

Technische Bedingungen für Energieerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Stromversorgungsnetz der SAK

TB/EEA

Gültig ab 01.04.2021

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Technische Bedingungen | 3 |
| 2 | Verhalten der EEA im Verteilnetz | 3 |
| 2.1 | Frequenz- und Spannungsbereiche | 3 |
| 2.2 | Blindleistungsregelung (statische Netzstützung) | 3 |
| 2.3 | Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie | 4 |
| 2.3.1 | Verhalten von EEA > 800 W bis ≤ 250 kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung | 5 |
| 2.3.2 | Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung | 5 |
| 2.4 | Frequenzverhalten | 5 |
| 2.4.1 | Frequenzverhalten bei Überfrequenz | 6 |
| 2.4.2 | Frequenzverhalten bei Unterfrequenz | 7 |
| 2.5 | EEA > 1 MVA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz | 7 |
| 2.5.1 | Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) | 8 |
| 3 | Betrieb | 8 |
| 3.1 | Allgemein | 8 |
| 3.2 | Zuschaltbedingungen der EEA | 8 |
| 3.3 | Normalbetrieb | 8 |
| 3.4 | Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz | 8 |
| 4 | Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz | 9 |
| 4.1 | Schutz | 9 |
| 4.2 | Kuppelschalter | 9 |
| 4.2.1 | Externer Kuppelschalter | 9 |
| 4.2.2 | Integrierter Kuppelschalter | 9 |
| 4.3 | Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) | 9 |
| 4.3.1 | Externer NA-Schutz (EEA > 30 kVA) | 10 |
| 4.3.2 | Integrierter NA-Schutz (EEA ≤ 30 kVA) | 10 |
| 4.3.3 | Umsetzungsbeispiele NA- Schutz | 11 |
| 4.3.4 | Einstellungen für die NA-Schutzfunktion am (Haus-)Anschlusspunkt | 13 |
| 4.3.5 | Einstellungen Wechselrichter Schutzfunktion (Ländereinstellungen Schweiz) | 13 |
| 4.4 | Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung | 14 |
| 4.5 | Inselnetzerkennung | 14 |
| 4.6 | Einspeisereduzierung für PV- Anlagen auf Antrag EEA-Betreiber | 15 |
| 4.7 | Notstromanlagen (Netzersatzanlagen) | 15 |
| 4.8 | Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen | 15 |
| 4.8.1 | Kommunikationssysteme | 16 |
| 5 | Meldewesen | 16 |
| 5.1 | Inbetriebnahme | 16 |
| 5.2 | Werksabnahme, Abnahmemessung | 16 |
| 5.3 | Änderung und Erweiterungen der Anlage | 16 |
| 5.4 | Stichproben- und Nachkontrollen | 17 |
| 5.5 | Stilllegung durch die SAK | 17 |
| 5.6 | Haftung | 17 |
| 6 | Schlussbestimmungen | 17 |
| 6.1 | Änderungsverlauf | 17 |

1 Technische Bedingungen

Grundsätzlich gelten im Verteilnetz der SAK die Netzanschlussbedingungen Niederspannung (NAB-NS) und Mittelspannung (NAB-MS) sowie die Branchenempfehlung des VSE «[Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen](#)» (NA/EEA 2020). Im Folgenden werden die wichtigsten technischen Angaben der NA/EEA aufgeführt und präzisiert.

Diese Technischen Bedingungen gelten für alle Arten von Energieerzeugungsanlagen (EEA), die mit dem Verteilnetz verbunden sind und einspeisen, wie z. Bsp. Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Speicheranlagen (thermisch, mechanisch oder chemische Speicherung), bidirektionale Ladesäulen für Elektromobilität, Notstromanlagen, Blockheizkraftwerke, etc.

2 Verhalten der EEA im Verteilnetz

2.1 Frequenz- und Spannungsbereiche

Eine Netztrennung der EEA ist zwischen 85% - 110% Un nicht zulässig.

Eine EEA muss für bestimmte Mindestzeitdauern (quasistationäre Betrachtung) auch bei erhöhten bzw. zu niedrigen Spannungen bzw. Frequenzen am Netz bleiben. In folgendem Frequenzbereich, darf sich aufgrund von Frequenzschwankungen die EEA nicht vom Netz trennen. Sind die Frequenzabweichungen grösser als aufgeführt, ist die sofortige Netztrennung erlaubt.

| Frequenzbereich | Zeitraum für den Betrieb |
|---------------------|--------------------------|
| 47,5 Hz bis 49,0 Hz | ≥ 30 min |
| 49,0 Hz bis 51,0 Hz | unbegrenzt |
| 51,0 Hz bis 51,5 Hz | ≥ 30 min |

2.2 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

Ohne besondere Vorgaben der SAK ist ein $\cos\varphi = 1$ einzustellen.

EEA müssen unter normalen Betriebsbedingungen in der Lage sein, Blindleistung in den nachfolgend aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen. Abhängig von Netztopologie, Netzbelastung und Einspeiseleistung bestimmt die SAK dabei eine der folgenden Steuerungsarten:

| Typ der EEA | $800 \text{ VA} < \Sigma S_{E\max} \leq 3,6 \text{ kVA}$ | $3,6 \text{ kVA} < \Sigma S_{E\max} \leq 30 \text{ kVA}$ | $\Sigma S_{E\max} > 30 \text{ kVA}$ |
|--|---|---|---|
| Typ 1 Synchrongeneratoren, Brennstoffzellen, Stirlinggeneratoren | cos φ liegt zwischen 0,95 _{untererregt} und cos φ = 0,95 _{übererregt} | | <i>unter Berücksichtigung des Anlagentyps</i> cos φ = 0,90 _{untererregt} bis cos φ = 0,90 _{übererregt} a) Fester cos φ (Standard: 1) b) cos φ (P) –Kennlinie c) Q(U) -Kennlinie |
| Typ 2 Asynchrongeneratoren (ohne Blindleistungsregelung) | Fester cos φ = 0,95 _{untererregt} | | |
| Typ 2 Stromrichter EEA | Bereich: cos φ = 0,95 _{untererregt} bis cos φ = 0,95 _{übererregt} a) Fester cos φ (Standard: 1) b) cos φ (P) –Kennlinie | Bereich: cos φ = 0,90 _{untererregt} bis cos φ = 0,90 _{übererregt} c) Fester cos φ (Standard: 1,0) d) cos φ (P) –Kennlinie e) Q(U)-Kennlinie | |
| Stromrichter Energiespeicher | a) Fester cos φ (Standard: 1) | a) Fester cos φ (Standard: 1,0) b) Q(U)-Kennlinie | |

Gibt die SAK eine Kennlinie vor, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 s automatisch einstellen (siehe auch NA/EEA 2020 Kapitel 5.3).

