

Technische Anschlussbedingungen für Energieerzeugungsanlagen und Speicher (TAB EEA)

Im Stromversorgungsnetz der EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)

Anpassung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der EBL im Bezug der gültigen VSE Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 und der Verbändeleitlinie „Anforderungen für die Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels Netzbetreiberschaltkontakt“

Gültig ab: 01.03.2023

Version: 1.0

EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)

Abteilung Netzbetrieb NSN

Mühlemattstrasse 6

4410 Liestal

ebl.ch

Inhalt	
1	Geltungsbereich 5
2	Zweck..... 5
3	Grundlagen 6
3.1	Gesetzliche Grundlagen 6
3.2	Technische Vorschriften und Regeln 6
4	Vor dem Anschluss..... 7
4.1	Anschlussgesuch 7
4.2	Installationsanzeige..... 7
4.3	Vorlagepflicht ESTI..... 7
4.4	Installation 7
5	Einspeisepunkt..... 8
5.1	Festlegen des Einspeisepunktes 8
5.2	Anschluss- und Netzverstärkung 8
5.3	Reduktion der Anlageleistung..... 8
6	Technische Anschlussbedingungen..... 9
6.1	Steuerung, Regelung und Messung..... 9
6.2	Schutz..... 10
6.2.1	Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen..... 10
6.2.2	Anlageschalter 10
6.2.3	Entkupplungsschutz / NA-Schutz 10
6.2.4	Schutzeinrichtung für EEA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz..... 12
6.3	Verhalten der EEA im Verteilnetz..... 13
6.3.1	Normalbetrieb..... 13
6.3.2.1	Im MS-Netz der EBL 14
6.3.2.2	Spannungs-Zeit-Verhalten $u(t)$ -Kennlinie 14
6.3.2.3	Verhalten von EEA > 800 W bis \leq 250 kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung 15
6.3.2.4	Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung 15
6.3.2.5	Wiederzuschaltung einer Erzeugungsanlage nach einer Störung 16
6.3.2.6	Spannungsstützung bei Netzfehler durch Blindstromeinspeisung 16
6.3.2.7	Frequenzverhalten 16
6.3.3	Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen 18

6.3.4	Kommunikationssysteme.....	19
6.3.5	Blindleistungskompensationen	19
7	Inbetriebnahme	19
7.1	Bedingungen zur Inbetriebnahme, Sicherheitsnachweis.....	19
7.2	Werksabnahme	19
7.3	Abnahmemessung	20
7.4	Änderungen der Anlage / Nachkontrollen	20
7.5	Stilllegung durch die EBL	20
8	Speicher: Spezielle Hinweise zur Vergütung	21
8.1	Speicher in Kombination mit einer Energieerzeugungsanlage (EEA ≤ 30 kVA)	21
8.2	Speicher ohne EEA (mit und ohne Verbrauch).....	21
8.3	Weitere Betriebsarten.....	21
8.4	Netznutzung	21
8.5	Teilnahme am Regelenergiemarkt / Änderung Betriebskonzept	21
9	Anforderung für die Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels eines Netzbetreiberschaltkontakts	22
9.1	Einleitung	22
9.2	Funktionsbeschreibung	22
9.3	Anwendungsbereich.....	22
9.4	Steuerkreis und Versorgungsspannung.....	22
9.5	Ladestrombeeinflussung	22
9.6	Anzahl der Netzbetreiber-Schaltkontakte	23
9.7	Weitere Anforderungen	23
9.7.1	Statusanzeige Betriebszustand Ladestelle	23
9.7.2	Symmetrieanforderungen	23
9.7.3	Unterspannungsauslösung (Pausieren).....	23
9.7.4	Anfahrrampe nach Spannungsausfall (Versorgungsunterbrechung) oder Unterspannungsauslösung.....	24
9.7.5	Parametereinstellung der Ladeeinrichtung	24
9.7.6	Manipulationssicherheit.....	24
9.7.7	Dokumentation der Einstellparameter (organisatorisch)	24
9.7.8	Lademanagementsysteme	24
10	Haftung.....	25
11	Schlussbestimmungen.....	25
	Anhang A: Leistungsklasseneinteilung der EEA.....	26
	Anhang B: Anschlussschema und Codiertabelle für Lastmanagementmodul	27

Erläuterung	27
Anschlussschema	27
Schaltungsmatrix	27
Codiertabelle für die Signale der unabhängigen Steuerung EEA	28
Anhang C: Standardkennlinie Blindleistungsregelung $Q(U)$	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Variante 1 aus VSE NA/EEA-NE7 – CH 2020: Externer NA-Schutz je Gebäude	12
Abbildung 2: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)	15
Abbildung 3: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher	15
Abbildung 4: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz	17
Abbildung 5: Leistungsreduktion bei Überfrequenz	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiele zur Ladestrombeeinflussung	23
---	----

1 Geltungsbereich

Diese Technischen Anschlussbedingungen (TAB) für den Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen im Stromversorgungsnetz der EBL gelten für alle elektrischen Energieerzeugungsanlagen (EEA), die mit dem Verteilnetz der Genossenschaft Elektra Baselland (nachfolgend: EBL) zeitweise oder dauernd zusammengeschaltet, beziehungsweise parallel betrieben werden. Des Weiteren werden in diesen Bestimmungen die Anforderungen für den Anschluss von E-Mobility Ladevorrichtungen beschrieben.

Elektrische Energiespeicher werden im Zusammenhang mit dem technischen Anschluss gleich behandelt wie EEA.

Die Vorgaben müssen umgesetzt werden bei EEA und E-Mobility Ladevorrichtungen, deren Anschlussgesuch nach dem Inkrafttreten dieser TAB durch die EBL bewilligt wurde.

Die Vorgaben gelten sowohl für neue Erzeugungsanlagen / -einheiten als auch für bestehende Erzeugungsanlagen / -einheiten und E-Mobility Ladevorrichtungen, an denen wesentliche Änderungen durchgeführt werden. Wesentliche Änderungen können beispielsweise sein: Ersatz des Wechselrichters, Erneuerung der Erzeugungseinrichtung, Ersatz der EEA.

Die Vorgaben müssen für die bereits von EBL bewilligte Anlagen (EEA und E-Mobility Ladevorrichtung) ohne wesentliche Änderungen noch nicht umgesetzt werden. EBL kann jedoch Änderungen und Ergänzungen an einer zu errichtenden oder bestehenden Anlage fordern, soweit diese aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung notwendig sowie regulatorisch begründet sind.

2 Zweck

Die gesetzlichen Grundlagen bilden den Rahmen für die TAB.

Die Gesetzgebung überträgt dem Netzbetreiber unter anderem folgende Aufgaben:

- Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebes
- Organisation der Netznutzung und die Regulierung des Netzes unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Netzen
- Bereitstellung der benötigten Reserveleitungskapazität
- Erarbeitung der technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzbetrieb
- Betrieb einer technisch sicheren und leistungsfähigen Energieversorgung mit ausreichender Verfügbarkeit und einem breit gefächerten Angebot
- Abnahme von Elektrizität aus neuer erneuerbarer Energie in ihrem Netzgebiet, in einer für das Verteilnetz geeigneten Form, sofern diese Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen
- Verbinden der EEA mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt, um die Einspeisung und den Bezug von Energie sicherzustellen
- Prüfen von Anschlussgesuchen und Bekanntgabe, ob und voraussichtlich bis wann die technischen Voraussetzungen gegeben sind, um die mit der Neuanlage produzierte Elektrizität einspeisen zu können

Die TAB dienen dem Netzbetreiber als Hilfsmittel die gesetzlichen Aufgaben zu erfüllen.

