

Technische Bedingungen

Energieerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Stromversorgungsnetz der Energie- und Wasserversorgung Appenzell

1 Technische Bedingungen

Grundsätzlich gelten die technischen Spezifikationen aus der VSE Branchenempfehlung «*Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (NA EEA-CH)*». Im Folgenden werden die technischen Angaben aus den Kapitel 6 und 7 präzisiert.

Diese Technischen Bedingungen gelten für alle Arten von Energieerzeugungsanlagen (EEA), wie z.B. Photovoltaikanlagen, Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen sowie thermische und chemische Erzeugungsanlagen (inkl. Batteriespeicher).

1.1 Steuerung, Regelung und Messung

Die EWA benötigt die Steuermöglichkeiten und die Messwerte, um die Netzstabilität und den sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die Schnittstellen müssen im Bereich der Energiemessung angeordnet werden. Die Schnittstellen und die Verbindungen zwischen Schnittstelle und EEA sind auf Verlangen der EWA durch den Anlagebetreiber auf eigene Kosten zu erstellen.

EEA dürfen unter folgenden Bedingungen ans Verteilnetz parallelgeschaltet werden:

- Es darf kein Auslösekriterium des Schutzes anstehen
- Netzspannung und Frequenz müssen auf allen drei Phasen innerhalb der vorgegebenen Toleranzen sein
- Zuschaltung mit Zeitverzögerung > 2 min
- Regelbare EEA sollen mit einem Gradienten von 10% der Wirkleistung P_{\max} pro Minute steigen
- Nicht regelbare EEA müssen nach dem Zufallsprinzip nach ca. 2...10 min wieder zuschalten

Die EEA muss folgende Schnittstellen aufweisen oder zur Verfügung stellen:

- EEA ≤ 30 kVA: 1 Binäreingang zur Abschaltung der EEA (Einspeiseleistung = 0 kVA)
- EEA > 30 kVA: 3 Binäreingänge zur Steuerung der Wirkleistung nach Sollwert
 - 1 Eingang für 60% der Nennleistung
 - 1 Eingang für 30% der Nennleistung
 - 1 Eingang für 0% der Nennleistung
- EEA > 100 kVA: zusätzlich 1 analoger oder 4 digitale Eingänge zur Blindleistungsregelung (z.B. $\cos\phi$)

Zusätzliche Rückmeldungen, Messwerte für EEA > 200 kVA:

- Es sind geeignete Schnittstellen (z.B. Datenlogger Solar Log) für die Messwerte I, U, P, Q vorzubereiten. Die Online-Messwerte können bei Bedarf zur EWA übertragen werden.
- Potentialfreie Kontakte für die Rückmeldung von Schalterstellung Anschlussfeld und Schutz-auslösung.

1.2 Schutz

Die 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.

1.2.1 Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen

Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen oder andere Vorgänge im Netz der EWA 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.

1.2.2 Anlageschalter

Der Anlageschalter ist gemäss den gültigen Normen auszuführen.

Treten im Verteilnetz Störungen auf, die Arbeiten im Verteilnetz oder eine Änderung des Netzschaltzustandes bzw. eine mögliche Impedanzveränderung nach sich ziehen oder werden Arbeiten im Notstromgruppenbetrieb ausgeführt, muss die EEA ausgeschaltet und gegen ein unkontrolliertes Wiedereinschalten gesichert werden können.

1.2.3 Entkupplungsschutz / NA-Schutz

Alle EEA müssen pro Messkreis an einem zentralen Ort vom Netz getrennt werden können.

Für Anlageleistungen > 30 kVA ist am Netzanschluss ein Entkupplungsschutz (Netz- und Anlagenschutz) mit zentralem Kuppelschalter je gemessener Erzeugungsanlage im Bereich des Anschlusspunktes erforderlich. Der Kuppelschalter besteht aus zwei in Reihe geschalteten, elektrischen Schalteinrichtungen.

Ab einer Leistung > 100 kVA sind nur Leistungs- oder Motorschutzschalter zulässig. Ausführung und Funktionsweise des Kuppelschalters gemäss Beschreibung «NA EEA-CH».