2.3 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie

Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von EEA und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

Ein Netzfehler liegt vor, wenn die Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt der EEA unterhalb von $0,85 U_N$ oder oberhalb von $1,15 U_N$ liegt. Als Kriterium für das Fehlerende in Bezug auf die Spannung gilt der Wiedereintritt der am (Haus-)Anschlusspunkt anliegenden Spannungen in den Bereich von $-15\% U_N$ bis $+10\% U_N$ oder eine maximale Zeitdauer von 5 s.

Bei Spannungsunterbrüchen sind $EEA \leq 800 \text{ VA}$ vom Netz zu trennen (Auslösezeit $\leq 200 \text{ ms}$).

Hinsichtlich Netzfehlern im Verteilnetz müssen $EEA > 800 \text{ VA}$ das Verhalten gemäss den nachfolgenden Abbildungen aufweisen. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die Leiter-Erde-Spannung (Niederspannungsnetz) oder verkettete Spannung (Mittelspannungsnetz).

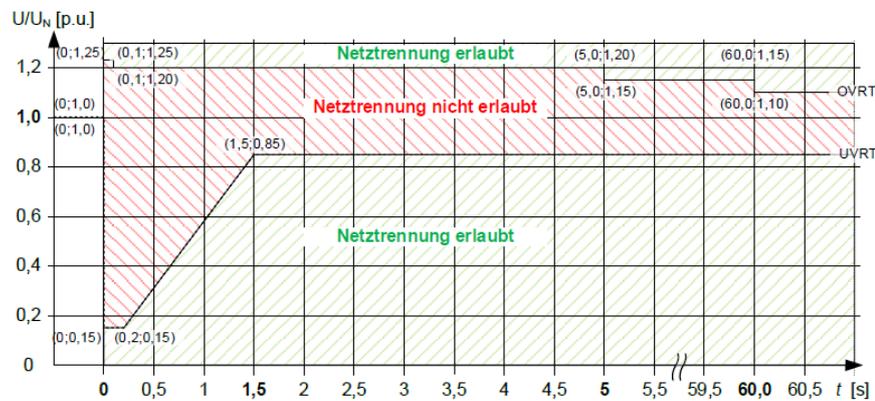


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA Typ 2 (nichtsynchron, Stromrichter und Energiespeicher)
 OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)
 UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

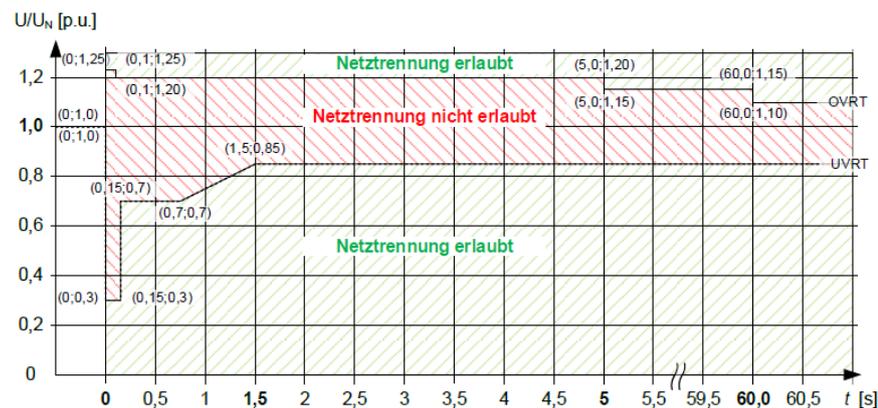


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA Typ 1 (synchron) Niederspannung oder Mittelspannung
 OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)
 UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

2.3.1 Verhalten von EEA > 800 W bis ≤ 250 kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung

Für EEA mit einer Gesamtleistung ≤ 250 kVA ist es grundsätzlich ausreichend, wenn die Anlagen bei transienten Spannungseinbrüchen am Netz bleiben ohne eine Pflicht zur Einspeisung eines Blindstromes. Bei Normalisierung der Netzspannung ist die Wirkleistung sofort nach Fehlerende schnellstmöglich auf den Vorfehlerwert zu steigern.

Alle EEA und Energiespeicher dürfen sich bei Über- und Unterspannungen innerhalb der vorgegebenen Bereiche nicht vom Netz trennen.

Typ-1-Einheiten (synchron) *dürfen* die Netzspannung während eines Netzfehlers durch Einspeisung eines geeigneten Wirk- und Blindstromes stützen.

Typ-2-Einheiten (asynchron, Stromrichter) ist es *nicht* erlaubt während eines Netzfehlers und einer Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt unterhalb von $0,8 U_n$ und oberhalb von $1,15 U_n$ einen Wirk- oder einen Blindstrom einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

Asynchrongeneratoren müssen innerhalb der dargestellten Grenzkurven am Netz bleiben und Prinzip bedingt einen Wirk- und Blindstrom liefern.

2.3.2 Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung

Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA grösser 250 kW in der Lage sein, einen Blindstrom in das Verteilnetz einzuspeisen um die Spannung zu stützen. Anlagen des Typs 1 (Synchrongeneratoren) weisen dieses Verhalten bereits physikalisch auf, weshalb keine speziellen Einstellungen vorgenommen werden müssen. Anlagen des Typs 2 (Asynchron, Stromrichter und sonstige) müssen die Spannung mit Blindstrom wie nachfolgend beschrieben stützen.

Alle EEA und Energiespeicher dürfen sich bei Über- und Unterspannungen innerhalb der vorgegebenen Bereiche **nicht** vom Netz trennen und müssen ab Fehlerbeginn während der gesamten Dauer eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstromes stützen.

Bei unsymmetrischen Fehlern hat die Blindstromeinspeisung durch die EEA nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem zu erfolgen. Der zusätzliche Blindstrom im Mitsystem ist dabei proportional zur Spannungsabweichung, im Gegensystem proportional zur Änderung der Gegensystemspannung. Der Strom wird dabei mit dem Verstärkungsfaktor k multipliziert. Die Ermittlung des Arbeitspunktes auf der Kennlinie muss kontinuierlich während der gesamten Fehlerdauer erfolgen, damit auf Fehlerwechsel mit geändertem Spannungsbild die Spannungsregelung angepasst wird. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 2 % des Nennstromes je Prozent der Spannungsveränderung bis mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein. Die Spannungsmessung erfolgt in der Regel an den Klemmen der Energieerzeugungseinheit (EEE). Der k -Faktor muss zwischen 2 und 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein. Sofern von der SAK keine Vorgabe erfolgt, ist ein k -Faktor von 2 einzustellen.

