

# **Technische Bedingungen** für Energieerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz

Gültig ab 1. Januar 2024

# Inhaltsverzeichnis

|                                                                                                      |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Technische Bedingungen .....</b>                                                               | <b>3</b>  |
| <b>2. Verhalten der EEA im Verteilnetz .....</b>                                                     | <b>3</b>  |
| 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 $\leq 250$ 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         |
| <b>3. Betrieb .....</b>                                                                              | <b>8</b>  |
| 3.1 Allgemein .....                                                                                  | 8         |
| 3.2 Zuschaltbedingungen der EEA .....                                                                | 8         |
| 3.3 Normalbetrieb .....                                                                              | 8         |
| 3.4 Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz .....                               | 8         |
| <b>4. Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz .....</b>                                   | <b>9</b>  |
| 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 > 100 kVA) .....                                                       | 10        |
| 4.3.2 Integrierter NA-Schutz (EEA $\leq 100$ 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 .....                                                                    | 15        |
| <b>5. Meldewesen .....</b>                                                                           | <b>16</b> |
| 5.1 Inbetriebnahme .....                                                                             | 16        |
| 5.2 Werksabnahme, Abnahmemessung .....                                                               | 16        |
| 5.3 Änderung und Erweiterungen der Anlage .....                                                      | 16        |
| 5.4 Stichproben- und Nachkontrollen .....                                                            | 16        |
| 5.5 Stilllegung durch die WBM .....                                                                  | 16        |
| 5.6 Haftung .....                                                                                    | 16        |
| <b>6. Schlussbestimmungen .....</b>                                                                  | <b>17</b> |
| 6.1 Änderungsverlauf .....                                                                           | 17        |

## 1. Technische Bedingungen

Grundsätzlich gelten im Verteilnetz der WBM folgende Reglemente, Vorschriften und Empfehlungen:

- das Reglement über die Stromversorgung
- das Reglement über Anschlussbeiträge für den Netzanschluss
- die Werkvorschriften für Neuanschlüsse
- die AGB für den Netzanschluss und die Netznutzung
- die Werkvorschriften (WV-CH)
- 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%  $U_N$  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 | $\geq 30$ min            |
| 49,0 Hz bis 51,0 Hz | unbegrenzt               |
| 51,0 Hz bis 51,5 Hz | $\geq 30$ min            |

### 2.2 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

Ohne besondere Vorgaben der WBM ist ein  **$\cos \varphi = 0.95$**  untererregt einzustellen.

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

| Typ der EEA                                                    | 800 VA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 3,6$ kVA                                                                                                                                                           | 3,6 kVA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 100$ kVA                                                                                                                                                                            | $\Sigma S_{E_{max}} > 100$ kVA                                                                                                                                                                                                                               |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Typ 1                                                          | $\cos \varphi$ liegt zwischen 0,95 <small>untererregt</small> und $\cos \varphi = 0,95$ <small>übererregt</small>                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                        | <i>unter Berücksichtigung des Anlagentyps</i><br>$\cos \varphi = 0,90$ <small>untererregt</small> bis $\cos \varphi = 0,90$ <small>übererregt</small><br>a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 0.95)<br>b) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie<br>c) Q(U) –Kennlinie |
| Synchrongeneratoren<br>Brennstoffzellen<br>Stirlinggeneratoren |                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Typ 2                                                          | Fester $\cos \varphi = 0,95$ <small>untererregt</small>                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Asynchrongeneratoren<br>(ohne Blindleistungsregelung)          |                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Typ 2                                                          |                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Stromrichter EEA                                               | Bereich:<br>$\cos \varphi = 0,95$ <small>untererregt</small> bis<br>$\cos \varphi = 0,95$ <small>übererregt</small><br>a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 0.95)<br>b) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie | Bereich:<br>$\cos \varphi = 0,90$ <small>untererregt</small> bis $\cos \varphi = 0,90$ <small>übererregt</small><br>c) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 0.95)<br>d) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie<br>e) Q(U)–Kennlinie |                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Stromrichter<br>Energiespeicher                                | a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 0.95)                                                                                                                                                            | a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 0.95)<br>b) Q(U)–Kennlinie                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                              |

Geben die WBM 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).

