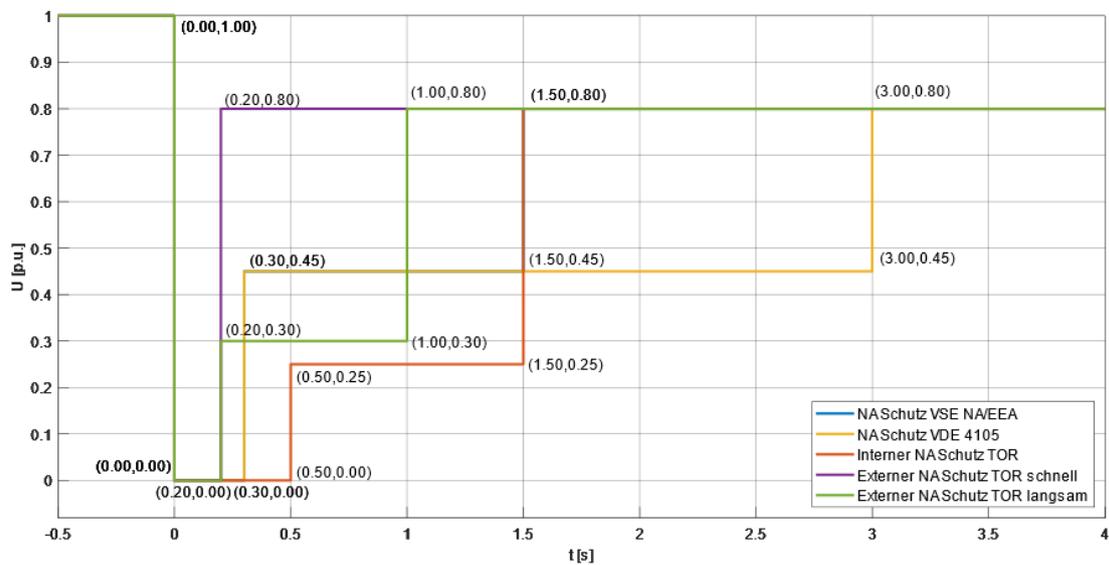




Zwischenbericht vom 17.11.2023

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

## NAEEA+



Quelle: © Eigene Darstellung, Matthias Resch 2023



**Datum:**

**Ort:** Bern

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

ETH Zürich  
Forschungsstelle Energienetze  
Sonneggstrasse 28,  
8006 Zürich  
[www.fen.ethz.ch](http://www.fen.ethz.ch)

Berner Fachhochschule Burgdorf  
School of Engineering and Computer Science  
Elektrotechnik + Informationstechnologie  
Jlcoweg 1  
3400 Burgdorf

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW  
Institut für Elektrische Energietechnik  
Klosterzelgstrasse 2  
5210 Windisch

Swissolar  
Luisenstrasse 14  
3005 Bern

**Projektpartner:**

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:**

AET  
AEW  
BKW  
CKW  
EKZ  
eniwa  
ewl  
ews  
ewz  
Fred Kreuter GmbH  
IWB  
Groupe E  
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  
Bruno Wartmann, ewz / VSE FG Schutztechnik, bruno.wartmann@ewz.ch  
Thomas Hostettler, Swissolar, ib\_hostettler@bluewin.ch  
Matthias Resch, FHNW, matthias.resch@fhnw.ch  
Patrick Bader, Vse, patrick.bader@strom.ch  
Christof Bucher, BFH, christof.bucher@bfh.ch  
David Joss, BFH, david.joss@bfh.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

Gegenstand des Projekts NAEEA+ ist die Überprüfung der Branchenempfehlung bei PV-Anlagen, über 30 kVA Anschlussleistung externe Schutzzeineinrichtungen vorzusehen. Das Projekt untersucht, ob und wann der externe NA-Schutz und/oder weitere Einstellmöglichkeiten eine adäquate Massnahme zur Erreichung der Schutzziele darstellen.

Das erste Projektjahr (September 2022 – August 2023) wurde erfolgreich abgeschlossen. In enger Zusammenarbeit mit relevanten Branchenvertretern (VNBs, EEA-Betreiber) wurde durch die Projektteilnehmer die Voraussetzung für eine eingehenden quantitative Analyse geschaffen und erste Ergebnisse geschaffen. Die bisherigen Ergebnisse umfassen folgende Punkte:

1. **Projekttreffen und Schulungen** (Abschnitt 4.1.2): 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. Ausserdem wurden Zahlreiche Schulungen durch externe Vortragende durchgeführte, darunter Holger Kühn, SMA, VSEK, Netz Oberösterreich und ewz. Weitere Vorträge sind in Vorbereitung (insbesondere Erfahrungen Deutscher VNB).
2. **Grundlagendokument** (Abschnitt 4.1.1): Auf Basis der Schulungen, des Schweizer Branchendokuments und den Praxiserfahrungen wird im AP1.1 durch VSE (Arbeitskreis Schutztechnik) und Swissolar ein Grundlagendokument zum Hintergrund des NA-Schutzes und der Geschichte der Schweizer Situation erstellt.
3. **Branchenumfrage** (Abschnitt 4.3): 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. Die elektronische Umfrage bei den VSE-Mitgliedern ist erfolgt und ausgewertet. Die Umfrage bei Swissolar ist weitestgehend abgeschlossen. Ausserdem ist eine Umfrage bei den Kontrolleuren (VSEK) in Vorbereitung. 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. **Dokument zu relevanten Normen** (Abschnitt 4.4): 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.
5. **Störszenarien** (Abschnitt 4.2): 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. Dabei 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. Ein Dokument zu Beschreibung der Szenarien wurde fertig erstellt und wird eventuell im Lauf der Folgeuntersuchungen ergänzt werden. Die beiden Szenarien werden in 3 Arbeitsschritten (Fehleranalyse, Experiment, Simulationen) genauer untersucht.
6. **Fehleranalyse** (Abschnitt 4.5): In diesem Arbeitspaket wird strukturiert untersucht, was ein mögliches Fehlverhalten eines externen oder internen NA-Schutz darstellt, und wo die



Ursachen liegen. Dazu wurden bisher zwei Arbeitsschritte durchgeführt: A) ein Überblicksdokument zu möglichen Fehlern und eine qualitative Abschätzung der Wahrscheinlichkeit wurde erstellt. B) Auf Seiten der Ursachen wurde die 3 Bereiche „Produkt“, „Installation“ und „Einstellungen“ genauer untersucht. Dabei wurde mögliche Einstellfehler anhand verschiedener Geräte abgeschätzt. In einem nächsten Schritt sollen (zusammen mit dem VSEK) noch bekannte Installationsfehler erfasst werden.

7. **Testprotokolle und Experimente** (Abschnitt 4.6): Für die Technische Untersuchung der Wechselrichter werden in AP1.4 durch die BFH Burgdorf mit einem Hardware-Netzsimulator Abschaltvorgänge anhand echter Wechselrichter (und nicht nur Modellen) untersucht und messtechnisch erfasst (Störschreiber). Die Experimente können das korrekte Abschalten oder das FRT-Verhalten für verschiedene Einstellungen und gegebenenfalls Anschlusssituationen dokumentieren. Ausserdem soll das Verhalten von externen Schutzgeräten getestet werden. Es wird auch geprüft, ob die Möglichkeit und ein Mehrwert für das Projekt darin besteht, den Hardware-Simulator mit den Simulationsergebnissen aus AP2 zu koppeln.
8. **Simulation Störszenarien** (Abschnitt 4.7): In diesem Arbeitspaket 2, geleitet durch die ETHZ, werden die zwei Störszenarien anhand von Modellnetzen quantitativ untersucht. Auf Basis der Vorarbeit im Projekt hat sich die Frage der Weitereinspeisung im Fehlerfall und die mögliche Inselbildung gestellt. Dazu wird die dynamische Simulationsumgebung FlexDYN verwendet, die auch in den BFE-Projekten ACSICON und PRODICON zum Einsatz kam/kommt. Aktuell wird die Inselbildung an einem einem CIGRE Benchmarknetz mit verschiedenen Parametrisierungen der PV-Anlagen und Fehlerdauer getestet. Die Hauptfrage ist, in welchen Konstellationen ein Fehlverhalten (Nicht-Auslösen) ein Risiko darstellt, und welcher Anteil der Wechselrichter so ein Fehlverhalten aufweisen müsste.

Das Projekt liegt im Zeitplan, der technische Schlussbericht soll April 2024 vorliegen.

Dafür werden aus allen Arbeiten Empfehlungen für den NA-Schutz von Schweizer EEA für zukünftige Branchenempfehlungen abgeleitet. Nach der Veröffentlichung der Projektergebnisse wird durch den VSE die Branchenempfehlung überarbeitet. Nach der angepassten Branchenempfehlung wird eine Evaluation des Nutzens, der Auswirkungen und der Akzeptanz durchgeführt.