Während und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstrom-Einspeisung nicht dazu führen, dass die Überspannungsgrenzkurve verletzt wird und sich dadurch die EEA vom Netz trennt. Es ist zulässig, dass die EEA die Blindstromeinspeisung reduziert, wenn damit erreicht wird, dass die Anlage am Netz verbleibt.

2.4 Frequenzverhalten

Bei Frequenzen zwischen 47.5 Hz und 51.5 Hz ist eine automatische Trennung der EEA vom Verteilnetz auf Grund der Frequenzabweichung nicht zulässig.

Beim Unterschreiten von 47.5 Hz oder Überschreiten von 51.5 Hz muss eine automatische Trennung vom Verteilnetz erfolgen. Empfehlungen bezüglich der Schutzfunktionen und ihrer Einstellwerte sind im Kapitel 4.3.4 beschrieben.

EEE müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchfahren können und folgende Stabilitätsanforderungen aufweisen: Nichtsynchronezeugung ± 2,0 Hz/s, Synchronezeugung: ± 1,0 Hz/s.

2.4.2 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz

Im Falle einer Frequenz unter 49,8 Hz sollten EEA zur Netzstabilisierung die Wirkleistungsabgabe wenn möglich steigern. Energiespeicher im Lademodus müssen ihre Ladeleistung reduzieren und sofern möglich, in den Einspeisemodus wechseln und die Einspeiseleistung mit einem Gradienten von 100 % je Hertz erhöhen.

Bei netzbetriebsbedingter Reduktion der Frequenz ist eine Leistungsreduktion der EEA gemäss folgender Abbildung zulässig, sofern diese technisch begründbar ist. Unter 49,5 Hz wird für rotierende EEE eine Verringerung der Wirkleistungsabgabe von max. 10 % der Nennleistung pro 1 Hz toleriert.

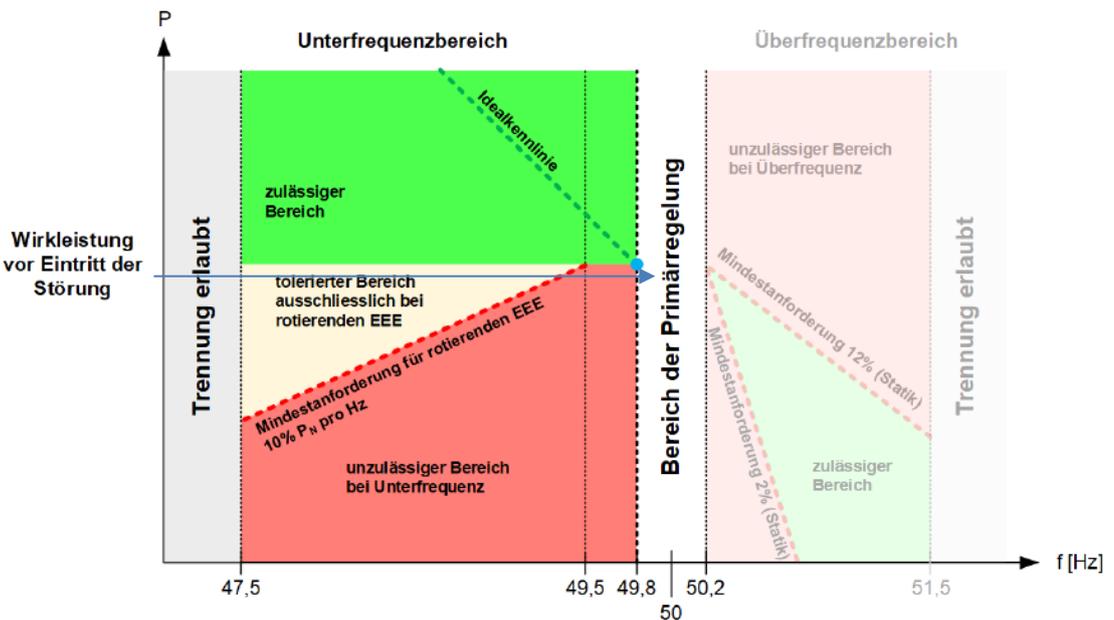


Abbildung: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz

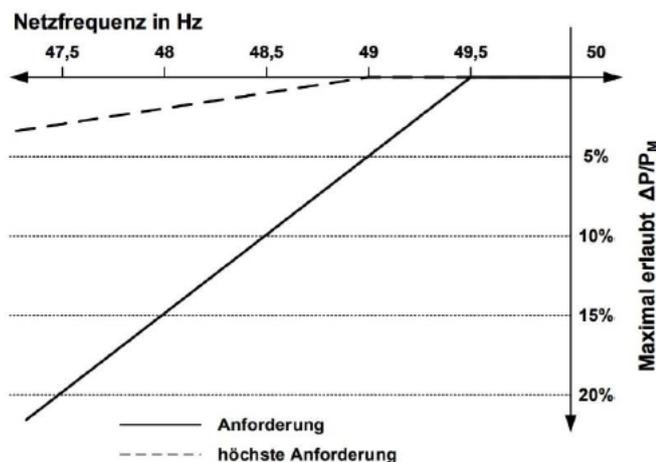


Abbildung: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz mit Werten

2.5 EEA > 1 MVA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz

Die Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen sind soweit möglich, analog der Einstellungen im Niederspannungsnetz und sind mit der SAK abzusprechen.

2.5.1 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

Bei Asynchrongeneratoren und permanent-erregten Generatoren von EEA > 1 MVA im Mittelspannungsnetz ist der Q-U-Schutz am Anschlusspunkt zwingend nötig.

| Funktion | Schutzeinstellwerte | | |
|------------|---------------------|---|---|
| Q-U-Schutz | $U < 0.85 U_c$ | Ind. Blindleistungsaufnahme > 5 % der vereinbarten Nennleistung | Auslösezeit 0.5 s - 1.5 s (kleiner Schutzzeit des Netzes) |

3 Betrieb

3.1 Allgemein

Die SAK betreibt ein gelöschtes Mittelspannungs-Verteilnetz. Bei einem Erdschluss wird die Versorgungsspannung in der Regel nicht automatisch ausgeschaltet. EEA müssen nicht vom Verteilnetz getrennt werden.

In Folge eines Kurzschlusses im Verteilnetz kann es zu manuellen oder automatischen Wiedereinschaltungen (AWE) kommen. Die EEA muss sich hinsichtlich Synchronisation selbst schützen. Der EEA-Betreiber ist verantwortlich für die Zu- oder Abschaltung der Anlage sowie für den Synchronisierungsvorgang.

Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, AWE oder andere Vorgänge im Verteilnetz nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen und dass in diesem Fall seine EEA keinen Schaden an Anlagen von Dritten provoziert.

Alle Schutz- und Schalteinrichtungen sind gemäss Starkstromverordnung alle 5 Jahre zu prüfen bzw. prüfen zu lassen.

3.2 Zuschaltbedingungen der EEA

- Es darf kein Auslösekriterium des Schutzes anstehen
- Netzspannung muss innerhalb der vorgegebenen Toleranzen sein: 85 % U_n bis 110 % U_n
- Frequenz muss innerhalb der vorgegebenen Toleranzen sein: 47,5 Hz bis 50,1 Hz
- Zuschaltung Wechselrichter mit Zeitverzögerung von min. 60 s (EEA > 250 kVA min. 600 s), NA-Schutz mit Zeitverzögerung 60s.
- Nach der Wiedereinschaltung wegen einer Auslösung des NA-Schutzes dürfen regelbare EEA den Gradienten von 10% der Wirkleistung P_{max} pro Minute nicht übersteigen. Nicht regelbare EEA müssen nach dem Zufallsprinzip nach zwischen 1 bis 10 min wieder zuschalten.

3.3 Normalbetrieb

EEA dürfen beim Zuschalten ans Netz keine unzulässigen Spannungsänderungen verursachen.

Der direkte Anschluss von Synchrongeneratoren an das Verteilnetz ist mit einer Synchronisierungseinrichtung vorzusehen. Die Einstellwerte sind mit der SAK abzustimmen. Übliche maximale Richtwerte sind:

Winkeldifferenz = $\pm 10^\circ$, Frequenzdifferenz = ± 200 mHz, Spannungsdifferenz = $\pm 10\%$ U_n .

Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen nur im Bereich von 95% bis 105% ihrer Synchrondrehzahl zugeschaltet werden. Inselbetriebsfähige, selbsterregte Asynchronmaschinen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden können, müssen die Zuschaltbedingungen für Synchronmaschinen einhalten.

3.4 Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz

Die SAK ist in folgenden Fällen berechtigt auch ohne vorgängige Benachrichtigung des EEA-Betreibers, eine vorübergehende Begrenzung der Wirkleistung, eine Anlagenabschaltung oder eine Anpassung des Blindleistungsverhaltens zu verlangen bzw. vorzunehmen.

- Gefährdung des sicheren Netzbetriebs (Netzstabilität, Spannungs- und Frequenzhaltung)
- Im Rahmen der Sicherheit und bei Bau-, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Verteilnetz
- Gefahr einer Inselnetzbildung, resp. Rücksynchronisation von Teilnetzen

4 Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz

4.1 Schutz

Schutzeinrichtungen müssen Fehler (z.B. Kurzschlüsse und Erdschlüsse) auf der Seite der EEA erkennen und abschalten. Zusätzlich müssen Fehler im nahen Verteilnetz (gleiche Spannungsebene) erkannt werden, damit sich die EEA nach einer festgelegten Zeit vom Verteilnetz trennt.

Die Betreiber von EEA sind für die Sicherstellung des Eigenschutzes selbst verantwortlich. Die Anordnung und Dimensionierung erfolgen gemäss NIN.

4.2 Kuppelschalter

Für den Anschluss der EEA an das Verteilnetz ist ein Kuppelschalter einzusetzen. Der Kuppelschalter wird von der NA-Überwachungseinheit angesteuert und löst automatisch aus, wenn mindestens eine Schutzfunktion angesprochen hat.

Der Kuppelschalter muss kurzschlussfest und allpolig (inkl. Neutralleiter) ausgeführt sein (siehe ESTI Weisung 219, Ziffer 8 und SNG 491000 - 2046c, Fall 9 in Tabelle).

Der Nachweis für die Kurzschlussfestigkeit der gesamten elektrischen Anlage ist auf Verlangen der SAK vom Anschlussnehmer zu erbringen.

4.2.1 Externer Kuppelschalter

Der externe Kuppelschalter ist ein eigenständiges Betriebsmittel und als galvanische Schalteinrichtung auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutzschalter, mechanischer Leistungsschalter). Er kommt bei EEA mit einer Gesamtleistung > 30 kVA zum Einsatz. Das Durchfahren einer Netzstörung mit auftretender Unterspannung darf beim externen Kuppelschalter keine Fehlfunktion zur Folge haben und die FRT-Anforderungen der EEA nicht unterlaufen.

Für die Auslegung sind zu berücksichtigen der Betriebsstrom, die Kurzschlussfestigkeit gemäss Netzdaten und Kurzschlussstrom-Schaltvermögen gemäss Kurzschlussstrom der EEA.

4.2.2 Integrierter Kuppelschalter

Als integrierte Kuppelschalter werden die in den Energieerzeugungseinheiten (EEE) integrierten Schalteinrichtungen (Gemäss Typenprüfung NEV (SR 734.26)) bezeichnet (bspw. im Stromrichter). Die Schalteinrichtung kann als Leistungsrelais, Schütz, mechanischer Leistungsschalter etc. ausgeführt sein. Die Schalteinrichtung stellt eine galvanische Abschaltung sicher. Bei EEA mit Stromrichter ist der Kuppelschalter auf der Netzseite jedes einzelnen Stromrichters vorzusehen.

Für EEA mit einer Gesamtleistung ≤ 30 kVA sind die in den Stromrichtern enthaltenen integrierten Kuppelschalter ausreichend. Es besteht keine Notwendigkeit für einen externen Kuppelschalter. Sofern es sich um eine einzelne EEE (bspw. Stromrichter) mit integriertem NA-Schutz und Kuppelschalter handelt, ist der integrierte Kuppelschalter bis ≤ 100 kVA ausreichend.

4.3 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

Der NA-Schutz hat die Aufgabe, die EEA bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen. Damit soll eine ungewollte Einspeisung in das Verteilnetz verhindert werden.

Der Ausfall der Versorgungsspannung am externen NA-Schutz oder an der Selbstüberwachung des externen oder des integrierten NA-Schutzes muss zur Auslösung des Kuppelschalters führen. Die Schutzauslösezeiten des integrierten NA-Schutzes dürfen durch sonstige Steuer- und Regelfunktionen nicht unzulässig verzögert werden.

Eine Pufferung der Versorgungsspannung für den Kuppelschalter ist aus folgenden Gründen für 3s sicherzustellen:

- Bei Ruhestromschaltung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter bei FRT im dem Bereich, in welchem keine Netztrennung zulässig ist, nicht anspricht.
- Bei einer Arbeitsstromauslösung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter nach der FRT und bei fehlender Versorgungsspannung des NA-Schutzes, ausgelöst werden kann.