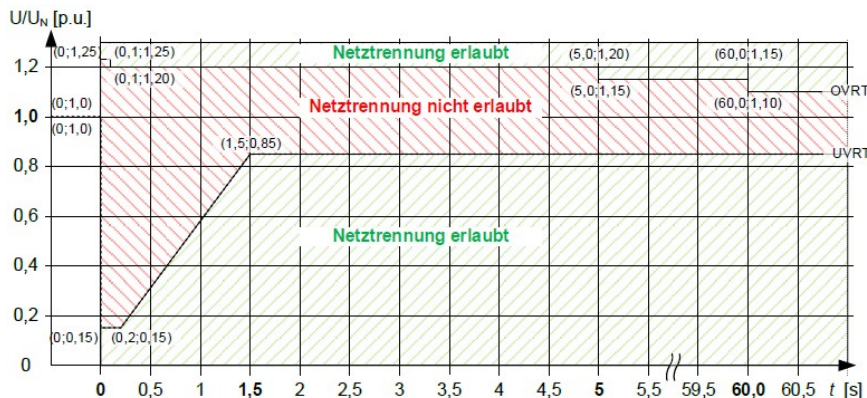


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA Typ 2 (nichtsynchron, Stromrichter und Energiespeicher)

OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)

UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

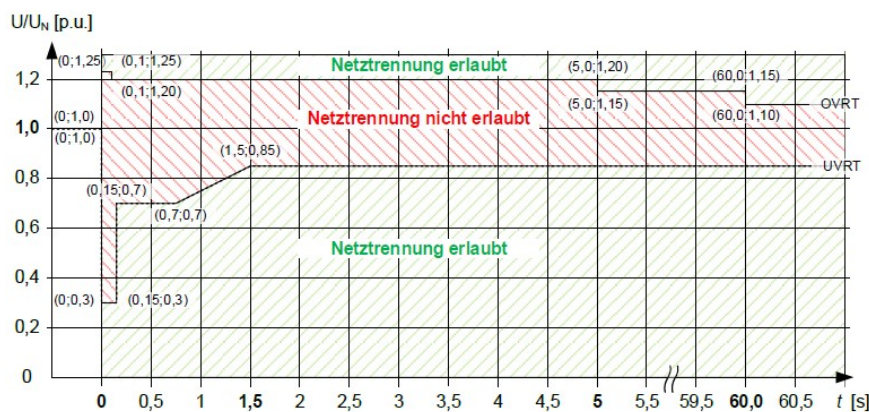


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA Typ 1 (synchron) Niederspannung oder Mittelspannung

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 $\leq 250$ kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung

Für EEA mit einer Gesamtleistung  $\leq 250$  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 den WBM 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: Nichtsynchronerzeugung  $\pm 2,0$  Hz/s, Synchronerzeugung:  $\pm 1,0$  Hz/s

### 2.4.1 Frequenzverhalten bei Überfrequenz

Bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz und höher müssen EEA und Energiespeicher ihre Leistung gemäss folgender Abbildung reduzieren. Die maximale Reaktionszeit bis zum Beginn der Einleitung der Leistungsreduktion liegt bei 2 Sekunden.