## Résumé

L'objet du projet NAEAA+ est de vérifier la recommandation de la branche pour les installations PV de prévoir des dispositifs de protection externes pour les puissances connectées supérieures à 30 kVA. Le projet examine si et quand la protection NA externe et/ou d'autres possibilités de réglage constituent une mesure adéquate pour atteindre les objectifs de protection.

La première année du projet (septembre 2022 - août 2023) s'est achevée avec succès. En étroite collaboration avec les représentants pertinents du secteur (GRD, exploitants d'EEA), les participants au projet ont créé les conditions nécessaires à une analyse quantitative approfondie et ont obtenu les premiers résultats. Les résultats obtenus jusqu'à présent comprennent les points suivants:

1. **Réunions de projet et formations** (section 4.1.2): Dès le début du projet, des réunions du comité directeur ont été organisées toutes les quatre semaines afin de coordonner l'avancement du projet. Les groupes de travail se sont réunis environ quatre fois plus souvent. En outre, de nombreuses formations ont été dispensées par des intervenants externes, dont Holger Kühn, SMA, VSEK, Netz Oberösterreich et ewz. D'autres conférences sont en préparation (notamment sur les expériences des GRD allemands).
2. **Document de base** (section 4.1.1) : Sur la base des formations, du document de la branche suisse et des expériences pratiques, un document de base sur le contexte de la protection NA et l'historique de la situation suisse est élaboré dans le PA1.1 par l'AES (groupe de travail Technique de protection) et Swissolar.
3. **Enquête sectorielle** (section 4.3): L'objectif principal de la première phase du projet est de recenser tous les soucis et préoccupations liés à la protection des NA et de les intégrer dans l'analyse quantitative. Pour ce faire, une enquête sectorielle sera réalisée dans le cadre du PA1.1. L'enquête électronique auprès des membres de l'AES a été réalisée et évaluée. L'enquête auprès de Swissolar est en grande partie terminée. En outre, une enquête auprès des contrôleurs (AESC) est en préparation. D'une manière générale, il convient de noter qu'il ne faut pas s'attendre à de grandes surprises, car une grande partie de l'expertise est déjà représentée au sein de l'équipe de projet. Toutefois, les sondages servent A) à s'assurer de pouvoir vraiment aller chercher tout le monde et B) offrent la possibilité de pondérer l'importance d'une préoccupation ou d'un souhait.
4. **Document sur les normes pertinentes** (section 4.4): Un document de synthèse a été élaboré dans le cadre du PA1.2, sous la direction de la FHNW, afin d'établir le contexte des normes internationales en vigueur. De nombreux participants ont été impliqués dans la collecte et la révision. Le document est terminé. Il convient de souligner les représentations comparatives des courbes caractéristiques entre les différents pays. Les normes et les standards font l'objet de développements actuels qui doivent être évalués dans le projet. En outre, le projet lui-même contribue à l'évolution des normes.
5. **Scénarios de perturbation** (section 4.2): Pour la conception des études de cas quantitatives, les questions pertinentes concernant la protection des NA ont été saisies dans le WP1.3. Sur la base d'ateliers avec tous les GRD de l'équipe de projet (direction TU Graz), les résultats saisis ont été structurés et concrétisés sous forme de scénarios perturbateurs. Deux préoccupations principales ont ainsi été recensées : A) le fait qu'une installation PV puisse continuer à alimenter le réseau en cas de panne et B) le fait qu'un réseau d'îlots non souhaité puisse se former grâce aux installations PV. Un document décrivant les scénarios a été rédigé



- et sera éventuellement complété au cours des études de suivi. Les deux scénarios seront étudiés plus en détail en trois étapes (analyse des erreurs, expériences, simulations).
6. **Analyse des erreurs** (point 4.5): Dans ce work package, on examine de manière structurée ce qui constitue un éventuel comportement erroné d'une protection NA externe ou interne, et où se situent les causes. Pour ce faire, deux étapes de travail ont été réalisées jusqu'à présent : A) un document de synthèse sur les erreurs possibles et une estimation qualitative de leur probabilité ont été établis. B) Du côté des causes, les 3 domaines "produit", "installation" et "réglages" ont été examinés plus en détail. Les erreurs de réglage possibles ont été évaluées à l'aide de différents appareils. La prochaine étape consistera à recenser (en collaboration avec l'USIC) les erreurs d'installation encore connues.
  7. **Protocoles de test et expériences** (section 4.6): Pour l'examen technique des onduleurs, des processus de déconnexion sont examinés dans le WP1.4 par la HESB de Berthoud à l'aide d'un simulateur de réseau matériel sur la base d'onduleurs réels (et pas seulement de modèles) et saisis par des mesures (enregistreur de perturbations). Les expériences peuvent documenter la déconnexion correcte ou le comportement FRT pour différents réglages et, le cas échéant, différentes situations de raccordement. En outre, le comportement des appareils de protection externes doit être testé. La possibilité et la valeur ajoutée pour le projet de coupler le simulateur de matériel avec les résultats de simulation du WP2 seront également examinées.
  8. **Simulation des scénarios de perturbation** (section 4.7): Dans ce package de travail 2, dirigé par l'EPFZ, les deux scénarios de panne sont étudiés quantitativement à l'aide de réseaux modèles. Sur la base des travaux préliminaires du projet, la question de la poursuite de l'alimentation en cas de panne et de la formation éventuelle d'îlots s'est posée. L'environnement de simulation dynamique FlexDYN, qui a été/est également utilisé dans les projets ACSICON et PRODICON de l'OFEN, est utilisé à cet effet. Actuellement, la formation d'îlots est testée sur un réseau de référence CIGRE avec différents paramétrages des installations PV et différentes durées d'erreur. La question principale est de savoir dans quelles constellations un comportement erroné (non-déclenchement) représente un risque et quelle proportion d'onduleurs devrait présenter un tel comportement erroné.

Le projet est dans les temps, le rapport technique final devrait être disponible en avril 2024.

Pour cela, des recommandations pour la protection NA des EEA suisses seront tirées de tous les travaux pour les futures recommandations de la branche. Après la publication des résultats du projet, l'AES révisera la recommandation de la branche. Après la recommandation sectorielle adaptée, une évaluation de l'utilité, de l'impact et de l'acceptation sera effectuée.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>10</b>
1.1	Ausgangslage und Hintergrund.....	10
1.2	Motivation des Projektes .....	10
1.3	Projektziele .....	11
<b>2</b>	<b>Anlagenbeschrieb</b> .....	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Vorgehen und Methode</b> .....	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse</b> .....	<b>16</b>
4.1	Grundlagen und Schulungen (AP1.1, AP0) .....	16
4.1.1	Grundlagen.....	16
4.1.2	Projekttreffen und Schulungen.....	18
4.2	Auswahl von Störszenarien (AP1.3, AP2) .....	19
4.2.1	Vorgehensweise .....	19
4.2.2	Ausgewählte Szenarien.....	20
4.3	Branchen-Umfragen (AP1.1).....	24
4.3.1	VSE .....	24
4.3.2	Swissolar .....	29
4.3.3	VSEK.....	29
4.4	Überblick relevanter Normen (AP 1.2) .....	29
4.5	Untersuchungen zu Fehleranalyse (AP1.3) .....	31
4.6	Testprotokolle und Experimente (AP1.4) .....	37
4.7	Simulation von Störszenarien (AP2) .....	38
<b>5</b>	<b>Bewertung der bisherigen Ergebnisse</b> .....	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>Weiteres Vorgehen</b> .....	<b>41</b>
<b>7</b>	<b>Nationale und internationale Zusammenarbeit</b> .....	<b>41</b>
<b>8</b>	<b>Kommunikation</b> .....	<b>42</b>
<b>9</b>	<b>Publikationen</b> .....	<b>42</b>
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>42</b>
<b>11</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>42</b>
11.1	Anhang 1: Analyse der möglichen Fehlverhalten der NA-Schutzfunktion .....	43
11.2	Anhang 2: Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7 .....	48



## 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)
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
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 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.

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) fordert zudem, dass EEA ab 30 kVA Anschlussleistung über externe Schutzzeineinrichtungen verfügen müssen. Das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) hat in der Weisung 220:0621 auf diese VSE-Empfehlung Bezug genommen.

Diese externe Schutzzeineinrichtung 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.



## 1.3 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 Anlagenbeschrieb

Kern des Projekts ist keine Anlage, sondern eine fachlich fundierte Konsensfindung.

Bei allen Schweizer Antragspartnern und Branchenvertretern hat sich der Konsens herauskristalliert, 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.