Zu beachten sind die Umsetzungsbeispiele in Kapitel 4.3.3 oder NA/EEA 2020 Anhang A.2.

4.3.1 Externer NA-Schutz (EEA > 30 kVA)

Für EEA > 30 kVA ist eine externe NA-Schutzeinrichtung im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes notwendig. Pro Gebäude ist maximal ein NA-Schutz zulässig.

Der externe NA-Schutz ist ein eigenständiges Betriebsmittel. Folgende Funktionen müssen erfüllt werden:

- Potentialfreie Kontakte für die Ansteuerung der Kuppelschalter.
- Steuereingänge für die Rückmeldung der Kuppelschalter.
- Alternativ bei Verwendung von nur einem Kuppelschalter: Potentialfreier Kontakt für die Ansteuerung der EEE, mit welchem die Einfehlersicherheit mit der EEE realisiert werden kann. Wegfallendes Signal heisst Einspeiseleistung = 0%.
- Zur Prüfung des Auslösekreises ist eine Prüftaste oder ähnliche Testfunktion vorzusehen. Alternativ können auch alle Anschlüsse des NA-Schutzes auf Messklemmen geführt werden.

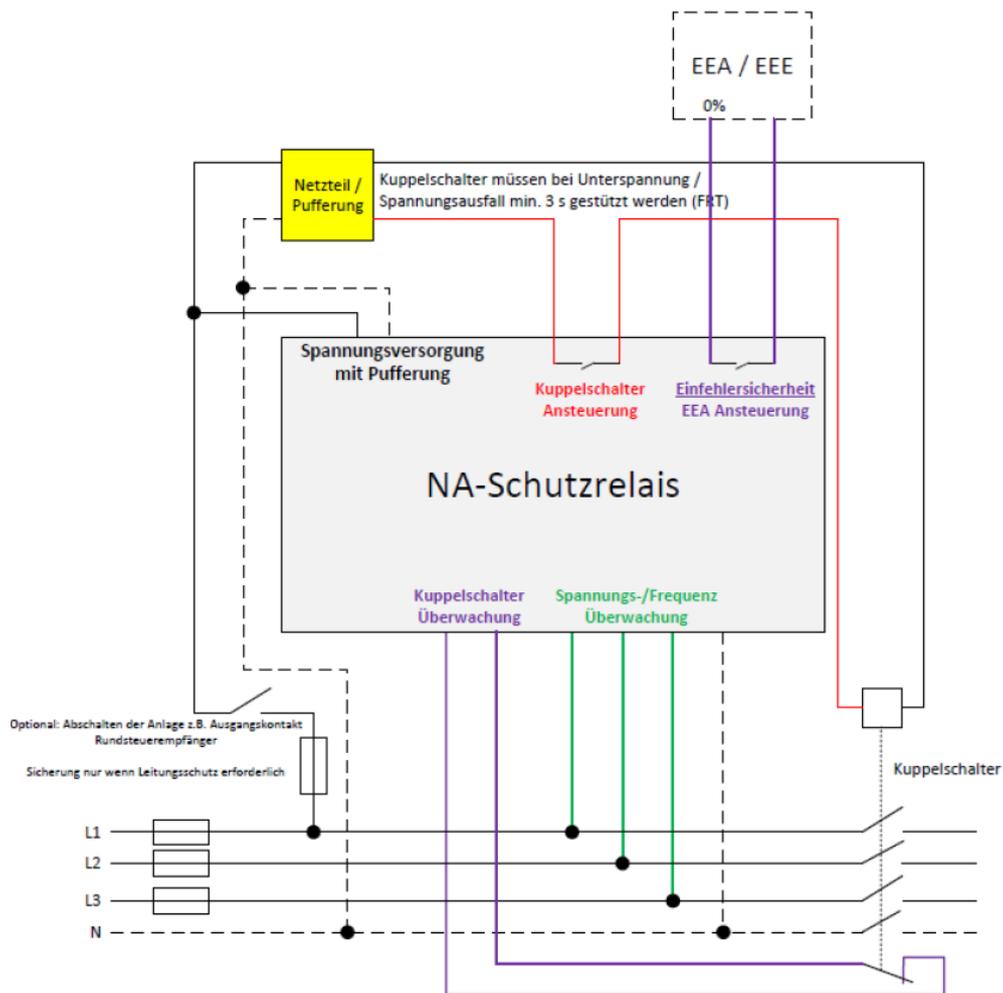


Abbildung: Externer NA-Schutz, externer Kuppelschalter mit Pufferung und Einfehlersicherheit zur EEE

4.3.2 Integrierter NA-Schutz (EEA ≤ 30 kVA)

Beim integrierten NA-Schutz kann der NA-Schutz in der programmierbaren Anlagensteuerung der EEE integriert sein (z. B. im Stromrichter). Dieser wirkt auf einen integrierten Kuppelschalter. In diesem Fall kann auf die Prüfmöglichkeit des Auslösekreises verzichtet werden.

4.3.3 Umsetzungsbeispiele NA- Schutz

| | |
|--|--|
| <p>EEA ≤ 30 kVA</p> <p>Eine Anlage mit mehreren Wechselrichtern.</p> | |
| <p>EEA ≤ 100 kVA</p> <p>Nur <u>ein</u> Wechselrichter bzw. EEE.</p> <p>Der NA- Schutz wirkt direkt auf den internen Kuppelschalter der EEE (K1). Dessen korrekte Funktion muss rückgemeldet und bei einer Fehlfunktion die EEE blockiert werden (mit K2, 0% Einspeisung)</p> | <p>— Spannungsmessung NA-Schutzrelais - - - Steuerverbindung - - - Einfehlersicherheit</p> |
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Eine Anlage mit mehreren Wechselrichtern.</p> <p>Bsp. 1 Externer NA- Schutz mit einem externen Kuppelschalter (K1). Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert mit K2 (0% Einspeisung).</p> | |
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Eine Anlage mit mehreren Wechselrichtern.</p> <p>Bsp. 2 mit zwei externen Kuppelschaltern.</p> | |
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Mehrere EEE und <u>mehrere</u> Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).</p> <p>Bsp. 3 Jedes Gebäude erhält einen eigenen externen NA-Schutz mit Kuppelschalter, welcher einfehlersicher ausgeführt ist.</p> <p>Externer NA- Schutz mit einem externen Kuppelschalter (K1). Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert mit K2 (0% Einspeisung).</p> | <p>— Spannungsmessung NA-Schutzrelais - - - Steuerverbindung - - - Einfehlersicherheit</p> |