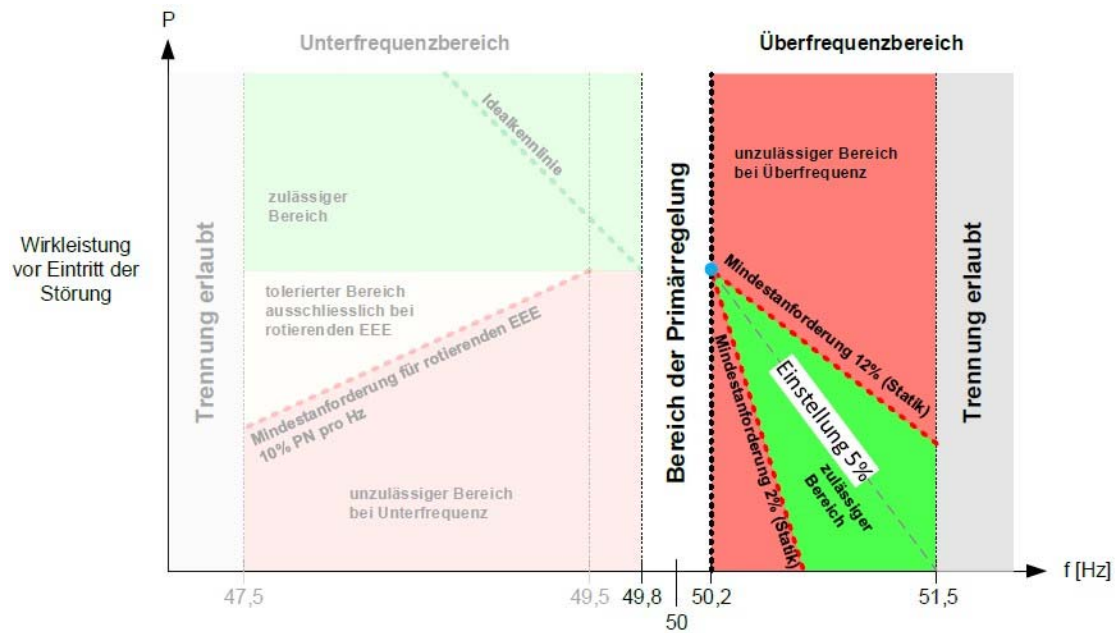
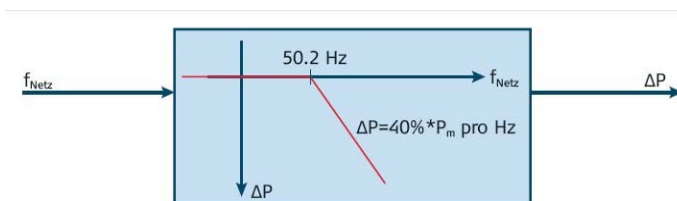


Abbildung: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz mit einer Statik von 5% entspricht einem Gradienten von 40%.

Synchrone EEA (Typ 1) müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die **maximale Wirkleistung**  $P_m$  mit einem Gradienten von 40% \*  $P_m$  pro Hertz reduzieren. Energiespeicher gelten diesbezüglich als EEA Typ 1.

Asynchrone oder Stromrichter EEA (Typ 2) müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die **momentan erzeugte Wirkleistung**  $P_m$  (bezogen auf aktuellen Wert zum Zeitpunkt der Überschreitung der Netzfrequenz 50,2 Hz) mit einem Gradienten von 40% \*  $P_m$  pro Hertz reduzieren.



$$\Delta P = 20 P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{mit} \quad 50,2 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} < 51,5 \text{ Hz}$$

$P_m$  Momentane verfügbare Leistung

$\Delta P$  Leistungsreduktion

$f_{\text{Netz}}$  Netzfrequenz

Keine Einschränkung:  $47,5 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$

Trennung vom Netz:  $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$  und  $f_{\text{Netz}} \geq 51,5 \text{ Hz}$

Abbildung: Leistungsreduktion bei Überfrequenz

## 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.

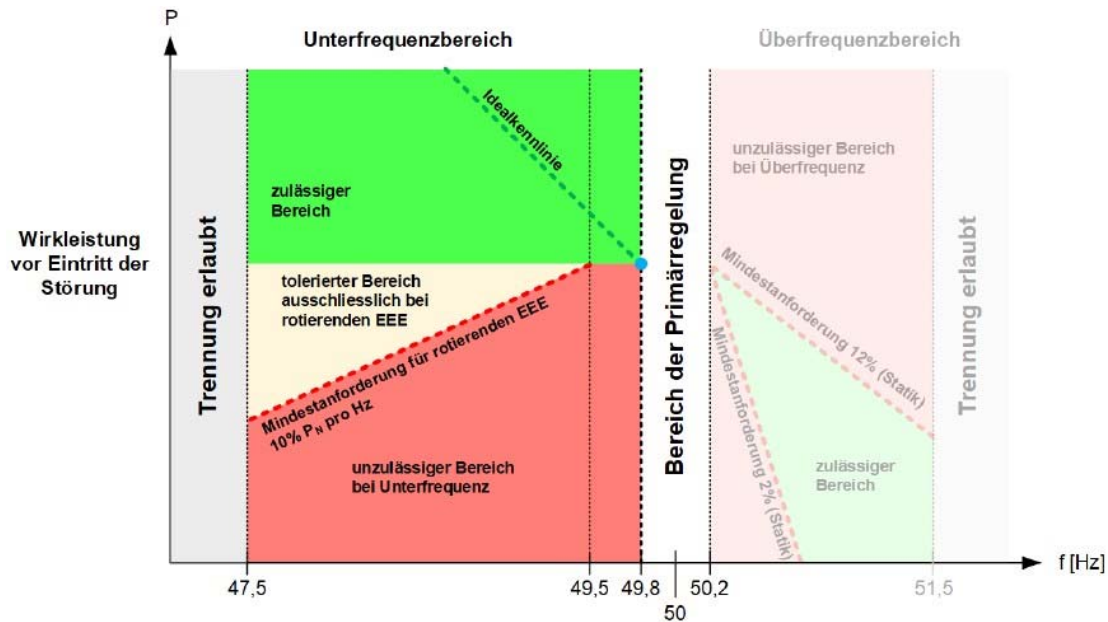


Abbildung: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEA bei Unterfrequenz

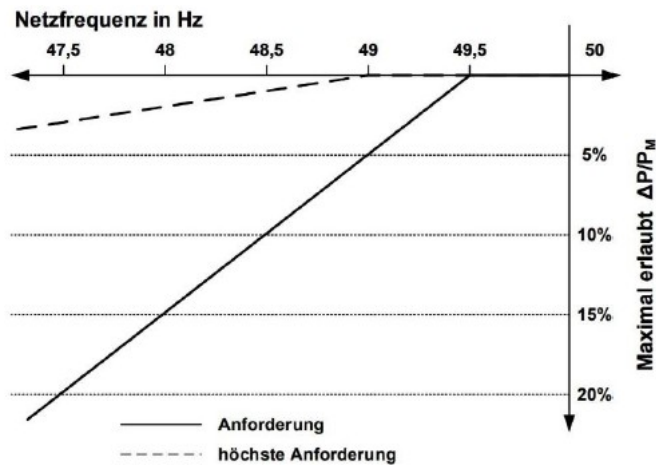


Abbildung: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEA bei Unterfrequenz mit Werten

## 2.5 EEA > 1 MVA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz

Die Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen sind soweit möglich, analog der Einstellungen im Niederspannungsnetz und sind mit den WBM 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 WBM betreiben ein gelöstes 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 Wiederschaltung 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 den WBM abzustimmen. Übliche maximale Richtwerte sind: Winkeldifferenz =  $\pm 10^\circ$ , Frequenzdifferenz =  $\pm 200$  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 WBM sind 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 220, Ziffer 4.6 und SNG 491000 - 2046c, Fall 9 in Tabelle).

Der Nachweis für die Kurzschlussfestigkeit der gesamten elektrischen Anlage ist auf Verlangen der WBM 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 > 100 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  $\leq 100$  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  $\leq 100$  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 > 100 kVA)

