit / Häufigkeit (z.B. Messfehler, Anschlussfehler, Komponenten- und Anlagenversagen)
- Massnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des internen NA-Schutzes (z.B. regelmässige Prüfung, NA-Schutz-Zertifizierung, Auslesen der Schutzparameter für den VNB, gezielte Schulung der Installateure gegen Installationsfehler, Selbsttestfunktion des internen NA-Schutzes); Abschätzung der Auswirkung auf die Zuverlässigkeit

AP1.4: Experimentelle Untersuchungen (Leitung: BFH)

- Untersuchung der technischen Funktion und des eventuellen Nutzens von potentiellen Zusatzmassnahmen als Redundanz zum internen NA-Schutz (Einfehlersicherheit, Reserveschutz) anhand von repräsentativen Experimenten im Labor (BFH) oder kleinen Demonstrationsnetzen (BFH, TUGraz).
- Abschätzung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems, mögliche Problem durch erhöhte Komplexität des Gesamtsystems (z.B. Zuverlässigkeit der Einstellung und Auslesung durch Fernsystem). Demonstration der Funktion oder Validierung der potentiellen Probleme anhand repräsentativer Experimente mit Umrichtern und verschiedenen Schutzkonfigurationen (BFH).
- Experimentelle Untersuchung des Schutzverhaltens während Störungen für verschiedene Parametrisierungen und Konfigurationen (gemäss der Ergebnisse AP1.1 und AP1.2).
- Entwicklung eines möglichen Zertifizierungskonzeptes für die Schweiz anhand nationaler und internationaler Normen (siehe Ergebnisse AP1.2) , Kriterien für die sachgerechte und effiziente Prüfverfahren mit Wechselrichtern verschiedener Hersteller und praktischen Randbedingungen aus dem Prüflabor (BFH, Unterstützung durch Uni Graz und FGH).

Arbeitspaket 2: Quantitative NA-Schutz-Analyse (Leitung: ETHZ)

Das zweite Arbeitspaket umfasst eine quantitative Untersuchung möglicher Änderungen der Vorgaben an den NA-Schutz in Verteilnetzen. Basierend auf den Ergebnissen von AP1 werden in Zusammenarbeit mit Schutzexperten der Schweizer VNBs und Branchenvertretern Fallstudien erarbeitet, um mögliche Szenarien, Auswirkungen, und Risiken durch NA-Schutz-Fehlfunktionen zu bewerten. Nach Durchführung der Analyse werden auf Basis der Resultate - ebenfalls im Austausch mit Branchenvertretern - Empfehlungen für mögliche zukünftige Richtlinien abgeleitet. Ziel ist es, eine ausgewogene Auswahl an Szenarien und möglichen Lösungen (technisch und organisatorisch) zu treffen, welche die ganze Bandbreite von Risikoannahmen und Sicherheitsbedürfnissen für den NA-Schutz von EEA im Schweizer Verteilnetz abdecken.

Hauptpartner für dieses Arbeitspaket ist Forschungsstelle Energienetze ETHZ-FEN, die ebenfalls die Koordination, Modellierung und quantitative Analyse durchführt. Zusätzlich Zusammenarbeit erfolgt mit Experten zu technischen Fragen im Rahmen von AP1 (Netzschutz, Netzmodellierung, NA-Schutz-Verhalten, Inputs zur Auswahl von Störszenarien und Verteilnetzrisiken für die Fallstudiendefinition, Inputs zur Szenarienauswahl und Interpretation der Resultate).

Dabei gibt es folgende **Teil-Arbeitsschritte**:



AP2.1: Technische Modellierung und Szenariendefinition

- Netz-Modellierung und Szenarienparameterisierung
- Szenarien für Störungen und Gegenmassnahmen
- NA-Schutz-Modellierung
- Identifikation von potenziellen Auswirkungen des NA-Schutzes auf den sicheren Netzbetrieb (gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber)

AP2.2: Auswahl von Kriterien und Zielgrössen für Sicherheitsquantifizierung

- Auswahl von Einzelkriterien für korrektes Schutzverhalten
- Identifikation möglicher kritischer Situationen und Betriebsbereiche durch falsch funktionierenden NA-Schutz in Verteilnetzen

AP2.3: Durchführung der quantitativen Szenarienanalyse

- Untersuchung aller für die Szenariomodellierung verwendeten Parameterbereiche.
- Durchführen einer Verteilnetz-Simulation der Störungsszenarien:
- Quantifizierung der Netzsicherheit anhand der ausgewählten Zielgrössen, insbesondere Auswirkungen von Zusatzmassnahmen zum internen NA-Schutz auf die Netzsicherheit.
- Identifikation der kritischer Störungsfälle, Anlagen und NA-Schutz-Konfigurationen, die zur Gefährdung der Netzsicherheit führen.

AP2.4: Auswertung

- Analyse der Simulationsergebnisse, Bestimmung der Parameterbereiche und NA-Schutz-Konfigurationen mit akzeptabler Netzsicherheit.
- Einschätzung der Risiken für die Netzsicherheit für verschiedene NA-Schutz-Konfigurationen, Störungen, Verteilnetzzenarien (insbesondere Anteil an EEA-Produktion)
- Abschätzung, ob und wann Zusatzmassnahmen (siehe Übersicht AP1) zum internen NA-Schutz notwendig sind. Diese Empfehlung kann nach Netztyp (städtisch, ländlich) und in Abhängigkeit des EEA-Anteils erfolgen.
- Untersuchung des Gegenspiels zwischen Netzunterstützung und Netz-/Geräteschutz
- Vergleich der Ergebnisse mit bestehenden Richtlinien (z.B. VSE-Empfehlung und ESTI-Normen) und hinsichtlich möglicher zukünftiger Entwicklungen.

AP3: Auswertung

Nach der Veröffentlichung der Projektergebnisse erstellt die Branche ein neues Branchendokument "Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7)". Die Erstellung verwendet die Arbeitsergebnisse dieses Projekts und erfolgt separat vom Projekt unter Berücksichtigung des VSE-Prozesses (Vernehmlassung). Nach Veröffentlichung des Branchendokuments und der angepassten Branchenempfehlung wird eine Evaluation des Nutzens, der Auswirkungen und der Akzeptanz durchgeführt.

Dabei gibt es folgende Teil-Arbeitsschritte:

AP3.1: Erstellung Umfrage

AP3.2 Erhebung Umfrage, Auswertung



4 Grundlagen zur Bewertung des externen NA-Schutzes

Im abgelaufenen **Projektjahr Oktober 2022 – September 2023** wurde in den einzelnen Arbeitspaketen folgende Fortschritte und Erfahrungen erzielt.

4.1 Grundlagen und Schulungen (AP1.1, AP0)

4.1.1 Grundlagen

Die NA-Schutz Funktion einer Energieerzeugungsanlage (EEA) stellt sicher, dass sich EEA in unzulässigen Betriebsbereichen (zum Beispiel zu niedriger Spannung oder falscher Frequenz) nach einer vordefinierten Zeit vom Netz trennen.

Anforderungen

Gemäss der Branchenempfehlung “Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen NA/EEA-NE7” muss der Netzschutz einer EEA folgende Anforderungen erfüllen (Kapitel 4.2 im Dokument NA/EEA-NE7):

- “Durch den Anschluss von EEA im Niederspannungsnetz gibt es neue elektrische Energiequellen, welche bei Fehlern im Verteilnetz auch auf diese Fehler speisen. Im Falle eines Fehlers im Niederspannungsnetz müssen sämtliche mögliche Quellen, welche einen gefährlichen Erd- und Kurzschlussstrom liefern, automatisch vom Netz getrennt werden (siehe Kapitel 7.4).
- Der Betrieb von unzulässigen Inselnetzen ist zu verhindern. Inselbetrieb ist nur zulässig, wenn das kundeneigene Inselnetz durch eine geeignete Schaltvorrichtung galvanisch vom Verteilnetz des VNB getrennt ist. Der Betreiber eines Inselnetzes ist für die Sicherheit, die Spannungsqualität und die Frequenz verantwortlich.”

Diese Anforderungen sind innerhalb der Branche bei Verteilnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und Kunden etabliert und **akzeptiert**.

Einstellung

Weiterhin werden im Dokument NA/EEA-NE7 Einstellwerte für die 4 Schutzfunktionen ausgeführt (Überspannungsschutz, Unterspannungsschutz, Überfrequenzschutz, Unterfrequenzschutz). Bei den Grenzen sind verschiedene Schwellwerte und die entsprechende maximale Dauer vorgegeben. Ist die Grenze länger verletzt, muss sich die Anlage trennen.

Eine genauere Beschreibung im Kontext zu den Einstellwerten anderer Länder ist im Dokument “Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7” im Anhang gegeben. Auch diese Einstellwerte sind prinzipiell innerhalb der Branche bei Verteilnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und Kunden etabliert und **akzeptiert**.

Umsetzung

Prinzipiell sind zur Erfüllung der NA-Schutzfunktion 2 Komponenten notwendig

- Eine Messvorrichtung, die Frequenz und Spannung ermittelt und mit den Grenzen abgleicht
- Ein Schalter, der die Anlage bei Grenzverletzung vom Netz trennt



Bei PV-Anlagen können beide Komponenten innerhalb eines Wechselrichters ("intern"), oder durch Zusatzkomponenten ausserhalb eines Wechselrichters ("extern") umgesetzt werden. Hier besteht die **Differenz** innerhalb der Branche. Das Dokument NA/EEA-NE7 macht die Wahl der Umsetzung von Leistung der EEA abhängig. Bis 30 kVA genügt die rein "interne" Ausführung, bei höherer Leistung müssen Messung (durch ein Schutzrelais) und gegebenenfalls auch die Auslösung des Kuppelschalters "extern" ausgeführt werden:

Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)	≤30 kVA	> 30 kVA und ≤ 100 kVA		> 100 kVA
		1 x EEE	> 1 x EEE	
Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-
Externer Kuppelschalter	K	K	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M

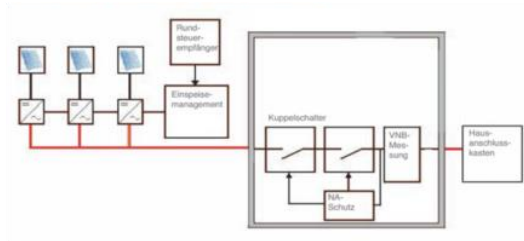
Abbildung: Mögliche NA-Schutz Konfigurationen (Quelle: VSE: "Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen NA/EEA-NE7")

Die verschiedenen Konfigurationen sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Hauptmotivation zur Verwendung der externen NA-Schutzrelais oder Kuppelschalter ist die gewünschte Sicherheit, dass Anlagen einer bestimmten Grösse sich zuverlässig vom Netz trennen. Die Grundlage der Vorgabe bilden auch die Grundlagendokumente der ENTSO-E (RfG, Requirements for Generators) und der Swissgrid (Transmission Code 2013).

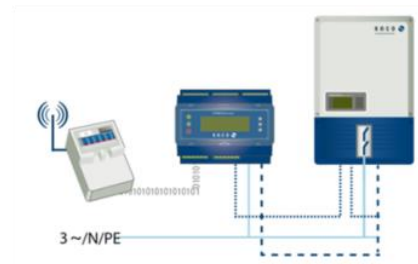


Zentraler NA-Schutz mit zentralem Kuppelschalter (ab 100kVA)

[oder mehrere Anlagen >30 kVA]



Zentraler NA-Schutz mit integriertem Kuppelschalter (30-100kVA)



Nur Wechselrichter mit integrierter NA-Schutzfunktion (bis 30kVA)



Abbildung: Illustration der mögliche NA-Schutz Konfigurationen und Leistungsbereiche gemäss Dokument NA/EEA-NE7"

Auf der **Gegenseite** besteht in Teilen der Branche der Wunsch, den **NA-Schutz der NE7 nur noch durch die integrierte NA-Schutzfunktion** zu erfüllen. Swissolar hat eine entsprechende Empfehlung verfasst. Hauptmotivation ist die Kostenfrage – je nach Anlagengrösse stellt der externe NA-Schutz Zusatzkosten bis zu 5% der Anlagenkosten. Gleichzeitig wird in Frage gestellt, ob durch den externen NA-Schutz ein Mehrwert entsteht, da die integrierte NA-Schutz Funktion des Wechselrichters schon vorhanden ist.

Prinzipiell verlagern sich neben der Erzeugungsleistung auch mehr Anforderungen an Flexibilität, Netzstützung und Regelung hin zu den dezentralen Erzeugungsanlagen, da diese bei geringen Störungen (das heisst bei konzeptgemäss geklärten Fehlern im überlagerten Netz oder im eigenen Netz) am Netz bleiben müssen. Allerdings soll es bei Grenzverletzungen keine Abstriche beim Trennverhalten geben.

Ist der integrierte NA-Schutz ausreichend für alle Wechselrichter der NE7?

Diese Frage stellt den zentralen Punkt des Projekts dar. Sie umfasst die Untersuchung der Zuverlässigkeit der internen NA-Schutzfunktion, des möglichen Fehlverhaltens und den möglichen Auswirkungen auf die Netzsicherheit.

4.1.2 Projekttreffen und Schulungen

- Mit Beginn des Projekts wurden im 4-Wochenrhythmus Sitzungen des Leitungsausschuss durchgeführt, um den Projektfortschritt zu koordinieren. In den einzelnen Arbeitsgruppen kam es zusätzlich zu etwa viermal so vielen Sitzungen.
- Folgende Projekt-interne Schulungen wurden durchgeführt:
 - 27.3.2023 VSEK (Stefan Providoli): "Erfahrungen aus der Praxis"
 - 2.5.2023, SMA: "Umsetzung NA-Schutz in HW und SW - Beispiel SMA"
 - 6.7.2023, Holger Kühn: "Kurzschlussverhalten von Umrichtern"
 - Vorträge durch ewz / VSE Arbeitskreis Schutztechnik und Netz Oberösterreich



Weitere Vorträge sind in Vorbereitung (insbesondere Erfahrungen Deutscher VNB).

4.2 Auswahl von Störszenarien (AP1.3, AP2)

4.2.1 Vorgehensweise

Zur Gestaltung der quantitativen Fallstudien wurde im AP1.3 die relevanten Fragen zum NA-Schutz erfasst. Basierend auf Workshops mit allen VNBs des Projektteams (Leitung TU Graz), wurden die erfassten Ergebnisse strukturiert und als Störszenarien konkretisiert.

Vorbereitung und erstes Meeting:

Vor dem ersten Meeting wurde von der TU Graz ein generelles Dokument mit grundlegenden Szenarien im Zusammenhang mit NA-Schutz erstellt sowie allen Teilnehmern zugesandt. Anhand dieses Dokuments konnten im ersten Workshop Ergänzungen als auch Meinungsäußerungen aller teilnehmenden VNBs stattfinden. Das Interesse an dieser internen Meinungsumfrage als auch gleichzeitig Statusabfrage war sehr überzeugend mit 96 % Anwesenheitsquote der VNBs. Das Ziel des ersten Workshops war die Erhaltung eines Grobentwurfs der quantitativen Fallstudien aus praktischen Beispielen, Vorfällen oder Sorgen der VNBs und die Erstellung von relevanten Fragen zum Thema NA-Schutz von jedem im Projekt teilnehmenden VNB. Es kamen alle Teilnehmer während dem Meeting zu Wort und haben sich aktiv am Meeting beteiligt.

Fazit: Die hohe Teilnehmerrate als auch die rege Diskussion im Meeting zeigen das große Interesse am Thema und die Sinnhaftigkeit der Fragestellung als auch die Sorgen und Herausforderungen mit NA-Schutz und Umrichtern in den Netzen der VNBs.

Nachbereitung und zweites Meeting:

Im Nachgang wurde der Grobentwurf verfeinert und an alle teilnehmenden VNBs ausgeschickt. Dabei war die Einholung von Ergänzungen zu den Fragestellungen und die Ausweitung der Szenarien, die die einzelnen VNBs speziell betreffen das Hauptziel.

Die Ergänzungen wurden anschließend in den Grobentwurf eingefügt und im zweiten Meeting präsentiert. Erneut gab es eine hohe Anwesenheitsquote von 85 % aller VNBs. Der Austausch über die überarbeitete Version erfolgte ohne Probleme und die finale Version der internen Umfrage konnte erstellt werden. Diese Version wurde im Anschluss des Meetings an alle Teilnehmer versendet und um Beantwortung der Fragestellungen gebeten. Hierbei gab es zum einen offene Fragen, bei denen Meinungen der einzelnen VNBs eingebracht werden konnten, als auch das Ranking nach Interesse mittels Farbcodes der ausgearbeiteten Störszenarien.

Fazit: Im Rahmen der Nachbereitung des ersten Meetings kam es zu vielen dualen persönlichen Meetings zwischen TU Graz und VNBs um die genauen Anliegen und Herausforderungen bei Störszenarien der einzelnen VNBs zu besprechen. Mit den persönlichen Meetings konnten Störszenarien sehr gut ausgearbeitet und inkludiert werden, wodurch praktische Beispiele in die Störszenarien aufgenommen werden konnten. Das Interesse bestand weiterhin wodurch mit einer hohen Beantwortungsrate der finalen Umfrage gerechnet werden konnte.

Ergebnisse der internen Umfrage:

Insgesamt 86 % der befragten Teilnehmer gaben eine Antwort auf die versendete Umfrage, wobei bei allen Fragen ausführliche Antworten gegeben wurden. Aufgrund der Antworten konnte ein konsolidiertes Dokument erstellt werden in dem eine Zusammenfassung aller Antworten und Reihung der Störszenarien stattfand. Dieses Dokument wurde im Anschluss im Leitungsausschuss geteilt und weiterdiskutiert. ETHZ, TU Graz, Wartmann und Hostettler konnten basierend darauf eine Erstversion der Störszenarien entwerfen und diese dann mit den anderen Projektpartnern besprechen.

Untenstehend folgt ein Auszug der Fragen und Szenarien der internen Umfrage:

Fragen an VNBs im Arbeitspaket:



Generelle Fragen zum NA-Schutz an VNB:

- Die VNB verlangen in der Schweiz heute ab 30 kVA einen externen NA-Schutz. Leitfrage dazu ist: Warum eigentlich? Was kann denn passieren? Die Szenarien sollen dies möglichst breit durchleuchten. Was kann passieren, wenn alles schief geht und der externe NA-Schutz fehlt? Was wäre im gleichen Fall passiert, wenn ein externer NA-Schutz da gewesen wäre? Was kann umgekehrt geschehen, wenn «zu viel» Schutzequipment da ist?
- Haben VNBs schon an netzführende Anlagen im Netz gedacht und wie diese sich auf ihre Netze bzw. den Schutz auswirken können?
- Wann treten die Hauptfehler bei der Installation auf? Ist der Hauptgrund menschliches Versagen bei den Einstellwerten während der Inbetriebnahme? Dabei stellt sich stark die Frage, ob dieser Fehler mit zusätzlichem Schutzequipment besser (oder sogar schlimmer) werden, und ob es nicht andere Massnahmen zur Lösung des Problems (z. B. klarere Inbetriebnahmeprotokolle) geben würde.

Szenarien zur Abklärung:

1. 20% aller NA-Schutzeinstellungen sind falsch (zu eng, Anlagen lösen zu früh aus). Was geschieht im Worst-Case? (Netzfehler, Unterhalt, Frequenzeinbruch, Spannungseinbruch)
2. 10 Jahre nach Inbetriebnahme werden 30% der Wechselrichter ersetzt. Die Schutzeinstellungen sind falsch (siehe 1). Was kann geschehen?
3. Ein Netzbetreiber nimmt ein Netzbereich zu Wartungszwecken ausser Betrieb. Am betroffenen Netzstrang sind viele PV-Anlagen (alle netzfolgend, Stromquellen). Szenario 1) und / oder 2) treffen zu. Was passiert?
4. Blitzeinschlag in eine Zuleitung einer Region mit vielen PV-Anlagen. Spannungsüberhöhung / Spannungseinbruch. Die PV-Anlagen sollten mit FRT am Netz bleiben. Szenario 1) oder 2) treffen zu.
5. Der Netzbetreiber fordert eine Bestätigung der korrekten Schutzeinstellungen am externen NA-Schutz. Der Installateur füllt diese aus und ignoriert dafür die korrekten Einstellungen am Wechselrichter (dafür wird ja kein Nachweis verlangt). Was kann passieren?
6. Alle Anlagen müssen FRT erfüllen. Bei 20% der Anlagen «verpufft» das Retrofit, weil die Anlagen vorher von einem externen NA-Schutz abgeworfen wären

4.2.2 Ausgewählte Szenarien

Durch die Szenarien sind im Wesentlichen zwei Sorgen erfasst worden: A) dass ein PV-Anlage bei Ausfall des Netzes doch weiter einspeisen könnte und B) dass sich gestützt durch die PV-Anlagen ein ungewolltes Inselnetz bilden könnte. Die Szenarien wurden in einem Dokument beschrieben und laufend durch Ergebnisse der Untersuchungen ergänzt. Dabei wurden die drei Arbeitsschritte Fehleranalyse, Experiment und Simulation genauer betrachtet.

Auswahl der NA-Schutz Fehlfunktion

Um die möglichen Szenarien mit einer Fehlfunktion von internem oder externem NA-Schutz einzugrenzen, wurde ein **Übersichtsdokument möglicher NA-Schutz-Fehlfunktionen** erstellt, welches dem Bericht angehängt ist. Neben der Art der Fehlfunktion wurde versucht, eine qualitative Wahrscheinlichkeitsabschätzung vorzunehmen. Ausserdem wurden die Konsequenzen abgeschätzt, das heisst, inwiefern die NA-Schutz-Funktion beeinträchtigt wird. Folgende mögliche Fehlfunktionen wurden erfasst:

- Einstellungen:
 - Falscher Ländercode wird ausgewählt
 - Kein Ländercode wird ausgewählt (Default-Setting)
 - Einstellungen werden manuell manipuliert
 - WR ersetzt und neues Gerät falsch eingestellt
- Verkabelung
 - “falsche Verkabelung” (z.B. Relais an falscher Stelle)



- Qualitätsfehler der Installation
- Produktfehler
 - Aufgrund eines fehlerhaften WR versagt der NA-Schutz

Dabei haben sich vor allem die falschen Einstellungen als mögliches Szenario mit Konsequenzen für den internen NA-Schutz gezeigt. Bei der Verkabelung ist entweder die Funktion des externen NA-Schutzes oder die Funktion des Wechselrichters als Ganzes betroffen.

Für die quantitative Untersuchung der möglichen Fehlfunktion des internen NA-Schutzes werden daher mögliche extreme Einstellbereiche des Wechselrichters getestet (Ländercode, manuell Einstellung).

NA-Schutz Konstellationen

Bei den zu untersuchenden Szenarien müssen Annahmen zu Vorhandensein und Funktion des NA-Schutzes getroffen werden. Es gibt folgende Möglichkeiten, je für internen und externen NA-Schutz:

- "0" = nicht vorhanden (nur für externen NA-Schutz)
- "R" = Richtige Funktion gemäss Ländereinstellung
- "F" = Falsche Funktion (Fehlfunktion oder falsche Einstellung)

Damit ergeben sich für eine EEA folgende NA-Schutz-Konstellationen:

- Option 1: extern 0, intern R
- Option 2: extern 0, intern F
- Option 3: extern R, intern R
- Option 4: extern R, intern F
- Option 5: extern F, intern R
- Option 6: extern F, intern F

Bei der quantitativen Untersuchung geht es vor allem um die Frage, ob der externe NA-Schutz notwendig ist. Insbesondere **Option 2** ist dazu von Interesse (wenn also der interne NA-Schutz eine Fehlfunktion aufweist und kein externer NA-Schutz vorhanden ist). Dabei werden kritische Einstellungen und mögliche Netzkonstellationen variiert.

Netz- und Störszenarien

Auf Basis der Diskussionen und Branchenumfragen innerhalb des Projektes und innerhalb der teilnehmenden Verbände (VSE, Swissolar, VSEK) wurden dazu 2 Grundszenarien abgeleitet:

1. EEA mit fehlerhafter Schutzfunktion bei Spannungsverlust.
--> könnte eine EEA ohne externen NA-Schutz bei Spannungsverlust weiter einspeisen?
2. EEA mit fehlerhafter Schutzfunktion bei Inselnetz.
--> kann der externe NA-Schutz eine Inselbildung verhindern?

Szenario 1: "EEA bei Spannungsverlust"

- Ausgangslage:
 - Ein Netzgebiet auf NE7 ist über einen Trafo und Schalter auf Niederspannungsseite mit dem vorgelagerten Netz verbunden.
 - Das Netzgebiet hat viele PV-Anlagen, Wechselrichter sind netzfolgend
 - Es gibt keine externen Schutzgeräte
 - **Interner NA-Schutz teilweise mit falscher Einstellung oder Fehlfunktion**
 - Vor dem Fehlerfall ist das Netzgebiet störungsfrei und über den Transformator mit dem restlichen Netz verbunden

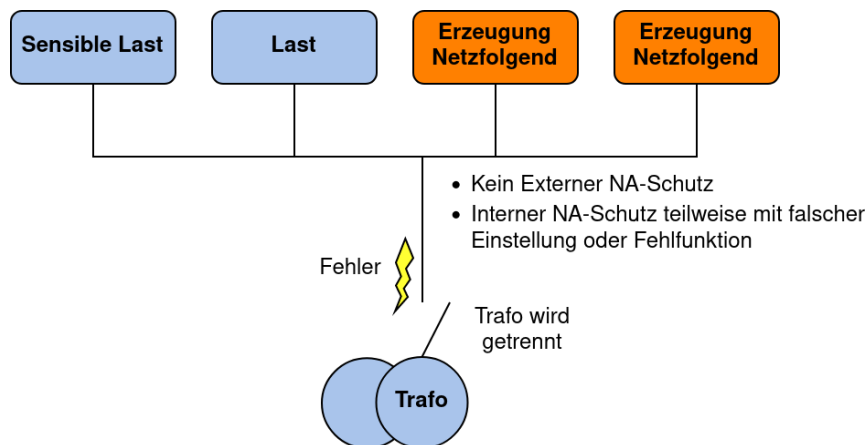


Abbildung 3: Schematische Skizze von Szenario 1 (EEA bei Spannungsverlust)

- Störung:
 - Aufgrund eines Fehlers trennt sich der Kuppelschalter vor dem Transformator und das Netzgebiet wird vom restlichen Netz abgeschnitten
- Fragen/Sorgen der VNB:
 - Was passiert in einem Netzabschnitt, welches rein als Erzeugung aus netzfolgenden PV-Anlagen besteht?
 - Vermutung 1: Blackout
 - Spannung und Frequenz werden zusammenbrechen, da Wechselrichter keine Referenzsignale mehr haben
 - Vermutung 2: Ungewollte Inselnetzbildung
 - Einzelne Wechselrichter geben sich gegenseitig ein Referenzsignal, wodurch sich das Netz erhält und die Verbraucher in einem Inselnetz weiterversorgt werden --> dürfte nicht passieren

Szenario 2: "EEA in Insel mit netzbildender Quelle"

- Ausgangslage:
 - Ein Netzgebiet auf NE7 ist über einen Trafo und Schalter auf Niederspannungsseite mit dem vorgelagerten Netz verbunden.
 - Netzgebiet hat viele PV-Anlagen mit netzfolgenden Wechselrichtern
 - Im Netzgebiet gibt es mindestens eine Synchronmaschine, Asynchronmaschine oder netzbildenden Umrichter, durch die eine Frequenz erzeugt wird
 - Vor dem Fehlerfall ist das Netzgebiet störungsfrei und über den Transformator mit dem restlichen Netz verbunden.
 - Leistungsbilanz des Netzes (Erzeugung und Verbrauch) vor Störung annähernd ausgeglichen.

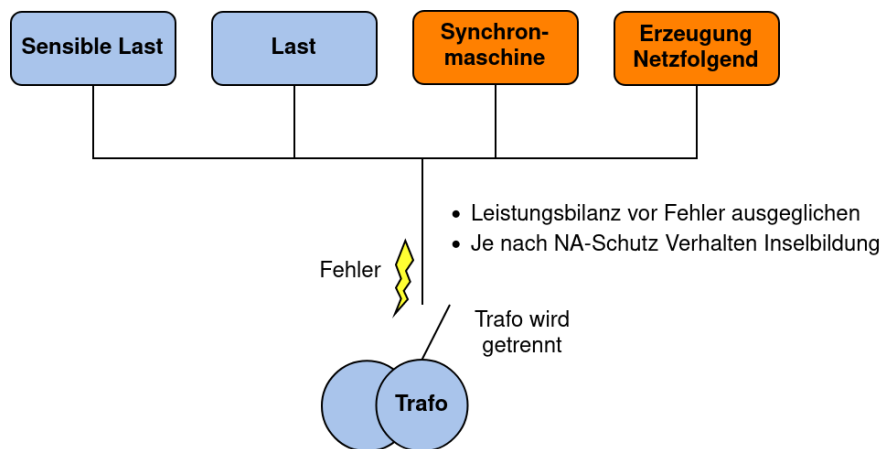


Abbildung 4: Schematische Skizze von Szenario 1 (EEA bei Spannungsverlust)

- Störung:
 - Aufgrund eines Fehlers trennt sich der Kuppelschalter vor dem Transformator und das Netzgebiet wird vom restlichen Netz abgeschnitten
- Fragen/Sorgen der VNB:
 - Was passiert in einem Netzabschnitt, welches als zusätzliche Erzeugung eine SM integriert hat?
 - Vermutung 1: Blackout
 - Schutz der SM detektiert die Trennung und schaltet aus, NA-Schutz detektiert die Trennung und schaltet aus
 - Vermutung 2: Ungewollte Inselnetzbildung
 - Schutz der SM detektiert die Trennung nicht und bleibt am Netz, NA-Schutz detektiert die Trennung nicht, PV bleibt am Netz
 - Vermutung 3: Temporäres Inselnetz mit langsamem Blackout
 - Schutz der SM detektiert die Trennung nicht, NA-Schutz detektiert die Trennung, PV wird nach und nach abgeschaltet, bis dann auch SM abschaltet

Untersuchungen

Die folgenden drei Untersuchungsarten werden für die Netzszenarien und NA-Schutz-Konstellationen durchgeführt, bevor eine Empfehlung abgeleitet wird.

- Simulation (AP2):
 - Auswahl eines dynamischen Modells des Netzes (Anzahl Knoten, Wechselrichter etc.) auf NE7 oder NE5 mit aggregierter Abbildung der nachgelagerten NE7-Netze.
 - Varianten für Untersuchung:
 - Jeweils Untersuchung aller NA-Schutz-Konstellationen (Option 1 bis 6)
 - Outputs:
 - Gemessene Parameter:
 - I, U, P, Q als Zeitverlauf an der Sammelschiene, Oberwellen statistisch mit Angabe der Größenordnung
 - Vergleich der Kurven
 - Maximaler Strom bei Folgefehler (kann bei Inselnetz zu Schutzproblemen führen)
 - Bewertung wie kritisch Szenario wäre
- Fehleranalyse (AP1.3):
 - Prozesssimulation, wann dieser Fehler auftreten kann
- Labor-Experimente zum Verhalten von EEA bei Netzfehlern (AP1.4):



- Experimentelle Prüfung, wie sich der Umrichter mit oder ohne zusätzlichen externen NA-Schutz bei Spannungs- oder Frequenzfehlern verhalten

Die Untersuchungen und deren Ergebnisse sind im Kapitel 5 genauer beschrieben.

4.3 Branchen-Umfragen (AP1.1)

Hauptziel der ersten Projektphase ist es, alle Sorgen und Bedenken rund um den NA-Schutz zu erfassen und in die quantitative Analyse einfließen zu lassen. Dazu wird im Rahmen des AP1.1 eine Branchenumfrage durchgeführt. Generell ist anzumerken, dass nicht mit grossen Überraschungen zu rechnen ist, da viel Expertise schon im Projektteam vertreten ist. Allerdings dienen die Umfragen A) zur Absicherung, wirklich alle abzuholen und B) bieten die Möglichkeit der Gewichtung, wie gross eine Sorge oder ein Wunsch ausfällt.

4.3.1 Vorgehensweise

Die Branchenumfrage wurde durch Kooperation zwischen AP1.1 und AP1.3 erstellt. Dabei haben sich die Fragen durch die interne Umfrage in AP1.3 und Spezifizierung im Leitungsausschuss dezidiert ergeben. Ziel der Umfrage war es das Meinungsbild von SWISSOLAR, VSE und VSEK zum Thema NA-Schutz als auch die Erfahrungen in das Projekt miteinzuarbeiten.

Die Auswertung dieser drei Umfragen bildet die Grundlage für die Fehleranalyse und Prozessoptimierung von AP1.3, indem sie alle Beteiligten sowie deren Herausforderungen im Zusammenhang mit externem und internem NA-Schutz in Verbindung mit EEA einbindet und ihre Wünsche zur Förderung zukünftiger Zusammenarbeit zur Integration von EEA reflektiert.

Kurzes Bild über die einzelnen Organisationen:

VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen)

Vertritt die Interessen der Schweizer Stromversorgungsunternehmen und setzt sich für eine nachhaltige Energieversorgung ein. Die über 400 Mitglieder sind über die gesamte Wertschöpfungskette tätig (Produzenten, Verteilnetzbetreiber, Querverbundunternehmen) und produzieren über 90% des Schweizer Stroms.

Swissolar:

Verband der Schweizer Solarbranche, fördert die Nutzung von Solarenergie und vertritt die Interessen von Solarunternehmen. Mitglieder sind Hersteller, Installateure, Planer, Energieversorger, Zulieferer und Dienstleister, die die gesamte solare Wertschöpfungskette abdecken.

VSEK (Verband Schweizerischer Elektrokontrollen)

Dachverband der Elektrokontrollstellen in der Schweiz, verantwortlich für die Überwachung und Zertifizierung von elektrischen Anlagen und Installationen. Er vertritt mehr als 2600 Fachleute aus der Elektrobranche.

Im Rahmen von AP1.3 wurden die relevanten Fragestellungen zum NA-Schutz erfasst, wobei ein besonderer Fokus auf interne und externe NA-Schutzaspekte in Verbindung mit Einstellwerten, Prüfungen, Verantwortlichkeiten und Klarheit gelegt wurde. Die erfassten Ergebnisse aus Workshops mit allen VNBs des Projektteams (unter der Leitung der TU Graz) wurden zusammengeführt und anschließend in Zusammenarbeit mit dem Lenkungskreis an Swissolar, VSE und VSEK weitergeleitet. Die Fragestellungen wurden in Verbindung mit der Szenarien-Erarbeitung behandelt, wodurch die Teilnahmequote und das Interesse sowie die Diskussion beider Aspekte ineinandergreifen konnten.



Die erarbeiteten und abgestimmten Fragestellungen wurden dem Leitungsausschuss vorgelegt, diskutiert und nach Konsolidierung durch die Mitglieder an Swissolar, VSE und VSEK weitergeleitet. Die Umfrage wurde auch direkt an die beteiligten EVUs gesendet, wobei rund 90% der Teilnehmer geantwortet haben, wodurch ein konsolidiertes Dokument erstellt werden konnte. Dieses Dokument diente als Grundlage für die Auswertung der Umfrage durch Swissolar, VSEK und VSE.

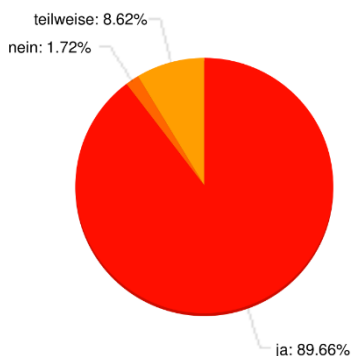
4.3.2 VSE

Der VSE hat im Zeitraum vom 20. Juli bis 27. August 2023 eine Branchenumfrage bei den Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Umfrage wurde 331 Unternehmen in der ganzen Schweiz zugestellt. 58 Unternehmen haben daran teilgenommen (17.5 %). Davon haben 47 Unternehmen aus der Deutschschweiz, sieben Unternehmen aus der Romandie und vier Unternehmen aus dem Tessin rückgemeldet.

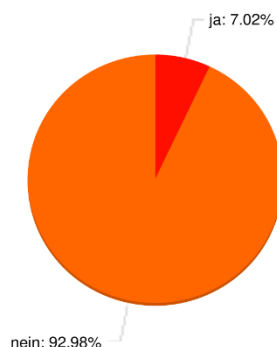
Die gestellten Fragen wurden im Rahmen des AP1.1 erarbeitet und verabschiedet. Die Umfrage setzt sich aus sowohl aus offenen wie geschlossenen Fragen zusammen. Die Umfrageergebnisse werden nachfolgend präsentiert.

Frage 1: Anwendung der VSE-Branchenempfehlung im eigenen Netzgebiet

Wird die **Branchenempfehlung des VSE** in ihrem Betrieb angewendet?



Haben Sie **Verschärfungen** zur Branchenempfehlung vorgenommen?



Kommentare und Abweichungen resp. Verschärfungen:

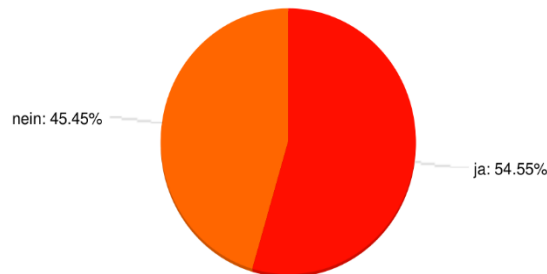
- Externer NA-Schutz, wenn nur beim Neubau eine Leistung >30 kVA, bei Reiheneinfamilienhäusern, liegt die Summe oft höher
- Ob die Einstellungen vor Ort wirklich der Branchenempfehlung entsprechen, kontrollieren wir nur bei grosse/heiklen Anlagen. Ob die Wechselrichter am Schluss wirklich das machen, was sie sollen, bleibt häufig ein Rätsel.
- Für kleine EVU viel zu kompliziert.
- Wir verzichten darauf, dass in unserem Versorgungsgebiet externe NA-Schutzgeräte eingebaut werden müssen.
- PV-Anlagen müssen vom Netzbetreiber bei Bedarf abgeschaltet werden können.

Fazit zu Frage 1:

Die Branchenempfehlung des VSE wird überwiegend zu rund 90% umgesetzt und angewendet. Rund 10% wenden die Branchenempfehlung nicht oder nur teilweise an. Teilweise werden Zusatzmassnahmen für die Ansteuerung der Anlagen durch den VNB gefordert (Netzstabilität).

Frage 2: Vereinfachungen

Möchten Sie eine zukünftige **Vereinfachung bezüglich des externen NA-Schutzes** bzw. der externen Trennstelle vorsehen, sofern sie technisch möglich wäre?



Kommentare zu Vereinfachungen:

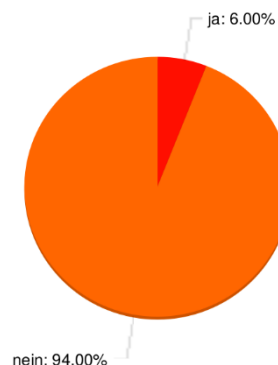
- Auf mechanische Trennstelle (Schütz, Leistungsschalter oder dergleichen) verzichten
- Prüfklemme, welche es ermöglicht, den Wechselrichter einfach zu testen (siehe Österreich)
- Idealerweise NA-Schutz direkt durch den Wechselrichter, muss aber funktionieren (mehrfache Erwähnung)
- Fragwürdig, ob externer NA-Schutz notwendig ist (mehrfache Erwähnung)
- Einheitliche Regelung für die ganze Schweiz gewünscht
- Grenze von 30 kVA sollte erhöht werden
- Parameter beim Wechselrichter müssen für die Werksabnahme einfach zugänglich sein, z.B. über ein Display

Fazit zu Frage 2:

Knapp 55% wünschen sich eine Vereinfachung bezüglich es externen NA-Schutzes. Idealerweise soll der Netzanschluss-Schutz durch den Wechselrichter erfolgen. Als Voraussetzungen werden eine zuverlässige Funktionstüchtigkeit und eine einfache Überprüfbarkeit resp. Nachweis der Einstellparameter erwähnt. Eine einheitliche Regelung für die Schweiz ist vorzusehen.

Frage 3: Fehlverhalten

*Stellten Sie schon ein **Fehlverhalten von einer PV-Anlage** fest, bei welcher der interne/externe NA-Schutz bzw. die internen/externen Trennstellen nicht richtig gearbeitet haben?*



Kommentare zum Fehlverhalten:

- Ausfall eines externen NA-Schutzrelais
- Falsche Verdrahtung: Der externe NA-Schutz gibt AUS-Befehl auf den Wechselrichter und dieser reagiert nicht.

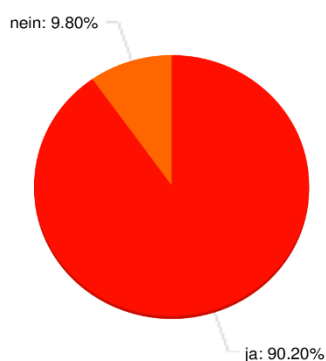
Fazit zu Frage 3:



Eine Fehlfunktion bezüglich des internen/externen NA-Schutzes resp. Trennstelle wurde von 6% rückgemeldet. Als Ursachen wurden Fehlfunktionen von externen Geräten und fehlerhafter Verdrahtung angegeben. Eine Fehlfunktion des internen NA-Schutzes des Wechselrichters wurde nicht rückgemeldet.

Frage 4: Zusätzliche Überprüfungen

*Würden Sie als Verteilnetzbetreiber eine **zusätzliche Überprüfung** der Wechselrichtereinstellungen bei der Abnahmekontrolle resp. periodischen Kontrolle durch ein unabhängiges Kontrollorgan resp. eine akkreditierte Inspektionsstelle (z.B. Ländercode) begrüßen?*



Kommentare zu zusätzlicher Überprüfung:

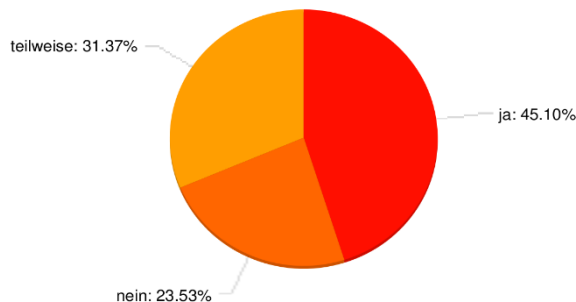
- Prüfkosten durch PV-Betreiber zu tragen.
- Schon heute Prüfungen oft mangelhaft durchgeführt. Installateure müssen geschult werden.
- Ländereinstellungen sollten bestätigt werden.
- Mindestens bei Abnahmekontrolle. Intervalle der periodischen Kontrolle zu lange.

Fazit zu Frage 4:

Mehrheitlich (>90%) würden eine zusätzliche Überprüfung der Wechselrichtereinstellungen durch eine dritte Instanz begrüßen. Oft wird festgestellt, dass Prüfungen mangelhaft durchgeführt werden und damit nicht sichergestellt ist, dass die Parameter für einen sicheren Netzbetrieb zuverlässig funktionieren. Die Verantwortung einer korrekt funktionierenden Anlage liegt bei Anlagenbetreiber. Entsprechende Prüfkosten sind von ihm zu tragen.

Frage 5: Stichprobenkontrollen

*Führen Sie **Stichprobenkontrolle** bei PV-Anlagen durch?*



Kommentare zu Stichprobenkontrollen:

- Wir prüfen nur auf der Wechselstromseite
- Wir prüfen die Wirkleistungsbegrenzung und die cos-phi-Einstellung
- Wir prüfen den Ländercode, DC-Leitungen, Leerlaufspannung



- *Wir prüfen auch Warnhinweise und Aufkleber*
- *Wir prüfen, ob der Sicherheitsnachweis komplett ist*
- *Wir prüfen die Erdung, Messung und den Überspannungsschutz*
- *Reinigung der Panels*
- *Wir prüfen die Auslösung und das Wiedereinschaltverfahren beim NA-Schutz*
- *Wir prüfen den Rückspeiseschutz*
- *Notstrombetrieb: galvanisch alle aktiven Leiter trennen*
- *Verdrahtung*

Fazit zu Frage 5:

Die Durchführung von Stichprobenkontrollen wird unterschiedlich gehandhabt. Dies betrifft sowohl die Durchführung selbst wie auch die inhaltlichen Prüfungen. Es finden keine systematischen, periodischen oder flächendeckenden Prüfungen statt. Das Aufwand-Nutzen Verhältnis ist unklar.

Frage 6: Wünsche für eine Überarbeitung des NA/EEA-NE7 CH 2020 des VSE

Bezüglich der Frage, was sich die Verteilnetzbetreiber bei einer weiteren Überarbeitung der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7 CH» des VSE wünschen, wurde im Wesentlichen folgendes rückgemeldet:

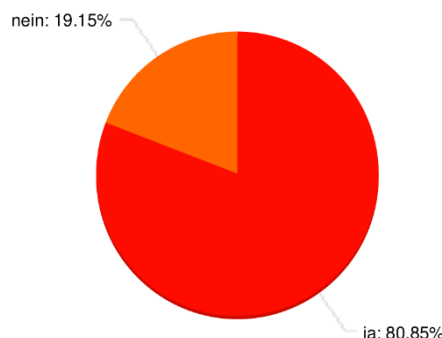
- *Aufnahme von Steuereingängen beim Wechselrichter für die Leistungsbegrenzung sowie eine Blindleistungssteuerung*
- *Steuerung der Energieerzeugungsanlage muss einen Binäreingang aufweisen, über den der VNB im Notfall (z.B zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs) die Erzeugungsanlage abschalten kann.*
- *Regelbare Energieerzeugungsanlagen sollen mit einem Gradienten von 10% der Wirkleistung P maximal pro Minute steigen.*
- *Wenn ein Nachweis eines Wechselrichters erbracht werden kann, dass er den NA Schutz integriert hat, kann auf den externen Schutz verzichtet werden.*
- *Die Problematik mit den Reiheneinfamilienhäuser soll aufgenommen werden.*
- *Bitte Dokument kostenlos zur Verfügung stellen.*
- *Vereinfachen und kürzen*
- *Kapitel für Hybridwechselrichter (Hauskraftwerk) aufnehmen. Diese werden immer häufiger eingesetzt (mit Speicher als Notstrombetrieb).*
- *Festhalten, dass Zählerdaten und deren Fernauslesung durch Wechselrichterrückwirkungen nicht gestört werden dürfen.*
- *Einheitliche Regelung für alle Verteilnetzbetreiber bei Erweiterungen von bestehenden Anlagen.*

Fazit zu Frage 6:

Die Erfahrung mit der bestehenden Branchenempfehlung des VSE aus dem Jahre 2020 hat diverse Änderungswünsche hervorgebracht, die neben der Diskussion zum NA-Schutz berücksichtigt werden sollen. Eine überarbeitete Ausgabe soll einfacher und kürzer werden und weitere Massnahmen für einen sicheren Netzbetrieb enthalten.

Frage 7: Auslesung der Einstellwerte beim Wechselrichter

Wünschen Sie eine genormte Schnittstelle zum Wechselrichter, mit welcher z.B. die Schutzparameter ausgelesen werden könnten?



Kommentare zur Auslesung der Einstellwerte:

- *Automatische Protokollierung was dem Prüf- und Messprotokoll beigefügt werden kann.*
- *Einheitliche Schnittstelle zum Wechselrichter*
- *Umsetzung sehr komplex. Kaum realisierbar.*
- *Schnittstelle zur Steuerung von Leistung / Blindleistung in kritischen Netzsituationen wäre zu begrüßen.*
- *Wenn Einhaltung der Richtlinien und Vorgaben bestätigt werden, genügt das. Weniger Aufwand ist besser.*
- *Zur Überprüfung der korrekten Parametereinstellungen.*

Fazit zu Frage 7:

- Eine einheitliche Schnittstelle zur Auslesung/Prüfung der eingestellten Parameter beim Wechselrichter würde von über 80% der an der Umfrage teilgenommen begrüsst. Eine Umsetzung dürfte jedoch sehr komplex sein und kaum realisierbar aufgrund der diversen Hersteller auf dem Markt.

4.3.3 Swissolar

Einleitung

In der Solarbranche ist die Meinung zum externen NA-Schutz eindeutig und deshalb bringt eine grosse Umfrage höchstens noch eine schriftliche Bestätigung dieser längst bekannten Tatsache. Hingegen könnten möglicherweise zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden, wenn man die Kette von den Vorgaben des VNB bis zur Umsetzung des Installateurs im Gerät betrachtet. Deshalb wurden mit ausgewählten qualifizierten Installationsfirmen Interviews geführt, um mehr Erkenntnisse zuhanden des Projekts NAEAA+ zu erhalten.

Das Ziel dieser Expertengespräche war deshalb, hier mehr Erkenntnis bezüglich Klarheit von Vorgaben, Art des fachlichen Austauschs und Einfachheit der Umsetzung in die Geräte zu gewinnen.

Fragen an die Installateure

Die Fragen orientierten sich am Ablauf und umfassten verschiedene Aspekte. Pro Thema wurden die Antworten nun jeweils in eine Tabelle erfasst und in der letzten Spalte mit einem Fazit, respektive einer Zusammenfassung ergänzt.

Die Fragen wurden an fünf unterschiedlich grosse Installationsfirmen versandt, die zudem in unterschiedlichen Regionen der Schweiz tätig sind. Dabei haben zwei Firmen die Fragen schriftlich beantwortet, die restlichen drei Firmen wurden telefonisch befragt.

Die folgenden Seiten bündeln die Antworten und versuchen ein gemeinsames Fazit davon zu ziehen.