1.3 Verhalten der EEA im Verteilnetz

1.3.1 Normalbetrieb

Erzeugungsanlagen, die mittels Synchronisierungseinrichtungen und automatischer Spannungsregelung ans Verteilnetz geschaltet werden, dürfen keine unzulässigen Spannungsänderungen verursachen. Hierzu müssen entsprechende Optimierungen bei Spannungsregler- und Synchronisierungseinrichtungen vorgenommen bzw. Strombegrenzungsmassnahmen vorgesehen werden. Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen nur im Bereich von 95...105% ihrer Synchrondrehzahl zugeschaltet werden. Inselbetriebsfähige, selbsterregte Asynchronmaschinen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden können, müssen die Zuschaltbedingungen für Synchronmaschinen einhalten.

Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

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

EEA müssen unter normalen Betriebsbedingungen in der Lage sein, Blindleistung in den nachfolgend aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben respektive aufzunehmen.

Wenn notwendig bestimmt die EWA dabei eine der folgenden Steuerungsarten:

- Fester Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$
- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi(P)$
- Konstante Blindleistung Q
- Blindleistungsabgabe/-aufnahme in Abhängigkeit der Spannung Q(U)

Wird eine Kennlinie $\cos\varphi(P)$ vorgegeben, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 Sekunden automatisch einstellen.

800 VA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 30$ kVA: $\cos\varphi = 0.95_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\varphi = 0.95_{\text{übererregt}}$

30 kVA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 100$ kVA: $\cos\varphi = 0.9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\varphi = 0.9_{\text{übererregt}}$

$\Sigma S_{E_{max}} > 100$ kVA: $\cos\varphi = 0.9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\varphi = 0.9_{\text{übererregt}}$

1.3.2 Verhalten bei Störungen im Verteilnetz

Da die EWA ein gelöschtes Mittelspannungs-Verteilnetz betreibt, wird bei einem Erdschluss die Versorgungsspannung in der Regel nicht automatisch ausgeschaltet. EEA müssen nicht vom Verteilnetz getrennt werden.

Bei einem Kurzschluss im Verteilnetz wird, je nach Netzkonstellation, nach ca. 100 ms eine KU/LU eingeleitet. Die KU-Ausschaltzeit beträgt ca. 300 ms. Während der KU-Ausschaltzeit muss sichergestellt werden, dass die EEA vom Verteilnetz getrennt wird.

1.3.2.1

EEA ≤ 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten U(t)-Kennlinie

EEA ≤ 800 VA sind bei Spannungsunterbrüchen unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösezeit ≤ 200ms).

Hinsichtlich Spannungseinbrüchen im Verteilnetz müssen EEA > 800 VA das Verhalten gemäss der nachfolgenden Abbildung aufweisen. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die Leiter-Erde-Spannung (Niederspannungsnetz) oder verkettete Spannung (Mittelspannungsnetz).

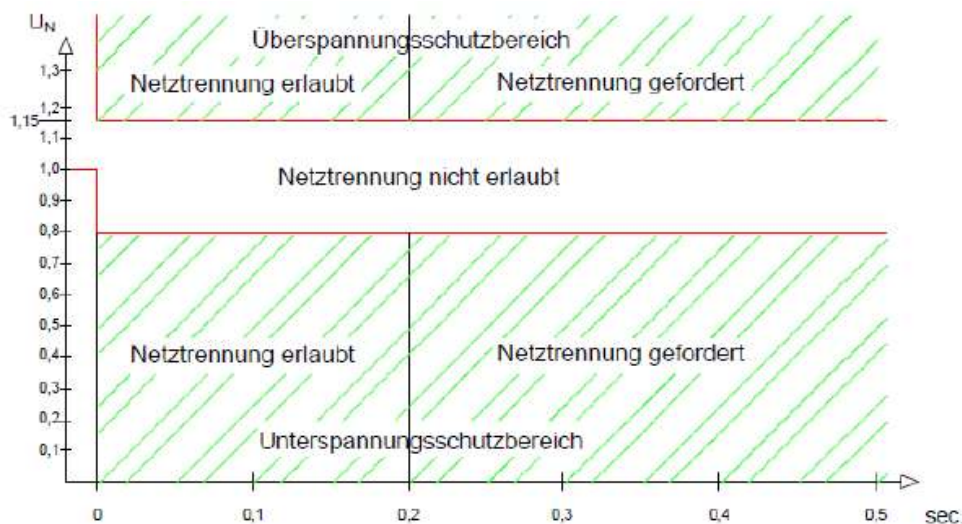


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA ≤ 1 MVA in Niederspannung oder Mittelspannung

Einstellwerte für Schutzfunktionen

Funktion	Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U> (10min-Mittelweg) *	1.1 U _n	< 200 ms
Überspannungsschutz U>>	1.15 U _n **	< 200 ms
Unterspannungsschutz U<	0.8 U _n	< 200 ms
Überfrequenzschutz f>	51.5 Hz (U > 70% U _n)	< 200 ms
Unterfrequenzschutz f<	47.5 Hz (U > 70% U _n)	< 200 ms
Inselnetzerkennung	Abschaltung innerhalb 5s nach Netztrennung	
U _n = Nennspannung (230V) oder = U _c vereinbarte Versorgungsspannung im Mittelspannungsnetz		
* kann auf dem Stromrichter realisiert werden		
** wenn kein 10min-Mittelwert (U>) vorhanden, ist U>> 1.1 U _n		
Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiedereinschaltung beachten.		

1.3.2.2

EEA > 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten U(t)-Kennlinie

Hinsichtlich Spannungseinbrüchen müssen EEA das Verhalten gemäss der nachfolgenden Abbildung aufweisen. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die verkettete Spannung.

In Absprache mit der EWA können für Asynchrongeneratoren, abhängig vom Netzkonzept, separate Kennlinien und Schutzeinstellungen gemäss der VSE Branchenempfehlung «NA EEA-CH» vorgegeben werden.

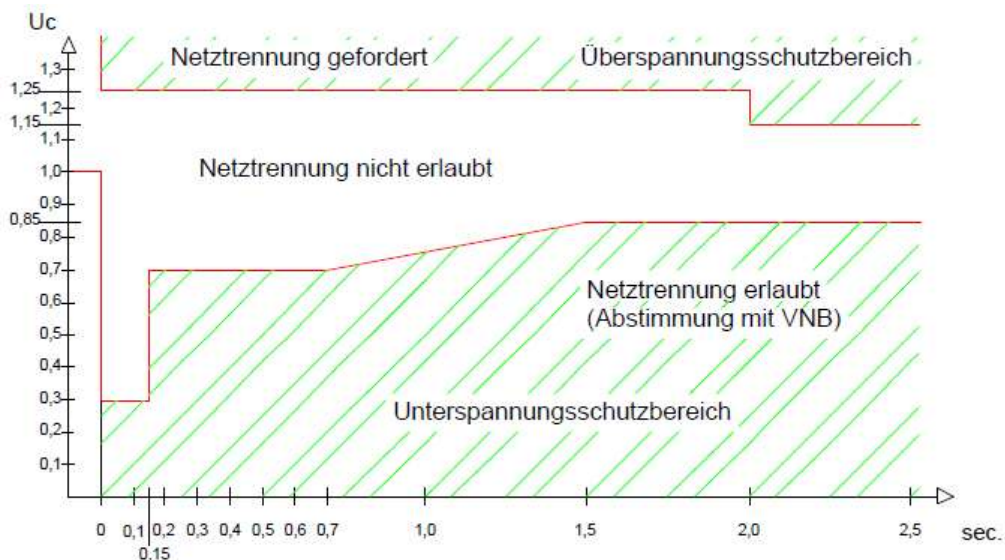


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA > 1 MVA in Mittelspannung

Einstellwerte für Schutzfunktionen

Funktion	Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U> (10min-Mittelweg) *	1.1 Uc	Momentan
Überspannungsschutz U>>	1.15 Uc	2 s
Überspannungsschutz U>>	1.25 Uc	100 ms
Unterspannungsschutz U<	0.85 Uc	1.5 s
Unterspannungsschutz U<<	0.3 – 0.7 Uc	150 ms
Überfrequenzschutz f>	51.5 Hz (U > 70% Uc)	200 ms
Unterfrequenzschutz f<	47.5 Hz (U > 70% Uc)	200 ms
Uc = vereinbarte Versorgungsspannung Momentan = 50...150 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen) * Sofern vorhanden Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung beachten.		