| | |
|--|---|
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Mehrere EEE und <u>mehrere</u> Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).</p> <p>Bsp. 4 Externer NA- Schutz mit einem externen Kuppelschalter je EEE (K1). Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert mit K2 (0% Einspeisung).</p> | |
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Mehrere EEE und <u>mehrere</u> Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).</p> <p>Bsp. 5 Ein zentraler NA-Schutz mit zwei Kuppelschaltern.</p> <p>Bei einer Auslösung des NA-Schutzes werden alle Objekte stromlos.</p> | <p style="text-align: right;"> — Spannungsmessung NA-Schutzrelais - - - Steuerverbindung - - - Einfehlersicherheit </p> |
| <p>EEA > 30 kVA</p> <p>Mehrere EEE und <u>mehrere</u> Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).</p> <p>Bsp. 6 Externer NA- Schutz mit einem externen Kuppelschalter (K1). Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert mit K2 (0% Einspeisung).</p> <p>Bei einer Auslösung des NA-Schutzes werden alle Objekte stromlos.</p> | |

4.3.4 Einstellungen für die NA-Schutzfunktion am (Haus-)Anschlusspunkt

| Schutzfunktionen | Schutz-Einstellwerte ^{a)} | | | Zuschaltbedingungen Kap. 3.2 |
|---|------------------------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------------|
| Spannungssteigerungsschutz $U >>$ | 276 V | 1,20 U_n | ≤ 100 ms | 253 V (110% von U_n) |
| Spannungssteigerungsschutz $U >$ (gleitender 10min-Mittelwert) | 253 V | 1,10 U_n ^{c)} | ≤ 100 ms | 253 V |
| Spannungsrückgangsschutz $U <$ | 184 V | 0,8 U_n | 1500 ms ^{d)} | 196 V (85% von U_n) |
| Spannungsrückgangsschutz $U <<$ | 103 V | 0,45 U_n | 300 ms ^{d)} | 196 V |
| Frequenzrückgangsschutz $f <$ | 47,5 Hz | | ≤ 100 ms | 47,5 Hz |
| Frequenzsteigerungsschutz $f >$ | 51,5 Hz | | ≤ 100 ms | 50,1 Hz |
| Inselnetzerkennung | aktiv, sofern verfügbar | | | |
| Zeitverzögerung für Wiedereinschaltung | | | | 60 s |

4.3.5 Einstellungen Wechselrichter Schutzfunktion (Ländereinstellungen Schweiz)

| Grid connection criterias | | | |
|---|----------------------|----------------|--|
| Parameter | Symbol | Wert | Bemerkung zum Parameter |
| Min. Spannung für die Zuschaltung | $U_{ac\ min}$ | 196 V | 85% von U_n |
| Max. Spannung für die Zuschaltung | $U_{ac\ max}$ | 253 V | 110% von U_n |
| Min. Frequenz für die Zuschaltung | $f\ min$ | 47,5 Hz | |
| Max. Frequenz für die Zuschaltung | $f\ max$ | 50,1 Hz | Muss zusammen mit $U_{ac\ NP\ min}$ zutreffen |
| Zeit für Check U/f bevor Wiedereinschaltung | t | 60 s | Min. Verzögerungszeit Wiedereinschaltung nach Fehler ^{e)} |
| Rampe beim Anfahren | Soft Start | ON | Standardwert: eingeschaltet |
| Gradient der Rampe | $P_{ac\ Steigerung}$ | 10 % P_n/Min | |

| Grid protection criterias | | | | |
|---|----------------|-------------------|---------------|---|
| Parameter | Symbol | Wert | Zeit | Bemerkung zum Parameter |
| Überspannung | $U >>$ | 276 V | ≤ 100 ms | 120% von U_n ^{a)} |
| Überspannung (gleitender 10min-Mittelwert) | $U >$ | 253 V | ≤ 100 ms | 110% von U_n ^{b), c)} |
| Unterspannung | $U <$ | 184 V | 1500 ms | 80% von U_n ^{d)} |
| Unterspannung | $U <<$ | 104 V | 300 ms | 45% von U_n ^{d)} |
| Unterfrequenz | $f <$ | 47,5 Hz | ≤ 100 ms | |
| Überfrequenz | $f >$ | 51,5 Hz | ≤ 100 ms | |
| Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz | $P(f)$ | ON | - | |
| Startschwelle für Leistungsreduktion | $f\ start$ | 50,2 Hz | - | |
| Gradient Leistungsreduktion | $P(f)\ red$ | 40 % P_{mom}/Hz | - | |
| Inselnetzerkennung | Anti Islanding | 5,00 s | - | Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 s, Nachweis mit SNEC 62116:2014 |

| Grid Operation | | | |
|-------------------------------|--------------|---------|--|
| Parameter | Symbol | Wert | Bemerkung zum Parameter |
| Blindleistungsregelung | $\cos\ \phi$ | 1,00 | Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe der SAK |
| FRT-Verhalten | FRT | aktiv | Einhalten $u(t)$ -Kurve EEA Typ 2 (Asynchron, Stromrichter) |
| Blindstromeinspeisung bei FRT | | inaktiv | Dynamische Netzstützung ohne Blindstromeinspeisung ^{e)} |
| k-Faktor | k-Faktor | inaktiv | Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe der SAK ^{e)} |

- a) Die zeitliche Vorgabe " ≤ 100 ms" für den Schutzrelais-Einstellwert geht von einer maximalen Eigenzeit des NA-Schutzrelais inklusive Kuppelschalter von ebenfalls 100 ms aus. Damit ergeben sich maximal 200 ms Gesamtab Schaltzeit.
- b) Wenn bspw. bei längeren Leitungen in der Hausinstallation der Spannungsfall nicht zu vernachlässigen ist und die EEA aufgrund dessen wegen des Überspannungsschutzes $U >$ auslöst, kann der Installateur in eigener Verantwortung die Einstellung des Überspannungsschutzes $U >$ an der dezentralen EEA resp. EEE unter folgenden Bedingungen auf bis zu $1,15 U_n$ erhöhen: Die SAK bewilligt die Parameteränderung und die Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt darf $1,10 U_n$ nicht überschreiten. Dies muss mittels externen NA-Schutz sichergestellt werden.
- c) Wertet die $U >$ -Funktion nicht den gleitenden 10-Minuten-Mittelwert aus, ist eine Einstellung von $1,10 U_n$ mit einer Verzögerung von 60 s empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung zu beachten.
- d) Das Mittelspannungsnetz der SAK kann mit einer AWE betrieben werden. Die SAK kann deshalb andere Schutzeinstellungen für $U <<$ -Funktion und $U <$ -Funktion vorgeben.
- e) Bei EEA > 250 kVA beträgt die min. Verzögerungszeit für die Wiederzuschaltung 600 s und es muss die die FRT-Funktionalität mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung aktiviert werden mit k-Faktor = 2 (Kapitel 2.3.2).

Für EEE wie Stirlinggeneratoren, Brennstoffzellen, direkt oder über Stromrichter gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n \leq 250$ kW dürfen für den Eigenschutz sensitivere Spannungsschutzeinstellungen gewählt werden, welche die FRT-Anforderung unterlaufen. Es wird eine Schutzeinstellung der $U <$ -Funktion von $0,8 U_n$, 100 ms (unverzögert) empfohlen.

4.4 Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung

Die SAK benötigt die Steuermöglichkeiten und die Messwerte, für den Fall, dass sie die Netzstabilität und den sicheren Netzbetrieb sicherstellen muss.

Der Montageplatz für Einrichtungen der SAK, die für den Anschluss der EEA erforderlich sind (z.B. Verrechnungsmessung, Produktionsmessung, Fernsteuerung mit Kommunikationseinrichtungen, Hilfsenergie, USV, etc.), ist vom Anschlussnehmer kostenlos zur Verfügung zu stellen. Es ist auf Verlangen der SAK eine geeignete Schnittstelle für die Fernsteuerung im Bereich der Messung umzusetzen – auch zu einem späteren Zeitpunkt nach Bewilligung der Anlage.

Die EEA muss folgende Schnittstellen aufweisen oder zur Verfügung stellen

- Binäreingang zur Abschaltung der EEA (Einspeiseleistung = 0 kVA)
- EEA > 30 kVA müssen drei Binäreingänge zur Steuerung der Wirkleistung aufweisen:
 - Ein Binäreingang für 0% der Nennleistung (Einspeiseleistung = 0 kVA)
 - Ein Binäreingang für 30% der Nennleistung
 - Ein Binäreingang für 60% der Nennleistung
- EEA > 100 kVA müssen ihre Wirkleistung in Stufen von min. 10% reduzieren können. Die Reduktion muss auf den von der SAK vorgegebenen Sollwert möglich sein. Eine Blindleistungsregelung regelt die SAK mit dem EEA Betreiber projektspezifisch.

Die Binäreingängen werden als potentialfreie Schliesskontakte (Normally Open – NO) ausgeführt.

Schnittstellen für EEA > 250 kVA

Bei EEA > 250 kVA kann die SAK die Übertragung des aktuellen Anlagenzustandes und Messwerten (I, U, P, Q) der EEA sowie die Steuermöglichkeit darauf verlangen. Sie findet in Echtzeit statt.

Die Steuerung der EEA kann in diesem Fall über die oben im Kapitel 4.4 definierten Schnittstellen oder über eine serielle Schnittstelle erfolgen.

Kommunikationsanbindung

Die SAK kann eine EEA über verschiedene Varianten ansteuern. Eine Möglichkeit bietet die Power Line Communication PLC (siehe NA/EEA 2020 Beispiel A.3.1) oder mittels Fernwirktechnik über das Mobilnetz (siehe NA/EEA 2020 Beispiel A.3.3).

4.5 Inselnetzerkennung

Die Erkennung eines Inselnetzes muss innerhalb von 5 s erfolgen. Die dynamische Netzstützung sowie die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung hat höhere Priorität als die Inselnetzerkennung. Die Inselnetzerkennung kann für die Dauer der dynamischen Netz-

stützung deaktiviert werden. Bleibt die Inselnetzerkennung aktiv, so darf sie die dynamische Netzstützung und die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung nicht unterlaufen.

Die resultierende Abschaltzeit einer EEA im Falle von FRT und einer darauffolgenden Inselnetzbildung darf unter Berücksichtigung der kumulierten Zeiten maximal 9 s betragen.

4.6 Einspeisereduzierung für PV- Anlagen auf Antrag EEA-Betreiber

Auf Antrag des EEA-Betreibers kann unter speziellen Voraussetzungen die maximale Produktionsleistung auf dem Wechselrichter reduziert werden, um dadurch auf eine Netzverstärkung verzichten zu können. Die maximale Rückspeiseleistung gibt die SAK vor und erfolgt

- statisch auf dem Wechselrichter mit Vorgabe eines max. Leistungswertes, welcher der maximalen Rückspeiseleistung ins Verteilnetz der SAK entspricht.
- dynamisch mittels einer Leistungsregelung, welche die maximale Rückspeiseleistung ins Verteilnetz der SAK begrenzt. Bei Ausfall der Leistungsregelung muss die max. Rückspeiseleistung eingehalten werden.

4.7 Notstromanlagen (Netzersatzanlagen)

Notstromanlagen versorgen ein kundeneigenes Netz im Inselbetrieb. Ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur Synchronisierung von Notstromanlage und Verteilnetz ist zulässig. Die Dauer für den Parallelbetrieb umfasst die Umschaltzeit und ist auf maximal 60 s festgelegt. Ausgenommen hiervon ist nur der Probetrieb für Testzwecke gemäss den Angaben des Herstellers der Notstromanlage.

Für Notstromanlagen gelten die gleichen Bedingungen wie für EEA im Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz der SAK. Für die Entkopplungsschutzeinrichtung ist jedoch mindestens ein Spannungs- und Frequenzschutz vorzusehen, welcher in der Funktionsautomatik der Notstromanlage integriert sein kann. Der Einsatz von Vektorsprungrelais ist erlaubt. Das Kundennetz muss bei Inselbetrieb allpolig vom Verteilnetz der SAK getrennt werden (drei Aussenleiter und Neutralleiter).

Empfohlenen Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen:

| Funktion | Schutzeinstellwerte | |
|--|---------------------|-----------|
| Überspannungsschutz U> | 1.1 Un | Momentan* |
| Unterspannungsschutz U< | 0.80 Un | Momentan* |
| Überfrequenzschutz f> | 50.1 Hz | Momentan* |
| Unterfrequenzschutz f< | 47.5 Hz | Momentan* |
| Momentan = 50...150 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen) | | |

Geht der Parallelbetrieb einer Notstromanlage mit dem Netz über den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 60 s hinaus (z.B. bei Teilnahme der Notstromanlage am Systemdienstleistungsmarkt), sind sämtliche Anforderungen für EEA einzuhalten.

4.8 NetZRückwirkungen / störende Beeinflussungen

Unter NetZRückwirkung versteht man die Beeinflussung des Verteilnetzes durch angeschlossene elektrische Geräte und die gegenseitige Beeinflussung von elektrischen Geräten über das Verteilnetz. Treten durch den Betrieb von Geräten und Anlagen Störungen im Verteilnetz auf oder werden die Grenzwerte gemäss „Technische Regeln zur Beurteilung von NetZRückwirkungen DACHZ“ am Verknüpfungspunkt überschritten, so kann die SAK besondere Massnahmen zu deren Behebung verlangen. Die Kosten zur Behebung dieser störenden Beeinflussungen gehen zu Lasten des Verursachers.

Generell müssen EEA dreiphasig ans Verteilnetz angeschlossen werden, um Spannungsunsymmetrien zu verhindern.

Der einphasige Anschluss einer EEA ist möglich, sofern $\Sigma S_{E_{max}} \leq 3.7 \text{ kVA}$ pro Phase ($\Sigma S_{E_{max}}$ = max. Scheinleistung einer EEA).

Somit ergibt sich eine maximale Anlagenleistung von 11 kVA aus einphasigen, nicht kommunikativ gekoppelten Erzeugungsanlagen. Anlagen mit mehreren einphasigen Erzeugungsanlagen müssen sich im Betrieb wie dreiphasige symmetrische Erzeugungsanlagen verhalten. Dies kann mit einer kommunikativen Kopplung der einzelnen Erzeugungsanlagen oder mit Dreiphasenspannungsüberwachungsrelais sichergestellt werden.

4.8.1 Kommunikationssysteme

Die SAK betreibt Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA). Falls eine Erzeugungsanlage den Betrieb der Rundsteueranlagen unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen, auch wenn die Beeinträchtigungen zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden.

Kommunikationsgeräte über Power Line Communication (PLC, verwendet von Smart Metering / - Grid Systemen) kommunizieren in der Regel im CENELEC A Band (35 bis 91kHz). Falls eine Erzeugungsanlage die PLC-Kommunikation unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen.

5 Meldewesen

5.1 Inbetriebnahme

Das Verfahren zur Inbetriebnahme der EEA ist in den Werkvorschriften (WV-CH) geregelt. Der EEA-Betreiber ist dafür verantwortlich, dass die Grenzwerte nach den «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ», die Netzanschlussbedingungen der SAK sowie deren Vorgaben eingehalten werden.

Insbesondere müssen folgende Unterlagen vorliegen:

- Bewilligtes Technisches Anschlussgesuch mit einpoligem Prinzipschema der Anlage. Die darin vorgegebenen Massnahmen der SAK sind umgesetzt.
- Installationsanzeige
- Schriftliche Bestätigung, dass alle im Prüfprotokoll der SAK vorgegebenen Bedingungen umgesetzt und eingehalten werden.

Bei Anlagen **> 30 kVA** vereinbart der EEA-Betreiber oder der Installateur mit der SAK einen Termin für die Inbetriebnahme der EEA. Der Anlagenlieferant muss für die Kontrolle der Parametereinstellungen und der Schutzeinstellungen anwesend sein.

5.2 Werksabnahme, Abnahmemessung

Mit der Werksabnahme prüft die SAK soweit dies möglich ist, ob die vorgegebenen Massnahmen umgesetzt wurden.

Wenn ausgehend von der EEA unzulässige Netzurückwirkungen (siehe Kapitel 4.8) zu erwarten sind, kann die SAK eine Abnahmemessung durchführen. Die Messkosten werden dem Anlagebetreiber in Rechnung gestellt, sofern die Abnahmemessung nicht erfolgreich ist.

Der Anlagebetreiber trifft zu eigenen Kosten selber geeignete Massnahmen zur Behebung der unzulässigen Netzurückwirkungen, auch dann, wenn sie erst nach der Abnahme im Betrieb festgestellt werden.

5.3 Änderung und Erweiterungen der Anlage

Änderungen in der Anlage sind der SAK mit einer Installationsanzeige mitzuteilen.

Wird eine Anlage erweitert, muss die bestehende Anlage den neuen Bedingungen und den Vorgaben der SAK soweit als möglich angepasst werden. (bspw. der NA-Schutz muss für die bestehende Anlage nachgerüstet werden.)

5.4 Stichproben- und Nachkontrollen

Die SAK kann jederzeit Stichprobenkontrollen sowie bei nicht erfolgreicher Werksabnahme Nachkontrollen durchführen.

Werden bei Stichprobenkontrollen Mängel festgestellt oder muss wegen nicht erfolgreicher Werksabnahme eine Nachkontrolle durchgeführt werden, verrechnet die SAK ihre Aufwendungen dem Verursacher.

5.5 Stilllegung durch die SAK

Die SAK behält sich das Recht vor, den Parallelbetrieb der EEA aufzuheben, wenn

- Kontrollarbeiten an der EEA durchgeführt werden müssen
- die Schutzeinrichtungen der EEA versagen
- die Anlage unzulässige Netzurückwirkungen verursacht
- bei Störungen und Instandhaltungsarbeiten (siehe auch Kapitel 3.4)

5.6 Haftung

Der Eigentümer der EEA haftet für sämtliche durch seine Anlage verursachten Sach- und Personenschäden im Sinne des Elektrizitätsgesetzes. Er haftet ferner für die Aufwendungen der SAK für die Störungssuche sowie für Schäden im Verteilnetz, welche nachweislich durch die EEA verursacht wurden.

6 Schlussbestimmungen

Diese Technischen Bedingungen treten auf den 1. April 2021 in Kraft und gelten für alle EEA oder Erweiterungen, welche nach diesem Datum von der SAK mittels Anschlussgesuch beurteilt wurden.

Die SAK ist berechtigt, diese Richtlinie abzuändern oder zu ergänzen.

6.1 Änderungsverlauf

| Index | Datum | Geändert | Änderung |
|-------|------------|----------|--|
| 1.0 | 01.01.2012 | NR2/EGS | Erste Ausgabe |
| 2.0 | 01.06.2015 | NR2/EGS | Komplettüberarbeitung in Anlehnung der VSE NA/EEA 2014 |
| 3.0 | 01.04.2018 | NR2/EGS | Harmonisierung mit Kantonswerken |
| 3.1 | 10.08.2018 | NR2/EGS | Ergänzung Kapitel 4 mit Schema NA Schutz |
| 4.0 | 01.04.2021 | NR2/EGS | Überarbeitung in Anlehnung der VSE NA/EEA 2020 |
| 4.1 | 01.07.2021 | NR2/EGS | Fehlerkorrektur Tabelle 4.3.5. $U < 1500\text{ms}$, $U << 300\text{ms}$ |