Folgende Randbedingungen wurden gegeben:



- Die Fragen beziehen sich auf das Verteilnetz, in dem die Firma häufig / regelmässig Arbeiten ausführt;
- Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten (sofern nicht anders bestimmt)
- Unter EEA fokussiert sich die Umfrage auf PV-Anlagen/PV-Anlagen mit NA-Schutz/PV-Anlagen mit Speichern

Ergebnisse:

- Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen versteckten (potenziellen) **Fehlerquellen beim Anschlussprozess**:
 - Schon leicht differierende Abläufe zwischen den VNB erfordern von den Installateuren jeweils ein angepasstes Vorgehen (Beispiel: Handhabung Bemerkungen im TAG und Einfluss auf Bearbeitung), was die Wahrscheinlichkeit von Fehlern erhöht
 - Unterschiedliche Handhabung der Vorzeichen bei der Massnahme Q(U) (=> Dieser Punkt wurde offenbar bisher unterschätzt)
 - Teilweise zu detaillierte (bspw. Kurve Q(U) mit 7 anstelle von 4 Punkten), respektive widersprüchliche (bspw. Massnahme Q(U) UND cosphi fix = 0.95) Vorgaben
- Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen (potenziellen) **Fehlerquellen bei Kontrollen**:
 - Je einfacher die Systeme und Anforderungen, desto zuverlässiger die Umsetzung
 - Mehr Beteiligte erfordern mehr und klare Regelungen und Verantwortlichkeiten, sonst gehen Informationen verloren oder es werden notwendige Einstellungen nicht gemacht
 - Die Energie-Pufferung im Fall des externen NA-Schutzes fehlt oft bei Projekten mit vielen beteiligten Firmen (Installateur PVA, Installateur AC-Seite, Schaltschrankbauer, etc.)
- Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen (potenziellen) **Fehlerquellen bei Abläufen und Verantwortlichkeiten**:
 - Unklare Verantwortlichkeiten erhöhen das Risiko für fehlerhafte Installationen und Einstellungen des externen NA-Schutzes
 - Möglichst einheitliche Abläufe tragen zur Sicherheit bei («es läuft immer gleich» ist besser als «es läuft ähnlich»)

4.3.4 VSEK

Der VSEK hat 333 Rückmeldungen inklusive 101 Zusatzkommentaren zur Umfrage erhalten, die quantitative und qualitative Aspekte umfassen.

Folgende Punkte werden können als wichtigste Inputs eingebracht werden:

1. Schweizweit geltendes Dokument für NA-Schutz

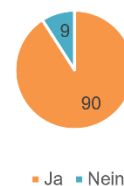
Jetzt:

- VNBs verzichten bzw. geben eigene Grenzwerte der Leistung vor
- Zu viele einzelne Normen

Vorschlag:

- Ein Dokument für Installateure
- Vorgabe: Dimensionierung, Einstellwerte
- Ein Dokument für Hersteller
- Vorgabe: Relevante Parameter
- Bei externem NA-S: Einheitliche Installationsschaltpläne

Künftig Leitfaden mit Erklärungen?





2. Definition der Zuständigkeiten

Prüfungen bei IBN

- Überarbeitung des Prüfprotokolls

Dimensionierung und Einstellwerte

- NA-S ist sicherheitsrelevant: Zuständigkeit des VNB?

Kontrolle

- SK? AK? Testprotokolle?

Haftung

- Nicht planbare Abschaltung „großer“ Leistung durch externen NA-S: Zuständigkeit des vom VNB?

3. Sinnhaftigkeit der 30kVA Grenze

- Anhebung/Abschaffung/ab „großer“ Leistung Fernüberwachung

4. Kontrolle der Parameter

Jetzt:

- Zu viele WR-Typen, jeder braucht eigene Bediensoftware
- Ohne Installateur kein Zugang zum WR

Vorschlag:

- Genormte Schnittstelle zum einfachen Auslesen
 - Frage: wer erstellt/definiert diese? VNB? Kontrolle würde Vertrauen in internen NA-S steigern

5. “Unwissenheit” in der Branche

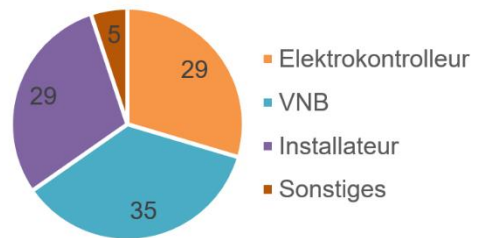
Jetzt:

- 43% kennen „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz“
- 36% kennen „Netzanschluss für Photovoltaikanlagen in NE7“
- 18% kennen „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz“

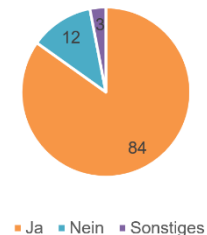
Vorschlag:

- Vorschreibung geltender Dokumente

Erwartung wer Überprüfung macht



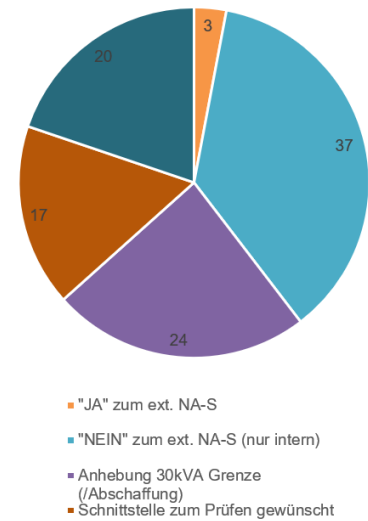
Wunsch genormte Schnittstelle WR



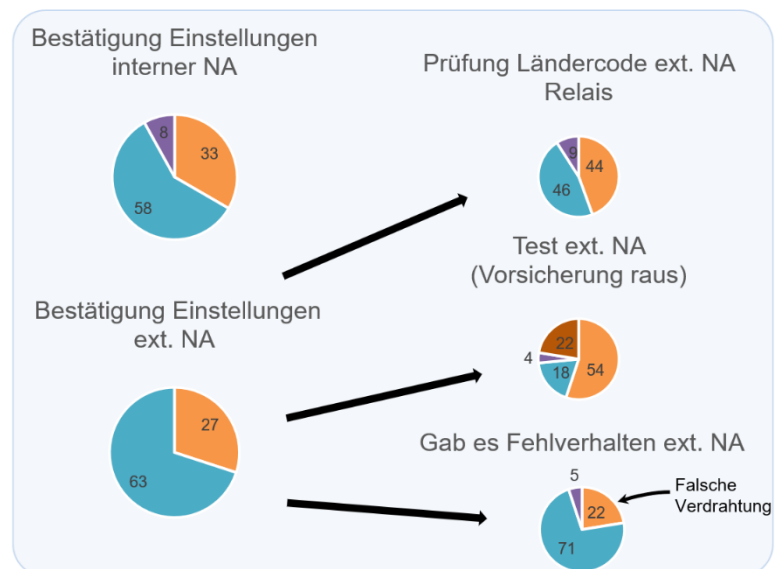
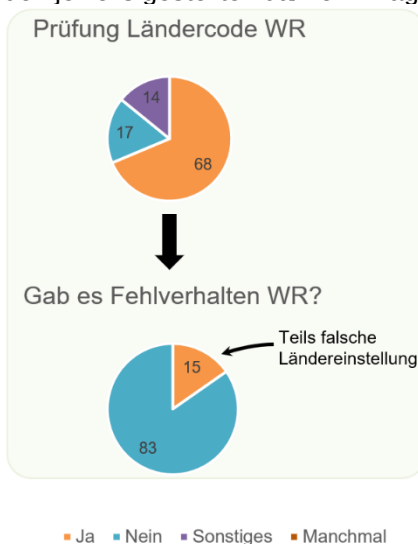


6. Die 101 Kommentare wurden einer Rubrik zugeordnet:

- „JA“ zum externen NA-S
- „NEIN“ zum externen NA-S
 - Nur interner NA-S
 - WR konform à nur interner NA-S (Whitelist gewünscht)
- Anhebung der 30kVA Grenze
 - Ab 100kVA, 250kV, 500kV
- Genormte Schnittstelle
 - Zum Prüfen der Einstellparameter (ohne Eingabe von Passwort usw.)
 - 20 sonstige Kommentare haben sich nicht auf NA-S bezogen



Folgende Tortendiagramme zeigen die Abstimmungsergebnisse zu den jeweils gestellten Ja/Nein-Fragen:



4.3.5 Vergleich und Fazit der Umfrageergebnisse

Kurzzusammenfassung VSE-Umfrage:

- 58 Teilnehmer bei den Fragen
 - Je nach Frage jeweils 47 – 58 Antworten
- Vereinfachung der Handhabung mit externem NA-Schutz wird gewünscht
- Integration einer unabhängigen Kontrolle wird begrüßt
- VSE würde eine genormte Schnittstelle zum Wechselrichter begrüßen
- VSE wünscht sich eine schweizweit gleiche Vorgehensweise
- VSE strebt bei einer Überarbeitung der Branchenempfehlung die Pflichtsetzung dieser an
- VSE spricht sich für die Anhebung der 30 kVA-Grenze aus

Kurzzusammenfassung Swissolar Umfrage:

- 5 Expertengespräche mit Installateuren



- Die Umfrage wurde detailliert auf die Inbetriebnahme sowie den Prozess der Installation zugeschnitten, wodurch die Fragestellungen anders als die VSEK- und VSE-Umfrage sind
- Swissolar begrüßt eine klare Kommunikation mit den VNBs:
 - VNBs haben unterschiedliche Vorgaben und Prozesse, die oft nicht eindeutig sind – Allgemeinheiten sind ausgeführt, Details oft unklar
 - Diskussion mit VNB und direkte Ansprechperson oft nicht verfügbar – würde sich gewünscht werden
 - Für jeden VNB gibt es eigene Vorlagen, die von den Installateuren für die Vor-Ort-Montage erstellt werden – Standardisierung ist dadurch schwer zu erreichen
 - Dabeisein des VNB bei der Inbetriebnahme wird begrüßt
- Dokumentation mittels Sicherheitsnachweis (SiNa)
 - Allerdings verlangen manche VNBs eigene Zusatzdokumente – schweizweit einheitliche Prüfprotokolle/Anforderungen werden gewünscht
- Vereinfachung und Harmonisierung der Installation
 - Externer NA-Schutz verkompliziert die Installation
 - Handhabung mit externem NA-Schutz nicht eindeutig
 - Auslegung der Pufferung oft fehlend
- Prüfung der Komponenten wird bei IBN durchgeführt
 - Betätigung von Prüftasten beim externen NA-Relais
 - Prüfung der Einstellwerte am Wechselrichter
- Meiste Fehler:
 - Bei unklar geregelten Verantwortlichkeiten
 - Nachträglichen Einstellungen, die VNB vorgibt
 - Einsatz unbekannter Produkte

Kurzzusammenfassung VSEK-Umfrage:

- 325 Antworten sowie 101 Zusatzkommentare
 - Je nach Frage jeweils 47 – 58 Antworten
- VSEK vertraut dem internen NS-Schutzgerät des Wechselrichters
- VSEK strebt eine schweizweit gleiche Vorgehensweise an
- VSEK spricht sich für die Anhebung der 30 kVA-Grenze aus
- VSEK würde eine genormte Schnittstelle zum Wechselrichter begrüßen

Parallelen zwischen den Umfragen:

Aus den wichtigsten Punkten der drei Umfragen lassen sich Gemeinsamkeiten ableiten. Diese umfassen insbesondere:

- Eine schweizweit gleiche Vorgehensweise soll umgesetzt werden in Bezug auf:
 - Vorgaben
 - Prozesse
 - Prüfprotokolle
 - Anwendung von Branchenempfehlung / Standards
 - Verantwortlichkeiten
- Externer NA-Schutz macht die Installation komplexer
 - Anhebung der 30 kVA-Grenze kann angedacht werden
 - Verzicht auf externen NA-Schutz bei möglicher Überprüfung des internen NA-Schutzes (zB. Anwendung von Prüfklemmen wie in Österreich)
- Eine genormte Schnittstelle zur Auslesung der Wechselrichter-Einstellungen wird begrüßt



4.4 Überblick relevanter Normen (AP 1.2)

Um den Hintergrund der international geltenden Normen zu erfassen, wurde im AP1.2, geleitet durch die FHNW, ein Überblicksdokument erstellt. Bei Sammlung und Review waren viele Teilnehmer involviert. Das Dokument ist abgeschlossen. Hervorzuheben sind die Vergleichenden Darstellungen der Kennlinien zwischen den verschiedenen Ländern. Normen und Standards sind Gegenstand von aktuellen Weiterentwicklungen, die im Projekt abgeschätzt werden müssen. Ausserdem stellt das Projekt selbst einen Beitrag zu der Entwicklung der Normen dar.

Zusammenfassung des Überblicksdokuments:

Internationalen Normen legen grundlegende Anforderungen für den Betrieb von asynchronen EEA (Anlagen, die keine Synchronmaschinen sind, speziell Photovoltaik-Wechselrichter) hinsichtlich Schutzes, Sicherheit und Störfestigkeit fest. Die SNEN 50549-1 fordert beispielsweise, dass die EEA mit einem Kuppelschalter, ROCOF, UVRT und OVRT ausgestattet sein muss. Bei Anlagen über 16 A kann der Netzbetreiber entscheiden, ob ein externes Gerät erforderlich ist. Die IEC 62109-2 wiederum verlangt, dass die Trenneinrichtung eines Wechselrichters 2-fach fehlersicher sein muss.

In den schweizerischen Landesnormen und Branchendokumenten schreibt das ESTI in der Weisung 220:0621, übereinstimmend mit der SNEN 50549-1, vor, dass ein Kuppelschalter bzw. NA-Schutz vorhanden sein muss, um das Niederspannungsverteilnetz in seiner Funktion und Sicherheit nicht zu beeinträchtigen. Für die Ausführung des NAEAA wird auf das Branchendokument des VSE verwiesen.

Der VSE fordert in der Empfehlung NA/EEA - NE7, dass größere Anlagen mit externem NA-Schutz bzw. externem Kuppelschalter ausgestattet sein müssen. Für Anlagen unterhalb dieser Leistungsschwelle kann ein externer NA-Schutz vorgeschrieben werden, ist jedoch nicht zwingend erforderlich. Swissolar hingegen vertritt die Ansicht, dass nach internationalen Standards nur Geräte zugelassen sind, die einen funktionsfähigen, einfehlersicheren NA-Schutz und Kuppelschalter integriert haben und externe Geräte daher nicht erforderlich sind.

In Deutschland gelten ähnliche Anforderungen für den NA-Schutz wie in der Schweiz. Die VDE-AR-N4105 fordert für Anlagen über 30kVA einen externen NA-Schutz, während beides für Anlagen unterhalb dieser Leistungsgrenze möglich ist. Der Unterschied liegt hauptsächlich in den Kennlinien und Parametern für den Spannungs- und Frequenzschutz.

Auch in Österreich wird der NA-Schutz ähnlich gehandhabt. Für Anlagen unter 30kVA kann der NA-Schutz intern im Gerät integriert sein. Auch hier unterscheiden sich die Kennlinien und Parameter für den Spannungs- und Frequenzschutz von den Vorgaben in der Schweiz.

Inwiefern diese abweichenden Einstellwerte, z.B. durch das Einstellen eines falschen Ländercodes bei einem Photovoltaikwechselrichter, zu einer eventuellen Störung des Netzbetriebs führen kann, wird im Laufe des Projektes simulativ berechnet und so beantwortet werden können.

Um den Sachverhalt der unterschiedlichen Schutzeinstellungen darzustellen, wurden diese graphisch dargestellt. Exemplarisch wird dies anhand der Unterspannungsschutzeinstellungen $U_{<}$ und $U_{<<}$ dargestellt. Die folgenden Einstellungen gelten für die Schweiz:

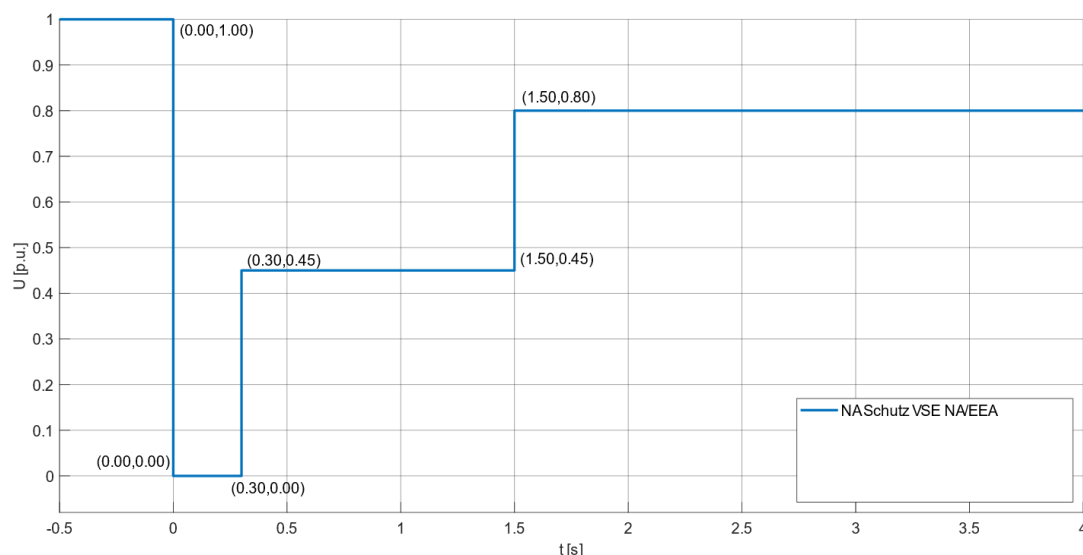


Abbildung: Anforderungen bezüglich Unterspannungsschutz ($U_{<}$ und $U_{<=}$) für asynchrone EEA in NE7 in der Schweiz, gemäss VSE «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7-CH 2020»

Vergleichend dazu sind die Schutzeinstellungen für Deutschland (VDE AR 4105) und Österreich (TOR: hier wird zwischen internen und externen NA-Schutz unterschieden) für die gleiche Netzebene dargestellt

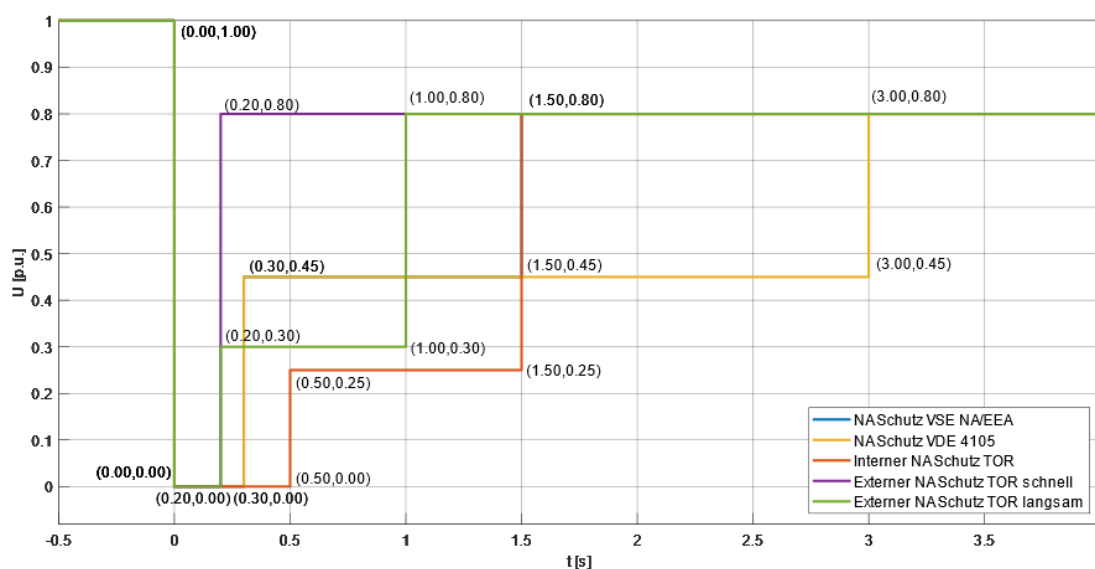


Abbildung: Unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Unterspannungsschutz von asynchrone EEA in NE7 in der DACH-Region

Ausführliche Vergleiche aller vorgeschriebene und Parameter sind im **Abschlussbericht von AP1.2 im Anhang** ausgeführt und diskutiert.



5 Untersuchungen zur Bewertung des externen NA-Schutzes

5.1 Untersuchungen zur Fehleranalyse (AP1.3)

In diesem Arbeitspaket wird strukturiert untersucht, was ein mögliches Fehlverhalten eines externen oder internen NA-Schutzes darstellt, und wo die Ursachen liegen.

Fragestellung 1:

Um mögliches Fehlverhalten des NA-Schutzes zu definieren, wird nachfolgend die allgemeine Funktion des NA-Schutzes kurz zusammengefasst:

Der NA-Schutz überwacht die Spannungs- und Frequenztoleranzen des Versorgungsnetzes und zielt darauf ab, die Bildung von Inselnetzen zu verhindern. Er arbeitet in Verbindung mit unabhängig angesteuerten Schaltelementen, um bei Bedarf eine Trennung der Stromerzeugungseinrichtung durchzuführen. NA-Schutzgeräte sollen dazu zusätzlich das Wartungspersonal schützen, damit bei Schalthandlungen in der Netzinfrastruktur, die funktionale Sicherheit erfüllt ist.

Der NA-Schutz ist ab einer Leistung von 30 kVA vorgesehen und umfasst sowohl das Netz- als auch das Anlagenschutzrelais sowie zwei in Reihe geschaltete galvanisch trennende Kuppelschalter. Die doppelte Ausführung der Trennschalter bezieht sich auf die funktionale Sicherheit, nach der ein einzelner Fehler im NA-Schutz nicht zum Verlust der Sicherheitsfunktion des gesamten Netzes führen darf. Gemäß den neuesten Versionen verschiedener Normen, wie beispielsweise der VDE-AR-N 4105, ist nur noch ein externer Kuppelschalter erforderlich. Der zweite Kuppelschalter kann durch den Schaltkontakt im Inneren des Umrichters realisiert werden. Dies wird im AP1.2 durch die normenrechtliche Recherche dargestellt und in AP1.3 sich darauf bezogen.

Die NA-Schutz Funktionen wurden für ein besseres Verständnis in technische und operative Aspekte unterteilt.

Technische Funktionen:

- Überwachung der Spannung im Wechselstromnetz
- Unter-/Überspannungsmessung mit entsprechenden normgetreuen Zeiten
- Überwachung der Frequenz im Wechselstromnetz
- Unter-/Überfrequenzmessung mit entsprechenden normgetreuen Zeiten
- Vektorsprungüberwachung
- ROCOF
- Nullspannung
- Inselnetzerkennung

Operative Funktionen:

- Freischaltung und Wiedereinschaltung der Kuppelstelle
- Schnittstelle zum Auslesen der Messwerte mit Echtzeit-Fähigkeit
- Fähigkeit zur Fernwartung und Auslesung des Alarmspeichers
- Möglichkeit zum Aufspielen von Updates

Mittels dieser Liste kann damit auch einfach das Fehlverhalten von NA-Schutz definiert werden:

Die technischen Funktionen werden Großteils über Grenzwerte aus Tabellen von Normen definiert und über manuelle Einstellung in den Geräten verankert.

- Sichtweise externer NA-Schutz:
Alle technischen und operativen Funktionen werden erfüllt.



- Die Grenzwerte der Unter- und Überspannungsmessung sowie der Frequenzmessung werden entweder über Ländersetups oder manuelle Einstellungen in den Geräten implementiert.
- Für die Vektorsprungüberwachung ist ein Gradbereich definiert (z.B. 2-65° bei Fa. Ziel).
- Die Überwachung des Frequenzgradienten ROCOF erfolgt durch Division der Frequenzmessung über die Zeitdauer und Definition von Grenzwerten.
- Bei der Nullspannungsmessung wird der Betrag des Nullsystems berechnet und überwacht, um bei Verlust der Symmetrie eine Fehlermeldung auszulösen.
- Die Inselnetzerkennung erfolgt passiv bei den meisten Geräten.

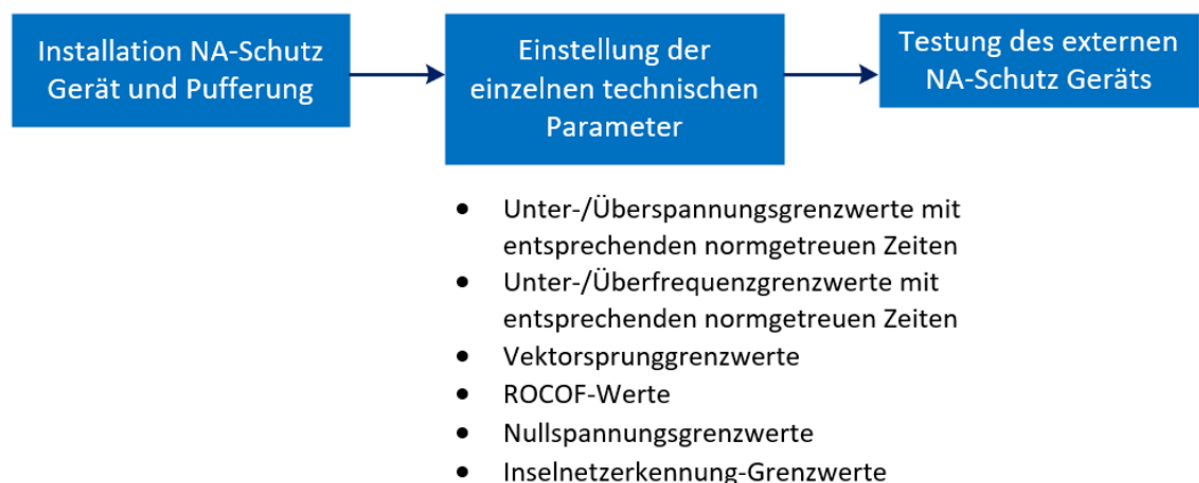
Die operativen Fähigkeiten sind durch die einfache Auslesung des Gerätes von EVU, Kontrolleur und Monteur einfach überprüf- als auch abnehmbar.

Fehlverhalten:

- Gerät wird vom Installateur initialisiert.
 - Fehlendes Montagewissen kann zu falschen Parametrisierungen führen
- Gerät muss mit einer Pufferung ausgestattet sein damit während UVRT-Fällen, in denen keine Netztrennung zulässig ist, die Kuppelschalter nicht auslösen.
 - Zusätzliche Geräte, die vom Monteur ausgelegt und integriert werden müssen.
Fehlendes Wissen kann zu Auslegungsfehlern führen
- Durch die passive Inselnetzerkennung ergibt sich ein Unsicherheitsbereich, in dem der externe NA-Schutz zu früh oder zu spät auslöst.
 - Fehlauslösungen

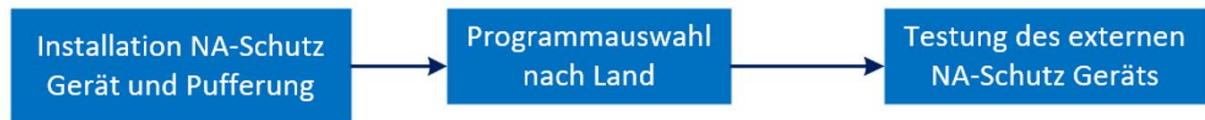
Zur besseren Übersichtlichkeit des Fehlverhaltens wird die Handlungskette bis zur Integration des externen NA-Schutzgeräts bildlich dargestellt. Es ist ersichtlich, dass eine erfolgreiche Testung in beiden Installationsweisen nur mit richtiger Parametrisierung des Geräts selbst sowie der Pufferung und Installation möglich ist.

Manuelle Einstellung





Verwendung der Voreinstellungen



Automatische Einstellung von:

- Unter-/Überspannungsgrenzwerte mit entsprechenden normgetreuen Zeiten
- Unter-/Überfrequenzgrenzwerte mit entsprechenden normgetreuen Zeiten
- Vektorsprunggrenzwerte
- ROCOF-Werte
- Nullspannungsgrenzwerte
- Inselnetzerkennung-Grenzwerte

- Sichtweise interner NA-Schutz:

Alle technischen und operativen Funktionen werden erfüllt.

- Die Grenzwerte der Unter- und Überspannungsmessung sowie der Frequenzmessung werden über Ländersetups in den Geräten implementiert. Dieser Schritt ist der erste im Setup-Menü und erforderlich, damit der Umrichter eingeschaltet werden kann.
- Für die Vektorsprungüberwachung ist ein Bereich der Grade definiert. Durch die Auswahl der Länderausstellung sind diese Werte mitdefiniert und müssen nicht separat eingestellt werden.
- Die Überwachung des Frequenzgradienten ROCOF findet intern über die Regelung des Umrichters statt. Die Genauigkeit dieser Regelung hängt bei netzfolgenden Umrichtern von der PLL und Regelkomponenten ab.
- Bei der Nullspannungsmessung wird der Betrag des Nullsystems berechnet und überwacht, sodass bei Verlust der Symmetrie eine entsprechende Fehlermeldung ausgegeben werden kann.
- Die Inselnetzerkennung erfolgt bei den meisten Geräten aktiv.

Die operativen Fähigkeiten werden sichergestellt, indem der Umrichter mit dem Internet verbunden wird. Dadurch können Updates direkt von der Fabrik aufgespielt werden. Der Status des Geräts kann über Anwendungen auf dem Handy oder Benutzeroberflächen auf dem PC abgerufen werden, und Einstellungen können sowohl nachträglich als auch über Fernwartung aktualisiert werden.

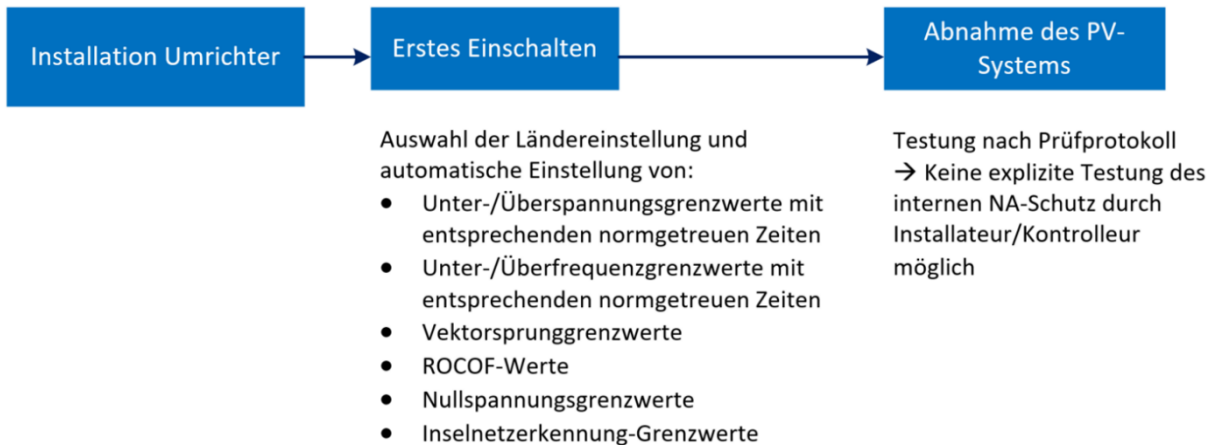
Fehlverhalten:

- Gerät wird vom Installateur initialisiert.
 - Fehlendes Montagewissen kann zu falschen Parametrisierungen führen
- Trotz aktiver Inselnetzerkennung verbleibt ein Unsicherheitsbereich, in dem die Anlage in Kombination mit dem externen NA-Schutz unterschiedlich reagieren kann.
 - Fehlauslösungen

Es ist ersichtlich, dass direkt beim ersten Einschalten des Geräts die „Ländereinstellung“ erfolgt. Damit wird der Standard ausgewählt, an den sich alle Parameter des Umrichters halten müssen. Vergleichbar ist das mit der Verwendung der Voreinstellungen des externen NA-Schutz Gerätes. Der einzige Unterschied ist, dass die Einstellwerte nicht extra getestet werden können, allerdings sind alle Einstellwerte einsehbar und zudem auch separat anpassbar.



Inbetriebnahme des Umrichters



Fragestellung 2:

Im nächsten Abschnitt werden die Auswirkungen der NA-Schutz Fehlfunktion diskutiert. Dabei wird speziell auf die Überfunktion und die Unterfunktion eingegangen und dabei separat das Frequenzverhalten und Spannungsverhalten beschrieben, um die Auswirkungen auf das Netz, Betriebsmittel als auch Wartungspersonal darzustellen. Hierbei ist es belanglos, ob von internem oder externem NA-Schutz geredet wird, da das Ergebnis für die Stakeholder dasselbe ist.

1. NA-Schutz Überfunktion:

Bedeutung: Der NA-Schutz hält sich nicht an die Grenzwerte der Norm, sondern reagiert zu früh und nimmt die Energieerzeugungsanlage vom Netz.

Es wird die Überfunktion in das Themengebiet der Frequenz und der Spannung eingeteilt.

Frequenzverhalten:

- Detektion eines Frequenzanstiegs im Netz: Im Falle einer Überfunktion des NA-Schutzes trennt sich die Erzeugungsanlage frühzeitig vom Netz, was zu einem Wegfall der Einspeisung von vor allem Wirkleistung führt. Durch das Fehlen von Wirkleistung kann der Frequenzanstieg im Netz schnell kompensiert werden, was als Vorteil betrachtet werden kann. Es kommt zu einer Frequenzstützung.
- Detektion eines Frequenzabfalls im Netz: Im Falle einer Überfunktion des NA-Schutzes trennt sich die Erzeugungsanlage früher als von der FRT-Kennlinie geplant vom Netz. Dadurch fällt die benötigte Wirkleistung in der Generation zur Kompensation aus. Wenn eine große Anzahl an NA-Schutzgeräten so reagiert, reduziert sich die Frequenz schneller als geplant, was zu einer Verstärkung des Frequenzabfalls führt.

Spannungsverhalten:

- Detektion eines Spannungsanstiegs im Netz: Ein Spannungsanstieg im Niederspannungsnetz kann darauf hindeuten, dass ein Überschuss an Erzeugung vorliegt. Dabei können auch andere Ursachen den Spannungsanstieg verursachen, zum Beispiel eine Fehlfunktion der Stufenschalter des Transformators oder ein Blindleistungsüberschuss im überlagerten Netz. Im Falle einer Überfunktion wird die Erzeugungsanlage vorzeitig getrennt, wodurch die Erzeugung reduziert wird und die Spannung schneller in die entsprechenden Grenzwerte zurückregelt. Es kommt zu einer Spannungsstützung.
- Detektion eines Spannungsabfalls im Netz: Ein Spannungsabfall im Netz zeigt an, dass der Verbrauch größer ist als die Produktion. Wenn der NA-Schutz frühzeitig den Energieerzeuger vom Netz trennt, fehlt noch mehr Erzeugung von Energie, was den Spannungsabfall weiter verstärkt.



Dementsprechend kann je nach Netzverhalten eine Frequenz- und Spannungsstützung erfolgen oder die Störung im Netz verstärkt werden.

2. NA-Schutz Unterfunktion:

Bedeutung: Der NA-Schutz hält sich nicht an die Grenzwerte der Norm, sondern reagiert zu spät und verzögert die Trennung der Energieerzeugungsanlage vom Netz.

Es wird die Unterfunktion in das Themengebiet der Frequenz und der Spannung eingeteilt.

Frequenzverhalten:

- Detektion eines Frequenzanstiegs im Netz: Im Falle einer Unterfunktion des NA-Schutzes trennt sich die Erzeugungsanlage später vom Netz als es laut FRT-Kurve zulässig wäre. Dadurch bleibt die Energieerzeugungsanlage länger am Netz, wodurch der bereits anfallende Frequenzanstieg verstärkt wird.
- Detektion eines Frequenzabfalls im Netz: Im Falle einer Unterfunktion des NA-Schutzes trennt sich die Erzeugungsanlage später als vorgesehen, wodurch die fehlende Energie im Netz mit zusätzlicher Energie von der Energieerzeugungsanlage unterstützt wird. Das stellt eine Stützung der Frequenz dar. Es kommt zu einer Frequenzstützung.

Spannungsverhalten:

- Detektion eines Spannungsanstiegs im Netz: Ein Spannungsanstieg im Niederspannungsnetz kann darauf hindeuten, dass ein Überschuss an Erzeugung vorliegt. Im Falle einer Unterfunktion trennt sich die Anlage nicht rechtzeitig und verschlimmert den Spannungsanstieg durch die weitere Einspeisung von Leistung.
- Detektion eines Spannungsabfalls im Netz: Ein Spannungsabfall im Netz zeigt an, dass der Verbrauch größer ist als die Produktion. Wenn der NA-Schutz später den Energieerzeuger vom Netz trennt, wird weiterhin Energie in das Netz eingespeist, wodurch der Spannungsabfall stabilisiert werden kann. Es kommt zu einer Spannungsstützung.

Auch hier kann je nach Netzverhalten eine Frequenz- und Spannungsstützung erfolgen oder die Störung im Netz verstärkt werden. Allerdings ist dieses Verhalten bei zu geringen Werten gefährlich in Hinsicht auf die Personensicherheit: kommt es zur Aussendung von Wartungspersonal und die Erzeugungsanlage speist noch ins Netz ein, kann es zu tödlichen Unfällen kommen. Die mögliche Weitereinspeisung bei vollständigem Spannungsverlust wird detailliert in Abschnitt 5.3.1 diskutiert.

Fragestellung 3:

Im dritten Teil der Analyse wird der Prozess hinter den möglichen Fehlfunktionen betrachtet inklusive Identifikation typischer Fehlerquellen.

Um die Fehlerquellen und ihre Wahrscheinlichkeiten einschätzen zu können, wird die Installationskette einer Energieerzeugungsanlage dargestellt. Dabei wird die korrekte Verdrahtung einer Komponente mit ihrer richtigen Parametrisierung einschließlich aller benötigten Zusatzkomponenten als ein einzelner Kettenparameter betrachtet.

Bedeutet folglich:

Erzeuger... beschreibt den erneuerbaren Erzeuger, wie zum Beispiel die PV-Panels inklusive richtiger Montage dieser sowie Auslegung der Unterkonstruktion und Verdrahtung der DC-Kabel.

Wechselrichter... beschreibt die richtige Montage, Verdrahtung und Parametrisierung des Wechselrichters auf AC- und DC-Seite.

Externer NA-Schutz... beschreibt die richtige Montage, Verdrahtung, Parametrisierung, und Auslegung der externen Kuppelschalter sowie Pufferung.

Abnahme... beschreibt das korrekte Messen, Ausfüllen sowie Überprüfen der gesamten Anlage.



Betrachtung: Nur interner NA-Schutz



Betrachtung: Inklusive externem NA-Schutz



Nach Diskussion der internen Umfrage sowie Auswertung der externen Umfrageergebnisse konnten konkret vier Fehlerquellen identifiziert werden.

Fehlerquelle Mensch

Als Hauptbedenken im Zusammenhang mit Fehlauslösungen oder verspäteten Auslösungen bei dezentralen Anlagen kristallisiert sich die Rolle des Installateurs und des Endabnehmers als von besonderer Relevanz heraus. Diese Thematik gewinnt an Dringlichkeit aufgrund der zunehmenden Anzahl von Wechselrichtern auf dem Markt sowie der einschneidenden Entwicklungen, die sich in den letzten Jahren in der Energiebranche durch die Energiewende vollzogen haben. Diese Entwicklungen betreffen sowohl die Ausstattung, Konfiguration und Verdrahtung von Betriebsmitteln als auch die fortwährende Evolution der Spezifikationen und Gridcodes.

Vor diesem Hintergrund zeichnet sich ein Muster ab, bei dem zahlreiche Installateure nicht immer ausreichend über die aktuellsten Gridcodes und Normen informiert sind. Diese Wissenslücke kann zwangsläufig zu ungewollten Fehlfunktionen führen, die sich automatisch in großer Stückzahl im Stromnetz verbreiten und somit das reibungslose Funktionieren von dezentralen Anlagen beeinträchtigen. In Anbetracht der wachsenden Bedeutung der Dezentralisierung erfordert die effiziente Integration und reibungslose Performance solcher Anlagen daher eine verstärkte Aufmerksamkeit und stetige Weiterbildung der Akteure in der Installation und Wartung dezentraler Energiesysteme.

Fehlerquelle Schutzeinrichtung

Ein zusätzliches bedeutendes Betrachtungsfeld fokussiert auf den Schutzmechanismus an sich. In diesem Kontext stellt sich die grundlegende Frage, ob es zweckmäßig ist, externe Schutzeinrichtungen in Kombination mit den bereits umfassenden internen Schutzfunktionen eines Umrichters zu implementieren. Die Integration zusätzlicher Schutzmaßnahmen verheißt auf der einen Seite eine erhöhte Sicherheit und Zuverlässigkeit, jedoch eröffnet sie auf der anderen Seite die Möglichkeit für potenzielle Fehlerquellen, die sich durch ungenaue Parametrierung oder Inkompatibilität ergeben können. Mehr Schutzeinrichtung bedeutet demnach nicht immer mehr Schutz sondern führt auch zu einer grösseren Anzahl potenzieller Fehlerquellen.

Der beträchtliche Hintergrund dieser Problematik liegt in der Tatsache, dass die Überprüfung und Validierung des internen Netzanschlussschutzes (NA-Schutz) bei vielen Umrichtern nicht zwangsläufig eine leicht nachvollziehbare und/oder mögliche Aufgabe von externen Organen wie VNBs ist. Dies führt zu einer inhärenten Unsicherheit bezüglich der umfassenden Kontrolle der Einstellung und Funktion des Umrichters. Diese Unsicherheit bezüglich der Genauigkeit und Wirksamkeit der internen Schutzmechanismen erhöht sich zusätzlich durch potenzielle Firmwareupdates, die neue Einstellungen initiieren und bestehende Konfigurationen zurücksetzen können.

Herausforderung Inselnetzbildung

In diesem Kontext tritt eine zusätzliche Überlegung von herausragender Bedeutung zutage, und zwar die Herausforderung der unerwünschten Bildung von Inselnetzen. Dieses Phänomen gilt es nachdrücklich zu verhindern, da es verschiedene kritische Konsequenzen nach sich ziehen kann. Ein ungewolltes Überleben eines Inselnetzes kann aus Sicherheitsgründen erhebliche Gefahren für das Personal des Energieversorgungsunternehmens bergen. Dies liegt insbesondere daran, dass die



Mitarbeiter möglicherweise nicht erkennen, dass ein bestimmter Netzabschnitt noch eigenständig mit Strom versorgt wird, selbst wenn keine Stromversorgung mehr vom Hauptnetz zur Verfügung steht. Eine solche Fehleinschätzung zu fatalen Folgen bezüglich der Personensicherheit führen und Sicherheitsrisiken erhöhen.

Darüber hinaus besteht das ernsthafte Risiko, dass ungewollte und unkontrollierte Inselnetze zu Schäden an den Geräten und Installationen der Kunden führen. Dies wird insbesondere relevant, wenn diese Geräte wieder an das Inselnetz angeschlossen werden, ohne dass die Verbindung zuverlässig unterbrochen wurde. Die Erkennung und automatische Abschaltung von dezentralen Stromerzeugungseinrichtungen im Falle der Inselnetzbildung ist von kritischer Bedeutung, um potenzielle Gefahren zu minimieren und die Sicherheit von Personen und Ausrüstung zu gewährleisten.

Herausforderung Netzbildender Umrichter

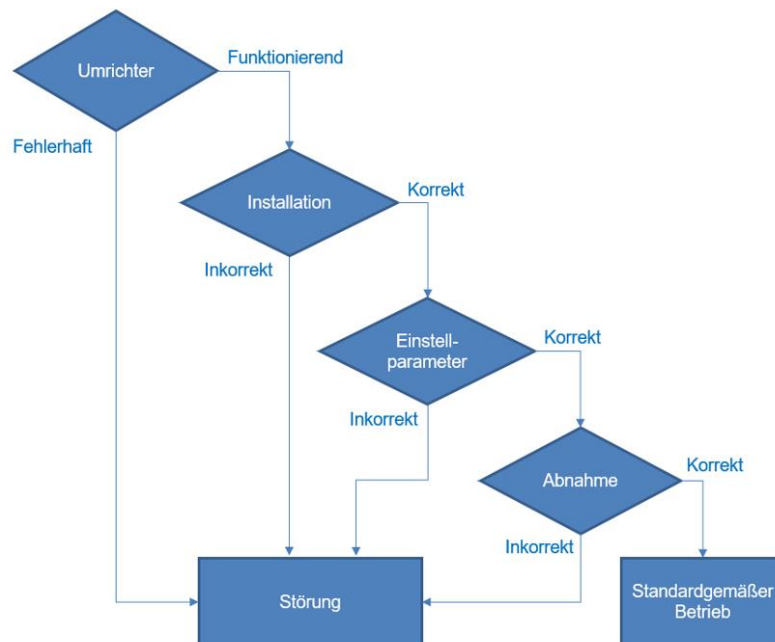
Ein weiterer bedeutsamer Aspekt, der in der Umfrage genannt wurde, bezieht sich auf den netzbildenden Umrichter, der die Fähigkeit besitzt, die Spannung und Frequenz in einem Netz eigenständig zu regeln. Langfristig könnten netzbildende Umrichter auch den Wiederaufbau von Teilen des Stromnetzes initiieren. Innerhalb dieses Kontextes ist besonders hervorzuheben, dass es noch mangelnde generelle Vorgaben der benötigten Eigenschaften und Charakteristik als auch beispielsweise Unsicherheiten im Zusammenhang mit Resynchronisation gibt. Diese Problematik wirft insbesondere die Frage auf, wie die Parametereinstellungen in Bezug auf den externen Netzanschlusschutz (NA-Schutz) und das Verhalten bei Under-Voltage Ride Through (UVRT) gestaltet werden sollen, da diese die Entstehung von Inselnetzen begünstigen.

Die Komplexität dieser Angelegenheit verweist darauf, dass eine umfassende Überarbeitung und Neubetrachtung des gesamten Schutzkonzepts vonnöten ist. Dieses Thema birgt jedoch eine Vielzahl von Herausforderungen und Fragestellungen, die über den Rahmen des aktuellen Forschungsvorhabens hinausgehen. Nichtsdestotrotz zeigt es die zu erwartenden zukünftigen Herausforderungen im Bereich der Energieversorgungssysteme und verdeutlicht die Komplexität, die mit der Entwicklung und Implementierung zuverlässiger und sicherer dezentraler Stromerzeugungseinrichtungen verbunden ist.

Aus den vier aufgezählten Ursachen für eine generelle Fehlfunktion als auch NA-Schutz-Fehlfunktion kann eine Einteilung in drei Bereiche „Produkt“, „Installation“ und „Einstellungen“ erfolgen. Dabei wurden mögliche Einstellfehler anhand verschiedener Geräte abgeschätzt. In einem nächsten Schritt sollen (zusammen mit dem VSEK) noch bekannte Installationsfehler erfasst werden.

Generell gilt:

Die Gewährleistung des normkonformen Verhaltens des Umrichters ist nur gewährleistet, wenn eine präzise Ausführung in allen drei Bereichen erfolgt. Zusammengeführt in einem Diagramm ergibt sich die nachstehende Abfolge potenzieller Fehler:



1. Bereich Produkt

Es ist von entscheidender Signifikanz, die Umrichter nicht als statische Einrichtungen zu betrachten, die dieselbe Funktion wie vor einem Jahrzehnt erfüllen - nämlich ausschließlich die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom. Der Umrichter hat sich in vielfacher Hinsicht in den letzten Jahren zu einem höchst dynamischen und multifunktionalen Baustein entwickelt, der nicht nur die Konvertierung von elektrischer Energie, sondern auch Schutzmechanismen als auch Messaufgaben integriert. Dabei ist der Umrichter ein aktiver Akteur im Energiemanagement und der Netzstabilisierung. Neben seiner traditionellen Rolle als Energieumwandler ist er in der Lage, die Netzqualität zu verbessern, Spannung und Frequenz zu regulieren, Inselnetzbildung zu verhindern und eine Vielzahl von Netzproblemen zu adressieren. Dabei gibt es eine beachtliche Diversifikation der Umrichterregelungen, die viele hilfreiche Funktionen einer Maschine nachahmen und erfolgreich umsetzen können. Die technischen Datenblätter verschiedener Umrichter verdeutlichen, dass diese Geräte inzwischen eine umfangreiche Palette an Schutzfunktionen in sich vereinen. Zu diesen integrierten Schutzfunktionen zählen Schutzvorrichtungen gegen Gleichstrom-Überspannung, Überwachungssysteme für Isolation sowie Mechanismen zur Verhinderung unerwünschter Inselnetzbildung. Die Wirksamkeit dieser Schutzmechanismen wird durch verschiedene Zertifikate und Prüfungen belegt.

Besonders hervorzuheben ist, dass die technischen Datenblätter der untersuchten Wechselrichter durchweg auf die IEC 62116 verweisen, was darauf hinweist, dass die Regelung und die internen Schutzfunktionen dieser Umrichter in der Lage sind, die Bildung von Inselnetzen zu detektieren und den Umrichter gemäß den vorgesehenen Abschaltzeiten vom Netz zu trennen. Im Vergleich zu externen Netzanschlusschutzgeräten, die in der Regel passive Testverfahren anwenden, vermag der interne Netzanschlusschutz hier Inselnetzbildung durch aktuellere und technisch ausgereifte aktive Verfahren effektiv zu verhindern und zu unterbinden. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer umfassenden Bewertung der Vor- und Nachteile sowohl interner als auch externer Schutzmechanismen in Bezug auf die störungsfreie und sichere Betriebsführung dezentraler Stromerzeugungsanlagen.

2. Bereich Installation

Der von Seiten der VNB zuvor als vorrangige Anliegen erachtete Aspekt «Fehlerquelle Mensch» ist bereits Gegenstand der Maßnahmen seitens der Umrichter-Hersteller geworden. Die meisten Hersteller bieten mittlerweile Schulungsmöglichkeiten sowohl online als auch vor Ort an, um die sachgemäße Inbetriebnahme jedes Wechselrichters durch Installateure, Prüfer und



Verteilnetzbetreiber zu gewährleisten. Ob Installateure die Schulungsseminare in Anspruch nehmen, stellt natürlich eine separate Frage dar.

Mit dem Ziel, eine erhöhte Prüfbarkeit und die Möglichkeit einfacher Vergleiche sicherzustellen, hat sich die Einführung eines Prüfprotokolls etabliert. Nichtsdestotrotz wurde von vielen Verteilnetzbetreibern bemerkt, dass bei der Handhabung der im Protokoll festgelegten Parameter häufig Unwissenheit auftritt, was sich in der Erfassung von Werten, die nicht im Einklang mit den technischen Realitäten stehen, widerspiegelt. Das stellt die Frage offen, wie solche Anlagen konfiguriert und abgenommen wurden. Die Berichte von Prüfern aus der Praxis haben verdeutlicht, dass bei fehlerhaften Installationen das schlimmste Szenario in der Regel in einem Nicht-Wiedereinschalten des Wechselrichters resultiert, was einen erheblichen wirtschaftlichen Schaden für den Anlagenbetreiber zur Folge hat. Unterschiedliche Rückmeldungen haben gezeigt, dass einige VNBS das bestehende Protokoll um eigene Kriterien erweitert haben, wodurch ein klarer Ergänzungsbedarf besteht.