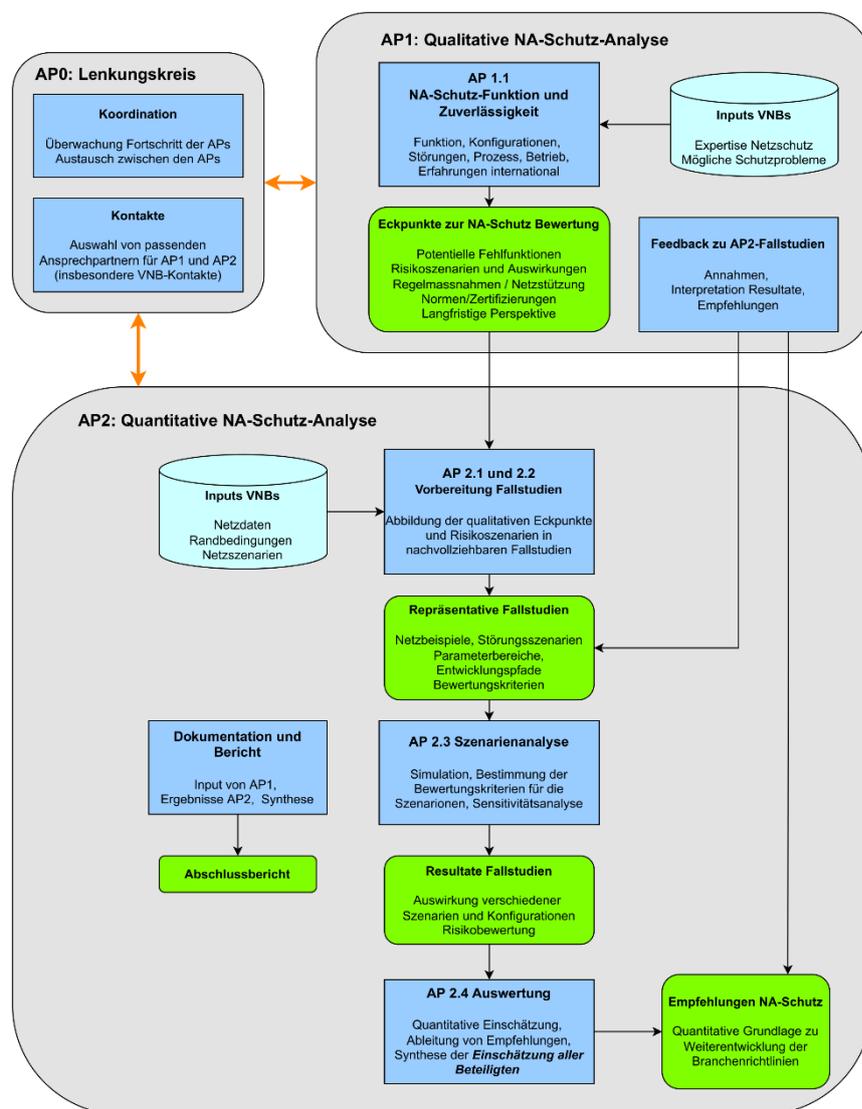
Diese Differenzen und oft auch Unsicherheiten sollen in diesem Projekt durch eine systematische objektive Analyse (Bedürfnisabklärung, technische und nicht-technische Lösungen, Extrapolation auf die Schweiz) neutral und unabhängig untersucht werden. Dabei sollen alle Sorgen, Unsicherheiten und Überlegungen 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 LVRT, 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 zukünftiger NA-Schutz-Massnahmen in Verteilnetzen. Basieren 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 potentiellen Auswirkungen des NA-Schutz 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 Richtlichen (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 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

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) 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, danach müssen Messung (durch ein Relais) und gegebenenfalls aus der Kuppelschalter "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	
<b>Integrierte NA-Schutzfunktion</b> mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M
<b>Externes NA Schutzrelais</b> (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-
<b>Externer Kuppelschalter</b>	K	K	M	M
<b>Externes NA Schutzrelais</b> (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M

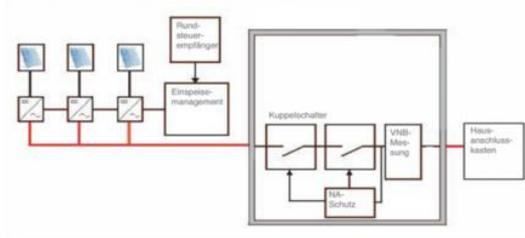
Abbildung 1: Mögliche NA-Schutz Konfigurationen (Quelle: VSE: "Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen NA/EEA-NE7")

Die verschiedenen Konfigurationen sind in der Abbildung 2 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).

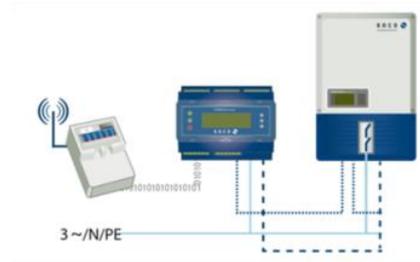


### Zentraler NA-Schutz mit zentralem Kuppelschalter (ab 100kVA)

[oder mehrere Anlagen >30 kVA]



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



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



Abbildung 2: 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, so dass diese bei geringen Störungen möglichst am Netz bleiben sollen. 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 Fragen zum NA-Schutz und 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 folgen 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. Ein Dokument zu Beschreibung der Szenarien wurde fertig erstellt und wird eventuell im Lauf der Folgeuntersuchungen ergänzt werden. Die beiden Szenarien werden in 3 Arbeitsschritten (Fehleranalyse, Experiment, Simulationen) genauer untersucht.

#### 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 Grundszzenarien 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:
  - NE7 in dem Netzgebiet über einen Trafo und Schalter auf Niederspannungsseite mit dem Netz verbunden ist.
    - 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

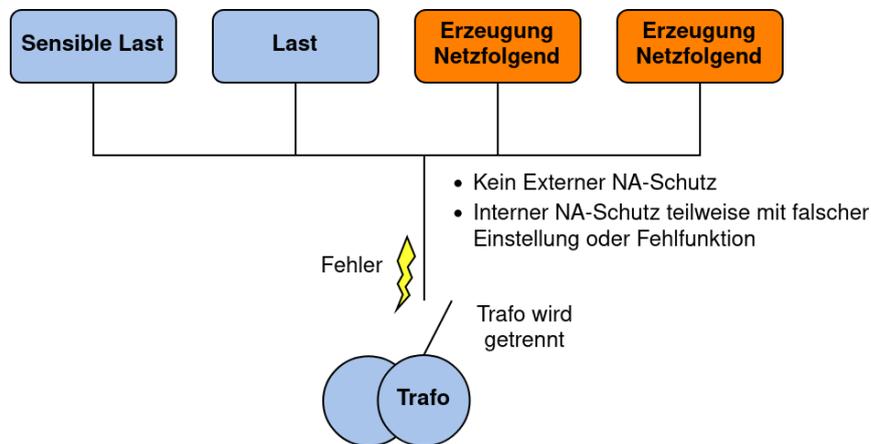


Abbildung 3: Schematische Skizze von Szenario 1 (EEA bei Spannungsverlust)

- 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:
  - NE7 in dem Netzgebiet über einen Trafo und Schalter auf Niederspannungsseite mit dem Netz verbunden ist.
    - Netzgebiet hat viele netzfolgende PV-Anlagen, Wechselrichter sind netzfolgend
  - 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.

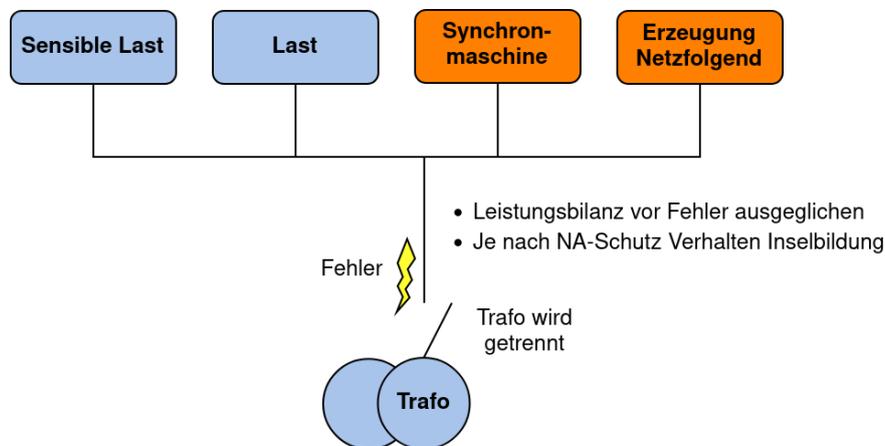


Abbildung 4: Schematische Skizze von Szenario 1 (EEA bei Spannungsverlust)

- 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. Die Untersuchungen sind in den Abschnitten 4.5, 4.6 und 4.7 genauer beschrieben.