Für EEA > 100 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

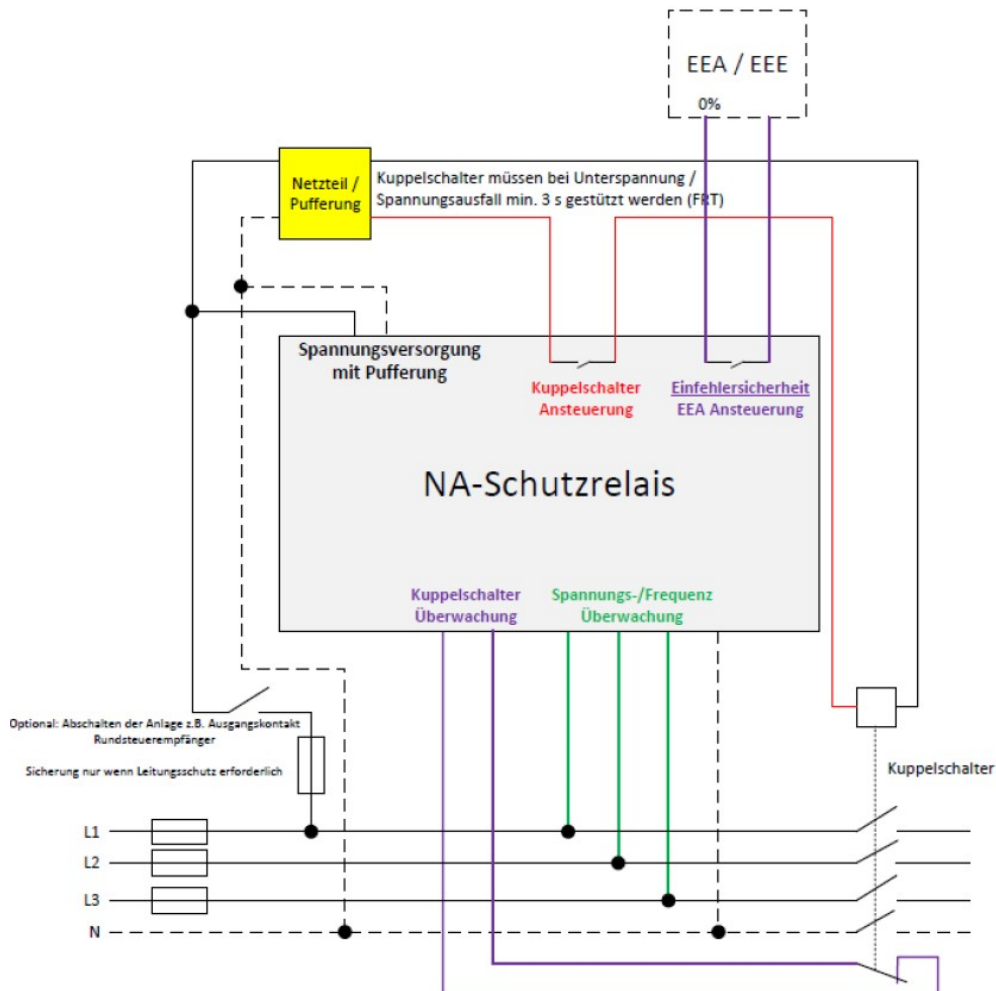
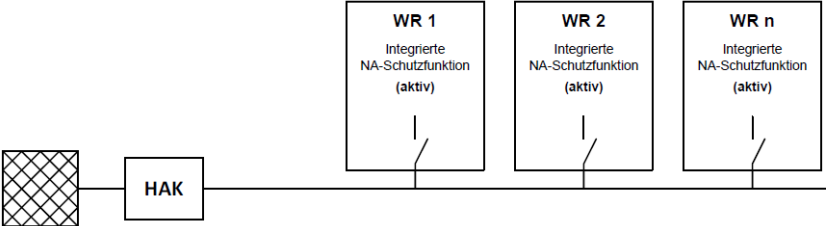
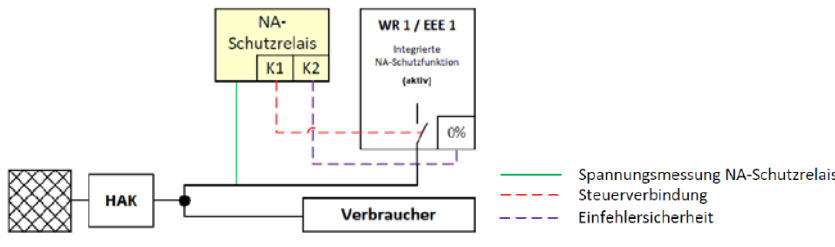
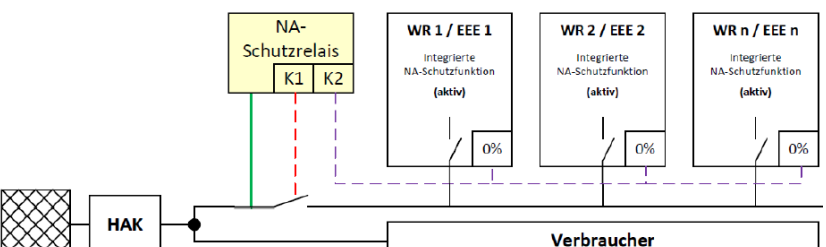
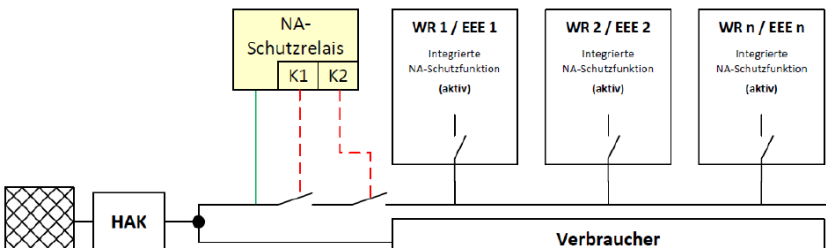
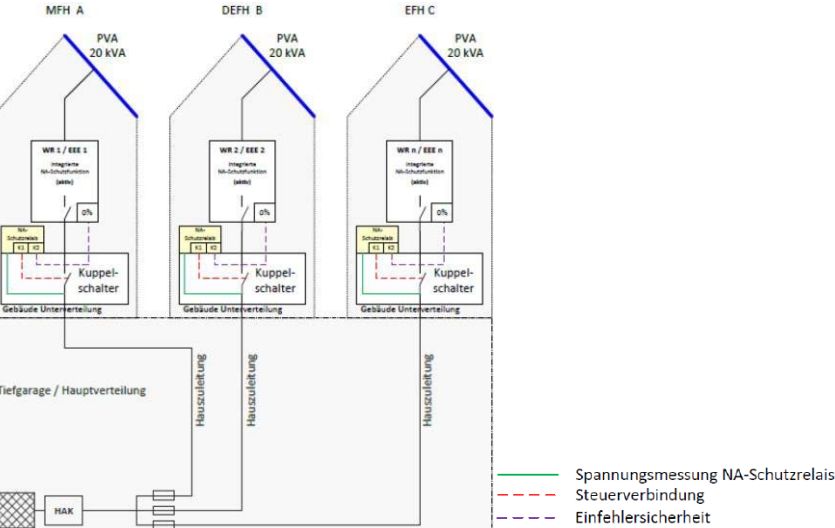


Abbildung: Externer NA-Schutz, externer Kuppelschalter mit Pufferung und Einfehlersicherheit zur EEE

#### 4.3.2 Integrierter NA-Schutz (EEA ≤ 100 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

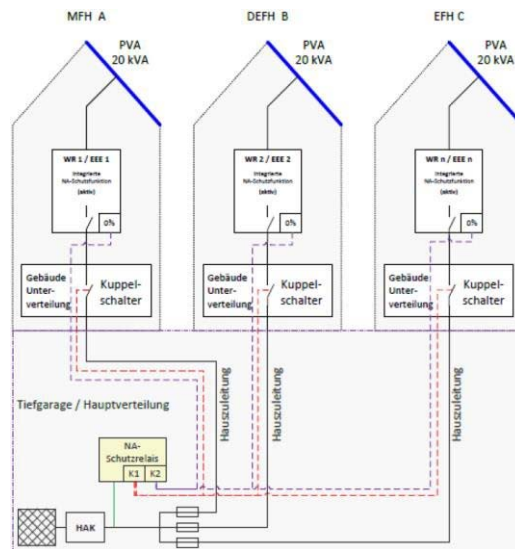
### 4.3.3 Umsetzungsbeispiele NA- Schutz

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>EEA ≤ 100 kVA</b></p> <p>Eine Anlage mit mehreren Wechselrichtern.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |    |
| <p><b>EEA &gt; 100 kVA</b></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><b>EEA &gt; 100 kVA</b></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><b>EEA &gt; 100 kVA</b></p> <p>Eine Anlage mit mehreren Wechselrichtern.</p> <p>Bsp. 2 mit zwei externen Kuppelschaltern.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                         |  |
| <p><b>EEA &gt; 100 kVA</b></p> <p>Mehrere EEE und mehrere 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> |  |

### EEA > 100 kVA

Mehrere EEE und mehrere Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).

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).

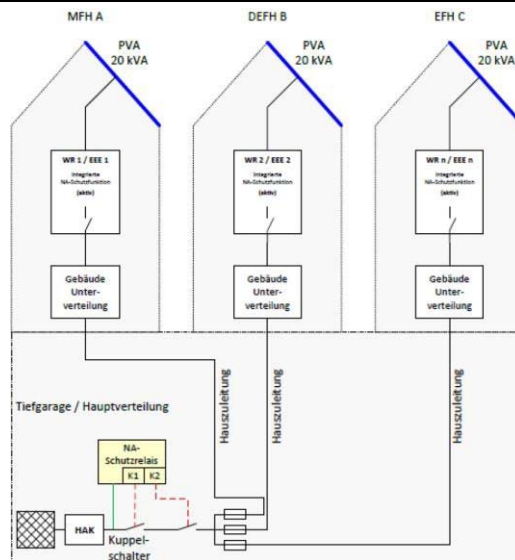


### EEA > 100 kVA

Mehrere EEE und mehrere Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).

Bsp. 5 Ein zentraler NA-Schutz mit zwei Kuppelschaltern.

Bei einer Auslösung des NA-Schutzes werden alle Objekte stromlos.



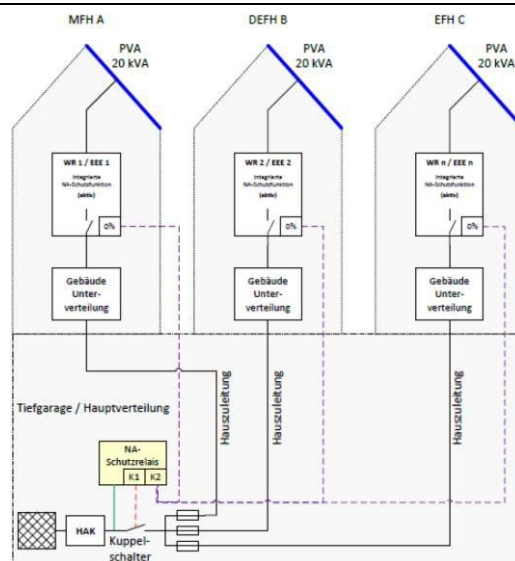
— Spannungsmessung NA-Schutzrelais  
- - - Steuerverbindung  
- - - Einfahlersicherheit

### EEA > 100 kVA

Mehrere EEE und mehrere Gebäude hinter einem Netzanschluss (z. Bsp. ZEV).

Bsp. 6 Externer NA- Schutz mit einem externen Kuppelschalter (K1). Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert mit K2 (0% Einspeisung).

Bei einer Auslösung des NA-Schutzes werden alle Objekte stromlos.



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

| Schutzfunktionen                                                | Schutz-Einstellwerte <sup>a)</sup> |                          |                                 | Zusatzschaltbedingungen Kap. 3.2 |
|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Spannungssteigungsschutz $U >>$                                 | 276 V                              | $1,20 U_N$               | $\leq 100 \text{ ms}$           | 253 V (110% von $U_N$ )          |
| Spannungssteigungsschutz $U >$<br>(gleitender 10min-Mittelwert) | 253 V                              | $1,10 U_N$ <sup>c)</sup> | $\leq 100 \text{ ms}$           | 253 V                            |
| Spannungsrückgangsschutz $U <$                                  | 184 V                              | $0,8 U_N$                | $1500 \text{ ms}$ <sup>d)</sup> | 196 V (85% von $U_N$ )           |
| Spannungsrückgangsschutz $U <<$                                 | 103 V                              | $0,45 U_N$               | $300 \text{ ms}$ <sup>d)</sup>  | 196 V                            |
| Frequenzrückgangsschutz $f <$                                   | 47,5 Hz                            |                          | $\leq 100 \text{ ms}$           | 47,5 Hz                          |
| Frequenzsteigerungsschutz $f >$                                 | 51,5 Hz                            |                          | $\leq 100 \text{ ms}$           | 50,1 Hz                          |
| Inselnetzerkennung                                              | aktiv, sofern verfügbar            |                          |                                 |                                  |
| Zeitverzögerung für Wiederzuschaltung                           |                                    |                          |                                 | 60 s                             |

#### 4.3.5 Einstellungen Wechselrichter Schutzfunktion (Ländereinstellungen Schweiz)

| Grid connection criteras                   |                   |             |                                                                   |
|--------------------------------------------|-------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------|
| Parameter                                  | Symbol            | Wert        | Bemerkung zum Parameter                                           |
| Min. Spannung für die Zuschaltung          | Uac min           | 196 V       | 85% von $U_N$                                                     |
| Max. Spannung für die Zuschaltung          | Uac 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 Uac NP min zutreffen                            |
| Zeit für Check U/f bevor Wiederzuschaltung | t                 | 60 s        | Min. Verzögerungszeit Wiederzuschaltung nach Fehler <sup>e)</sup> |
| Rampe beim Anfahren                        | Soft Start        | ON          | Standardwert: eingeschaltet                                       |
| Gradient der Rampe                         | Pac<br>Steigerung | 10 % Pn/Min |                                                                   |

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

| Grid Operation                |            |         |                                                                  |
|-------------------------------|------------|---------|------------------------------------------------------------------|
| Parameter                     | Symbol     | Wert    | Bemerkung zum Parameter                                          |
| Blindleistungsregelung        | $\cos\phi$ | 0,95    | Defaultwert 0,95 oder gemäss Vorgabe der WBM                     |
| FRT-Verhalten                 | FRT        | aktiv   | Einhalten u(t)-Kurve EEA Typ 2 (Asynchron, Stromrichter)         |
| Blindstromeinspeisung bei FRT |            | inaktiv | Dynamische Netzstützung ohne Blindstromeinspeisung <sup>e)</sup> |
| k-Faktor                      | k-Faktor   | inaktiv | Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe der WBM <sup>e)</sup>          |

- a) Die zeitliche Vorgabe " $\leq 100 \text{ ms}$ " 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 Gesamtabschaltzeit.
- 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 WBM bewilligen 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 WBM kann mit einer AWE betrieben werden. Die WBM können 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 EEA 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 WBM benötigen die Steuermöglichkeiten und die Messwerte, für den Fall, dass sie die Netzstabilität und den sicheren Netzbetrieb sicherstellen muss.

Der Montageplatz für Einrichtungen der WBM, 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 WBM 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 > 50 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 den WBM vorgegebenen Sollwert möglich sein.  
Eine Blindleistungsregelung regeln die WBM mit dem EEA Betreiber projektspezifisch.

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

##### Schnittstellen für EEA > 250 kVA

Bei EEA > 250 kVA können die WBM 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 WBM können 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 Netzstützung 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 geben die WBM vor und erfolgen:

- statisch auf dem Wechselrichter mit Vorgabe eines max. Leistungswertes, welcher der maximalen Rückspeiseleistung in das Verteilnetz der WBM entspricht.
- dynamisch mittels einer Leistungsregelung, welche die maximale Rückspeiseleistung in das Verteilnetz der WBM 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 WBM. 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 WBM getrennt werden (drei Aussenleiter und Neutraleiter).

Empfohlenen Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen:

| Funktion                                                   | Schutzeinstellwerte |           |
|------------------------------------------------------------|---------------------|-----------|
| Überspannungsschutz $U >$                                  | $1.1 U_N$           | Momentan* |
| Unterspannungsschutz $U <$                                 | $0.80 U_N$          | 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 Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen

Unter Netzurückwirkung 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 Netzurückwirkungen DACHCZ“ am Verknüpfungspunkt überschritten, so können die WBM 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 WBM betreiben Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (RSA). 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 Anschlussbedingungen, bzw. -bewilligung der WBM eingehalten werden.

Insbesondere müssen folgende Dokumente vorliegen:

- Bewilligtes Technisches Anschlussgesuch
- Einpoliges Prinzipschema der Anlage
- Bewilligte Installationsanzeige
- Alle in der Bewilligung festgehaltenen Massnahmen der WBM sind umgesetzt
- Unterzeichnete IB-Meldung (5 Arbeitstage vor der Inbetriebnahme)

Bei Anlagen > **100 kVA** vereinbart der EEA-Betreiber oder der Installateur mit den WBM einen Termin für die Inbetriebnahme der EEA. Der Anlagenlieferant muss für die Kontrolle der Parametereinstellungen und der Schutzeinrichtungen anwesend sein.

### **5.2 Werksabnahme, Abnahmemessung**

Mit der Werksabnahme prüfen die WBM soweit dies möglich ist, ob die vorgegebenen Massnahmen umgesetzt wurden.

Wenn ausgehend von der EEA unzulässige Netzurückwirkungen (siehe Kapitel 4.8) zu erwarten sind, können die WBM 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 den WBM mit einer Installationsanzeige mitzuteilen.

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

### **5.4 Stichproben- und Nachkontrollen**

Die WBM können jederzeit Stichprobenkontrollen sowie bei nicht erfolgreicher Werksabnahme Nachkontrollen durchführen.

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

### **5.5 Stilllegung durch die WBM**

Die WBM behalten 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 WBM für die Störungssuche sowie für Schäden im Verteilnetz, welche nachweislich durch die EEA verursacht wurden.

**6. Schlussbestimmungen**

Diese Technischen Bedingungen treten auf den 1. Januar 2024 in Kraft und gelten für alle EEA oder Erweiterungen, welche nach diesem Datum von den WBM mittels Anschlussgesuch beurteilt wurden.

Die WBM sind berechtigt, diese Richtlinie abzuändern oder zu ergänzen.

**6.1 Änderungsverlauf**

| Index | Datum      | Geändert | Änderung      |
|-------|------------|----------|---------------|
| 1.0   | 01.01.2024 | Jo       | Erste Ausgabe |