3. Bereich Einstellungen

Der anspruchsvollste Aspekt, der im Folgenden beleuchtet wird, betrifft die Konfigurationseinstellungen. Die Notwendigkeit manueller Einstellungen, die Variationen der Parameterbezeichnungen von Hersteller zu Hersteller und die unterschiedlichen Vorgehensweisen bei der Anpassung dieser Parameter stellen den Bereich dar, in dem die Fehlerwahrscheinlichkeit am signifikantesten ist. Dies bezieht sich nicht nur auf die Konfiguration der internen Geräteparameter, sondern erstreckt sich auch auf die Einrichtung des Kontos für den Betreiber der Anlage.

Bei der Erstinbetriebnahme obliegt es dem Installateur, ein Benutzerpasswort festzulegen, mit dem grundlegende Informationen des Geräts zugänglich sind. Dies umfasst Aspekte wie die Festlegung der Betriebsart (beispielsweise Priorität der Netzeinspeisung, Selbstverbrauch oder das Laden gekoppelter Speichersysteme), die Anzeige des Anlagenstatus (einschließlich der Spannungen und Ströme der verschiedenen Stränge, des Status der Speicherladung und weitere relevante Informationen), die Einstellung von Zeit und Datum sowie die Anpassung des Benutzerpassworts.

Es existiert jedoch eine Vielzahl weiterer Parameter, die nur von Installateuren eingestellt werden können, wobei einige dieser Einstellungen bereits während der Erstinbetriebnahme getroffen werden müssen. Dazu zählt insbesondere der Gridcode, der entweder aus einer vordefinierten Liste ausgewählt oder mithilfe der GPS-Funktion konfiguriert wird. Der Gridcode dient der Einstellung der Netzparameter und umfasst Faktoren wie Überspannungs- und Unterspannungspegel, Über- und Unterfrequenzgrenzen sowie Zeitspannen für das Ein- und Ausschalten des Systems. Diese Werte entsprechen den Normen des Gridcodes, können jedoch je nach Anforderungen auch separat vom Installateur festgelegt werden. Des Weiteren bedarf es der Anpassung der Leistungsfaktoren und Blindleistungsregelung, die gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers erfolgt. Hierbei können verschiedene Einstellungsoptionen wie Festwert, Q/S-Blindleistungsregelung (Änderung der Blindleistung Q durch Vorgabe des Verhältnisses zur Scheinleistung S), Q(U)-Kennlinie (Änderung der Blindleistung Q in Abhängigkeit der Spannung) und PF-U-Kennlinie (Änderung des Leistungsfaktors, englisch Power Faktor PF, in Abhängigkeit der Spannung) Anwendung finden.

Zusammenfassend manifestiert sich die äußerst signifikante Verantwortung, die sowohl beim Installateur als auch beim Prüfer liegt. Die Beachtung dieser Verantwortung ist unerlässlich, da deren Nichteinhaltung zu fehlerhafter Montage, Initialisierung und Inbetriebnahme des Gerätes führt. Zwar ist die installierte Leistung pro Gerät auf Netzebene 7 vergleichsweise gering, aber ergibt aufgrund der bedeutenden Anzahl von Anlagen kumulativ eine erhebliche Gesamtleistung, die im Falle von Abweichungen von den Normen nicht gemäß den geltenden Richtlinien reagiert. Dies unterstreicht die Dringlichkeit einer akkuraten und normkonformen Umsetzung sowie einer Branchendiskussion über die einzuhaltenden Standards, wobei alle beteiligten Akteure den aktuellen Stand der Technik berücksichtigen sollten.

Berechnung der Eintrittswahrscheinlichkeiten in der Fehlerkette



Durch die Aufschlüsselung der Installationskette in Einzelkomponenten kann ein Fehlerbaum erstellt werden, der es ermöglicht, anhand der Ergebnisse der durchgeführten Umfragen die Wahrscheinlichkeiten für verschiedene Ereignisse zu berechnen. Ein Fehlerbaum ist ein in der Wahrscheinlichkeitstheorie häufig verwendeter Prozess, der unabhängige und abhängige Ereignisse kombiniert und die Abfolge von Arbeitsschritten in Beziehung setzt.

Die Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten oder Nichteintreten bestimmter Ereignisse werden dabei aus den Umfrageergebnissen abgeleitet und entsprechend eingesetzt.

Aus den Ergebnissen der VSK- und VSE-Umfragen wurden durch Addition die prozentualen Anteile der funktionierenden Wechselrichter, externen NA-Schutzgeräte und überprüften Einstellungen beider Komponenten ermittelt. Diese Prozentanteile geben einen Überblick über die Meinung der Umfrageteilnehmer. Bei einer größeren Teilnehmerzahl könnten diese Prozentsätze eine noch genauere Aussage über die Branche ermöglichen. Aufgrund der begrenzten Zeit des Forschungsprojekts konnte keine exakte Zahl ermittelt werden, sondern lediglich eine allgemeine Vorstellung der Branchenlage vermittelt werden.

Folgende Wahrscheinlichkeiten ergeben sich:

Funktionierende Wechselrichter: 83,5%

Funktionierende externer NA-Schutzgeräte: 73,5%

Prüfung der Ländereinstellungen beim Wechselrichter: 68%

Mittel der Prüfung der Ländereinstellung oder Test des externen NA-Schutzgeräts: 49%

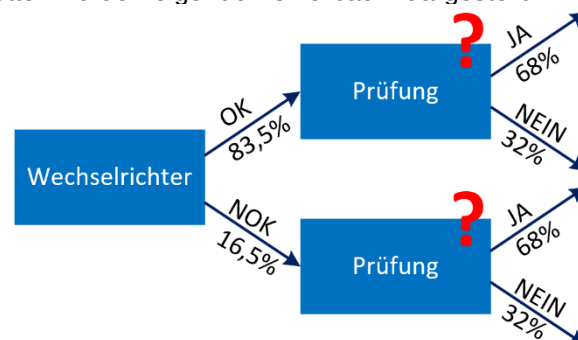
Die Gegenwahrscheinlichkeiten, also der prozentuale Anteil der nicht funktionierenden Geräte bzw. nicht durchgeführten Prüfungen, werden berechnet, indem die Prozentsätze der funktionierenden Geräte bzw. durchgeführten Prüfungen von 100% subtrahiert werden.

In den folgenden Berechnungen wird angenommen, dass der PV-Generator (inklusive der Paneele, der Unterkonstruktion und der Verkabelung) fehlerfrei ist. Fehler können somit nur noch beim Wechselrichter, einschließlich des internen NA-Schutzes, oder beim externen NA-Schutz auftreten.

Betrachtung 1: Nur interner NA-Schutz

Bei dieser Betrachtung wird der externe NA-Schutz vollständig weggelassen und das Gesamtsystem nur durch den internen NA-Schutz abgesichert. Die Umfragen zeigen, dass eine Installation ausschließlich mit internem NA-Schutz auf sehr positive Resonanz stößt. Diese Lösung führt zu Vereinfachungen in der Installationskomplexität und bietet Potenzial für Kosteneinsparungen bei der Systemauslegung.

Anhand der Installationskette wird der folgende Fehlerbaum dargestellt:



1A) Anteile der EEA-Systeme mit Fehler, bevor eine Prüfung erfolgen konnte P(NOK)



$$P(\text{NOK}) = 16,5\%$$

1B) Anteile der EEA-Systeme ohne Fehler, bevor eine Prüfung erfolgen konnte $P(\text{OK})$

$$P(\text{OK}) = 83,5\%$$

1C) a) Anteile der EEA-Systeme ohne Fehler (also von vornherein ohne Fehler oder einem bei Prüfung korrigierten Fehler). Bei 68% der Wechselrichter erfolgt eine Prüfung, mögliche Fehler werden dann korrigiert.

$$P(\text{OK}) = (0,835 + 0,165 \cdot 0,68) \cdot 100\% = 94,72\%$$

b) Anteile der EEA-Systeme mit positivem Prüfprotokoll (Prüfung, bei der ein Fehler korrigiert werden musste oder nicht).

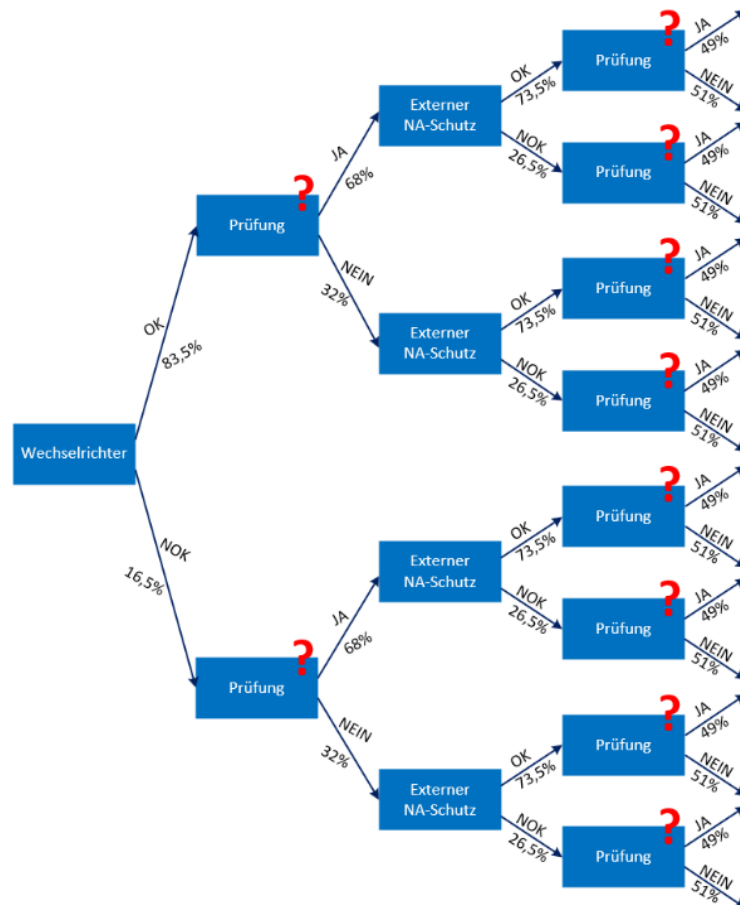
$$P(\text{OK}) = (0,835 \cdot 0,68 + 0,165 \cdot 0,68) \cdot 100\% = 68\%$$

Weitere 36,72% der Wechselrichter (94,72% - 68%) haben kein Prüfprotokoll, sind aber ebenfalls fehlerfrei.

Betrachtung 2: Interner und externer NA-Schutz

Wird zusätzlich zum internen NA-Schutz auch ein externer NA-Schutz verwendet, sind reine Parametrisierungsfehler nicht mehr die einzigen Fehlerquellen. Aus den Umfragen geht hervor, dass die Installation des externen NA-Schutzes eine Herausforderung sein kann. Dazu kann noch eine fehlerhafte Parametrisierung dessen auftreten. Daher kann generell vor einer Berechnung der Wahrscheinlichkeiten davon ausgegangen werden, dass mit externem zusätzlichem NA-Schutz die Fehlerquellen und damit auch die Wahrscheinlichkeiten für Fehler größer sein müssen. Daher soll in der Betrachtung noch zusätzlich unterscheiden werden, dass beide unterschiedliche Fehlfunktionen haben, die sich im besten Fall ausgleichen können.

Anhand der Installationskette wird der folgende Fehlerbaum dargestellt:



2A) Interner NA-Schutz **fehlerhaft**, Externer NA-Schutz **funktionierend**

In diesem Fall kompensiert der externe NA-Schutz die Fehlfunktion des internen NA-Schutzes, wobei die Fehlfunktion des internen NA-Schutzes nicht die Funktionalität des externen NA-Schutzes einschränkt. Das bedeutet, dass trotz der Wahrscheinlichkeit einer Fehlfunktion, die Anlage in jedem Fall nach Schweizer Richtlinien vom Netz genommen wird.

Anteile der EEA-Systeme **mit Fehler des internen** NA-Schutzes bevor eine Prüfung erfolgen konnte, aber **ohne Unterfunktion** P(NOK):

$$P(\text{NOK}) = 0,165 \cdot 0,735 = 12,13\%$$

2B) Interner NA-Schutz **funktionierend**, Externer NA-Schutz hat eine fehlerhafte Installation

In diesem Fall kompensiert der interne NA-Schutz die Fehlfunktion vom externen NA-Schutz, wobei die Fehlfunktion des externen NA-Schutzes nicht die Funktionalität des internen NA-Schutzes einschränkt. Das bedeutet, dass trotz der Wahrscheinlichkeit einer Fehlfunktion, der interne NA-Schutz nach Schweizer Richtlinien korrekt auslöst und sich die Anlage trennt.

Anteile der EEA-Systeme **mit Fehler des externen** NA-Schutzes bevor eine Prüfung erfolgen konnte, aber **ohne Unterfunktion** P(NOK):

$$P(\text{NOK}) = (0,835 \cdot 0,265) \cdot 100\% = 22,13\%$$

2C) Interner NA-Schutz hat eine **Unterfunktion**, Externer NA-Schutz hat eine **Überfunktion**



In diesem Fall schaltet der interne NA-Schutz später ab, als der externe NA-Schutz. Durch die Überfunktion des externen NA-Schutzes ist allerdings die gesamte Anlage sobald dieser auslöst vom Netz. Daher kann Szenario 2C mit 2A gleichgestellt werden.

2D) Interner NA-Schutz hat eine **Überfunktion**, Externer NA-Schutz hat eine **Unterfunktion**

In diesem Fall schaltet der externe NA-Schutz später ab, als der interne NA-Schutz. Durch die Überfunktion des internen NA-Schutzes ist allerdings die gesamte Anlage vom Netz getrennt, sobald dieser auslöst. Der externe NA-Schutz kann in diesem Fall nicht mehr eingreifen und ändert nichts am Verhalten. Daher kann Szenario 2D mit 2B gleichgestellt werden.

2E) Anteile der EEA-Systeme **ohne Fehler**, bevor eine Prüfung erfolgen konnte

Diese Wahrscheinlichkeit bedeutet, dass es zu einer korrekten Auslösung und Trennung vom Netz durch externen oder internen NA-Schutz kommt (ohne Unterfunktion oder Überfunktion).

$$P(\text{OK}) = (0,835 \cdot 0,735) \cdot 100\% = 61,3\%$$

2F) a) Anteile der EEA-Systeme **ohne Fehler** (also von vornherein ohne Fehler oder einem bei Prüfung korrigierten Fehler).

$$P(\text{OK}) = (0,835 \cdot 0,735 + 0,835 \cdot 0,265 \cdot 0,49 + 0,165 \cdot 0,68 \cdot 0,735 + 0,165 \cdot 0,68 \cdot 0,265 \cdot 0,49) \cdot 100\% = 81,92\%$$

b) Anteile der EEA-Systeme mit **positivem Prüfprotokoll** (Prüfung, bei der ein Fehler korrigiert werden musste oder nicht).

$$P(\text{OK}) = (0,68 \cdot 0,49) \cdot 100\% = 33,32\%$$

Fazit der Berechnungen:

Beide Betrachtungen zeigen, dass egal ob bei Installation mit zusätzlichem externem NA-Schutz oder rein internem NA-Schutz 5% oder mehr der Anlagen einen Fehler durch falsche Parametrisierung oder Verkabelung der Komponenten aufweisen können. Dieser Prozentsatz kann mit zusätzlich durchgeführter Prüfung auf bis etwa 5% reduziert werden.

Hierbei ergeben sich Unterschiede bei der Berechnung von Anlagen mit Prüfung. Die Wahrscheinlichkeiten von 1C)b) und 2F)b) ergeben dabei geringere positive Wahrscheinlichkeiten, da nur ein Teil der Anlagen geprüft wird, obwohl es mehr korrekt funktionierende Anlagen gibt. Daher sollten hierbei die Zahlen aus 1C)a) und 2F)a) betrachtet werden, die die sogenannte Schattenzahl von funktionierenden Systemen ohne Prüfung enthält.

In beiden Betrachtungen steigt der Anteil an funktionierenden Systemen mit einer Prüfung um rund 10%. Damit unterstreicht die Berechnung die Umfrageergebnisse, die sich einen Fokus auf Prüfung in Zukunft wünschen. Dies verbessert das Risiko von fehlerhaften Geräten weitestgehend und zeigt auch die Relevanz einer vermehrten Prüfung.

Fragestellung 4:

In der abschließenden Fragestellung von Arbeitspaket 1.3 werden Maßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des internen NA-Schutzes diskutiert.

Wie in den vorherigen Analysen beschrieben, ist der Wechselrichter eine relativ neue Komponente im Stromnetz, deren Einsatzgebiet sich aufgrund der zunehmenden technischen Weiterentwicklungen in den letzten zehn Jahren erheblich erweitert hat. Das wachsende Interesse an dieser Technologie sowie die Frage des Vertrauens in ihre Zuverlässigkeit sind daher nachvollziehbar.



Um das Vertrauen in die Wechselrichter und insbesondere in den internen NA-Schutz zu stärken, wurden folgende Überlegungen angestellt:

1. Regelmässige Prüfung

Vorteil:

- Erhöhte Zuverlässigkeit: Regelmässige Prüfungen sorgen dafür, dass Wechselrichter und deren NA-Schutz stets ordnungsgemäss funktionieren und rechtzeitig gewartet werden, um Ausfälle zu verhindern.
- Früherkennung von Problemen: Durch regelmässige Überprüfungen können potenzielle Probleme und Abnutzungserscheinungen frühzeitig erkannt und behoben werden, bevor sie zu größeren Ausfällen führen.
- Einhaltung von Normen: Regelmässige Prüfungen gewährleisten, dass die Geräte kontinuierlich den geltenden Normen und Vorschriften entsprechen.

Nachteil:

- Kosten: Die Durchführung regelmässiger Prüfungen kann mit erheblichen Kosten für Inspektionen und Wartung verbunden sein. Dabei bleibt die Frage wer die Kosten für die Überprüfung übernimmt.

2. NA-Schutz Zertifizierung

Vorteil:

- Sicherheitsgarantie: Eine Zertifizierung bestätigt, dass der Wechselrichter die erforderlichen Sicherheitsstandards erfüllt und zuverlässig arbeitet.
- Vertrauen und Akzeptanz: Eine Zertifizierung erhöht das Vertrauen der Verbraucher und Netzbetreiber in die Wechselrichtertechnologie.
- Marktvorteil: Zertifizierte Produkte können sich auf dem Markt besser positionieren und Wettbewerbsvorteile erzielen.

Nachteil:

- Zertifizierungskosten: Der Prozess der Zertifizierung kann kostspielig sein und zusätzliche Ressourcen erfordern.
- Regelmässige Aktualisierung: Zertifizierungen müssen möglicherweise regelmässig erneuert oder aktualisiert werden, um den neuesten Standards zu entsprechen, was zusätzliche Aufwendungen bedeutet.

3. Auslesen der Schutzparameter für VNB

Vorteil:

- Transparenz und Kontrolle: Netzbetreiber erhalten genaue Informationen über den Zustand und die Einstellungen der Schutzparameter, was eine bessere Netzüberwachung und -steuerung ermöglicht.
- Schnelle Fehlerbehebung: Bei auftretenden Problemen können Netzbetreiber schnell und gezielt eingreifen, um Ursachen von Störungen zu identifizieren und zu beheben.

Nachteil:

- Datenschutz und Sicherheit: Das Auslesen der Parameter kann Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes und der Datensicherheit aufwerfen.
- Komplexität der Integration: Die Implementierung einer Schnittstelle zum Auslesen der Parameter kann technisch anspruchsvoll und kostenintensiv sein.

4. Gezielte Schulung der Installateure gegen Installationsfehler

Vorteil:

- Reduzierung von Installationsfehlern: Schulungen gewährleisten, dass Installateure die Geräte korrekt installieren und konfigurieren, wodurch Fehler und damit verbundene Risiken minimiert werden.
- Erhöhung der Betriebssicherheit: Gut ausgebildete Installateure tragen zur sicheren und effizienten Nutzung der Wechselrichter/NA-Schutzeinstellungen bei.



Nachteil:

- Kosten und Zeitaufwand: Die Durchführung gezielter Schulungsprogramme erfordert finanzielle Mittel und Zeit.
- Logistischer Aufwand: Die Organisation und Durchführung von Schulungen kann logistisch aufwendig sein, insbesondere wenn viele Installateure geschult werden müssen.

5. Selbsttestfunktion des internen NA-Schutzes

Vorteil:

- Automatisierte Überprüfung: Selbsttestfunktionen ermöglichen eine kontinuierliche und automatisierte Überprüfung des NA-Schutzes, wodurch Ausfälle frühzeitig erkannt werden können.
- Erhöhte Zuverlässigkeit: Selbsttests tragen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Wechselrichter bei, indem sie regelmäßige Funktionstests durchführen.

Nachteil:

- Komplexität und Kosten: Die Entwicklung und Implementierung von Selbsttestfunktionen kann technisch anspruchsvoll und kostspielig sein.
- Mögliche Fehlalarme: Selbsttestfunktionen könnten in einigen Fällen zu Fehlalarmen führen, was unnötige Wartungseinsätze oder Unsicherheiten verursachen kann.

6. Abschätzung der Auswirkung auf die Zuverlässigkeit

Vorteil:

- Verbesserte Entscheidungsfindung: Eine fundierte Abschätzung der Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit ermöglicht eine bessere Planung und Entscheidungsfindung hinsichtlich der Implementierung und Nutzung von Wechselrichtern.
- Risikominimierung: Durch die Abschätzung der Auswirkungen können potenzielle Risiken frühzeitig identifiziert und geeignete Maßnahmen zur Risikominderung ergriffen werden.

Nachteil:

- Komplexität der Analyse: Die Abschätzung der Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit kann komplex und zeitaufwendig sein, insbesondere bei der Berücksichtigung vieler Einflussfaktoren.
- Unsicherheiten: Trotz gründlicher Analysen können Unsicherheiten und unvorhergesehene Faktoren die Zuverlässigkeit beeinflussen, was die Prognose erschwert.

Fazit AP 1.3:

Aus Fragestellung 1:

Der externe und interne NA-Schutz erfüllen sowohl technische als auch operative Anforderungen. Anhand der Installationsschemen ist ersichtlich, dass die korrekte Parametrisierung der einzelnen Komponenten entscheidend für die Einhaltung der Richtlinien ist. Dabei sind die operativen Anforderungen bei internem NA-Schutz komplizierter bzw. gar nicht überprüf- und testbar. Für den externen NA-Schutz ist jedoch zusätzlich zur richtigen Parametrisierung der **Einbau einer Pufferung und die korrekte Verdrahtung der Geräte** erforderlich, um eine korrekte Funktion zu gewährleisten.

Aus Fragestellung 2:

- Egal ob eine Über- oder Unterfunktion des NA-Schutzes vorliegt wird die FRT-Kurve nicht richtig ausgeführt, wodurch je nach Differenz zu den Normwerten dieses Verhalten den optimalen Netzbetrieb stören kann.
- Bei einem Frequenz- und Spannungsanstieg hat die Überfunktion eine positive Auswirkung auf das Netzverhalten.
- Bei einem Frequenz- und Spannungsabfall hat die Überfunktion eine negative Auswirkung auf das Netzverhalten.



- Eine Unterfunktion wirkt sich negativ auf die funktionale Sicherheit im Netz durch ungeplante Einspeisung aus.
- Eine Unterfunktion schränkt das Betriebsverhalten des Umrichters ein und kann zur Verringerung der Lebensdauer der Energieerzeugungsanlage führen.

Aus Fragestellung 3:

Ein richtiges Funktionieren des Umrichters hängt von der richtigen Einstellung, Abnahme und Kontrolle des gesamten Prozesses ab. Dabei ist der Mensch in jedem Schritt vorhanden und hat damit die größte Auswirkung auf ein funktionierendes System.

Fehlerquelle Mensch

- Installateure sind nicht immer ausreichend über die aktuellen Gridcodes und Normen informiert
- Die Beteiligung von mindestens drei separaten Unternehmen (EVU, Kontrolleur, Solateur) birgt ausserdem ein zusätzliches Risiko für Ungenauigkeiten durch unklare Zuständigkeiten.

Fehlerquelle Schutzeinrichtung

Potenzielle Fehlerquellen:

- Ungenaue Parametrierung oder Inkompatibilität
- Externer NA-Schutz: Installateure kennen sich nicht damit aus, Parametrierung falsch
- Interner NA-Schutz: kann nicht einfach überprüft/ausgelesen werden

Bei Betrachtung der Fehlerbäume und unter Miteinbeziehung der Umfrage folgen folgende Aussagen aus der Wahrscheinlichkeitsberechnung:

- Rund 15% der Anlagen (oder mehr, in Kombination mit externem NA-Schutz) weisen eine Fehlfunktion auf
- Mit Prüfung können bis zu 94,72% der Anlagen eine korrekte Funktionalität aufweisen

Aus Fragestellung 4:

Regelmäßige Prüfungen, NA-Schutz-Zertifizierungen, und das Auslesen der Schutzparameter bieten wesentliche Vorteile zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und Sicherheit von Wechselrichtern, bergen jedoch auch erhebliche Kosten und technischen Aufwand. Gezielte Schulungen der Installateure und die Implementierung von Selbsttestfunktionen können Installationsfehler minimieren und die Betriebssicherheit erhöhen, erfordern jedoch zusätzliche Ressourcen. Eine sorgfältige Abschätzung der Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit ermöglicht eine fundierte Entscheidungsfindung, bleibt jedoch komplex und mit Unsicherheiten behaftet. Insgesamt ist eine Kombination dieser Maßnahmen notwendig, um die Leistungsfähigkeit und Sicherheit von Wechselrichtern im Netz zu gewährleisten.

Generelles Fazit

Im Endeffekt stellt sich die Frage, ob ein externer NA-Schutz benötigt wird, als eine Glaubensfrage dar, ob dem Umrichter die Fähigkeit zugetraut wird, die richtige Regelung basierend auf seinen Messungen und Algorithmen durchzuführen. Die Ergebnisse der Umfrage deuten darauf hin, dass die größte Fehlerquelle der Mensch während der Installation und Abnahme ist. Die Wahrscheinlichkeitsberechnung spiegelt diese Tatsache wider und verdeutlicht, dass der Einbau eines externen NA-Schutzes das Fehlerrisiko verdoppelt. Auch zeigt die Umfrage, dass den Ländereinstellungen und damit folgend den korrekten Grenzwerten für Spannung und Frequenz, die der Umrichterhersteller als auch Hersteller des externen NA-Schutzgeräts einprogrammiert, vertraut wird, da in unter 30% der Fälle diese zusätzlich geprüft werden. Dies steht nicht im Einklang mit der Aussage, dass dem internen NA-Schutz nicht vollständig vertraut wird.



Aus der Umfrage geht auch deutlich hervor, dass die EVUs, Kontrolleure und Installateure dem Können der Umrichter vertrauen und das Weglassen eines externen NA-Schutzes positiv bewerten. Mehr als 54% wünschen sich eine Vereinfachung des NA-Schutzkonzepts sowie klare Vorgaben und Regelungen. Damit ergeben sich jedoch andere Hürden, wie die Betrachtung der 30kVA Schwelle bzw. deren Erhöhung oder die Integration einer Schnittstelle, um die Einstellwerte der Umrichter von EVUs/Kontrolleuren/Monteuren einfach auslesen zu können. Zudem kommt die Vereinheitlichung des Prüfprotokolls schweizweit hinzu, was den Installationsprozess für alle Beteiligten vereinfachen würde. Der Umrichter mit internem NA-Schutz stellt dabei ein einzelnes Gerät dar, das mittels Ländereinstellung konfiguriert werden muss. Wenn dieser falsch parametrier wird, ist die gesamte Fehlerkette zu 100% falsch. Wenn er jedoch richtig parametrier wird und auf den reinen internen NA-Schutz vertraut wird, ist die Installation abgeschlossen und das System funktioniert entsprechend der Standards.

Bei einem externen NA-Schutz-Relais, das falsch parametrier wird oder dessen Pufferung falsch ausgelegt ist, hilft auch eine richtige Parametrisierung des Umrichters nicht, da das externe NA-Schutz-Gerät die gesamte Kette falsch macht und zu unerwünschten Fehlauflösungen führt. Mit einem externen Gerät sind zwei Geräte beteiligt, die richtig parametrier und ausgelegt werden müssen. Das sind doppelt so viele wie bei einer Integration des Umrichters, bei der durch die Auswahl der richtigen Ländereinstellung alle Grenzwerte aus den Normen integriert sind.

Abschliessend kann eine Aufgabenliste für die Branche verfasst werden:

- Vereinheitlichung der Anforderungen an PV-Anlagen
- Bezogen auf Vorgaben, Prozesse, Prüfprotokolle:
 - Überarbeitung der Branchenempfehlung
 - Definition der Verantwortlichkeiten von Installation bis Fertigstellung
 - Überlegung einer offiziellen Prüfung der Umrichter, um die Sicherstellung der Schutzfunktionen zu garantieren (ähnlich Umrichter-Whitelist Österreich)
 - Überlegung über eine genormte Schnittstelle für Umrichter
 - Überlegung über Anhebung der 30 kVA-Grenze
 - Überlegung auf Verzicht des externen NA-Schutzes



5.2 Testprotokolle und Experimente (AP1.4)

5.2.1 Einleitung

Dieser Bericht behandelt das Verhalten von Energieerzeugungsanlagen (EEA) und des zugehörigen Netzanschluss-Schutzes mit externem Koppelschalter (NA-Schutz) bei Netzfehlern.

Der NA-Schutz hat die Aufgabe die EEA im Fehlerfall vom Verteilnetz zu trennen. Diese Schutzfunktion ist in Wechselrichtern zwingend vorhanden [2]. Zusätzlich sieht die Branchenempfehlung *Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz* [1] vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) einen externen NA-Schutz am Anschlusspunkt der EEA an das Verteilnetz, bei Anlagen >30kVA vor.

Die vorliegende Arbeit behandelt die Unterschiede im Trennverhalten zwischen internem und externem NA-Schutz. Dazu erfolgen Messungen im Labor jeweils mit und ohne externen Schutz, bei verschiedenen Netzfehlern. Die Ergebnisse zeigen, welche Konsequenzen das zusätzliche Schutzelement hat und welche Folgen resultieren, wenn es weggelassen wird.

5.2.2 Methodik

Versuchsgeräte

Die Versuche erfolgen jeweils mit drei Photovoltaikwechselrichtern, welche zufällig gewählt wurden. Die verwendeten Wechselrichter sind in Tabell 5.2-1 aufgeführt und Abbildung 5.2-1 zeigt die Wechselrichter im Labor.

Wechselrichtermodell	Hersteller	AC-Nennleistung [kW]
SUN2000-6KTL-M0	Huawei	6
Sunny Tripower STP6.0-3AV-40	SMA	6
Symo 6.0-3-M	Fronius	6

Tabelle 5.2-1: Im Labor verwendete Wechselrichter



Abbildung 5.2-1 Verwendete Wechselrichter im Labortest

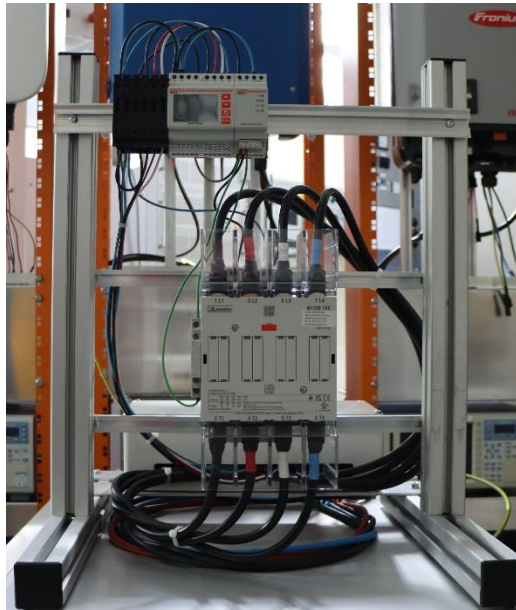
Im Folgenden sind die Wechselrichter anonymisiert und werden als WR1, WR2 und WR3 bezeichnet, ohne Bezug zu Tabelle 5.2-1 oder zur Abbildung 5.2-1.

Teil des Messaufbaus ist ebenfalls ein externer NA-Schutz⁵. Dieser besteht aus dem NA-Schutzrelais und einem Kuppelschalter. Das Schutzrelais hat die Aufgabe Netzgrößen zu messen und im Fehlerfall den Kuppelschalter zu betätigen. Beim Kuppelschalter handelt es sich um einen 4-poligen Schütz zur Trennung der kompletten EEA. Die Komponenten des externen NA-Schutzes sind in Tabelle 5.2-2 aufgelistet und Abbildung 5.2-2 zeigt ein Bild des externen NA-Schutzes als Kombination der Geräte.

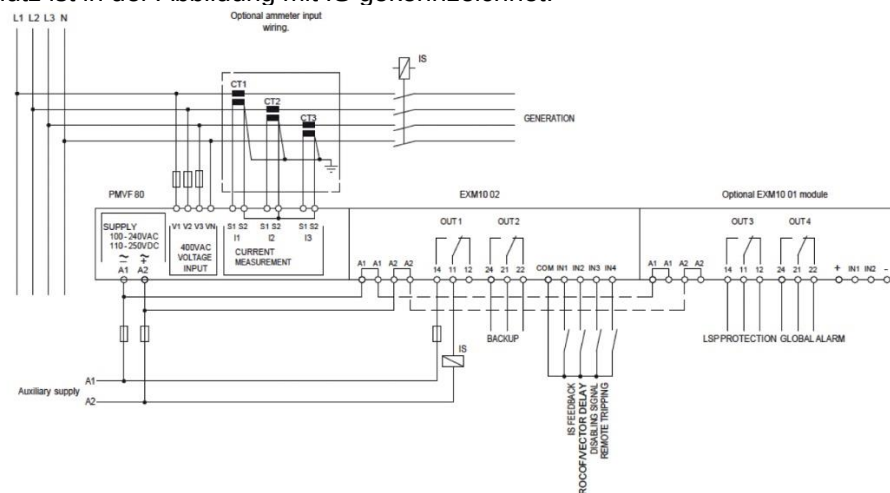
Gerätebezeichnung	Modell	Hersteller
NA-Schutzrelais	PMVF80	Lovato Electric
Kuppelschalter	BF230T4E230	Lovato Electric

Tabelle 5.2-2: Komponenten des NA-Schutzes

⁵ Die Geräte für den externen NA-Schutz im Test wurden der BFH von Kreuter Electric GmbH freundlicherweise zur Verfügung gestellt.



Die Abbildung 5.2-3 zeigt das Elektroschema vom Aufbau des NA-Schutzes. Die abgebildete Strommessung ist nicht vorhanden, da im Zuge der Messungen für dieses Projekt nicht notwendig. Der Trennschütz ist in der Abbildung mit *IS* gekennzeichnet.



Überprüfung Parametrierung

Diese Teilaufgabe wurde den Autoren von der Projektleitung im Laufe des Projektes zugeteilt – in Ergänzung zu den initial vorgesehenen Laborversuchen.



Laborversuche

Die Versuche im Wechselrichterlabor sollen zeigen, welche Auswirkungen die externe NA-Schutzeinrichtung auf die Anlage und das Stromnetz hat. Dazu wird eine Versuchsanlage mit drei Wechselrichtern aufgebaut. Bei verschiedenen, netzseitigen Störszenarien erfolgt die Betrachtung des Trennverhaltens, jeweils mit und ohne externer Schutzeinrichtung. Dies soll zeigen, welche Verbesserungen das externe Trennelement für die Anlage und das Stromnetz bringt und welche Probleme es allenfalls verursacht.

Messaufbau

Der Messaufbau für die Untersuchungen besteht im Wesentlichen aus drei Wechselrichtern mit jeweils einem zugehörigen PV-Simulator, einem AC-Netzsimulator und dem externen NA-Schutz. Hinzu kommen Messeinrichtungen, Leitungsimpedanzen in Form von Zuleitungskabeln, eine Ohm'sche Last und der Laborautomation zur Ansteuerung.

Abbildung 5.2-4 zeigt den Aufbau als Blockschaltbild.

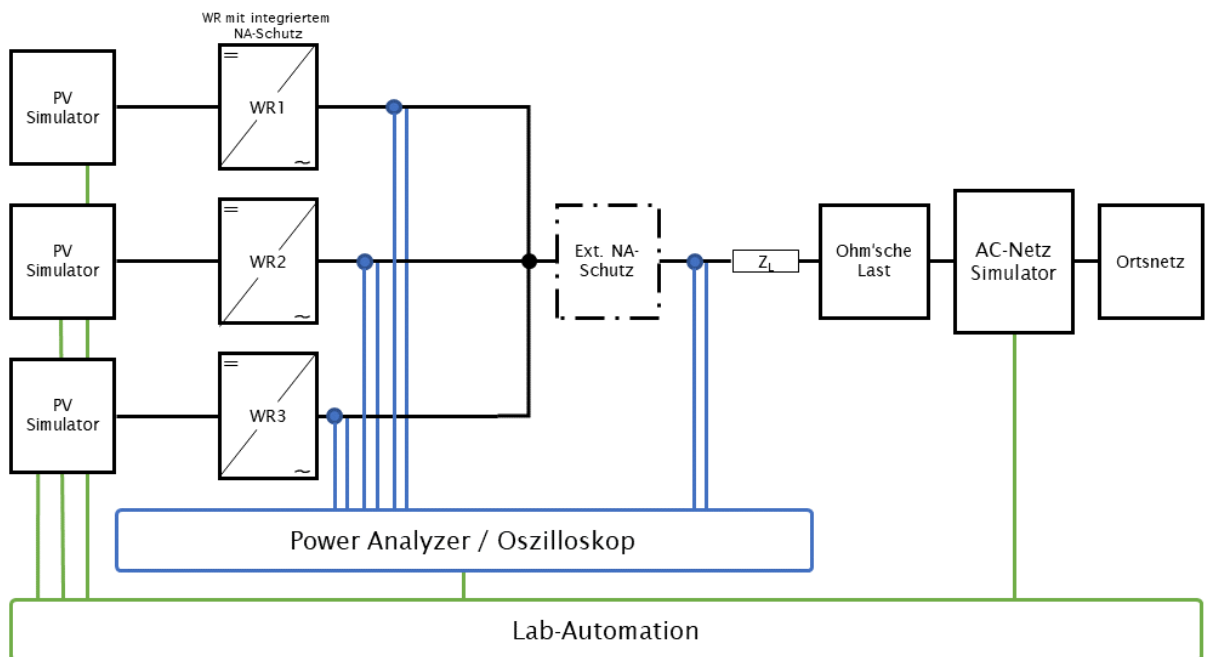


Abbildung Abbildung 5.2-4: Blockschaltbild des Messaufbaus

Die verwendeten Wechselrichter stammen von unterschiedlichen Herstellern und verfügen alle über einen internen NA-Schutz. Die zugehörigen PV-Simulatoren versorgen die drei Wechselrichter bei den Versuchen mit der gleichen, konstanten Leistung. Über den grössten Teil der Testreihe beträgt die Leistung 1.5 kW pro Wechselrichter. Einzig beim Versuch *Trennung unter Vollast* wird die rückgespeiste Leistung auf rund 6kW pro Wechselrichter erhöht.

Die Impedanz Z_L ersetzt im Aufbau die Netzimpedanz. Sie wird durch ein Kabel gebildet und beträgt $Z_L = 0.296 \Omega$. In den Versuchen verursacht sie eine Spannungserhöhung durch die rückgeführte Leistung der Wechselrichter.

Der verwendete AC-Netzsimulator bildet das Stromnetz nach und kann Netzfehler emulieren. Mehr zu den Netzfehlern ist im Abschnitt 0 aufgeführt. Die Senkenleistung des für die Messungen verwendeten



Simulators ist auf 4.5 kW begrenzt⁶. Um diese Leistung nicht zu überschreiten, wird die Ohm'sche Last so angepasst, dass stets ein ausgeglichener Lastfluss zwischen den Wechselrichtern und dem AC-Netzsimulator vorliegt⁷.

Betrachtete Netzfehler-Szenarien

Die Testreihe beinhaltet die folgenden Testprozeduren:

- Überfrequenzereignis
- Unterfrequenzereignis
- Überspannungseignis
- Unterspannungseignis

Die Testprozeduren erfolgen vereinfacht angelehnt an die SNEN 50549-10 [4].

Die Einstellwerte der Auslösegrößen der NA-Schutzeinrichtungen sind in der Branchenempfehlung des VSE vorgegeben und in Tabelle 5.2-3 aufgelistet. Die Werte wurden, falls nötig, um diesen Vorgaben zu entsprechen, an den Geräten angepasst (siehe dazu Abschnitt 5.2.3).

Schutzfunktionen	Schutzrelais-Einstellwerte	
Spannungssteigungsschutz $U>>$	$1,20 U_n$	$\leq 100\text{ms}$
Spannungssteigungsschutz $U>$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n$	$\leq 100\text{ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U<$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U<<$	$0,45 U_n$	300ms
Frequenzrückgangsschutz $f<$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100\text{ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f>$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100\text{ms}$

Tabelle 5.2-3 Einstellempfehlungen für den Entkopplungsschutz am (Haus-)Anschlusspunkt für Stromrichter [2, 7.4.4]

Die Nachbildung der Netzfehler erfolgt in Treppenfunktionen von Spannung oder Frequenz wie in Abbildung 5.2-5 dargestellt. Ziel dieser Messung ist das Bestimmen der effektiven Schwellwerte für die Auslösung, inklusive dem zeitlichen Verhalten.

Die SN EN 50549-1 gibt vor, wie genau die Wechselrichter und das NA-Schutzrelais Netzgrößen messen müssen und dementsprechend in welcher Toleranz um die Schwellenwerte der NA-Schutz auslösen muss. Die Toleranzen sind im Anhang aufgeführt.

Die charakterisierenden Größen für die Treppenfunktionen ergeben sich aus der SNEN 50549-1 [2], der SNEN 50549-10 [4] und den Werten aus der Tabelle 5.2-3. Sie sind in der Tabelle 5.2-4 aufgeführt.

⁶ Für die Messungen des Überspannungseignisses besteht diese Restriktion nicht, weil sie auf einem anderen, leistungstärkeren Simulator durchgeführt wurden.

⁷ Ab Sommer 2024 sind am PV-Labor Messungen mit Leistungen bis 150 kVA Rückspeisung möglich.

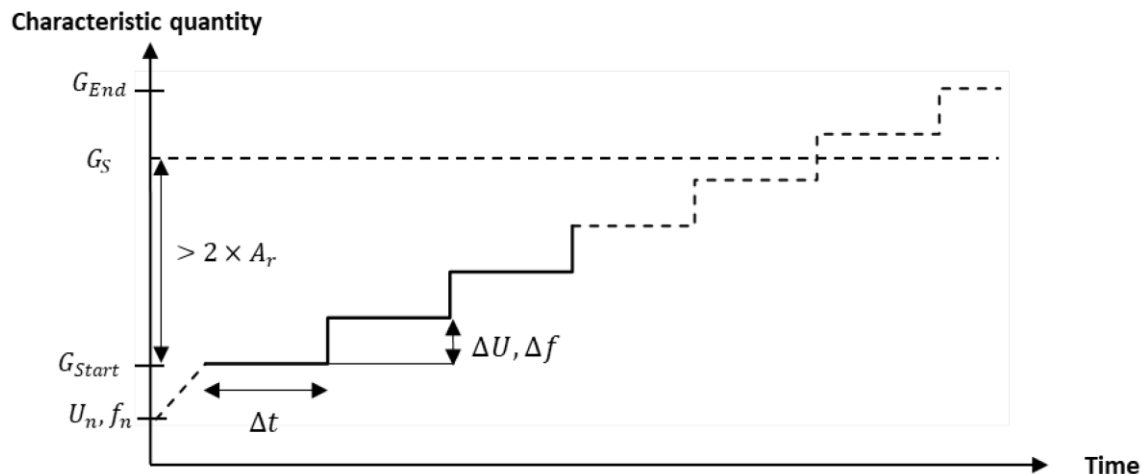


Abbildung 5.2-5: Treppenfunktion zur Nachbildung von Netzfehlern [4, 5.8.3.2.2]

Testprozeduren	G_{Start}	Δt	$\Delta U/\Delta f$
Überfrequenzereignis	$f_{start} = 51.5 Hz - 0.1 Hz$ $= 51.4 Hz$	$\Delta t = 0.1 s + 0.2 s = 0.3 s$	$\Delta f = 0.025 Hz$
Unterfrequenzereignis	$f_{start} = 47.5 Hz + 0.1 Hz$ $= 47.6 Hz$	$\Delta t = 0.1 s + 0.2 s = 0.3 s$	$\Delta f = -0.025 Hz$
Überspannungereignis	$U_{start} = 1.2 * U_n - 0.02$ $* U_n$ $= 271.4 V$	$\Delta t = 0.1 s + 0.2 s = 0.3 s$	$\Delta U = 0.005 * U_n$ $= 1.15 V$
Unterspannungereignis	$U_{start} = 0.8 * U_n + 0.02$ $* U_n$ $= 188.6 V$	$\Delta t = 1.5 s + 0.2 s = 1.7 s$	$\Delta U = -0.005 * U_n$ $= -1.15 V$

Tabelle 5.2-4: Charakterisierende Grössen zur Treppenfunktion in Abbildung 5.2-5 für die jeweiligen Testprozeduren [4, 5.8.3.2.2], [2, 7.4.4], [1, 4.9.3.1]

Entwicklung Testverfahren

Die Teilaufgabe der Entwicklung eines geeigneten Testverfahrens für die Zertifizierung von NA-Schutzgeräten für den Einsatz in der Schweiz wurde auf Entscheid des Leitungsausschusses sistiert und folglich nicht bearbeitet.

5.2.3 Resultate

Einfluss von Einstellmöglichkeiten

Die folgenden Abschnitte beschreiben, wie netzbezogene Parameter an den Versuchsgeräten für ein spezifisches Stromnetz eingestellt werden können, wo dabei mögliche Fehlerquellen liegen und was falsches Einstellen bewirken kann.

Standardwerte und Ländereinstellungen



Alle untersuchten Geräte verfügen über einen Standardparametersatz, auf welchen sie zurückgesetzt werden können. Das untersuchte NA-Schutzrelais verfügt über einen Standardparametersatz, welcher am Gerät durch «Werkeinstellungen laden» erneut gesetzt werden kann. Beim verwendeten NA-Relais entsprechen diese Parameter dann den Ländereinstellungen für Deutschland. Ausgeliefert wurde es mit der angepassten Einstellung gemäss NA/EEA-NE7 – CH 2020 [1].

Wechselrichter verfügen über die Möglichkeit, Parametereinstellungen durch eine Länderwahl vorzunehmen. Durch Setzen der Länderwahl werden die netzbezogenen Parameter auf Standardwerte für das entsprechende Stromnetz gesetzt.

Wie sich bei zusätzlichen Überprüfungen von lagernden Geräten am PV-Labor zeigte, verfügen aber im Besonderen ältere Geräte von einzelnen Herstellern keinen Standardparametersatz für das Schweizer Stromnetz.

In Tabelle 5.2-5 sind die voreingestellten Werte des externen NA-Schutzes und die hinterlegten Standardwerte für die Länderwahl «Schweiz» der drei betrachteten Wechselrichter aufgelistet. Die Einheiten und die Bezeichnungen der Parameter wurde harmonisiert.

	externer NA-Schutz			Wechselrichter 1			Wechselrichter 2			Wechselrichter 3		
	min	Voreinstellung	max	min	Länderwahl	max	min	Länderwahl	max	min	Länderwahl	max
$>> U [pu]$	1	1.2	1.3	1	1.25	2	-	-	-	0.1	1.2	1.304
$\Delta t (>>U)$	0.05 s	0.1 s	1 s	0 s	0.1 s	1000 s	-	-	-	0.02 s	0.1 s	1000 s
$> U [pu]$	-	-	-	1	1.2	2	1	1.2	1.5	-	-	-
$\Delta t (>U)$	-	-	-	0 s	0.1 s	1000 s	0.05 s	0.1 s	7200 s	-	-	-
$< U [pu]$	0.2	0.8	1	0.2	0.8	1	0.05	0.8	1	-	-	-
$\Delta t (<U)$	0.05 s	1.5 s	5 s	0 s	1.5 s	1000 s	0.05 s	1.5 s	7200 s	-	-	-
$<< U [pu]$	0.05	0.45	1	0.2	0.45	1	0.05	0.45	1	0.1	0.45	1.304
$\Delta t (<<U)$	0.05 s	0.3s	5 s	0 s	0.3 s	1000 s	0.05 s	0.3 s	7200 s	0.02 s	0.3 s	1000 s
$> f [Hz]$	49.91	51.5	53	50	51.5	66	50	51.5	60	45	51.5	65
$\Delta t (>f)$	0.05 s	0.1s	5 s	0 s	0.1s	1000 s	0.05 s	0.1 s	7200 s	0.06 s	0.1 s	1000 s
$< f [Hz]$	45.01	47.5	50	44	47.5	60	40	47.5	50	45	47.5	65
$\Delta t (<f)$	0.05 s	0.1s	5 s	0 s	0.1s	1000 s	0.05 s	0.1 s	7200 s	0.06 s	0.1 s	1000 s
$> U_{10minAVG} [pu]$	1	1.1	1.2	1	1.1	2	1	1.1	1.5	0.1	1.1	1.304
$\Delta t (>U_{10minAVG})$	0.05 s	0.1 s	100 s	-	-	-	0.05 s	0.1 s	7200 s	-	-	-

Tabelle 5.2-5: Einstellbereich und Voreinstellung relevanter Parameter bezüglich NA-Schutztrennung der im Test verwendeten Geräte

Deaktivierung und Einstellgrenzen

Einige der Schutzfunktionen lassen sich sowohl am externen NA-Schutz als auch an den Wechselrichtern für den internen NA-Schutz deaktivieren.

Bei allen betrachteten Geräten sind die Grenzen für Schaltschwellen, die gesetzt werden können, deutlich höher oder tiefer als die vorgesehenen Werte nach Ländercode. Die Einstellgrenzen der Schaltparameter sind in Tabelle 5.2-5 aufgeführt. Durch den grossen Einstellbereich der Schaltschwellen im externen NA-Schutzrelais und den Wechselrichtern, kann ein nicht nach Vorgabe



gesetzter Wert den Ausschaltpunkt so weit verschieben, dass es einer Deaktivierung der Schutzfunktion gleichkommt.