3 Grundlagen

3.1 Gesetzliche Grundlagen

Die gesetzlichen Grundlagen mit ihren Ausführungsverordnungen, Normen, Richtlinien und Empfehlungen sind einzuhalten.

3.2 Technische Vorschriften und Regeln

Ergänzend zu den gesetzlichen Grundlagen orientieren sich diese TAB an Branchendokumenten, Werkvorschriften und Normen. Unter anderem sind dies: Regionale Werkvorschriften

- Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ
- VSE Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz- Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE7 (NA/EEA-NE7 – CH 2020)
- VSE Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen – Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE 3 bis NE7 (NA/EEA – CH 2014) (gilt aktuell für NE3 und NE5 bis zur Genehmigung eines Dokuments für NE3 und NE5, mit Ausnahme von Kapitel 3.1 mit der Leistungseinteilung)
- VSE Handbuch Speicher – Empfehlung zur Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7 (HBSP – CH 2016)
- Verbändeleitlinie „Anforderungen für die Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels eines Netzbetreiberschaltkontakts“ Vereinbart durch den Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen VSE, Österreichs E-Wirtschaft und ČEZ Distribuce Czech Republic
- Weisungen der EICom
- Bestimmungen und Weisungen des Eidgenössischen Starkstrominspektorats (ESTI)
- Niederspannungs-Installationsnorm NIN

4 Vor dem Anschluss

EEA mit einer Leistung grösser 600 W (alle EEA) müssen mittels Anschlussgesuch und Installationsanzeige an die EBL gemeldet werden.

4.1 Anschlussgesuch

Das Anschlussgesuch ist vor dem Bau der Anlage und vor der Installationsanzeige durch die EBL beurteilen zu lassen. Dem Anschlussgesuch müssen folgende Unterlagen beigelegt werden:

- Elektrisches Prinzipschema
- Situationsplan
- Datenblätter des Generators bzw. der Wechselrichter und der Schutzeinrichtungen jeweils inklusive Konformitätserklärungen

EBL beurteilt die Netzurückwirkungen aufgrund des Anschlussgesuches anhand der Vorschriften und Regeln und teilt das Ergebnis dem Antragsteller und dem Eigentümer mit. Unzulässige Netzurückwirkungen sind zu begrenzen, damit andere elektrische Geräte im Verteilnetz nicht gestört werden.

Basierend auf dem Anschlussgesuch legt EBL den Einspeisepunkt fest.

Das korrekt eingereichte und vollständig ausgefüllte Anschlussgesuch wird innerhalb 30 Tage durch EBL bearbeitet und hat ein Jahr Gültigkeit, wenn im Verlauf des Jahres keine Netzveränderungen an diesem Punkt entstanden sind.

4.2 Installationsanzeige

Vor Installationsbeginn muss die Installation bei der EBL angezeigt werden. Der Installationsanzeige sind folgende Unterlagen beizulegen oder Informationen mitzuliefern:

- Bewilligtes Anschlussgesuch muss vorhanden sein
- Prinzipschema der projektierten Installationen mit folgenden Angaben:
 - den Nennstromstärken der Überstromunterbrecher, Querschnitte der Haus und Bezügerleitungen
 - Messprinzip (separate Messung, Eigenverbrauchsregelung)

EBL prüft die Installationsanzeige und genehmigt diese. Ist die Installationsanzeige unvollständig oder fehlen die beizulegenden Unterlagen, werden die Arbeiten nicht freigegeben bis eine vollständige Installationsanzeige bzw. die fehlenden Unterlagen eingereicht sind.

4.3 Vorlagepflicht ESTI

Die Abklärung, ob eine EEA vorlagepflichtig ist und die Eingabe der Planvorlage sind Sache des Produzenten.

4.4 Installation

Gemäss Art. 6 NIV braucht, wer elektrische Installationen erstellt, ändert oder instand stellt und wer elektrische Erzeugnisse an elektrische Installationen fest anschliesst oder solche

Anschlüsse unterbricht, ändert oder instand stellt, eine Installationsbewilligung des ESTI.

Bei Photovoltaikanlagen dürfen die Installationsarbeiten ab den Anschlussklemmen der Panels bis zum Anlageschalter auch durch eine Person mit „eingeschränkter Bewilligung für Installationsarbeiten“ nach Art. 14 der NIV ausgeführt werden.

Weiterführende Informationen können der ESTI Weisung Nr. 233 Version 0918 entnommen werden.

5 Einspeisepunkt

5.1 Festlegen des Einspeisepunktes

Auf der Grundlage eines Anschlussgesuchs legt EBL gemäss Artikel 7 EnG und Artikel 3 Absatz 1 StromVV die Netzebene sowie den technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt fest. Grundlage bilden die Weisungen der ECom.

5.2 Anschluss- und Netzverstärkung

Ist aufgrund der Einspeiseleistung eine Verstärkung der Erschliessungsleitung notwendig, gehen die Kosten zu Lasten des Produzenten (Leitung zwischen Hausanschluss und Einspeisepunkt).

Ist aufgrund der Einspeiseleistung eine Verstärkung des vorgelagerten Netzes vor dem Einspeisepunkt notwendig, gehen die Kosten zu Lasten von EBL. Voraussetzung für die Verstärkung des vorgelagerten Netzes ist ein Netzanschlussvertrag mit dem Netzkunden. Wird nach durchgeführter Netzverstärkung die Energieerzeugungsanlage nicht erstellt, behält sich EBL vor, dem Anschlussnehmer die entstandenen Kosten für die Netzverstärkung zu verrechnen.

Eine Netzverstärkung kann je nach Situation 3 bis 24 Monate dauern.

5.3 Reduktion der Anlageleistung

EBL kann eine Reduktion der Anlageleistung verlangen, bis eine allfällige Netzverstärkung abgeschlossen ist.

EBL prüft mit dem Anschlussgesuch nicht, ob eine bauliche Realisierung möglich ist. Das ESTI kann das Plangenehmigungsgesuch für die Netzverstärkung ablehnen. In diesem Fall muss die Leistung der EEA auf die vorhandene Leistungsfähigkeit des Netzes begrenzt werden.

6 Technische Anschlussbedingungen

Es gelten die technischen Spezifikationen aus dem VSE-Branchendokument „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ (NA/EEA) der jeweiligen Netzebenen. Für Niederspannung gilt die neue Ausgabe 2020, für Mittel- und Hochspannung die Ausgabe 2014 (ausgenommen Leistungseinteilung). In den folgenden Kapiteln sind die technischen Angaben zusammengefasst oder präzisiert.

6.1 Steuerung, Regelung und Messung

EEA dürfen unter folgenden Bedingungen ans Verteilnetz parallel geschaltet werden:

- Es darf kein Auslösekriterium des Schutzes anstehen
- Netzspannung und Frequenz müssen auf allen drei Phasen innerhalb der vorgegebenen Toleranzen sein
- Zuschaltung mit Zeitverzögerung > 60 s für Typ A oder > 600 s für Typ B nach Wiederkehrnormaler Spannungs- und Frequenzverhältnisse
- Regelbare EEA sollen mit einem Gradienten von 10% der Wirkleistung P_{max} pro Minute steigen
- Nicht regelbare EEA müssen nach dem Zufallsprinzip nach ca. 1...10 min wieder zuschalten

Die EEA muss folgende Schnittstellen aufweisen oder zur Verfügung stellen:

- Für EEA ≤ 30 kVA: Ein Binäreingang für eine 2-stufige Leistungssteuerung (0%, 100%) der EEA
- Für EEA > 30kVA: Binäreingänge zur Steuerung der Wirkleistung nach Sollwert
 - Ein Binäreingang für 60% der Nennleistung
 - Ein Binäreingang für 30% der Nennleistung
 - Ein Binäreingang für 0% der Nennleistung

Bei Bedarf können weitere Schnittstellen gefordert werden (z.B. analoger Eingang zur Wirk- und Blindleistungsregelung, Anbindung an Leitsystem). Dies wird mit dem Anschlussgesuch bekannt gegeben.