- Simulation (AP2):
  - Dynamisches Modell des Netzes (Anzahl Knoten, Wechselrichter etc.) muss passend gewählt werden
  - 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):



- Prozessmodulation wann dieser Fehler auftreten kann
- Praxistest/Experimente (AP1.4):
  - Experimentelle Prüfung was Umrichter, Interner vs. Externer NA-Schutz

### 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 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

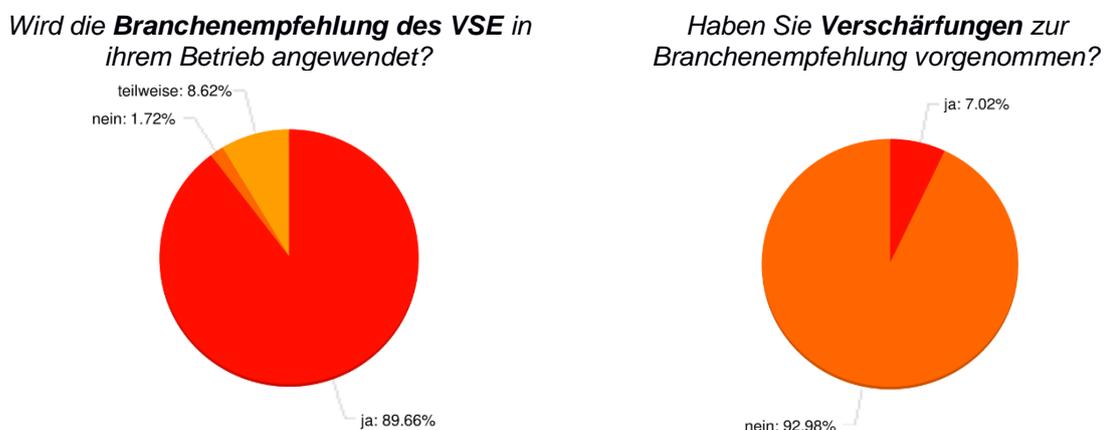


Abbildung 5: VSE-Umfrage, Frage 1.

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 jeweils an einem Nachmittag 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?*

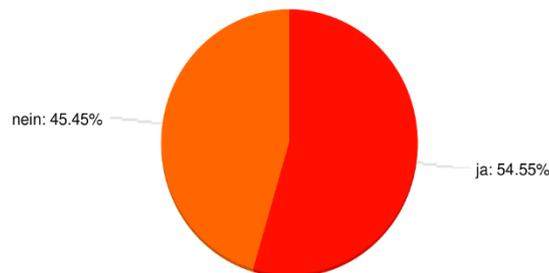


Abbildung 6: VSE-Umfrage, Frage 2.

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 des 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

*Stellen 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?*

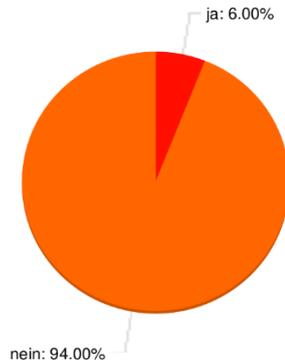


Abbildung 7: VSE-Umfrage, Frage 3.

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**?*

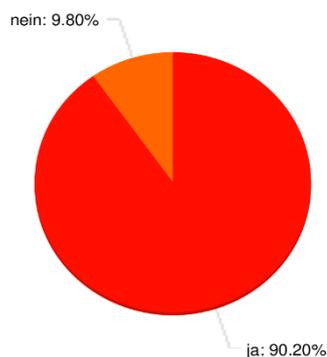


Abbildung 8: VSE-Umfrage, Frage 4.

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?

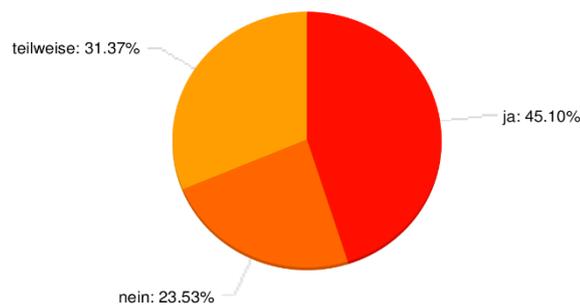


Abbildung 9: VSE-Umfrage, Frage 5.

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?

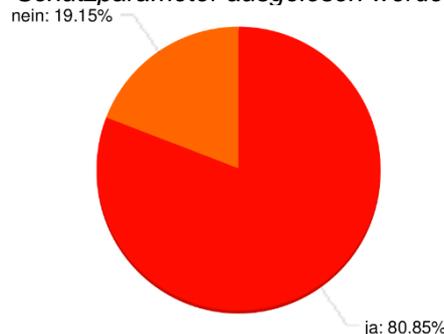


Abbildung 10: VSE-Umfrage, Frage 7.

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.



#### 4.3.2 Swissolar

Die Umfrage bei Swissolar (Installateure) besteht aus einer Erhebung per Emailverteiler und darauf basierend ausgewählten bilateralen Gesprächen. Die Umfrage ist weitestgehend abgeschlossen, aber eine Auswertung liegt noch nicht vor.

#### 4.3.3 VSEK

Die Umfrage bei VSEK (Kontrolleure) ist in Vorbereitung.

### 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 (Photovoltaik-Wechselrichtern) 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 NAEEA 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:

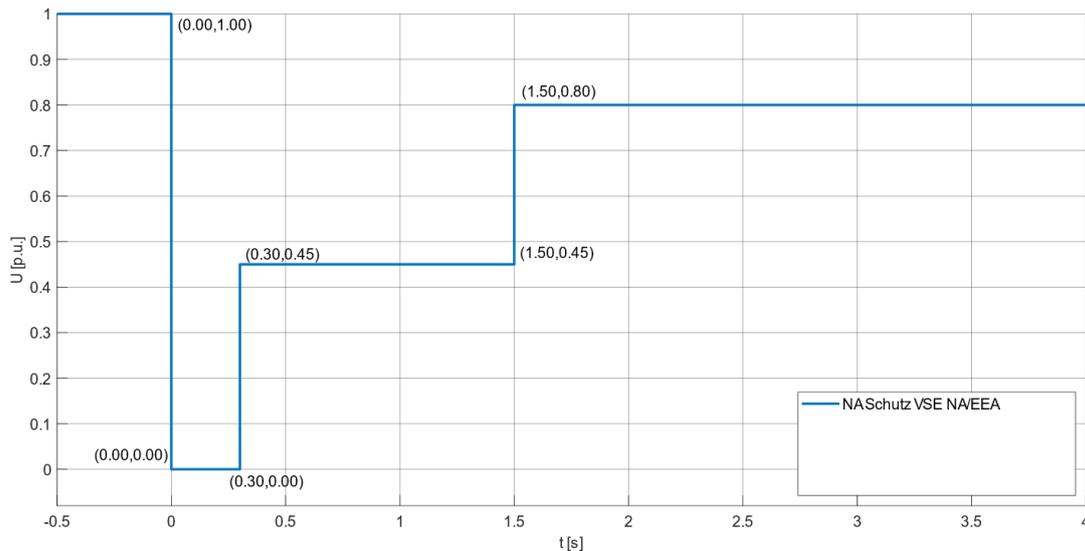


Abbildung 11 - Anforderungen bezüglich Unterspannungsschutz ( $U_{<}$  und  $U_{<<}$ ) für asynchrone EEA in NE7 in der Schweiz, gemäss VSE «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7-CH 2020»

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

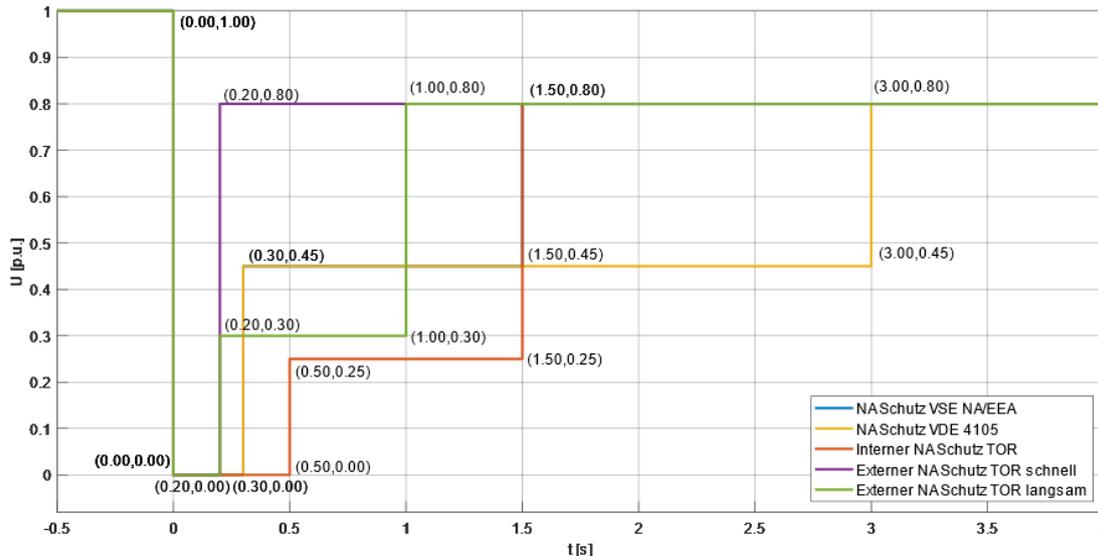


Abbildung 12 - Unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Unterspannungsschutz von asynchrone EEA in NE7 in der DACH-Region

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



## 4.5 Untersuchungen zu 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. Dazu wurden bisher zwei Arbeitsschritte durchgeführt:

A) ein Überblicksdokument zu möglichen Fehlern und eine qualitative Abschätzung der Wahrscheinlichkeit wurde erstellt.

Das Überblicksdokument wurde anhand der internen Umfrageergebnisse aus 4.2.1 verfasst. Als Ergebnis konnten vier konkrete Fehlerquellen identifiziert.

### 1.) 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 aktuellen 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.

### 2.) 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 kann auch zu einer größeren Anzahl an Fehlerquellen führen.

Der beträchtliche Hintergrund dieser Problematik liegt in der Tatsache, dass die Überprüfung und Validierung des internen Netzanschlusschutzes (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 und Selbstregulierungsfähigkeit 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.



### 3.) 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.

### 4.) 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 und somit im Bedarfsfall den Aufbau des Stromnetzes zu 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 Low Voltage Ride Through (LVRT) 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 sind. 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.



B) die Aufteilung der vier aufgezählten Ursachen des Überblicksdokument in die 3 Bereiche „Produkt“, „Installation“ und „Einstellungen“. Dabei wurden mögliche Einstellfehler anhand verschiedener Geräte abgeschätzt. In einem nächsten Schritt sollen (zusammen mit dem VSEK) noch bekannte Installationsfehler erfasst werden.

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:

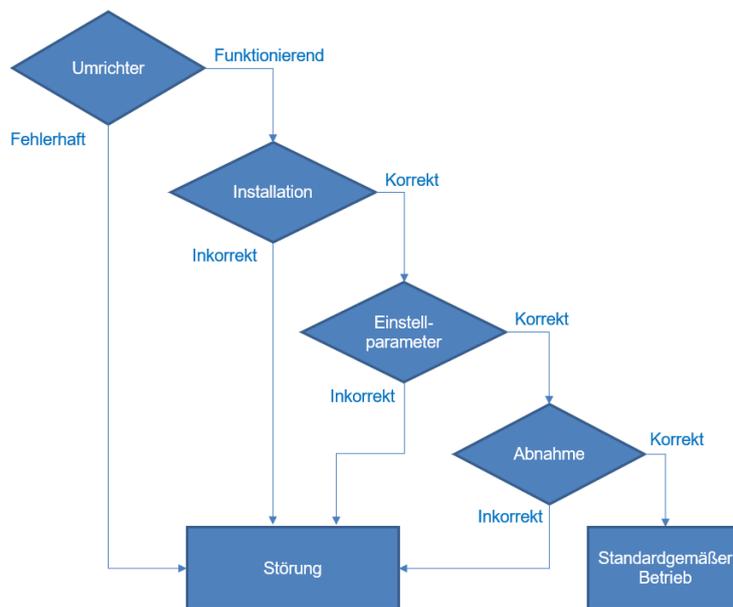


Abbildung 13: Fehlerkette Umrichter

### 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, Q-U Kennlinie und Pf-U Kennlinie Anwendung finden.

Die beigefügten Abbildungen illustrieren den Konfigurationsprozess anhand eines Huawei Hybridwechselrichters. Die Inbetriebnahme des Wechselrichters erfolgt mithilfe einer speziell entwickelten App oder einer Schnittstelle am Computer und erfordert das Vorhandensein sowohl von Gleich- als auch Wechselspannung. Während dieses Prozesses werden sämtliche angeschlossenen Geräte wie Smart Meter, Speichersysteme und Optimierer integriert. Durch Eingabe des Netzcodes erfolgt die automatische Konfiguration der Netzparameter, die nach sorgfältiger Überprüfung im Normalfall den jeweiligen Richtlinien entsprechen. Darüber hinaus ermöglicht die Leistungsanpassung die präzise Einstellung der Wirk- und Blindleistung gemäß den spezifischen Anforderungen. Als Beispiel sei erwähnt, dass bei dieser Einstellung die Wirkleistung so konfiguriert wurde, dass keine Netzurückspeisung erfolgt, während für die Blindleistung eine Q-U-Kennlinie eingestellt wurde. Die Überprüfung der hinterlegten Blindleistungskurve bestätigte die Konformität mit den vorgegebenen Anforderungen.

#### 1.) Einstellung des Gridcodes nach entsprechender länderspezifischer Norm

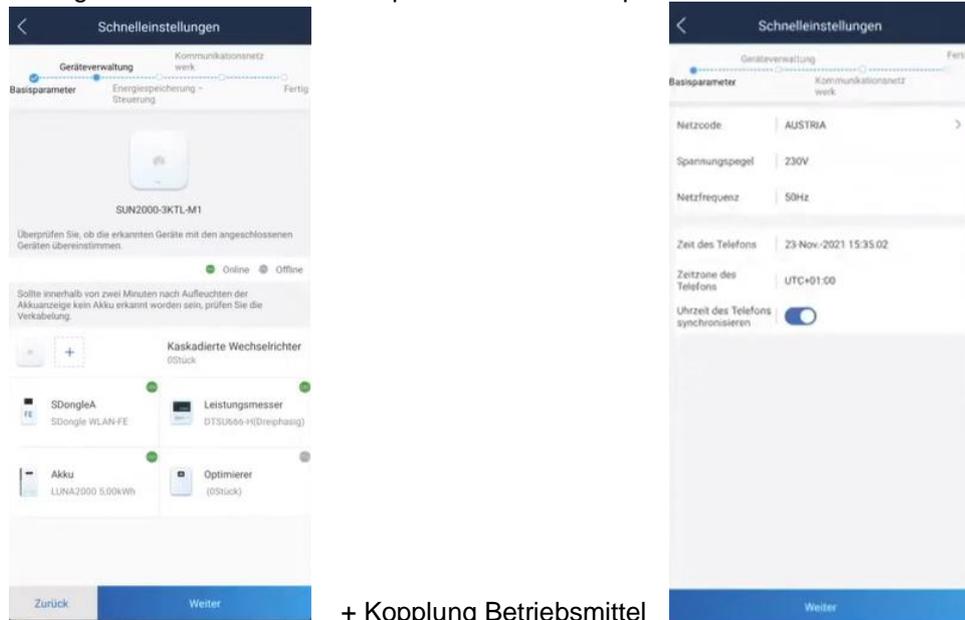


Abbildung 14: Einstellung Gridcodes.



- 2.) Einstellung der Wirkleistungsregelung mit eventuellen Einspeisebegrenzungen in Absprache mit dem VNB



Abbildung 15: Einstellung Wirkleistung.

- 3.) Einstellung der Blindleistungsregelung inklusive des Leistungsfaktors laut Richtlinien

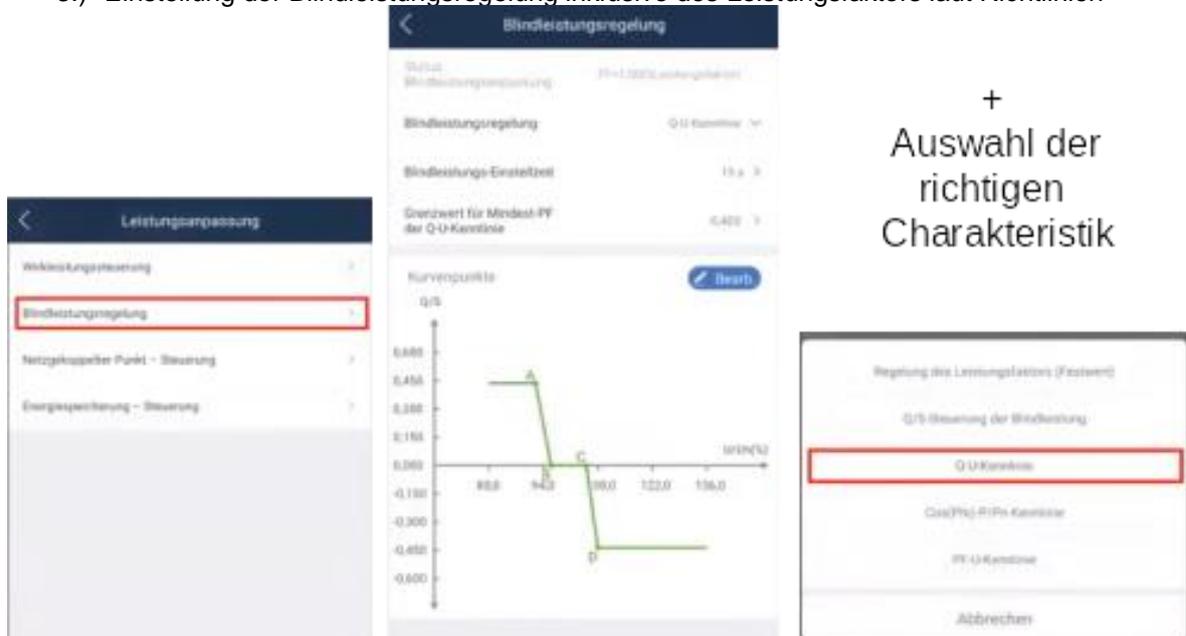


Abbildung 16: Einstellung Blindleistung.

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.

#### 4.6 Testprotokolle und Experimente (AP1.4)

*Für die Technische Untersuchung der Wechselrichter werden in AP1.4 durch die BFH Burgdorf mit einem Hardware-Netzsimulator Abschaltvorgänge anhand echter Wechselrichter (und nicht nur Modellen) untersucht und messtechnisch erfasst (Störschreiber). Die Experimente können das korrekte Abschalten oder das FRT-Verhalten für verschiedene Einstellungen und gegebenenfalls Anschlusssituationen dokumentieren. Ausserdem soll das Verhalten von externen Schutzgeräten getestet werden. Es wird auch geprüft, ob die Möglichkeit und ein Mehrwert für das Projekt darin bestehen, den Hardware-Simulator mit den Simulationsergebnissen aus AP2 zu koppeln.*

Auf Basis der erfassten und kategorisierten Störszenarien aus AP1.3 wurde ein Plan erstellt, nach welchem Vergleichsmessungen bezüglich Netztrennverhalten sowohl für den internen als auch für den externen NA-Schutz durchgeführt werden. Der Testplan nutzt die in der SNEN 50549-10 aufgeführten Abläufe und Protokolle für den Test von 3 Wechselrichtern vom Typ A2 (gemäss NA/EEA-NE7 – CH 2020) und eines externen NA-Schutzrelais inkl. Leistungsschutz zum Vergleich. Die Einhaltung der Schwellwerte und Auslösezeiten als auch das transiente Verhalten der Testeinheiten werden berücksichtigt. Getestet werden die Auslösecharakteristiken für Unter- und Überspannung als auch Unter- und Überfrequenz. Auf die Durchführung von ROCOF-Messungen wurde bislang verzichtet. Nicht getestet wird die Inselbetriebserkennung.



Abbildung 17: Testaufbau für den Vergleich vom Wechselrichter-integrierten und dem externen NA-Schutz im PV-Labor der BFH.

Die Messungen werden im PV-Labor der BFH durchgeführt. Die Wechselrichter werden mit Sonnengenerator-Simulatoren konstant mit einer Teilleistung (0.1-0.5  $P_n$ ) betrieben und speisen AC-



seitig in einen AC-Netzsimulator ein. Dieser AC-Netzsimulator emuliert die Spannungs- und Frequenzänderungen. Alle Messgrößen werden mit hochpräzisen Leistungsanalytoren und Oszilloskopen erfasst. Abbildung 17 zeigt den Messaufbau und Abbildung 18 zeigt erste Messresultate von drei Wechselrichtern parallel in Form einer Zeitreihe bei Abschaltung durch Überspannung.

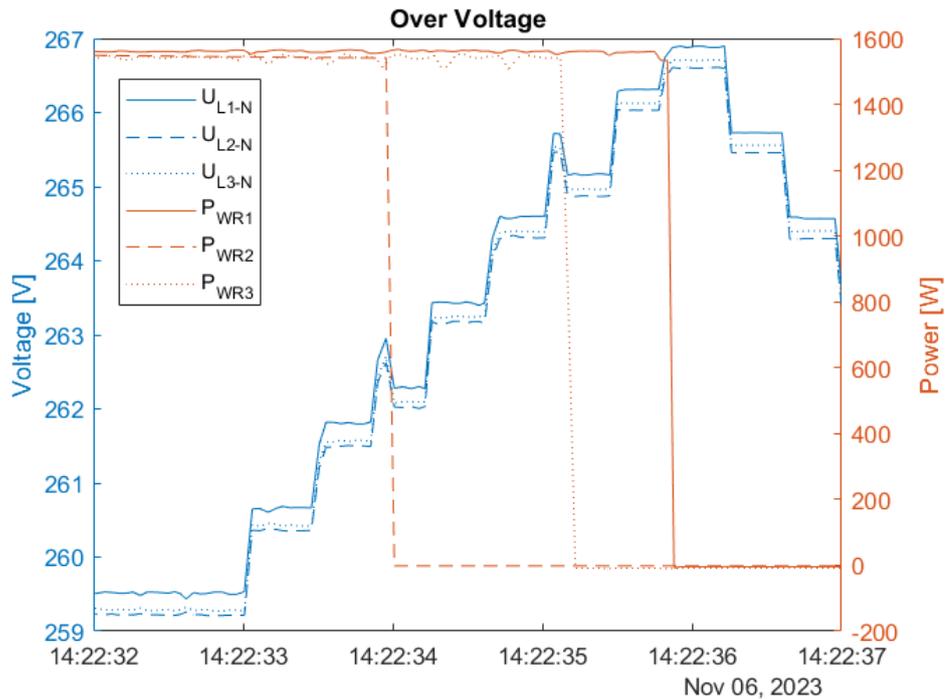


Abbildung 18: Spannungs- und Leistungsverlauf an drei Wechselrichtern bei einem Überspannungsereignis nach SNEN 50549-10. Der Leistungsrückgang auf 0W entspricht dem Ansprechen des internen NA-Schutzes.

Ferner wurden für die Wechselrichter und das NA-Schutzrelais im Test die Einstellmöglichkeiten (Parametereinstellbereich, Standardparametersatz, Passwortschutz) eruiert und notiert. Für die Vergleichsmessungen wurden alle Parameter in den Wechselrichtern als auch im externen NA-Schutzrelais den Vorgaben nach NA/EEA-NE7 – CH 2020 entsprechend korrekt eingestellt.

Die Messungen sind aktuell in Durchführung.

#### 4.7 Simulation von Störszenarien (AP2)

In diesem Arbeitspaket 2, geleitet durch die ETHZ, werden die zwei Störszenarien anhand von Modellnetzen quantitativ untersucht. Auf Basis der Vorarbeit im Projekt hat sich die Frage der Weiterspessung im Fehlerfall und die mögliche Inselbildung gestellt. Dazu wird die dynamische Simulationsumgebung FlexDYN verwendet, die auch in den BFE-Projekten ACSICON und PRODICON zum Einsatz kam/kommt.

Aktuell wird die Inselbildung an einem einem CIGRE Benchmarknetz mit verschiedenen Parametrisierungen der PV-Anlagen und Fehlerdauer getestet. Die Hauptfrage ist, in welchen Konstellationen ein Fehlverhalten (Nicht-Auslösen) ein Risiko darstellt, und welcher Anteil der Wechselrichter so ein Fehlverhalten aufweisen müsste.



Die Abbildung 19 zeigt ein Mittelspannungsnetz mit netzbildenden Elementen (zum Beispiel Synchronmaschinen). Im Fehlerfall kann es durch Schaltvorgänge zu einer möglichen Inselbildung kommen. Die Stabilität der Insel hängt dabei davon ab, ob sich PV-Anlagen im Fehlerfall trennen oder am Netz bleiben.

Die Abbildungen 20 und 21 zeigen den Frequenz- und Spannungsverlauf während eines Insel Szenarios. Frage für eine systematische Untersuchung und Variation ist zum Beispiel, in welcher Netzkonstellation der Spannungsabfall zu Beginn der Inselbildung genügt, um die UVRT-Kurven der PV-Umrichter im Netz zu verletzen. Kann ein externer NA-Schutz hier zu einer Trennung sicherstellen, wenn zum Beispiel die Wechselrichter mit falschen Ländercodes eingestellt wurden?

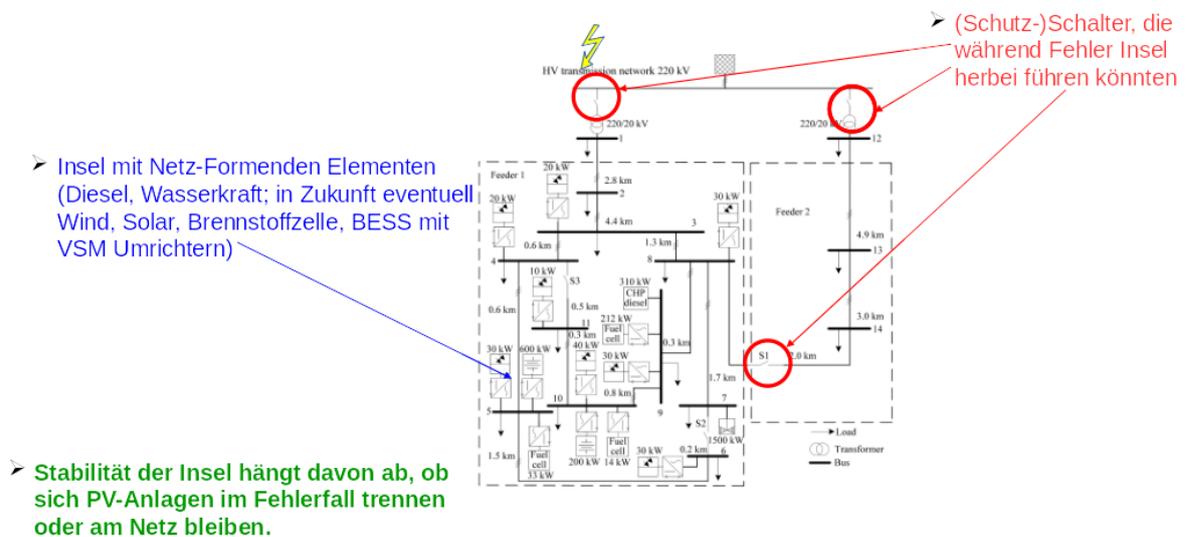


Abbildung 19: Mittelspannungsnetz mit netzbildenden Elementen (zum Beispiel Synchronmaschinen) und möglicher Inselbildung.

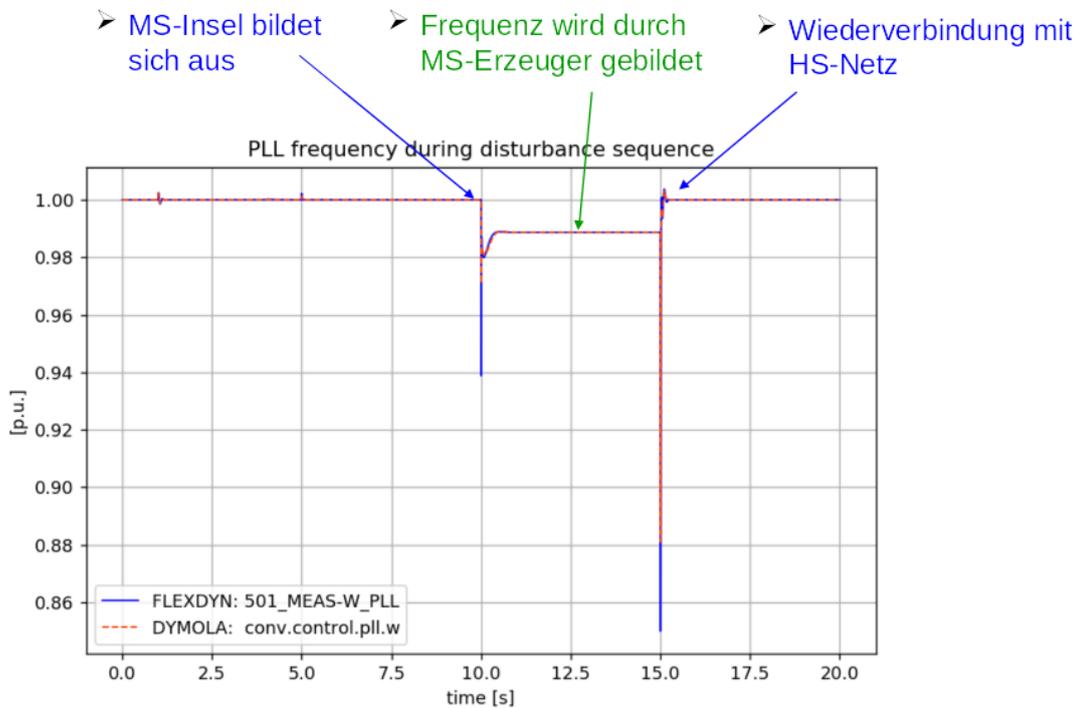


Abbildung 20: Frequenzverlauf während Inselfenarior.

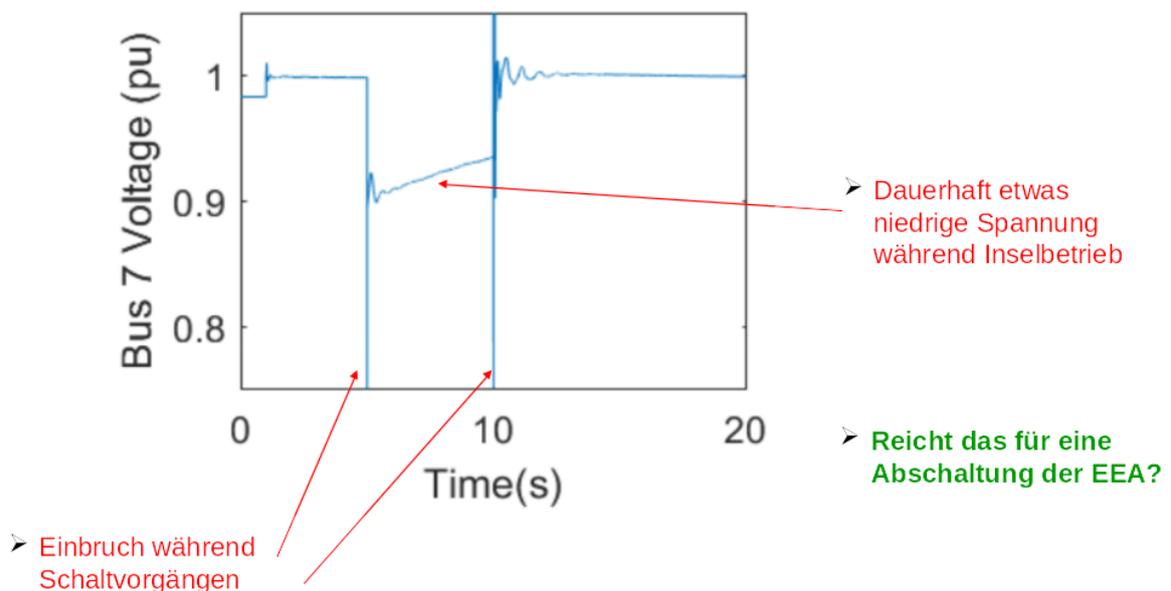


Abbildung 21: Spannungsverlauf während Inselfenarior.

Zusammenfassend sollen durch die Simulationsuntersuchung folgende Fragen geklärt werden:

- Fragen zur Vermeidung ungewollter Inseln:
  - Können Inseln nur mit der NA-Schutzfunktion vermieden werden (keine aktive Inselnetzenerkennung)?
  - Was sind „typische“ Spannungsverläufe während einer Inselnetzbildung? (Abhängigkeit von Art und Standort der Netzformenden Anlage)



- Welches Verhältnis von Last, Erzeugung (Netzformend und Netzfolgend) ist erforderlich, um das Risiko einer Inselbildung zu erhöhen?
- In welcher Konstellation stellt ein Fehlverhalten (Nicht-Auslösen) ein Risiko dar? Welcher Anteil der Wechselrichter müsste so ein Fehlverhalten aufweisen?
- Wie hängt das Ergebnis von der Art der Netze ab? Untersuchung mit Netzen der VNB-Partner, in denen die Möglichkeit einer Insel gegeben ist.
- Ergänzende Frage (für qualitative Analyse):
  - Falsches Auslösen der Schutz-Elemente
  - Auswirkung von Störungen im HS-Netz, ohne Inselbildung: Erhöht sich die Gefahr, dass sich Anlagen mit „doppeltem“ NA-Schutz zu früh vom Netz trennen?

Insgesamt sollen die Untersuchungen sich nicht nur auf Referenz-Netze beschränken, sondern auch Netze der Schweizer VNB abbilden. Dazu stehen das Arbeitspaket mit VNB aus verschiedenen Regionen der Schweiz in Kontakt.

## 5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Insgesamt ist der Projektverlauf positiv zu bewerten:

- Durch die aktive Arbeit aller Partner in Workshops, Leitungsausschuss, bei Umfragen und einzelnen Arbeitspaketen konnten alle Sorgen erfasst und zusammengebracht werden.
- Zusätzlich wurde durch Schulungen und ausländischen Arbeitskreisen das vorhandene Wissen im Ausland erfasst.
- In einem weiteren Schritt konnten die Sorgen in einer Arbeitsgruppe konkretisiert und in Störszenarien abgeleitet werden.
- Das potentielle Fehlverhalten wurde beschrieben und eine systematische Untersuchung geplant.
- Erste Schritte der systematischen Untersuchung (Fehleranalyse, experimentell, Simulation) wurden durchgeführt.
- Das Projekt liegt im Zeitplan, der technische Schlussbericht soll April 2024 vorliegen.

## 6 Weiteres Vorgehen

- Als nächster Schritte werden die systematischen Untersuchungen (Fehleranalyse, experimentell, Simulation) vollendet.
- Anschliessend werden aus allen Arbeiten Empfehlungen für den NA-Schutz von Schweizer EEA für zukünftige Branchenempfehlungen abgeleitet.
- Nach der Veröffentlichung der Projektergebnisse wird durch den VSE die Branchenempfehlung überarbeitet.
- Nach der angepassten Branchenempfehlung wird eine Evaluation des Nutzens, der Auswirkungen und der Akzeptanz durchgeführt.

## 7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

- Das Projekt strebt an, alle Schweizer Experten zur NA-Schutz-Frage zusammenzubringen. Dazu sei auf Projektteilnehmer und die Projektunterstützer des Projekts verwiesen (Seite 2), die zahlreiche VNBs, Verbände und akademische Partner zusammenbringen.



- International wurden weitere Experten hinzugezogen, um die Kompetenz zu nutzen und einen Wissenstransfer in die Schweiz zu ermöglichen (Holger Kühn, TU Graz, FGH Mannheim, Deutsche Zertifizierungsstellen und Netzbetreiber)
- Darüber hinaus arbeiten mehrere Teilnehmer des Projekts an länderübergreifenden Gremien im DACH-Raum mit.

## 8 Kommunikation

Zur Kommunikation der Projektergebnisse wurden 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 (in Vorbereitung)
- 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
- Gremienmitarbeit in Arbeitsgruppen des DACH-Raumes

## 9 Publikationen

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

## 10 Literaturverzeichnis

## 11 Anhang

- Anhang 1: "Analyse der möglichen Fehlverhalten der NA-Schutzfunktion"
- Anhang 2: Dokument "Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7" (*Bestandteil des Zwischenberichts, aber separat als PDF beigelegt*)



## 11.1 Anhang 1: Analyse der möglichen Fehlverhalten der NA-Schutzfunktion



# Analyse der möglichen Fehlverhalten der NA-Schutzfunktion

NAEEA+, Arbeitsdokument AP 1.3 und AP 1.4

Autor:innen: Christof Bucher, David Joss, Carina Lehmal, Alexander Fuchs

## Einleitung

In den Störszenarien aus AP 1.3 wird zusammenfassend festgehalten, welche Störungen im Zusammenhang mit dem NA-Schutz von den Verteilnetzbetreibern antizipiert werden. Einige dieser Störszenarien basieren auf einer Fehlfunktion oder auf falschen Einstellungen des internen oder externen NA-Schutzes. In diesem Dokument wird analysiert, wie solche Fehlfunktionen auftreten können. Zudem wird die Auftretenswahrscheinlichkeit qualitativ bewertet, in dem die Ereignisse, die zum Auftreten eines Fehlers notwendig sind, durchgespielt werden.

## Fehlverhalten durch falsche Einstellungen

In der folgenden Tabelle wird aufgelistet, wie es zu falschen Einstellungen kommen kann, und was die möglichen Konsequenzen auf Geräteebene (nicht auf Netz-Ebene) sind.

### Interner NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Falscher Ländercode wird ausgewählt</b>	Wahrscheinlich. Einige Hersteller haben keine Schweizer Ländercodes implementiert. Einige Installateure sind sich gewohnt, die deutschen Ländereinstellungen zu wählen.	Die Auswirkungen sind gering, da die Schutzeinstellungen insb. in Deutschland (dürfte die häufigste Fehleinstellung sein) sehr ähnlich oder gleich sind.
<b>Default-Settings werden ausgewählt (kein Land)</b>	Nicht möglich, bei allen geprüften Wechselrichtern muss zur Inbetriebnahme ein Land ausgewählt werden.	Falls es ein WR gibt, der länderunabhängige Schutzeinstellungen aufweist, so dürften diese der EN 50549-1 angelehnt sein und damit weitgehend den Schweizer Einstellungen entsprechen.
<b>Einstellungen werden manuell manipuliert</b>	Unwahrscheinlich, denn dies müsste explizit und willentlich	Die maximal einstellbaren Werte in den geprüften Wechselrichtern sind



	erfolgen und kann nicht aus Bequemlichkeit geschehen.	
<b>WR ersetzt und neues Gerät falsch eingestellt</b>	Die möglichen Fehler entsprechen den obigen drei Punkten.	
<b>Der Installateur arbeitet sich akribisch durch die externen NA-Schutz-Einstellungen und vergisst dabei, auch den WR korrekt zu parametrieren</b>	Dies entspricht dem Risiko der Inbetriebnahme des Wechselrichters ohne- resp. mit den falschen Ländereinstellungen.	Für den korrekten Betrieb der Wechselrichter ist dies kritisch. Die Schutzeinstellungen dürften jedoch auch so einigermaßen korrekt sein, weil die Default-Werte weitgehend den Schweizer Einstellungen entsprechen.

#### Externer NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Falscher Ländercode wird ausgewählt</b>	Gering, 1-10%	
<b>Default-Settings werden beibehalten, keine Einstellungen werden gemacht</b>	Gering, 1-10%	Die Schutzeinstellungen können zu weit, zu eng oder eine Kombination von beidem sein. FRT des Wechselrichters kann übersteuert werden.
<b>Einstellungen werden manuell manipuliert / falsch eingestellt</b>		
<b>Externer NA-Schutz wird von Kunden ausgeschaltet</b>	Früher wurde davon aufgrund von Fehlauflösungen oft berichtet. Heute kann davon ausgehen, dass dies nicht mehr häufig vorkommt.	Das entsprechende NA-Schutzelement entfällt.
<b>Der Installateur arbeitet sich akribisch durch die WR-Einstellungen und vergisst dabei, auch den externen NA-Schutz korrekt zu parametrieren</b>	Sehr gering, unklar	Der externe NA-Schutz kann die Fault-Ride-Through- und die Regelungsfunktionen der Wechselrichter übersteuern.



## Fehlverhalten durch Installationsfehler

### Interner NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Aufgrund eines Installationsfehlers läuft der NA-Schutz im WR nicht / mangelhaft</b>	Dieser Fehler kann im Prinzip ausgeschlossen werden, da der WR als Gerät, nicht als Installation angeliefert wird. Die Signalabgriffe erfolgen im Inneren des WR und unterliegen deshalb keinem Fehlerrisiko bei der Installation.	-
<b>“falsche Verkabelung”</b>	Zusätzliche Fehler durch “falsche Verkabelung” ausserhalb des WR möglich, die für internen NA-Schutz relevant sind? Siehe Vortrag S. Providoli	Schienen im Vortrag begrenzte Auswirkung bzgl. NA-Schutz zu haben

### Externer NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Relais wird an einem falschen Stromkreis angeschlossen</b>	Entsprechende Fehler werden von Kontrolleuren rapportiert. Die Häufigkeit kann nicht eingeschätzt werden.	Aufgrund der kurzen Leitungen dürften Frequenz- und Spannungsmessungen nur geringfügig beeinflusst werden. Schalthandlungen ausserhalb der PV-Anlage können jedoch zum Abwurf der PV-Anlage führen.
<b>Relais wird anlagenseitig des NA-Schalters angeschlossen.</b>	Entsprechende Fehler werden von Kontrolleuren rapportiert. Die Häufigkeit kann nicht eingeschätzt werden.	Einmal ausgeschaltet, wird die Anlage nicht mehr eingeschaltet werden können, weil der NA-Schutz sich selber abgeworfen hat.
<b>Qualitätsfehler der Installation</b>	Unwahrscheinlich, aber möglich. Kontakte werden nicht sauber angeschlossen oder lösen sich.	Aufgrund der Fail-Save-Funktion hätte dies vermutlich die Netztrennung der PV-Anlage zur Folge.



## Fehlverhalten durch Produktfehler

### Interner NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Aufgrund eines fehlerhaften WR versagt der NA-Schutz</b>	Basierend auf der IEC 62109 (Sicherheitsnorm für PV-WR) müssen WR vor jedem Aufstarten eine umfangreiche Liste von Selbsttests abarbeiten. Die meisten Fehlfunktionen, z. B. ausfallende Spannungsmessungen oder verklebte Kontakte würden so detektiert. Hersteller schliessen deshalb einen WR-Betrieb bei nicht funktionierendem NA-Schutz praktisch aus.	Der Wechselrichter würde, bis zum Greifen eines anderen Schutzes (z. B. ein tieferer Komponentenschutz) ohne Schutz operieren.

### Externer NA-Schutz

Fehlerbeschreibung	Wahrscheinlichkeit	Konsequenzen für den NA-Schutz
<b>Aufgrund eines fehlerhaften NA-Schutzes versagt der NA-Schutz</b>	Unklar. Im Gegensatz zum WR gibt es für den externen NA-Schutz keinen Selbsttest. Es ist unklar, wie hoch die Quote der "klebenden" Kontakte eines Schalters ist, der z. B. über 10 Jahre nicht betätigt wurde.	Geringe Konsequenzen, da der interne NA-Schutz redundant vorhanden ist.



## 11.2 Anhang 2: Übersicht der Normen und Richtlinien des NA-Schutzes für EEA in der Schweiz in Netzebene 7