Hierzu ein Beispiel:

Die NA-Schutzeinrichtung soll gemäss NA/EEA-NE7 – CH 2020 [1] die Anlage bei einer Unterfrequenz von 47.5 Hz nach einer Verzögerung von 0.1 s vom Stromnetz trennen. Die entsprechende Schaltschwelle lässt sich aber, je nach Gerät, bis auf 45 Hz oder tiefer einstellen. Alle Geräte schützen die Veränderung der Parameter und die Deaktivierung von Schutzfunktionen mit einem Passwort.

Benennung von Parameter

Die drei Wechselrichter und die externe NA-Schutzeinrichtung verwenden unterschiedliche Bezeichnungen für die Schaltschwellen. Weitere Varianten für die Bezeichnung der Parameter kommen aus den Normen und Branchenempfehlungen dazu.

Das führt zu möglichen Fehlerquellen beim Setzen der Schaltschwellen. Bei den Überspannungsschwellwerten können insbesondere die unterschiedlichen Bezeichnungen in der NA/EEA-NE7–CH 2020 [1] und der SNEN 50549-10 [4] zu Fehlern führen.

Die Tabelle 5.2-6 enthält eine Übersicht der Bezeichnungen von Spannungsschwellwerten auf den Geräten und in Normen und Richtlinien.

	NA/EEA-NE7-CH 2020 [2]	Ext. NA-Schutz	WR 1	WR 2	WR 3	SNEN 50549-10 [4]
Überspannung (10 min)	U>	UMAX U>	Increase Prot.	10 minute OV protection	U Longtime Limit	U > 10M
Überspannung 1	U>>	UMAX U>>	Lower Maximum	Level-1 OV protection	U Inner Limit Max	U >
Überspannung 2	-	-	Median Maximum	Level-2 OV protection	U Outer Limit Max	U >>
Unterspannung 1	U<	UMIN U<	Upper Minimum	Level-1 UV protection	U Inner Limit Min	U <
Unterspannung 2	U<<	UMIN U<<	Median Minimum	Level-2 UV protection	U Outer Limit Min	U <<

Tabelle 5.2-6: Parameterbezeichnung von Spannungsschwellwerten auf den Versuchsgeräten und in Normen und Richtlinien [1], [4]

Experimentelle Untersuchungen im Labor

Die Versuchsreihe zeigt, dass sowohl der interne wie auch der externe NA-Schutz seine Funktion erwartungsgemäss wahrnimmt. In den Versuchsreihen erfolgte die geforderte Netztrennung innert der Toleranz. Abhängig vom der Testprozedur und dem Fabrikat, trennt der integrierte oder der externe NA-Schutz die Anlage zuerst. Weitere Details zu den Tests beschreiben die nachfolgenden Kapitel.

Überfrequenzereignis

Bei Überfrequenz reduzieren die Wechselrichter ihre Ausgangsleistung, um so das Stromnetz zu stabilisieren. Erst bei Erreichen des entsprechenden Schwellwertes (51.5 Hz gemäss [1]), trennen sich die Wechselrichter vom Stromnetz. Abbildung 5.2-6 zeigt den Leistungsverlauf der drei Wechselrichter mit zugehörigem Frequenzverlauf einmal ohne (links) und einmal mit externem NA-Schutz (rechts).

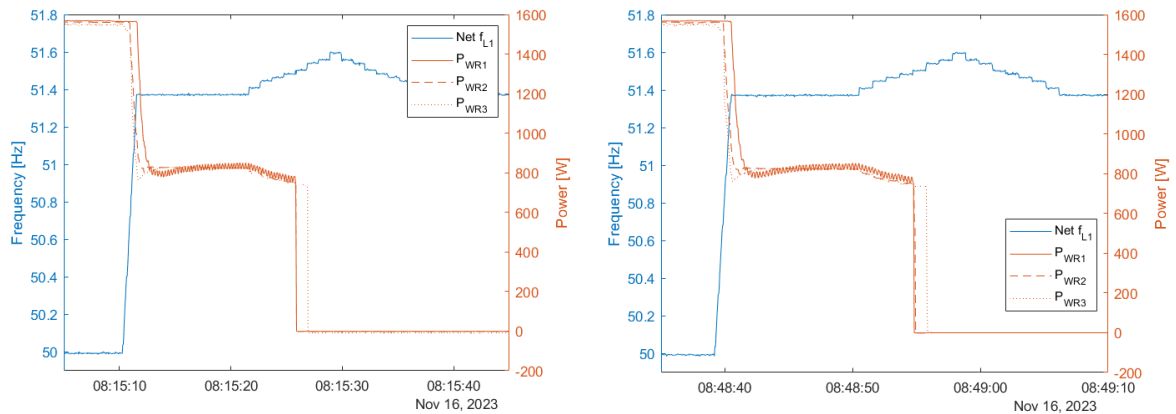


Abbildung 5.2-6: Leistungs- und Frequenzverlauf bei einem Überfrequenzereignis ohne (l) und mit externem NA-Schutz (r)

Wechselrichter 1 und 2 trennen sich etwas früher bei rund 51.503 Hz. Der dritte Wechselrichter trennt sich etwas später, bei 51.534 Hz vom Stromnetz. Da sich der externe NA-Schutz fast zeitgleich mit dem Wechselrichter 3 trennt, hat das zusätzliche Trennelement keinen wesentlichen Einfluss auf das Trennverhalten. Vor der Trennung sieht man die Reduktion der Einspeiseleistung aufgrund der $P(f)$ -Vorgaben im Bereich von 50.2 bis 51.5 Hz.

Unterfrequenzereignis

Ähnlich wie beim Überfrequenzereignis hat der externe NA-Schutz keinen wesentlichen Einfluss auf das Trennverhalten der Anlage. Die Abbildung 5.2-7 zeigt den Leistungsverlauf der drei Wechselrichter mit zugehörigem Frequenzverlauf. Die rechte Grafik zeigte den Verlauf mit und die linke ohne externen NA-Schutz.

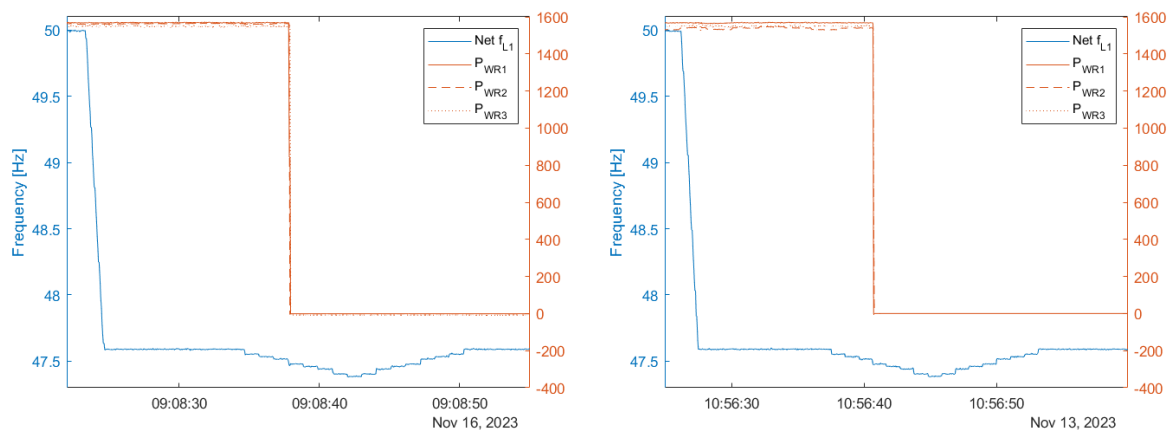


Abbildung 5.2-7: Leistungs- und Frequenzverlauf bei einem Unterfrequenzereignis mit (r) und ohne (l) externem NA-Schutz

Alle drei Wechselrichter trennen sich nahezu zeitgleich bei 47.491 Hz (Schwellenwert 47.5 Hz gemäss [1]) vom Stromnetz. Wie schon beim Überfrequenzereignis verändert der externe NA-Schutz auch im Unterfrequenzfall nichts Bedeutsames an der Trennsituation, da er rund 30 ms später als die Wechselrichter trennt. Dies wird aus Abbildung 5.2-8 ersichtlich.

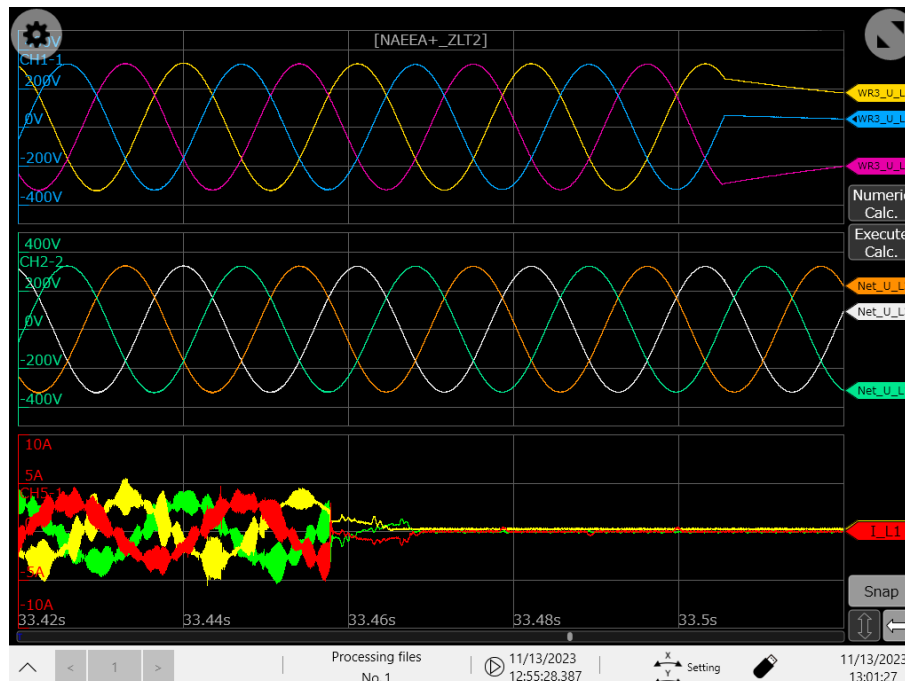


Abbildung 5.2-8 : Oszilloskop-Aufnahme der drei Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter, einmal EEA-seitig (oben) und einmal netzseitig (Mitte) vom externen NA-Schutz, sowie der drei Phasenströme, die durch den externen NA-Schutz fließen (unten).

Der Stromverlauf auf Abbildung 5.2-8 (unten) zeigt die Trennung des letzten Wechselrichters. Im Verlauf der Spannungen auf EEA-Seite, rund 1.5 Perioden nach der Trennung des letzten Wechselrichters ist die Trennung vom externen NA-Schutz ersichtlich. Während die Netzseitige Spannung weiterhin anliegt, beginnen sich EEA-seitig die Ausgangskondensatoren der Wechselrichter zu entladen.

Überspannungsereignis

Bei einem Überspannungsereignis trennt sich als erster der Wechselrichter 2 bei einer Spannung von 276.29 V (Schwellenwert 276 V). Im Aufbau ohne externe NA-Schutzeinrichtung trennt sich der Wechselrichter 1 bei einer Spannung von 277.31 V. Der Wechselrichter 3 trennt sich bei einer Spannung von 279.98 V. Der linke Graph von Abbildung 5.2-9 zeigt den entsprechenden Verlauf der Leistungen aller Wechselrichter, sowie jeweils die Spannung am Aussenleiter 1 gemessen an allen AC-Klemmen der Wechselrichter.

Die Trennung des Wechselrichter 2 erfolgt im Aufbau mit externem NA-Schutz identisch zur Messung ohne den externen Schutz. Das NA-Schutzrelais löst die Trennung vom Netz bei 277.08 V, noch vor Wechselrichter 1 und 3 aus. Dadurch werden diese zwei Wechselrichter im Einspeisebetrieb vom Netz getrennt. Abbildung 5.2-9 rechts zeigt den Verlauf der Wechselrichterleistungen und der Spannung von L1. Zusätzlich zeigt die Grafik den Verlauf von L1 netzseitig vom externen NA-Schutz.

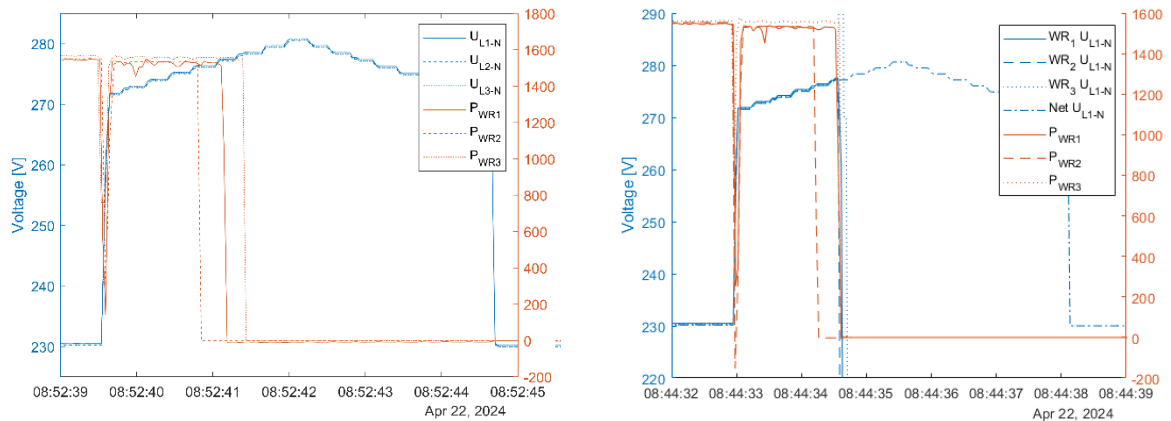


Abbildung 5.2-9 Leistungs- und Spannungsverlauf bei einem Überspannungsereignis mit (r) und ohne (l) externem NA-Schutz

Unterspannungsereignis

Bei einem Unterspannungsereignis trennt sich als erster der Wechselrichter 1 bei einer Spannung von 186.08 V (Schwellenwert 184 V). Im Aufbau ohne externe NA-Schutzeinrichtung trennen sich Wechselrichter 2 und 3 etwas später bei 183.97 V nahe zu zeitgleich. Die linke Grafik in Abbildung 5.2-10 zeigt den entsprechenden Verlauf der Leistungen aller Wechselrichter, sowie jeweils die Spannung der Phase 1 an allen Wechselrichtern.

Die Trennung des Wechselrichter 1 erfolgt im Aufbau mit externem NA-Schutz identisch zur Messung ohne den externen Schutz. Das NA-Schutzrelais löst die Trennung vom Netz bei 184.97 V, noch vor Wechselrichter 2 und 3 aus. Dadurch werden die zwei Wechselrichter unter Last vom Netz getrennt. Der entsprechende Verlauf der Wechselrichterleistungen und von jeweils L1 an den Wechselrichtern ist auf der rechten Grafik in Abbildung 5.2-10 dargestellt. Zusätzlich zeigt die Grafik den Verlauf von L1 netzseitig vom externen NA-Schutz.

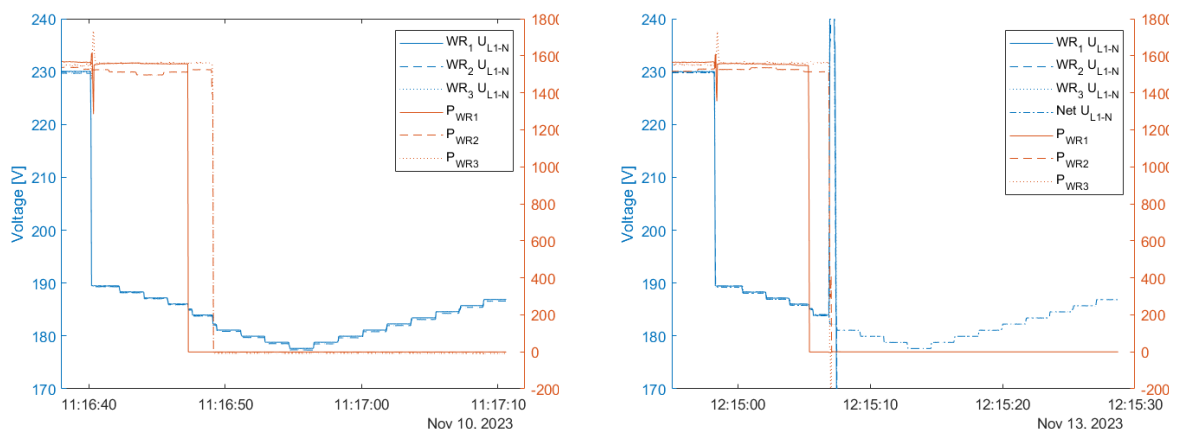


Abbildung 5.2-10: Leistungs- und Spannungsverlauf bei einem Unterspannungsereignis mit (r) und ohne (l) externem NA-Schutz

Die Trennung des externen NA-Schutzes führt zu einem schlagartigen Anstieg der in Abbildung 5.2-10 auf der rechten Seite abgebildeten RMS-Spannungswerte von L1 an den Wechselrichtern. Der starke Anstieg resultiert zum einen aus einer tatsächlich vorhandenen Spannungsüberhöhung und zum



ändern aus der RMS-Berechnung der Spannungen nach der Trennung, während der Entladung der Ausgangskondensatoren der Wechselrichter.

Wie sich die Spannungen effektiv verhalten, zeigt die Oszilloskop-Aufnahme in Abbildung 5.2-11. Der Zeitpunkt der Trennung lässt sich an den Stromverläufen im untersten Teil der Grafik erkennen. Es handelt sich um die drei Phasenströme des Wechselrichters 3. Die Trennung erfolgt bei der Spitze am Ende des sinusförmigen Verlaufs. In den netzseitigen Spannungsverläufen (Abbildung 5.2-11 Mitte) lässt sich keine - durch die Trennung verursachte - Auswirkung erkennen. Auf EEA-Seite führt die Trennung jedoch zu einer Spannungserhöhung auf allen Polleitern. Die Wechselrichter versuchen kurzzeitig ihre Ausgangsleistung aufrecht zu erhalten, was zu Leistungsflüssen zwischen Wechselrichter 2 und 3 führt. Da die Wechselrichter vom Netz, das sie führt, getrennt sind, verläuft ihre Ausgangsspannung nicht mehr sinusförmig und überhört sich temporär stark. Nach rund 6.5 Perioden (~ 130 ms) trennen sich dann die beiden Wechselrichter.

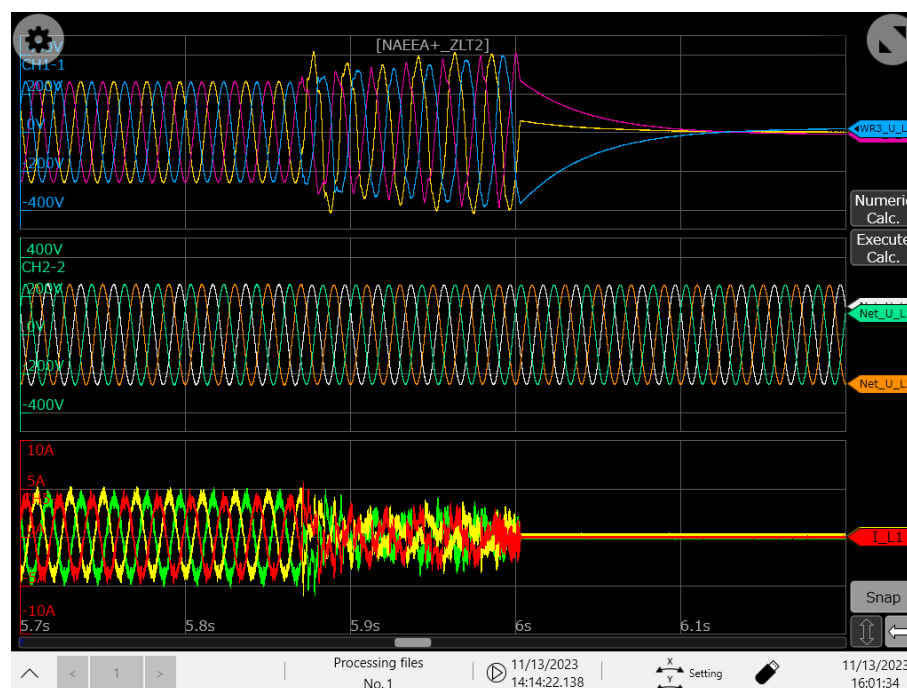


Abbildung 5.2-11: Oszilloskop-Aufnahme der drei Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter, einmal EEA-seitig (oben) und einmal netzseitig (Mitte) vom externen NA-Schutz, sowie der drei Phasenströme am Ausgang von Wechselrichter 3 (unten).

Verhalten einzelner Wechselrichter nach Trennung

Auf Grund der in Abschnitt 5.2.3 dargestellten Spannungsüberhöhung folgt eine Betrachtung der einzelnen Wechselrichter. Die Abbildung 5.2-12 zeigt den dazu angepasst Messaufbau.

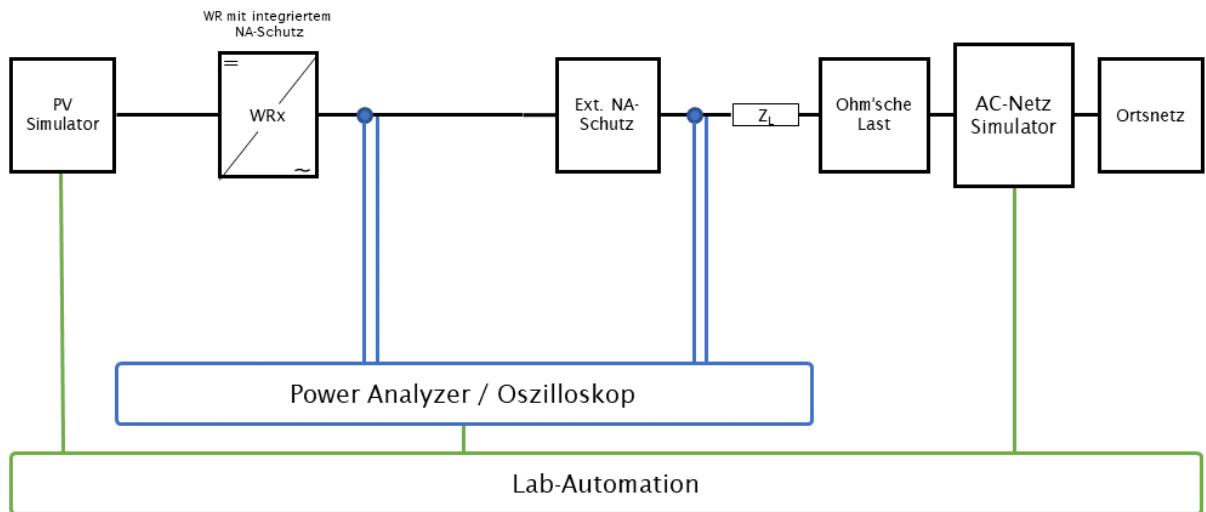


Abbildung 5.2-12: Blockschaltbild des angepasst Messaufbaus zur Betrachtung der einzelnen Wechselrichter

Der Versuch erfolgt mit Wechselrichter 1-3 an der Stelle von WRx, wobei der externe NA-Schutz jeweils durch ein Unterspannungsereignis ausgelöst wird. Wiederum sind die Spannungsspitzen der RMS-Werten in den Grafiken auf Abbildung 5.2-14 wenig aussagekräftig.

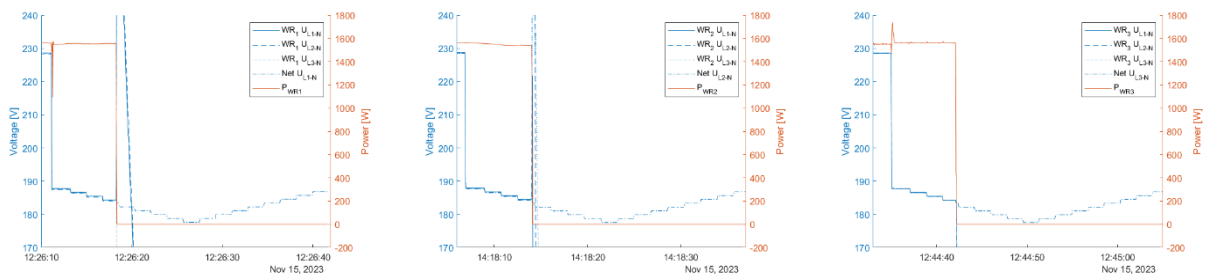


Abbildung 5.2-13: Leistungs- und Spannungsverlauf von WR1 (r), WR2 (m) und WR3 (l) bei einem Unterspannungsereignis

Die Oszilloskop-Aufnahme in Abbildung 5.2-16 zeigen das effektive Verhalten von Wechselrichter 1(l) und 2(r). Die Trennung durch den externen NA-Schutz ist in den Strömen (unten) deutlich ersichtlich. Während der Wechselrichter 1 die Ausgangsspannung nur leicht erhöht und bereits nach weniger als einer Periodendauer durch den internen NA-Schutz trennt, verhält sich der Wechselrichter 2 deutlich ungünstiger. Bis zur Trennung vergehen etwas mehr als 3 Perioden. Die Spannungserhöhung ist in der Abbildung 5.2-15 besser ersichtlich.

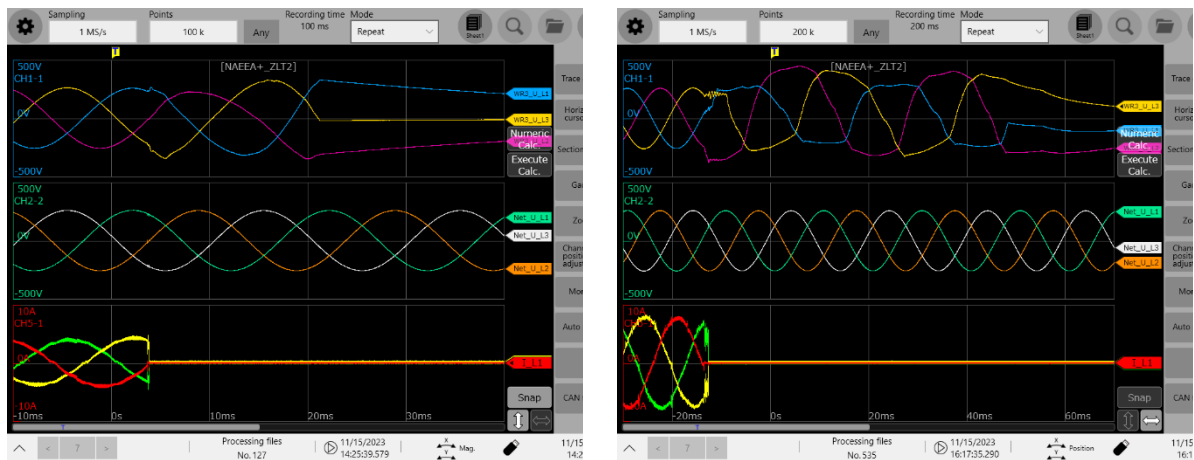


Abbildung 5.2-14: Oszilloskop-Aufnahme mit WR1 (l) und WR2 (r) der drei Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter, einmal EEA-seitig (oben) und einmal netzseitig (Mitte) vom externen NA-Schutz, sowie der drei Phasenströme am Ausgang des jeweiligen Wechselrichters (unten).



Abbildung 5.2-15: Oszilloskop-Aufnahme der Ausgangsspannungen von Wechselrichter 2 nach der Trennung vom Netz durch den externen NA-Schutz

Trennung unter Vollast

Im letzten Versuch der Testreihe erfolgt die Betrachtung eines seltenen aber durchaus möglichen Ereignisses. Der Externe NA-Schutz trennt die Anlage vom Netz, während alle drei Wechselrichter mit ihrer Nennlast, also rund 6 kW ins Netz einspeisen.

Da bei diesem Versuch auch die netzseitigen Auswirkungen beobachtet werden, erfolgt die Trennung am realen Stromnetz und nicht mittels AC-Netzsimulator. Dadurch kann eine Verfälschung der Ergebnisse durch den Netzsimulator ausgeschlossen werden. Da aber so kein Netzfehler



nachgebildet werden kann, wird die Trennung des externen NA-Schutzes manuell ausgelöst. Die Abbildung 5.2-16 zeigt das Blockschaltbild des entsprechenden Messaufbaus.

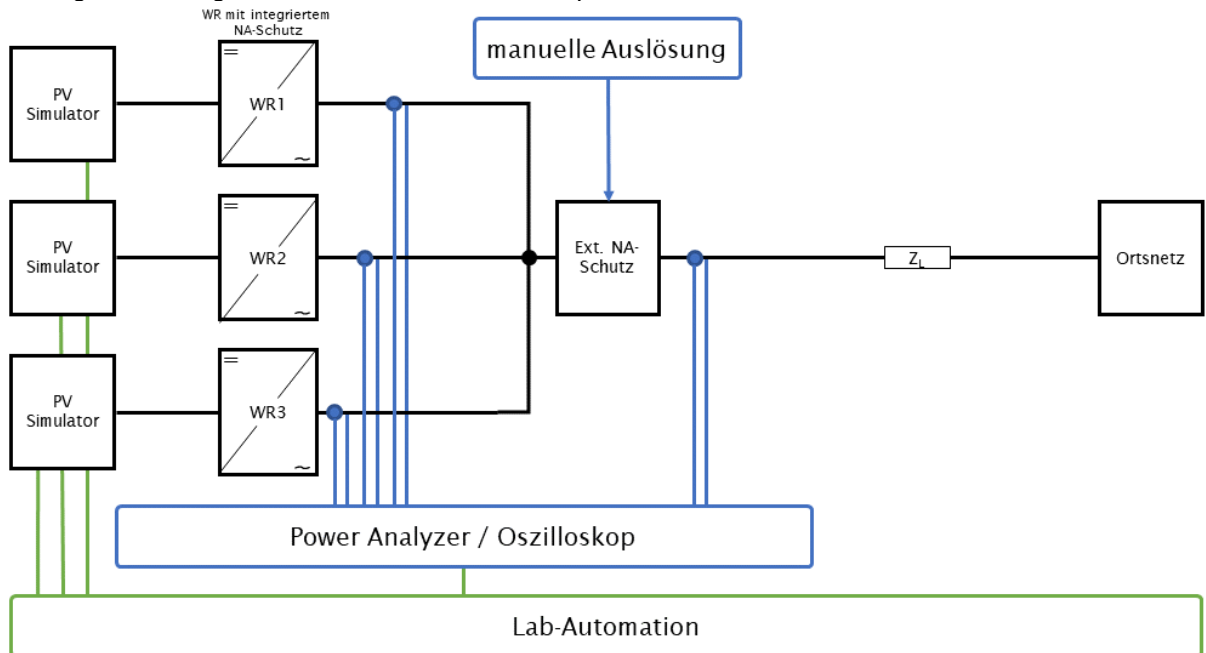


Abbildung 5.2-16: Blockschaltbild des angepasst Messaufbaus zur Betrachtung des Trennverhalten unter Nennlast.

Die Oszilloskop-Aufnahme in der Abbildung 5.2-17 zeigt das Verhalten bei der Trennung. An den Strömen (unten) lässt sich wiederum der Zeitpunkt der Trennung erkennen. Die Auswirkung auf die Netzspannungen (Mitte) fallen erneut sehr klein aus. Die Transienten, welche die Trennung netzseitig verursacht, sind in der Oszilloskop-Aufnahme in Abbildung 5.2-18 besser ersichtlich. Die resultierenden Spitzen-Spitzenspannung der Transienten beträgt im Versuch 52 V.

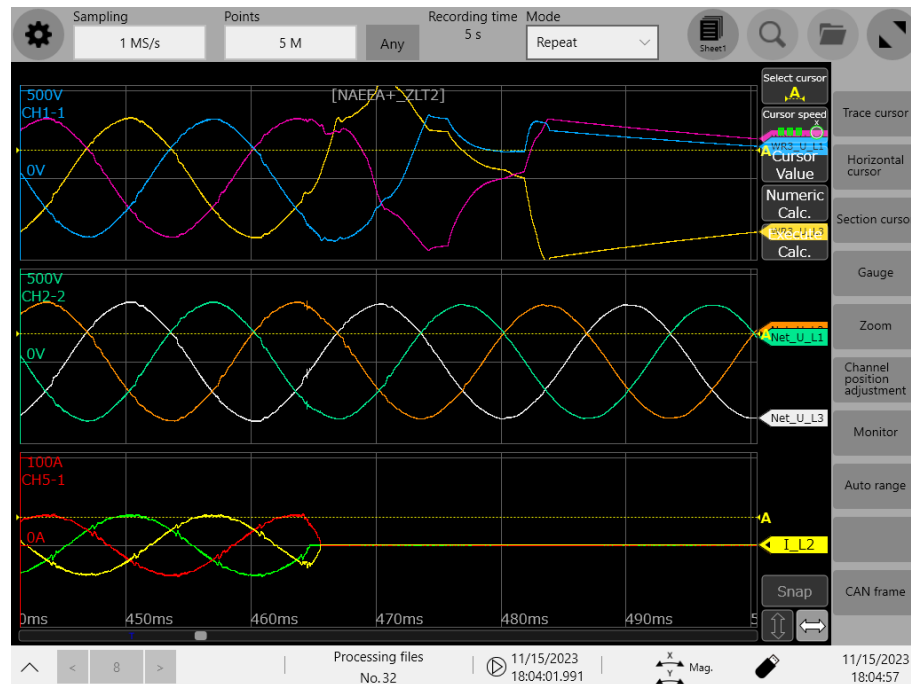


Abbildung 5.2-17: Oszilloskop-Aufnahme der drei Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter, einmal EEA-seitig (oben) und einmal netzseitig (Mitte) vom externen NA-Schutz, sowie der drei Phasenströme zwischen dem externen NA-Schutz und dem Netzanschluss (unten).

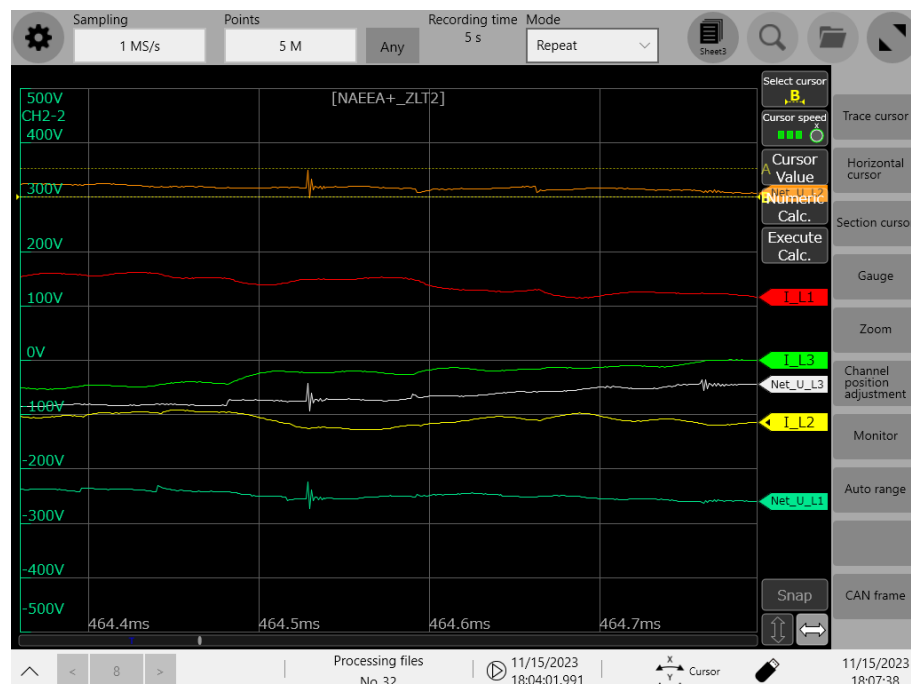


Abbildung 5.2-18 : Oszilloskop-Aufnahme der drei netzseitigen Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter, sowie der drei Phasenströme zwischen dem externen NA-Schutz und dem Netzanschluss



Weit drastischer sind die EEA-seitigen Spannungen. Die Oszilloskop-Aufnahme in Abbildung 5.2-19 zeigt den Verlauf der Wechselrichterspannungen etwas grösser dargestellt. Hier stellt sich nach der Trennung keine Sinusspannung mehr ein, da die Wechselrichter ja als netzfolgende Stromquelle aufgebaut sind. Die Spannungserhöhung ist verglichen mit Teillast bei der Trennung unter Nennlast deutlich höher. Die Spannung zeigt hier auf einem Aussenleiter bis auf 552 V. Das kann einerseits an der höheren Leistung und andererseits am dritten noch einspeisenden Wechselrichter liegen.



Abbildung 5.2-19: Oszilloskop-Aufnahme der drei EEA-Seitigen Phasenspannungen gegenüber dem Neutralleiter.

5.2.4 Schlussfolgerungen und Fazit

Die Versuche haben gezeigt, dass sowohl der interne wie auch der externe NA-Schutz die EEA im Störfall zuverlässig vom Verteilnetz trennt.

Ein Unterschied zwischen den beiden Schutzvarianten liegt in der Möglichkeit einer fehlerhaften Parametrierung. Bei Verwendung des wechselrichterinternen NA-Schutzes müssen alle Wechselrichter korrekt parametrierung werden, um die Schutzfunktion in der gesamten Anlage zuverlässig zu erfüllen.

Unter dem Gesichtspunkt, dass der externe NA-Schutz eine Redundanz zum integrierten NA-Schutz darstellen soll, muss sodann auch gewährleistet sein, dass die Parameter übereinstimmend parametrierung und kontrolliert sind.

Die Auswirkungen auf das Verteilnetz sind bei beiden Schutzvarianten nahezu identisch. Der einzige, identifizierte Unterschied liegt darin, dass sich bei einer EEA ohne externen NA-Schutz die einzelnen Energieerzeugungseinheiten je nach Störszenario kaskadiert trennen und nicht die gesamte Leistung auf einen Schlag wegfällt.

Auf der EEA-Seite kann der folgende Unterschied beobachtet werden: Bei der Trennung durch den



internen NA-Schutz bleibt die restliche Installation kurzzeitig mit dem Verteilnetz verbunden. Dadurch ist sie dem verursachenden Netzfehler ausgesetzt und kann kaskadiert ebenfalls reagieren. Das Resultat ist eine «gestaffelte Netztrennung». Bei der Trennung der gesamten EEA durch einen externen NA-Schutz auf einen Schlag wird die gesamte Produktionsanlage vom Netz getrennt und somit vom verursachenden Netzfehler geschützt. Jedoch führt dieses Szenario zu einer Spannungsüberhöhung innerhalb der Installation, was ein wiederum zusätzliches Schadensrisiko birgt.



5.3 Simulation von Störszenarien (AP2)

Im Arbeitspaket 2, geleitet durch die ETHZ, werden die Störszenarien anhand von Modellnetzen quantitativ untersucht. Auf Basis der Vorarbeit im Projekt haben sich zwei Fragen gestellt:

- Risiko der Weitereinspeisung nach Spannungsverlust
- Risiko einer Inselnetzbildung

Im gesamten Kapitel bzw. Arbeitspaket wird die **Unterscheidung des NA-Schutzes zwischen extern und intern ignoriert**. Es stellt sich nur die Frage, ob eine korrekte NA-Schutz Funktion vorliegt, oder eine Über- bzw. Unterfunktion gegeben ist. Gleichermassen wird die **Ausweisung einer Wahrscheinlichkeit** für die Funktionstüchtigkeit des NA-Schutzes **zurückgestellt**. Diese wurde im AP1.3 analysiert, ist aber für die Aussagen dieses Kapitels unerheblich. Bei den Untersuchungen stehen hingegen die **Auswirkungen der Funktionstüchtigkeit (korrekte Funktion, Überfunktion, Unterfunktion) des NA-Schutzes** im Vordergrund.

5.3.1 Risiko der Weitereinspeisung bei Spannungsverlust

Ein Spannungsverlust ist ein Netzzustand, der überall auftreten kann, zum Beispiel wenn ein Verteilnetzbereich durch den Netzbetreiber für Wartung abgeschaltet wird, oder der Überstromschutz im Fehlerfall einen Verteilnetzbereich vom restlichen Netz trennt. Das Störszenario untersucht die Möglichkeit, ob eine EEA nach einem Spannungsverlust im Netz, weiter einspeisen könnte. Sollte dies der Fall sein, würde ein korrekt funktionierender NA-Schutz die Sicherheit erhöhen. Ein externer NA-Schutz würde dann eine Redundanz zum internen NA-Schutz darstellen, der bei Fehlfunktion oder falscher Einstellung nicht oder zu spät abschalten könnte.

Unabhängig von der korrekten Funktion des NA-Schutzes kann festgehalten werden, dass bei einem Spannungsverlust keine Wechselrichter-basierte EEA weiter einspeist, sondern nach wenigen Sekunden abschalten würde:

- Wechselrichter erfordern intern das Signal einer korrekt funktionierenden PLL (Phase Locked Loop), die den Winkel der Netzspannung misst, um den für die Leistung erforderlichen Strom einzuspeisen. Liegt dieses Signal nicht vor, kann der Wechselrichter keine Leistung ins Netz einspeisen und schaltet ab. Dieses gilt unabhängig von der maximalen Wirkleistung (die bei niedriger Spannung viel niedriger ausfällt) [5].
- Das Verhalten ist konform mit der IEC-Norm 62109 (Kapitel 4.6) zur Sicherheit von Photovoltaik-Wechselrichtern, wonach der Spannungsrückspeisungsschutz bei Ausfall des Netzstromkreises gewährleistet sein muss [6]
- Laut den Umfragen bei VSE, Swissolar, VSEK (Kapitel 4.3) und bei den am Projekt teilnehmenden Experten ist so ein Fall in der Praxis mit PV-Umrichtern noch nie beobachtet worden.
- Die für das Projekt durchgeführten Experimente mit drei Wechselrichtern haben zwar die korrekte Abschaltung bei Spannungsverlust belegt, allerdings erfolgte diese durch den internen NA-Schutz. Gespräche mit Wechselrichterherstellern bestätigen allerdings, dass eine Einspeisung ohne Netzspannung auch theoretisch nicht möglich ist, unabhängig von der NA-Schutzfunktion.

Zusammenfassend besteht in Netzgebieten mit rein netzfolgenden EEA (insbesondere PV-Wechselrichtern) kein Grund zur Sorge – tritt ein dauerhafter Spannungsverlust auf, schalten die Anlagen ab, unabhängig von der NA-Schutzfunktion.

Folgende Einschränkungen gelten:

- Synchronmaschinen können bei Spannungsverlust durch Kurzschluss einen dauerhaften Kurzschlussstrom einspeisen.



- Wenn EEA mit netzbildenden Wechselrichtern oder Synchronmaschinen am Netz sind, kann nach Trennung des Teilnetzes vom verbleibenden Verteilnetz unter Umständen eine Insel entstehen. Dieses Szenario und die Rolle des NA-Schutzes werden im nächsten Abschnitt behandelt.

5.3.2 Risiko einer Inselnetzbildung

Das zweite Störszenario untersucht die Möglichkeit einer Inselnetzbildung. Eine ungeplante Verteilnetzinsel hat erhebliche Auswirkungen auf die Spannungsqualität und Netzsicherheit des betroffenen Gebietes, da zum Beispiel die verbliebene Kurzschlussleistung zu gering für die Schutzeinstellung im Netzgebiet sein kann. Dabei geht es um die Frage, ob die Fehlfunktion des NA-Schutzes (Über- oder Unterfunktion) eine Auswirkung auf die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung hat. Die Hauptsorge ist dabei, dass EEA nicht vom Netz gehen, wenn sie sollen und unkontrolliert Inseln bilden.

Bei allen Simulationen kommt die Simulationsumgebung FlexDYN zum Einsatz [7]. Ähnlich wie kommerzielle Softwarepakete (Neplan, PowerFactory, PSS/E, INTEGRAL) kann FlexDYN statische und dynamische Simulationen in Stromnetzen durchführen (AC-Lastfluss, N-1 Berechnung, Kurzschlussverhalten, Elektromechanische Transienten), greift dabei aber auf eine flexible Implementierung zurück, die leicht erweitert werden kann (zum Beispiel für neue Komponenten), automatisiert werden kann (um Szenarien zu testen) und auf dem Computer-Cluster der ETHZ laufen kann (um hoch parallelisiert viele Simulationen durchzuführen).

Für die Untersuchungen zur Inselbildung und den Einfluss des NA-Schutzes wurden folgende **Erwägungen** getroffen und **Hauptannahmen** abgeleitet:

- Für die Untersuchung wird das **CIGRE Mittelspannungs-Benchmarknetz** verwendet [8], dargestellt in Abbildung 5.3-1, welches in zahlreichen Forschungsprojekten zum Einsatz kommt [11] und in Simulationstools für Testuntersuchungen zur Verfügung steht [9], [7]. Auch in Gesprächen Schweizer VNB wurden als Beispiele für potenzielle Inseln Mittelspannungsnetze genannt, die Laufwasserkraftanlagen mit Synchronmaschinen und einen hohen Anteil Photovoltaik enthalten. Ein Verteilnetzbetreiber aus Deutschland hat aktuelle Erfahrungen mit unerwünschten Inseln im Mittel- und Hochspannungsnetz gehabt, und diese innerhalb des Projektes vorgestellt.
- Um die notwendigen Bedingungen für die Inselbildung erfüllbar zu machen, wird in der Simulation der Anteil der **PV-Produktion im Verteilnetz erhöht**, so dass eine ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch möglich ist. Diese Situation ist schon heute in manchen Schweizer Netzgebieten gegeben, wenn Verteilnetze zu Netto-Produzenten werden. Die Abbildungen 5.3-4 und 5.3-5 zeigen die Anteile an PV und Last im ursprünglichen CIGRE-Netz, sowie nach der Anpassung. Insgesamt sind nach der Anpassung etwa 33 MW Photovoltaik im Netzgebiet installiert, etwas mehr als die nominelle Netzlast von 25 MW. Ausserdem wurde am Knoten 1 ein netzformender Batteriespeicher mit 3 MW Leistung hinzugefügt (Abbildung 5.3-6), um eine stabile Insel zu ermöglichen. Batteriespeicher ähnlicher Grössenordnung werden schon heute in Teilen der Schweiz installiert. Ausserdem werden netzunterstützende Regelmethode getestet.
- Die **Stabilität einer Insel** ist nicht trivial. Selbst wenn Produktion und Verbrauch ausgeglichen sind, muss die Verteilung innerhalb der Insel stabile Spannungsbereiche ermöglichen und die dynamische Stabilität gewährleisten. Aktive Verteilnetze mit gezielter Inselnetzfähigkeit erfordern die Berücksichtigungen der dynamischen Interaktionen zwischen den verschiedenen Erzeugern. Oft müssen Regler-Einstellungen an die Eigenschaften der Insel angepasst werden [10].
- Die Abbildungen 5.3-2 und 5.3-3 zeigen den **beispielhaften Frequenz- und Spannungsverlauf während eines Inselnetz Szenarios** des CIGRE-Benchmarknetzes. Genauere Information zur dynamischen Modellierung und Kalibrierung der Regler sind im Bericht [11] zu finden. Die Stabilität der Insel hängt auch davon ab, ob der Spannungsabfall zu



Beginn der Inselbildung genügt, um die UVRT-Kurven der NA-Schutz-Einrichtung (intern oder extern) der PV-Umrichter im Netz zu verletzen.

- Da eine Verteilnetzinsel unerwünscht ist und möglichst vermieden werden soll, wird im Folgenden jedoch anstelle einer dynamischen Untersuchung geprüft, unter welchen Umständen überhaupt die Hauptbedingung – eine **ausgeglichene Bilanz von Produktion und Verbrauch nach einem Fehlerereignis** – gegeben ist. Ist die Bedingung nicht erfüllt, kann keine Insel entstehen. Ist die Bedingung erfüllt, hängt die Stabilität der Insel vom Einzelfall ab. Daher muss zur generellen Vermeidung einer Insel das Risiko einer ausgeglichenen Bilanz nach einem Fehlerereignis untersucht werden. Dabei muss abgewogen werden, wie diese Bedingung durch die korrekte oder falsche Funktion des NA-Schutzes beeinflusst wird.

Bei der Untersuchung zur Rolle des NA-Schutzes für die Inselbildung wurde wie folgt vorgegangen:

- Kurzschlussimulation (100 ms Drei-Phasen-Kurzschluss) an allen Netzknoten, und Dokumentation der Spannungsverläufe. Dabei kommt ein detailliertes dynamisches Umrichtermodell zum Einsatz [5], welches auch die Kurzschlussstromgrenzen der Umrichter (1.1 p.u.) sowie die internen Regelschleifen abbildet.
- Vergleich mit UVRT-Kurve eines korrekt funktionierenden NA-Schutzes. Abbildung 5.3-7 zeigt den Spannungsverlauf für die Fehlersimulation an einem der Netzknoten. PV-Anlagen, die an einem Netzknoten mit einer Spannung unterhalb der UVRT-Kurve installiert sind, würden bei korrekt funktionierendem NA-Schutz (intern oder extern) getrennt werden. Bei einer unterstellten Unterfunktion von 100% der Schutzgeräte würden die PV-Anlage am Netz bleiben.
- Identifikation der betroffenen PV-Anlagen für alle Fehlerorte in einer Ausfallmatrix (Abbildung 5.3-8). Der «Wirkbereich» eines Fehlers variiert mit Position im Netz (Netzimpedanz zu anderen Knoten und zu Trafo). Je kleiner die «elektrische Distanz» zum Fehler ist, desto eher wäre eine PV-Anlage bei korrektem NA-Schutz von einer Trennung betroffen.
- Es wird nun angenommen, dass es nach dem Fehler zu einer **Trennung des Transformers** am Knoten 1 zum Hochspannungsnetz kommt. Damit ist im linken Teilnetz eine Inselbildung theoretisch möglich, sofern eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorliegt. Abbildung 5.3-9 zeigt das **Leistungsband**, in dem eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorliegen kann (25 MW Last +/- 3 MW Flexibilität durch den Batteriespeicher). Kommt es zu einer Trennung des Transformers und liegt die Produktion danach in diesem Bereich, ist eine Inselbildung möglich. Es ist in der Abbildung ebenfalls ersichtlich, dass die nominelle PV-Produktion im Tagesverlauf zu manchen Stunden unterhalb, oberhalb oder innerhalb des Bandes liegt.
- Zur Illustration wird nun die resultierende PV-Produktion nach dem Fehlerereignis für 8 simulierte Fälle dargestellt, die sich als mögliche Kombinationen von 3 Variablen mit 2 Werten ergeben ($2 \times 2 \times 2 = 8$):
 - Variable 1: Uhrzeit (9:00 Uhr; 12:00 Uhr)
 - Variable 2: Fehlerort (Knoten 6; Knoten 7)
 - Variable 3: NA-Schutz Funktion (Korrekte Funktion: PV-Anlagen werden gemäss Ausfallmatrix getrennt; Fehlfunktion: Durch eine Unterfunktion bleiben die PV-Anlagen am Netz.
- Das Ergebnis in Abbildung 5.3-9 zeigt, dass die 4 der Fälle innerhalb des Leistungsbandes für eine Inselmöglichkeit zum Liegen kommen und die anderen 4 Fälle ausserhalb des Bandes liegen. Die Zusammenfassung in der Tabelle in Abbildung 5.3-10 bestätigt ausserdem, dass es **keinen kausalen Zusammenhang zwischen einer der Variablen und dem Risiko einer Inselbildung** geben kann: Zu beiden Tageszeiten, bei beiden Fehlerorten und bei beiden NA-Schutz-Funktionsstüchtigkeiten kann es zu einer ausgeglichenen Leistungsbilanz kommen oder nicht.
- Dieses Ergebnis stellt einen einzelnen ausgewählten Fall dar, der aber auf viele anderen Konstellationen übertragbar ist, und dafür **Allgemeingültigkeit** aufweist.
 - Auch zu anderen Zeitpunkten im **Tagesverlauf** und mit anderen **PV-Anteilen** kann je nach Netz und Fehlerort potenziell ein Inselnetz entstehen. Bei niedrigerer PV-



Installation kommt es auch zu Zeitpunkten niedriger Last (z.B. Urlaubszeit) zu einer ausgeglichenen Leistungsbilanz.