1.3.2.3 Wiederzuschaltung einer Erzeugungsanlage nach einer Störung

Im Verteilnetz kann es in Folge von Kurz- und Erdschlüssen zu manuellen oder automatischen Wiedereinschaltungen kommen.

Bei Ein- und Ausschaltungen von EEA entstehen Spannungsänderungen, welche die Grenzwerte gemäss den «*Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHGZ*» nicht überschreiten dürfen.

Eine Synchronisierung der EEA mit dem Verteilnetz muss zwischen 49,0...51,0 Hz möglich sein. Dabei liegt die Spannung zwischen 90...110% U_n .

Bei Umrichtern (z.B. PV-Anlagen) erfolgt eine automatische Wiederzuschaltung einer Erzeugungseinheit, wenn die Spannung am Anschlusspunkt zwischen 90...110% der Nennspannung ist (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47,5...50,05 Hz liegt.

Die Verzögerungszeit für die Wiederzuschaltung liegt zwischen 2...30 min. Für unterschiedliche Schutzauslösungen können die Verzögerungszeiten verschieden sein.

1.3.2.4 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...1.5 s (< Schutzzeit des Netzes)

1.3.2.5 Spannungsstützung bei Netzfehler durch Blindstromeinspeisung

Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA > 1 MVA im Mittelspannungsnetz einen Blindstrom in das Verteilnetz einspeisen, um die Spannung zu stützen.

Bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10% des Effektivwertes der Generatorspannung ist eine Spannungsregelung zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstromes an der Unterspannungsseite des Maschinentrafos mit einem Beitrag von mindestens 2% des Nennstromes je Prozent des Spannungseinbruches sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom ins Netz zu speisen. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100% des Nennstromes möglich sein. Nach Rückkehr der Spannung im Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäss der vorgegebenen Charakteristik mindestens über 500 ms aufrechterhalten werden.

1.3.2.6 Frequenzverhalten

Bei Frequenzen zwischen 47,5...51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Verteilnetz auf Grund der Frequenzabweichung nicht zulässig (in Abhängigkeit von der Zeit).

Beim Unterschreiten von 47,5 Hz oder Überschreiten von 51,5 Hz muss eine automatische Trennung vom Verteilnetz innerhalb 1 s erfolgen.

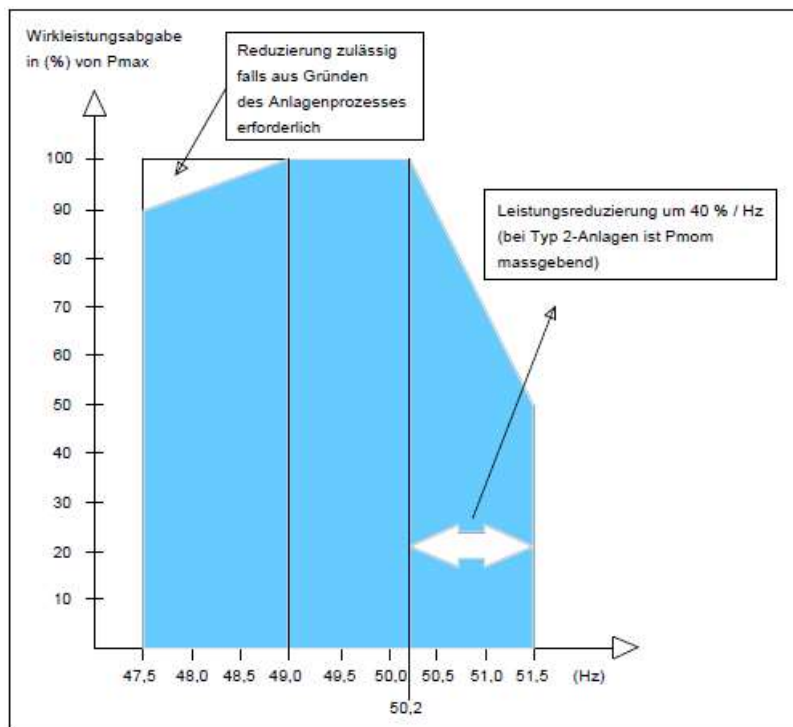


Abbildung: Übersicht von frequenzabhängigen Leistungsreduktionen

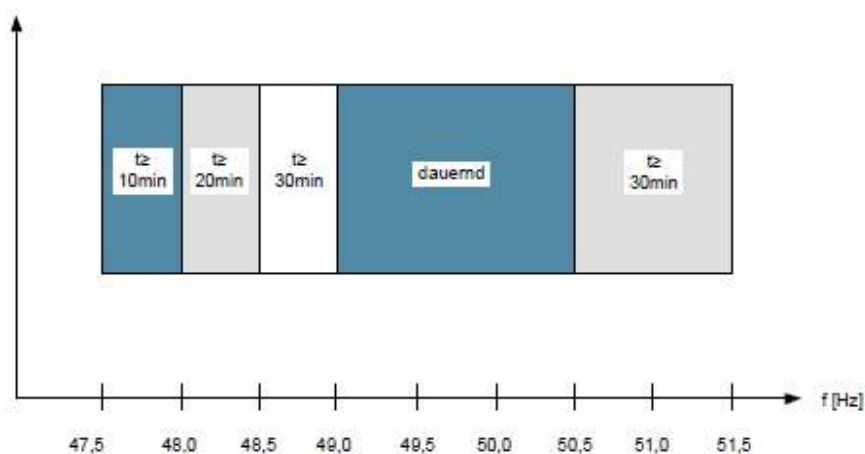


Abbildung: Frequenzbänder in der Hochspannung (Basis TC-CH 2013)

Frequenzverhalten bei Unter- oder Überfrequenz

Bei netzbetriebsbedingter Reduktion der Frequenz ist eine Leistungsreduktion der Erzeugungsanlage zulässig.

Bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz und höher müssen EEA ihre Leistung gemäss folgender Abbildung reduzieren.

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

Asynchrone oder Stromrichter Erzeugungsanlagen (Typ 2) müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2...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 $40\% \cdot P_m$ pro Hertz reduzieren.

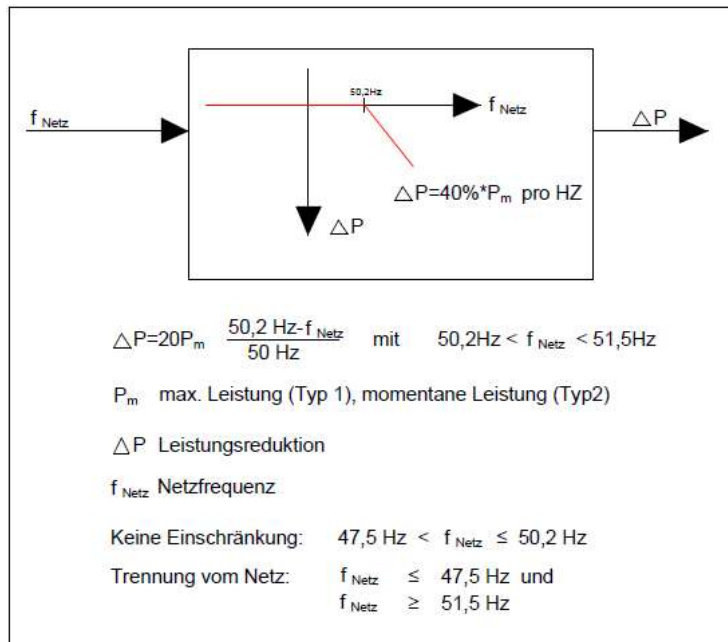


Abbildung: Leistungsreduktion bei Überfrequenz (TC-CH 2013)

1.4 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 kann die EWA 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 Spannungssymmetrien zu verhindern. Der einphasige Anschluss einer EEA ist möglich, sofern: $\Sigma S_{E_{\max}} \leq 3,6 \text{ kVA}$ pro Phase ($\Sigma S_{E_{\max}} = \text{max. Scheinleistung einer EEA}$).

Somit ergibt sich eine maximale Anlagenleistung von 10,8 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.

1.4.1 Kommunikationssysteme

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

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

1.4.2 **Blindleistungskompensationen**

Erfolgt die Energieerzeugung der EEA über eine rotierende Maschine (Asynchrongenerator, Permanentmagnet erregter Generator, teilweise auch bei Synchrongeneratoren), erfolgt die Blindstromkompensation in der Regel über Kondensatoren pro Messpunkt. Blindstromkompensationsanlagen sind gemäss Werkvorschriften zu verdrosseln.

2 **Meldewesen**

2.1 **Bedingungen zur Inbetriebnahme, Sicherheitsnachweis**

Die EEA darf erst in Betrieb genommen werden, wenn:

- die Plangenehmigungsverfügung des ESTI vorliegt (bei Vorlagepflicht)
- die Schlusskontrolle durchgeführt ist und der EWA die Sicherheitsnachweise für die AC- und DC- Installationen vorliegen. Für die DC-Installationen kann auch ein Mess- und Prüfprotokoll durch den «Bewilligungsinhaber mit einer eingeschränkten Installationsbewilligung» abgegeben werden.
- die notwendige Netzverstärkung abgeschlossen ist. Eine Inbetriebnahme mit reduzierter Leistung bis zur Fertigstellung der Netzverstärkung kann nach Absprache mit der EWA gewährt werden
- die Firmware der Wechselrichter gemäss dem im Anschlussgesuch mitgeteilten Stand ist. Die Parametrierung der Software im Wechselrichter, welche die Beeinflussung des Rundsteuersignals mindert, muss ausgeführt sein

2.2 **Abnahmeprüfung / Abnahmemessung**

Die EWA kann eine Abnahmeprüfung / Abnahmemessung durchführen, wenn ausgehend von der EEA unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind. Die Messkosten werden dem Anlagebetreiber in Rechnung gestellt, sofern die Abnahmeprüfung / 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.

2.3 **Änderung der Anlage / Nachkontrollen**

Änderungen in der Anlage sind der EWA für allfällige Nachkontrollen anzuzeigen.

Die EWA behält sich vor, jederzeit Nachkontrollen durchzuführen.

2.4 **Stillegung durch die EWA**

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

- Kontrollarbeiten an der EEA durchgeführt werden müssen
- die Schutzeinrichtungen der EEA versagen
- die Grenzwerte der «*Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ*» nicht eingehalten werden
- im Verteilnetz Unterhalts- oder Erweiterungsarbeiten ausgeführt werden müssen
- im Verteilnetz Störungen auftreten

2.5 **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 EWA für die Störungssuche sowie für Schäden im Verteilnetz, welche durch die EEA auf Grund von Spannungsschwankungen, Überströmen und Frequenzabweichungen verursacht wurden.