Die Steuerung wird für die Abwendung einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs benötigt. In diesem Fall darf der Verteilnetzbetreiber (VNB) jederzeit ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren und einsetzen.

Die Schnittstelle ist an einem zentralen Ort beim Zählplatz zur Verfügung zu stellen. Gibt es mehrere Wechselrichter oder ist der Wechselrichter nicht am zentralen Ort beim Zählplatz installiert, so sind normgerechte Datenleitungen von dem Wechselrichter bzw. der zentralen Steuereinheit zum Zählplatz zu installieren.

Ist bei Umbauten das Nachverlegen eines Steuerkabels vom Wechselrichter zum Zähler bei EEA ≤ 30 kVA nicht möglich, muss bei der zentralen Sicherungsverteilung eine AP Verteilung mit Zählerplatte montiert werden. Für die Montage des AP Verteilers gelten die gleichen Richtlinien gemäss Werkvorschriften wie für Zählerplatte /- montage. (Zugänglichkeit, mind. Höhe, max. Höhe etc.). Die Kosten gehen zu Lasten des Kunden, ebenfalls die Energie für das Steuergerät. Die Steuersicherung bei der neuen separaten AP Verteilung ist am Aussenleiter L1 anzuschliessen.

Bei Neubauten eines EFH oder MFH ist das Steuerkabel immer zum Zählerstandort zu führen. Sind mehrere Wechselrichter vorhanden, muss auf Kosten des Kunden eine Anlagesteuerung (Vervielfältigung der Kontakte) erstellt werden.

Auf einen Apparateplatz von EBL können grundsätzlich zwei Empfängergeräte (Rundsteuergerät und / oder Lastmanagementmodul) montiert werden. Somit genügt in den meisten Fällen ein Apparateplatz. Die Aktivierung der analogen Schnittstellen ist mit dem VNB abzustimmen. Die Steuerleitungen sind gemäss Schema vorzusehen.

Wenn Analog- und Binärsignale gleichzeitig anliegen, hat die Limitierung der Wirkleistung über das Binärsignal zu erfolgen.

Rückmeldungen Messwerte für EEA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz

Es sind geeignete Schnittstellen für die Messwerte I, U, P, Q vorzubereiten (4 mA - 20 mA Stromschleifen). Die Messwerte müssen bei Bedarf zu EBL übertragen werden können.

6.2 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.

6.2.1 Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen

Der Anlagebetreiber hat gemäss den gültigen Normen selbst dafür zu sorgen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen, etc. im vorgelagerten Verteilnetz oder andere Vorgänge in den Verteilnetzen der EBL nicht zu Schäden an der EEA und dem vorgelagerten Verteilnetz führen. Alle Schutz- und Schalteinrichtungen sind in regelmässigen Intervallen (Empfehlung: max. alle 5 Jahre) zu prüfen bzw. prüfen zu lassen.

6.2.2 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 Wiederzuschalten gesichert werden können.

6.2.3 Entkupplungsschutz / NA-Schutz

Alle EEA müssen pro Messkreis an einem zentralen Ort vom Netz getrennt werden können. Für Anlageleistungen > 30 kVA ist ein zentraler NA-Schutz (Netz- und Anlagenschutz) mit externen Kuppelschaltern vorzusehen. Diese sind als galvanische Schalteinrichtung auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutzschalter, mechanischer Leistungsschalter). Das Durchfahren einer Netzstörung mit auftretender Unterspannung darf beim externen Kuppelschalter keine Fehlfunktion zur Folge haben und die FRT²-Anforderungen der EEA nicht unterlaufen. Deshalb ist für den externen NA-Schutz eine Pufferung von 3 s sicherzustellen.

² FRT = Fault Ride Through (Fähigkeit der EEA einen kurzzeitigen Fehler zu durchfahren)

Weitere Ausführungsvarianten sind der VSE-Branchenempfehlung zu entnehmen. Der Kuppelschalter besteht grundsätzlich aus zwei in Reihe geschalteten, elektrischen Schalteinrichtungen. Werden als Schalteinrichtung Leistungsschalter verwendet, kann auf den zweiten Schalter verzichtet werden. Ausführungsvarianten und Funktionsweise des Kuppelschalters sind gemäss VSE-Beschreibung „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7 – CH 2020)“ auszuführen

Folgende Schutzfunktionen muss der Entkopplungsschutz erfüllen:

- Unterspannungsschutz $U<$
- Unterspannungsschutz $U<<$
- Überspannungsschutz $U>$
- Überspannungsschutz $U>>$
- Unterfrequenzschutz $f<$
- Überfrequenzschutz $f>$
- Inselnetzerkennung

Für elektrische Energiespeicher gelten in jedem Betriebsfall dieselben Bestimmungen wie für EEA. Insbesondere bei Überbauungen mit mehreren Gebäuden am gleichen Netzanschluss kann die Ausführung des zentralen NA-Schutzes komplex sein. Die EBL empfiehlt folgende Ausführungsvariante aus dem NA/EEA-NE7 – CH 2020. Bei den Varianten mit zentralen Kuppelschaltern beim Netzanschluss entsteht der Nachteil, dass bei einer Auslösung der ganze Gebäudekomplex stromlos geschaltet wird, auch die Verbraucher:

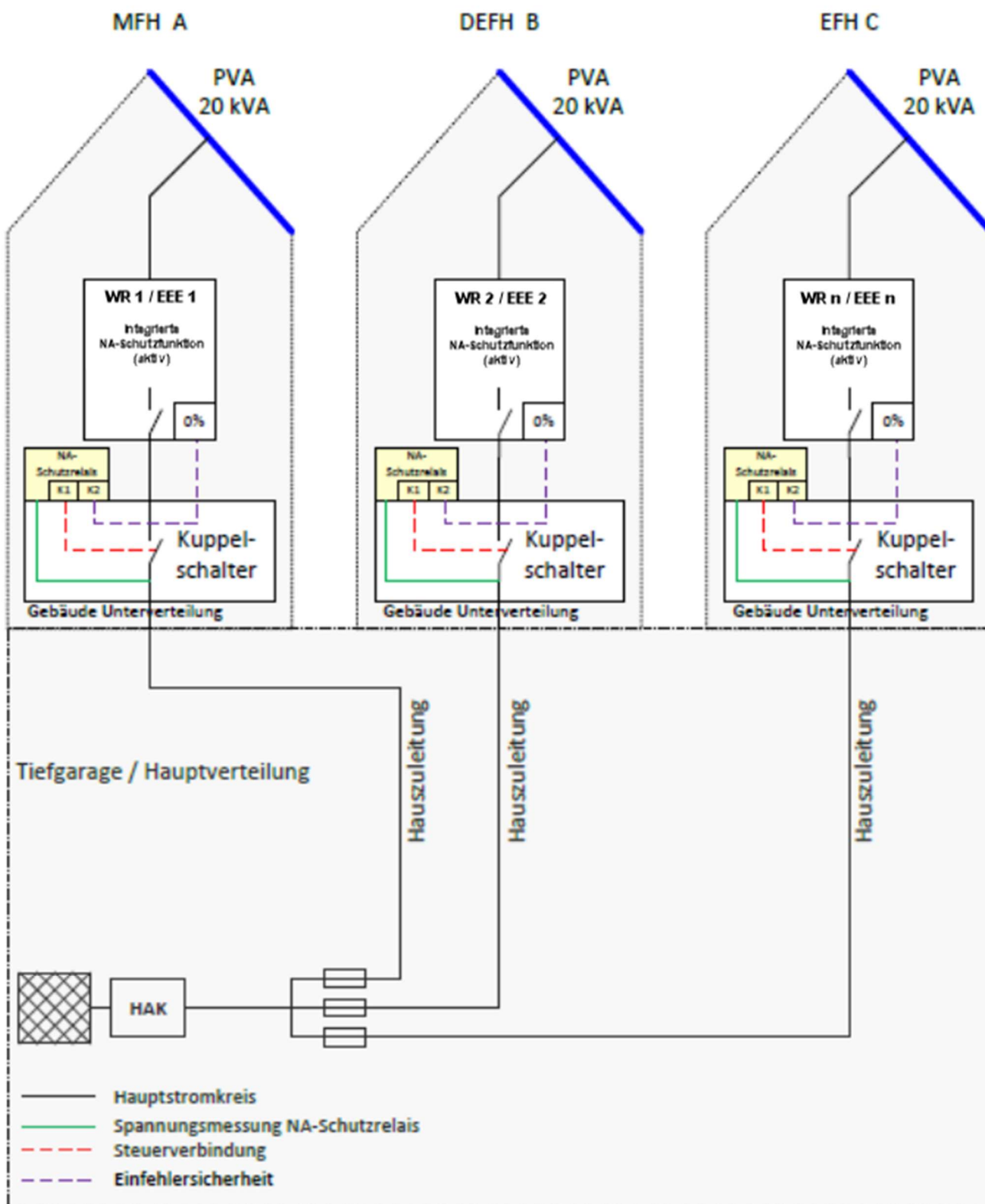


Abbildung 1: Variante 1 aus VSE NA/EEA-NE7 - CH 2020: Externer NA-Schutz je Gebäude

6.2.4 Schutzeinrichtung für EEA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz

Die Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen sind mit der EBL abzusprechen.

6.3 Verhalten der EEA im Verteilnetz

6.3.1 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% bis 105% ihrer Synchrondrehzahl zugeschaltet werden. Inselbetriebsfähige, selbsterregte Asynchronmaschinen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden können, müssen die Zuschaltbedingungen für Synchronmaschinen einhalten.

Ein elektrischer Energiespeicher kann sich sowohl als Verbraucher, als auch als Energieerzeugungsanlage verhalten. Demzufolge sind auch die entsprechenden vorliegenden technischen Regelwerke für Bezugs- und Erzeugungsanlagen einzuhalten

Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

Für EEA > 3.6 kVA vom Typ 2 Stromrichter ist die Kennlinie Q(U) gemäss Anhang D einzustellen.

Bei einer Leistung ≤ 3.7 kVA kann $\cos\varphi = 0.9$ verwendet werden.

Bei Asynchrongeneratoren ist $\cos\varphi = 0.95$ untererregt zu verwenden, Synchrongeneratoren sind mit dem VNB abzustimmen.

EEA müssen unter normalen Betriebsbedingungen in der Lage sein, Blindleistung in den im NA/EEA-NE7 – CH 2020 aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen.

Wenn notwendig bestimmt EBL unter Berücksichtigung des Anlagentyps eine der folgenden Steuerungsarten:

- Fester Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$
- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi(P)$
- Kontante Blindleistung Q
- Blindleistungs- / Spannungskennlinie Q(U)

Bei Speichern gelten für den Betriebsmodus „Rücklieferung“ (Entladevorgang) dieselben Regelungen wie für EEA. Für den Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) gilt $\cos\varphi = 0.9$?

Einstellungen / Parametrierung

Für Anlagen vom Typ A und B am Niederspannungsnetz muss die Parametrierung gemäss NA/EEA-NE7 – CH 2020 Anhang E vorgenommen werden.

Ansonsten ist der aktuelle Datensatz der VDE-AR-N 4105:2018-11 (resp. für Mittelspannung 4110) zu wählen. Ältere und nicht mehr gültige Ländersätze dürfen nicht mehr verwendet werden.

6.3.2 Verhalten bei Störungen

6.3.2.1 Im MS-Netz der EBL

Die EBL betreibt ein isoliertes Mittelspannungs-Verteilnetz mit einer Spannung von 13.6 kV. Bei einem Erdschluss wird die Versorgungsspannung beim Abgang im Unterwerk, bei einem Abgang auf ein privates Netz sowie bei Transformatorenstationen, hinter welchen Freileitungsabschnitte folgen, automatisch abgeschaltet.

Falls die Leitung in einer Transformatorenstation mit nachfolgenden Freileitungsabschnitten auslöst, erfolgt nach 400 ms eine automatische Wiedereinschaltung (Kurzunterbruch, KU) sowie nach 90 s eine weitere automatische Wiedereinschaltung (Langunterbruch, LU). Sind diese Wiedereinschaltung erfolglos, d.h. der Fehler bleibt anstehend, z.B. Leiterseilbruch etc., bleibt die Leitung ausgeschaltet und muss kontrolliert werden. Eine Zuschaltung mit reduziertem Erdschlussstrom ist untersagt.

Befindet sich der Fehler in einem privaten Arealnetz, wird ein Erdschluss im Normalfall in der Transformatorenstation der EBL ausgelöst, an welchem das Arealnetz angeschlossen ist. Eine automatische Wiedereinschaltung erfolgt nicht, eine Zuschaltung mit reduzierter Erdschlussleistung erfolgt erst nach Rücksprache mit dem Arealnetzbetreiber. Alle anderen Erdfehler im Kabelnetz werden im Unterwerk ausgeschaltet.

Bei einem Kurzschluss im Verteilnetz wird, je nach Netzkonstellation, nach 400 ms eine automatische Wiedereinschaltung (Kurzunterbruch), und nach 90 s eine weitere Einschaltung (Langunterbruch) eingeleitet. Ansonsten erfolgt die Auslösung des Kurzschlusses spätestens 1.2 s nach der Detektion des Fehlers.

Die EBL behält sich vor, spezielle Schutzeinstellungen vorzugeben, beispielsweise wenn dies aufgrund der automatischen Wiedereinschaltung nötig ist. Vorzugsweise werden dann folgende Parameter gesetzt:

- U<<-Funktion: 0.45 Un, unverzögert (d.h. kleinstmögliche Zeitverzögerung)
- U<-Funktion: 0.8 Un, 300 ms

Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden.

6.3.2.2 Spannungs-Zeit-Verhalten $u(t)$ -Kennlinie

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

Hinsichtlich Spannungseinbrüchen im Verteilnetz müssen EEA $>$ 800 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).

OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren) UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

Das OVRT bzw. UVRT beschreibt das Durchfahren der Netzspannung bei kurzzeitiger Über- oder Unterspannung im Übertragungs- oder Verteilnetz, ohne sich vom Netz zu trennen.

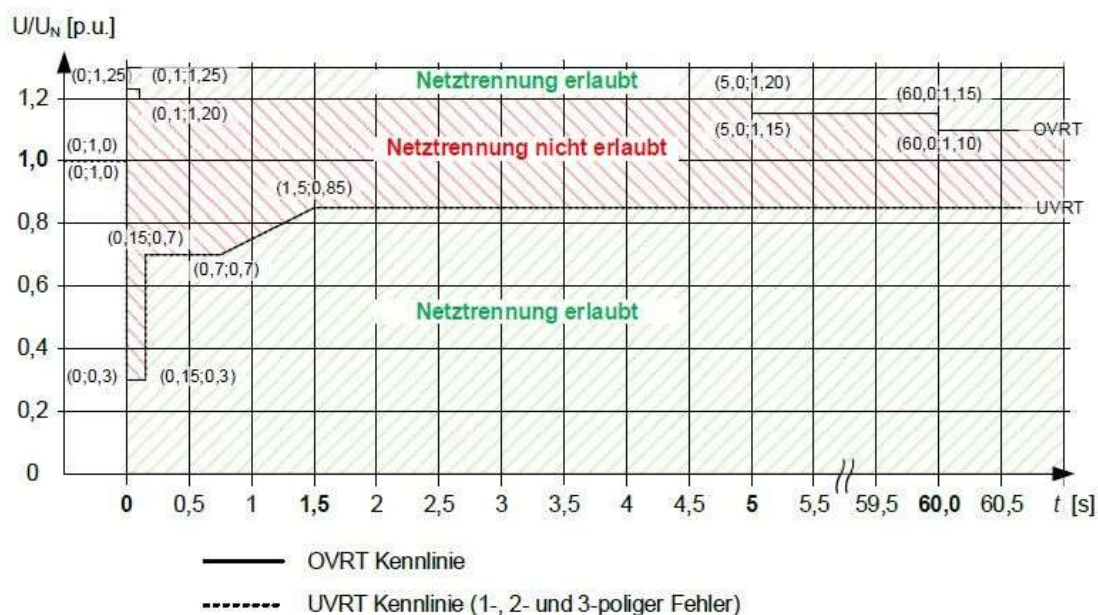


Abbildung 2: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)

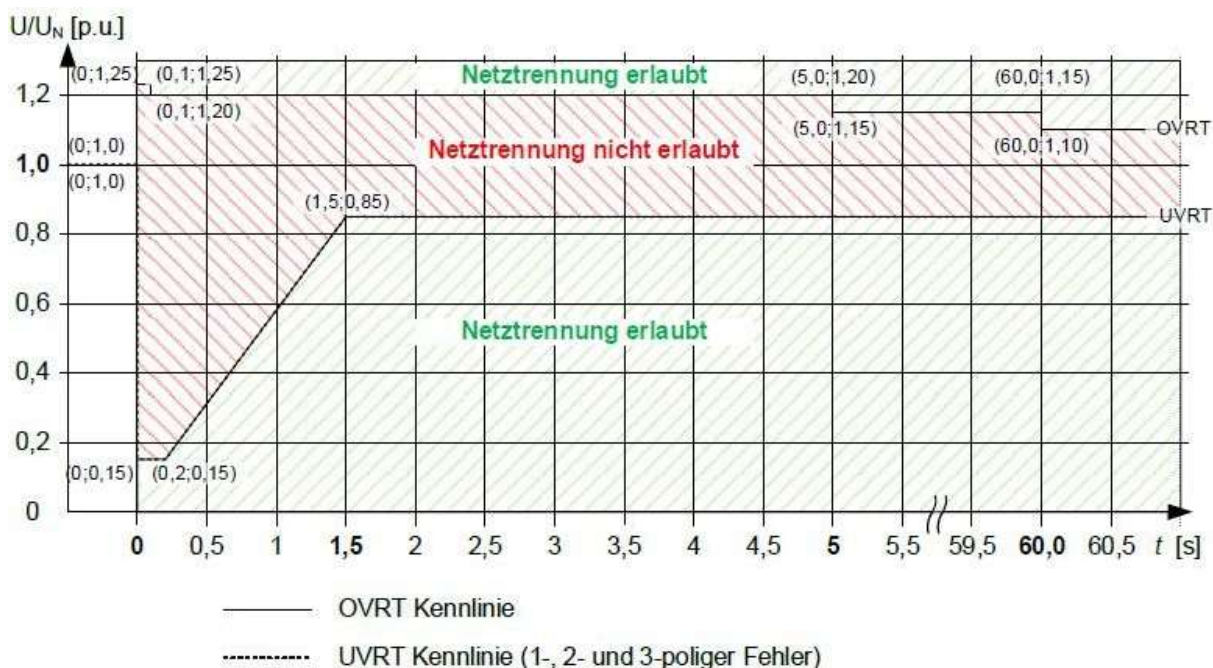


Abbildung 3: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher

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

Für EEA mit einer Gesamtleistung ≤ 250 kVA gilt eine eingeschränkte dynamische Netzstützung. Das bedeutet, es ist grundsätzlich ausreichend, wenn die Anlagen bei transienten Spannungseinbrüchen am Netz bleiben ohne eine Pflicht zur Einspeisung eines Blindstromes.

6.3.2.4 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. Details zur Regelung sind dem VSE- Dokument NA/EEA-NE7 CH – 2020 zu entnehmen.

6.3.2.5 Wiedereinschaltung einer Erzeugungsanlage nach einer Störung

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

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 Schaltheandlungen, Spannungsschwankungen, KU oder andere Vorgänge in den Netzen der EBL nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen und dass in diesem Fall seine EEA keinen Schaden an Anlagen von Dritten provoziert.

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

Bei Umrichtern (z.B. PV-Anlagen) erfolgt eine automatische Wiedereinschaltung einer Erzeugungseinheit, wenn die Spannung am Anschlusspunkt zwischen 85%...110% der Nennspannung ist (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47.5 Hz und 50.1 Hz liegt. Die Verzögerungszeit für die Wiedereinschaltung liegt zwischen 1 min und 10 min. Für unterschiedliche Schutzauslösungen können die Verzögerungszeiten verschieden sein.

6.3.2.6 Spannungsstützung bei Netzfehler durch Blindstromeinspeisung

Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA > 250 kVA 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 im VSE-Dokument NA/EEA-NE7 CH – 2020 beschrieben stützen.

6.3.2.7 Frequenzverhalten

Bei Frequenzen zwischen 47.5 Hz und 51.5 Hz ist eine automatische Trennung 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 dem NA/EEA-NE7 CH – 2020 der Tabelle 6 in Kapitel 7.4.4 zu entnehmen.

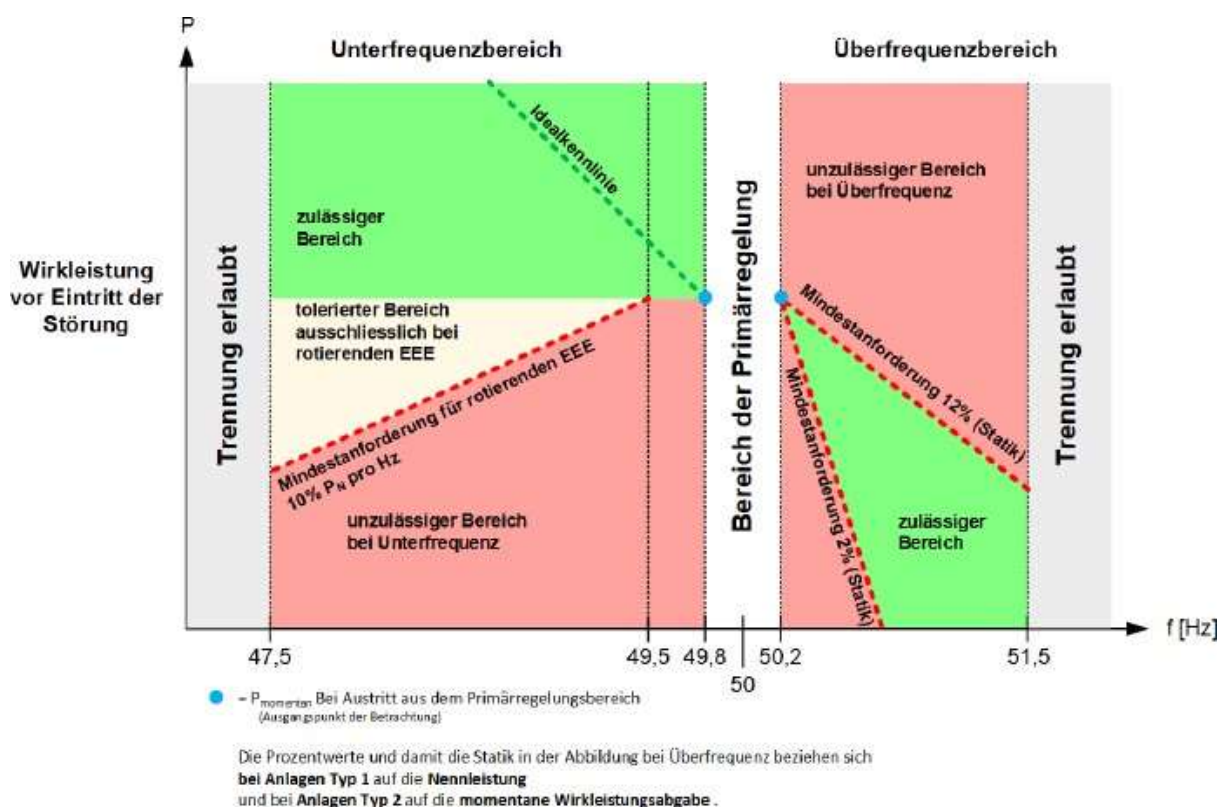


Abbildung 4: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

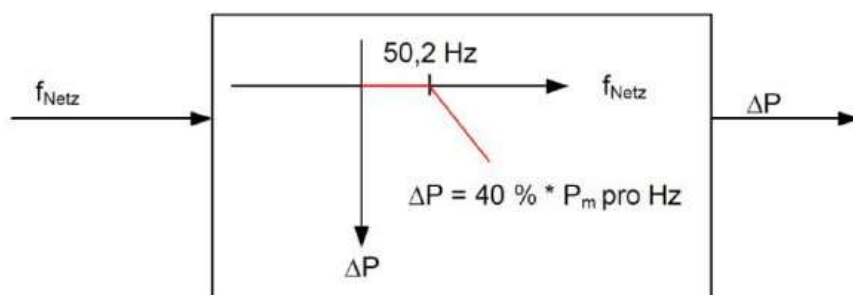
Frequenzverhalten bei Unter- oder Überfrequenz:

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, sogenannte Typ 1-Anlagen, müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 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-Anlagen) 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 $40\% \cdot P_m$ pro Hertz reduzieren.



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

P_m max. Leistung (Typ 1), momentane Leistung (Typ 2)

ΔP Leistungsreduktion

f_{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 5: Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz gilt auch für Speicher im Modus „Rücklieferung“. Für die Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz werden derzeit keine Vorgaben gemacht. Künftige Anforderungen an ein intelligentes Lastmanagement (z.B. aus ENTSO-E-Regelungen) sind bei Bedarf zu berücksichtigen.

6.3.3 Netzzrückwirkungen / störende Beeinflussungen

Unter Netzzrückwirkung 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 Netzzrückwirkungen DACHCZ“ am Verknüpfungspunkt überschritten, so kann die EBL 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 $\Sigma S E_{\text{max}} \leq 3.7 \text{ kVA}$ pro Phase ($\Sigma S E_{\text{max}}$ = 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.

Energiespeicher müssen immer dreiphasig angeschlossen werden.

6.3.4 Kommunikationssysteme

Die EBL betreibt Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) mit 730 Hz und eine PLC (Powerline Communication) im Band Cenelec A und FCC für die Smart Meter Kommunikation. 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 91 kHz) und FCC-Band (150-500kHz). Falls eine Erzeugungsanlage die PLC-Kommunikation unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen.

6.3.5 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 WV zu verdrosseln.

7 Inbetriebnahme

7.1 Bedingungen zur Inbetriebnahme, Sicherheitsnachweis

Die EEA darf erst in Betrieb genommen werden, wenn

- die Plangenehmigungsverfügung des ESTI vorliegt (bei Vorlagepflicht)
- ein Protokoll der gewählten Einstellwerte vorliegt
- die Schlusskontrolle durchgeführt ist und der EBL 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 EBL gewährt werden

7.2 Werksabnahme

Die EBL führt bei allen EEA eine Werksabnahme durch. Der Produzent belegt der EBL, dass alle Vorgaben eingehalten und die Einstellungen gemäss TAB EEA vorgenommen wurden.

Auf Wunsch müssen der EBL die folgenden Dokumente vorgelegt werden:

- Konformitätsnachweis, der die Erfüllung der Anforderungen belegt
- Betriebskonzept der Anlage
- Elektrisches Schema

Bei Speichern muss weiter der Nachweis der ordnungsgemässen Funktion des Energieflussrichtungssensors (EnFluRi) erbracht werden.

Bei Nichteinhaltung der technischen Anforderungen behält sich die EBL vor, die Anlage vom Netz zu

trennen, bis die Mängel behoben sind. Die daraus entstandenen Kosten werden der Eigentümerin in Rechnung gestellt.

7.3 Abnahmemessung

Die EBL führt eine Abnahmemessung durch, wenn ausgehend von der EEA unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind.

Grundsätzlich legt die EBL fest, ob eine Abnahmemessung nötig ist. Dafür können folgende Kriterien massgebend sein:

- Grösse der Anlage
- Anschluss nur zulässig mit aktiviertem Blindleistungsmodus
- Anschlussbeurteilung zeigt Beeinträchtigung der Spannungsqualität (z.B. zu hohe Oberschwingungsströme)
- Unbekannter Anlagentyp

Die Messung wird bei guten Einspeisebedingungen am Bezügersicherungsfeld der EEA durchgeführt und dauert eine Woche. Sollte dies nicht möglich sein, dann wird die Messung am Anschlusspunkt (i.d.R. Hausanschlusskasten resp. Einspeisefeld) installiert. Werden aufgrund der Messung störende technische Einwirkungen festgestellt wie beispielsweise Grenzwertverletzungen oder nicht eingehaltene Vorgaben resp. Spezifikationen, so gehen die Kosten für die Abnahmemessung zu Lasten des Kunden bzw. Produzenten.

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.

7.4 Änderungen der Anlage / Nachkontrollen

Änderungen in der Anlage sind der EBL für allfällige Nachkontrollen anzuzeigen. Die EBL behält sich vor, jederzeit Nachkontrollen durchzuführen.

7.5 Stilllegung durch die EBL

Die EBL 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

8 Speicher: Spezielle Hinweise zur Vergütung

8.1 Speicher in Kombination mit einer Energieerzeugungsanlage (EEA \leq 30 kVA)

Mit Speichersystemen für den Eigenbedarf, darf kein sogenanntes Greenwashing³ betrieben werden. Der Produzent bestätigt dies der EBL schriftlich im Rahmen eines Anschlussvertrages. Grundsätzlich müssten EEA, welche mit einem Stromspeicher ausgerüstet sind, mittels separaten lastgangfähigen Messapparaten (Zähler) ausgerüstet werden, um die Ausstellung falscher Herkunftsnachweise (HKN) zu verhindern. Aufgrund der Komplexität der Messanordnung und der damit verbundenen Kosten für die Kunden, wendet die EBL in Zusammenhang mit einem unterschriebenen Vertrag bei EEA \leq 30 kVA eine vereinfachte Messung an.

8.2 Speicher ohne EEA (mit und ohne Verbrauch)

Bei Speicheranlagen ohne angeschlossene EEA wird von der EBL keine Vergütung für die Einspeisung in die Verteilnetze der EBL vorgenommen, da keine Energie produziert wird. Es besteht keine Abnahme- oder Vergütungspflicht durch den Netzbetreiber.

8.3 Weitere Betriebsarten

Bei einer EEA $>$ 30 kVA und / oder beim Einsatz mehrerer Zähler sind die Anforderungen mit der EBL abzusprechen. Dasselbe gilt für weitere, hier nicht behandelte Betriebsarten.

8.4 Netznutzung

Bei der Verrechnung der Netznutzungsentgelte und Abgaben richtet sich die EBL nach dem VSE Handbuch Speicher.

8.5 Teilnahme am Regelenergiemarkt / Änderung Betriebskonzept

Änderungen am Betriebskonzept sowie die Teilnahme am Regelenergiemarkt sind an die EBL zu melden.

³ Greenwashing wird beispielsweise betrieben, wenn die nachts günstig als Graustrom geladene Energie am Tag teuer als Energie mit ökologischem Mehrwert verkauft wird.

9 Anforderung für die Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels eines Netzbetreiberschaltkontakts

9.1 Einleitung

Die dynamische Zunahme der Elektromobilität erfordert in Hochlastzeiten leistungsreduzierende Eingriffe durch den Verteilnetzbetreiber (VNB).

Zur Herstellung einer standardisierten Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität (CD-Charging Device) mittels eines Netzbetreiberschaltkontaktes werden nachfolgend beschriebene Anforderungen festgelegt.

9.2 Funktionsbeschreibung

In diesem Kapitel dieses Dokuments wird eine standardisierte Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels einer drahtgeführten Kommunikationsstrecke zu einer Signalquelle des Netzbetreibers beschrieben.

9.3 Anwendungsbereich

Die Anforderungen richten sich an fest montierte und mobile AC und DC Ladestellen ab vom Netz bezogenem Scheinleistungsbemessungswert $S_r \geq 3,68\text{kVA}$.

Die auf den Strom bezogenen Anforderungen von AC-Ladestellen (z.B. Bemessungsstrom I_r) beziehen sich in diesem Dokument sinngemäss auch auf die daraus resultierende Leistung – dies auch bei DC-Ladestellen.

9.4 Steuerkreis und Versorgungsspannung

Die Ansteuerung von CD beim Ladevorgang wird durch einen mit Schutzkleinspannung (PELV) belegten Schaltkontakt für die EBL umgesetzt.

Die Abfrage des potentialfreien VNB-Kontaktes S1 über den drahtgeführten Steuerkreis erfolgt über das CD. Dabei muss die Signalübertragung über wenigstens 50m Leitungslänge ohne Koppelrelais mit einer Steuerleitung CAT.7 AWG 23 über ein Adernpaar funktionieren.

In gewissen Fällen kann z.B. wegen der VNB-Steuergerätechnologie kundenseitig der Einbau eines Koppelrelais notwendig sein.

Der Grund für die Anwendung eines CAT.7 Steuerkabels ist die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Vorbereitung der Kommunikationsstrecke für eine spätere Eignung bei einer netzwerkfähigen Schnittstelle.

Gemäss den gültigen TWV (TAB).

9.5 Ladestrombeeinflussung

Die EBL beeinflusst mit der Schalterstellung seines Steuergerätes die Ladestromaufnahme der CD. Dabei ist die Festlegung eines reduzierten Ladestromes I_{red} und eines maximal eingestellten (und dann unreduzierten) Ladestromes I_{unred} durch den EBL erforderlich.

I_{red} (bzw. analog P_{red}) in CD eingestellter reduzierter Strom (0A oder $\leq 8A$, z.B. 6A)
 I_{unred} (bzw. analog P_{unred})..... in CD – Wert gemäss Zusage EBL – mindestens 8A und 16A müssen einstellbar sein, auch für eine stärkere CD mit $I_r = 32A$.

Beispiel 1	Beispiel 2	Beispiel 3	Beispiel 4
S1 ein: 16 A	S1 ein: 16 A	S1 ein: 8 A	S1 ein: 32 A
S1 aus: 8 A	S1 aus: 0 A	S1 aus: 0 A	S1 aus: 8 A

Tabelle 1: Beispiele zur Ladestrombeeinflussung

9.6 Anzahl der Netzbetreiber-Schaltkontakte

Die Mindestanforderung ist ein Kontakt. Dies ist für den derzeitigen Standardfall von Ladestellen ausreichend. Es werden jedoch zwei Kontakte empfohlen.

Anmerkung: In Hinblick auf aktuelle Anforderungen wie Vehicle to Grid (V2G) werden schon derzeit auch mehr Kontakte verlangt. Für das Rückspeisen aus dem Fahrzeug sind beim derzeitigen Stand der Technik DC-Ladestellen Voraussetzung. Für diesen V2G-Betrieb gelten die Regelwerke für Energieerzeugungsanlagen. Hier ist die Schaltkontakthanforderung jeweils schon derzeit in den Regelwerken beschrieben (bis zu 4 Kontakte gefordert).

9.7 Weitere Anforderungen

9.7.1 Statusanzeige Betriebszustand Ladestelle

Für den Betreiber der CD ist eine leicht verständliche Statusanzeige zu realisieren, ob der Modus I_{red} / P_{red} aktiv ist. Ideal ist eine Anzeige mit LED oder direkt am Gerätedisplay (ohne weitere Hilfsfunktionen). Bevorzugt sollte z.B. eine LED-Anzeige in grün den unreduzierten Betriebsmodus anzeigen. Alternativ ist auch eine Smart-Phone-App des CD-Herstellers oder eine Schnittstelle zum Home Energy Management System (HEMS) möglich.

9.7.2 Symmetrieanforderungen

Die Unsymmetrie ist mit 3-phasiger Detektion zu überwachen. Bei nicht 3-phasigem symmetrischem Betrieb erfolgt eine Strombegrenzung des/der speisenden Leiter(s) auf 16A.

9.7.3 Unterspannungsauslösung (Pausieren)

Wenn in die CD-Spannung $u(t) < 0,85 * 230V = 195,5V$ ($t > 3s$) \rightarrow Unterbrechung der Ladung (Pausieren) mit folgender Hysterese: $u(t) > 0,9 * 230V = 207V$ ($t > 300s = 5min.$). Während dieser Netzüberwachungszeit darf die Zuschaltbedingung nicht verletzt werden, sonst beginnt die Zeitzählung von vorne.

Anmerkung: In besonderen Fällen kann bei manchen Anlagen (z.B. in schwachen Netzabschnitten oder in Netzausläufern) zwischen der EBL und dem Kunden eine von der EN 50160 abweichende Spannungsqualität vereinbart werden. Dafür sollte in Abstimmung mit der EBL eine Parametrierung von Spannung (von 160V – 230V) und Zeit (von 0s – 600s) möglich sein.

9.7.4 Anfahrrampe nach Spannungsausfall (Versorgungsunterbrechung) oder Unterspannungsauslösung

Nach Wiedereinschaltung erfolgt ein Hochlauf mit einer Anfahrrampe von 10% P_r / min linear oder in Schritten von 10% P_r mit einem Toleranzband $\pm S_r$ bezogen auf den linearen Hochlauf.

Bei AC CD mit Stromregelung beträgt die Anfahrrampe 10% I_r / min mit einem Toleranzband $\pm 5\% I_r$. Ein Sprung von Null auf eine technische Minimalleistung (-strom) ist zulässig (z.B. 6A als Startwert).

9.7.5 Parametereinstellung der Ladeeinrichtung

Im Idealfall ist die CD auf die Standardländereinstellung der Schweiz eingestellt. Alternativ ist dies gemäss einer Herstellerparametrieranleitung oder einer Auswahl der Ländereinstellung direkt am Gerät möglich.

Für die Schweiz wird eine Standardländereinstellung mit Einstelloptionen von den Netzbetreiberverbänden veröffentlicht.

9.7.6 Manipulationssicherheit

Die von der EBL vorgegebenen Werte dürfen nicht über die Benutzeroberfläche veränderbar sein (z.B. über Smartphone-App, Webbrowser) Änderungen (nur durch Elektrofachpersonal) per Software sind nur mit ausreichendem Passwortschutz möglich.

Wenn die Einstellungen durch z.B. sog. Dip-switches erfolgen, sind diese durch Abdeckungen zu schützen, die nur mit Werkzeugen (z.B. Schraubenzieher) entfernt werden können.

9.7.7 Dokumentation der Einstellparameter (organisatorisch)

Die Elektrofachkraft muss in der Lage sein, die Einstellparameter zu dokumentieren und auf Verlangen der EBL übermitteln zu können.

9.7.8 Lademanagementsysteme

Funktional analog sind die Anforderungen auch in zentralen Lademanagementsystemen umzusetzen. Das lokale Laststeuerungssystem muss imstande sein, auf eine verfügbare Leistung zu drosseln, die dann auf die einzelnen Ladestationen aufgeteilt wird.

Oberer Strom-/Leistungswert werden zuvor mit der EBL vereinbart.

10 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 von der EBL für die Störungssuche sowie für Schäden im Verteilnetz, welche durch die EEA auf Grund von Spannungsschwankungen, Überströme und Frequenzabweichungen verursacht wurden.

11 Schlussbestimmungen

Diese Anschlussbedingungen treten auf den 01.03.2023 in Kraft. Die EBL ist berechtigt, diese Richtlinie abzuändern oder zu ergänzen.

Anhang A: Leistungsklasseneinteilung der EEA

Anlagegrösse	Wirkleistungsregelung				Blindleistungsregelung	Schutzaufbau
	0%	-	-	100%		
≤ 30 kVA	0%	-	-	100%	-	im Umformer
> 30 kVA Niederspannung	0%	30%	60%	100%	-	NA-Schutz
Anschluss in Mittelspannung	0%	30%	60%	100%	analog 4-20 mA ^(*)	Hochspannungs- NA-Schutz und Leistungsschalter
	analog 4-20 mA ^(*)					

(*) Genaue Ausführung ist mit dem Verteilnetzbetreiber abzusprechen.

Anhang B: Anschlussschema und Codiertabelle für Lastmanagementmodul

Das Lastmanagementmodul wird werkseitig geliefert. Eingesetzt wird das LG540 oder ein vergleichbares Produkt.



Erläuterung

Die in das Einspeisemanagement einbezogene Leistung wird über drei Relais (K1 – K3) des Lastmanagementmoduls gesteuert. Das vierte Relais K4 ist für zukünftige Anwendungen reserviert.

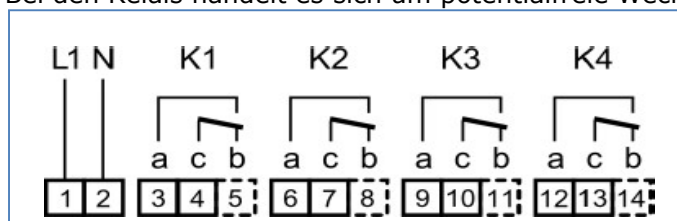
0% Reduzierung auf 0% der Leistung – keine Einspeisung möglich (K1)

30% Reduzierung auf maximal 30% der Leistung (K2)

60% Reduzierung auf maximal 60% der Leistung (K3)

Anschlussschema

Bei den Relais handelt es sich um potentialfreie Wechsler.

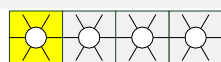


Schaltungsmatrix

Anzeige Lastmanagementmodul

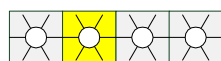
K1 / K2 / K3 / K4

Bedeutung Relais



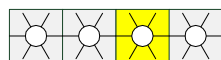
a | b | b | b

0%, d.h. Reduzierung auf 0% der Leistung. Keine Einspeisung K1 geschlossen.



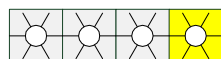
b | a | b | b

30%, d.h. Reduzierung auf max. 30% der Leistung K2 geschlossen.



b | b | a | b

60%, d.h. Reduzierung auf max. 60% der Leistung K3 geschlossen.



Reserviert für zukünftige Anwendungen.

Codiertabelle für die Signale der unabhängigen Steuerung EEA

EEA \leq 30 kVA:

K1	Anlagensoll
1	0%
0	100%

EEA > 30 kVA:

K1	K2	K3	K4	Anlagensoll
1	x	x	x	0%
0	1	x	x	30%
0	0	1	x	60%
0	0	0	x	100%

Erläuterungen:

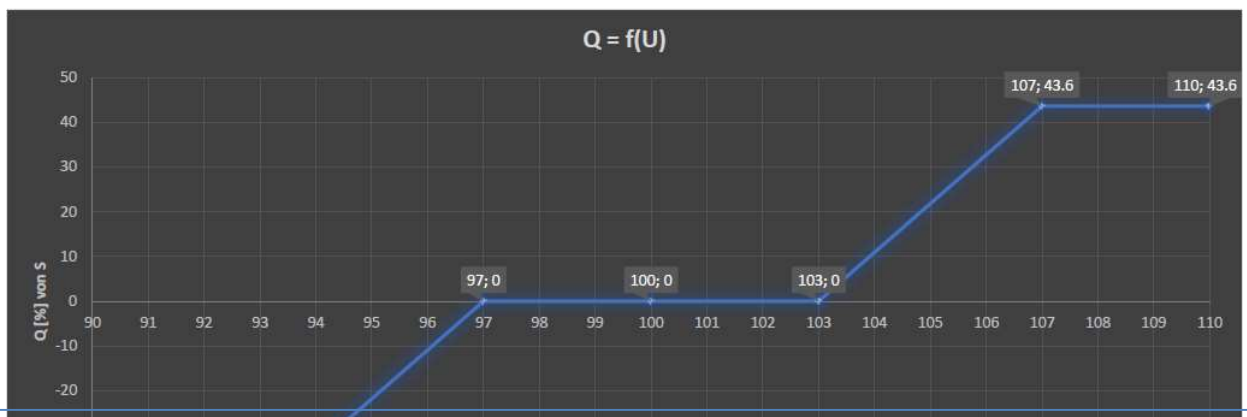
- 1 Relaisstellung „a“
- 0 Relaisstellung „b“
- x Kann 0 oder 1 sein

Die Auswertelogik darf nur einen geschlossenen Relaiskontakt „a“ auswerten.

Anhang C: Standardkennlinie Blindleistungsregelung Q(U)

Kennlinie $Q = f(U)$

U [%]	U [V]	Q in % von S	
90	207.0	-43.6	kapazitiv / übererregt
93	213.9	-43.6	kapazitiv / übererregt
97	223.1	0	
100	230.0	0	-
103	236.9	0	-
107	246.1	43.6	induktiv / untererregt
110	253.0	43.6	induktiv / untererregt



Kennlinie $\cos\varphi = f(U)$

U [%]	U [V]	$\cos\varphi$	
90	207.0	0.9	kapazitiv / übererregt
93	213.9	0.9	kapazitiv / übererregt
97	223.1	1	
100	230.0	1	-
103	236.9	1	-
107	246.1	0.9	induktiv / untererregt
110	253.0	0.9	induktiv / untererregt