- Neben der Unterfunktion des NA-Schutzes kann das gleiche Argument auch für eine **Überfunktion des NA-Schutzes** (zu frühes Auslösen) gemacht werden: Je nach Tageszeit und Fehlerort ist eine Insel möglich oder auch nicht.
- Das Argument kann auch auf **andere Netze mit einer netzbildenden Produktionsanlage** übertragen werden, die schon heute in der Schweiz verbreitet sind (viele Laufwasserkraftwerke mit Synchronmaschinen sind auf Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen).
- Die Analyse wurde zwar mit einem Mittelspannungsnetz durchgeführt, aber die **EEA der Niederspannung** sind hier aggregiert dargestellt. Entsprechend betrifft die NA-Schutz Fehlfunktion oder korrekte Funktion in der Analyse alle Anlagen des untergelagerten Niederspannungsnetzes. Es ist jedoch in der Abbildung 5.3-9 ersichtlich, dass je nach Situation eine teilweise Fehlfunktion genauso zu einer Insel führen kann oder eben nicht.
- Insgesamt bestätigen die Beobachtungen das Argument, dass der NA-Schutz nicht die Rolle einer Inselnetzerkennung übernehmen kann und soll. Bei Wechselrichtern gibt es dazu intern eine separate Funktion. **Das Risiko der Inselnetzbildung kann mit der NA-Schutz-Funktion nicht systematisch verringert oder erhöht werden.**
- Ist es zur Bildung einer Insel gekommen, schützt der NA-Schutz der verbliebenen EEA mit korrekter Funktion die Netzteilnehmer, indem er bei gefährlichen Netzzuständen die Insel zum Zusammenbruch bringt.
- Das Risiko einer Inselnetzbildung muss durch zielgerichtete Mess- und Steuermassnahmen gesenkt werden. Diese können nicht rein dezentral erfolgen (am Ort der EEA), sondern erfordern ein gewisses Mass an **Koordination**:
 - Koordinierte Messung an mehreren Netzknoten, um Inseln besser zu erkennen; automatische Auswertung der Ergebnisse und signalgesteuerte Trennung grosser oder netzbildender EEA.
 - **Automatische Mitnahme grosser oder netzbildender EEA**, wenn kritische Leitungen oder Trafos getrennt werden.

Daher sind als **Fazit des Arbeitspakets keine Argumente für eine doppelte NA-Schutz-Funktion mit Redundanz** (externer und interner NA-Schutz) erkenntlich. Ein NA-Schutz mit korrekter Funktion, Überfunktion oder Unterfunktion kann das Risiko der Inselnetzbildung in manchen Situationen erhöhen und in manchen Situationen senken.

Die Aufgabe des NA-Schutzes liegt so betrachtet eher auf dem Anlagenschutz, der auch mit dem einfachen internen NA-Schutz erreicht werden kann.



(Schutz-)Schalter, die während Fehler MS-Netz vom HS-Netz trennen und potentiell Insel herbei führen könnten

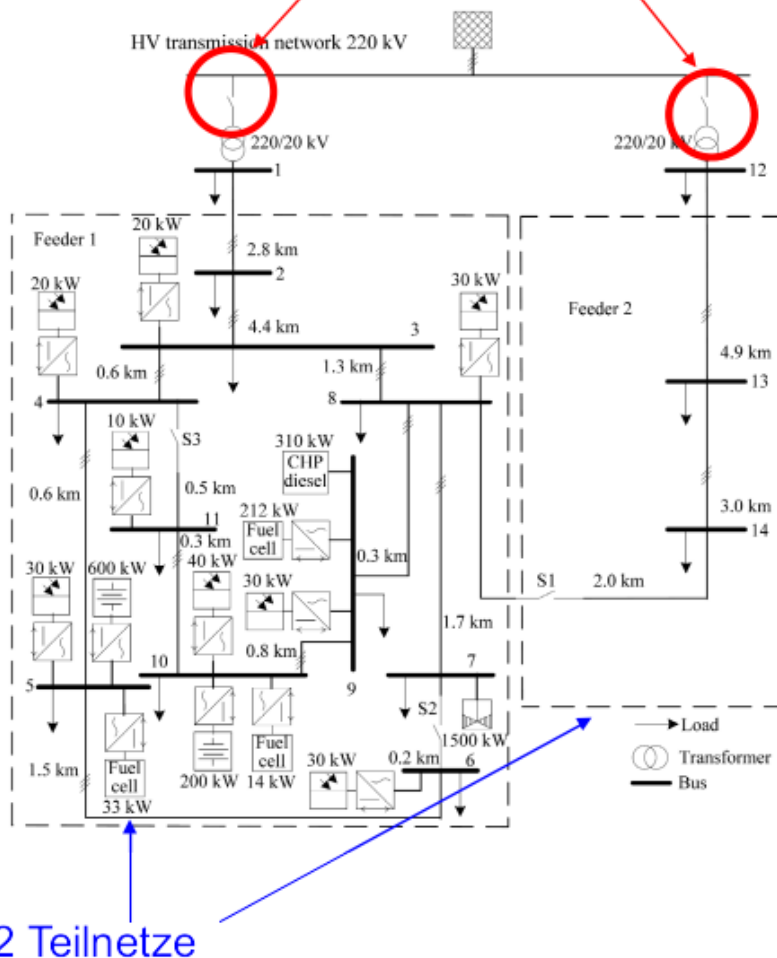


Abbildung 5.3-1: CIGRE Mittelspannungs-Benchmarknetz zur Untersuchung möglicher Inselbildung.

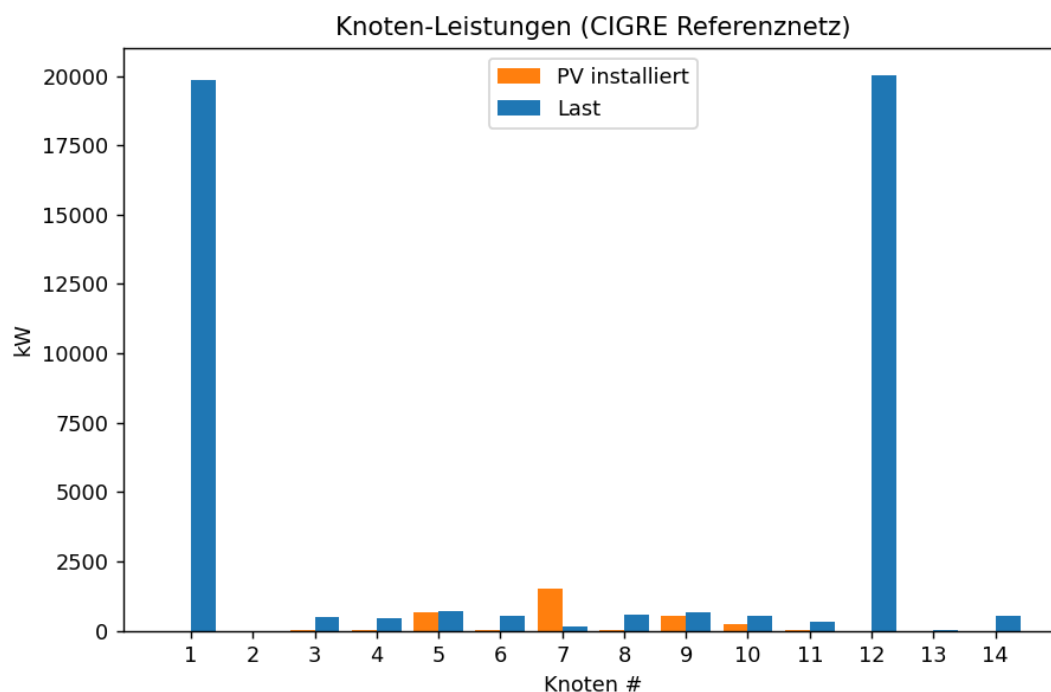


Abbildung 5.3-2: CIGRE Mittelspannungs-Benchmarknetz: Last und Erzeugung an jedem Knoten im ursprünglichen Datensatz.

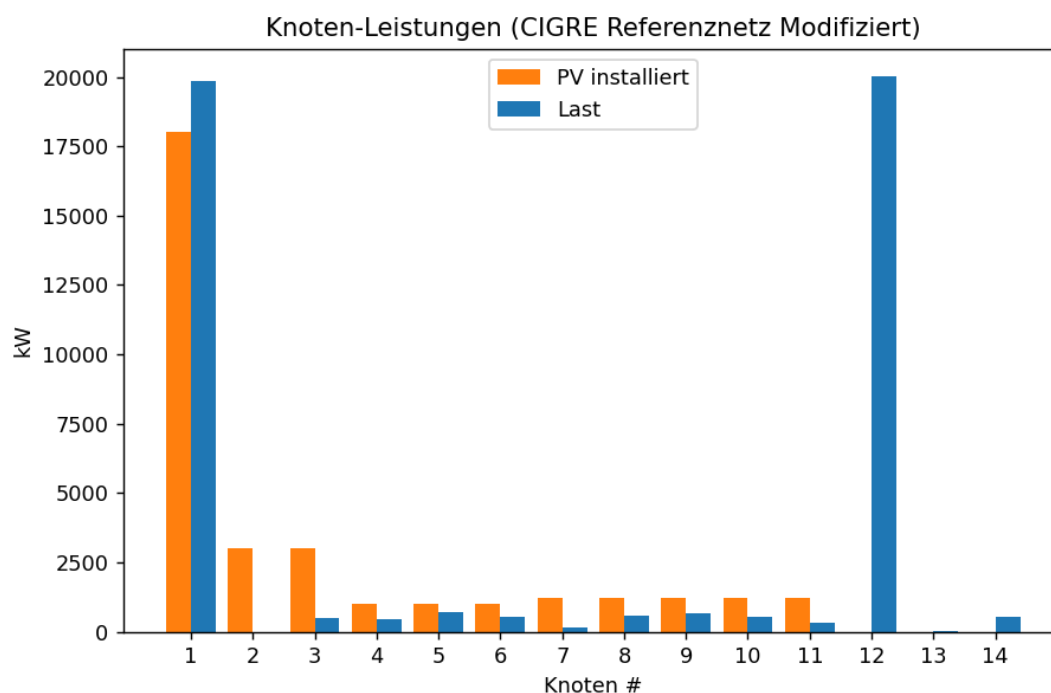


Abbildung 5.3-3: CIGRE Mittelspannungs-Benchmarknetz: Last und Erzeugung an jedem Knoten nach Erhöhung der PV-Produktion im Verteilnetz.

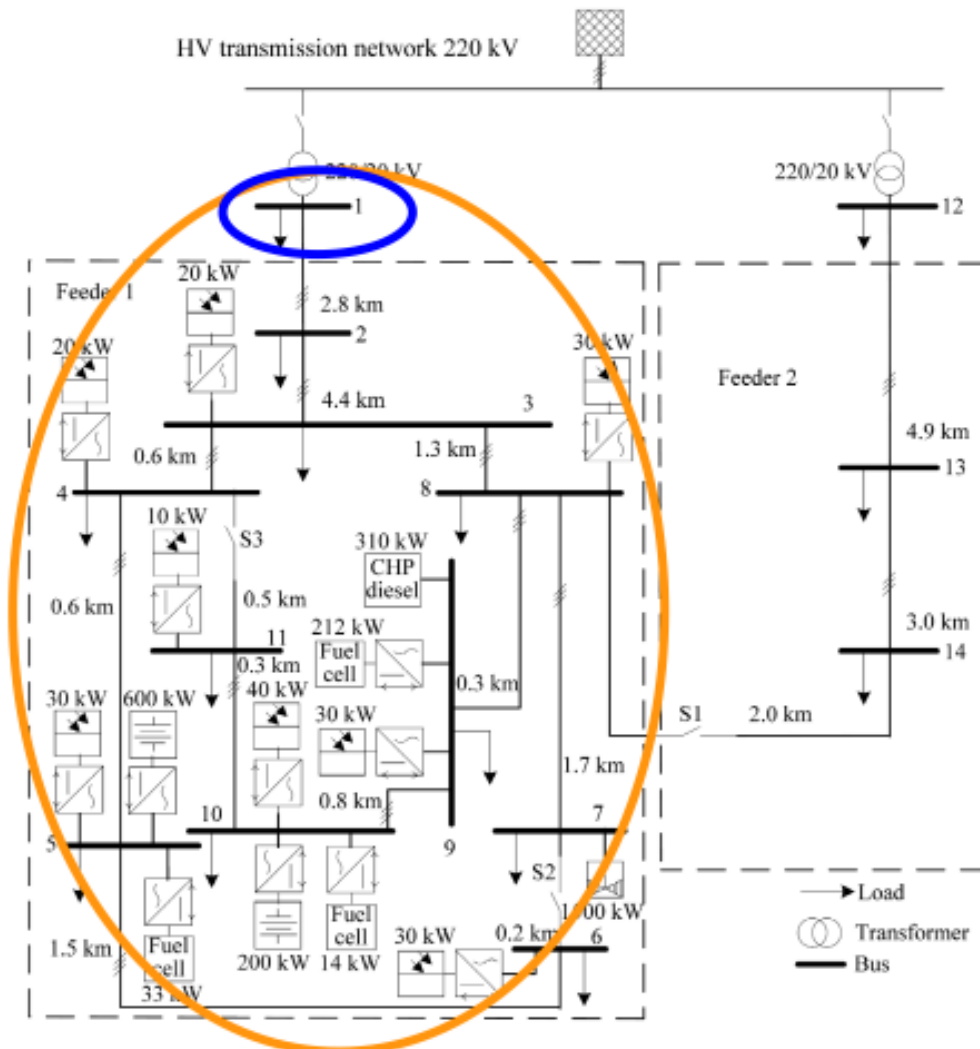


Abbildung 5.3-4: CIGRE Mittelspannungs-Benchmarknetz: Ort des 3 MW Batteriespeicher (blau), der im linken Teilnetz (gelb) für die Untersuchung hinzugefügt wurde.

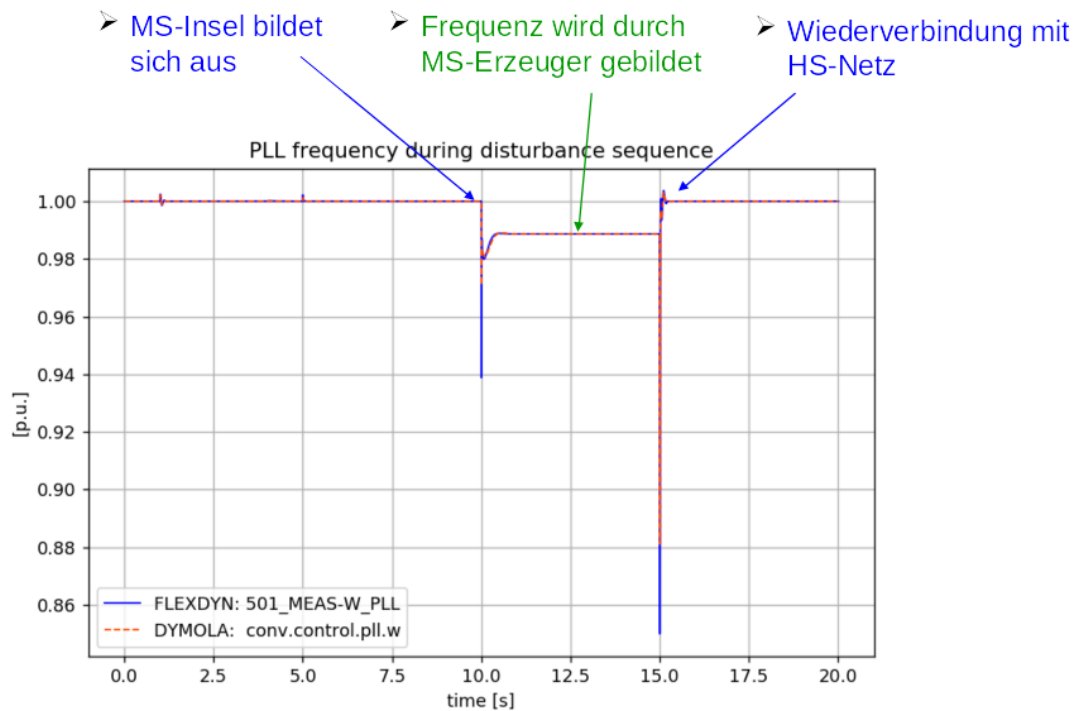


Abbildung 5.3-5: Frequenzverlauf während eines Inselfenarios im linken Teilnetz des CIGRE-Benchmarknetzes (nach Hinzufügen eines Batteriespeichers als netzbildende EEA).

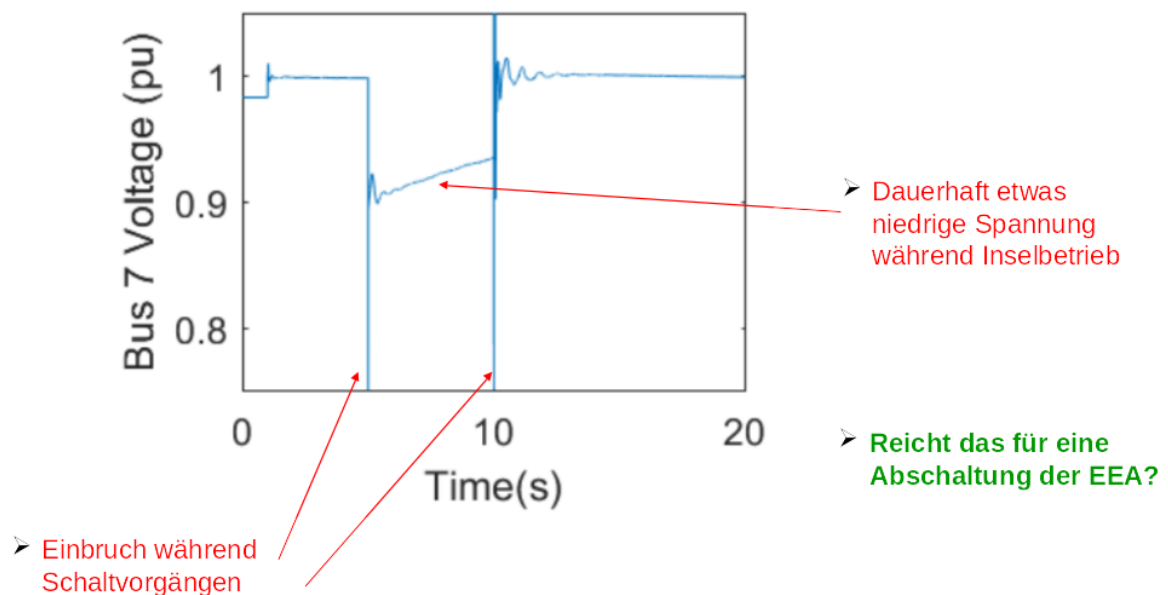


Abbildung 5.3-6: Spannungsverlauf während eines Inselfenarios im linken Teilnetz des CIGRE-Benchmarknetzes (nach Hinzufügen eines Batteriespeichers als netzbildende EEA).

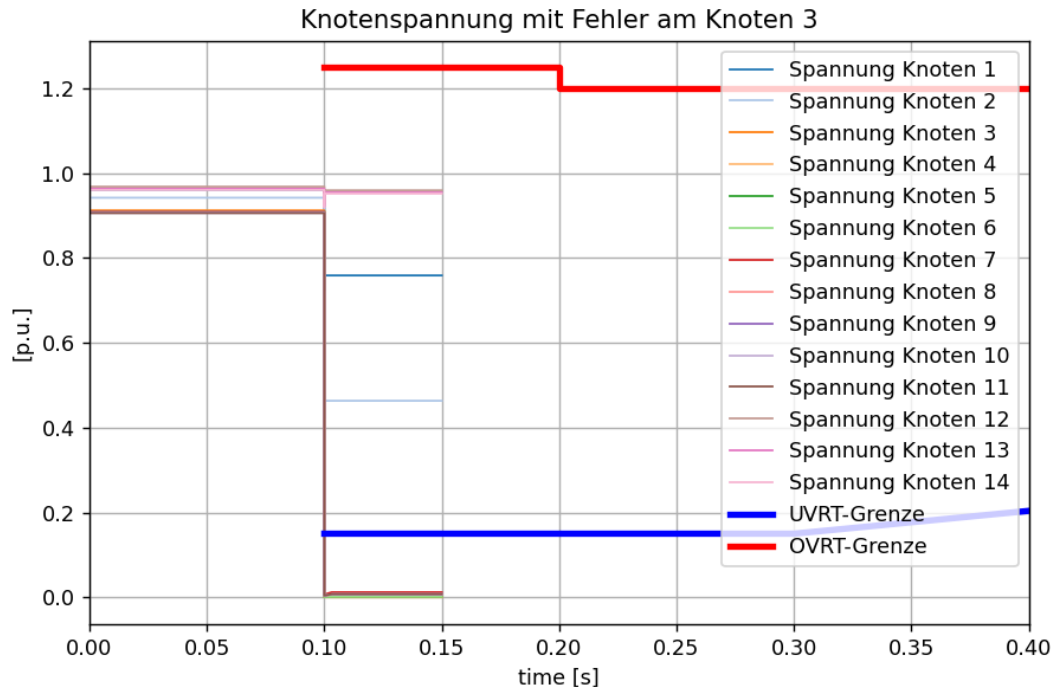


Abbildung 5.3-7: Spannungsverlauf an allen Netzknoten für einen Beispielfehler (100 ms Drei-Phasen-Kurzschluss am Knoten 3) und Vergleich mit den gültigen NA-Schutzkurven (OVRT und UVRT).

Anlagentrennung bei korrektem NA-Schutz (CIGRE-MS-Netz)

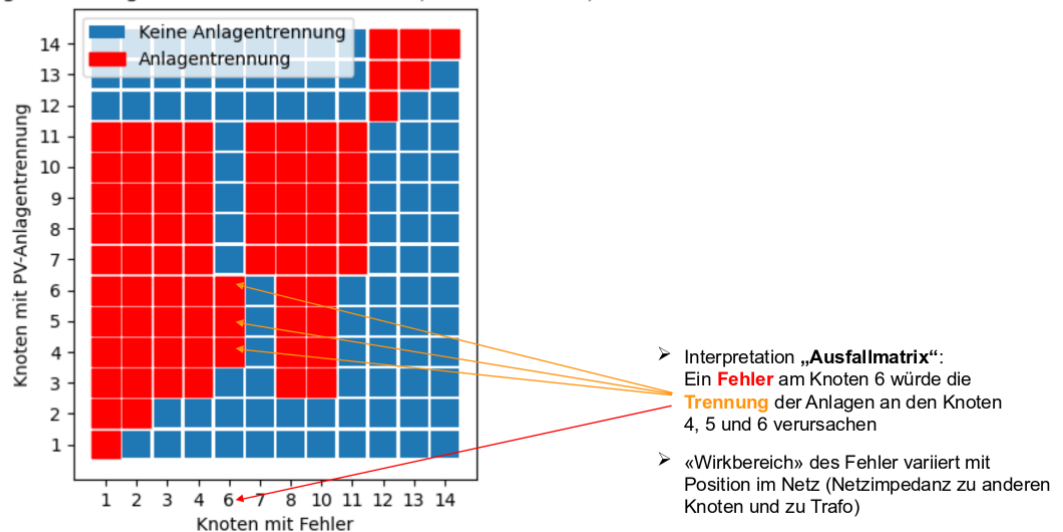


Abbildung 5.3-8: Ausfallmatrix für den Wirkungsbereich verschiedener Fehlerorte auf die Trennung von PV-Anlagen.

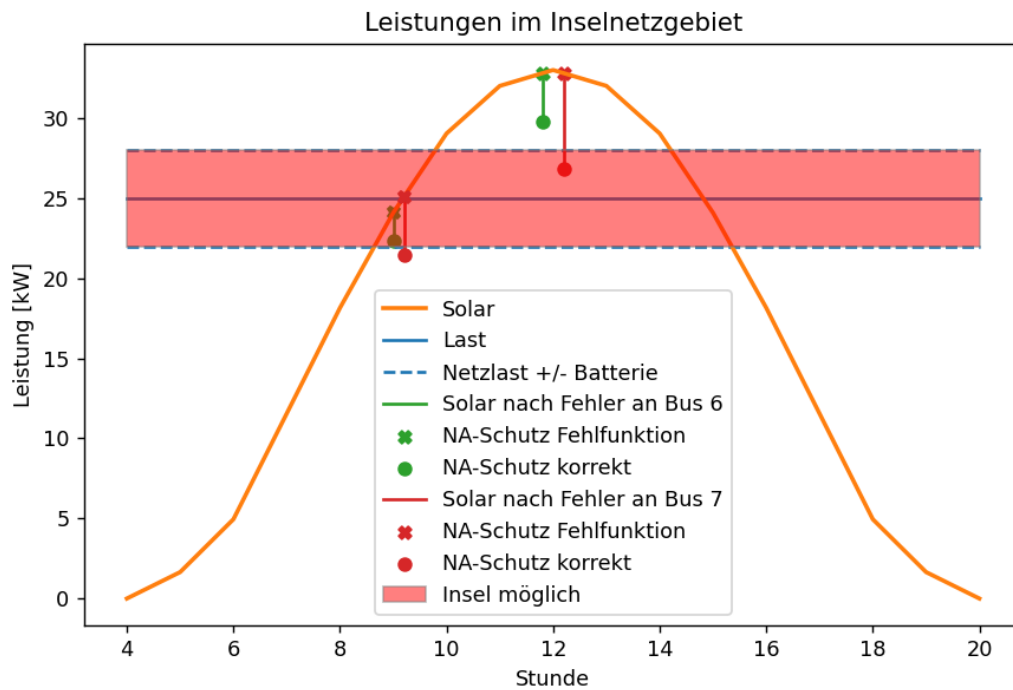


Abbildung 5.3-9: Leistungsband im Tagesverlauf, innerhalb dessen eine Inselbildung möglich ist.

Uhrzeit	NA-Schutz-Funktion	Fehler an Bus 6	Fehler an Bus 7
9:00	Korrekt	Insel möglich	Keine Insel möglich
12:00	Korrekt	Keine Insel möglich	Insel möglich
9:00	Fehlfunktion	Insel möglich	Insel möglich
12:00	Fehlfunktion	Keine Insel möglich	Keine Insel möglich

Abbildung 5.3-10: Fallunterscheidung zu zwei Zeitpunkten und zwei Fehlerorten, ob eine Inselbildung möglich ist.



6 Ableitung einer Empfehlung zu Notwendigkeit des externen NA-Schutzes

In diesem Kapitel wird auf Basis der Untersuchungen in Kapitel 5 eine Empfehlung zur Notwendigkeit des externen NA-Schutzes abgeleitet.

6.1 Untersuchte Fragestellungen im Projekt

Alle Projektpartner haben sich in Workshops, dem Leitungsausschuss, bei Umfragen und einzelnen Arbeitspaketen eingebracht, um die Sorgen rund um den NA-Schutz und mögliche Konsequenzen einer Fehlfunktion zu erfassen. Zusätzlich wurden durch Schulungen und die Mitarbeit von Experten aus Deutschland Erfahrungen, die über die Schweiz hinausgehen, erfasst. Dabei wurden folgende konkretisierte Fragestellungen abgeleitet:

- Fragen zu **Falscheinstellung des Wechselrichters** (Untersuchung in AP1.3 durch TU Graz, siehe Kapitel 5.2):
 - Welche Möglichkeiten der Falscheinstellung für PV-Wechselrichter bestehen und wie sind die Wahrscheinlichkeiten für die Falscheinstellungen einzuschätzen?
 - Mit welchen Konsequenzen ist durch die Falscheinstellung zu rechnen?
- Fragen zum **Verhalten der EEA in der Praxis** (Untersuchung in AP1.4, BFH, siehe Kapitel 5.1):
 - Wie verhält sich ein PV-Wechselrichter bei Kurzschlüssen und dauerhaftem Spannungseinbruch in der Praxis?
 - Wie unterscheidet sich das Trennverhalten, wenn ein externer NA-Schutz zum Einsatz kommt?
- Fragen zur **Verteilnetzauswirkung eines fehlerhaften NA-Schutzes** (Untersuchung in AP2 durch ETHZ, siehe Kapitel 5.3):
 - Besteht das Risiko der weiteren Einspeisung durch PV-Wechselrichter, wenn das Netz spannungsfrei ist?
 - Besteht oder erhöht sich das Risiko einer Inselbildung bei falsch funktionierendem NA-Schutz?

Insgesamt gehen die Fragestellungen und die Analysen über die Kernfrage des Projekts hinaus, ob ein externer NA-Schutz benötigt wird oder nicht. Allerdings haben die Aspekte (z.B. falsche Einstellungen des Ländercodes) ebenfalls Auswirkungen auf das dynamische Verhalten eines Wechselrichters während extremen Netzzuständen (Spannungseinbruch durch Kurzschluss).

6.2 Hauptergebnisse der Untersuchungen

Zusammenfassend können aus den Ergebnissen folgende Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Ergebnisse aus **Fehleranalyse und Wahrscheinlichkeiten** (Untersuchung in AP1.3 durch TU Graz, siehe Kapitel 5.2):
 - Der externe und interne NA-Schutz erfüllen sowohl technische als auch operative Anforderungen. Die **korrekte Parametrisierung** der einzelnen ist Komponenten entscheidend für die Einhaltung der Richtlinien ist.
 - Ein richtiges Funktionieren des Umrichters hängt von der **richtigen Einstellung, Abnahme und Kontrolle des gesamten Prozesses** ab. Der Mensch ist in jedem Schritt vorhanden und hat die grösste Auswirkung auf die korrekte Funktion.
 - **Fehlerquelle Mensch:** Installateure nicht immer ausreichend über die aktuellen Gridcodes und Normen informiert. Die Beteiligung von mindestens drei separaten Unternehmen (EVU, Kontrolleur, Solateur) birgt ausserdem ein zusätzliches Risiko für Ungenauigkeiten durch unklare Zuständigkeiten.



- Bei Betrachtung der Fehlerbäume und unter Miteinbeziehung der Umfragen ergibt sich, dass die **Integration eines externen NA-Schutzgerätes Risiko von Fehlfunktionen erhöht**.
- Ergebnisse aus **experimentellen Untersuchungen** (Untersuchung in AP1.4, BFH, siehe Kapitel 5.1):
 - **Funktionsweise interner und externer NA-Schutz identisch:** Sowohl der interne wie auch der externe NA-Schutz haben die EEA im Störfall zuverlässig vom Verteilnetz getrennt.
 - **Risiko unterschiedlicher Parametrisierung interner und externer NA-Schutz:** Bei Verwendung des wechselrichterinternen NA-Schutzes müssen alle Wechselrichter korrekt parametrisiert werden, um die Schutzfunktion in der gesamten Anlage zuverlässig zu erfüllen. Sodann muss auch gewährleistet sein, dass der externe NA-Schutz übereinstimmend parametrisiert und kontrolliert ist.
 - **Auswirkungen auf das Verteilnetz nahezu identisch:** Der einzige identifizierte Unterschied liegt darin, dass sich bei einer EEA ohne externen NA-Schutz die einzelnen Energieerzeugungseinheiten je nach Störszenario kaskadiert trennen und nicht die gesamte Leistung auf einen Schlag wegfällt.
 - **Auswirkungen auf die EEA mit mehreren Erzeugungseinheiten unterschiedlich** mit Vor- und Nachteilen: Bei der Trennung einer Einheit durch den internen NA-Schutz bleibt die restliche Installation kurzzeitig mit dem Verteilnetz verbunden. Die restlichen Erzeugungseinheiten sind dem verursachenden kurzzeitig Netzfehler weiter ausgesetzt, bis sie sich schrittweise trennen. Bei der Trennung der gesamten EEA durch einen externen NA-Schutz auf einen Schlag wird die gesamte Produktionsanlage vom Netz getrennt und somit vom verursachenden Netzfehler geschützt. Jedoch führt dieses Szenario zu einer Spannungsüberhöhung innerhalb der Installation, was ein zusätzliches Schadensrisiko birgt.
- Ergebnisse aus **Verteilnetzsimulationen** (Untersuchung in AP2 durch ETHZ, siehe Kapitel 5.3):
 - Bei **netzfolgenden Wechselrichtern**, aktuell also faktisch allen PV-Wechselrichtern im Niederspannungsnetz, besteht **kein Risiko der Weitereinspeisung bei dauerhaftem Spannungsverlust**. Die Anlagen schalten ab, unabhängig von der NA-Schutzfunktion. Ein Grund ist, dass Wechselrichter das Signal einer korrekt funktionierenden PLL (Phase Locked Loop) erfordern, die den Winkel der Netzspannung misst, um den für die Leistung erforderlichen Strom einzuspeisen. Liegt dieses Signal nicht vor, kann der Wechselrichter keine Leistung ins Netz einspeisen und schaltet ab.
 - In den Simulationen mit einem Mittelspannungs-Referenznetz kann **kein kausaler Zusammenhang zwischen einem korrekt oder falsch funktionierendem NA-Schutz für das Risiko einer Inselbildung** festgestellt werden. Die notwendige Bedingung für eine Insel ist die ausgeglichene Leistungsbilanz im Netz. Diese hängt von der Tageszeit, dem Fehlerort, der zur Inselbildung führt, der Verteilung der Lasten und vielen anderen zufälligen Variablen ab. Je nach Situation kann ein NA-Schutz mit korrekter, Über-, oder Unterfunktion das Risiko der Inselbildung erhöhen oder senken⁸.

6.3 Synthese und Gesamttempfehlung

1. Auf Basis der experimentellen Untersuchungen kann das Risiko für ein nicht konformes Verhalten bei typgeprüften und richtig eingestellten Wechselrichtern als sehr klein

⁸ Ist es zur Bildung einer Insel gekommen, schützt der NA-Schutz der verbliebenen EEA mit korrekter Funktion die Netzteilnehmer, indem er bei gefährlichen Netzzuständen die Insel zum Zusammenbruch bringt.



eingeschätzt werden. Alle geprüften PV-Wechselrichter erfüllen bei korrekter Einstellung die NA-Schutzaufgabe mit hoher Qualität und geringem Risiko auf Nicht-Konformität. Die NA-Schutz-Funktion (extern oder intern) hat zudem keinen kausalen Einfluss auf das Risiko der Inselnetzbildung. Ist es zur Bildung einer Insel gekommen, schützt der NA-Schutz der verbliebenen EEA die Netzteilnehmer, indem er bei gefährlichen Netzzuständen die Insel zum Zusammenbruch bringt. Daher kann **im Niederspannungsnetz auf die Verwendung eines zusätzlichen externen NA-Schutzes bei netzfolgenden PV-Wechselrichtern verzichtet** werden, wenn die Wechselrichter über einen normkonformen internen NA-Schutz verfügen.

2. Um das Risiko von Fehleinstellungen oder falschen Installationen bestmöglich zu minimieren, wird empfohlen, dass die Verteilnetzbetreiber die **Anforderungen an PV-Anlagen, die Einstellvorgaben für Wechselrichter, die Prozesse bei der Inbetriebnahme und die Prüfprotokolle einheitlich** und klar definieren. Dies kann zum Beispiel in den Werkvorschriften erfolgen. Zusätzlich wird empfohlen, dass Swissolar ein **Referenzdokument** erstellt und pflegt, aus dem hervorgeht, wie für verschiedene Wechselrichtertypen die geforderten **Einstellvorgaben umgesetzt** werden.
3. Es wird empfohlen, dass die **korrekte Einstellung der Wechselrichter** bei Inbetriebnahme der EEA oder bei Austausch des Wechselrichters durch eine kontrollberechtigte Person **dokumentiert und dem VNB proaktiv mitgeteilt** wird. Aufgrund der erwarteten Zunahme an PV-Anlagen sollte die Dokumentation digital erfolgen und in bestehende Prozesse eingebunden werden⁹.
4. Zu folgenden Aspekten werden **keine Aussagen** gemacht, da sie nicht Teil der gezielten Untersuchungen im Projekt waren:
 - a. Auswirkung von netzbildenden Wechselrichtern auf den Netzschutz
 - b. IT-Sicherheit der Wechselrichter, zum Beispiel Risiken der Fernparametrierung und Fernwartung
 - c. Schutz von auf Wechselrichtern basierten Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

7 Weiteres Vorgehen

Folgende Schritte sind im Folgenden vorgesehen:

- Überarbeitung der VSE-Branchenempfehlung durch die entsprechende Arbeitsgruppe.
- Kommunikation der Ergebnisse bei Branchenanlässen, Publikation in Fachartikeln.
- Bewertung der Akzeptanz nach Publikation der Ergebnisse (AP3)

⁹ Die Dokumentation kann zum Beispiel in Kombination mit dem Sicherheitsnachweis für elektrische Niederspannungsinstallationen erfolgen. Zur Erfassung kann zum Beispiel das Branchentool von Swissolar, ElektroForm solar, genutzt werden (www.elektroform.ch/solar).



8 Bewertung der Akzeptanz der Empfehlung

Dieses Kapitel wird Ende 2024 nach Veröffentlichung des Projektergebnisses ergänzt.

9 Kommunikation

Zur Kommunikation der Projektergebnisse werden folgende Kanäle benutzt:

- Projekt-Webseite: <https://www.fen.ethz.ch/de/aktivitaeten/systembetrieb/naschutz-de.html>
- Umfragen zum NA-Schutz in den Branchenverbänden
 - VSE
 - Swissolar
 - VSEK
- Vorstellung des Projektfortschritts an Workshops durch Alexander Fuchs (Projekt-Co-Leitung):
 - Fachtagung Netzanschluss BFH 6.6.2023
 - VSE Fachtagung Netztechnik (8.9.2022 und 21.9.2023)
 - VSE-Betriebsleitertagungen (15.9.2023 Brunnen und 18.10.2023 Tessin)
- Workshop NAEAA+ an der ETHZ 29.9.2023
- Gremienarbeit in Arbeitsgruppen des DACH-Raumes

10 Publikationen

Die Präsentation der Projekt-Workshops und Fachtagungen sind auf der Projekt-Webseite publiziert:
<https://www.fen.ethz.ch/de/aktivitaeten/systembetrieb/naschutz-de.html>

Projekt-Publikationen (Mitteilung, Zwischenbericht, Abschlussbericht) sind in der ARAMIS-Datenbank der vom Bund unterstützten Projekte publiziert:

<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=51462>

Die Mitteilung der Projektergebnisse wurde ausserdem auf den Kanälen der Projektpartner (VSE, Swissolar, akademische Partner, Unternehmen) kommuniziert.

Weitere Publikationen der Ergebnisse sind vorgesehen (Fachzeitschriften, Konferenzbeitrag).



11 Literaturverzeichnis

- [1] Branchenempfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7 – CH 2020.
- [2] Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B, SN EN 50549-1:2019+AC:2019 de, CENELEC.
- [3] LOVATO Electric S.p.A., Wiring diagramm PMVF 80. [Online].
- [4] Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 10: Tests for conformity assessment of generating units, SN EN 50549-10:2022 en, CENELEC.
- [5] S. D'Arco, J. Suul, O. Fosso. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. Electric Power Systems Research. 122., 2015. 10.1016/j.epsr.2015.01.001.
- [6] Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (SN EN IEC 62109-1:2010).
- [7] T. Demiray, "FlexDyn: An RMS-based dynamic stability analysis tool for very-large interconnected electric transmission systems", 2017. Continuous developments and relevant projects under <https://www.fen.ethz.ch/activities/tools/flexdyn.html>.
- [8] K. Strunz et.al., Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, CIGRE Task Force C6.04.02, 2014.
- [9] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al, pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, DOI:10.1109/TPWRS.2018.2829021, 2018.
- [10] A. Fuchs, T. Demiray, M. Larsson, Aggregated models of active distribution networks for stability studies of large transmission systems, Electric Power Systems Research, Volume 212, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108607>.
- [11] A. Fuchs, T. Demiray, and M. Larsson. ACSICON: Novel Analysis and Control Solutions for Dynamic Security Issues in the Future. SFOE, Final report, SI/501728., 2021.



12 Anhang

12.1 Detailergebnisse der Umfrage Swissolar

4.1 Fragen zum Anschlussprozess (Erfragen der notwendigen Schutzeinstellungen der PVA)						
Frage	Firma 1	Firma 2	Firma 3	Firma 4	Firma 5	Fazit
Beschreiben Sie den typischen Kontakt mit dem Netzbetreiber bezüglich Vorgaben zum Netzanschluss im Rahmen des TAG	Aufbereiten der Daten und Bearbeitung in Elektroform	95 % werden in Electroform erledigt, der Rest von Hand. Meist mit vielen Bemerkungen versehen zur Info des VNB. Bei einzelnen VNB werden die Bemerkungen weggelassen, da sie zu einer manuellen Verarbeitung führen – das möchte man vermeiden)	Meist per Mail – selten per Electroform (viele VNB sind klein und nicht für die Volldigitalisierung gerüstet); die Reaktionszeiten sind stark unterschiedlich	Wird i.d.R. via Electroform eingereicht – ist grundsätzlich einfach	Der VNB sendet entweder ein Schema oder wir verwenden die Schemata aus den WV	Es gibt noch keine einheitliche Handhabung für die TAG, was auch eine potentielle Fehlerquelle darstellt, da die Installateure bei jedem VNB auf Differenzen prüfen müssen. Es ist suboptimal, wenn Bemerkungen (die für die Beurteilung hilfreich sein sollen) zu einer verzögerten Bearbeitung führen.
Gibt es Diskussionen, falls ja wie häufig?	Häufig wird die Diskussion mit dem VNB gesucht, diese sind nicht daran interessiert	Nein, bei TAG selten, wenn dann aufgrund Ablauf (mit IA)		Wenn, dann meist bei IA	Am Anfang gab es Diskussionen – generell, welche Apparate verwenden, etc.	Oft sind die VNB an Diskussionen nur wenig interessiert.
Werden Ihre Anliegen berücksichtigt?	Nein	Anliegen werden meist erst bei der Bearbeitung der IA behandelt			Ja, aber es ist nicht immer klar	Tendenziell eher nicht
Sind die Vorgaben der Netzbetreiber aus ihrer Sicht sinnvoll / nachvollziehbar / begründet / belegt?	Die VNB verstehen die Details der WR oft nicht, bleiben deshalb bei Vorgaben. Diese sind teurer und teilweise gefährlicher, als ohne Massnahmen	Vorgaben bei TAG i.d.R. verständlich – teilweise Hinweis auf Beilagen, die dann aber nicht vorhanden sind, respektive zeitaufwändig gesucht werden müssen	Die Vorgaben sind sehr unterschiedlich und teilw. schlecht nachvollziehbar; teilw. aufwendige Prozesse falls externe Ingenieurbüros die Verfahren führen	I.d.R. ja, sonst machen wir Rückfragen. Vereinzelt skurrile Auflagen, bspw. Einspeiseleistung von 0 kW	Nein. Jeder VNB sollte es in gleicher Weise machen, deshalb verwenden wir die nationale NAEAA-Empfehlung	Hier besteht eine unterschätzte Fehlerquelle, wenn der Prozess bei jedem VNB nur schon (leicht) anders verläuft, dann sind das potentielle Fehlerquellen, schon bevor die Anlage gebaut ist.
Sind die Vorgaben der Netzbetreiber klar und eindeutig?	Ja	Nicht immer, manchmal zu detailliert (Bspw. BKW mit 7 Punkten der Kurve Q(U); teilweise unterschiedliche Vorzeichen bei Q(U); teilweise widersprüchliche Angaben wie Q(U) UND cosphi fix = 0.95	Ja	Sehr oft nicht. Oft werden Allgemeinheiten nochmals aufgeführt. Ländereinstellung ist keine Massnahme, eine Einstellung Q(U) schon.	Das hängt stark vom Netzbetreiber ab	Es bestehen grosse Unterschiede zwischen den VNB – gleiches Fazit wie oben. Ein weiteres Beispiel ist die unterschiedliche Verwendung der Vorzeichen bei der Massnahme Q(U).
Sind diese einfach einzuhalten?	Ja, einfach teurer als notwendig	Mit richtiger Ansprechperson können die Anforderungen rasch geklärt werden	i.d.R. schon, teilweise schwierig (bspw. Zählerplatzreserve bei Kleinanlagen)	Grundsätzlich ja	Nein	Grosse Bandbreite an Rückmeldungen von ganz leicht bis nein, gar nicht.
Ist der Netzbetreiber gesprächsbereit, wenn Sie projektspezifische Optimierungsvorschläge haben?	Bezüglich NA-Schutz nein, sonst schon	Wenn Möglichkeiten vorhanden sind, wird es im Rahmen der IA diskutiert. Umsetzung dann je nach VNB möglich, oder auch nicht.		Ja, VNB helfen mit, geeignete Lösungen zu finden	Nein	Selten helfen die VNB mit, projektspezifische Lösungen zum NA-Schutz zu diskutieren und zu bewilligen.
Erhalten Sie eine kompetente Ansprechperson beim Netzbetreiber zur Diskussion dieser Themen?	Diskussionen finden nicht statt.	I.d.R. schon, es braucht aber Gesprächsbereitschaft und Wissen von beiden Seiten	In 80 % der Fälle schon, im Fall eines bestimmten externen Büros sind die Prozesse immer aufwendig. Es entsteht der Eindruck, dass diese Büros nicht an einer effizienten Erbringung der Dienstleistung interessiert sind.	Oft schwierig, die kompetente Person zu finden, dann geht es	Das hängt stark vom VNB ab	Gleicher Punkt wie oben – sehr grosse Unterschiede zwischen den VNB erschweren den fachlichen Austausch.

Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen versteckten (potentiellen) Fehlerquellen:

- Schon leicht differierende Abläufe zwischen den VNB erfordern von den Installateuren jeweils ein angepasstes Vorgehen (Beispiel: Handhabung Bemerkungen im TAG und Einfluss auf Bearbeitung), was die Wahrscheinlichkeit von Fehlern erhöht
- Unterschiedliche Handhabung der Vorzeichen bei der Massnahme Q(U) (=> Dieser Punkt wurde offenbar bisher unterschätzt)
- Teilweise zu detaillierte (bspw. Kurve Q(U) mit 7 anstelle von 4 Punkten), respektive widersprüchliche (bspw. Massnahme Q(U) UND cosphi fix = 0.95) Vorgaben

4.2 Fragen zum Anschlussprozess (Erfragen der notwendigen Schutzeinstellungen der PVA)						
Frage	Firma 1	Firma 2	Firma 3	Firma 4	Firma 5	Fazit
Wie gehen Sie typischerweise vor?	Gemäss WV des jeweiligen VNB	Wir haben eigene Vorlagen und für die Techniker Anleitungen für die Inbetriebnahme – inkl. den Anforderungen des VNB für das jeweilige Projekt.	Haben für jeden VNB eigene Schemavorlagen mit den Auflagen	Die Umsetzung wird in jeweils eigenen Teams für Meldewesen, Installation und Einstellungen vorgenommen	Bei externen Konfigurationen verwenden wir immer das gleiche Produkt (Hager EU400), das kennen unsere Techniker. Bei den WR kennen die Techniker die notwendigen Einstellungen.	Die Installateure versuchen eine möglichst grosse Standardisierung zu erreichen, die Vielfalt der VNB erschwert das aber stark
Gibt es Diskussionen, falls ja wie häufig?	Nein	Ja, meist bei der Massnahme Q(U) und dem Verhalten des Wechselrichters				Alles von Nein bis Ja
Welche Konfigurationen haben sich aus Ihrer Sicht bewährt?	Gemäss WV des jeweiligen VNB	Nur den internen NA-Schutz des Wechselrichters nutzen und die Verantwortlichkeiten klar regeln	Wir können alles umsetzen – die Sinnfrage wird von uns nicht gestellt	Je einfacher, desto besser. Am schwierigsten die grosse Variante mit externem NA-Relais und 2 externen Schaltern	Interner NA-Schutz des WR ohne externe Beschaltung	Eindeutige Antworten: NA-Schutz nur im WR und Installateur für alles verantwortlich
Welche Konfigurationen sind aufwendig?	Alle	Alle externen NA-Systeme	i.d.R. sind die Konfigurationen nicht aufwendig (da oft Kleinanlagen)	Siehe oben	Externe NA-Schutz mit Relais und Schalter bei grossen Leistungen (> 100 kW)	Eindeutige Antworten: Alle externen Systeme (da zusätzliche Komplexität und Verantwortlichkeiten)
Lassen sich die Vorgaben der Netzbetreiber bei allen von Ihnen eingesetzten Geräten gleich einfach umsetzen?	Nein	In der Regel ja – jedoch fehlt bei externen Installateuren oft die Bufferung	Ja, vor allem, weil wir nur geeignete / immer die gleichen Geräte einsetzen	Verhältnismässig ja, da in 95% der Fälle gleiche WR-Marke eingesetzt	Ja	Umsetzung nicht immer gleich einfach möglich – die Installateure versuchen dem mit Standardisierung zu begegnen
Wie dokumentieren Sie diese Vorgaben?	SiNa	Wenn im Auftrag enthalten, wird alles dokumentiert (in MP PV/SiNa sowie internen QS-Dokumenten)	SiNa	SiNa (MP PV)	Im Prinzipschema und mit dem MP PV (SiNa)	Die Installateure dokumentieren am vorgesehenen Ort (SiNa – MP PV)
Machen Sie eine Nachkontrolle?	Prüftaste externes NA-Relais betätigen	Machen immer Nachkontrolle, egal ob selber gebaut oder durch Elektriker	Immer bei IBN	Immer bei IBN für den bestellten Leistungsumfang	Anlässlich IBN mit der Prüftaste (die Werte des Netzes können ja nicht verändert werden)	Alle Installateure führen die möglichen Kontrollen durch (soweit möglich)
Macht der Netzbetreiber eine Nachkontrolle?	Manchmal	Teilweise ist VNB bei IBN dabei – i.d.R. werden die spezifischen Anforderungen geprüft (Lastabwurf, etc.). Vereinzelt wurden auch fehlerhafte Einstellungen durch den VNB vorgenommen (für Q(U))	Sind oft bei IBN dabei, sonst keine Kenntnisse von Nachkontrollen	VNB oft bei IBN dabei – kontrollieren i.d.R. nur den Lastabwurf	Nein, unseres Wissens nicht	Grosse Unterschiede bei VNB – in Einzelfällen nachträgliches Verstellen durch VNB festgestellt!

Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen (potentiellen) Fehlerquellen:

- Je einfacher die Systeme und Anforderungen, desto zuverlässiger die Umsetzung
- Mehr Beteiligte erfordern mehr und klare Regelungen und Verantwortlichkeiten, sonst gehen Informationen verloren oder es werden notwendige Einstellungen nicht gemacht
- Die Bufferung im Fall des externen NA-Schutzes fehlt oft bei Projekten mit vielen beteiligten Firmen (Installateur PVA, Installateur AC-Seite, Schaltschrankbauer, etc.)

4.3 Ergänzende Fragen (allgemeiner Art)						
Frage	Firma 1	Firma 2	Firma 3	Firma 4	Firma 5	Fazit
Denken Sie, dass die NA-Schutzeinstellungen bei den von Ihnen gebauten Anlagen meistens / immer korrekt eingestellt?	Ja	Ja, die Firma stellt grundsätzlich sicher, dass korrekt eingestellt ist	Haben selten PVA mit P > 30 kW	Ja, sind gut eingestellt	Ja, wir hoffen, dass keine Fehler auftreten werden	Die Installateure sind von der zuverlässigen Arbeit überzeugt.
Falls nein, wo passieren die Fehler am ehesten?		Oft, wenn Verantwortlichkeiten unklar geregelt sind oder VNB nachträglich Einstellungen verändern	Gleichmässig verteilt über ganzen Prozess und unterschiedliche Systemvarianten	Oft, wenn unklare Verantwortlichkeiten oder unbekannte Produkte eingesetzt / gefordert		Relativ eindeutige Antwort: Sobald unklare Verantwortlichkeiten da sind, wird es heikel – zusätzlich, wenn unbekannte Produkte eingesetzt werden (sollen)
Sehen Sie im Thema «NA-Schutz» insgesamt Handlungsbedarf?	Ja, die externen Versionen sind unnötig	Ja, die Handhabung muss unbedingt unter den VNB harmonisiert werden – insgesamt ist ein zwingender externer NA-Schutz meist unnötig und deshalb unsicherer	Die Fachkompetenz der Ansprechpartner ist oft gering – die Bufferung wird oft nicht beachtet	Ja, möglichst einheitlich und möglichst einfach (Komplexität reduzieren)	Ja, die externen Systeme werfen die PVA oft in einem ungünstigen Moment ab und sie müssen zurückgesetzt werden. Das schmälert die Rentabilität	Eindeutige Antworten: Es besteht ein grosser Handlungsbedarf und es muss unbedingt einfacher und einheitlicher werden!
Wenn ja, welchen?	Forderungen sollen auf Belege abgestützt sein und nicht auf Befürchtungen	Forderungen sollen belegt sein – bei externen Lösungen oft nicht der Fall			Wenn externe Konfiguration notwendig, dann muss eine Rücksetzung aus der Distanz möglich sein. In Zukunft muss dieser Schutz smart werden, weil viele PVA im Netz sein werden.	Es braucht zwingend evidenzbasierte Auflagen, alles andere kann nicht vermittelt werden.

Wichtigste Erkenntnisse zu möglichen (potentiellen) Fehlerquellen:

- Unklare Verantwortlichkeiten erhöhen das Risiko für keine / fehlerhafte Installationen und Einstellungen von externen Dispositionen des NA-Schutzes
- Möglichst einheitliche Abläufe tragen zur Sicherheit bei («es läuft immer gleich» ist besser als «es läuft ähnlich»)

Bern, 8. Dezember 2023, TH



12.2 Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7

Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7

Datum 28. September 2023

Autoren	Matthias Resch	FHNW
	Marco Thommen	FHNW
	Thomas Hostettler	Swissolar
	Carina Lehmal	TU Graz
	Stefan Providoli	VSEK
	Daniel Schumacher	Eniwa
	Michael Böckli	TGB
	Anna Hoang	Primeo Energie
	Sven Bauer	Ziel

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Dokumentenstruktur und Hierarchie der Dokumente	6
3	Übersicht aller untersuchten Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik.....	9
	Übersicht der internationalen gültigen Normen	12
3.1	Zusammenfassung SNEN IEC 61140:2016	13
3.2	Zusammenfassung SNEN IEC 62109-1	14
3.3	Zusammenfassung SNEN IEC 62109-2	14
3.4	Zusammenfassung SNEN IEC 62116.....	16
3.5	Zusammenfassung SNEN 50549-1	18
3.6	Zusammenfassung SNEN 50549-10	23
4	Übersicht der untersuchten Schweizer Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik 24	
4.1	Zusammenfassung Niederspannungs-Installationsnorm (NIN 2020)	25
4.2	Zusammenfassung ESTI Weisung 220:0621.....	25
4.3	Zusammenfassung ESTI Weisung 221:0621.....	28
4.4	Zusammenfassung VSE-Empfehlung NA/EEA – NE7	30
4.5	Zusammenfassung Swissolar NA EEA PVNE7 2021.....	32
5	Übersicht der untersuchten deutschen Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik 33	
5.1	Zusammenfassung TAR NS (VDE-AR-N 4100 / 4105)	34
5.2	Zusammenfassung VDE-V-0124-100.....	38
6	Übersicht der untersuchten österreichischen Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik Zusammenfassung Österreich.....	42
6.1	Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Verteilernetzanschluss für die Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5):.....	43
6.2	Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss:.....	44
6.3	Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV):	45
6.4	OVE-Richtlinie R 25: Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen.....	49

7	Vergleichende Betrachtungen	51
7.1	Unterschied Branchenempfehlungen Swissolar / VSE.....	51
7.2	Vergleich DIN VDE-AR-N 4105:2018-11 vs. VSE NA/EEA-NE7 2020.....	52
7.3	Betriebsfrequenzbereich	55
8	Zusammenfassung	56
9	Literaturverzeichnis	57
A.	NA- Schutz Ausführung nach VSE NAEAA	59
B.	NA-Schutz Ausführungen nach VDE-AR-N 4105:2018-11.....	61
C.	Ergänzende Informationen zum Österreichischen TOR	65

1 Einleitung

Dieses Dokument soll einen Überblick, über die aktuellen Normen und Richtlinien in der Schweiz bezüglich des Netzanschluss-Schutzes (NA-Schutz)¹ für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (EEA) in der Netzebene 7 (NE7) verschaffen. Ziel ist es damit den aktuellen Stand der anerkannten Regeln der Technik zusammenzufassen und auch die angrenzenden deutschsprachigen Länder der Schweiz (DACH-Region) einzubeziehen.

Allgemein kann man unterscheiden zwischen den Normen und Richtlinien welche die Herstellung des Produktes, der Errichtung und dessen Betrieb betreffen. In diesem Dokument wird vor allem auf die Errichtung und den Betrieb eingegangen, wobei die Grenzen fließend sein können.

Grundsätzlich ist der NA-Schutz eine Schutzeinrichtung, an der Schnittstelle zwischen EEA und übergelagertem Verteilnetz, also ein Schnittstellenschutz. In diesem Dokument wird der Anschluss von EEA an NE7 (Niederspannungsnetz) betrachtet. «Der Zweck des Schnittstellenschutzes ist die Sicherstellung, dass der Anschluss einer EEA an das VN dieses nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt (insbesondere ist damit gemeint, dass die EEA nicht Einrichtungen des Netzes gefährdet)» [1]. Das wird erreicht, indem der NA-Schutz bei grossen Spannungs- und Frequenzabweichungen die EEA vom Netz trennt. Trotzdem soll der NA-Schutz «innerhalb der Spannungs- und Frequenzsollwerte gegenüber normalen Spannungs- und Frequenzänderungen im Verteilungsnetz unempfindlich sein» [1].

Folgende Funktionen hat der NA-Schutz zu übernehmen,

- Überspannungsschutz (10 min) $U >$
- Überspannungsschutz $U >>$
- Unterspannungsschutz $U <$
- Unterspannungsschutz $U <<$
- Überfrequenzschutz $f >$
- Unterfrequenzschutz $f <$
- Inselnetzerkennung

Insbesondere soll der Überspannungsschutz eine unzulässigen Spannungsanhebung durch die angeschlossene(n) Erzeugungsanlage(n) verhindern und die Anlage vom Netz trennen. Solche Überspannungen könnten sowohl Schäden an der am Verteilnetz angeschlossenen Ausrüstung als auch am Verteilnetz selbst verursachen. Weiter soll das Verteilnetz, im Fall von Spannungs- oder Frequenzabweichungen über die entsprechenden Grenzwerte hinaus, in einen kontrollierten Zustand überführt werden. Bei der Inselnetzerkennung ist insbesondere die unbeabsichtigte Inselnetzbildung und Abschaltung der EEA wichtig. Dies hilft dabei, Schäden an anderer Ausrüstung sowohl in den Anlagen des Anlagenbetreibers als auch im Verteilnetz aufgrund phasenverschobenen Wiedereinschaltens zu verhindern und

¹ Netzanschluss-Schutzes – in der Norm SNEN 50549-1 wird er Entkopplungsschutz genannt

um Wartungsarbeiten nach beabsichtigtem Abschalten eines Bereichs des Verteilnetzes zu ermöglichen.²

Zu Abgrenzung werden Funktionen aufgeführt, die durch den NA-Schutz nicht übernommen werden:

- Trennung der EEA im Fall von internen Fehlern der EEA vom Verteilnetz. Der Schutz vor internen Fehlern (Kurzschlüsse) muss entsprechend der Schutzkriterien des VNB mit dem Netzschutz koordiniert werden. Schutz vor z. B. Überlast, elektrischem Schlag und gegen Brandgefahr muss zusätzlich nach HD 60364-1 und lokalen Anforderungen umgesetzt werden.
- Verhinderung von Schäden an der Erzeugungseinheit aufgrund von Zwischenfällen (z.B. Kurzschlüssen) im vorgelagerten Verteilnetz.

Grundsätzlich herrscht ein Konsens welche Funktionen der NA-Schutz übernehmen muss und welche nicht. In der Schweiz wird zurzeit diskutiert, ob diese Funktion generell von einen Wechselrichterinternen NA-Schutz übernommen werden kann [2], oder ob ein externer NA-Schutz für EEA >30kVA empfohlen wird [1].

In diesem Dokument wird der regulatorischen Rahmen bezüglich des NA-Schutzes für die Diskussion zusammengefasst und diskutiert. Der Bericht ist folgendermassen aufgebaut:

Zur besseren Einordnung der Schweizer Normen und Richtlinien wird in Kapitel 2 die Dokumentenstruktur und Hierarchie der Dokumente für die Schweiz erläutert. Im folgenden Kapitel wird eine Gesamtübersicht aller untersuchten Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik gegeben. In den darauf aufbauenden Kapiteln 4, 5 und 6 wird der Schweizer, deutsche und österreichische regulatorische Rahmen für jedes Land einzeln betrachtet, um dann in Kapitel 7 in einem Vergleich der Regularien der drei Länder zu münden. Die Zusammenfassung der über die aktuellen Normen und Richtlinien in der Schweiz bezüglich des Netzanschluss-Schutzes (NA-Schutz) für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (EEA) in der Netzebene 7 (NE7) erfolgt in Kapitel 8 zusammen mit einem Ausblick

² Es wird darauf hingewiesen, dass die Überprüfung der Spannungsfreiheit aller stromführenden Leiter ohnehin zwingend erforderlich ist, bevor ein Zugang zu einem Standort für (Wartungs-) Arbeiten erfolgt (Sicherheitsregeln 5 + 5).

2 Dokumentenstruktur und Hierarchie der Dokumente

Die Bundesverfassung der Schweiz bildet die rechtliche Basis der folgenden Gesetzespyramide. Die einzelnen Stufen der Pyramide werden hier beispielhaft durch Gesetze, Verordnungen, etc. aus dem Bereich der elektrischen Installation dargestellt.

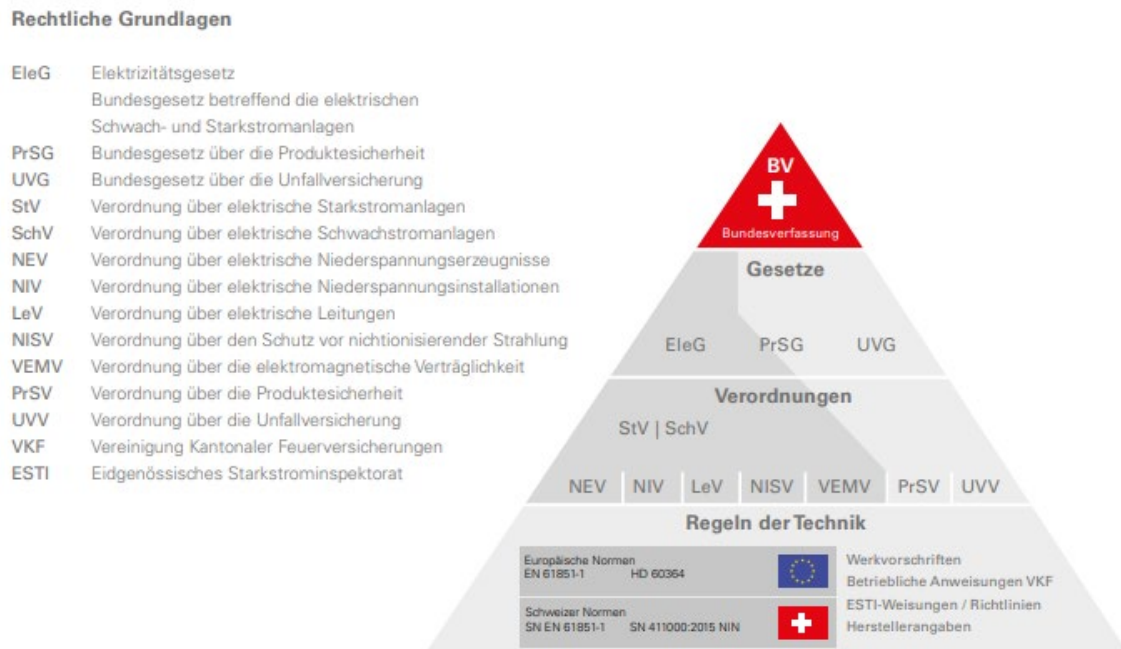


Abbildung 1: Gesetzespyramide in der Schweiz im Bereich Schwach- und Starkstromanlagen

Die in Abb. 1 abgebildete Pyramide bezieht sich auf die Zusammenhänge, die bei der Errichtung (Installation) der Energieerzeugungsanlage (EEA) eine Rolle spielen. Sie umfassen die Anforderungen an die Inverkehrsetzung (= Verkauf) der Komponenten, geregelt in der NEV sowie die Anforderungen an die Installation, geregelt in der NIV, respektive in der NIN. Diese Anforderungen haben als primäres Ziel, den Schutz gegen elektrischen Schlag sicherzustellen. Das sekundäre Ziel ist die Sicherstellung der elektromagnetischen Verträglichkeit sowie der Schutz gegen nichtionisierende Strahlung. In der NIV ist der Betrieb, respektive die Anforderungen an den Betrieb zwar nur am Rande beschrieben (vgl. Art. 3, Abs. 1, zweiter Satz), aber nicht völlig inexistent.

In diesem Zusammenhang ist die grundlegende Struktur in der Normierung zu beachten, indem Anforderungen, wie sie beispielsweise in einer Typenprüfung an ein Gerät gestellt werden (und überprüft werden), bei der Installation nicht nochmals gestellt werden. Das heisst, die Typenprüfung betrachtet nur das Gerät (beispielsweise einen Wechselrichter) und nicht die ganze Anlage. Die Installationsvorschriften hingegen definieren nur die Anforderungen an das Gesamtsystem und gehen davon aus, dass die verwendeten Geräte eine erfolgreiche Typenprüfung absolviert haben und deshalb keine Anforderungen auf der Ebene Gerät gestellt werden müssen. Eine Ausnahme bilden hier die Herstellerangaben – d.h. bei einer Installation wird immer wieder auf die Herstellerangaben verwiesen, diese müssen

eingehalten werden und kann im Einzelfall dazu führen, dass minimal von Installationsvorschriften abgewichen werden muss.

Wie im vorherigen Abschnitt vorgestellt, ist eine wichtige Bedingung für die Gerätezulassung, eine erfolgreich bestandene Typenprüfung. Im Fall von Stromumrichtern (Wechselrichtern) wiederum sind dort eine grosse Anzahl von Anforderungen definiert, die auch den Betrieb betreffen und über die Aspekte «Schutz gegen elektrischen Schlag» hinausgehen. Auf einzelne Anforderungen, respektive Prüfungen wird im Folgenden noch näher eingegangen.

Die Anforderungen an den Betrieb leiten sich aus den Anforderungen im StromVG, respektive der StromVV ab. Die folgende Abbildung 2 zeigt diese parallelen Wege, die alle auf denselben Artikeln der BV basieren.

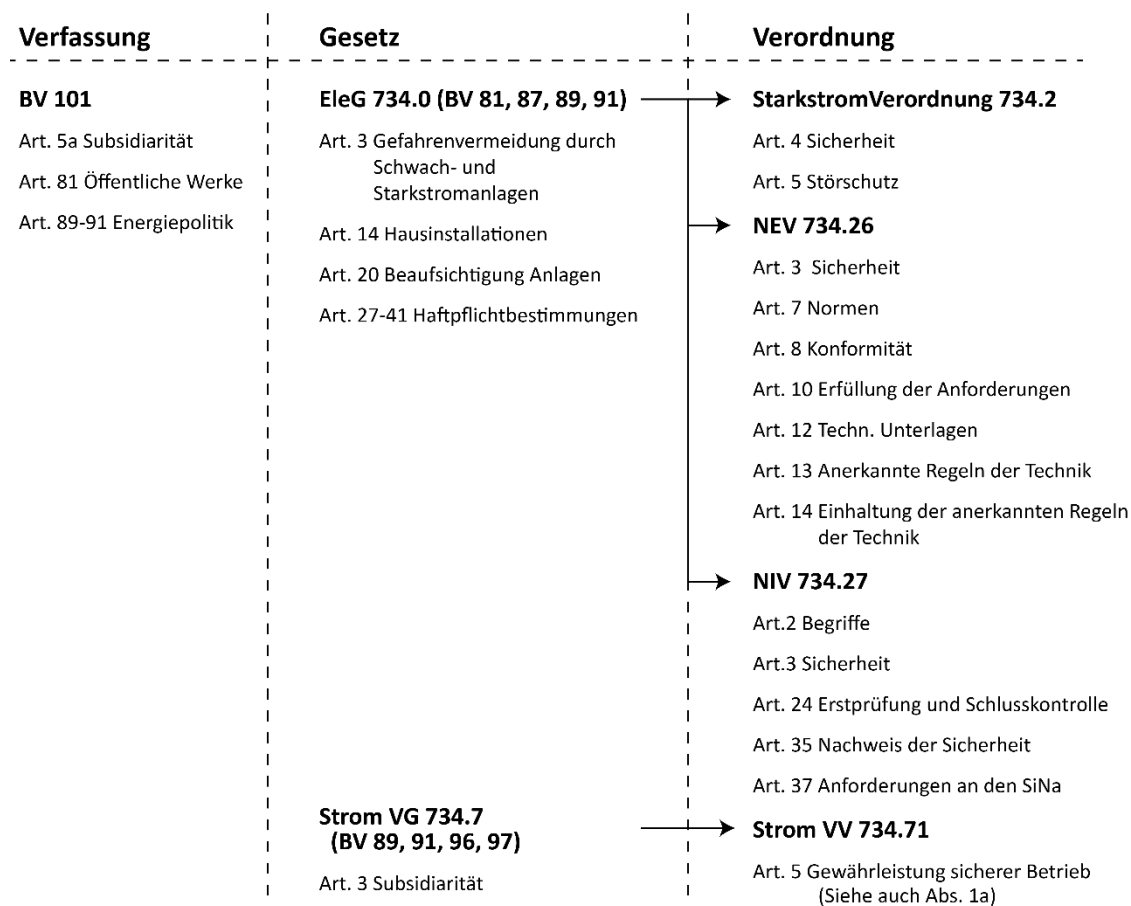


Abbildung 2 Verordnungen in Bezug auf Inverkehrsetzung, Installation und Betrieb von EEA

Der Bund hat den gesetzlichen Auftrag, soweit vorhanden und möglich, die Vereinbarungen der Wirtschaft in das Ausführungsrecht zu übernehmen. Das bedeutet, dass der VSE als Vertreter der Netzbetreiber und Produzenten die notwendigen Regelungen subsidiär erarbeiten, vernehmlassen und in Kraft setzen muss.

Im Rahmen dieser Regelungen entstand die Hierarchie der Branchendokumente, wie sie in Abb. 3 aufgeführt ist. Im Zusammenhang mit dem NA-Schutz ist insbesondere das Umsetzungsdokument NA/EEA-NE7 (Branchenempfehlung Netzanschluss für EEA an das Niederspannungsnetz – Technische Anforderungen für den Anschluss und den Parallelbetrieb in NE7) von zentraler Bedeutung.

Dokumentenstruktur

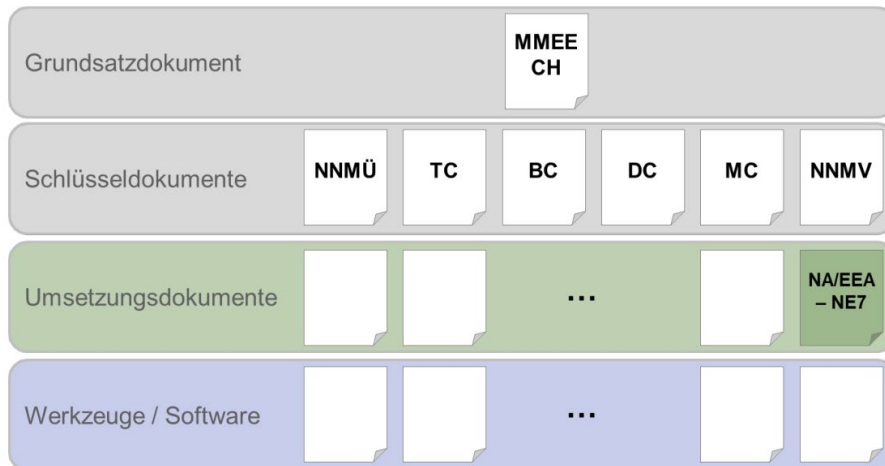


Abbildung 3 – Dokumentenstruktur VSE Branchendokumente mit Stellung Umsetzungsdokument Netzanschluss von EEA

3 Übersicht aller untersuchten Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik

Im folgenden Kapitel wird eine Gesamtübersicht aller untersuchten Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik gegeben. In den darauf aufbauenden Kapiteln 4, 5 und 6 wird der Schweizer, deutsche und österreichische regulatorische Rahmen für jedes Land einzeln betrachtet,

Aus den Übersichtsstrukturen in Kapitel 2 ergeben sich mehrere nationale Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik die in diesem Projekt mit anderen, auch teilweise mit ihren internationalen Entsprechungen verglichen werden. Die folgende Tabelle führt die untersuchten Dokumente in der Reihenfolge Installation und Betrieb auf, die in den Unterabschnitten jeweils zusammengefasst sind. Zuerst werden die international gültigen Dokumente behandelt (Idx 1-5), anschliessend die Schweizer (Idx 6-11), Deutsche ((Idx 12-13) und Österreichischen (Idx 14-17)

Idx	Name	Land	Kurzname	Herausgeber	Gültig seit
1	Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment [3]	Global	SNEN IEC 61140:2016	IEC	2016
2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems [4] [5]	Global	SNEN IEC 62109-1/2	IEC	2010
3	Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures [6]	Global	SNEN IEC 62116:2014	IEC	2014
4	Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschliesslich Typ B [7]	Europa	SNEN 50549-1+AC	CENELEC	2020
5	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 10: Tests for conformity assessment of generating units [8]	Europa	SNEN 50549-10	CENELEC	2022
6	Niederspannungserzeugnis Verordnung [9] (Verweis auf Typenprüfung)	CH	NIV	Bund	2023
7	Niederspannungs-Installations-Norm [10]	CH	NIN 2020 (Basis IEC EN 60364-712)	CES	2020

8	Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen [11]	CH	Weisung 220:0621	ESTI	2021
9	Meldepflichten bei allgemeinen und eingeschränkten Installationsbewilligungen [12]	CH	Weisung 221:0621	ESTI	2021
10	Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE7 [1]	CH	NA/EEA-NE7 – CH 2020 (auf Basis SNEN 50549-1)	VSE	2020
11	Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaikanlagen (PVA) in NE7 [2]	CH	NA EEA PVNE7	Swissolar	2021
12	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [13]	DE	VDE-AR-N 4105 (auf Basis DINEN 50549-1)	VDE	2018
13	Netzintegration von Erzeugungsanlagen Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz [14]	DE	VDE V 0124-100	VDE	2020
14	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV) [15]	AT	TOR	E-Control	2019
15	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR Verteilernetzanschluss für die Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5)	AT	TOR	E-Control	2022

16	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss	AT	TOR	E-Control	2022
17	Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen	AT	OVE-Richtlinie R 25	OVE	2020

Übersicht der **internationalen** gültigen Normen

Die internationalen Regeln teilen sich in 2 Gruppen auf: zum einen die global gültigen Normen herausgegeben vom IEC zum anderen die Europäischen Normen, erstellt durch CENELEC. Beide Normen werden von der Schweiz direkt übernommen im Zuge der Vereinbarungen zur Abschaffung von technischen Handelshemmnissen, daher werden jeweils die Schweizer Versionen betrachtet.

Name	Land	Kurzname	Herausgeber	Gültig seit
Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment	Global	SNEN IEC 61140:2016	IEC	2016
Safety of power converters for use in photovoltaic power systems	Global	SNEN IEC 62109-1/2	IEC	2010
Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures	Global	SNEN IEC 62116:2014	IEC	2014
Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1 : connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B	Europa	SNEN 50549-1	CENELEC	2019
Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 10: Tests for conformity assessment of generating units [8]	Europa	SNEN 50549-10	CENELEC	2022

3.1 Zusammenfassung SNEN IEC 61140:2016

Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment

Diese Norm beschreibt grundsätzlich, was Schutz gegen elektrischen Schlag bedeutet, und welche Anforderungen erfüllt sein müssen, um diesen zu verhindern.

Allgemeines [3], Kap. 4.1

Gefährliche aktive Teile dürfen nicht berührbar sein und berührbare leitfähige Teile dürfen nicht gefährlich aktiv sein. Dies weder unter normalen noch unter Einzelfehlerbedingungen.

Einzelfehlerbedingung [3], Kap. 4.3

Um die Anforderung an die Einzelfehlerbedingung zu erfüllen, muss ein Gerät:

- Eine weitere Schutzvorkehrung, unabhängig vom Basisschutz oder
- Eine verstärkte Schutzvorkehrung die beides, den Basisschutz und den Fehlerschutz bewirkt.

Das Gleichzeitige Auftreten von Fehlern an unabhängigen Schutzvorkehrungen wird dabei als unwahrscheinlich eingestuft und braucht nicht berücksichtigt zu werden. «Es darf darauf vertraut werden, dass eine unbeeinflusste Schutzvorkehrung wirksam bleibt.»

Schutz durch Schutztrennung [3], Kap. 6.5

Schutztrennung gilt als typische Struktur einer Schutzmassnahme, welche den Basis- und Fehlerschutz sicherstellt. Schutztrennung ist gegeben, wenn:

- der Basisschutz durch die Basisisolierung von aktiven Teilen des getrennten Stromkreises erfüllt ist
- der Fehlerschutz erfüllt wird, durch
 - o einfache Trennung des getrennten Stromkreises zu anderen Stromkreisen und Erde und
 - o ein Schutzpotentialausgleich die getrennten Betriebsmittel verbinden, falls mehrere Betriebsmittel am selben Stromkreis getrennt werden.

Einrichtungen zum Trennen [3], Kap. 8.4

Einrichtungen zum Trennen müssen den betroffenen Stromkreis wirksam von allen aktiven Leitern trennen.

Die Trenner müssen dabei in neuem Zustand einer Stossspannung von 5kV (cat3) oder 8kV(cat4) standhalten. Weiter dürfen am Ende der Lebensdauer je Kontakt nicht mehr als 6mA Ableitströme fließen.

3.2 Zusammenfassung SNEN IEC 62109-1

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements

Diese Norm beschreibt allgemein welche Testbedingungen ein Inverter erfüllen muss. Behandelt werden unter anderem die Themen:

- Schutz gegen elektrischen Schlag
- Schutz gegen mechanische Gefahren
- Soft- und Firmware für Schutzfunktionen

Direkte Angaben zum NA-Schutz sind in dieser Norm jedoch nicht enthalten. Die wesentlichen Teile zum Schutz vor Inselbildung sind in der SNEN IEC 62109-2 aufgeführt.

Zusammenfassung SNEN IEC 62109-2

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters

Diese Norm behandelt keine Anforderungen an die Netzkopplung. Dies aus 3 Gründen:

«a) Normen für die Netzkopplung enthalten gewöhnlich sowohl Schutzanforderungen als auch Anforderungen an die Netzversorgungsqualität, behandeln Aspekte wie die Abschaltung bei außergewöhnlichen Spannungs- oder Frequenzbedingungen im Netz, den Schutz gegen Inselbildung, die Begrenzung von Oberschwingungsströmen und Gleichstromeinspeisung, den Leistungsfaktor usw. Viele dieser Aspekte gehören nicht zum Anwendungsbereich einer Produktsicherheitsnorm wie der vorliegenden Norm.

b) Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung bestand eine unzureichende Übereinstimmung zwischen den Regulierungsbehörden von netzgebundenen Wechselrichtern, um eine Annahme von harmonisierten Kopplungsanforderungen zu erzielen. IEC 61727 enthält beispielsweise Anforderungen an die Netzkopplung, besitzt aber keine wesentliche Akzeptanz, und EN 50438 fordert die Aufnahme von länderspezifischen Abweichungen für eine große Anzahl von Ländern.

c) Das kürzlich veröffentlichte Dokument IEC 62116 enthält Prüfverfahren für den Schutz gegen Inselbildung.»

Jedoch werden Anforderungen an die Einfehlersicherheit gestellt. Die Norm fordert, dass auch nach Auftreten eines einzelnen Fehlers, der jede Komponente des Inverters betreffen kann, noch mindestens Basisisolierung gewährleistet ist.

Fehlertoleranz von selbsttätigen Trenneinrichtungen [5], Kap 4.4.4.15.2.1

- Die Einrichtungen für die selbsttätige Trennung eines Wechselrichters vom Netz müssen: alle geerdeten und ungeerdeten stromführenden Leiter vom Netz trennen, und
- die Trennung muss so erfolgen, dass bei einem an der Trenneinrichtung oder an jeder anderen Stelle im Wechselrichter angewendeten Einzelfehler zwischen PV-Anlage und Netz mindestens Basisisolierung oder einfache Trennung aufrechterhalten bleibt, wenn die Trenneinrichtung geöffnet sein soll.

«Diese Anforderungen sind dafür gedacht, die Arbeiter, die das Netz Instandhalten, zu schützen. In diesem Szenarium wird das Netz abgeschaltet, und die Gefahr, gegen die geschützt werden soll besteht darin, dass die Anlagenspannung an der abgeschalteten Versorgungsnetzverdrahtung auftreten kann, entweder Phase zu Phase oder Phase zu Erde. Deshalb sind es die PV-Anlagenparameter (Arbeitsspannung, Stehstoßspannung und zeitweilige Überspannung), die die erforderliche Isolierung oder Trennung bestimmen. Die Arbeiter können sich an einem anderen Ort befinden, als an dem der PV-Trenneinrichtungen, die sich zwischen der Anlage und dem Wechselrichter befinden, oder keinen Zugang dazu haben. Deshalb muss die vom Wechselrichter erbrachte Isolierung oder Trennung zuverlässig sein. In einem Wechselrichter ohne Potentialtrennung wird nur die erforderliche selbsttätige Trenneinrichtung die Arbeiter vor der PV-Spannung schützen. In einem Wechselrichter mit Potentialtrennung sind der Trenntransformator und andere Isolierbauteile in Reihe mit der selbsttätigen Trenneinrichtung und schützen die Arbeiter vor der PV-Spannung im Falle eines Fehlers der selbsttätigen Trenneinrichtung.»

Kommentar: Aus diesem Wortlaut kann interpretiert werden, dass ein Umrichter über 2 separate Strom und Spannungsmessungen verfügen sollte, um die Trennung in jedem Fehlerfall sicherzustellen. Dieser Fehlerfall kann auch eine fehlerhafte Messung beinhalten.

3.4 Zusammenfassung SNEN IEC 62116

Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures

Diese Norm beschreibt ein abgestimmtes Verfahren, mit dem PV-Inverter zur Prävention von Inselnetzbildung getestet werden können.

«Wechselrichter und andere Einrichtungen, welche die Anforderungen dieses Dokuments (IEC62116) erfüllen, können als nicht inselbildend angesehen werden, was unter annehmbaren Bedingungen bedeutet, dass die Einrichtung Inselbedingungen feststellt und die Speisung eines öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes einstellt.»

Die Anforderungen, die gestellt werden, sind dabei Mindestanforderungen, die bei Nachweis eines Risikos auch verschärft werden können.

Getestet wird wie folgt: Der Inverter wird von einer DC-Quelle gespeist, die eine höhere Nennleistung hat als der Inverter. Am Ausgang des Inverters wird eine einstellbare RLC Last sowie eine Wechselstromquelle angeschlossen, siehe Abbildung 4.

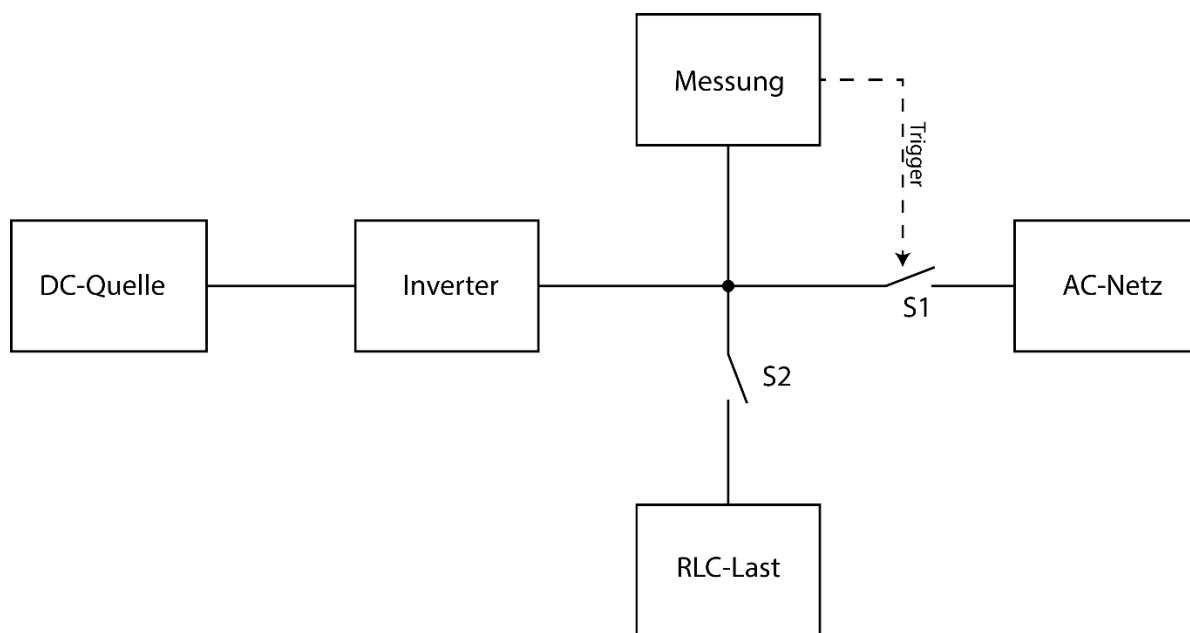


Abbildung 4: Messaufbau gemäss IEC 62116

Der Prüfablauf ist wie folgt: Die DC-Quelle speist den Inverter, S1 und S2 sind geschlossen. Die Last wird so eingestellt, dass der Inverter 33%, 66%, und 100% Wirk- und Blindleistung erzeugt. Der Strom in das AC-Netz beträgt 0A. Ist der Betriebspunkt stabil, öffnet die Messung Schalter S1 und misst die Zeit (Nachlaufzeit), bis der Strom des Inverters $<1\%$ des vorherigen Nennstroms beträgt. Diese Messung wird dann wiederholt, wobei die Betriebspunkte im Bereich von $\pm 5\%$ variiert wird.

Der Hersteller muss dabei die Schutzeinstellungen des Inverters so wählen, dass sie nationalen und oder örtlichen Bestimmungen entsprechen. Vorgeschlagen wird:

Parameter	Grösse	Zeitpunkt [s]
Überspannung	115% Nennspannung	2
Unterspannung	85% Nennspannung	2
Überfrequenz	1.5 Hz	1
Unterfrequenz	1.5 Hz	1

Mit Bestehen dieser Prüfung wird bestätigt, dass die Nachlaufzeit auch bei strengeren Einstellungen des Inverters, z.B. $\pm 0.5\text{Hz}$ anstelle von 1.5Hz , keine höhere Nachlaufzeit aufweist.

Bestanden ist die Prüfung, wenn der Inverter bei allen Messungen eine Nachlaufzeit $< 2\text{s}$ aufweist oder die Lokalen Bestimmungen erfüllt.

3.5 Zusammenfassung SNEN 50549-1

Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B

Hintergrund zum Dokument:

Die SNEN 50549-1 stellt den umfassenden Abschluss einer langen Liste von Anforderungen an EEA dar, die auf europäischer Ebene mit dem Dokument CWA 14642:2003 ihren Anfang nahm. Es folgten die SNEN 50438:2007, die SNEN 50438:2013, die CLC/TS 50549-1:2015, alle zwar mit teilweise unterschiedlichen Leistungsgrenzen, jedoch mit praktisch einheitlichen Anforderungen an das Verhalten der EEA in Bezug auf Spannung, Frequenz und Inselnetzbildung. Leider wurden diese Anforderungen über eine lange Zeit nur ungenügend beachtet.

Kuppelschalter [7], Kap 4.3.2

Schalter müssen Leistungsrelais, Schütze oder mechanische Leistungsschalter sein, die jeweils ein Ausschalt- und Einschaltvermögen entsprechend dem Bemessungsstrom der Erzeugungsanlage und entsprechend dem Kurzschlussbeitrag der Erzeugungsanlage aufweisen.

Wo es nicht erforderlich ist, dass die Einrichtungen zum Trennen (nach HD 60364-5-551) zu jeder Zeit für den VNB zugänglich sind, muss eine automatische Abschaltung mit Einzelfehlertoleranz nach 4.13 vorhanden sein. Anmerkung: Für PV-Wechselrichter sind weitere Anforderungen hinsichtlich des Kuppelschalters in SNEN IEC 62109-1 und SNEN IEC 62109-2 angegeben.

Die Funktion des Kuppelschalters darf entweder mit dem Hauptschalter oder mit dem Schalter der Erzeugungseinheit in einem Schaltgerät kombiniert werden. Im Falle einer Kombination muss das einzelne Schaltgerät mit den Anforderungen beider separaten Schalter übereinstimmen, dem Kuppelschalter und dem kombinierten Hauptschalter oder Schalter der Erzeugungseinheit. Als Konsequenz müssen mindestens zwei Schalter in Reihe zwischen jeder Erzeugungseinheit und dem Netzanschlusspunkt vorhanden sein.

Störfestigkeit [7], Kap 4.5

Im Allgemeinen sollten Kraftwerke zur Gesamtstabilität des Stromnetzes beitragen, indem sie Immunität gegenüber dynamischen Spannungsänderungen bieten, es sei denn, die Sicherheitsstandards verlangen eine Abschaltung.

«Die folgenden Störfestigkeiten müssen ungeachtet der Einstellungen des Entkopplungsschutzes bereitgestellt werden.»:

- Störfestigkeit gegen Frequenzänderungsraten (ROCOF)
- Durchfahren von Unterspannungsereignissen (UVRT)
- Durchfahren von Überspannungsereignissen (OVRT)

ROCOF [7], Kap 4.5.2

Die Erzeugungsmodule in einer Erzeugungsanlage müssen über eine ROCOF-Störfestigkeit für eine ROCOF verfügen, die gleich oder größer als der von der verantwortlichen Partei angegebene Wert ist. Wenn kein Wert für die ROCOF-Störfestigkeit angegeben ist, muss folgende ROCOF-Störfestigkeit angewendet werden, wobei zwischen den folgenden Erzeugungstechnologien unterschieden wird:

- nicht synchrone Erzeugungstechnologie: mindestens 2 Hz/s;
- synchrone Erzeugungstechnologie: mindestens 1 Hz/s;

ANMERKUNG der Norm: «ROCOF wird in einigen Ländern zur Erkennung von Netzausfällen verwendet. Die Anforderung bezüglich ROCOF-Störfestigkeit ist unabhängig von den Einstellungen des Entkuppungsschutzes. Abschalteneinstellungen des Entkuppel-Schutzrelais haben immer Vorrang vor technischen Fähigkeiten. Ob eine Erzeugungsanlage verbunden bleibt oder nicht, wird auch von diesen Einstellungen abhängen»

UVRT [7], Kap 4.5.3

Erzeugungsmodule, die gemäß VERORDNUNG (EU) 2016/631 [16] als Module vom Typ B (<1MW) klassifiziert sind, müssen den Anforderungen bezüglich UVRT entsprechen. Erzeugungsmodule, die gemäß [16] als Module vom Typ A und kleiner klassifiziert sind, sollten diese Anforderungen erfüllen. Das tatsächliche Verhalten der Module vom Typ A (>0.8kW) und kleineren Modulen muss in der Anschlussvereinbarung festgelegt werden.

Für PV-Inverter wird die Kennlinie aus Abbildung 5 gefordert. Nach der Rückkehr der Spannung in den kontinuierlichen Betriebsspannungsbereich muss 90 % der Vor-Fehler-Leistung oder der verfügbaren Leistung, je nachdem, welcher Wert geringer ist, so schnell wie möglich, aber spätestens innerhalb von 1 s, wieder erreicht werden, wenn vom VNB und der verantwortlichen Partei kein anderer Wert festgelegt ist.

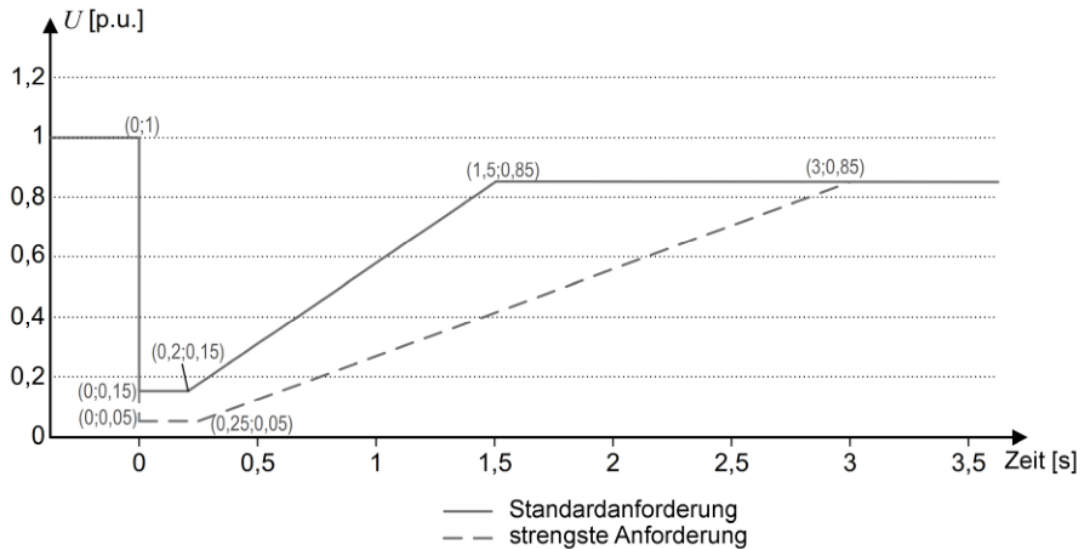


Abbildung 5: Fähigkeit zum Durchfahren von Unterspannungseignissen für nichtsynchrone Energieerzeugungseinheiten (Typ 2), z.B. Stromrichter

ANMERKUNG der Norm: «Diese Anforderungen sind unabhängig von den Einstellungen des Entkuppelungsschutzes. Abschalteneinstellungen des Entkuppel-Schutzrelais haben immer Vorrang vor technischen Fähigkeiten. Ob eine Erzeugungsanlage verbunden bleibt oder nicht, wird auch von diesen Einstellungen abhängen.»

OVRT [7], Kap 4.5.4

Erzeugungsmodule, außer Kleinerzeugungsanlagen, müssen in der Lage sein, mit dem Verteilnetz verbunden zu bleiben, solange sich die Spannung am Netzanschlusspunkt unterhalb der Zeit-Spannung-Charakteristik aus Abbildung 6 befindet.

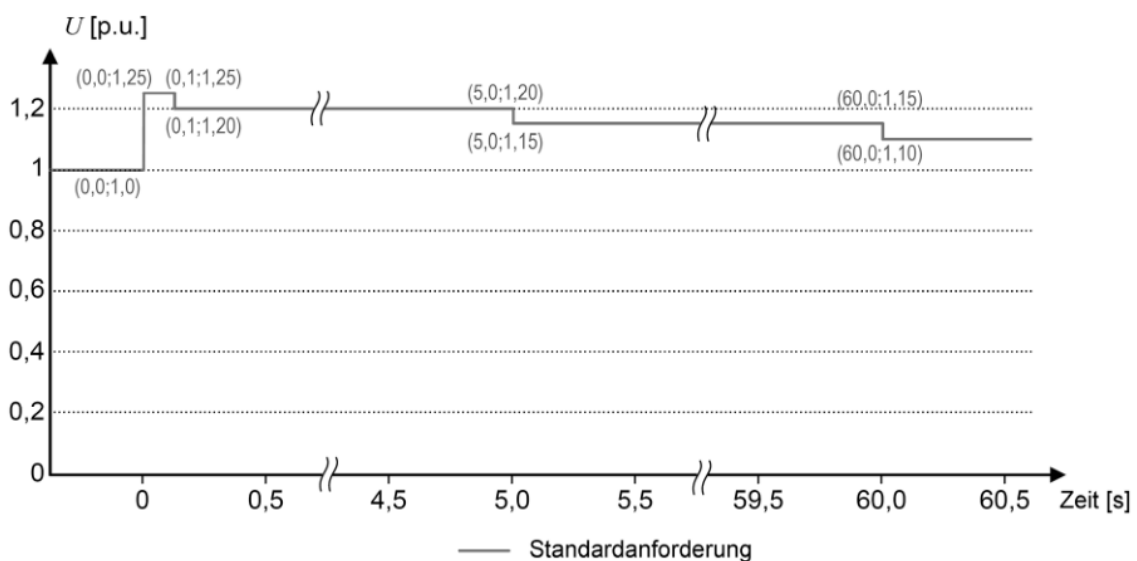


Abbildung 6: Fähigkeit zum Durchfahren von Überspannungseignissen

ANMERKUNG der Norm: «Diese Anforderungen sind unabhängig von den Einstellungen des Entkuppelungsschutzes. Abschalteneinstellungen des Entkuppel-Schutzrelais haben immer Vorrang vor technischen Fähigkeiten. Ob eine Erzeugungsanlage verbunden bleibt oder nicht, wird auch von diesen Einstellungen abhängen.»

ANMERKUNG der Norm: «Dies ist eine Mindestanforderung. Weitere Stabilitätsaspekte für Elektrizitätsversorgungssysteme sind möglicherweise relevant. Die technische Diskussion dauert noch an. Ausgehend von jedem stabilen Betriebspunkt wird ein Spannungssprung von $\pm 10\%$ Un berücksichtigt. Wenn vor dem Ereignis Spannungen im stationären Zustand nahe der Höchstspannung vorliegen, führt dies für viele Sekunden zu einem Überspannungsereignis. In späteren Ausgaben dieses Dokuments könnte eine strengere Störfestigkeit gefordert sein.»

Entkuppelungsschutz [7], Kap 4.9

Nach HD 60364-5-551:2010, 551.7.4 muss ein Mittel zur automatischen Schaltung vorhanden sein, um die Erzeugungsanlage im Fall des Verlustes dieser Versorgung oder von Spannungs- oder Frequenzabweichungen von den für die normale Versorgung angegebenen Werten an den Versorgungsanschlüssen vom Verteilnetz abzuschalten.