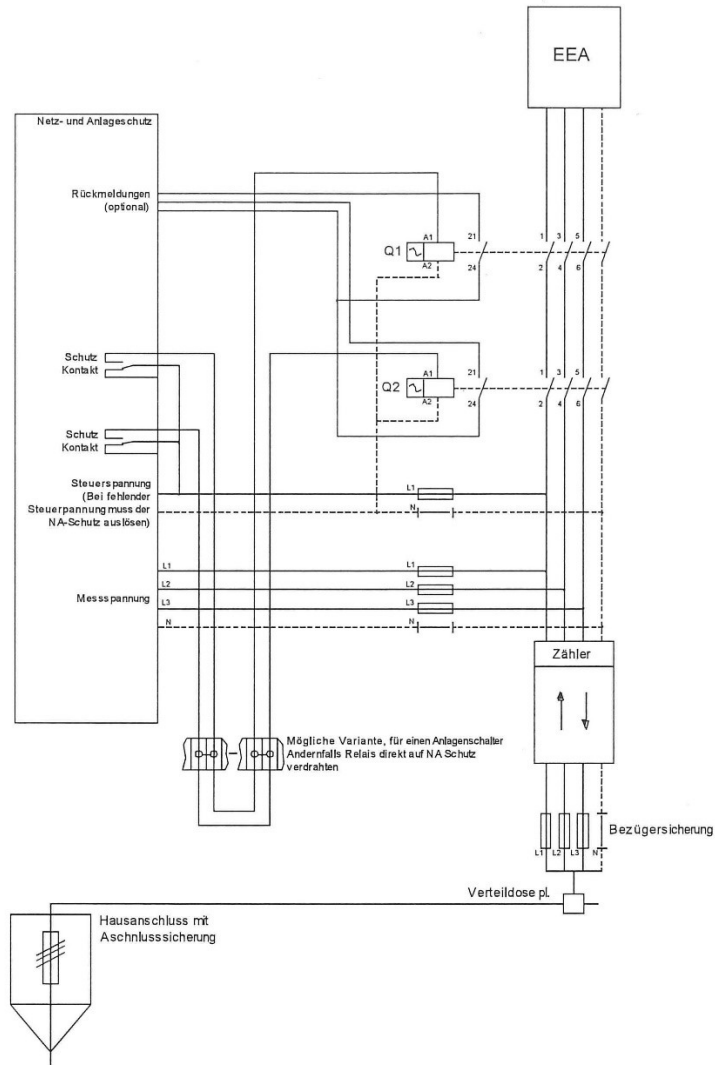
3 **Schlussbestimmungen**

Diese Anschlussbedingungen treten auf den 1. Januar 2019 in Kraft und gelten für alle EEA oder Erweiterungen, welche nach diesem Datum von der EWA mittels Anschlussgesuch beurteilt wurden.

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

4 Anhang

4.1 Schema NA-Schutz für EEA > 30 kVA



Die EEA muss alle im Dokument beschriebenen Vorgaben erfüllen.
Hier die wichtigsten Funktionen und Einstellungen:

Folgende Schnittstellen muss die EEA aufweisen (Kapitel 1.1):

EEA > 30 kVA:

3 binäre Eingänge für Leistungssteuerung

- 60% der Nennleistung
- 30% der Nennleistung
- 0% der Nennleistung

EEA > 100 kVA:

zusätzlich 1 analoger oder 4 binäre Eingänge zur Blindleistungsregelung

EEA > 200 kVA:

zusätzlich Messwerte I, U, P, Q

Q1 und Q2 (Kapitel 1.2.3)

EEA > 30 kVA: Schützen

EEA > 100 kVA: Leistungs- oder Motorschutzschalter

kurzschlussfest mit Nullspannungsauslösung,
Fernschaltung möglich

Parameter für NA-Schutz AUS (Kapitel 1.3.2.1)

$U > 1.1 U_n$ < 200 ms *

$U >> 1.15 U_n$ < 200 ms

$U < 0.8 U_n$ < 200 ms

$f > 51.5 \text{ Hz}$ ($U > 70\% U_n$) < 200 ms

$f < 47.5 \text{ Hz}$ ($U > 70\% U_n$) < 200 ms

Inselnetzzerkennung: Abschaltung innerhalb 5 s nach Netztrennung

*(10min-Mittelwert)

Parameter für EEA EIN (Kapitel 1.3.2.3)

$U < 1.1 U_n$ *

$U > 0.9 U_n$ *

$f < 50.05 \text{ Hz}$

$f > 47.5 \text{ Hz}$

Die Verzögerungszeit für die Wiederschaltung liegt zwischen 2...30 min

*(10min-Mittelwert)