Das Entkuppel-Schutzsystem muss mit den Anforderungen dieser Europäischen Norm übereinstimmen, die verfügbaren Funktionen und die konfigurierten Einstellungen müssen mit den Anforderungen des VNB und der verantwortlichen Partei übereinstimmen. Auf jeden Fall müssen die festgelegten Einstellungen als die Werte für das Entkuppel-Schutzsystem verstanden werden, d.h. wenn Erzeugungsmodule erweiterte technische Eigenschaften aufweisen, dürfen sie nicht durch die Einstellungen der Schutzeinrichtungen (ausser dem Entkuppelungsschutz) zurückgehalten werden.

Bei Kleinerzeugungsanlagen können Entkuppelungsschutz und Messpunkt in die Erzeugungseinheiten integriert werden. Bei Erzeugungsanlagen mit einem Nennstrom von über 16 A darf der VNB einen Schwellwert festlegen, oberhalb dessen das Entkuppel-Schutzsystem als fest zugeordnete Einrichtung realisiert werden muss und nicht in Erzeugungseinheiten integriert sein darf.

[8]Anforderungen, die die Einzelfehlertoleranz des Entkuppel-Schutzsystems und des Kuppelschalters betreffen [7], Kap 4.13

Ein einzelner Fehler darf nicht zu einem Verlust der Sicherheitsfunktionen führen. Fehler mit gemeinsamer Ursache müssen berücksichtigt werden, falls die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines solchen Fehlers von Bedeutung ist. Wenn immer in angemessener Weise durchführbar, muss der einzelne Fehler angezeigt werden und zum Ausschalten der Erzeugungseinheit oder Erzeugungsanlage führen.

ANMERKUNG: Diese Anforderung für das Erkennen einzelner Fehler bedeutet nicht, dass alle Fehler erkannt werden. Daher kann die Anhäufung unerkannter Fehler zu einem unbeabsichtigten Ausgangssignal führen und einen gefährlichen Zustand nach sich ziehen.

Mindestens ein Schalter muss ein Lasttrennschalter sein, der für Überspannungskategorie 2 geeignet ist. Bei einphasigen Erzeugungseinheiten muss der Schalter sowohl für den Neutralleiter als auch für den Außenleiter einen Kontakt dieser Überspannungskategorie aufweisen. Bei mehrphasigen Erzeugungseinheiten ist für alle aktiven Leiter jeweils ein Kontakt mit dieser Überspannungskategorie erforderlich.

Der zweite Schalter darf aus elektronischen Schaltelementen der Umrichter-Brückenschaltung oder einem anderen Stromkreis gebildet werden, sofern die elektronischen Schaltelemente durch Steuersignale ausgeschaltet werden können und sichergestellt ist, dass ein Versagen erkannt wird und zur Betriebshemmung spätestens beim nächsten Wiederanschluss führt.

Bei PV-Wechselrichtern ohne einfache Trennung zwischen dem Netz und PV-Generator (z. B. PV-Wechselrichter ohne Transformator) müssen beide im obigen Absatz genannten Schalter als Lasttrennschalter mit den dort beschriebenen Anforderungen ausgeführt sein, dabei ist die Anordnung eines Schaltgerätes zwischen PV-Anlage und PV-Wechselrichter zulässig.

3.6 Zusammenfassung SNEN 50549-10

Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks

Interface Protection [8], Kap. 5.8

In diesem Kapitel wird das Testverfahren für den NA-Schutz spezifiziert. Dies beinhaltet die Parameter für Spannungsschutz, Frequenzschutz und Rate of change of frequency (ROCOF) Schutz. Es wird dabei zwischen internem und externem NA-Schutz unterschieden. Für den Externen gibt es dabei zwei Optionen für den Test:

1. Testen nach EN60255-127, EN 60255-181, EN 60255-1, EN 60255-26 und EN 60255-27.
2. Testen wie der interne NA-Schutz. Dies ist in dieser Norm spezifiziert.

Über die Notwendigkeit, ob ein NA-Schutz extern oder Intern verbaut werden muss, wird keine Aussage gemacht sondern auf die EN 50549-1, Ziffer 4.9 verwiesen. Siehe dazu Kapitel 3.5

4 Übersicht der untersuchten **Schweizer** Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik

In der nachstehenden Tabelle sind die untersuchten Normen aufgeführt, die nur relevant für die Schweiz sind:

Name	Version	Kurzname	Herausgeber	Gültig seit
Niederspannungs-Installations-Norm [10]	2020	NIN 2020	electrosuisse	2020
Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen [11]	Juni 2021	Weisung 220:0621	ESTI	2021
Meldepflichten bei allgemeinen und eingeschränkten Installationsbewilligungen [12]	Juni 2021	Weisung 221:0621	ESTI	2021
Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz [1]	V 2.00	NA/EEA-NE7 – CH 2020	VSE	2020
Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaik-Anlagen (PVA) in NE7 [2]	V 2.00	NA EEA PVNE7	Swissolar	2021

4.1 Zusammenfassung Niederspannungs-Installationsnorm (NIN 2020)

Hintergrund zum Dokument:

Das TK 64 des CES publiziert alle 5 Jahre eine überarbeitete Fassung der Niederspannungs-Installationsnorm. In diese Fassung werden alle bis dahin erschienenen Normendokumente der Serie HD 60364 eingearbeitet. Diese Serie enthält sicherheitstechnische Festlegungen für das Errichten und, soweit behandelt, das Betreiben elektrischer Anlagen und Betriebsmittel. Der zentrale Sicherheitsaspekt der Normenserie ist der «Schutz gegen elektrischen Schlag».

Im Kapitel 4 werden alle Schutzmassnahmen für elektrische Installationen (unabhängig ob Verbraucher oder Produzent) zusammengefasst. Es sind dies

- Schutz gegen elektrischen Schlag
- Schutz gegen thermische Einflüsse
- Überstromschutz
- Schutz gegen Überspannungen
- Schutz gegen Unterspannung
- Trennen und Schalten

Im Kapitel 5 werden die Anforderungen an die Auswahl und die Errichtung elektrischen Betriebsmittel festgehalten. Es sind dies

- Allgemeine Bestimmungen
- Leitungen
- Einrichtungen zum Trennen, Schalten, Steuern und Überwachen
- Erdung und Schutzleiter
- Andere Betriebsmittel
- Einrichtungen für Sicherheitszwecke

Im Kapitel 6 werden die notwendigen Prüfungen, unterteilt in Sichtprüfungen und Erprobungen (= Messungen) aufgeführt.

Im Teil 7.12 wird auf die spezifischen Aspekte bei der Errichtung von PV-Anlagen eingegangen.

Zusatzanforderungen für Anlagen, bei denen der Parallelbetrieb der Stromerzeugungsanlagen mit einem öffentlichen Netz zulässig ist [10], Kap. 7.12.5.5.1.7

Die NIN verweist bezüglich NA Schutz auf die Branchenempfehlung des VSE NAEAA 2014

4.2 Zusammenfassung ESTI Weisung 220:0621

Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen (EEA) – in Kraft seit 1. Juli 2021

Hintergrund zum Dokument:

Auf 1. Juli 2021 wurde die VPcA (Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen) dahingehend geändert, dass EEA mit Anschluss an das Niederspannungsnetz nicht mehr der Plangenehmigungspflicht unterliegen. Mit der Weisung regelt das ESTI den Geltungsbereich, verschiedene Begriffe und detailliert allenfalls vorhandene Unklarheiten der NIV.

Neu:

- Meldepflicht für Netzbetreiber
- Plangenehmigungspflicht für Energieerzeugungsanlagen (EEA) in NE7 fällt weg
- Aufsichtssystem für diese Anlagen angepasst

Weisung richtet sich an: Netzbetreiber, Bewilligungsinhaber, Planer und Eigentümer

Geltungsbereich:

- Photovoltaikanlagen
- Ladestationen für Elektromobilität mit Rückspeisung (bidirektionale Ladestationen)
- Energiespeicheranlagen mit Rückspeisung in das Niederspannungsverteilnetz
- Biomassekraftwerke
- Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen
- Wasserkraftwerke
- Notstrom-Anlagen (USV) und Netzersatzanlagen, sofern diese mit dem Niederspannungsverteilnetz parallel betrieben, werden

Netz- und Anlagenschutz [11], Kap. 4.3

Für Netzanschluss ist ein Entkopplungsschutz (Netz- und Anlagenschutz) gemäß VSE Branchenempfehlung NA/EEA-NE7-CH und nach Angaben des Netzbetreibers vorzusehen.

Dieser kann abhängig von Nennleistung der EEA mittels separater Überwachungseinheit oder als integrierter NA-Schutz ausgeführt sein. Der NA-Schutz soll sicherstellen, dass der Anschluss einer EEA das Niederspannungsverteilnetz nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt. Der NA-Schutz ist entweder extern (mit separaten Komponenten) oder intern (bspw. in einem Stromrichter) realisiert.

Der NA-Schutz ist zwar grundsätzlich für jede EEA vorzusehen. Er wird jedoch im Umfang der EEA betrachtet und bezieht sich immer auf eine solche. Bei mehreren unabhängigen EEA muss der NA-Schutz nicht kombiniert werden.

Anlagenschalter/Kuppelschalter [11], Kap. 4.6

Die Anlagen-/Kuppelschalter verhindern unbeabsichtigtes Wiedereinschalten elektrisch versorgter Betriebsmittel während der Wartung. Dieser muss abschliessbar sein, außer er ist unter Kontrolle (d.h. in Sichtweite).

Unter Anlagenschalter versteht man:

- Sicherheitsschalter im Hauptstromkreis (direkte Abschaltung)
- Sicherheitsschalter im Steuerstromkreis eines Sicherheitsschützes (indirekte Abschaltung), vorausgesetzt, dass die Abschaltung des Hauptstromkreises durch eine Anzeigelampe gemeldet wird
- Steckvorrichtung max. 16 A im Hauptstromkreis. Falls diese Steckvorrichtung für die Funktionssteuerung verwendet wird, muss sie NIN Ziff. 4.6.3.1 Abs. 5 genügen.

Bewilligungspflicht für Installationsarbeiten [11], Kap. 5

Wer Installationen erstellt, ändert oder Instand hält benötigt eine Installationsbewilligung des ESTI.

EEA mit oder ohne Verbindung zu einem Niederspannungsverteilnetz gelten beide als elektrische Installationen, welche der Bewilligungspflicht unterliegen (vgl. Art. 2 Abs. 1 Bst. c NIV). Grundsätzlich ist eine allgemeine Installationsbewilligung für natürliche Personen (Art. 7 NIV) oder für Betriebe (Art. 9 NIV) erforderlich.

Erstprüfung und Schlusskontrolle [11], Kap. 6

Vor Inbetriebnahme von Teilen oder ganzen elektrischen Installationen eine baubegleitende Erstprüfung durchgeführt und dokumentiert werden.

Vor der Übergabe der elektrischen Installation an den Eigentümer muss eine fachkundige Person eine Schlusskontrolle durchführen und in einem Sicherheitsnachweis die Ergebnisse dieser Kontrolle festhalten. Der Eigentümer bekommt das Mess- und Prüfprotokoll für PV-Anlagen (dort sind mindestens alle Messwerte enthalten, welche die SNEN 62446-1 als Dokumentation fordert. In der Schweiz sind zusätzliche Angaben zu den Einstellungen der Wechselrichter – bspw. Q(U), P(U), oder ähnliches zu dokumentieren.)

Nachweis der Sicherheit und Abnahmekontrolle [11], Kap. 7

EEA mit Verbindung zum Netz: Eigentümer muss unabhängig von Kontrollperiode innerhalb von zwei Monaten³ im Falle einer EEA (unabhängig vom Gebäudetyp) eine Abnahmekontrolle durch ein unabhängiges Kontrollorgan oder eine akkreditierte Inspektionsstelle veranlassen und innerhalb dieser Frist den Sicherheitsnachweis der Netzbetreiberin einreichen.

EEA ohne Verbindung zum Netz: Eigentümer muss innerhalb von sechs Monaten eine Abnahmekontrolle durch ein unabhängiges Kontrollorgan oder eine akkreditierte Inspektionsstelle veranlassen, sofern die Kontrollperiode der elektrischen Installationen, mit welchen die Anlage verbunden ist, weniger als 20 Jahre beträgt. Sicherheitsnachweis innerhalb der Frist von sechs Monaten beim ESTI einreichen.

EEA ohne Verbindung zum Netz und 20jähriger Kontrollperiode (d.h. für Wohngebäude): Eigentümer muss keine Abnahmekontrolle vorlegen. Eigentümer reicht den Sicherheitsnachweis nach Schlusskontrolle bzw. das Protokoll der Erstprüfung oder das Protokoll der Kontrolle der ausgeführten Arbeiten beim ESTI ein.

Meldepflicht der Netzbetreiberin / Stichprobenkontrollen [11], Kap. 8

Netzbetreiberinnen übermitteln dem Inspektorat die Fertigmeldung von EEA mit Verbindung zu einem Niederspannungsverteilnetz innert 14 Tagen nach Eingang der

³ Mit der Novellierung der NIN, verlängert sich die Abnahmefrist per 1.7.2024 auf 6 Monate.

Sicherheitsnachweise elektronisch ans ESTI. Die Eingabe der Daten erfolgt über das Webportal des ESTI.

- ➔ Gilt für neue EEA mit Wirkleistung ≥ 50 kW oder eine Scheinleistung von ≥ 55 kVA bei einem minimalen Leistungsfaktor von $\cos \varphi \geq 0.9$ (Energie kann ins Netz zurückgespeist werden), oder ESTI gibt vor durch Risikobeurteilung.
- ESTI prüft/macht Stichprobenkontrollen dieser Anlagen

Netzparallelbetrieb [11], Kap. 12

Für den Netzparallelbetrieb von EEA ist die VSE-Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 – CH 2020 einzuhalten. Darin sind ebenfalls die Einstellwerte für die Zuschaltung, die Schutzfunktionen und den Betrieb von EEA und Energiespeicher auf Niederspannung für die Schweiz (Ländereinstellungen CH) festgehalten.

4.3 Zusammenfassung ESTI Weisung 221:0621

Meldepflichten bei allgemeinen und eingeschränkten Installationsbewilligungen – in Kraft seit 1. Juli 2021

Hintergrund zum Dokument:

Auf 1. Juli 2021 wurde die VPeA (Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen) dahingehend geändert, dass EEA mit Anschluss an das Niederspannungsnetz nicht mehr der Plangenehmigungspflicht unterliegen. Mit der Weisung regelt und detailliert das ESTI das neue Meldeverfahren.

Grundsätzliches:

Inhaber müssen vor Ausführung von Installationsarbeiten an den jeweiligen Netzbetreiber eine Installationsanzeige (IA) abgeben. Das ESTI macht Ausnahmen, welche Anlagen keine IA benötigen.

Grundsatz [12], Kap 2

Sämtliche Installationsarbeiten müssen rechtzeitig dem Netzbetreiber gemeldet werden. Netzbetreiber können sich gewünschte Form der Meldung aussuchen.

Ausnahmen von der Meldepflicht [12], Kap 3

Keine Ausnahme gilt für folgende Arbeiten:

- Neuinstallationen und Installationserweiterungen, welche eine Leistungserhöhung von > 3.7 kVA bewirken
- Demontage von Elektroinstallationen > 3.7 kVA
- Erstellung eines neuen Netzanschlusses
- Erweiterung oder Änderung des bestehenden Netzanschlusses
- Anschluss von Geräten und Anlagen, die Spannungsänderungen verursachen können gemäss WV-CH

- Anschluss von Geräten und Anlagen, die Oberschwingungen verursachen gemäss WV-CH
- Anschluss von Aktivfiltern und Saugkreisanlagen gemäss WV-CH
- Anschluss von Energieerzeugungsanlagen mit Verbindung zum Niederspannungsverteilnetz (Parallel- und Inselbetrieb)
- Anschluss stationärer elektrischer Energiespeicher
- Anschluss von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge
- Neuerstellung, Änderung oder Erweiterung von Hausleitungen, Steuerleitungen sowie von Messeinrichtungen der Netzbetreiberin
- Installationen, die eine Anpassung, eine Montage, Demontage oder Auswechslung von Mess- und Steuerapparaten der Netzbetreiberin bedingen
- Provisorische und temporäre Anlagen wie Baustellen, Schaustelleranlagen, Festbetriebe usw.

Ausnahme von der Pflicht, einen formellen Sicherheitsnachweis auszustellen [12], Kap 4

Auch wenn die Ausnahme gilt, sind die folgenden Arbeiten vorzunehmen:

- Vor Inbetriebnahme muss eine baubegleitende Erstprüfung erfolgen und protokolliert werden.
- Vor Übergabe an Inhaber muss eine Schlusskontrolle erfolgen.

Bei den folgenden Arbeiten wird kein formeller Sicherheitsnachweis (SiNa) notwendig:

- Reparaturen an und das Auswechseln von elektrischen Niederspannungserzeugnissen wie z.B. Haushaltgeräten, Lampen, Steckdosen, etc.
- Leistungsänderungen von maximal 3.7 kVA
- Es werden keine Hausleitungen/Bezügerleitungen/Verteilleitungen angepasst
- Es liegt keine Meldepflicht gemäss Artikel 3 (der ESTI Weisung) vor

Es ist immer zulässig, freiwillig einen SiNa zu erstellen.

Bei Installationen mit Kontrollperioden weniger als 20 Jahren müssen Abnahmekontrollen und formelle Sicherheitsnachweise erstellt werden.

4.4 Zusammenfassung VSE-Empfehlung NA/EEA – NE7

Hintergrund:

Die Inkraftsetzung der Verordnung der EU auf der Basis der Gridcodes der ENTSOE-E führte dazu, dass der VSE 2014 ein eigenes Dokument erstellte und in Kraft setzte. Dieses stützte sich im Wesentlichen auf die Anforderungen, wie sie in der VDE-AR-N-4105 gestellt wurden und umfasste alle Netzebenen. Die überarbeitete Fassung von 2020 teilt einerseits in die Anforderungen für die NE7 / NE 3 – 5 auf und stützte sich auf die Anforderungen an EEA, wie sie in der SNEN 50549-1 festgehalten sind.

Kuppelschalter [1], Kap. 7.3

Für den Anschluss der EEA an das Verteilnetz ist ein Kuppelschalter einzusetzen. Der Kuppelschalter wird von der NA-Überwachungseinheit angesteuert und löst automatisch aus, wenn mindestens eine Schutzfunktion angesprochen hat. Der Kuppelschalter kann dabei extern oder intern ausgeführt sein:

Externer Kuppelschalter:

- Wird bei EEA >30kVA eingesetzt. Anlagen <30kVA benötigen nur einen integrierten Kuppelschalter
- Ist galvanisch trennend
- Der Kuppelschalter ist ein eigenständiges Betriebsmittel, welches z.B. in der Hauptverteilung eingebaut wird
- Bei Netzstörungen mit Unterspannung darf der Kuppelschalter keine Fehlfunktion zur Folge haben und die FRT-Anforderung der EEA nicht beeinträchtigen

Integrierter Kuppelschalter:

- Diese Kuppelschalter sind in die EEA integriert.
- Ist galvanisch trennend
- Muss auf der Netzseite von jedem Stromrichter vorgesehen werden, die einer NEV-Prüfung unterliegen.
- Sofern es sich um eine einzelne EEA (bspw. Stromrichter) mit integriertem NA-Schutz und Kuppelschalter handelt, ist der integrierte Kuppelschalter bis ≤ 100 kVA ausreichend.

Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) [1], Kap.7.4

Der NA-Schutz hat die Aufgabe, die EEA oder EEE bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen. Der NA-Schutz muss dabei folgende Funktionen realisieren:

- Über- / Unter-Spannungsschutz
- Über- / Unter-Frequenzschutz
- Inselnetzerkennung

Die generellen Anforderungen an den NA-Schutz sind in Tabelle 1 aufgeführt:

Tabelle 1: NA-Schutz-Funktionen

Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)	≤30 kVA	> 30 kVA und ≤ 100 kVA		> 100 kVA
		1 x EEE	> 1 x EEE	
Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-
Externer Kuppelschalter	K	K	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M

Ein Externer NA-Schutz für EEA >30kVA ist ein eigenständiges Betriebsmittel und muss zur Prüfung des Auslösekreis mit dem Kuppelschalter eine Testfunktion enthalten. Die Anforderungen sind in Abb. 4 schematisch zusammengefasst.

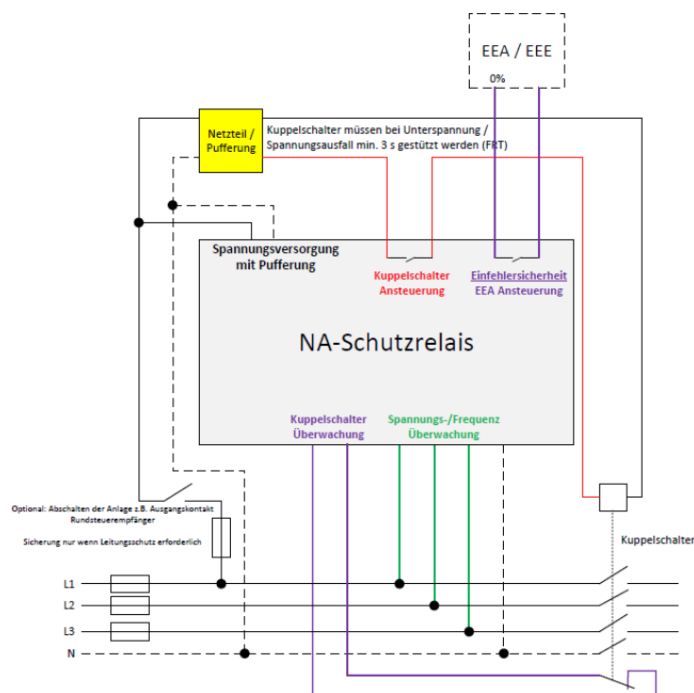


Abbildung 7: Externes NA-Schutzrelais mit Pufferung für FRT sowie Einfehlersicherheit

Der integrierte NA-Schutz kann in der Programmierbaren Anlagensteuerung umgesetzt werden und wirkt auf den internen Kuppelschalter. Es braucht dann keine Prüffunktion.

4.5 Zusammenfassung Swissolar NA EEA PVNE7 2021

Hintergrund zum Dokument:

Weil sich die beiden Organisationen VSE (als Herausgeber des Branchendokuments) und Swissolar (als Vertreter der Planer und Installateure von PV-Anlagen) in der Sache der Anforderungen an den NA-Schutz nicht einigen konnten, ergänzte Swissolar die Branchenempfehlung des VSE mit einem eigenen Dokument, das vor allem in Bezug auf den NA-Schutz die unterschiedliche Bauweise von Wechselrichtern gegenüber derjenigen von rotierenden Maschinen wesentlich besser berücksichtigt.

Allgemein

Ein Grossteil dieser Empfehlung ist eine eins zu eins Kopie der VSE NA/EEA-NE7 – 2020. Der grösste Unterschied betrifft das Kapitel 7.4 NA-Schutz.

Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) [2], Kap 7.4

Die Funktion des NA-Schutzes gemäss SNEN 50549-1 nimmt der integrierte NA-Schutz im Wechselrichter vollumfänglich wahr, weshalb ein externer Schutz keine zusätzliche Sicherheit bietet. Der WR verfügt durch einen geeigneten Aufbau über die dazu notwendige Sicherheit. Diese Einfehlersicherheit wird in der Typenprüfung für die WR (SNEN 62109-1/-2) verlangt und geprüft.

5 Übersicht der untersuchten **deutschen** Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik

In Deutschland hat die VDE die beiden Anwendungsregeln 4150 und 0124-100 herausgegeben, die den Anschluss eines Umrichters ans Niederspannungsnetz regeln.

Name	Land	Kurzname	Herausgeber	Gültig seit
Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [13]	DE	VDE-AR-N 4105 (auf Basis DINEN 50549-1)	VDE	2018
Netzintegration von Erzeugungsanlagen Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz [14]	DE	VDE V 0124-100	VDE	2020

5.1 Zusammenfassung TAR NS (VDE-AR-N 4100 / 4105)

Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

In Kraft seit 2018

Neu:

- Anforderungen NA-Schutz und Kuppelschalter
- Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften

Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers [13], Kap. 4.3

Im Falle des zentralen NA-Schutzes ist zur Prüfung des Auslösekreises „NA-Schutz – Kuppelschalter“ vom Anlagenerrichter ein Auslösetest vorzunehmen. Der zentrale NA-Schutz muss dazu über eine Möglichkeit verfügen, die Auslösung des Kuppelschalters vor Ort zu prüfen (z. B. über eine Prüftaste). Am Kuppelschalter muss die Auslösung visualisiert sein. Außerdem ist zu überprüfen, dass eine Unterbrechung des Auslösekreises zwischen zentralem NA-Schutz und Kuppelschalter zur Ausschaltung des Kuppelschalters führt.

Der Einstellwert für den Spannungssteigerungsschutz $U >$ in dem NA-Schutz, der dem Netzanschluss am nächsten liegt (dies kann der zentrale, aber auch der integrierte NA-Schutz sein), ist hinsichtlich der Einstellung auf $1,1 U_n$ zu kontrollieren, ggf. auf $1,1 U_n$ zu ändern.

Sowohl zentraler als auch integrierter NA-Schutz sind nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers zu plombieren oder mit einem Passwortschutz zu versehen. Das Passwort darf dem Anlagenbetreiber nicht zugänglich gemacht werden.

Generelle Anforderungen an den NA-Schutz [13], Kap.6.1

- Anlagen $>30\text{kVA}$:
 - Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz
 - Ausnahme: Bei Speichern, die nicht in das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers einspeisen, ist auch $> 30 \text{ kVA}$ ein integrierter NA-Schutz zulässig.
- Anlagen $<30\text{kVA}$:
 - Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung oder
 - integrierter NA-Schutz.

Der Ausfall der Hilfsspannung des zentralen NA-Schutzes oder der Steuerung des integrierten NA-Schutzes muss zum unverzügerten Auslösen des Kuppelschalters führen. Die Schutzauslösung des integrierten Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig verzögert werden, damit die erforderlichen Abschaltzeiten eingehalten

werden. Die Schutzfunktionen müssen auch bei einem Fehler der Anlagensteuerung erhalten bleiben.

In Kapitel «NA-Schutz Ausführungen nach VDE-AR-N 4105:2018-11» am Ende dieses Dokuments aufgelistet.

6.4 Kuppelschalter [13], Kap.6.4

Allgemein [13], Kap.6.4.1

Für den Anschluss der Erzeugungsanlage an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers oder an die übrige Kundenanlage ist ein Kuppelschalter zu verwenden. Der Kuppelschalter wird vom NA-Schutz angesteuert und löst automatisch aus, wenn mindestens eine Schutzfunktion anspricht. Als Kuppelschalter können die Schalteinrichtungen der einzelnen Erzeugungseinheiten (integrierter Kuppelschalter) verwendet werden.

Unterschied zur Version von 2011:

In der alten Version wurde der Kuppelschalter als «Zwei in Reihe geschaltete elektrische Schalteinrichtungen» definiert. Grund dafür war einen einphasigen Betrieb definitive auszuschliessen zu können

Zentraler Kuppelschalter [13], Kap.6.4.2

Der zentrale Kuppelschalter ist als galvanische Schalteinrichtung auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutzschalter, mechanischer Leistungsschalter). In einer Erzeugungsanlage, die die dynamische Netzstützung ausführen muss, ist ein Kuppelschalter einzusetzen, der die Einhaltung der Anforderungen nach 5.7.3 ermöglicht (keine Fehlfunktion bei Unterspannung im Rahmen der FRT-Anforderungen).

Der Kuppelschalter ist im Verteilerfeld des zentralen Zählerplatzes oder unmittelbar am zentralen Zählerplatz in einem Stromkreisverteiler zu installieren. Beispiele für die Anordnung von Kuppelschaltern und damit den Anschluss von Erzeugungsanlagen an Zählerplätze sind in Anhang C dargestellt.

Weitere Ausführungen

A.3 Ausführung der Erzeugungsanlage/Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) (6.1)

In Tabelle A.1 sind die möglichen Varianten von Einspeisung und Schutz für PV-Anlagen in Abhängigkeit der maximalen Scheinleistung der Erzeugungsanlage S_{Amax} dargestellt.

Tabelle A.1 – Umsetzung der NA-Schutz-Bedingungen nach 6.1

	EZA $\leq 13,8$ kVA	$13,8 \text{ kVA} \leq \text{EZA} \leq 30$ kVA	EZA > 30 kVA
Einspeisung	Einphasig oder Drehstrom	Drehstrom	Drehstrom
Schutz	Integrierter NA-Schutz mit $U > = 1,1 U_n$ oder Zentraler NA-Schutz mit $U > = 1,1 U_n$ oder Zentraler NA-Schutz mit $U > = 1,1 U_n$ und Integrierter NA-Schutz mit $U > = 1,1 \dots 1,15 U_n$		Zentraler NA-Schutz mit $U > = 1,1 U_n$ oder Zentraler NA-Schutz mit $U > = 1,1 U_n$ und Integrierter NA-Schutz mit $U > = 1,1 \dots 1,15 U_n$

Inselnetzerkennung [13], Kap.6.5.3

Die Inselnetzerkennung kann aktiv oder passiv erfolgen:

- aktives Verfahren, z. B. mittels Frequenz-Shift-Verfahren (in der Regel bei PV-Anlagen), oder Kombination aus aktiven und passiven Verfahren, wobei als passives Verfahren z. B. das RoCoF-Verfahren eingesetzt werden kann
- Passives Verfahren mit Hilfe der dreiphasigen Spannungsüberwachung (nur bei Erzeugungseinheiten ohne Umrichter oder bei einphasigen Erzeugungseinheiten mit Umrichtern möglich).

Die Inselnetzerkennung wird im zentralen NA-Schutz oder im integrierten NA-Schutz der Erzeugungseinheit realisiert. Ist in allen Erzeugungseinheiten einer Erzeugungsanlage eine Inselnetzerkennung integriert, die auf den integrierten Kuppelschalter wirkt, darf – unabhängig von der Anlagenleistung – auf die Inselnetzerkennung im zentralen NA-Schutz verzichtet werden.

5.2 Zusammenfassung VDE-V-0124-100

Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz

In Kraft seit 2020

Prüfung des NA-Schutzes [14], Kap 5.5.2

Dieses Kapitel behandelt den Test des NA-Schutzes

- Es ist zu prüfen, dass einzelne Fehler nicht zum Verlust der Sicherheitsfunktion führen. Mögliche Fehler sind z.B.:
 1. Fehler der Messung, bzw. AD-Wandlers
 2. Fehlfunktion des Controllers
 3. Klebende Kontakte des am Relais
 4. Überspannung der Versorgungsspannung
 5. Leitungsunterbruch
 6. Ausfall der Versorgungsspannung
- Bei den Fehlern 1-5 muss ein Abschaltsignal an den Kuppelschalter innert 10s erfolgen. Bei 6 sofortiges abschalten

Prüfung des zentralen NA-Schutzes [14], Kap 5.5.3

Als Prüfung des zentralen NA-Schutzes ist folgendes durchzuführen:

- Die Hilfsspannung wird ausgeschaltet
- Die Prüfeinrichtung wird betätigt

Die Prüfung ist bestanden, wenn unverzüglich das Abschaltsignal erzeugt wird.

Zentraler Kuppelschalter [14], Kap 5.5.6.2

Bei der Prüfung des zentralen KS müssen die Daten des KS (Vorsicherung, Eigenzeit, Anfangs-Ik") überprüft werden.

Integrierter Kuppelschalter [14], Kap 5.5.6.3

Es ist der KS inklusive integrierter NA-Schutz zu testen. Folgende Überwachungen sind möglich:

- Bei Verwendung eines KS mit externer Steuerspannung der bei Wegfall dieser automatisch ausschaltet sind die betriebsmässigen Schaltvorgänge zu überwachen
- Eine min. Tägliche Ein-Ausschaltung des KS durch den NA-Schutz. Es ist die Funktion des KS zu überwachen.
- Verwendung nach EN 62109-1

Bei der Prüfung des KS ist eine Sichtprüfung durchzuführen, ob ein galvanisches Schaltelement vorhanden ist.

Es sind bei der Prüfung folgende Signale zu erfassen:

Aufgezeichnete Signale		Aufbereitung		Mittelung			
	Bedeutung	Momentanwert	Effektivwert	keine	blockweise	gleitend	Mittelungs-Zeitraum
u	Spannung L-N	x		x			
i	Leiterströme	x		x			
U_aux	Hilfsspannung des NA	x		x			
X1	Auslösesignal KS	x		x			
P_soll	Sollwertsignal bei geführten EZE	x		x			
U_dc	DC-Spannung (Umrichter, PV)	x		x			
I_dc	DC-Strom (Umrichter, PV)	x		x			
Berechnete Signale / ermittelte Werte							
U	Spannung L-N		x		x		200ms
P	Wirkleistung total		x		x		200ms
Q	Blindleistung total		x		x		200ms
T_ges	Abschaltzeit der gesamten Kette		x	x			
T_eigen	Eigenzeit des KS		x	x			
i_k''	max. Anfangskurzschlussstrom	x		x			
Weitere Signale							
P_prim	Primärdargebot	x		x			
P_Dc	Verfügbare DC-Leistung		x		x		200ms

Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen [14], Kap 5.5.7

Dieses Kapitel behandelt die Prüfung der gesamten Schutzkette. Bei einem integrierten NA ist dies die einzige Prüfung, die durchgeführt werden muss.

Allgemeines [14], Kap 5.5.7.1

- Messungen des Integrierten NA-Schutzes erfolgen mit Netzsimulator
- Zentrale NA-Schutz und Integrierte NA-Schutz mit Prüfklemmen werden mit Relaisprüfgerät oder Netzsimulator gemessen

Bei der Prüfung müssen folgende Signale und Werte erfasst werden:

Aufgezeichnete Signale		Aufbereitung		Mittelung			
	Bedeutung	Momentanwert	Effektivwert	keine	blockweise	gleitend	Mittelungs-Zeitraum
u_ext	Simulierte Netzspannung	x					
X1	Signal Schutzanregung	x					
X2	Auslösesignal Kuppelschalter	x					
X3	Triggersignal der Spannungsquelle (opt.)						
Berechnete Signale / ermittelte Werte							
f_ext	Tatsächliche ausgegebene Netzfrequ.		x			x	1/f
U L-L / U L-N	Leiterspannungen		x		x		1/f

Prüfung der der Einstellwerte [14], Kap 5.5.7.2.1

- Bei der Prüfung des NA-Schutzes müssen die Parameter gemäss Abbildung 5 eingestellt werden, sofern keine Einstellung nach VDE 4105 verfügbar ist.
- Die Prüfung ist bestanden, wenn die Schaltschwellen weniger als $\pm 1\%$ Abweichung aufweisen.
- Bei einem Zentralen NA-Schutz müssen die Werte ohne Hilfsmittel ablesbar sein
- Bei einem Integrierten NA-Schutz müssen die Werte per Display oder Software ausgelesen werden können.

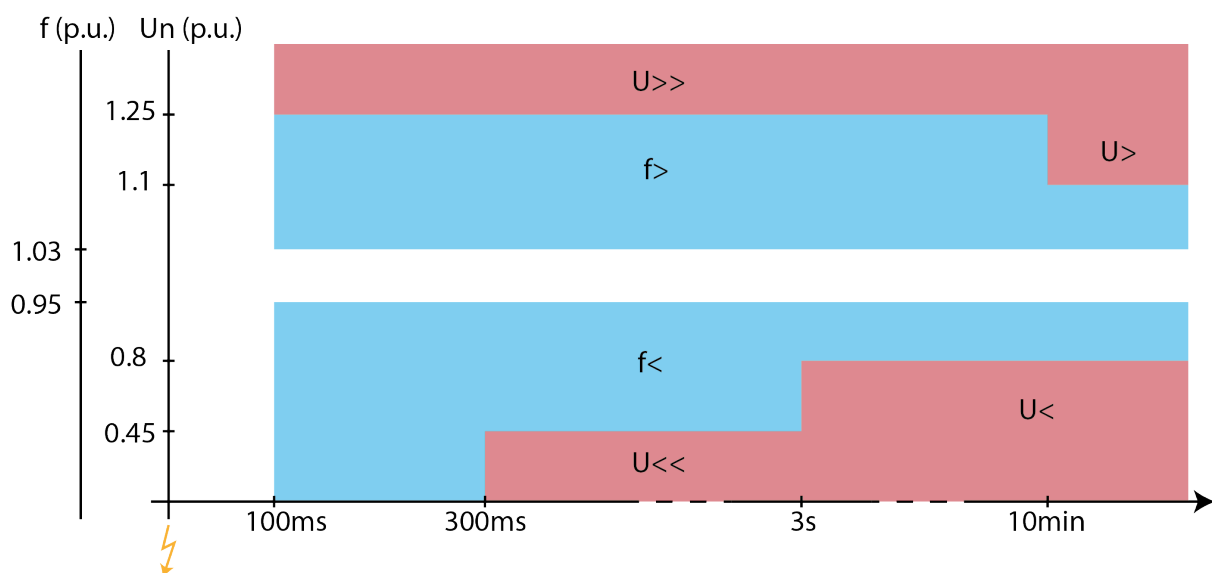


Abbildung 8: Einstellwerte für die Prüfung der Spannungs- / Frequenzüberwachung für Umrichter

Bauliche Merkmale des NA-Schutzes [14], Kap 5.5.9

Der NA-Schutz muss vor unbefugtem Zugriff geschützt sein durch Plombieren, Passwort oder andere geeignete Arten.

Inselnetzerkennung [14], Kap 5.5.10

- Inselnetze müssen innerhalb von 9s abgeschaltet sein
- Es muss $U >$ und die Zeitverzögerung für $U <<$ und $U <$ einstellbar sein.

Bei Passiven Verfahren wird die Erkennung durch Spannungssteigerung- und Spannungsrückgangsschutz des NA-Schutzes realisiert

Bei aktiven Verfahren wird nach DIN EN 62116 geprüft.

6 Übersicht der untersuchten österreichischen Gesetze, Verordnungen und Regeln der Technik Zusammenfassung Österreich

In Österreich ist die E-Control für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft zuständig. Dabei erarbeitet sie in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern die Marktregeln und veröffentlicht sie, um so ein geordnetes Funktionieren des Elektrizitätsmarktes zu ermöglichen und zu gewährleisten. Dazu kommt die OVE (Österreichischer Verband für Elektrotechnik), welche die österreichischen Interessen hinsichtlich Normung, Zertifizierung und Blitzforschung vertritt. Teil der Marktregeln sind die *Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)* welche die Interoperabilität der Netznutzung zwischen Netzbetreibern und Netzbenutzern regeln. Sie ist ein verbindliches Regelwerk für die Betreiber und Benutzer, und werden auf europäische Gridcodes gestützt. Die TOR wird in Einzelteile aufgeteilt, wobei EEA und dazugehöriger NA-Schutz in den von diesem Projekt vorgegebenen Netzebenen in den folgenden Teilen vorkommt.

- TOR Verteilernetzanschluss Mittelspannung [17]
 - Die TOR Verteilernetzanschluss Mittelspannung ersetzt die alte Fassung TOR Teil C und wird nun auf Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsebene aufgeteilt.
 - In der TOR wird beschrieben wie Netze und Lasten bezüglich Frequenzhaltung, dynamischer Netzstützung sowie Spannungshaltung, Blindleistungsaustausch und Netzwiederausbau koordiniert werden sollen.
- TOR Netze und Lasten [18]
 - Die TOR Netze und Lasten beinhaltet den Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss.
 - In der TOR werden die Anforderungen für Frequenzhaltung, Kurzschlussfähigkeit, Blindleistungsaustausch sowie Systemschutz und Netzwiederaufbau definiert.
- TOR Erzeuger Typ A [15]
 - Die TOR Erzeuger Typ A ist ein Teil der neuen TOR Stromerzeugungsanlagen welche die alte TOR Teil D4 (Erzeuger) ersetzt. Dabei ist sie nun in vier Typen (Typ A, Typ B, Typ C und Typ D) basierend auf Maximalkapazität und Nennspannung aufgeteilt. In diesem Projekt wird auf Typ A verwiesen in dem die Maximalkapazität < 250 kW und die Nennspannung < 110 kV beträgt. Der Unterschied zwischen den unterschiedlichen Typen besteht vor allem in den Anforderungen und der Koordination mit dem Verteilnetzbetreiber bzw. Übertragungsnetzbetreiber.
 - In der TOR wird genau das Verhalten für Frequenzhaltung, dynamischer Netzstützung und statischer Spannungshaltung sowie Systemschutz und Netzwiederaufbau mit Erzeugungsanlagen beschrieben.

Darüber hinaus gilt ebenfalls die OVE-Richtlinie R 25:2020-03-01, in der die Prüfung von EEA weiter spezifiziert wird.

6.1 Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Verteilernetzanschluss für die Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5):

Entkopplungsschutz:

Es gibt eine Entkopplungsstelle. Für die Schalteinrichtung dieser gilt:

- Löst automatisch aus, wenn Schutzfunktion der Schutzeinrichtung anspricht
- Muss mindestens Lastschaltvermögen haben
- Muss für abzuschaltende Kurzschlussleistung ausgelegt sein
- Muss überprüfbar sein

Anforderungen hinsichtlich des Schutzes:

VNB legt unter Berücksichtigung der Merkmale des Netzes und der Kundenanlage fest, welche Geräte und Einstellungen für den Schutz des Verteilernetzes erforderlich sind. Relevanter VNB und nachgelagerter VNB/Endbenutzer bzw. VNBs mit Querverbindung auf derselben Spannungsebene vereinbaren relevante Schutzsysteme und -einstellungen.

Konzeption der Schutzgeräte:

- Entsprechende Reserveschutzkonzepte
- Fehler werden selektiv und ohne unzulässige Rückwirkungen auf das Verteilernetz abgeschaltet
- Einstellungen von Schutzeinrichtungen, deren Funktionen für das Verteilernetz relevant sind, werden einvernehmlich von den Partnern festgelegt

Folgende Aspekte können Schutzgeräte umfassen:

- externe und interne Kurzschlüsse
- Über- und Unterspannungen am Netzanschlusspunkt mit dem Verteilernetz
- Über- und Unterfrequenzen
- Schutz der Verbraucherstromkreise
- Transformatorschutz
- Reserveschutzkonzepte für Schutz- und Schaltfehler

Grundsätzlich müssen bei den Einstellwerten die Staffelzeiten und die Selektivität bei den Schutzeinrichtungen eingehalten werden. Es muss mit dem Netzbetreiber eine entsprechende Koordination abgestimmt werden.

6.2 Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss:

Schutz [18], Kap 6.1

Anlagen und Lasten müssen so ausgelegt und errichtet werden, dass sie den Kurzschlussstrom mechanisch und thermisch standhalten. Isolationspegel müssen mit dem Netz koordiniert werden.

Entkopplungsstelle [18], Kap. 6.1.1

Es gilt für die Schalteinrichtung:

- Löst automatisch aus, wenn Schutzfunktion der Schutzeinrichtung anspricht
- Muss mindestens Lastschaltvermögen haben
- Muss für abzuschaltende Kurzschlussleistung ausgelegt sein
- Muss überprüfbar sein

Backup-Systeme müssen über Kommunikationssysteme verfügen, die mindestens 24 Stunden für den Netzwiederaufbauplan Informationen austauschen können.

Anforderungen hinsichtlich des Schutzes [18], Kap. 6.3

Relevante ÜNB und VNB/Netzbetreiber vereinbaren die für Netze und Lasten relevanten Schutzsysteme und -einstellungen. Konzeption in der Art, dass bei Ausfall einer Schutzkomponente nicht die gesamte Schutzfunktionskette ausfällt und dass die Abschaltung selektiv und ohne zusätzliche Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz passiert.

Relevanter ÜNB hat jederzeit gefahrlosen Zugang zu den Einrichtungen, im Sinne der Zufahrt etc.

Bei Änderungen muss der ÜNB sofort in Kenntnis gesetzt werden.

Instandhaltung [18], Kap. 9.4

Instandhaltung der Netze und Lasten ist VNB oder Netzbetreiber verantwortlich. In periodischen Abständen sind Prüfungen durchzuführen, insbesondere sind Schutzeinrichtungen von befugter Person zu prüfen und auf Verlangen Prüfbefunde dem ÜNB bereitzustellen.

6.3 Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV):

Anforderungen an die Frequenzhaltung [15], Kap. 5.1

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, innerhalb der in Tabelle angegebenen Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten.

Relevante VNB kann in Abstimmung mit relevantem ÜNB diese Frequenzbereiche und Mindestzeiten verändern – Netzbenutzer darf dies nicht verweigern.

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47,5 Hz – 48,5 Hz	60 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	90 Minuten ¹⁰
49,0 Hz – 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

Figure 1: Frequenzhaltung

Darüber hinaus sind Sollwerte aus entsprechenden Überfrequenz-Kennlinien abzulesen.

Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung [15], Kap. 5.2

FRT-Fähigkeit muss für symmetrische und asymmetrische Fehler im Netz aufrechterhalten werden.

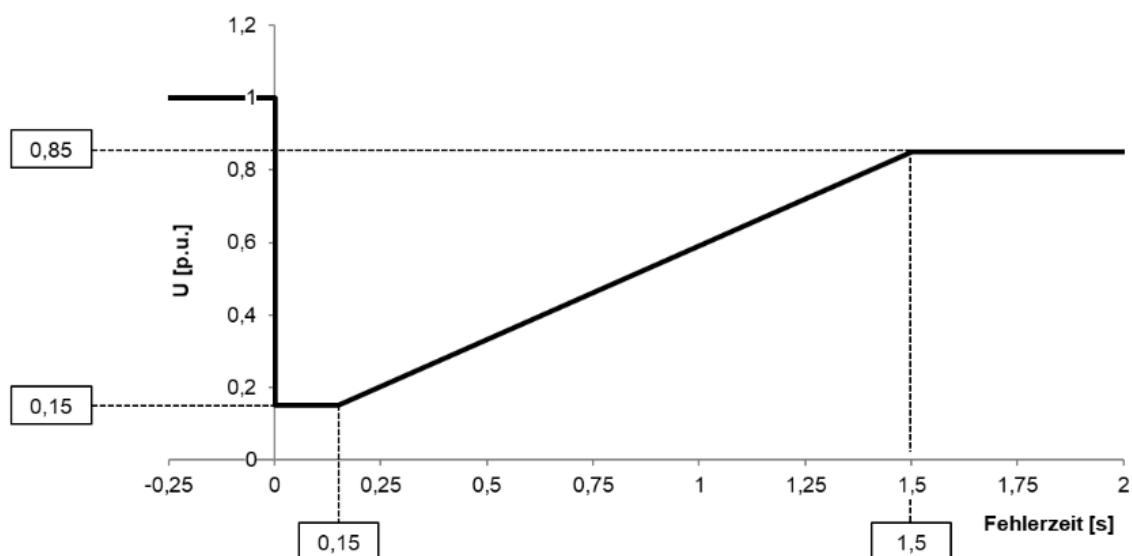


Figure 2: FRT-Profil für nichtsynchrone Energieerzeugungseinheiten (Typ 2), z.B. Stromrichter mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene

Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung [15], Kap.5.3

Unbeschadet der FRT-Fähigkeit muss eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, während der in folgenden Tabellen angegebenen Zeiträume und innerhalb der in diesen Tabellen aufgeführten Netzspannungsbereiche, die als Spannung in Bezug auf den Referenzwert 1 p.u. angegeben sind, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten:

Spannungsbereich	Mindestzeitraum	Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	60 Minuten	0,85 p.u. – 0,9 p.u.	180 Sekunden
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt	0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt
1,1 p.u. – 1,12 p.u.	10 Minuten		

Figure 3: Mindestzeiträume, in denen Stromerzeugungsanlage ohne Trennung vom Netz zu arbeiten hat; links: NS-Ebene, rechts: MS-Ebene

Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau [15], Kap. 5.5

Stromerzeugungsanlagen müssen mit einer Synchronisationsvorrichtung ausgestattet sein. Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen (einschließlich elektrischer Energiespeicher) ist nach Netzausfall und Spannungswiederkehr ein asynchrones Wiedereinschalten zu verhindern.

Schaltstelle [15], Kap.6.1.2

Der Netzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung der Anschlussanlage, der Netzbenutzer für die nach der Eigentumsgrenze befindlichen Anlagenteile verantwortlich.

Aus Gründen der Betriebsführung und Personensicherheit muss eine für den Netzbetreiber jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen vorhanden sein. Sie dient der Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 und kann mit der Entkopplungsstelle identisch sein. In Niederspannungsnetzen kann die Schaltstelle entfallen, wenn die Wechselrichter mit einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 ausgerüstet sind und die netzwirksame Bemessungsleistung des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt 30 kVA nicht übersteigt.

Entkopplungsstelle [15], Kap. 6.1.3

Die Entkopplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz. Sie löst automatisch aus, wenn eine Schutzfunktion anspricht. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss elektrisch unverzüglich auslösbar sein und eine allpolige galvanische Trennung bewirken. Die Funktion der Schaltgeräte der Entkopplungsstelle muss überprüfbar sein.

Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkopplungsstelle verwendet werden.

Schutzeinrichtungen und Netzentkopplungsschutz [15], Kap.6.3

Netzbetreiber legt erforderliche Systeme und Einstellungen fest (in Koordination mit ÜNB).

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden. Einstellungen der Schutzeinrichtungen müssen so gewählt werden, dass sie den Netzbetrieb unterstützen und sicherstellen, dass Netzfehler immer zuerst von den Netzschutzeinrichtungen im kleinstmöglichen Umfang, selektiv abgeschaltet werden müssen. Stromerzeugungseinheiten dürfen bei Netzfehlern als letzte Objekte nur bei Gefahr abgeschaltet werden (Endzeitstaffelplan). Auswahl, Umfang und Funktionen der elektrischen Schutzeinrichtungen liegen im Ermessen und im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers.

Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz [15], Kap. 6.3.1

Die Schutzeinrichtung steuert den zentralen oder die dezentralen Entkupplungsschalter an, wenn bei gestörten Betriebszuständen eine der Schutzfunktionen in der Schutzeinrichtung anspricht. Grundsätzlich ist eine zentrale Schutzeinrichtung als eigenes elektrisches Betriebsmittel vorzusehen.

Bis zu einer netzwirksamen Bemessungsleistung von maximal 30 kVA je Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers im Niederspannungsnetz können auch selbsttätig wirkende Freischaltstellen gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 verwendet werden. Die angewandte Methode des Entkupplungsschutzes bleibt dem Anlagenbetreiber überlassen.

Die einzelnen Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung können in Einzelgeräten oder in einem gemeinsamen Gerät realisiert werden. Die Schutzfunktionen können sowohl in einer von der Anlagensteuerung getrennten als auch in einer gemeinsamen Hardware realisiert werden. Wenn getrennt realisiert, sind die Auslösekontakte der Schutzeinrichtungen direkt fest verdrahtet auf die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle zu führen. Eine Arbeitsstromauslösung muss unabhängig von Netzspannung und Generatorspannung betrieben werden.

Die Schutzfunktionen müssen durch Vorgabe analoger Größen (Strom, Spannung) überprüfbar sein. Der Netzbetreiber kann die Schutzeinrichtungen plombieren oder sie auf andere Weise gegen ungewollte Veränderungen schützen bzw. schützen lassen.

Schutzfunktionen.

- Spannungsschutzfunktion:
 - Unterspannungsschutz
 - Überspannungsschutz
- Frequenzschutzfunktion:
 - Unterfrequenzschutz
 - Überfrequenzschutz
- Blindleistungs-Unterspannungsschutz (wenn Anlage auf MS-Ebene)
- Erdschlussschutz (kann vom Netzbetreiber verlangt werden)

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$\leq 1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{eff}>$ oder Überwachungsschutz $U_{eff}>$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,11 U_n$	$\leq 60 \text{ s}$ $\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,8 U_n$	$0,2 - 1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_n$	$0,2 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz (} 50,2 - 51,5 \text{ Hz)}^{24}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$

Figure 4: Einstellwerte Netzentkupplungsschutz aus NS-Ebene

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz $U>>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,05 - 1,15 U_c$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,02 - 1,05 U_c$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,7 U_c$	$0 - 1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U<<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_c^{27}$	$\leq 0,2 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Blindleistungs-/Unterspannungsschutz $Q\&U<$	$0,70 - 1,00 U_n$	$0,85 U_c$	$t_r = 0,5 \text{ s}$

Figure 5: Einstellwerte Netzentkupplungsschutz aus MS-Ebene

Funktion	Einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	$1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{eff}>$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	$1,11 U_n^{25}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	$0,8 U_n$	$\leq 1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<<$	$0,25 U_n$	$\leq 0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Netzausfall ²⁶		$\leq 5 \text{ s}$

Tabelle 8: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle

Figure 6: Einstellwerte Netzentkupplungsschutz für Wechselrichter mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle

Prüfklemmenleiste [15], Kap. 6.3.4

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen ist als Schnittstelle eine Klemmenleiste mit Längstrennung und Prüfbuchsen vorzusehen, die an gut zugänglicher Stelle anzubringen ist. Über diese Klemmenleiste sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen. Bei Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 kann auf die Prüfklemmenleiste verzichtet werden.

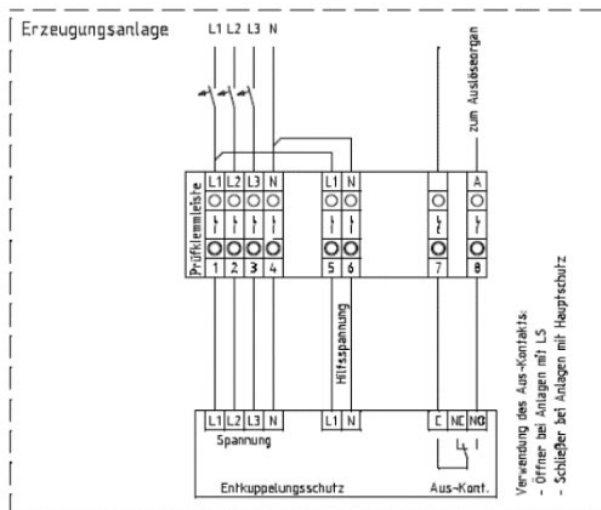


Figure 7: Aufbau einer Prüfklemmenleiste

6.4 OVE-Richtlinie R 25: Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen

Prüfung der selbsttätig wirkenden Freisaltstelle [19], Kap. 5.4

Die folgenden Prüfungen gelten, soweit nicht anders erwähnt, für integrierte und separate Freisaltstellen. Freisaltstelle muss in Kombination mit Generator getestet werden, wobei sicherzustellen ist, dass das Abschaltsignal nicht vom Generator, sondern der Freisaltstelle erzeugt wird.

Die Messung erfolgt an einem Netzsimulator:

- Bei zentralen Freisaltstellen wird der Schaltausgang für den Anschluss eines Kuppelschalters überwacht.
- Eine integrierte selbsttätig wirkende Freisaltstelle in EZE < 30 kVA kann in der Regel im normalen Betrieb geprüft werden. Ein Betrieb bei Nennwirkleistung ist nicht erforderlich. Es wird das Öffnen der internen Kuppelschalter überwacht.

Spannung:

Zur Prüfung der Spannungsüberwachung muss die selbsttätige Freisaltstelle über eine Wechselspannungsquelle mit variabler Amplitude bei Nennwechselspannung und einer beliebigen Leistung betrieben werden.

Frequenz:

Zur Prüfung der Frequenzüberwachung muss die selbsttätige Freischaltstelle bei beliebiger Leistung über eine Wechselspannungsquelle mit variabler Amplitude und Frequenz betrieben werden.

Prüfungen:**Spannung**

Es werden Überspannungsschutz, Unterspannungsschutz jeweils 3x durchgeführt und die Abschaltwerte und Abschaltzeiten dokumentiert. Jeweils durch Prozentwerte der Nennspannung.

Frequenz

Überwachung der Spannungsqualität mit gleitendem 10-Minuten-Mittelwert.

Frequenz durch Reduktion/Erhöhung der Netzfrequenz mit Änderungsgeschwindigkeit von 1Hz/s, jeweils 3x.

Unerwünschter Inselbetrieb (nach ÖVE/ÖNORM EN 62116 [20])

Allgemein gilt, wenn keine Prüfung nach R 25, sondern VDE AR N 4105:2018 [13] dann muss Ländereinstellung Österreich bzw. Parametrieranleitung für Österreich abgeprüft werden (durch Sichtprüfung).

7 Vergleichende Betrachtungen

Im Folgenden werden die Branchenempfehlungen im nationalen Kontext **Swissolar NA EEA PVNE7 2021** und **VSE NA/EEA-NE7 2020** verglichen. Im zweiten Unterabschnitt werden die teils unterschiedlichen Einstellwerte der deutschen Anwenderregel **VDE-AR-N 4105:2018-11** mit seinem Schweizer Pendant **VSE NA/EEA-NE7 2020** aufgeführt.

7.1 Unterschied Branchenempfehlungen Swissolar / VSE

Die wesentlichen Unterschiede zwischen der Empfehlung von Swissolar und dem VSE sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst. Grundsätzlich ist es so, das Swissolar keinen externen NA empfiehlt und der VSE schreibt einen NA-Schutz bei Anlagen >30kVA vor.

Tabelle 2 -Unterschied Branchenempfehlungen Swissolar / VSE

Artikel	Swissolar NA EEA PVNE7 2021	VSE NA/EEA-NE7 2020																											
7.4	Generell wird kein externer NA empfohlen. Verweis auf Geräteprüfnorm	Bei EEA >30kVA braucht es einen externen NA-Schutz. <table><tr><td rowspan="2">Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)</td><td rowspan="2">≤30 kVA</td><td colspan="2">> 30 kVA und ≤ 100 kVA</td><td rowspan="2">> 100 kVA</td></tr><tr><td>1 x EEE</td><td>> 1 x EEE</td></tr><tr><td>Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter</td><td>M</td><td>M</td><td>M</td><td>M</td></tr><tr><td>Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)</td><td>K</td><td>M</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Externer Kuppelschalter</td><td>K</td><td>K</td><td>M</td><td>M</td></tr><tr><td>Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)</td><td>K</td><td>K</td><td>M</td><td>M</td></tr></table> Tabelle 5: NA-Schutz-Funktionen	Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)	≤30 kVA	> 30 kVA und ≤ 100 kVA		> 100 kVA	1 x EEE	> 1 x EEE	Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M	Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-	Externer Kuppelschalter	K	K	M	M	Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M
Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)	≤30 kVA	> 30 kVA und ≤ 100 kVA			> 100 kVA																								
		1 x EEE	> 1 x EEE																										
Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M																									
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-																									
Externer Kuppelschalter	K	K	M	M																									
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M																									
7.5	Empfehlung: • Enable Eingang für Anlagen unter 30kVA nur Verwenden, wenn vom VNB verlangt • Binäreingang erst bei Anlagen >250kVA sinnvoll	Pflicht: • Enable Eingang vorhanden bei allen WR <250kW • Binäreingang vorhanden bei allen WR >30kVA																											

7.2 Vergleich DIN VDE-AR-N 4105:2018-11 vs. VSE NA/EEA-NE7 2020

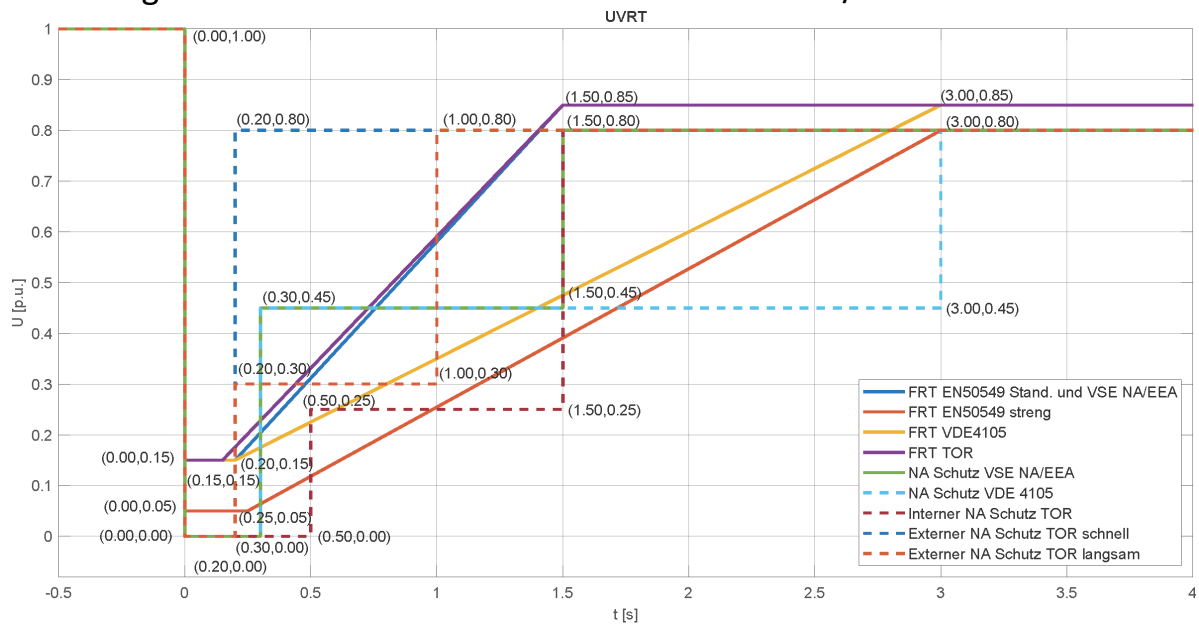


Abbildung 9: Vergleich der unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Unterspannungsschutz. Die NA/EEA entspricht EN50549 Standard

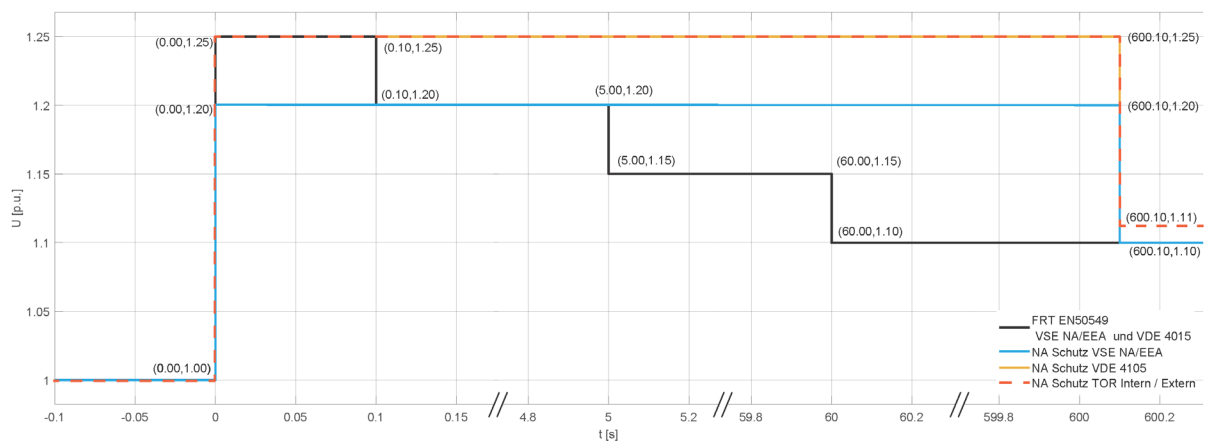


Abbildung 10: Vergleich der unterschiedlichen Anforderungen bezüglich des Überspannungsschutzes. Anmerkung: Aufgrund der unterbrochenen Zeitachse stimmt die Steigung der blauen und orangen Linie nicht.

Die VDE-AR-N 4105 definiert im Vergleich zur VSE NA/EEA-NE7 leicht andere Parameter für den NA-Schutz, ansonsten decken sich die 2 Normen. Die Unterschiede sind in den Nachfolgenden Abbildungen erkennbar.

Tabelle 2 – Einstellwerte für den NA-Schutz

Schutzfunktion	Schutzrelais-Einstellwerte ^a					
	Stirlinggeneratoren, Brennstoffzellen	direkt oder über Umrichter gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n \leq 50 \text{ kW}$	direkt gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 50 \text{ kW}$		Umrichter	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,15 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,25 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,25 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,10 U_n^b$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 U_n^b$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 U_n^b$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,8 U_n^c$	$\leq 100 \text{ ms}$	$0,8 U_n$	$1,0 \text{ s}^d$	$0,8 U_n$	$3,0 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	entfällt		$0,45 U_n$	300 ms^d	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f <$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$

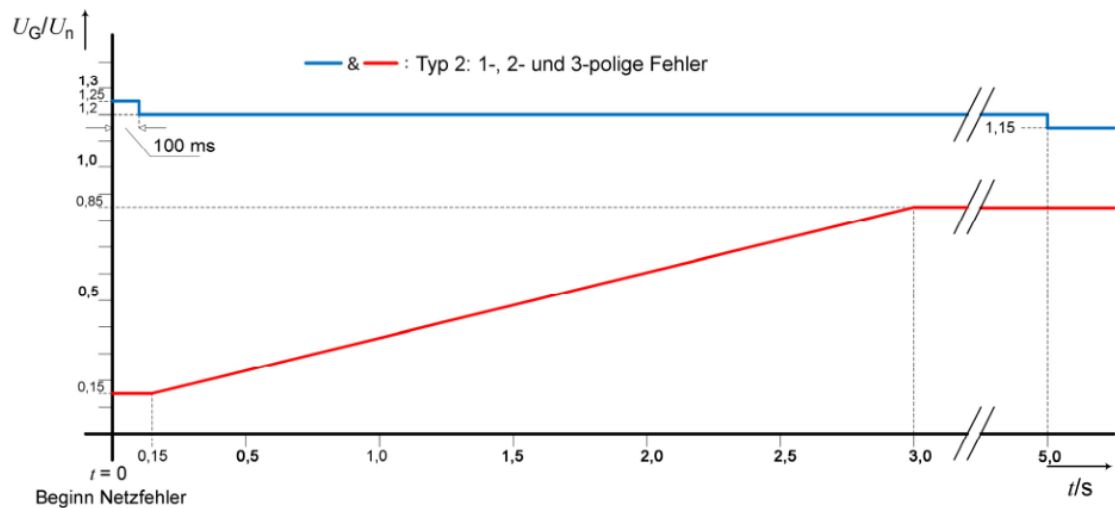
Abbildung 11: VDE-AR-N 4105:2018-11⁴

Schutzfunktionen	Schutzrelais-Einstellwerte ^{a)}			
	Direkte gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 250 \text{ kW}$		Stromrichter	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U >$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n^{b), c)}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 U_n^{b), c)}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,8 U_n$	$1,0 \text{ s}^d)$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	$0,45 U_n$	$300 \text{ ms}^d)$	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f <$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$

Tabelle 6: Einstellempfehlungen für den Entkopplungsschutz am (Haus-)Anschlusspunkt

Abbildung 12: VSE NA/EEA-NE7 2020

⁴ Kommentar: Beim Frequenzsteigerungsschutz ist eine Anpassung des Frequenzwertes von 51,5 Hz auf 52,5 Hz geplant



Legende

- & — FRT-Kurve für 1-, 2- und 3-polige Netzfehler
- UG Effektivwert der aktuellen Spannung an den Generatorklemmen

Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf an den Generatorklemmen für eine Erzeugungseinheit vom Typ 2 und für Speicher

Abbildung 13: VDE-AR-N 4105:2018-11

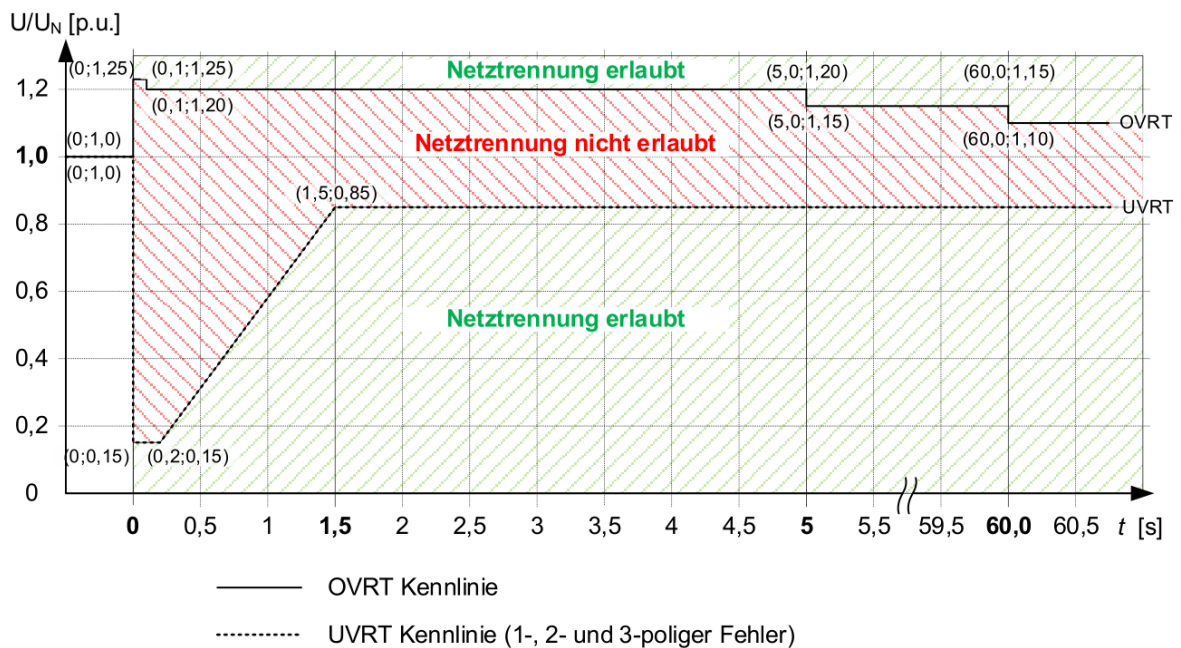


Abbildung 7: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher

Abbildung 14: VSE NA/EEA-NE7 2020

7.3 Betriebsfrequenzbereich

In nachfolgender Tabelle sind die Frequenzbereiche aufgeführt, für die eine Anlage mit dem Netz verbunden sein muss

EN50549 4.4.2 Betriebsfrequenzbereich			AT: TOR Anforderungen an die Frequenzhaltung:		VDE4105/ Einstellwerte NA		VSE NA-EEA 5.2 Frequenz- und Spannungsbereiche	
f [Hz]	Mindest- Anforderung	Strenge Anforderung	f [Hz]	Zeitraum	f [Hz]	Zeitraum	f [Hz]	Zeitraum
47.0- 47.5	n. E	20s						
47.5- 48.5	30 min	90min	47.5-48.5	60 min	47.5-49.0	>=30min	47.5-49.0	>=30min
48.5-49	30 min	90min	48.5-49	90min				
49-51	unbegrenzt	unbegrenzt	49.0-51.0	unbegrenzt	49.0-51.0	unbegrenzt	49.0-51.0	unbegrenzt
51-51.5	30min	90min	51.0-51.5	30 min	51.0-51.5	>=30min	51.0-51.5	>=30min
51.5- 52.0	n. E	15min						

8 Zusammenfassung

Die internationalen Normen, wie in Kapitel 3 dargelegt, legen grundlegende Anforderungen für den Betrieb von asynchronen EEA (Photovoltaik-Wechselrichtern) hinsichtlich Schutz, Sicherheit und Störfestigkeit fest. Die SNEN 50549-1 fordert beispielsweise, dass die EEA mit einem Kuppelschalter, ROCOF, UVRT und OVRT ausgestattet sein muss. Bei Anlagen über 16A kann der Netzbetreiber entscheiden, ob ein externes Gerät erforderlich ist. Die IEC 62109-2 wiederum verlangt, dass die Trenneinrichtung eines Wechselrichters 2-fach fehlersicher sein muss.

In den schweizerischen Landesnormen und Branchendokumenten, wie in Kapitel 4 beschrieben, schreibt das ESTI in der Weisung 220:0621, übereinstimmend mit der SNEN 50549-1, vor, dass ein Kuppelschalter bzw. NA-Schutz vorhanden sein muss, um das Niederspannungsverteilnetz in seiner Funktion und Sicherheit nicht zu beeinträchtigen. Für die Ausführung des NAEAA wird auf das Branchendokument des VSE verwiesen.

Der VSE fordert in der Empfehlung NA/EEA - NE7, dass größere Anlagen mit externem NA-Schutz bzw. externem Kuppelschalter ausgestattet sein müssen, siehe Tabelle 1. Für Anlagen unterhalb dieser Leistungsschwelle kann ein externer NA-Schutz vorgeschrieben werden, ist jedoch nicht zwingend erforderlich. Swissolar hingegen vertritt die Ansicht, dass nach internationalen Standards nur Geräte zugelassen sind, die einen funktionsfähigen, einfehlersicheren NA-Schutz und Kuppelschalter integriert haben und externe Geräte daher nicht erforderlich sind.

In Deutschland gelten ähnliche Anforderungen für den NA-Schutz wie in der Schweiz. Die VDE-AR-N4105 fordert für Anlagen über 30kVA einen externen NA-Schutz, während beides für Anlagen unterhalb dieser Leistungsgrenze möglich ist. Der Unterschied liegt hauptsächlich in den Kennlinien und Parametern für den Spannungs- und Frequenzschutz.

Auch in Österreich wird der NA-Schutz ähnlich gehandhabt. Für Anlagen unter 30kVA kann der NA-Schutz intern im Gerät integriert sein. Auch hier unterscheiden sich die Kennlinien und Parameter für den Spannungs- und Frequenzschutz von den Vorgaben in der Schweiz.

9 Literaturverzeichnis

- [1] VSE, *Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7-CH 2020*, VSE, 2020.
- [2] Swisssolar, *Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaikanlagen (PVA) in NE7*, Swisssolar, 2021.
- [3] IEC, *IEC 61140:2016 Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment*, IEC, 2016.
- [4] IEC, *IEC 62109-1:2010 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements*, IEC, 2019.
- [5] IEC, *IEC 62109-2:2011 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters*, IEC, 2011.
- [6] IEC, *IEC 62116:2014 Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures*, IEC, 2014.
- [7] electrosuisse, *EN 50549-1+AC Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B*, electrosuisse, 2020.
- [8] CENELEC, *EN 50549-10 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 10: Tests for conformity assessment of generating units*, CENELEC, 2022.
- [9] Schweizerische Eidgenossenschaft, *Niederspannungserzeugnis Verordnung*, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2023.
- [10] electrosuisse, *Niederspannungs-Installations-Norm 2020*, electrosuisse, 2020.
- [11] ESTI, *ESTI Weisung Nr. 220 / Version 0621 Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen*, ESTI, 2021.
- [12] ESTI, *ESTI Weisung Nr. 221 / Version 0621 Meldepflichten bei allgemeinen und eingeschränkten Installationsbewilligungen*, ESTI, 2021.
- [13] VDE, *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE.
- [14] VDE, *VDE V 0124-100 Netzintegration von Erzeugungsanlagen Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz*, VDE, 2020.

- [15] E-Control, *TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen*, 2022.
- [16] Die Europäische Kommission, *VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION*, 2016.
- [17] E-Control, *TOR Verteilernetzanschluss*, 2022.
- [18] E-Control, *TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss*, 2022.
- [19] Österreichischer Verband für Elektrotechnik, *OVE-Richtlinie R 25: Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen*, 2020.
- [20] Österreichischer Verband für Elektrotechnik, *Utility-interconnected photovoltaic inverters –Test procedure of islanding prevention measures*, 2014.

Anhang

A. NA- Schutz Ausführung nach VSE NAEAA

Die Nachfolgenden Bilder zeigen mögliche Schaltungen für den NA-Schutz abhängig von der Leistung nach VSE NAEAA 2020 Anhang A.2

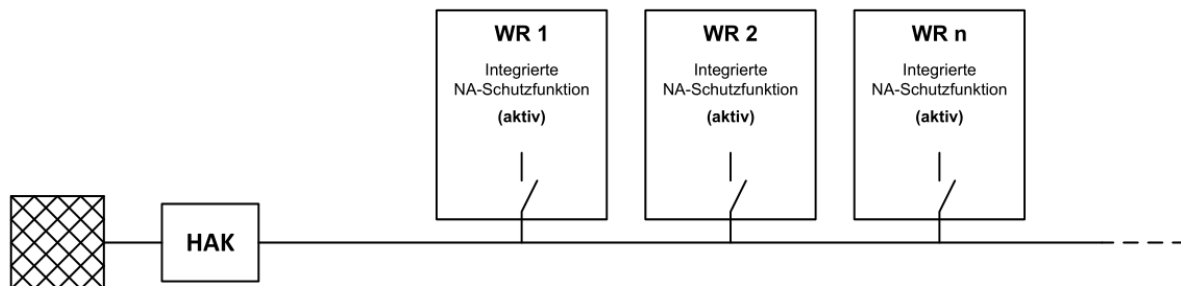


Abbildung 15: $EEA \leq 30 \text{ kVA}$ mit Anwendung des internen NA-Schutzes

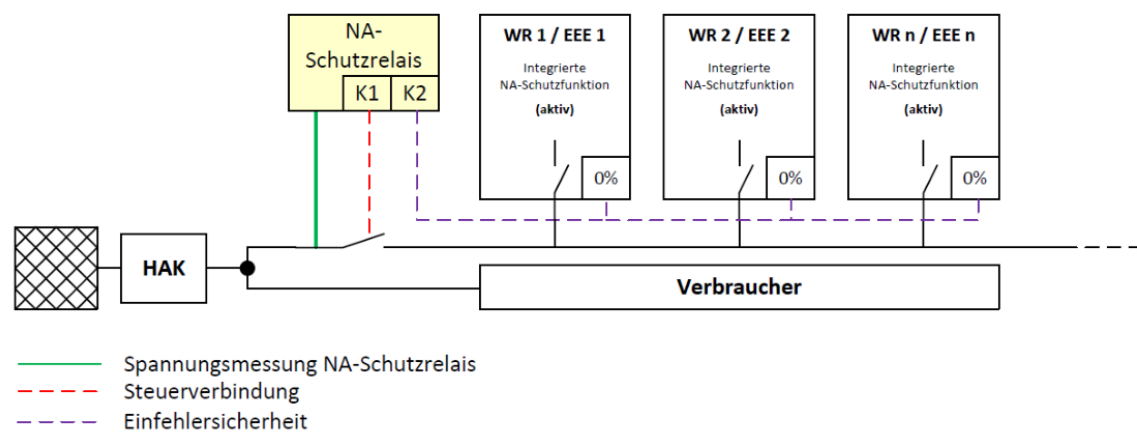


Abbildung 16: $EEA > 30 \text{ kVA}$, einem externen NA-Schutzrelais und einem externen Kuppelschalter

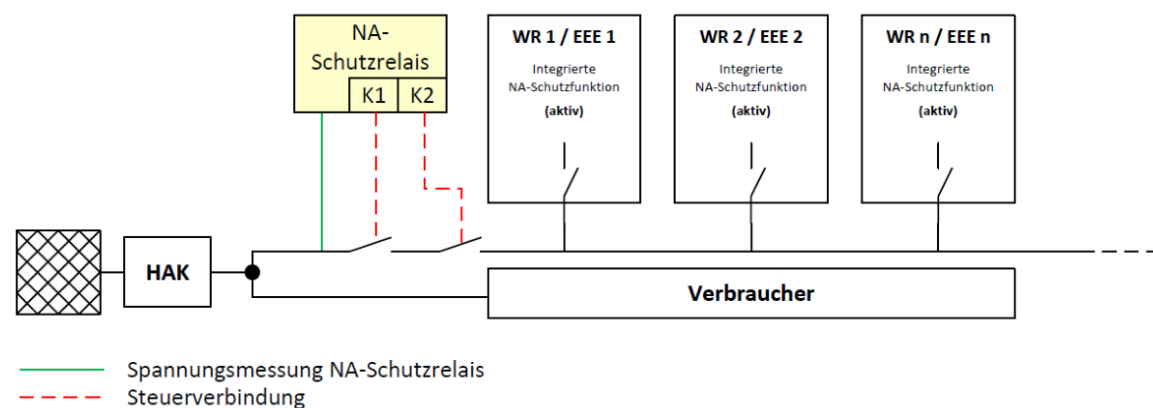


Abbildung 17: $EEA > 30 \text{ kVA}$, einem externen NA-Schutzrelais und zwei externen Kuppelschaltern

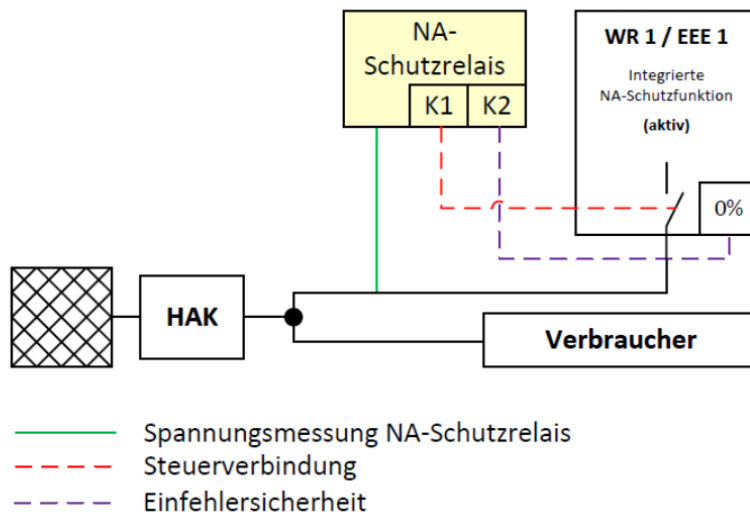
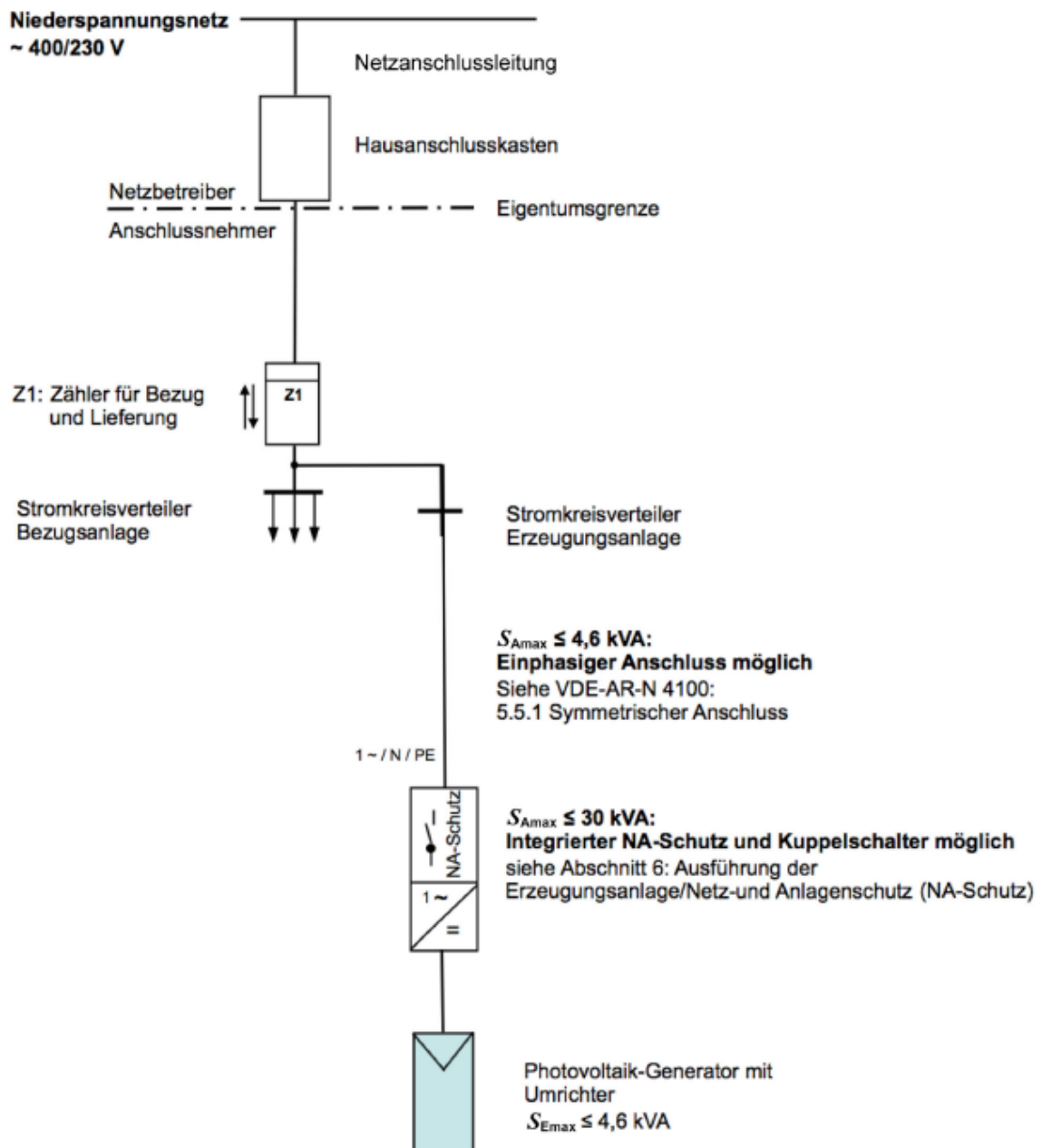


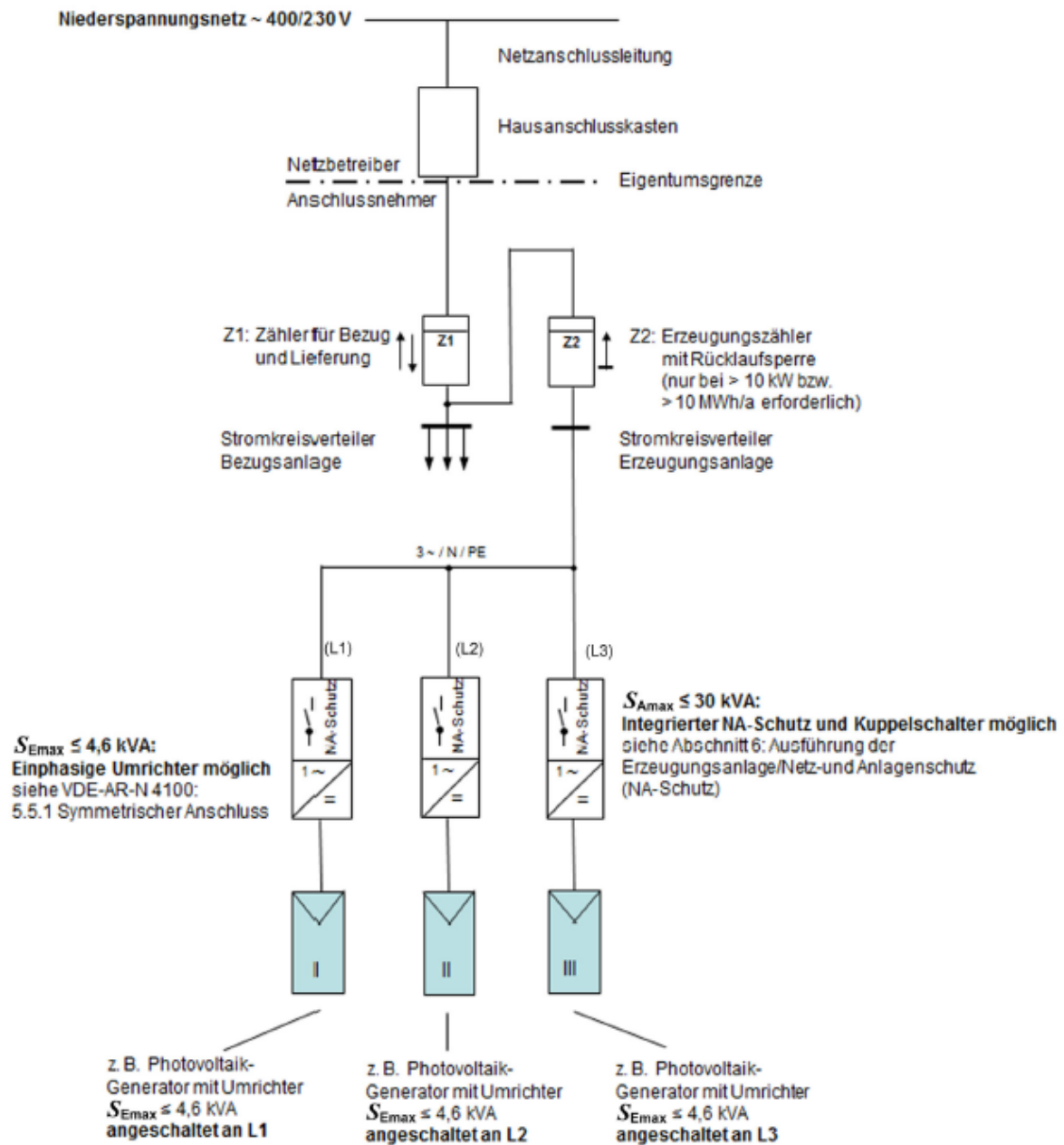
Abbildung 18: EEA > 30 kVA und ≤ 100 kVA mit einer EEE und Verwendung des internen Kuppelschalters

B. NA-Schutz Ausführungen nach VDE-AR-N 4105:2018-11

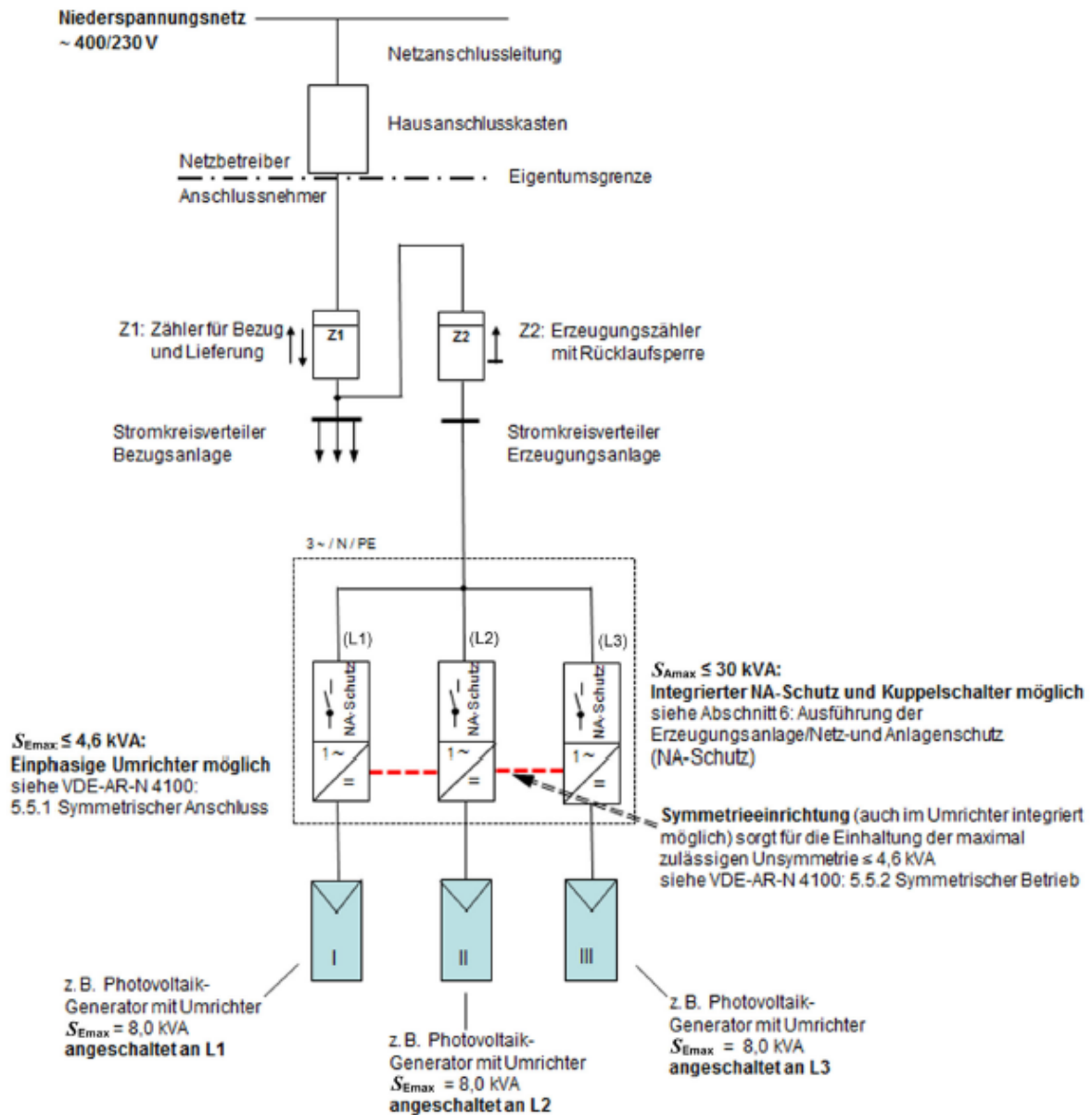
B.1 Maximale Anschlussscheinleistung $S_{Amax} \leq 4,6 \text{ kVA}$



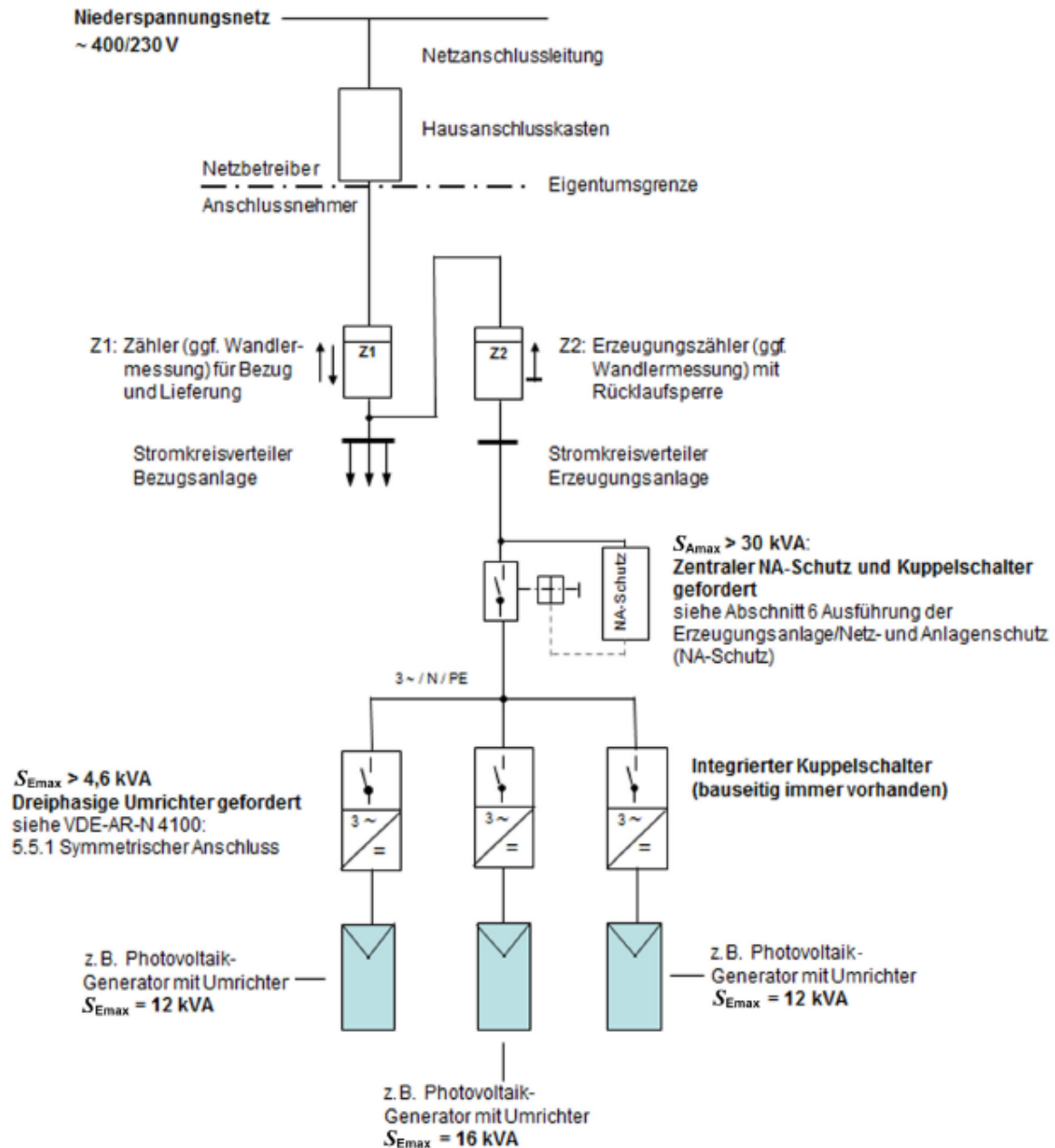
B.2 Maximale Anschlusscheinleistung $S_{Amax} \leq 13,8 \text{ kVA}$



B.3 Erzeugungsanlage mit Symmetrieeinrichtung der einphasigen Umrichter und integriertem NA-Schutz



B.4 Anschlussscheinleistung $S_{Amax} > 30 \text{ kVA}$



ANMERKUNG Bei einer Anlagengröße mit Betriebsströmen $> 32/44 \text{ A}$ ist nach VDE-AR-N 4100 eine halbindirekte Messung in Abstimmung mit dem Netzbetreiber erforderlich.

C. Ergänzende Informationen zum Österreichischen TOR

A. Bedingungen vor Ort/Instandhaltung:

Netzbetreiber ordnet die Schalthandlungen an. Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Stromerzeugungsanlage und deren Betriebsmittel ist der Netzbetreiber verantwortlich.

Der Anlagenbetreiber hat in periodischen Abständen die entsprechenden Anlagenüberprüfungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben und Vorschriften vorzunehmen. Inbesondere hat der Anlagenbetreiber die Schutzeinrichtungen von einer hierzu befugten Person prüfen zu lassen und auf Verlangen dem Netzbetreiber die entsprechenden Prüfbefunde unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Bei Einsatz von selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

B. Anhang 2: Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz:

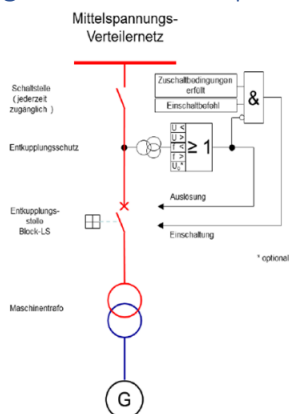


Abbildung 17: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz

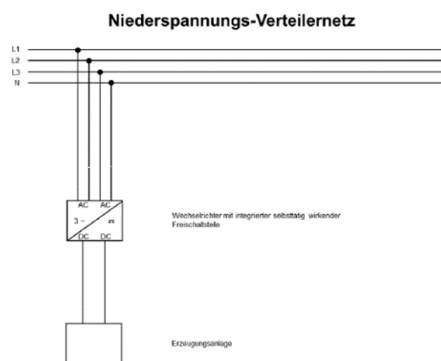


Abbildung 19: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA)

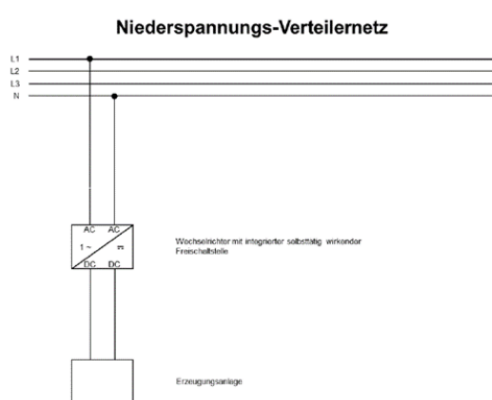


Abbildung 18: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstellen für einphasige Wechselrichter (max. 3,68 kVA)

C. Anhang A3 Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilnetzen:

Standardeinstellungen für den Netzentkupplungsschutz:

Funktion	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	$1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überwachungsschutz $U_{eff}>$ mit Überwachung des gleitenden 10-min-Mittelwertes	$1,11 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	$0,80 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<<$	$0,25 U_n$	$0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Netzausfall		$\leq 5,0 \text{ s}$

D. Tabellen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$\leq 1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{eff}>$ oder Überwachungsschutz $U_{eff}>$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,11 U_n$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{eff}<<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,25 U_n$	$0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz (} 50,2 - 51,5 \text{ Hz)}^{24}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$

Tabelle 7: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz $U>>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,05 - 1,15 U_c$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,02 - 1,05$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,8 U_c$	$0,2 - 1,5 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U<<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_c^{27}$	$\leq 0,2 - 0,5 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f>$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f<$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Blindleistungs-/Unterspannungsschutz $Q+U<$	$0,70 - 1,00 U_n$	$0,85 U_c$	$t_f = 0,5 \text{ s}$

Tabelle 10: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz