

Klassifizierung	Öffentlich
Dokumentationsstatus	In Arbeit
Version	V.1.0
Zuletzt geändert von	N. Brockmann
Änderungsdatum	12.11.2020

TAB Mittelspannung

- Richtlinie -

Stadtwerke Ostmünsterland GmbH & Co. KG

Nicki Brockmann

Markus Mussmann

Markus Mussmann

Erstellt

Geprüft

Freigegeben

Änderungshistorie

Version	Datum	Bearbeiter	Änderungsart	Status / Bemerkung
0.9	02.03.2020	Nicki Brockmann	Erstellt	
0.9.1	18.09.2020	Nicki Brockmann	Anpassungen	Bedingungen zur Fernwirk- technischen Anbindung
0.9.2	29.10.2020	Nicki Brockmann	Anpassungen	Bedingungen zur Fernwirk- technischen Anbindung
1.0	12.11.2020	Nicki Brockmann	Freigegeben	

Mitgeltende Unterlagen

Dokumentationsname
VDE-AR-N 4110
Leitfaden EEG-Einspeisemanagement
Leitfaden Lastmanagement

Inhaltsverzeichnis

1 Zu Kapitel 1 der VDE-AR-N 4110 Anwendungsbereich	1
2 Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 Normative Verweisungen.....	4
3 Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 Begriffe und Abkürzungen.....	5
3.1 Begriffe.....	5
3.2 Abkürzungen.....	6
4 Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 Allgemeine Grundsätze.....	7
4.1 Bestimmungen und Vorschriften	7
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	7
4.2.1 Allgemeines.....	7
4.2.2 Anschlusanmeldung/Grobplanung	9
4.2.3 Reservierung/Feinplanung	9
4.2.4 Bauvorbereitung und Bau.....	9
4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation	9
4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation	9
4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage.....	9
5 Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 Netzanschluss.....	11
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes.....	11
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	11
5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt	11
5.3.1 Allgemein.....	11
5.3.2 Zulässige Spannungsänderung.....	11
5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen	11
5.4 Netzurückwirkungen.....	12
5.4.1 Allgemein.....	12
5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen.....	12
5.4.3 Flicker.....	12
5.4.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische	12
5.4.5 Kommutierungseinbrüche.....	12
5.4.6 Unsymmetrien.....	12
5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung.....	12
5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes.....	12
5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen	12
5.5 Blindleistungsverhalten	12
6 Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 Übergabestation.....	13
6.1 Baulicher Teil.....	13
6.1.1 Allgemeines.....	13
6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung	13
6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör	14
6.2 Elektrischer Teil.....	14
6.2.1 Allgemeines.....	14
6.2.2 Schaltanlagen.....	16
6.2.3 Sternpunktbehandlung.....	18
6.2.4 Erdungsanlage	19
6.3 Sekundärtechnik	19
6.3.1 Allgemeines.....	19
6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle	19
6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	22
6.3.4 Schutzeinrichtungen.....	23
6.4 Störschreiber	24

7 Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 Abrechnungsmessung	25
7.1 Allgemeines.....	25
7.2 Zählerplatz	25
7.3 Netz-Steuerplatz	25
7.4 Messeinrichtung	25
7.5 Messwandler	26
7.6 Datenfernübertragung	26
7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung	26
8 Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 Betrieb der Kundenanlage.....	28
8.1 Allgemeines.....	28
8.2 Netzführung	28
8.3 Arbeiten in der Übergabestation.....	28
8.4 Zugang	28
8.5 Bedienung vor Ort	28
8.6 Instandhaltung	28
8.7 Kupplung von Stromkreisen	28
8.8 Betrieb bei Störungen.....	28
8.9 Notstromaggregate	28
8.9.1 Allgemeines.....	28
8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes.....	28
8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern	29
8.10.1 Betriebsmodi	29
8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen	29
8.10.3 Lastmanagement	29
8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“	29
8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.....	29
8.11.1 Allgemeines.....	29
8.11.2 Blindleistung.....	30
8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung	30
8.11.4 Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz.....	30
8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung.....	30
8.13 Leistungsüberwachung.....	30
9 Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 Änderungen, Außerbetriebnahme und Demontage.....	32
10 Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N- 4110 Erzeugungsanlagen	33
10.1 Allgemeines.....	33
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz.....	33
10.2.1 Allgemeines.....	33
10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	34
10.2.3 Dynamische Netzstützung	35
10.2.4 Wirkleistungsabgabe.....	36
10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	36
10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen.....	36
10.3.1 Allgemeines.....	36
10.3.2 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	37
10.3.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers.....	37
10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks.....	39
10.3.5 Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz	41
10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen	42
10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	42
10.4.1 Allgemeines.....	42
10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen	42
10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen	42
10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren	42

10.4.5	Kuppelschalter	42
10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen.....	42
10.5.1	Abfangen auf Eigenbedarf	42
10.5.2	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	42
10.5.3	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung	43
10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve.....	43
10.6	Modelle.....	43
10.6.1	Allgemeines.....	43
10.6.2	Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen	43
10.6.3	Modelldokumentation	43
10.6.4	Parametrierung.....	43

11 Zu Kapitel 11 der VDE-AR-N 4110 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen 44

11.1	Gesamter Nachweisprozess	44
11.2	Einheitenzertifikat.....	44
11.2.1	Allgemeines.....	44
11.2.2	Netzurückwirkungen.....	44
11.2.3	Quasistationärer Betrieb und Pendelungen	44
11.2.4	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	44
11.2.5	Dynamische Netzstützung	44
11.2.6	Modelle	44
11.2.7	Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement	45
11.2.8	Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz.....	45
11.2.9	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit.....	45
11.2.10	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	45
11.2.11	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	45
11.2.12	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	45
11.3	Komponentenzertifikat	45
11.3.1	Allgemeines.....	45
11.3.2	EZA-Regler	45
11.3.3	Aktive statische Kompensationsanlagen.....	45
11.3.4	Spannungsregler inkl. Des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit	45
11.3.5	Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten.....	45
11.3.6	Modelle	45
11.4	Anlagenzertifikat	45
11.4.1	Allgemeines.....	45
11.4.2	Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen.....	45
11.4.3	Einspeiseleistung	45
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel.....	45
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	45
11.4.6	Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen	45
11.4.7	Netzurückwirkungen.....	45
11.4.8	Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen	46
11.4.9	Nachweis des Inselbetriebes und der Teilnetzbetriebsfähigkeit.....	46
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit.....	46
11.4.11	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	46
11.4.12	Dynamische Netzstützung	46
11.4.13	Wirkleistungsabgabe.....	46
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement.....	46
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	46
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag.....	46
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	46
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	46

11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	46
11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	46
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	46
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	46
11.4.23	EZA-Modell	46
11.4.24	Anlagenzertifikat B	46
11.4.25	Nachtrag zum Anlagenzertifikat	46
11.5	Inbetriebsetzungsphase	47
11.5.1	Inbetriebsetzung der Übergabestation	47
11.5.2	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten 47	
11.5.3	Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung	47
11.5.4	Konformitätserklärung	47
11.5.5	Betriebsphase	49
11.5.6	Störende Rückwirkungen auf das Netz	49
11.6	Einzelnachweisverfahren	49
11.6.1	Allgemeines	49
11.6.2	Anlagenzertifikat C	49
11.6.3	Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren	49
11.6.4	Erweiterte Konformitätserklärung	49
11.6.5	Betrieb der Erzeugungsanlage	49
12	Prototypenregelung	50

1 Zu Kapitel 1 der VDE-AR-N 4110 Anwendungsbereich

Die konkreten Bedingungen für den Anschluss an das Netz bestimmen sich durch den Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber auf Grundlage dieser TAB Mittelspannung. Die TAB Mittelspannung entspricht den Veröffentlichungspflichten des Netzbetreibers zur Auslegung und dem Betrieb von Anlagen gemäß § 19 EnWG „Technische Vorschriften“ und ist somit Bestandteil von Netzanschlussverträgen und Anschlussnutzungsverhältnissen.

Die TAB Mittelspannung (abgekürzt TAB) legt somit die Technischen Anschlussbedingungen für Planung, Errichtung, Anschluss, Erweiterung, wesentliche Änderungen und Betrieb von Anlagen fest, die an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossen werden. Grundlage der TAB bildet die VDE-AR-N 4110. Die vorliegende TAB ergänzt die VDE-AR-N 4110 in den aufgeführten Punkten. Zu Kapiteln, zu denen in dieser TAB nichts aufgeführt ist, hat der Netzbetreiber keine Ergänzungen.

Diese TAB Mittelspannung hat Gültigkeit für die Stadtwerke Ostmünsterland GmbH & Co. KG. Soweit nichts anderes vereinbart, gilt diese TAB auch für Mittelspannungsnetze, die im Rahmen von Technischen Dienstleistungsverträgen, Betriebsführungs- oder Pachtverträgen durch den Netzbetreiber betrieben werden.

Gesonderte Vereinbarungen im Netzanschlussvertrag haben Vorrang gegenüber den entsprechenden Festlegungen in dieser TAB.

Bestandsanlagen werden grundsätzlich nach den zum Zeitpunkt der Antragstellung bzw. der Inbetriebsetzung gültigen TABs behandelt, sofern der zuständige Netzbetreiber keine anderen Anforderungen stellt. Der Zubau von Neuanlagen führt grundsätzlich nicht zur Anwendung der aktuell gültigen TAB für die Bestandsanlagen (z. B. in Bezug auf das dynamische Verhalten bei Netzfehlern). Auf Anforderung des Netzbetreibers sind vor Inbetriebsetzung die bestehenden Schutzeinstellwerte von Bestandsanlagen an die aktuell gültigen TABs anzupassen (soweit technisch möglich).

Die vorliegenden technischen Anschlussbedingungen legen die Mindestanforderungen für das Errichten und das Betreiben eines oder mehrerer Anschlüsse am MS-Netz fest. Sie orientieren sich an den objektiven Erfordernissen eines störungsfreien Betriebs der Netze der Netzbetreiber auf der einen und an den Belangen eines bedarfsgerechten Anlagenbetriebes beim Anschlussnehmer auf der anderen Seite.

Die Verantwortlichkeit für den ordnungsgemäßen Betrieb des Netzanschlusses liegt beim Anschlussnehmer. Er hat für die entsprechende Umsetzung zu sorgen.

Alle im Folgenden genannten Werte, Angaben und Anforderungen beziehen sich auf den Netzanschlusspunkt, soweit nicht ausdrücklich etwas anderes beschrieben ist.

Die Einrichtungen, die am Netzanschlusspunkt zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer notwendig sind, richten sich nach dem Leistungsbedarf und den Betriebserfordernissen des Anschlussnehmers sowie nach den Anschluss- und Netzverhältnissen des Netzbetreibers.

Die Eigentumsgrenze und die Grenzen des Verfügungsbereichs sind vertraglich zu vereinbaren.

Im Rahmen der projektkonkreten Anschlussbearbeitung wird die zwingende Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen fixiert und bei Bedarf weiter konkretisiert.

Bei einem Anschluss von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz gelten die VDE-AR-N 4110 (Mittelspannung) bzw. die VDE-AR-N 4105 (Niederspannung) entsprechend dem Ablaufschema in Abbildung 1-1. Sind in einer Kundenanlage zusätzlich zu Erzeugungsanlagen/Speichern auch Notstromaggregate angeschlossen, die gemäß Kapitel 8.9 mit einem möglichen Probetrieb von maximal 60 Minuten pro Monat netzparallel betrieben werden, sind diese Notstromaggregate bei der Ermittlung der Leistungen in Bild 1.1 (P_{Amax} , ΣP_{Amax} und ΣP_{Emax}) ausgenommen.

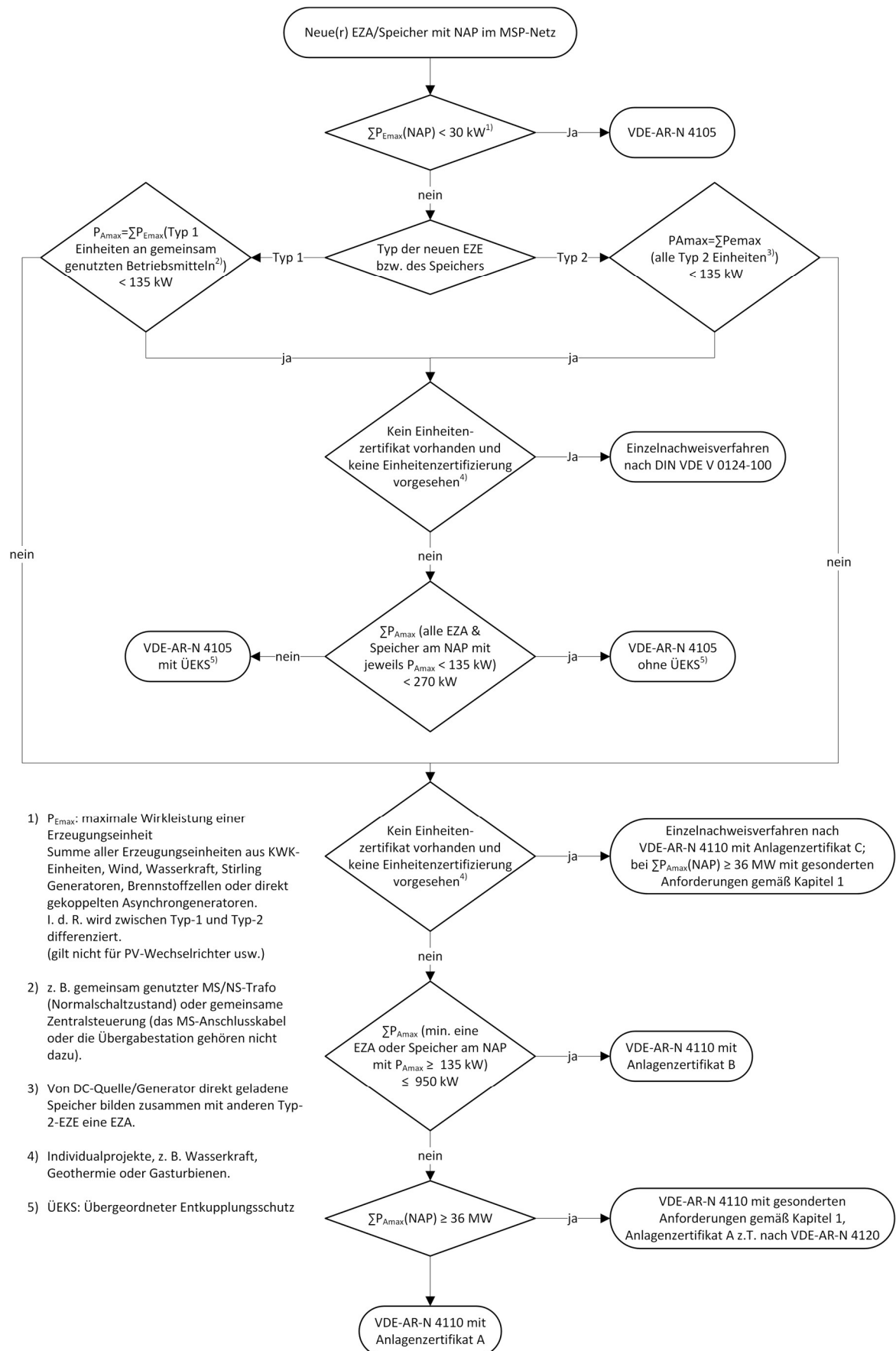


Abbildung 1-1 Einordnung von EZA und/oder Speicher mit NAP im MS-Netz

TAB Mittelspannung

Für Erzeugungsanlagen und Speicher, die nach VDE-AR-N 4105 ausgeführt und zertifiziert werden, gelten folgende Anforderungen:

- Zertifikate: Einheitenzertifikat und Zertifikat für den NA-Schutz gemäß VDE-AR-N 4105, keine Anlagenzertifikat nach VDE-AR-N 4110
- EZE-Entkupplungsschutz: gemäß VDE-AR-N 4105 mit Protokoll E.7 der VDE-AR-N 4105. Es ist u. a. Tabelle 2, Fußnote d, der VDE-AR-N 4105 zu beachten.
- Übergeordneter Entkupplungsschutz: Sofern $\sum P_{Amax} \geq 270 \text{ kW}$ ist (Summe der EZA und der Speicher mit jeweils $P_{Amax} < 135 \text{ kW}$ für die Übergabestation) gemäß TAB Mittelspannung.

Sonstige Anforderungen gemäß VDE-AR-N 4110.

Für alle Erzeugungsanlagen / Speicher sind die maximalen Wirkleistungen der Erzeugungseinheiten (gemäß Einheitenzertifikat) bzw. die vom Anlagenzertifizierer ermittelte Leistung P_{Amax} gemäß Anlagenzertifikat bei $\cos \phi = 1$ für die Einordnung gemäß Abbildung 1-1 maßgebend. Die Modulleistung bei PV-Anlagen ist hierbei nicht von Bedeutung.

Werden in einer bestehenden Kundenanlage neue Erzeugungsanlagen / Speicher errichtet / erweitert / umgebaut / modernisiert oder erfolgt eine wesentliche Änderung in der Kundenanlage, ist die bestehende Kundenanlage an die Vorgaben der VDE-AR-N 4110 und dieser TAB anzupassen, sofern

- in Bezug auf EZA und/oder Speicher die VDE-AR-N 4110 anzuwenden ist und
- eine wesentliche Änderung vorliegt (entsprechend Kapitel 1 der VDE-AR-N- 4110).

Hierzu gehören insbesondere die Vorgaben an die Übergabestation, das Schutzkonzept und die Fernwirktechnik. Bereits bestehende Erzeugungsanlagen haben, wie oben beschrieben Bestandsschutz.

Bei Anbindungen im MS-Netz (nicht UW bzw. Schaltstation) sind die Eingangsschaltfelder und Übergabeschaltfelder in der Fernsteuerung der Netzbetreiber-Netzführung einzubinden (Kapitel 6.3.2), wenn diese Schaltfelder erneuert werden bzw. ein Neubau der Übergabestation erfolgt.

2 Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 Normative Verweisungen

Für Planung, Bau, Anschluss, Betrieb und wesentliche Änderungen gelten neben dieser und der VDE-AR-N 4110 die

- Spezifische Regelungen des Netzbetreibers, welche im Internet veröffentlicht sind in der jeweils aktuellen Fassung.

3 Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

3.1.15

Erzeugungsanlage

Gemäß VDE-AR-N 4110 Anhang A, Bild A.2 und A.3, können sich innerhalb einer Kundenanlage, die an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen ist, mehrere Erzeugungsanlagen befinden. Erzeugungseinheiten vom Typ-1 werden gemäß Kapitel 3.1.15.1, Anmerkung 1, zu einer Erzeugungsanlage zusammengefasst. Somit bilden alle Typ-1-EZE, die gemeinsame Betriebsmittel nutzen (z. B. einen gemeinsamen MS/NS-Trafo oder eine gemeinsame Zentralsteuerung), eine Typ-1-Erzeugungsanlage. Kundeneigene MS-Anschlusskabel bzw. die Übergabestation gehören nicht zu den „gemeinsam genutzten Betriebsmitteln“. Alle innerhalb der Kundenanlage angeschlossenen Erzeugungseinheiten vom Typ-2 und alle ausschließlich von Gleichstrom-Quellen/Generatoren (DC) direkt geladene Speicher bilden zusammen eine Typ-2-Erzeugungsanlage.

Werden an einem MS/NS-Trafo sowohl Typ-1-EZE als auch Typ-2-EZE angeschlossen, so handelt es sich um zwei Erzeugungsanlagen (eine vom Typ-1 und eine vom Typ-2).

3.1.26

Konformitätserklärung:

Anmerkung 1: Mit der Ausstellung einer vollständigen Konformitätserklärung, die eine mängelfreie Erzeugungsanlage bzw. einen mängelfreien Speicher ausweist, ist der Prozess der Anlagenzertifizierung abgeschlossen.

3.1.27

Kundenanlage:

Gesamtheit aller elektrischen und mechanischen Betriebsmittel, insbesondere Erzeugungsanlagen, Speicher, Baukörper, Ladeeinrichtungen, Steuer- und Regeleinrichtungen sowie sonstige Software hinter dem Netzanschlusspunkt (d. h. kundenseitig) mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer.

3.1.30.1.1

momentane Blindleistung

Q_{mom}

momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Blindleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

3.1.30.10.1

momentane Wirkleistung bei Misanlagen mit Bezug

$P_{\text{mom Gen}}$

momentaner Wert der eingespeisten Wirkleistung am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit bzw. -anlage innerhalb der Misanlage (Generatormessung), gleitend gemittelt über 200 ms (nur bei Misanlagen mit Bezug)

3.1.41

Notstromaggregat

Notstromaggregate dürfen regulär maximal 100 ms mit dem Netz der allgemeinen Versorgung parallel betrieben werden, siehe Kapitel 8.9.2 der VDE-AR-N 4110.

3.1.59

Übersetzungsverhältnis

Bei MS/NS-Transformatoren ist die aktuelle Stufenstellung des Transformators zu berücksichtigen.

TAB Mittelspannung

3.1.65

Sollwert

Ein per Kommunikationseinrichtung (z. B. Fernwirktechnik) vom Netzbetreiber an die Kundenanlage übergebener Sollwert, z. B. der Wirkleistung, der Blindleistung, eines Verschiebungsfaktors $\cos \phi$. Der Sollwert wird mit dem Index „soll“ bezeichnet (z. B. P_{soll}).

3.1.66

Istwert

Ein per Kommunikationseinrichtung (z. B. Fernwirktechnik) von der Kundenanlage an den Netzbetreiber übergebener Istwert, z. B. der Wirkleistung, der Blindleistung, eines Verschiebungsfaktors $\cos \phi$. Der Istwert wird mit dem Index „ist“ bezeichnet (z. B. P_{ist}).

3.1.67

Schaltstation (SSt)

Mittelspannungsschaltanlage analog zu der eines Umspannwerkes, jedoch ohne angeschlossenen HS/MS-Transformator

3.2 Abkürzungen

Abkürzungen verschiedener Sternpunktterdungen:

RESPE:	Resonanz-Sternpunktterdung
KNOSPE:	Kurzzeitig niederohmige Sternpunktterdung
NOSPE:	Niederohmige Sternpunktterdung
OSPE:	Isolierter Sternpunkt

4 Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 Allgemeine Grundsätze

4.1 Bestimmungen und Vorschriften

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

Die Formulare können von denen in der VDE-AR-N 4110 abweichen. Es gelten grundsätzlich die Vordrucke, welche auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht sind.

Abweichende Formulare zur VDE-AR-N 4110

E.1	→	A.1 Antragstellung Netzanschluss MSP
	→	E.1 Antrag auf Anschluss einer Eigenerzeugungsanlage
E.2	→	A.2 Beurteilung von Netzurückwirkungen MSP
E.3	→	A.3 Anschlussplanung
E.4	→	A.4 Errichtungsplanung des Anschlussnehmer MSP
E.5	→	Inbetriebsetzungsantrag Strom
E.6	→	A.6 Erdungsprotokoll MSP-Anlage
E.7	→	A.7 Inbetriebsetzungsprotokoll MSP-Anlage
E.8	→	E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen
	→	B.2/E.3 Datenblatt für Speicher
E.9	→	E.9 Netzbetreiber abfragebogen
E.10	→	E.8 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlage und/oder Speicher
E.11	→	E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage und/oder Speicher
E.16	→	E.16 Betriebserlaubnisverfahren
E.17	→	E.17 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren

4.2.1 Allgemeines

Ergänzungen zu Tabelle 1:

- **Vorgelagert vor Punkt 1:** Legt ein Anschlussnehmer bei der Anmeldung einer Erzeugungsanlage / eines Speichers kein Einheitszertifikat bzw. keine entsprechende Prototypenbestätigung vor, erhält der Anschlussnehmer vom Netzbetreiber nur eine unverbindliche Bekanntgabe des Netzanschlusspunktes.
- **Zum Punkt 1:** Zur Anmeldung einer Erzeugungsanlage zur verbindlichen Ermittlung eines Netzanschlusspunktes ist das E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen wie folgt auszufüllen:
 - o Seite 1 bis inklusive „Betriebsweise“
 - o Seite 2: Alle Daten unter „Einheitentyp“ und bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren die gesättigte subtransiente Längsreaktanz

Zum Punkt 1: Zur Anmeldung eines Speichers zur verbindlichen Ermittlung eines Netzanschlusspunktes ist das B.2/E.3 Datenblatt für Speicher wie folgt auszufüllen:

- o Seite 1 bis inklusive „Betriebsmodus“

Die vollständig ausgefüllte Formulare E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen und/oder B.2/E.3 Datenblatt für Speicher sind erst im Punkt 3 erforderlich (Voraussetzung zur Erstellung des E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen).

Weiterhin muss das E.14 Komponentenzertifikat nicht zwingend bei der Anmeldung einer Erzeugungsanlage / eines Speichers vorgelegt werden, eine Vorlage unter Punkt 3 ist ausreichend.

- **Zum Punkt 3:** Spätester Zeitpunkt zur Vorlage der vollständig ausgefüllten Formulare E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen und/oder B.2/E.3 Datenblatt für Speicher und des E.14 Komponentenzertifikat. Dies gilt auch für Prototypen.
- **Zum Punkt 5:** Ein mängelfreies Anlagenzertifikat ist Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Übergabestation, der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage / des Speichers. Das Anlagenzertifikat muss mindestens 4 Wochen vor der Inbetriebsetzung der Übergabestation oder - sofern kein Neubau einer Übergabestation stattfindet - vor der Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten beim Netzbetreiber abgegeben werden ($t_{IBN\ EZE} - 4$ Wochen).
- **Zum Punkt 8:** Spätestens 6 Wochen vor Bestellung der Station und Anlagenkomponenten durch den Anlagenbetreiber ($t_{BB} - 6$ Wochen) muss geklärt sein, welche Verrechnungswandler zum Einsatz kommen. Diese muss der Anlagenbetreiber über das Ausfüllen eines Inbetriebsetzungsantrag Strom beim

Messstellenbetreiber bestellen, damit diese auch $t_{bb} + 2$ Wochen zur Verfügung stehen können.

- **Zum Punkt 18:** Die endgültige Betriebserlaubnis wird erst dann durch den Netzbetreiber erteilt, wenn die Konformitätserklärung vollständig ist und eine mängelfreie Erzeugungsanlage bzw. einen mängelfreien Speicher ausweist. Vorher wird höchstens eine Beschränkte Betriebserlaubnis erteilt.

Werden Erzeugungsanlagen und Speicher mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz gemäß VDE-AR-N 4105 angeschlossen und betrieben (siehe Abbildung 1-1), sind teilweise andere Formulare auszufüllen und dem Netzbetreiber vorzulegen. Für diese Anlagen gelten auf Basis von Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 folgende Änderungen:

Punkt	Schritt (unverändert zu Tabelle 1)	Vordrucke (Änderungen zu Tabelle 1)
1	Antrag/Anfrage/Anmeldung zum Netzanschluss Bezug und/oder Erzeugung/Einspeisung beim Netzbetreiber; Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	Erzeugungsanlagen/Speicher: - E.2 Datenblatt für Erzeugungsanlagen bzw. B.2/E.3 Datenblatt für Speicher (statt E.8 der VDE-AR-N 4110) - E.4 der VDE-AR-N 4105 (statt E.13/E.14 der VDE-AR-N 4110) - E.5 der VDE-AR-N 4105 (für EZE mit Eingangsstrom > 75 A)
4	Bei Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordrucks E.9 an den Antragsteller	entfällt
5	Bei Erzeugungsanlagen: Erstellung Anlagenzertifikat und Abgabe beim Netzbetreiber	entfällt
7	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung beim Netzbetreiber	Nur bei Neubau einer MS-Übergabestation oder Umbau der bestehenden Übergabestation: - A.4 Errichtungsplanung MSP
12	Übergabe des Inbetriebsetzungsauftrages Technische Abnahme der Übergabestation, Übergabe der Schutzprüfprotokolle, Erdungsprotokolle, Bestätigung DGUV, Vorschrift 3	- Inbetriebsetzungsantrag Strom Nur bei Neubau einer MS-Übergabestation oder Umbau der bestehenden Übergabestation: - A.7 Inbetriebsetzungsprotokoll MSP-Anlage - A.6 Erdungsprotokoll MSP-Anlage
16	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit(en) und Abgabe des (der) Inbetriebsetzungsprotokoll(e) beim Netzbetreiber (siehe 11.5.2)	- E.6 der VDE-AR-N 4105 - E.7 der VDE-AR-N 4105 (statt E.10 der VDE-AR-N 4110)
17	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Abgabe der Inbetriebsetzungserklärung beim Netzbetreiber (siehe 11.5.3)	- E.8 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlage und/oder Speicher (statt E.11 der VDE-AR-N 4110)
18	Bei Erzeugungsanlagen: Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber (siehe 11.5.4) Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis	entfällt

4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung

4.2.3 Reservierung/Feinplanung

4.2.4 Bauvorbereitung und Bau

Aus dem Lageplan (Maßstab 1:500) muss eindeutig der örtliche Bezug der Kundenanlagen (Station und Kabel) durch Darstellung und Bezeichnung der umliegenden Topografie hervorgehen (Ort, Straße, Grundstücksgrenzen, Gebäudeumriss, Hausnummer).

Zusätzlich ist das Trafoprüfprotokoll mit einzureichen.

Sollte es erforderlich sein, erwirkt der Anschlussnehmer beim Grundstückseigentümer folgende Vereinbarungen und übergibt diese an den Netzbetreiber:

- Gestattung zur unentgeltlichen Mitbenutzung des Grundstückes für die Legung von Fernmelde- und Steuerleitungen (gemäß §12 Niederspannungsanschlussverordnung)
- Eigentümererklärung zur Errichtung von Telefon- bzw. Internetanschlüssen.

4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

Der Anschlussnehmer übergibt dem Messstellenbetreiber mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation den Ausgefüllten und Unterschriebenen Inbetriebsetzungsantrag Strom und informiert den Messstellenbetreiber über den abgestimmten Inbetriebsetzungstermin mit dem Netzbetreiber.

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation

Im Zuge der Inbetriebsetzung der Übergabestation ist die Prüfung des Schutzes durchzuführen. Folgende Überprüfungen sind erforderlich:

- Prüfung der Strom- und Spannungswandler
- Vorhandensein und Anschaltung der Prüfklemmleiste
- Vollständig ausgefülltes und unterschriebenes Prüfprotokoll des Übergabeschutz
 - o Nachweis, dass die Einstellvorgaben aus dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.9 umgesetzt wurden
 - o Messtechnischer Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Prüfung der Gesamtwirkungskette)
 - o Prüfung des unverzögerten Auslösens des Leistungsschalters bei Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen sowie Prüfung der Überwachungsfunktionen nach 6.3.4.3
- Überprüfung der Dimensionierung der USV

Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Übergabestation ist der erfolgreiche Funktionstest der Fernsteuerung und Fernmeldung der Übergabestation.

Die Inbetriebsetzungsprüfungen der Fernwirk- und der Kommunikationstechnik erfolgt mindestens 2 Tage vor Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Hierzu ist im Vorfeld der Termin - mindestens 10 Werktagen vorher – mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Voraussetzung für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen und Speichern sind u. a. die Vorlage des Anlagenzertifikates bzw. bei Prototypen der Elektroplanung beim Netzbetreiber. Anlagenzertifikat bzw. Elektroplanung sind mindestens 4 Wochen vor der Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkt 15 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110) vorzulegen. Sofern keine neue Übergabestation in Betrieb gesetzt wird (z. B. bei Erweiterungen von Bestandsanlagen) sind die Unterlagen mindestens 4 Wochen vor der Inbetriebsetzung der neu geplanten bzw. geänderten/umgebauten Erzeugungseinheiten vorzulegen (Punkt 16 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110). Anlagenzertifikat bzw. Elektroplanung müssen zeigen, dass die TAB des Netzbetreibers und die VDE-AR-N 4110 eingehalten werden. Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten und -anlagen ist u. a. die Erteilung einer vorübergehenden Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber.

Der Anschlussnehmer übergibt dem Messstellenbetreiber mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten

TAB Mittelspannung

Inbetriebsetzungstermin der Erzeugungseinheit(en) den Ausgefüllten und Unterschriebenen Inbetriebsetzungsantrag Strom.

Der Verbindliche Inbetriebsetzungstermin der Erzeugungseinheit(en) (Punkt 16 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110) ist mindestens eine Woche vorher mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

5 Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Die Kundenanlage selbst wird üblicherweise nicht (n-1) -sicher an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Der Anschlussnehmer kann eine höherwertige Anbindung seiner Kundenanlage beantragen. Die Ausführung des Netzanschlusses und die Kostentragung werden im Netzanschlussvertrag geregelt.

Es gelten vorzugsweise folgende Anschlusskorridore für die erwartete höchste Bezugsleistung des Anschlussnehmers ohne Eigenerzeugung:

Anschlussort	Bezugsleistungskorridor
NS-Netz (NS-Anschluss)	< 100 kW
Ortsnetzstation (NS-Anschluss)	> 100 kW; < 173 kW
MS-Netz (MS-Anschluss)	> 173 kW; < 3000 kW
Übergabe-Station des NB (UW)(MS-Anschluss)	> 3000 kW

Der Netzbetreiber behält sich im Einzelfall vor, Anschlussnehmer mit geringer Leistung an einer vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene (z.B. NE 4 „HS/MS“ statt NE 5 „MS“ bei < 3000 kW) anzuschließen, wenn eine Anbindung an das bestehende Netz gemäß Tabelle nicht möglich ist oder sich die Zuordnung zu der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene gemäß den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen unter Berücksichtigung aller Interessen als sinnvoll erweist.

Es werden folgende grundsätzliche Anschlussvarianten unterschieden:

- Anschluss über ein MS-Leistungsschalterfeld an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerkes (UW) oder einer netzbetreibereigenen Schaltstation (SSt)
- Anschluss im MS-Netz des Netzbetreibers über eine kundeneigene Station

Bei Stationen mit EEG-Erzeugungsanlagen und der Hauptenergieerzeugung erfolgt der Anschluss an der technisch und wirtschaftlich günstigsten Stelle des Netzes der allgemeinen Versorgung, an der dann auch die Eigentumsgrenze liegt.

Übergabestationen für Erzeugungsanlagen und Speicher sind maximal 50 m entfernt vom Netzanschlusspunkt (z. B. Kabelmuffe, Freileitungsabzweig) zu errichten.

5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel

5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

5.3.1 Allgemein

Die Betriebsspannung ist im Planungsstadium beim Netzbetreiber zu erfragen.

5.3.2 Zulässige Spannungsänderung

Bei der Ermittlung des Netzanschlusspunktes neuer Erzeugungsanlagen und Speicher legt der Netzbetreiber einen Betriebszustand der Erzeugungsanlagen und Speicher mit $\cos \phi = 1$ zugrunde.

Anmerkung 1: Die Erzeugungseinheiten und Speicher mit Anschlusspunkt in den unterlagerten, kundeneigenen Niederspannungsnetzen sind bei der Ermittlung des zulässigen Spannungshubes zu berücksichtigen.

5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

Die Mindestkurzschlussleistung ist bei der Anschlussbeurteilung von Typ-1-Anlagen mit folgendem vereinfachten Verfahren zu überprüfen:

- $S_{KV \text{ MS-SS}} \text{ (UW-Sammelschiene)} \geq 10 * \sum S_{Amax} \text{ (Typ-1-EZA im MS-Netz)}$
- $S_{KV} \text{ (Netzanschlusspunkt)} \geq 10 * \sum S_{Amax} \text{ (Typ-1-EZA am Netzanschlusspunkt und bis zur offenen Trennstelle im MS-Netz)}$

S_{KV} ist die minimale Netzkurzschlussleistung und berechnet sich auf Basis der Definition in 3.1.28.2.

5.4 Netzurückwirkungen

5.4.1 Allgemein

Der Netzbetreiber behält sich bei Erfordernis vor, Messungen zu Netzurückwirkungen am Netzanschlusspunkt der Kundenanlage durchzuführen.

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

5.4.3 Flicker

Soweit vom Netzbetreiber keine Angaben zu der Aufteilung nach Bezugs- und Erzeugungsanlagen sowie Speicher gemacht wurden, ist bei der Flickerberechnung ein Wert von $k_B + k_E + k_S = 1,35$ anzusetzen. Dieser Wert entspricht auch der Grundannahme unter Punkt 5.4.4.

5.4.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Der Netzbetreiber empfiehlt eine Verdrosselung von Blindleistungskompensationsanlagen für Oberschwingungen von 7 %.

5.4.5 Kommutierungseinbrüche

5.4.6 Unsymmetrien

5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Die verwendeten Rundsteuerfrequenzen im Netzgebiet des Netzbetreibers sind:

- Im Netzgebiet Ennigerloh und Oelde die Frequenzen 183 1/3 Hz und 216 2/3 Hz.
- Im Netzgebiet Telgte und Ostbevern die Frequenz 483,3 Hz.

5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen

Der Netzbetreiber empfiehlt, spannungssensible Steuer- und Regeleinrichtungen über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung abzusichern.

5.5 Blindleistungsverhalten

Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Mittelspannungsnetz gilt - sofern im Netzanschlussvertrag keine anderslautenden Regelungen vereinbart wurden - im gesamten Spannungsband und im gesamten Wirkleistungsbereich ein zulässiger Bereich für den Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ von 0,95 induktiv (Quadrant 1) bis 1.

Bei Mischanlagen (Kap. 10.2.2.6) gelten diese Vorgaben ausschließlich für die Bezugsanlage. Eine eventuell benötigte Kompensationsanlage muss so in das Kundeneigene Netz integriert werden, dass von der Anlage nur der Bezug entsprechend kompensiert wird. Erzeugungsanlagen im Kundennetz müssen die Blindleistungsanforderungen gemäß Kapitel 10.2.2 erfüllen. Bei einem zeitgleichen Betrieb von Bezugs- und Erzeugungsanlagen im Kundennetz können am Netzanschlusspunkt Leistungsfaktoren von $\cos \phi < 0,95$ induktiv auftreten.

Ergeben sich z.B. durch kundeneigene Anschlussleitungen und/oder kundeneigene Mittelspannungsverteilanlagen unzulässige kapazitive Ladeleistungen, sind diese vom Anschlussnehmer durch geeignete Maßnahmen zu kompensieren. Geeignete Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Das Blindleistungsverhalten für Erzeugungsanlagen ist in Kapitel 10.2.2.4 geregelt.

6 Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Die gültigen Bauverordnungen der Bundesländer, die 26. BImSchV und die Richtlinie über brandschutztechnische Anforderungen an Leitungsanlagen (MLAR) sind zu beachten.

Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und einzusetzen.

Schaltanlagen- und Trafostationsräume sind als „abgeschlossene elektrische Betriebsstätten“ zu planen, zu errichten und zu betreiben. Wesentliche Vorschriften hierzu sind die DIN Vorschriften DIN VDE 0101-1, DIN VDE 0101-2, DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) und die Verordnung über den Bau von Betriebsstätten für elektrische Anlagen EltBauV des jeweiligen Bundeslandes.

Es ist für alle Stationsarten und Bauformen eine Risiko- und Gefährdungsbeurteilung zu erstellen und dem Netzbetreiber auf Verlangen zu übergeben. Insbesondere unterliegen die Kriterien des Bediener- und Passanten Schutzes den Vorschriften.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

6.1.2.1 Allgemeines

Trafostationen sind ebenerdig zu erstellen, wobei auf eine geeignete Zufahrt möglichst mit unmittelbarem Zugang zu öffentlichen Straßen zu achten ist. Alle Abweichungen sind in der Planungsphase schriftlich zu begründen und durch den Netzbetreiber genehmigungspflichtig.

Eine Veränderung der Zugangs- und Transportwege ist nur mit vorheriger Zustimmung des Netzbetreibers zulässig.

6.1.2.2 Zugang und Türen

Sämtliche Türen im Verlauf des Stationszuganges sind mit Schlössern für zwei Schließzylinder auszurüsten. Die Netzbetreiber-Schließanlagen werden mit Profilhalbzylindern 30/10 bestückt.

6.1.2.3 Fenster

Die Räume in denen die MS-Schaltanlage und/oder die Transformatoren untergebracht sind, sind fensterlos auszuführen.

6.1.2.4 Klimabeanspruchung, Belüftung und Druckentlastung

Bei Einsatz von Sekundär- und/oder Fernwirktechnik, ist zur Sicherstellung des Innenraumklimas eventuell der Einsatz einer Zusatzheizung oder einer Klimaanlage erforderlich.

6.1.2.5 Fußböden

Der Fußboden ist in begehbaren Stationen als druckfester Boden zu realisieren. Erfolgt die Druckentlastung in den Kabelkeller, sind Maßnahmen zu treffen, die im Fehlerfall das Austreten von Gasen in Richtung Bediengang wirksam verhindern. Die Tragkonstruktion des Zwischenbodens einschließlich der Stützen muss mit dem Baukörper dauerhaft verbunden (z.B. verschraubt) sein. Bei Druckentlastung nach unten sind die Platten druckfest zu verschrauben. Der Fußboden ist rutschhemmend zu gestalten.

Die Höhe des Fußbodens über der Kellersole ist unter Beachtung einer Mindesthöhe von 800 mm so zu wählen, dass eine einwandfreie Montage notwendiger Einbauten möglich ist und die Mindestbiegeradien der Kabel eingehalten werden. Die Zugänglichkeit in den Kabelkeller ist unter Berücksichtigung und Einhaltung der beschriebenen Anforderungen in geeigneter Form zu gewährleisten.

Der unbeabsichtigte Zugang vom Anlagenteil des Anschlussnehmers zu den unten offenen Schaltfeldern der Netzbetreiber ist durch bauliche Maßnahmen zu verhindern.

6.1.2.6 Schallschutzmaßnahmen und Auffangwannen

6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel

Für jedes Mittelspannungssystem sind ein druckwasserdichter Wanddurchlass mit Systemdeckel und eine druckwasserdichte Kabeleinführung vorzusehen. Die Einsätze sind dem Netzbetreiber bereit zu stellen. Reserveeinführungen sind mit Blinddeckeln zu verschließen. Die genaue Spezifikation ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Es gilt die DIN 18195 Teil 4-9. Pro Mittelspannungssystem werden drei Einleiter Kabel mit je max. 50 mm Außendurchmesser verlegt. Die Kabeleinführung erfolgt grundsätzlich 600 mm bis 1000 mm unter Erdoberkante direkt in den Kabelkeller des Mittelspannungsraumes. Vorgeschriebene Biegeradien müssen eingehalten werden. Die Anzahl der Kabeleinführungen richtet sich nach der Anzahl der Netzbetreiber-Leitungsfelder. Weiterhin ist eine Durchführung für evtl. Steuerkabel bereit zu stellen. Der Einsatz und der Blinddeckel sind mit bereitzustellen.

Sind die Mittelspannungsanschlusskabel in Kunststoffschutzrohren und Kabelziehschächten verlegt, so sind sie so zu legen, dass ein Einziehen und ein späterer Wechsel der Mittelspannungskabel möglich sind. Bei der Auswahl der Kabeltrasse ist von einem Mindestbiegeradius von 1000 mm auszugehen.

Bei Kompaktstationen besteht diese Forderung bei der Kabeleinführung in den Niederspannungsraum nicht, wenn konstruktiv das Eindringen von Wasser in andere Räume vermieden wird.

6.1.2.8 Beleuchtung, Steckdosen

In allen Stationen sind Beleuchtung und Steckdosen mit getrennten Stromkreisen erforderlich.

In Übergabestationen, bei denen die Stromversorgung für Beleuchtung und Schutzkontakt-Steckdosen aus Eigenbedarfswandler erzeugt wird, ist die Absicherung nach der Leistungsfähigkeit des Eigenbedarfswandlers zu bemessen. Es ist zusätzlich ein Hinweis auf der Steckdose über die max. Leistungsabgabe anzubringen.

6.1.2.9 Fundamente

6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör

6.1.3.1 Hinweisschilder

Zu weiteren Hinweisschildern gehört, sofern erforderlich:

- Hinweisschild „Achtung ferngesteuerte Anlage“

6.1.3.2 Zubehör

Zum weiteren Zubehör gehören, sofern erforderlich:

- für die Schaltanlage zugelassener Spannungsprüfer gemäß DIN VDE 0681 Teil 4 [21]
- Anzeigegeräte für kapazitive Messpunkte gemäß DIN VDE 0682 Teil 415 [22]
- Sicherungszange gemäß DIN VDE 0681 Teil 3 [21]
- Hilfsmittel zum Lösen von Fußbodenplatten (z.B. Plattenheber)
- Stationsbuch und Stationsbuchhalter

Von der Nennspannung der Schaltanlage abweichende Betriebsspannungen sind, insbesondere für Spannungsprüfer und Anzeigegeräte, zu beachten.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

6.2.1.1 Allgemeine technische Daten

Die genauen Kennwerte für die Dimensionierung der Übergabestation am Netzanschlusspunkt sind beim Netzbetreiber anzufragen. Die hier aufgeführten Kennwerte können im gesamten Netzgebiet des Netzbetreibers angewendet werden:

- | | |
|--|-------|
| - Netzbemessungsspannung: | 10 kV |
| - Höchste Spannung für Betriebsmittel: | 12 kV |
| - Bemessungsstrom Sammelschiene, Felder: | 630 A |

TAB Mittelspannung

- | | |
|------------------------------------|---------|
| - Bemessungsstehblitzstoßspannung: | 125 kV |
| - Bemessungskurzzeitstrom: | ≥ 20 kA |
| - Bemessungsstoßstrom: | ≥ 50 kA |

Speicher sind analog zu Bezugskunden an das Netz des Netzbetreibers anzubinden.

Um den Zugang, die Inspektion, Wartung, Schutzprüfung, Fernsteuerung etc. dieser kundeneigenen Anlagenteile zu regeln, ist der Abschluss von gesonderten Netzführungs-, Betriebs- und/oder Dienstleistungsvereinbarungen mit dem Netzbetreiber erforderlich.

6.2.1.2 Kurzschlussfestigkeit

Bei Neuanlagen müssen alle mittelspannungsseitigen Betriebsmittel der Übergabestation für die auftretenden thermischen und dynamischen Beanspruchungen durch einen Nennkurzzeitstrom von mindestens 20 kA (Bemessungskurzschlussdauer: 1 s) bemessen sein, es sei denn, der Netzbetreiber gibt projektspezifisch einen höheren Nennkurzzeitstrom vor.

6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbogen

Voraussetzung für den Nachweis der Störlichtbogensicherheit der Station nach EN 62271-202 ist der vorhandene Nachweis der Lichtbogenklassifizierung IAC AFL 20 kA/1s (Wandaufstellung) bzw. IAC AFLR 20 kA/1s (Aufstellung im freien Raum) für die Mittelspannungsschaltanlage/Schaltanlagenkomponenten im Rahmen der Typprüfungen nach EN 62271-200.

Bei einem kombinierten Einsatz von Schaltanlagen mit verschiedenen Isolationsarten (z. B. SF6-isolierte Schaltanlage in Verbindung mit einem luftisolierten Messfeld) ist für jede Isolationsart aufgrund der unterschiedlichen Auswirkungen eines möglichen Störlichtbogens ein gesonderter Nachweis erforderlich.

Für nicht begehbare Stationen ist aufgrund des geringen freien Raumvolumens in Verbindung mit den nicht reproduzierbaren Strömungsverhältnissen der Nachweis durch eine Typprüfung entsprechend eingesetzter Schaltanlagen(-typ)-Baukörper(-typ)-Kombination erforderlich. Diese typgeprüfte Anordnung ist einzuhalten.

Bei begehbaren Stationen können nach gegenseitiger Abstimmung zwischen Anschlussnehmer, Netzbetreiber und Lieferanten Ableitungen von vergleichbaren bzw. kleineren geprüften begehbaren Anordnungen erfolgen, wenn diese repräsentative Anordnung entsprechend erfolgreich geprüft wurde. Die Vergleichbarkeit der Anordnungen resultiert u. a. aus folgenden Hauptmerkmalen:

- gleiche technische Parameter (Kurzschlussstrom, Kurzschlussdauer)
- gleiche Druckentlastung
- gleiche konstruktive Merkmale (räumliche Anordnung)
- gleiche bauliche Ausführung (Betongüte/-dicke, statische Eigenschaften, Türen, Lüftungsgitter)

Dies hat durch den Errichter der Station mittels der Konformitätserklärung - Störlichtbogenqualifikation dem Netzbetreiber nachgewiesen zu werden. Ein Bezug zu den durchgeführten Referenzprüfungen muss auf Verlangen des Netzbetreibers nachvollziehbar dargestellt werden. Hierzu ist dem Netzbetreiber der ausführliche Prüfbericht der Referenzprüfung zu übergeben.

Für nicht fabrikfertige Übergabestationen ist mindestens eine Druckberechnung als Nachweis erforderlich und ein Statik Nachweis schriftlich beim Netzbetreiber einzureichen. Der Umbau, die Erweiterung oder das Versetzen ist für fabrikfertigen Stationen ab dem Baujahr 09/2009 und mit 20kA/1s nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber möglich.

Die Stationen, die diese Anforderungen nicht erfüllen, dürfen nicht versetzt werden.

Für Stationen ab dem Baujahr 09/2009 und 16kA/1s ist ein Umbau oder eine Erweiterung auf 20 kA nicht erforderlich, wenn der zu erwartende Kurzschlussstrom am geplanten Einsatzort < 16kA/1s ist. Dies ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.2.1.4 Isolation

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Der Übergabeschalter darf bis zu einer Transformatornennleistung (Summe der Nennleistungen aller Transformatoren im Kundeneigenen MS-Netz hinter der Übergabe) < 1000 kVA als Sicherungslasttrennschalter ausgeführt werden. Ab einer Leistung von ≥ 1000 kVA ist als Übergabeschalter ein Leistungsschalter mit Sekundär-Schutzeinrichtung vorzusehen.

An das Übergabefeld sind weitere Anlagenteile mit einer kurzschlussfesten Kabelverbindung oder Sammelschiene anzuschließen.

Bei luftisolierten Anlagen müssen Kabelendverschlüsse mit einer Länge von 600 mm montierbar sein.

Die Schaltanlage muss übersichtlich und die Anordnung der Betriebsmittel eindeutig erkennbar sein. Der Betätigungssinn der Schaltgeräte ist entsprechend EN 60447 vorzusehen und im Blindschaltbild anzugeben. Die Antriebsöffnungen der Schaltgeräte sind eindeutig den entsprechenden Schaltfeldern zuzuordnen.

6.2.2.2 Ausführung

In allen netzseitigen Anschlussfeldern des Netzbetreibers ist die Schaltanlage mit Kurzschlussanzeigern und Erdschlussrichtungsanzeiger auszurüsten. Die Werte für die Kurzschlussanzeige sind in der Regel auf 600 A und 4 h mit Ansprechverzögerung von 60 ms einzustellen. Auf Anforderung des Netzbetreibers sind andere Einstellwerte umzusetzen. Die Erdschlussrichtungserfassung ist nach dem Wattmetrischen-Prinzip zu realisieren. Die Werte für die Erdschlussrichtungserfassung sind in der Regel auf einen Nullstrom von I_{EP} 3A und auf 20% der Verlagerungsspannung einzustellen (transiente Signale der Nullsystemgrößen). Die Rückstellung kann per Hand und muss nach 4 h automatisch erfolgen. Bei Abweichungen informiert der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber. Die Meldungen der Kurzschluss- und Erdschlussrichtungsanzeiger sind zentral für alle Felder über eine RS485 Schnittstelle (Modbus) bereit zu stellen. Die Hilfsspannung ist, bei einer Fernwirktechnischen Anbindung, USV-Gepuffert auszulegen. Einzusetzen sind vorzugsweise Anzeiger vom Typ Horstmann ComPass B 2.0 in Kombination mit dem integrierten Spannungsprüfsystem Horstmann WEGA 1.2 C mit Resistiven Spannungssensoren z.B. RDPx-24 im Übergabefeld. Abweichungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Um ein gefahrloses Erden und Kurzschließen zu ermöglichen, ist die Schaltanlage in sämtlichen Leitungs- und Transformatorenfeldern mit einschaltfesten Erdungsschaltern und - soweit möglich - an der Sammelschiene mit Erdungsschaltern oder Erdungsfestpunkten auszurüsten. In Messfeldern sind die Erdungsfestpunkte vor und hinter den Messwandlern auf dem feststehenden Teil der Anlage zu montieren. Beim Ausbau der Wandler muss die Erdungs- und Kurzschließung weiterhin wirksam bleiben.

Die Erdungsfestpunkte sind als Kugelfestpunkte (25 mm) auszuführen. Für den erdseitigen Anschluss der Garnitur ist anlagenseitig eine Anschlusslasche für die Erdungsklemme und ein Erdungs-Anschlussstück (Stehbolzen M12) vorzusehen.

Der Einsatz von SF6-Schaltanlagen erfolgt oberirdisch.

Ist ein oberirdischer Einsatz von SF6-Schaltanlagen nicht möglich, so sind zusätzlich folgende Punkte in Abstimmung mit dem Netzbetreiber umzusetzen:

- Zwangsbelüftung
- Wächtersystem

Bei gasisolierten Schaltanlagen müssen die Schaltfelder folgende Bedingungen erfüllen:

- Integriertes, kapazitives Spannungsprüfsystem mit vollständiger Eigenüberwachung, nach DIN EN Norm, vorzugsweise LRM-System
- Kabelanschluss: Außenkonus nach DIN EN 50181, 630 A oder 250 A in Schaltfeldern mit Sicherung nach DIN 47 637, Größe 1, 630 A oder Größe 2, 800 A, abhängig von dem anzuschließenden Kabelquerschnitt.
- Anschlussstelle für Kabelmesswagen
- Wird eine SF6-isolierte Schaltanlage eingesetzt, so ist der Mittelspannungsanschluss des Netzbetreiber-Kabels mittels Außenkonusdurchführungen nach DIN EN 50181 Tabelle 1, Typ C zum Anschluss von

schraubbaren Kabelanschlüssen (T-Form) 12 kV/630 A auszurüsten. Die Durchführungen sollten vorzugsweise waagerecht angeordnet sein.

6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung

Die Einstecköffnungen für den Betätigungshebel des Erdungsschalters sind mit einem roten Ring zu versehen. Die Teile des Blindschaltbildes auf der Schaltanlagenfront zwischen Sammelschiene und Erdungszeichen sind ebenfalls rot darzustellen.

Die Eigentumsgrenze, zwischen der Netzbetreiber- und der Kundenschaltanlage, ist an der Vorderfront der Mittelspannungsschaltanlage mittels roten Strichs eindeutig zu markieren.

6.2.2.4 Schaltgeräte

Der konkrete Einsatz der Schaltgeräteart insbesondere Lasttrennschalter, Leistungsschalter oder Leistungstrennschalter ist den in Anhang D dargestellten Übersichtsschaltplänen zu entnehmen.

Die Auswahl der Schaltgeräte in den Eingangsschaltfeldern hat in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu erfolgen.

Sofern die Eingangsschaltfelder mit Leistungsschalter und Schutz ausgerüstet werden und der Einsatz einer Langunterbrechung (LU) als automatische Wiedereinschaltung (AWE) vorgesehen ist, müssen die Leistungsschalter die Schaltfolge O-0,3s-CO-15s-CO beherrschen.

Bei Schaltanlagen können als Übergabeschalter Lasttrennschalter in Kombination mit HH-Sicherung bis $S_{AV} < 1$ MVA (siehe auch 6.2.2.1) verwendet werden, wenn die Netz- und Schutzselektivitätsvoraussetzungen (z.B. minimale Kurzschlussleistung) es zulassen. Dies ist mit dem zuständigen Netzbetreiber vor der Stationsplanung abzustimmen. Anlagen, mit $S_{AV} \geq 1$ MVA (siehe auch 6.2.2.1) bzw. wenn die netztechnische Notwendigkeit besteht, sind anstelle von Lasttrennschaltern mit HH-Sicherung mit Leistungsschaltern auszurüsten.

Ist es für den sicheren Netzbetrieb notwendig, die Übergabestation in die Fernsteuerung des Netzbetreibers mit einzubeziehen (siehe Bedingungen unter Absatz 6.3.2) sind die Schaltgeräte in den Eingangsschaltfeldern fernsteuerbar auszuführen. Das Schaltgerät im Übergabeschaltfeld ist dann fernzumelden und optional fernzusteuern.

6.2.2.5 Verriegelungen

Bei Schaltanlagen bzw. Schaltfeldern, die im alleinigen Verfügungsbereich des Netzbetreibers sind, sind die Antriebe für die vor Ort Bedienung abschließbar zu gestalten. Auch Messfelder sind abschließbar zu gestalten. Erdungsschalter, die in Richtung des Netzes des Netzbetreibers wirken, müssen ebenfalls für die vor Ort Bedienung abschließbar gestaltet werden.

Die Schaltanlage (alternativ jedes fernsteuerbare Feld) muss über einen Knebelschalter verfügen (Fern / Ort) mit dem die Fernsteuerbarkeit unterbunden werden kann. Die Stellung dieses Knebelschalters muss ferngemeldet werden.

6.2.2.6 Transformatoren

Der Netzbetreiber empfiehlt auf der Primärseite Transformatorenanschlüsse mit gekapselten Steckern. Auf der Sekundärseite sollte ein Berührungsschutz angebracht sein. Darüber hinaus ist eine Kurzschlussleistung von $u_k = 4\%$ bis 630 kVA und 6% ab 800 kVA zu berücksichtigen. Zusätzlich wird zur Anpassung an die vorhandene Betriebsspannung ein Stufensteller mit $\min. 2 \times \pm 2,5\%$ empfohlen.

6.2.2.7 Wandler

Hinweis: Diese Angaben zu den Strom- und Spannungswandlern und zur Verdrahtung berücksichtigen keine Anforderungen für die Abrechnungsmessung. Hier ist das Kapitel 7 zu beachten.

Wandler für Messzwecke werden vom Netzbetreiber bereitgestellt, genaueres hierzu siehe Kapitel 7. Die Wandler für Schutzzwecke werden vom Anlagen Errichter gestellt und sind nach den Messwandlern zu installieren. Mehrkernwandler, die beides beinhalten sind zu vermeiden und nur in Ausnahmefällen zulässig, dieses ist mit dem Netzbetreiber abzusprechen.

TAB Mittelspannung

Die erforderlichen technischen Daten der Strom- und Spannungswandler werden auf Basis der nachfolgenden Kenndaten durch den Netzbetreiber vorgegeben.

Stromwandler: $I_{th} \geq 20 \text{ kA (1s)}$; xxx A / 1 A; 5VA 5P20

Kabelumbauwandler: $I_{th} \geq 20 \text{ kA (1s)}$; xxx A / 1 A; 1,2 VA Klasse 1FS10

Spannungswandler: 1,2 U_n dauernd; 1,9 U_n 8h; 10kV / 100V/ $\sqrt{3}$; Klasse 0,5 (3P) 30 VA

En-Wicklung: 1,2 U_n dauernd; 1,9 U_n 8h; 10kV / 100V/3; Klasse (3P) 30 VA

Es sind Sekundärkabel vom Typ NYCY einzusetzen, in Kompaktstationen kann NYY eingesetzt werden.

- Stromwandlerkreise: mindestens 2,5 mm²
- Spannungswandlerkreise: mindestens 1,5 mm²

Es ist PVC-Aderleitung des Typs H07V-K mit der Farbe schwarz zu verwenden.

Stromwandler

Die Sekundärklemmen der Wandler müssen im spannungsfreien Zustand gut zugänglich sein. Die Leistungsschilder sollen im eingebauten Zustand der Wandler lesbar angeordnet sein. Zusätzlich sind die Leistungsschilder an der Außenseite der Schaltfeldtür anzubringen.

Blockstromwandler sind direkt am Klemmenbrett des Wandlers zu erden. Bei Verwendung von Ringkernwandlern sind diese an der ersten zugänglichen Sekundärklemme über 4mm² Cu-Leitung (ggf. Isolierungsfarbe schwarz) zu erden. Es ist immer die Klemme zu erden, die schaltungsmäßig in Richtung des zu schützenden Objektes zeigt. In Übergaben gilt als zu schützendes Objekt der Teil der Anlage, welcher der Reihenfolge Leistungsschalter-Stromwandler folgt.

Spannungswandler

Die Spannungswandler sind am nächstmöglichen Punkt zu erden.

Es kommen grundsätzlich einpolig isolierte induktive Spannungswandler ggf. mit Hilfswicklung (en-Wicklung) zum Einsatz. Die Klemmenkästen der Wandler müssen im spannungslosen Zustand gut zugänglich sein. Die Leistungsschilder sind im eingebauten Zustand der Wandler lesbar anzuordnen. Zusätzlich sind die Leistungsschilder an der Außenseite der Schaltfeldtür anzubringen.

Der Primäranschluss X(N) der Spannungswandler ist mit der Betriebserde der Anlage über eine 6mm² Cu Leitung zu verbinden.

Der sekundärseitige Anschluss x(n) der Wandler ist über 4mm² Cu mit der Betriebserde zu verbinden. Die Sekundäranschlüsse der Wandler sind kurzschluss- und erdschlusssicher bis zur ersten Absicherung zu verlegen. Die Messwicklung ist mit einem 3-poligen Spannungswandlerschutzschalter und die en- Hilfswicklungen mit einem 1-poligen Leitungsschutzautomaten abzusichern.

Die „da-dn (e-n)“ Hilfswicklungen der Wandler sind zum offenen Dreieck zu verschalten. Am Wandler ist der Anschluss „dn (n)“ des Leiters L1 über 4mm² Cu zu erden. Die Wandleranschlussklemme „da (e)“ des Leiters 3 ist durch einen Leitungsschutzautomaten abzusichern.

Für Spannungswandler wird keine Bedämpfung gefordert.

6.2.2.8 Überspannungsableiter

6.2.3 Sternpunktbehandlung

Für die Sternpunktbehandlung von Mittel- und Niederspannungsnetzen des Anschlussnehmers, die vom Netzbetreiber-Netz galvanisch getrennt betrieben werden, ist dieser selbst verantwortlich.

Das Netz des Netzbetreibers wird Erdschlusskompensiert betrieben. Die Erdschlusskompensation eines galvanisch mit dem Netzbetreiber-Netz verbundenen Kundennetzes erfolgt durch den Netzbetreiber.

Von Änderungen der Sternpunktbehandlung im Netzbetreiber-Netz wird der Anschlussnehmer rechtzeitig informiert, um die ggf. erforderlichen Prüfungen und Anpassungen der Erdungsanlagen und

Schutzeinrichtungen vornehmen zu können.

6.2.4 Erdungsanlage

Für Erdungsanlagen von MS-Stationen und Anlagen gilt ein erforderlicher Erdungswiderstand von $\leq 2 \text{ Ohm}$ für die Gesamterde Z_E .

6.3 Sekundärtechnik

6.3.1 Allgemeines

6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Alle Prozessdaten werden am Netzanschlusspunkt (im UW des Netzbetreibers bzw. in der kundeneigenen Übergabestation) miteinander ausgetauscht.

Die hierfür benötigte Fernwirktechnik kann über den Netzbetreiber bezogen werden, oder nach den Vorgaben des Netzbetreibers aufgebaut werden. Die Kommunikative Anbindung der Fernwirktechnik an die Leitstelle muss individuell abgestimmt werden.

Für die Umsetzung der technischen Einrichtung nach EEG gelten die Vorgaben nach dem „Leitfaden EEG Einspeisemanagement“ der Stadtwerke Ostmünsterland. Nach Absprache mit dem Netzbetreiber kann die Funktion der technische Einrichtung nach EEG jedoch auch mit der Fernwirktechnik der Übergabestation abgebildet werden. Hierfür ist es jedoch notwendig, für die Übergabestation eine über den Netzbetreiber bezogene Fernwirktechnik einzusetzen.

6.3.2.1 Bedingungen für den Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung

Übergabestationen sind für den sicheren Netzbetrieb in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einzubeziehen:

- a) Ab einer Transformatorenleistung (Summe der Nennleistungen aller Transformatoren im kundeneigenen MS-Netz hinter der Übergabe) von 400 kVA
- b) Oder, wenn der direkte Zugang des Netzbetreibers zur Übergabestation nicht gewährleistet ist. Dieses ist z. B. der Fall, wenn die Übergabestation nicht direkt mit der Schließanlage des Netzbetreibers zu erreichen, bzw. zu betreten ist, oder, wenn der Netzbetreiber sich zum Betreten erst bei einem Pfortner oder dergleichen anmelden muss.

Die Anforderungen zum Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung werden im Folgenden differenziert in

- Umsetzung bei neuen Kundenanlagen, z. B. Neubau einer Übergabestation für Bezug und/oder Erzeugungsanlagen und
- Umsetzung bei Erweiterungen bestehender Kundenanlagen

Es gelten folgende Anforderungen:

1. Umsetzung bei neuen Kundenanlagen mit neuer Übergabestation:

Neuen Kundenanlagen mit Netzanschluss im MS-Netz sind unter Beachtung der oben genannten Bedingungen fernwirktechnisch an die Netzleitstelle des Netzbetreibers anzubinden. Damit hat der Netzbetreiber u. a. die Möglichkeit, die netzbetreiberseitigen Eingangsschaltfelder zu steuern und Messwerte aus der Übergabestation zu erhalten.

2. Umsetzung bei Erweiterungen bestehender Kundenanlagen:

Eine Anbindung der bestehenden Übergabestationen an die Netzleitstelle des Netzbetreibers ist, unter Beachtung der oben genannten Bedingungen, dann erforderlich, wenn die netzbetreiberseitigen Eingangsschaltfelder erneuert werden oder ein Neubau der Übergabestation stattfindet (siehe Punkt 1).

Beim Anschluss neuer Erzeugungsanlagen / Speichern ist in Kundenstationen mit bereits vorhandener Fernwirktechnik und ohne Fernwirktechnik zu unterscheiden.

a) Bestehende Übergabestation mit bereits bestehender Fernwirktechnik

Für die neuen Erzeugungsanlagen / Speicher gelten die Vorgaben entsprechend dem „Leitfaden EEG

Einspeisemanagement“ der Stadtwerke Ostmünsterland. Hat der Kunde für die Übergabestation eine Fernwirktechnik im Einsatz, die er über den Netzbetreiber bezogen hat und diese hat noch Kapazitäten frei, um die technische Einrichtung nach EEG abzubilden, ist dieses nach Absprache mit dem Netzbetreiber möglich.

b) Bestehende Übergabestation ohne Fernwirktechnik

Für die neuen Erzeugungsanlagen / Speicher gelten die Vorgaben entsprechend dem „Leitfaden EEG Einspeisemanagement“ der Stadtwerke Ostmünsterland.

Sind Erzeugungsanlagen / Speicher eines Bezugskunden für einen möglichen Inselbetrieb vorgesehen, so sind die Vorgaben des Netzbetreibers per Fernsteuerung (FWT oder FRE) wie folgt umzusetzen:

- Befindet sich das Netz des Anschlussnehmers im Inselbetrieb (keine galvanische Verbindung zum Netzbetreiber), so muss der Anschlussnehmer selbst dafür Sorge tragen, dass mögliche Sollwertvorgaben nicht von den Erzeugungsanlagen in seinem Inselnetz umgesetzt werden.
- Sind die Erzeugungsanlagen galvanisch mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden, so sind die Sollwertvorgaben des Netzbetreibers umzusetzen.

6.3.2.2 Fernwirktechnik in der Kundeneigenen Übergabestation

Die Eingangsschaltfelder und Übergabeschaltfelder in der Übergabestation (für Bezug und Einspeisung) sind in die Fernsteuerung der Netzbetreiber-Netzföhrung einzubinden und hierzu mit entsprechenden Wandlern, Motorantrieben, Arbeitsstromauslösern und Hilfsschaltern für Schutz, Meldung und Fernsteuerung auszurüsten. Die Bereitstellung der Hilfsenergie erfolgt ebenfalls durch den Anschlussnehmer.

Die Ansteuerung der Schaltgeräte und Erfassung der Prozessdaten erfolgt über die Automatisierung- /Fernwirktechnische Einrichtung des Anschlussnehmers. Der Prozessdatenaustausch zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber erfolgt mittels Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101 oder Modbus.

Die erforderliche Kommunikationsanbindung muss individuell besprochen werden. Sie erfolgt vorzugsweise über Netzbetreiber eigene Infokabel. Möglich ist auch eine vom Kunden bereitgestellte Internetverbindung mit einer festen IP oder die Anbindung über eine vom Netzbetreiber bereitgestellte Mobilfunkverbindung. Hierbei ist es u. a. erforderlich, eine Mobilfunkantenne außen am Gebäude zu montieren. Der Anschlussnehmer hat hierzu einen entsprechenden Wanddurchbruch (mind. 20 mm Durchmesser) für das Antennenkabel unterhalb der Dachkante der Station in räumlicher Nähe der Fernwirktechnik sowie einen Kabelweg (z.B. AP-Kabelkanal) zu realisieren. Der vorbereitete Wanddurchbruch ist so zu verschließen, dass bei Bedarf das Anbringen einer Außenantenne vor Ort leicht möglich ist.

Außerdem muss in räumlicher Nähe zur Fernwirktechnik der Montageort für ein Hutschienenmodem vorbereitet sein. Das verwendete Modem, abhängig von der gewählten Kommunikationsanbindung stellt der Netzbetreiber zu Verfügung. Die Montage und das Anschließen des beigestellten Modems obliegt dem Anschlussnehmer.

Generell ist der Platzbedarf für alle sekundärtechnischen Komponenten des Netzbetreibers (Fernwirk- und Kommunikationstechnik) und des Anschlussnehmers (Schutzeinrichtungen, Eigenbedarf und Hilfsenergie, Fernwirktechnik, übergeordnete Steuereinrichtungen der EZA usw.) durch den Anschlussnehmer zu berücksichtigen und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Daneben ist der Platzbedarf für die Abrechnungsmessung zu berücksichtigen.

Weiterhin ist eine Durchführung für min. zwei Steuer- bzw. Fernmeldekabel inkl. dem Einsatz und dem Blinddeckel bereit zu stellen.

Steuersignale des Netzbetreibers:

- Station allgemein:
 - o Rücksetzen der Erd-/Kurzschlussanzeiger
- Eingangsfeld 1:
 - o EIN/AUS-Befehl Eingangsschalter
 - o EIN/AUS-Befehl Erdungslasttrenner
- Eingangsfeld n (falls vorhanden):

TAB Mittelspannung

- EIN/AUS-Befehl Eingangsschalter
- EIN/AUS-Befehl Erdungslasttrenner

Messwerte und Rückmeldungen des Anschlussnehmers:

- Station allgemein:
 - Meldung Ort (Stellung des Ort-/Fern-Schalters)
 - Meldung SF6-Verlust (bei SF6-isolierter Schaltanlage)
 - USV Störung
 - USV Netzausfall
 - USV Batterie schwach Warnung
- Eingangsfeld 1:
 - Stellungsmeldung des Eingangsschalters
 - Stellungsmeldung des Erdungslasttrenners
 - Strom L2 in [A]
 - Wirkleistung in [MW]
 - Blindleistung in [MVar]
 - Meldung Kurzschluss vorwärts
 - Meldung Kurzschluss rückwärts
 - Meldung Erdschluss vorwärts
 - Meldung Erdschluss rückwärts
- Eingangsfeld n (falls vorhanden):
 - Stellungsmeldung des Eingangsschalters
 - Stellungsmeldung des Erdungslasttrenners
 - Strom L2 in [A]
 - Wirkleistung in [MW]
 - Blindleistung in [MVar]
 - Meldung Kurzschluss vorwärts
 - Meldung Kurzschluss rückwärts
 - Meldung Erdschluss vorwärts
 - Meldung Erdschluss rückwärts
- Übergabefeld:
 - Stellungsmeldung des Übergabeschalters
 - Stellungsmeldung des Erdungslasttrenners
 - Strom L2 in [A]
 - Spannung L3-L1 in [kV]
 - Wirkleistung in [MW]
 - Blindleistung in [MVar]
 - Meldung Kurzschluss vorwärts
 - Meldung Erdschluss vorwärts
 - Meldung HH-Sicherung bzw. Übergabeschutz ausgelöst
 - Meldung Übergabeschutz Anregung

Die Messwerte und einige Meldungen aus den Eingangsfeldern (netzseitige Schaltfelder) und dem Übergabefeld können aus geeigneten Erd-/Kurzschlussanzeigern ausgelesen werden. Bei Verwendung einer vom Netzbetreiber bezogenen Fernwirktechnik und den vom Netzbetreiber empfohlenen Erd-/Kurzschlussanzeigern (Horstmann ComPass B 2.0 in Kombination mit dem integrierten Spannungsprüfsystem Horstmann WEGA 1.2 C und Resistiven Spannungssensoren z.B. RDPx-24) können diese per Modbus an die Fernwirktechnik angeschlossen und ausgelesen werden.

Für die Erfassung der Spannung im Übergabefeld wird eine Genauigkeit 1% gefordert.

Alternativ können die Messwerte aus dem Schutzgerät ausgelesen werden oder über Messwertumformer von der Automatisierungs-/Fernwirk-Einrichtung erfasst werden.

Ein Abweichen von obigen Prozessdatenumfang ist nur in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig. Der Netzbetreiber behält sich vor, auf Grundlage von technischen und/oder gesetzlichen Vorgaben weitere Steuer

und Meldesignale einzufordern.

Der jeweils aktuelle Stand der Netzbetreibervorgaben ist mit Beginn der Projektierungsarbeiten abzufragen. Im Rahmen der Abstimmungen zum Netzanschluss wird der projektspezifische Informationsumfang vorgegeben. Nach Abschluss der Klärung des Informationsaustausches und Vorliegen eines verbindlichen Übersichtsplanes benötigt der Netzbetreiber ca. 8 Wochen bis zur Bereitstellung der beizustellenden Komponenten.

Für einen eventuell beabsichtigten Betriebsservice mit Netzführungsvereinbarung sind rechtzeitig vor Realisierung weiterführende Abstimmungen erforderlich, da in diesem Falle neben o. g. noch weitere Prozessdaten auszutauschen sind:

Steuersignale des Netzbetreibers:

- Übergabebefehl:
 - o EIN/AUS-Befehl Übergabeschalter
 - o EIN/AUS-Befehl Erdungslasttrenner

Rückmeldungen des Anschlussnehmers:

- Station allgemein:
 - o Anlage Störung (Sammelmeldung, in der alle Meldungen der Übergabestation zusammengefasst werden, die einen sofortigen Störungsbehebungsseinsatz erfordern)
 - o Anlage Warnung (Sammelmeldung, in der alle Meldungen der Übergabestation zusammengefasst werden, die einen Störungsbehebungsseinsatz am nächsten Werktag erfordern)
- Übergabebefehl:
 - o Stellungsmeldung Sammelschienen-Trenner (wenn Schaltgerät vorhanden)

Die automatisierungs-/fernwirktechnischen Einrichtungen des Anschlussnehmers müssen mit Überwachungsfunktionen realisiert sein (Selbstüberwachung der Automatisierungseinheit, Ausfallerkennung der Steuer-/Meldespannung). Störungen sind unverzüglich zu beheben. Bei unmittelbarer Auswirkung auf das Netz des Netzbetreibers ist dieser unverzüglich zu informieren.

6.3.2.3 Anforderungen bei einem Anschluss an einem Umspannwerk bzw. an einer Schaltstation

Entsprechende sekundärtechnische Einrichtungen bzw. Komponenten zur Realisierung des Netzanschlusses sind neu zu errichten oder vorhandene Komponenten sind entsprechend zu erweitern und/oder anzupassen. Dies erfolgt durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt dem Anschlussnehmer die Informationen im Umspannwerk vorzugsweise im Schaltfeld zur Verfügung.

Im Rahmen der Abstimmungen zum Netzanschluss wird der projektspezifische Informationsumfang vom Netzbetreiber vorgegeben. Zudem sind die im Umspannwerk bestehenden Leittechnikkonzepte zu berücksichtigen. Insofern sind die Realisierungszeiten stark projektabhängig. Somit sind die Zeiten beim Netzbetreiber zu erfragen. Es muss eine Mindestzeit von 16 Wochen nach technischer Klärung zugrunde gelegt werden.

6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Für die Hilfsspannungsversorgung der Fernwirk- und Übertragungstechnik in Übergabestationen ist eine Gleichspannung aus einer netzunabhängigen Gleichspannungsanlage zur Verfügung zu stellen, die bei fehlender Netzspannung für mindestens 8 Stunden betrieben werden kann. Die Gleichspannung beträgt $U_{Nenn} = 24 \text{ VDC} \pm 10\%$. Der durchschnittliche Leistungsbedarf beträgt 36 W.

Der Betrieb ohne funktionstüchtige netzunabhängige Hilfsenergieversorgung ist unzulässig.

Bei einer Erstinbetriebnahme bzw. bei einer längeren Spannungslosigkeit der Kundenanlage ist darauf zu achten, dass die netzunabhängige Hilfsenergieversorgung vor der Inbetriebnahme durch geeignete Maßnahmen (z.B. Notstromaggregat) wieder funktionstüchtig ist.

Im UW erfolgt die Hilfsenergieversorgung aus der Eigenbedarfsanlage (AC/DC) des Netzbetreibers.

6.3.4 Schutzeinrichtungen

6.3.4.1 Allgemeines

6.3.4.2 Netzschutzeinrichtungen

Die Schutzgeräte in der Übergabestation werden zur Erfassung und Speicherung von Schutzinformationen und/oder Störwerten analoger Größen genutzt und müssen somit die Grundätze zur Störwerterfassung gemäß dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen (2015)“ erfüllen. Für die Störungsklärung sind alle nötigen Informationen für mindestens zwei Wochen vorzuhalten und dem Netzbetreiber auf Anforderung auszuhändigen.

Wenn Netzschutzeinrichtungen in den Netzseitigen Eingangsschaltfeldern gefordert sind, ist für die Schutzgeräte eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung zur Verfügung zu stellen, die bei fehlender Netzspannung für mindestens 8 Stunden betrieben werden kann.

Als Kurzschlusschutzeinrichtung der Übergabe ist bis $S_{AV} < 1$ MVA (siehe auch 6.2.2.1) ein Lasttrennschalter in Kombination mit HH-Sicherung ≤ 63 A zulässig. Damit kann in der Regel die Selektivität zum vorgelagerten Netzbetreiberschutz sichergestellt werden. Der Netzbetreiber kann für bestimmte Netzgebiete andere Absicherungsvorgaben machen.

Bei Anlagen, die nicht über eine HH-Sicherung gegen Kurzschluss geschützt werden können, sind mindestens folgende Schutzeinrichtungen vorzusehen:

- Überstromzeitschutz (UMZ)
 - o $I >$ Überstromstufe
 - o $I >>$ Kurzschlussstufe $t \leq 0,05$ s
 - o Einschalttrushunterdrückung wird empfohlen

Eine Schutzprüfung muss ohne Ausklemmen von Drähten möglich sein.

6.3.4.3 Kurzschlusseinrichtungen des Anschlussnehmers

6.3.4.3.1 Allgemeines

6.3.4.3.2 HH Sicherung

HH-Sicherungen sind nur bis zu einer Größe von 63A (10 kV) pro Abgang zulässig. Damit kann in der Regel die Selektivität zum vorgelagerten Netzbetreiberschutz sichergestellt werden. Der Netzbetreiber kann für bestimmte Netzgebiete andere Absicherungsvorgaben machen.

6.3.4.3.3 Abgangsschaltfelder

6.3.4.3.4 Platzbedarf

6.3.4.4 Automatische Frequenzentlastung

6.3.4.5 Schnittstelle für Schutzfunktions-Prüfungen

Für Netzschutzeinrichtungen in den Netzseitigen Eingangsschaltfeldern und im Übergabefeld, sind Prüfklemmleisten entsprechend Bild 3 aus der VDE-AR-N 4110 vorzusehen.

6.3.4.6 Mitnahmeschaltung bei der Parallelschaltung von Transformatoren

6.3.4.7 Schutzprüfung

Die Funktionalität der Schutzsysteme ist vor Ort zu prüfen. Eine Vorprüfung der Schutzeinrichtungen im Werk (Einstellwerte, Zeiten, Rückfallverhältnisse etc.) mit einer Auslösekontrolle am Einsatzort ist nicht ausreichend.

Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) ist im Rahmen der Inbetriebnahme nachzuweisen und im Prüfprotokoll zu dokumentieren.

Prüfklemmleisten an Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten müssen vorhanden sein.

Auf Anforderung des Netzbetreibers sind die mit einer Prüfeinrichtung dokumentierten Schutzprüfprotokolle

sowie die aktuell gültigen, vollständig ausgefüllten und unterschriebenen Prüfprotokolle vorzulegen.

6.4 Störschreiber

Die Kundenanlage muss so ausgeführt werden, dass jederzeit ein Netzqualitätsmessgerät in der Übergabestation nachgerüstet werden kann. Dies muss insbesondere bei den Klemmleisten für die Strom- und Spannungswandler, der Versorgungsspannung für das Messgerät und dem entsprechenden Platzbedarf im Schaltschrank berücksichtigt werden.

Unabhängig davon kann in begründeten Fällen der Einbau eines Netzqualitätsmessgerätes bereits bei der Inbetriebnahme gefordert werden.

7 Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 Abrechnungsmessung

7.1 Allgemeines

Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen erfolgen nach VDE-AR-N 4100 sowie den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers und den hier angegebenen Ergänzungen.

Gemäß § 3 MSbG ist der Messstellenbetrieb Aufgabe des gMSB. Die Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen werden vom Netzbetreiber in einem eigenen Dokument veröffentlicht. Der Messstellenbetreiber bestimmt Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen. Der Netzbetreiber vergibt den Zählpunkt und gibt den Aufbau der Zähleinrichtung technisch vor. Der Netzbetreiber behält sich vor, bei der Vor-Ort-Prüfung durch den Anlagengerichter und Inbetriebnahme der Messeinrichtungen anwesend zu sein.

Die Zähleinrichtung besteht aus dem/den Elektrizitätszähler(n), den Messwandlern und Zusatzgeräten.

Zählerschränke und die Klemmstellen der Mess- und Steuereinrichtungen sind plombierbar auszuführen. Mess- und Steuerleitungen im mittelspannungsführenden Bereich sind als Aderleitung in „HALON“-freiem Rohr oder als geschirmtes Kabel (NYCY) zu verlegen. Als Richtwert für den Querschnitt der zu verlegenden Leitungen gilt die VDE-AR-N 4110. Bei Abweichungen ist ein Bürden Nachweis durchzuführen.

Die Sicherungselemente sind im Spannungspfad je Wandleratz als drei einpolige Leitungsschutzautomaten (10A, Z-Charakteristik) plombierbar auszuführen. Bei Zählungen mit Überwachung der Messspannung, ist ein Leitungsschutzautomat (10A, Z-Charakteristik) dreipolig gekoppelt mit Meldekontakt plombierbar einzusetzen. Die Spannungspfadsicherungen werden in der Regel in einem plombierbaren Gehäuse in der Messzelle untergebracht. Die Strom-Sekundärleitungen sind von den Wandlerklemmen bis zur Klemmenleiste im Zählerschrank, die Spannungs-Sekundärleitungen von den Wandlerklemmen bis zur Sicherung und von dort bis zur Klemmleiste im Zählerschrank ungeschnitten zu führen und zu bezeichnen. Als Klemmleiste im Zählerschrank sind Wandlertrennklemmen mit Prüfbuchsen (z.B. Phoenix TS-A-ETO) zu verwenden.

Messleitungen, die im Wandler eingegossen sind oder dergleichen, dürfen nicht eingekürzt werden, weil ansonsten die Konformitätsbewertung ungültig wird.

Alle Leitungs-/ Kabelenden weisen an den zu verdrahtenden Betriebsmitteln einen ausreichenden Verdrahtungsspielraum auf und sind beidseitig eindeutig zu beschriften, ohne die Isolierung zu beschädigen.

Im geschäftlichen Verkehr werden nur Wandler, Mess- und Zusatzeinrichtungen eingesetzt, die dem Mess- und Eichgesetz und der Mess- und Eichverordnung entsprechen. Die Spannungswandlerkreise erhalten für Abrechnungs- und Vergleichsmessung separate Wicklungen, die Stromwandler separate Kerne. Für Schutzzwecke werden getrennte Wandler eingesetzt, die hinter den Messwandlern zu positionieren sind.

7.2 Zählerplatz

Es sind nur Zählerplätze für 3-Punktbefestigung zugelassen. Handelt es sich um eine Übergabestation, bzw. um Paralleleinspeisungen, bei der nicht dauerhaft alle Zählungen mit Messspannungen versorgt sind, ist am Zählerplatz eine ständig verfügbare Hilfsspannung mit mindestens 100 V AC vorzusehen.

Das Mindestmaß der Geräteeinbautiefe für Zähler beträgt 210 mm. Es ist mindestens die Schutzklasse IP 54 einzuhalten.

7.3 Netz-Steuerplatz

7.4 Messeinrichtung

Eine Messeinrichtung besteht aus einer oder zwei unabhängigen Zähleinrichtungen, der Abrechnungs- und ggf. Vergleichszählung (AZ/VZ). Der Aufbau von AZ/VZ erfolgt mit konformitätsbewerteten bzw. geeichten Zählern und Wandlern der gleichen Klassengenauigkeit und mit Messleitungen des gleichen Querschnittes.

Die Lastgangzähler für Abrechnungs- und ggf. Vergleichsmesseinrichtung sind nach VDEW Lastenheft „Elektronische Elektrizitätszähler“ in der jeweils gültigen Fassung für Wirk- und Blindverbrauch in zwei Energierichtungen auszulegen. Das Bestimmungsrecht liegt hierbei beim Messstellenbetreiber.

TAB Mittelspannung

- Die Abrechnungsmesseinrichtung wird grundsätzlich durch den Messstellenbetreiber beigestellt.
- Zum Einbau der Mess- und Steuer- sowie Kommunikationseinrichtungen ist ein Zählerschrank mit fertig verdrahteter Wechselfel nach DIN VDE 603 (mit Klemmen für Strom und Spannung) einzusetzen.
- Die Daten des Messgeräteeinbaus sind zu dokumentieren. Eichrechtliche Belange und Zutrittsrechte des Netzbetreibers sind zu gewährleisten.

Anmerkung: Auch für EEG-Anlagen ist ein Vertrags-Messstellenbetreiber Pflicht

Ein Anschluss weiterer Betriebsmittel an die für die Zählung vorgesehenen Kerne- und Wicklungen der Wandler ist nicht zulässig.

7.5 Messwandler

Messwandler werden grundsätzlich vom Netzbetreiber oder einem Messstellenbetreiber beigestellt. Der Einbau erfolgt durch den Anlagenerrichter. Wenn der Netzbetreiber zugleich Messstellenbetreiber ist, sind die Messwandler beim Netzbetreiber rechtzeitig (acht Wochen) vor der Inbetriebnahme anzufordern. Zur Anforderung der Messwandler durch den Anlagenbauer oder Anlagenerrichter muss dem Netzbetreiber ausgefüllter und unterschriebener Inbetriebsetzungsauftrag vorliegen.

Die Verrechnungsmesswandler und Eigenbedarfswandler sind übersichtlich mit ausreichend Platz anzuordnen. Für den Einsatz von Eigenbedarfswandlern ist vom Netzbetreiber eine gesonderte Genehmigung erforderlich. Die genauen Anforderungen sind beim zuständigen Netzbetreiber zu erfragen.

Anmerkung: Die für den Schutz und/oder die Fernmessung notwendigen Wandler sind Bestandteil der Schaltanlage und somit vom Anschlussnehmer beizustellen und einzubauen. Falls aus technischen Gründen der Einbau von Wandlern mit mehreren sekundären Kernen und Wicklungen erforderlich ist, darf die zähltechnische Funktion nicht beeinträchtigt werden.

Im MS-Bereich sind die Spannungswandler vor den Stromwandlern (aus Sicht des Netzbetreibers) anzuordnen. Die Wandler sind vorzugsweise so aufzustellen, dass ihre Sekundärklemmen und das Typenschild dem Bediengang der Anlage zugekehrt sind. Zusätzlich ist eine Kopie der Wandlertypenschilder (Aufkleber) an der Außenseite der Messzellentüre anzubringen.

Ist der Netzbetreiber Messstellenbetreiber, so kommen bei 10 kV Netzanschlüssen Wandler in schmaler Bauform nach DIN 42600 Teil 8 und Teil 9 zum Einsatz. Die Kenndaten für die Strom-, Spannungswandler müssen den genannten Anforderungen genügen.

Die Erdung der Messwandler ist entsprechend DIN VDE 0101 und DIN VDE 0141 auszuführen. Vorzugsvariante der Sekundärerdung der Stromwandler ist S1 (in Umspannwerken S2), bei mehreren Kernen ist einheitlich zu erden.

Eingesetzte Abrechnungswandler:

Stromwandler bis 50/5 A: $I_{th} \geq 20 \text{ kA (1s); xxx A / 5 A; 15VA 0,5S FS5}$

Stromwandler > 50/5 A: $I_{th} \geq 20 \text{ kA (1s); xxx A / 5 A; 15VA 0,2S FS5}$

Spannungswandler: $10\text{kV} / 100\text{V}/\sqrt{3}$; Klasse 0,2 30 VA

7.6 Datenfernübertragung

Erfolgt der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber, so setzt er für die Zählerfernauslesung standardmäßig eine Funklösung ein. Bei Anbindung mittels Mobilfunk kann eine Außenantenne erforderlich sein, auf Anforderung des Messstellenbetreibers müssen geeignete Kabelwege und ein unentgeltlicher Außenmontageplatz vorgesehen werden. Sollte eine Funklösung nicht möglich sein, so ist der Anschlussnehmer verpflichtet, in unmittelbarer Nähe zur Abrechnungsmesseinrichtung dauerhaft einen datenfähigen und betriebsbereiten Telekommunikations-Endgeräteanschluss zur Verfügung zu stellen. Bei Bedarf stellt der Anschlussnehmer eine Spannungsversorgung (230V AC) zur Verfügung.

7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Die Messung der gelieferten/bezogenen Energie erfolgt grundsätzlich in der jeweiligen Anschlussebene im

TAB Mittelspannung

Falle eines Mittelspannungsanschlusses also in der Mittelspannung. Die Messeinrichtungen müssen unabhängig voneinander spannungslos zu schalten sein.

8 Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

8.2 Netzführung

8.3 Arbeiten in der Übergabestation

8.4 Zugang

Sämtliche Türen im Verlauf des Stationszuges sind mit Schlössern für zwei Schließzylinder auszurüsten um dem Messstellenbetreiber und dem Netzbetreiber jederzeit, auch außerhalb der üblichen Geschäftszeiten, Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen zu ermöglichen. Die Netzbetreiber-Schließanlagen werden mit Profilhalbzylindern 30/10 bestückt.

Abweichungen hiervon sind nur in Abstimmung mit dem Netzbetreiber möglich und müssen in der Netzführungsvereinbarung aufgenommen sein.

8.5 Bedienung vor Ort

8.6 Instandhaltung

In regelmäßigen Abständen (gemäß DGUV Vorschrift 3, Tabelle 1 A) ist die elektrische Anlage durch den Anlagenbetreiber zu überprüfen und die Ergebnisse sind in einem Prüfbericht zu dokumentieren. Auf Anforderung ist der Prüfbericht dem Netzbetreiber zu übergeben. Vom Netzbetreiber werden insbesondere Prüfberichte zur Inspektion und Wartung sowie das Erdungsprotokoll angefordert.

8.7 Kupplung von Stromkreisen

8.8 Betrieb bei Störungen

Bei Auftreten eines Erdschlusses im Kundennetz behält sich der Netzbetreiber vor, die Kundenanlage zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vom Netz des Netzbetreibers zu trennen.

8.9 Notstromaggregate

8.9.1 Allgemeines

8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes

Für Notstromaggregate mit einem zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 100 ms ist ein Probetrieb gemäß VDE-AR-N 4110 zulässig. In diesem Fall gelten folgende Festlegungen:

- Netzplanerische Beurteilung der vereinbarten Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt bei Parallelbetrieb (Betriebsmittel, Spannung, Netzurückwirkungen) durch den Netzbetreiber.
- Dauer, Häufigkeit, Zeitraum (z. B. Uhrzeit) und die Höhe der Einspeiseleistung im Probetrieb sind bei Bedarf vertraglich zu regeln.
- Die Anlagenfahrweise im Inselbetrieb ist gemäß Kapitel 10.2.1.4 mit dem Netzbetreiber abzustimmen und vertraglich zu regeln.
- Verzicht auf ein Einheiten-/Anlagenzertifikat.
- Fest eingestellter Verschiebungsfaktor $\cos = 1$.
- Verzicht auf spannungsabhängige Blindleistungsregelung (Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion).
- Verzicht auf die Fähigkeit zur vollständigen bzw. eingeschränkten dynamischen Netzstützung.
- Einsatz eines Vektorsprungrelais zur Netzentkupplung ist zulässig.
- Ein übergeordneter Entkupplungsschutz mit einer netzseitigen Messung ist vorzusehen. Hierbei ist folgendes zu berücksichtigen:
 - o Eine niederspannungsseitige Messung ist zulässig.
 - o Übergeordneter Entkupplungsschutz und Entkupplungsschutz am Notstromaggregat kann in einem Gerät realisiert werden.

- Eine Störwerterfassung gemäß dem FNN Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen (2015)“ muss nicht umgesetzt werden.
- Eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung für mindestens 5 s ist erforderlich.
- Überwachungsfunktionen sind zu realisieren (siehe VDE AR-N 4110).
- Zuschaltbedingung und Synchronisierung gemäß Kapitel 10.4.
- Eine Fernsteuerung ist nur auf explizite Anforderung des Netzbetreibers erforderlich.

Folgende Schutzeinstellungen für den übergeordneten Entkopplungsschutz müssen realisiert sein:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Schutzrelais- Einstellwerte ¹⁾	
		Wert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>	1,00 – 1,30 $u_n^{2)}$	1,10 $U_n^{3)}$	0,1 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 u_n	0,80 U_n	unverzögert
Frequenzsteigerungsschutz f>	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz	0,1 s
Frequenzrückgangsschutz f<	45,0 – 50 Hz	47,5 Hz	0,1 s
Vektorsprungrelais (optional)	Keine Vorgabe durch Netzbetreiber	Keine Vorgabe durch Netzbetreiber	Keine Vorgabe durch Netzbetreiber
1) Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkopplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern. Die Schutzrelaiseinstellwerte beziehen sich auf die Trennstelle zum Notstromnetz des Anschlussnehmers 2) u_n = sekundäre Bezugsspannung der Schutzeinrichtung 3) U_n = Nennspannung im gestützten Netzbereich des Notstromaggregats			

Entkopplungsschutzfunktionen am Notstromaggregat

Da die Entkopplungsschutzfunktionen und Einstellwerte am Notstromaggregat nur für den Notstrombetrieb gelten, werden von Seiten des Netzbetreibers keine Mindestanforderungen an den Entkopplungsschutz gestellt (Verantwortungsbereich des Anschlussnehmers)

Die Netzausfallerkennung, die zum Notstrombetrieb der Kundenanlage führt, liegt im Verantwortungsbereich des Anschlussnehmers. Der Netzbetreiber ist über die getroffenen Festlegungen zu informieren. Ein Prüfprotokoll ist hierfür nicht erforderlich.

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern

8.10.1 Betriebsmodi

8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen

8.10.3 Lastmanagement

8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“

8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

8.11.1 Allgemeines

Zum Umsetzen des Lastmanagement sind die Anforderungen entsprechend dem „Leitfaden Lastmanagement“ einzuhalten.

8.11.2 Blindleistung

8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung

8.11.4 Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz

8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung

8.13 Leistungsüberwachung

Die $P_{AV,E}$ -Überwachung ermöglicht es, eine von der installierten Leistung abweichende Anschlussleistung $P_{AV,E}$ mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren und einzustellen.

Alle Erzeugungsanlagen/Speicher die nach VDE-AR-N 4105 zertifiziert werden, müssen die $P_{AV,E}$ -Überwachung für die zertifizierte Neuanlage umsetzen. Hierfür sind die entsprechenden Zertifikate auf Basis der VDE-AR-N 4105 zu erbringen.

Nachfolgende Anforderungen gelten für Erzeugungsanlagen/Speicher, die nach VDE-AR-N 4110 ein Anlagenzertifikat A, B oder C erstellen müssen.

Die Messung der in diesem Unterabschnitt beschriebenen Einspeisebegrenzung muss am Netzanschlusspunkt/der Übergabe erfolgen. Die $P_{AV,E}$ -Überwachung kann als eigenständiges Betriebsmittel oder Bestandteil des EZA-Reglers oder auch Bestandteil einer Erzeugungseinheit oder eines Speichers oder einer Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge sein. Bei einer Überschreitung von $P_{AV,E}$ muss die Leistung der Erzeugungsanlage und/oder Speicher reduziert werden.

Die $P_{AV,E}$ -Überwachung ist zur Überwachung der vereinbarten Anschluss-Wirkleistung $P_{AV,E}$ bei Erzeugungsanlagen und/oder Speichern einzusetzen, wenn die mit dem Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vereinbarte Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ kleiner ist als die Summe der installierten maximalen Anschluss-Wirkleistung aller Erzeugungsanlage(n) und/oder Speicher an diesem Netzanschlusspunkt.

Die $P_{AV,E}$ -Überwachung muss alle Außenleiter überwachen. Die am Netzanschlusspunkt/der Übergabe gemessene, in das Mittelspannungsnetz eingespeiste Wirkleistung P_{mom} bildet den Vergleichswert für die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$. Überschreitet der Effektivwert der in der Übergabestation des Netzanschlusspunktes gemessenen Wirkleistung die Wirkleistung $P_{AV,E}$, so ist die von der Erzeugungsanlage und/oder vom Speicher eingespeiste Wirkleistung zu reduzieren.

Die von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern erzeugte Wirkleistung, darf die in Abbildung 8-1 dargestellte Wirkleistungs-Grenzkurve nicht überschreiten.

ANMERKUNG: Die Wirkleistungs-Grenzkurve folgt im exponentiellen Verlauf folgender Funktion:

$$P_{AV,E}(t) = 0,67 \times e^{-1,05 \times (t - 0,8)} + 1$$

Dabei muss die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ mindestens 60 % der installierten Wirkleistung P_{inst} aller in der Kundenanlage betriebenen Erzeugungsanlagen und aller in das Netz des Netzbetreibers zeitgleich einspeisenden Speicher betragen. Somit gilt:

$$P_{AV,E} \geq 0,6 P_{inst}$$

Bei Lastabwurf oder Wolkenzug kann kurzzeitig die gesamte installierte Wirkleistung am Netzanschlusspunkt in das Netz des Netzbetreibers eingespeist werden. Die überschüssige Leistung, also die Differenz zwischen P_{inst} und $P_{AV,E}$, muss entsprechend Abbildung 8-1 in 3 s auf nur noch 10 % ihres Ausgangswertes reduziert werden. Nach spätestens 10 s muss die vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ wieder vollständig eingehalten werden.

Erzeugungseinheiten mit relativ geringen maximalen Leistungsgradienten, wie beispielweise BHKW, sind meist nicht in der Lage, Überschreitungen der Grenzleistungen nach Abbildung 8-1, wie sie beim Abschalten großer Lasten auftreten können, innerhalb der zulässigen Zeiten nach Abbildung 8-1 aus zu regeln. Die Möglichkeit, eine von der installierten Leistung abweichende Anschlussleistung $P_{AV,E}$ zu installieren und zu betreiben, ist aber dennoch gegeben. Hierzu müssen die Erzeugungsanlage(n) und die in das Netz einspeisenden Speicher, abgestimmt auf das Verbrauchslastprofil der Kundenanlage, so dimensioniert und betrieben werden,

dass auch beim Abschalten von großen Lasten die Grenzleistungen nicht überschritten werden.

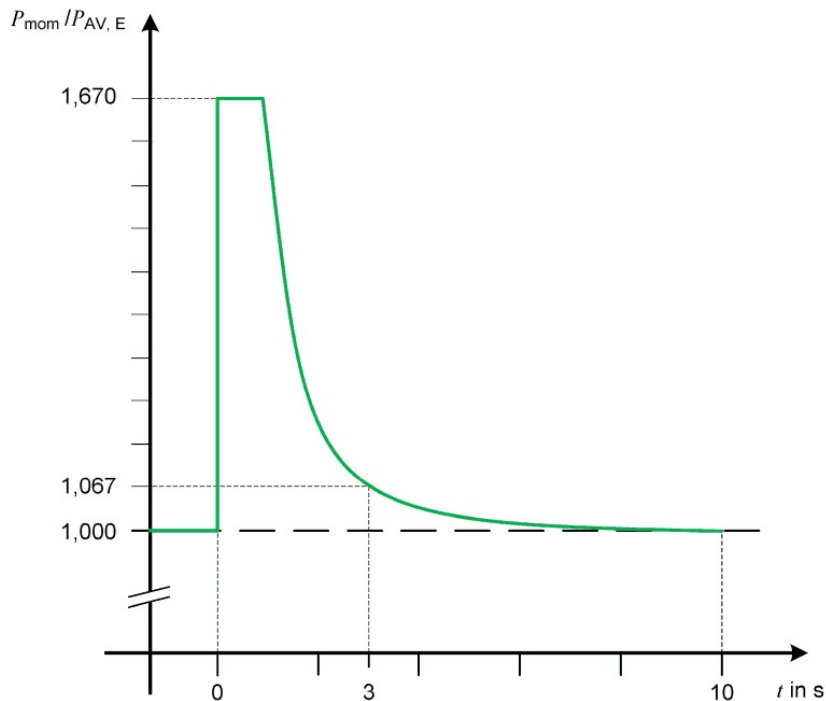


Abbildung 8-1: Wirkleistungs-Grenzkurve für Erzeugungsanlagen

Bei Überschreitung der Wirkleistungs-Grenzkurve sind die an dem Netzanschlusspunkt betriebenen Erzeugungsanlagen und/oder Speicher, automatisch innerhalb von 200 ms abzuschalten. Bei Erzeugungsanlagen wirkt das Abschaltensignal auf den Übergabe-Leistungsschalter, bei Mischanlagen auf den/die Leistungsschalter an den Erzeugungseinheit(en), auf den/die auch der übergeordnete Entkopplungsschutz wirkt. Eine automatische Wiedereinschaltung erfolgt nach Kapitel 10.4.2.

Aus den genannten Gründen ist bei der Bewertung der schnellen Spannungsänderung etc. die installierte Leistung P_{inst} zu verwenden. Speicher, die ausschließlich in die Kundenanlage einspeisen, müssen bei der Ermittlung der maximalen Anschlussleistung nicht berücksichtigt werden. Bei der schnellen Spannungsänderung gibt es regional bezogene Grenzwerte, um eine U>>-Auslösung bei MS-Anlagen zu vermeiden. Ausschließlich im Zuge der langsamen Spannungsänderung sowie Betriebsmittelbelastung wird die vereinbarte Anschlussleistung $P_{\text{AV,E}}$ im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung verwendet. Die technischen Anforderungen (Q-Vermögen, Q(U)-Kennlinie etc.) sind unbeeinflusst von der vereinbarten reduzierten Einspeiseleistung gemäß den TAB des Netzbetreibers umzusetzen (z.B. wird Q_{max} weiterhin auf P_{inst} bezogen). Bei der Auslegung der Betriebsmittel der Kundenanlage ist folglich zu beachten, dass P_{inst} (kurzzeitig) und Q_{max} (bedarfsabhängig z.B. über Q(U) über einen längeren Zeitraum) ins Netz eingespeist werden können muss, was auch bei der Bestimmung des Auslösewertes von I> berücksichtigt wird.

Die Einhaltung der Grenzkurve (siehe Abbildung 8-1) ist mittels erweiterter Schutzfunktion zu überwachen, siehe Kapitel 10.3.3.7.

Die $P_{\text{AV,E}}$ -Überwachung ist im Anlagenzertifikat zu prüfen und zu dokumentieren. Die Einhaltung der Grenzkurve ist im Rahmen der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage / des Speichers nachzuweisen (siehe Kapitel 10.5.3). In der Konformitätserklärung sind die Nachweise aufzuführen und die Funktionsweise zu bestätigen (siehe Kapitel 10.5.4).

9 Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 Änderungen, Außerbetriebnahme und Demontage

Plant der Anschlussnehmer Änderungen, Erweiterungen oder die Außerbetriebnahme der Übergabestation, so ist der Netzbetreiber möglichst frühzeitig von diesem Vorhaben zu benachrichtigen. Hierzu gehört auch eine Erweiterung der Anlage um eine Erzeugungsanlage. In diesem Falle ist eine netztechnische Bewertung durch den Netzbetreiber vor Errichtung der Erzeugungsanlage notwendig.

Die Benachrichtigung des Netzbetreibers gilt sinngemäß auch für Änderungen, die sich auf den Betrieb, die Zugänglichkeit usw. auswirken können sowie für Veränderungen im Zusammenhang mit den Verträgen / Vereinbarungen (z.B. personelle Veränderungen).

Um die Betriebssicherheit der Kundenanlage zu erhalten und einer Anpassung an den technischen Stand sowie geänderten Netzverhältnissen, z.B. höhere Kurzschlussleistung, Spannungsumstellung zu entsprechen, ist der Netzbetreiber berechtigt, Änderungen oder Ergänzungen an zu errichtenden oder bestehenden Kundenanlagen zu fordern.

10 Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N- 4110 Erzeugungsanlagen

10.1 Allgemeines

Motor-, Generator-, Erzeuger-, Batterie und Umrichterprüfstände

Anforderungen und Sonderregelungen für Prüfstände, die netzparallel betrieben werden und temporär Energie in das Netz des Netzbetreibers oder das des Anschlussnehmers einspeisen, sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

Auch bei keinem oder nur geringem Primärenergieangebot sind die Vorgaben des Kapitels 5.4 (Netzurückwirkungen) einzuhalten.

10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb

10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

Inselbetrieb

Bei Inselbetrieb ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter (Synchronisierschalter) ausgelöst wird bzw. sich in Ausstellung befindet, um eine Spannungsvorgabe ins Netz des Netzbetreibers zu unterbinden sowie eine unsynchrone Zuschaltung durch den Netzbetreiber zu verhindern.

In Kundenanlagen, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit dem Netzbetreiber bei Netzstörungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfs in den Inselbetrieb gehen, müssen sich die Erzeugungsanlagen bis zur Netztrennung an der dynamischen Netzstützung beteiligen.

Aufbau des Inselbetriebes

Der Netzkunde muss beschreiben, auf welche Weise die Kundenanlage den Inselbetrieb aufnimmt, z. B.

- manueller Inselbetrieb für Probezwecke
- manueller Inselbetrieb nach Netzausfall und Rücksprache mit der Netzführung des Netzbetreibers
- automatischer Inselbetrieb mit Netztrennung durch Entkopplungsschutzeinrichtungen

Rückführung in den Netzbetrieb

Der Netzkunde muss beschreiben, auf welche Weise die Kundenanlage den Netzbetrieb wieder aufnimmt, z. B.

- manuell angestoßene Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung (nach Rücksprache mit der Netzführung des Netzbetreibers)
- automatische Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung (bei Spannungswiederkehr nach festgelegter Wartezeit, z. B. 10 min unter Einhaltung der Zuschaltbedingungen gemäß VDE-AR-N 4110, Kapitel 10.4)
- manuelle Umschaltung von Inselbetrieb auf Netzbetrieb mit Unterbrechung

Folgende technische Einrichtungen sind abhängig vom gewählten Konzept des Inselbetriebes durch den Netzkunden zu realisieren:

- Automatischer Inselbetrieb (Netztrennung durch Entkopplungsschutzeinrichtungen):
 - o Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)
 - o Netzentkopplungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt (Anschluss am netzseitigen Spg.-Wandler)
- Manuelle Umschaltung von Inselbetrieb auf Netzbetrieb mit Unterbrechung:
 - o Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)

TAB Mittelspannung

- Spannungsmessung auf Netz- und Kundenseite
- Spannungsüberwachungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, die bei kundenseitig anstehender Spannung eine unsynchrone Zuschaltung des netzseitigen Leistungsschalters verhindert.
- Manuelle/automatische Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung:
 - Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)
 - U/f-Messung auf Netz- und Kundenseite
 - Synchronisierungseinrichtung am Netzanschlusspunkt

Sind Anlagen eines Bezugskunden für einen möglichen Inselbetrieb vorgesehen, so sind die fernwirktechnischen Vorgaben des Netzbetreibers gemäß Kapitel 6.3.2 dieser TAB umzusetzen.

10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit

10.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$

Jede direkt am Netz des Netzbetreibers angeschlossene Erzeugungsanlage (nicht Mischanlage) muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach Bild 5 der VDE-AR-N 4110 zu erfüllen.

Bei Mischanlagen gemäß Kapitel 10.2.2.6 gelten - sofern projektspezifisch keine anderen Anforderungen vereinbart wurden – folgende Anforderungen:

- Die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung gemäß Bild 5 der VDE-AR-N 4110 ist nicht am Netzanschlusspunkt, sondern am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit oder -anlage innerhalb der Mischanlage zu erfüllen. Bild 5 der VDE-AR-N 4110 gilt mit den Bezugsgrößen $P_{\text{mom Gen}} / P_{b\ inst}$ (Ordinatenachse) und $Q / P_{b\ inst}$ (Abszissenachse). Die Vorgabe, dass bei $P_{b\ inst} > P_{AV,E}$ als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV,E}$ zu wählen sei, gilt in diesem Fall nicht.

10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$

Bei Mischanlagen gemäß Kapitel 10.2.2.6 gelten - sofern projektspezifisch keine anderen Vorgaben gemacht werden - folgende Anforderungen:

- Die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb gemäß Bild 6 der VDE-AR-N 4110 ist nicht am Netzanschlusspunkt, sondern am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit oder -anlage innerhalb der Mischanlage zu erfüllen. Bild 6 der VDE-AR-N 4110 gilt mit den Bezugsgrößen $P_{\text{mom Gen}} / P_{b\ inst}$ (Ordinatenachse) und $Q / P_{b\ inst}$ (Abszissenachse). Die Vorgabe, dass bei $P_{b\ inst} > P_{AV,E}$ als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV,E}$ zu wählen sei, gilt in diesem Fall nicht.
- Für die maximale, bleibende Abweichung (Toleranz) zwischen Soll und Istwert im Bereich $P_{\text{mom Gen}} / P_{b\ inst} \geq 0,10$ bzw. ab der technischen Mindestleistung gelten folgende Vorgaben:
 - Für Erzeugungsanlagen mit $S_{A\max} < 300$ kVA gilt eine maximale Toleranz von 4 % bezogen auf P_{Inst}
 - Für Erzeugungsanlagen mit $S_{A\max} \geq 300$ kVA gilt eine maximale Toleranz von 2 % bezogen auf P_{Inst}

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Sofern vom Netzbetreiber projektspezifisch keine anderen Vorgaben gemacht werden, ist die nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten bei $P_{b\ inst}$ und unterhalb von $P_{b\ inst}$ am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten innerhalb der Mischanlage bereitzustellen (Generatormessung). Das Verhältnis von P_{Inst} der Erzeugungsanlage zu $P_{AV,B}$ ist hierbei ohne Bedeutung.

Per Fernwirktechnik vorgegebene Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte beziehen sich auf die Messwerte an den jeweiligen Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten innerhalb der Mischanlage. Per Fernwirktechnik sind sowohl

die Messwerte an den Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten als auch die Messwerte am Netzanschlusspunkt an den Netzbetreiber zu übertragen. Eine rechnerische Korrektur der Vorgabewerte auf den Netzanschlusspunkt ist i. d. R. nicht und nur auf besondere Anforderung des Netzbetreibers erforderlich.

Die für die „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ “ erforderliche Spannungsmessung erfolgt bei Anschlüssen in Schaltstationen und Übergabestationen am Netzanschlusspunkt, bei Anschlüssen im Umspannwerk am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten innerhalb der Mischanlage. Die Einregelung der Blindleistung erfolgt auf den Messpunkt der jeweiligen Erzeugungsanlage bzw. -einheit innerhalb der Mischanlage.

Wenn eine geregelte Blindstromkompensationsanlage für den Bezug vorhanden ist und diese gegen die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bzw. -einheit regeln sollte, sind Abhilfemaßnahmen erforderlich. In diesem Fall ist das Regelungskonzept der Gesamtanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen (siehe auch 5.5)

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

zu c):

Das Trennen einer Erzeugungsanlage oder -einheit nach Netzfehlern durch den Eigenschutz infolge von „Wellenschwingungen oder ähnliches“ ist dem Netzbetreiber detailliert und plausibel zu erläutern und nachzuweisen.

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

10.2.3.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen

Im Regelfall ist davon auszugehen, dass die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.

10.2.3.2.2 Wirkstromwiederkehr

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

10.2.3.3.1 Allgemeines

Im Regelfall ist davon auszugehen, dass die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 2, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.

Sofern durch den Netzbetreiber projektspezifisch keine anderen Vorgaben (z. B. mit dem E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen) gemacht werden, gilt bezüglich der Stromeinspeisung im Fehlerfall:

- Bei UW-Direktanschlüssen und bei Anschlüssen in Schaltstationen wird in der Regel $k=2$ am Netzanschlusspunkt gefordert.
- Bei Anschlüssen über eine kundeneigene Übergabestation müssen Erzeugungsanlagen einen Netzfehler durchfahren und sich an der eingeschränkten dynamischen Netzstützung gemäß 10.2.3.3.3 beteiligen. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss sich eine Erzeugungsanlage jederzeit an der vollständigen dynamischen Netzstützung beteiligen.

TAB Mittelspannung

- 10.2.3.3.2 Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung bei vollständiger dynamischer Netzstützung
- 10.2.3.3.3 Eingeschränkte dynamische Netzstützung
- 10.2.3.3.4 Wirkstromwiederkehr
- 10.2.3.3.5 Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren

10.2.3.4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes für Typ-1 und Typ-2 Anlagen

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

Anschlussnehmer mit Leistungsbezug, die Erzeugungsanlagen oder Speicher mit Überschusseinspeisung betreiben, wird empfohlen, einen geeigneten Regelungsmechanismus aufzubauen, der den Leistungsfluss am Netzanschlusspunkt überwacht und einen erhöhten Leistungsbezug am Netzanschlusspunkt, wodurch eine Lastspitze entstehen kann, vermeidet.

Die Errichtung und der Betrieb des Regelungsmechanismus zur Vermeidung eines erhöhten Leistungsbezugs liegen in der Verantwortung des Kunden. Kommt es im Rahmen des Einspeisemanagements dennoch zu einem hohen Leistungsbezug am Netzverknüpfungspunkt und (im ungünstigsten Fall) zu einer Lastspitze, so ist der Kunde aufgrund seines fehlenden oder fehlerhaften Regelungsmechanismus selbst für diesen erhöhten Leistungsbezug verantwortlich.

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

Bei Umsetzung des Netzsicherheitsmanagement sind die Vorgaben des „Leitfaden EEG-Einspeisemanagement“ zu beachten.

Bei Misanlagen beziehen sich die Anforderungen zur Leistungsreduktion der Einspeisung auf den Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit oder -anlage innerhalb der Misanlage.

10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

10.2.5.1 Allgemeines

10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom

10.2.5.3 Überprüfung der Schutzparametrierung

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

Nachfolgend werden die Mindestanforderungen für die Anschlussvarianten

- Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerkes / einer Schaltstation und
- Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz beschrieben.

Die Schaltgeräte sind grundsätzlich als Leistungsschalter (MS oder NS) auszuführen. Ist eine Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgeräte räumlich getrennt, muss die Auslösung über eine separate Direktverbindung (Kupfersteuerkabel oder LWL) oder mittels Schutzsignalübertragungssystemen erfolgen. Die Auslöseverbindung muss die gleichen Anforderungen hinsichtlich der netzunabhängige Hilfsenergieversorgung, der Beeinflussung durch EMV und der Spannungsfestigkeit erfüllen, wie dies von Schutzeinrichtungen verlangt wird.

Wenn erforderlich, darf der Netzbetreiber nachträglich andere oder weitere Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen vorgeben. Werden bei Änderungen innerhalb von bereits bestehenden Erzeugungsanlagen neue

Schutzeinstellwerte vorgegeben, sind grundsätzlich die aktuell gültigen Einstellwerte auf die gesamte Anlage anzuwenden, d. h. sowohl am Netzanschlusspunkt als auch an allen Erzeugungseinheiten (Umsetzung bei Bestandsanlagen sofern technisch möglich). Die Umsetzung beim Blindleistungsrichtungs- Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) ist projektspezifisch zu klären. Nach einer Änderung sind die Schutzeinstellwerte durch eine Schutzprüfung nachzuweisen und zu protokollieren. Hierfür sind den Netzbetreiber die Prüfprotokolle vorzulegen.

Die in dieser TAB angegebenen Einstellwerte für die Entkopplungsschutzeinrichtungen sind Richtwerte. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Summe aus Eigenzeit von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung 100 ms nicht überschreitet. Falls die Summe von Schutzzeit und Leistungsschaltezeit $> 100\text{ms}$ ist, muss die Schutzrelais-Einstellzeit um $t = t_{\text{Schutzzeit}} + t_{\text{LS-Eigenzeit}} - 100\text{ms}$ reduziert werden. Ist dies nicht möglich, ist ein schnellerer Leistungsschalter einzubauen.

Bei Schutzrelais-Einstellzeiten $< 10\text{s}$ gilt die o. g. Toleranz von maximal 100ms ($t_{\text{Schutzzeit}} + t_{\text{LS-Eigenzeit}}$), bei Schutzrelais-Einstellzeiten $\geq 10\text{s}$ gilt eine maximale Toleranz von $\pm 1\text{s}$.

10.3.2 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.3.1 Allgemeines

10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen

10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen

10.3.3.4 Q-U-Schutz

Sofern der Netzbetreiber projektspezifisch keine anderen Anforderungen stellt wird bei Anlagen $< 1\text{MVA}$ auf den Q-U-Schutz bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung verzichtet (Anschlüsse nicht im UW und nicht in Schaltstationen). Dies gilt analog für alle Typ-1-Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz (Anschlüsse nicht im UW und nicht in Schaltstationen). Der Einbau des Q-U-Schutzes ist konzeptionell zu berücksichtigen und bei Forderung des Netzbetreibers zur vollständigen dynamischen Netzstützung zu berücksichtigen.

Der Q-U-Schutz muss der DIN EN 60255 (VDE 0435) (alle Teile) und dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ (unter anderem Störwerterfassung, Bedienbarkeit) genügen, auch wenn dieser nicht an die Wandler der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen ist (z.B. Anschluss an NS-Wandler).

10.3.3.5 Übergeordneter Entkopplungsschutz

10.3.3.6 Entkopplungsschutz an der Erzeugungsanlage

Bezüglich der Überwachungsfunktionen gelten für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten die gleichen Bedingungen wie für den übergeordneten Entkopplungsschutz.

Falls durch den MS/NS-Trafo der Erzeugungsanlage eine ordnungsgemäße Fehlererkennung und Abschaltung der Erzeugungsanlage in Schnellzeit durch den $U_{<<}$ nicht gewährleistet ist, muss die Spannungsmessung für den Entkopplungsschutz auf der MS-Seite des Trafos bzw. am Übergabeschalter erfolgen.

10.3.3.7 Schutzeinrichtung für die $P_{AV,E}$ Überwachung

Bei vereinbarter Einspeisebegrenzung ist eine $P_{AV,E}$ Überwachung mittels Grenzkurve zu realisieren (siehe Kapitel 8.13). Die Einhaltung der Grenzkurve ist mittels erweiterter Schutzfunktion zu überwachen. Die Schutzfunktionen sind im übergeordneten Entkopplungsschutz der Kundenanlage einzurichten. Die Schutzfunktionen überwachen, bei Überschreitung von $P_{AV,E}$, die Ausregelung eines Leistungssprungs auf 10 % der maximal möglichen Höhe nach 3 Sekunden und vollständige Ausregelung nach 10 Sekunden. Eine Auslösung erfolgt nur, wenn alle Phasen eine Spannung von $U > 0,9 \cdot U_n$ aufweisen.

- $P_{>>}$: ($P_{\text{mom}} > (P_{\text{inst}} - P_{AV,E}) \cdot 0,1 + P_{AV,E}$) & 3 Sek. überschritten
- $P_{>}$: ($P_{\text{mom}} > P_{AV,E}$) & 10 Sek. überschritten

TAB Mittelspannung

Abbildung 10-1 zeigt das entsprechende Logikbild für die Auslösebedingungen.

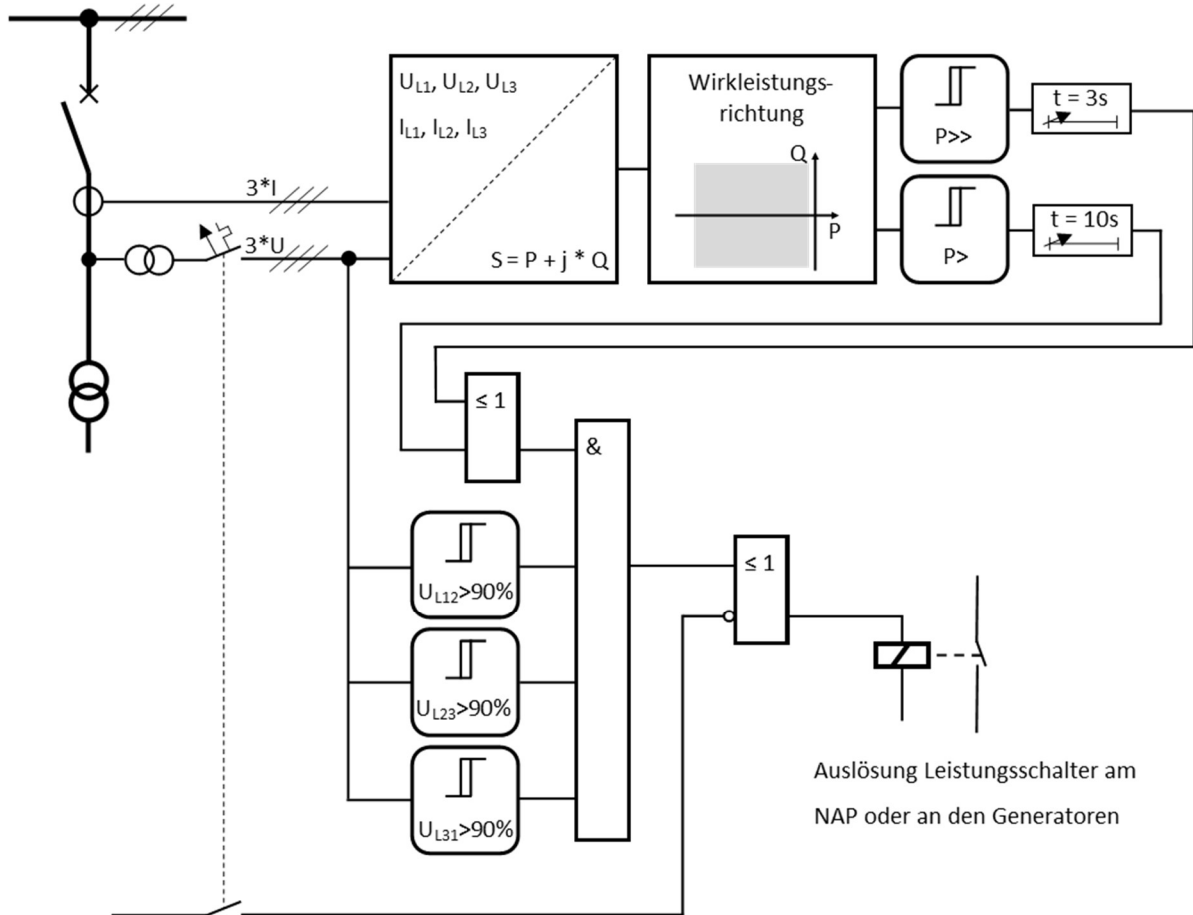


Abbildung 10-1: Prinzipskizze der PAV,E Logik

Folgende Festlegungen sind bei der Ausführung der erweiterten Schutzfunktion neben den bereits geltenden Anforderungen bei der Schutzausführung zu berücksichtigen:

- zweistufiger P-Leistungsrichtungsschutz P> und P>>
 - o Bezügliche der Leistungsrichtung gilt das Verbraucherzählpfeilsystem
- Messung der momentanen Wirkleistung (keine Mittelwertbildung)
- Bewertung der Wirkleistung aus der Grundschiwingung (50 Hz) von U/I (keine Rush-Ströme)
- Bewertung der Mitsystemleistung aus $3 \times I/3 \times U$ (unabhängig von Unsymmetrien)
- Minimale Anforderung an die Wandler
 - o I-Wandler: 5Pxx
 - o U-Wandler: Klasse 0,5
- Messgenauigkeit
 - o $P: \pm 5\%$ vom Einstellwert
- Minimale Schwelle: $P_{\min} \geq 0,05 \times S_{n\text{Wandler}}$
- Auslösezeit t_P 2-stufig ($t > 10\text{ s}$; $t >> 3\text{ s}$)
- Rückfallverhältnis Leistung: 0,95
- Rückfallverhältnis Spannung: 1,02
- P-Freigabe:
 - o $U > 0,9 \times U_n$ (störungsfreier Betrieb d.h. Leistungsüberwachung ist nur im normalbetrieb aktiv)
 - $U_{L1-L2} > 90\% U_n$ UND $U_{L2-L3} > 90\% U_n$ UND $U_{L3-L1} > 90\% U_n$
 - o Richtung negativ (d.h. Lieferung ins Netz)
- Bewertung des Messspannungsausfall (U-Wandlerautomat)
 - o Auslösung Schutz
- Störwerterfassung nach FNN-Hinweis - Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen

TAB Mittelspannung

- Selbstüberwachung „Life-Kontakt“

Darüber hinaus gelten die Anforderung wie beim Q-U-Relais:

- Nennfrequenz f_N : 50 Hz (ggf. 60 Hz einstellbar)
- Messeingänge für Strom:
 - o Nennstrom I_N : 1 und 5 A~ (einstellbar)
 - o Nennverbrauch je Leiter $\leq 0,1$ VA bei I_N
 - o Belastbarkeit:
 - 4 I_N dauernd
 - 30 I_N für 10 s
 - 100 I_N für 1 s
 - 250 I_N Nennstoßstrom
- Messeingänge für Spannung
 - o Nennspannung U_N : 100/110 V~ (einstellbar)
 - o Nennverbrauch je Leiter: 0,3 VA bei U_N
 - o Belastbarkeit: 150 V~ dauernd
- Hilfsspannungsversorgung
 - o U_H : 24 ... 60 VDC, 110 ... 250 VDC und 100 ... 230 VAC, jeweils +/-20%
 - o Überbrückungszeit: ≥ 50 ms bei Ausfall/Kurzschluss von U_H

Ein Nachweis zur Einhaltung der Schutzfunktion ist in der Inbetriebsetzungserklärung und in der Konformitätserklärung zu erbringen.

10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks

Hierzu zählt auch der Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene einer Schaltstation.

10.3.4.1 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Zusätzlich zum Distanzschutz-Relais ist ein Wattmetrischer Erdschlussrichtungsschutz im Schaltfeld des Umspannwerks / der Schaltstation zu realisieren und in das dort vorhandene Schutzkonzept zu integrieren.

10.3.4.2 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.4.2.1 Übergeordneter Entkupplungsschutz

Die Schutzfunktionen des übergeordneten Entkupplungsschutz sind ebenfalls in das Schaltfeld des Umspannwerks / der Schaltstation zu integrieren. Die Entkupplungsschutzeinrichtungen wirken bei reinen Einspeiseanlagen auf den Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt, bei Mischanlagen auf die Leistungsschalter der Erzeugungseinheiten / -Anlagen.

Folgende Schutzeinstellungen müssen realisiert sein, wobei die konkreten Werte beim Netzbetreiber zu erfragen sind:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Schutzrelais- Einstellwerte ¹⁾	
		Wert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,00 – 1,30 $u_n^{2)}$	1,20 $U_n^{3)}$	0,3 s
Spannungssteigerungsschutz U> Umspannwerk	1,00 – 1,30 u_n	1,10 U_n	180 s
Spannungssteigerungsschutz U> Schaltstation	1,00 – 1,30 u_n	1,09 U_n	180 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 u_n	0,80 U_n	2,7 s
Q-U-Schutz (Q->U<)⁴⁾	0,70 – 1,00 u_n	0,85 U_n	0,5 s

- 1) Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkopplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern.
Die Schutzrelaiseinstellwerte sind auf den Netzanschlusspunkt bezogen.
- 2) u_n = sekundäre Bezugsspannung der Schutzeinrichtung
- 3) U_N = Nennspannung im Mittelspannungsnetz
- 4) Bei Mischanlagen am Anschlusspunkt der EZA innerhalb der Kundenanlage

10.3.4.2.2 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Der Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten ist für jede Erzeugungseinheit / -Anlage an deren Verknüpfungspunkt im Kundennetz vorzusehen und wirkt auf die Kuppelschalter der Erzeugungseinheiten / -Anlagen.

Folgende Schutzeinstellungen müssen realisiert sein, wobei die konkreten Werte beim Netzbetreiber zu erfragen sind:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Schutzrelais- Einstellwerte ¹⁾	
		Wert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	1,00 – 1,30 $u_n^{2)}$	1,25 $U_{NS}^{3)}$	0,1 s
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 u_n	0,80 U_{NS}	1,5 – 2,4 s ⁴⁾
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	0,10 – 1,00 u_n	0,30 U_{NS}	0,8 s ⁵⁾
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz ⁶⁾	0,1 s
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz ⁶⁾	5 s
Frequenzrückgangsschutz $f <$	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz	0,1 s

- 1) Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkopplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern.
Die Schutzrelaiseinstellwerte sind auf den Anschlusspunkt der Erzeugungseinheit / -Anlage im Kundennetz bezogen.
- 2) u_n = sekundäre Bezugsspannung der Schutzeinrichtung
- 3) U_{NS} = Spannung am Anschlusspunkt der Erzeugungseinheit / -Anlage im Kundennetz bei Vorhandensein eines Maschinentransformators auf der Niederspannungsseite.
- 4) Bei mehreren Erzeugungseinheiten erfolgt eine Staffelung der Abschaltzeiten. Nach 1,5 s; 1,8 s; 2,1 s und 2,4 s ist jeweils ca. ein Viertel der gesamten Erzeugungsleistung vom Netz zu nehmen.
- 5) Bei Anschluss der Erzeugungseinheit direkt an das Mittelspannungsnetz (ohne Maschinentransformator) ist der Spannungsrückgangsschutz $U <<$ zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.
- 6) Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz / ≤ 100 ms zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.

10.3.4.3 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks

Abhängig von der Netzsituation ist es ggf. erforderlich, am Übergabeschalter eine Mitnahmeschaltung gemäß Bild 21 der VDE-AR-N 4110 zu realisieren. Die Vorgabe, bei welchen Schaltzuständen oder Fehlern im vorgelagerten Netz eine Abschaltung der Erzeugungsanlage zu erfolgen hat, erfolgt durch den Netzbetreiber. Eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage ist erst nach Wiederzuschaltung des Übergabeschalters durch die Netzleitstelle des Netzbetreibers möglich.

10.3.5 Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz

10.3.5.1 Allgemeines

10.3.5.2 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Bei Einsatz eines Übergabeleistungsschalters werden die Einstellwerte des Überstromzeitschutzes vom Netzbetreiber vorgegeben.

10.3.5.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.5.3.1 Übergeordneter Entkopplungsschutz

Die Entkopplungsschutzeinrichtungen wirken bei reinen Einspeiseanlagen auf den Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt, bei Mischanlagen auf die Leistungsschalter der Erzeugungseinheiten / -Anlagen.

Folgende Schutzeinstellungen müssen realisiert sein, wobei die konkreten Werte beim Netzbetreiber zu erfragen sind:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Schutzrelais- Einstellwerte ¹⁾	
		Wert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,00 – 1,30 u _n ²⁾	1,20 U _n ³⁾	0,3 s
Spannungssteigerungsschutz U>	1,00 – 1,30 u _n	1,08 U _n	180 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 u _n	0,80 U _n	2,7 s
Q-U-Schutz (Q->U<)⁴⁾	0,70 – 1,00 u _n	0,85 U _n	0,5 s
1) Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkopplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern. Die Schutzrelaiseinstellwerte sind auf den Netzanschlusspunkt bezogen. 2) u_n = sekundäre Bezugsspannung der Schutzeinrichtung 3) U_n = Nennspannung im Mittelspannungsnetz 4) Nur bei Anlagen ≥ 1 MVA; Bei Mischanlagen am Anschlusspunkt der EZA innerhalb der Kundenanlage			

10.3.5.3.2 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Der Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten ist für jede Erzeugungseinheit / -Anlage an deren Verknüpfungspunkt im Kundennetz vorzusehen und wirkt auf die Kuppelschalter der Erzeugungseinheiten / -Anlagen.

Folgende Schutzeinstellungen müssen realisiert sein, wobei die konkreten Werte beim Netzbetreiber zu erfragen sind:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Schutzrelais- Einstellwerte ¹⁾	
		Wert	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,00 – 1,30 u _n ²⁾	1,25 U _{NS} ³⁾	0,1 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 u _n	0,80 U _{NS}	0,3 s
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,10 – 1,00 u _n	0,45 U _{NS}	unverzögert
Frequenzsteigerungsschutz f>>	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz ⁴⁾	0,1 s
Frequenzsteigerungsschutz f>	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz ⁴⁾	5 s
Frequenzrückgangsschutz f<	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz	0,1 s

- 1) Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkopplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern.
Die Schutzrelaiseinstellwerte sind auf den Anschlusspunkt der Erzeugungseinheit / -Anlage im Kundennetz bezogen.
- 2) U_n = sekundäre Bezugsspannung der Schutzeinrichtung
- 3) U_{NS} = Spannung am Anschlusspunkt der Erzeugungseinheit / -Anlage im Kundennetz bei Vorhandensein eines Maschinentransformators auf der Niederspannungsseite.
- 4) Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz / ≤ 100 ms zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.

10.3.5.4 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz

10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

Nach Trennung einer Erzeugungsanlage vom Netz durch eine Auslösung des Übergabeschalters, bzw. der Leistungsschalter der Erzeugungseinheiten / -Anlagen durch die Kurzschlusseinrichtung der Übergabe oder die übergeordnete Entkopplungsschutzeinrichtung ist eine automatische Wiederzuschaltung nicht erlaubt. Eine Wiederzuschaltung erfolgt erst nach Freigabe durch die zuständige Netzleitstelle.

10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen

10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren

10.4.5 Kuppelschalter

Wird bei Erzeugungseinheiten ein Kuppelschalter im Wechselrichter zur galvanischen Trennung herangezogen (integrierte Schaltgeräte), so ist zur Bewertung der Gesamtausschaltzeit (Prüfung der Gesamtwirkungskette) die Zeit bis zur dreipoligen galvanischen Trennung auszuwerten. Hierbei gilt nicht das Signal zur Steuerung des Wechselrichters, sondern die Rückmeldung vom Schaltgerät. Hinsichtlich des Nachweises der Gesamtausschaltzeit gelten die Bedingungen unter 11.5.

Die Anzeige der Schalterstellung (Ein/Aus) von integrierten Schaltgeräten muss eindeutig und ausfallsicher vor Ort erkennbar sein.

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf

10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

Die Anforderungen an die dynamische Netzstützung gem. Kapitel 10.2.3 sind generell zu erfüllen. Kurzzeitige Spannungseinbrüche oder -erhöhungen, die gem. Kapitel 10.2.3 von einer Erzeugungsanlage ohne Netztrennung und ohne Einschränkung der Funktionsweise durchfahren werden müssen, sowie alle weiteren Anforderungen dieser Anwendungsregel dürfen nicht zu einem Verlust der statischen oder transienten Stabilität der Erzeugungseinheit führen.

TAB Mittelspannung

10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

10.6 Modelle

10.6.1 Allgemeines

10.6.2 Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen

10.6.3 Modelldokumentation

10.6.4 Parametrierung

11 Zu Kapitel 11 der VDE-AR-N 4110 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen

11.1 Gesamter Nachweisprozess

Anlagenzertifikate und Konformitätserklärungen sind in digitaler Form und mit digitaler Signatur oder einer eingescannten Unterschrift beim Netzbetreiber einzureichen.

11.2 Einheitszertifikat

11.2.1 Allgemeines

11.2.2 Netzurückwirkungen

11.2.2.1 Schaltbedingte Spannungsänderungen

11.2.2.2 Flicker

11.2.2.3 Oberschwingungen

11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche

11.2.2.5 Unsymmetrien

11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen

11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb

11.2.3.2 Polradpendelungen

11.2.3.3 Netzpendelungen

11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

11.2.5 Dynamische Netzstützung

11.2.5.1 Allgemeines

11.2.5.2 Mehrfachfehler

11.2.5.3 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Erzeugungseinheiten

11.2.5.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten

11.2.5.5 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungsanlagen

11.2.5.6 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungsanlagen

11.2.5.7 Verhalten nach Fehlerende für Typ-2-Erzeugungsanlagen

11.2.5.8 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren

11.2.6 Modelle

11.2.6.1 Allgemeines

11.2.6.2 Funktionsumfang der Modelle

11.2.6.3 Mindestanforderung an Modelle

11.2.6.4 Plausibilisierung der Modelle

11.2.6.5 Modellanforderung Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungsanlagen

11.2.6.6 Modelldokumentation

11.2.6.7 Validierung

- 11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement**
- 11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz**
- 11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit**
- 11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen**
- 11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**
- 11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität**
- 11.3 Komponentenzertifikat**
 - 11.3.1 Allgemeines**
 - 11.3.2 EZA-Regler**
 - 11.3.3 Aktive statische Kompensationsanlagen**
 - 11.3.4 Spannungsregler inkl. Des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit**
 - 11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten**
 - 11.3.6 Modelle**
- 11.4 Anlagenzertifikat**
 - 11.4.1 Allgemeines**

Änderungen an Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben und somit ein neues Anlagenzertifikat erfordern, sind entsprechend der Definitionen in Kapitel 1 u. a.:

- der Umbau bzw. die Modernisierung im Umfang $\geq 50\% P_{AV,E}$ (bei Mischanlagen $\geq 50\% P_{inst}$) bezogen auf das Datum der Erstinbetriebnahme,
- der Austausch von bzw. die Änderungen an Erzeugungseinheiten bzw. der in 11.3 aufgeführten Komponenten, sofern diese nicht typgleich sind bzw. nicht die gleichen Einheiten-/Komponentenzertifikate aufweisen.

Für eine bestehende Erzeugungsanlage mit Anlagenzertifikat und $P_{Amax} \leq 950 \text{ kW}$ gilt: Erfolgt eine Leistungserhöhung von $\leq 5\% P_{Amax}$ gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen installierten Wirkleistung P_{Amax} , ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich. Finden nach der Anlagenzertifizierung mehrere Leistungserhöhungen statt, so ist die Summe dieser Leistungserhöhungen maßgebend ($\sum P_{Zubau} \leq 5\% P_{Amax}$, der Anlagenzertifizierung).

- 11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen**
- 11.4.3 Einspeiseleistung**
- 11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel**
- 11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt**
- 11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen**
- 11.4.7 Netzurückwirkungen**
 - 11.4.7.1 Allgemeines**
 - 11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen**
 - 11.4.7.3 Flicker**
 - 11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische**
 - 11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche**

11.4.7.6 Unsymmetrien

11.4.7.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

11.4.7.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen

11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb

11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen

11.4.9 Nachweis des Inselbetriebes und der Teilnetzbetriebsfähigkeit

11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit

11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

11.4.12 Dynamische Netzstützung

11.4.12.1 Allgemeines

11.4.12.2 Dynamische Netzstützung für Erzeugungsanlagen des Typ 1

11.4.12.3 Dynamische Netzstützung für Erzeugungsanlagen des Typ 2

11.4.12.4 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für Erzeugungsanlagen des Typ 2

11.4.12.5 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelter Asynchrongenerator

11.4.13 Wirkleistungsabgabe

11.4.14 Netzsicherheitsmanagement

11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)

11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag

11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Sollte der Eigenschutz der Erzeugungsanlage bzw. -einheit und Speicher vor dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkuppelungsschutz auslösen, sind die entsprechenden Einstellwerte im Rahmen des Anlagenzertifikates auszuweisen.

11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung

11.4.20 Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung

11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen

11.4.23 EZA-Modell

11.4.24 Anlagenzertifikat B

Das vereinfachte Anlagenzertifikat B verzichtet im Vergleich zum Anlagenzertifikat A auf zahlreiche Bewertungen (Tabelle 18). Sollte eine Erzeugungsanlage trotz der regulären Erstellung und Vorlage eines Anlagenzertifikates B unzulässige NetZRückwirkungen verursachen oder die Anforderungen des Netzbetreibers nicht umsetzen, behält sich der Netzbetreiber vor, die Abschaltung der Erzeugungsanlage zu verlangen oder selbst vorzunehmen, bis entsprechende Nachbesserungen an der Anlage durchgeführt worden sind.

11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat

11.5 Inbetriebsetzungsphase

11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten

Die Inbetriebsetzung der Übergabestation nach 4.3 bzw. die Anpassung einer bestehenden Übergabestation an die Vorgaben dieser TAB Mittelspannung sowie die Erteilung einer vorübergehenden Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber sind Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeugungseinheiten.

Neben dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 sind je Erzeugungseinheit bzw. je zwischengelagerter Schutzeinrichtung folgende Prüfungen erforderlich bzw. folgende Unterlagen vorzulegen:

- Prüfung der Spannungswandler (falls vorhanden)
- Vorhandensein und Anschaltung der Prüfklemmleiste
- Funktionsprüfung der Schutzeinrichtung, sekundärseitig, bei vorhandener Prüftechnik kann die Schutzprüfung auch unter Einbeziehung der Primärseite der Wandler durchgeführt werden, sofern eine Personengefährdung ausgeschlossen werden kann; Nachweis, dass die Einstellvorgaben aus dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.9 umgesetzt wurden
- Prüfung des unverzögerten Auslösens des Kuppelschalters der Erzeugungseinheit bei Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen sowie Prüfung der Überwachungsfunktionen nach 10.3.3.6 dieser Ergänzung zur AR-N4110
- Überprüfung der Dimensionierung der USV
- Prüfprotokoll für den Entkupplungsschutz
- Die Schutzprüfungen sind auch für Bestandsanlagen durchzuführen, sofern für diese Anlagen neue Einstellwerte gefordert werden.

Der Inbetriebsetzungstermin ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen, damit dieser bei der Inbetriebnahme mit anwesend sein kann.

11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung

11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Der Test der Wirkleistungssteuerung in der kompletten Wirkungskette erfolgt im Zusammenspiel durch die Netzführung des Netzbetreibers und dem Anschlussnehmer, bzw. dessen Beauftragten. Das Protokoll erstellt der Anschlussnehmer, bzw. dessen Beauftragter und sendet dieses Unterscriben dem Netzbetreiber zu.

Weiterhin ist die Einregelung der Blindleistung nach einem PTI-Verhalten messtechnisch am Netzanschlusspunkt (bei Mischanlagen am Messpunkt innerhalb des Kundennetzes) nachzuweisen und in einem Q(t)-Diagramm darzustellen. Die Abtastung der Messwerte erfolgt dabei in einer Auflösung t 200ms.

Bei Kundenanlagen mit Leistungsüberwachung (Kapitel 8.13) sind die $P_{AV,E}$ -Überwachung vollständig zu dokumentieren und die Einhaltung der Grenzkurve messtechnisch nachzuweisen.

11.5.3.2 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

11.5.3.3 Inbetriebsetzungserklärung

Im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung sind zusätzlich die folgenden Punkte zu prüfen und zu dokumentieren und damit Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage:

- Messtechnischer Nachweis über die reale Funktionsweise der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung nach der Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U).
- Nachweis des PTI-Einschwingverhaltens gemäß 10.2.2.4 (Vermessung des Einschwingverhaltens) bei einem simulierten Spannungssprung von $P_2 \leq U \leq P_3$ auf $U \geq P_4$.
- Bei Kundenanlagen mit $P_{AV,E}$ -Überwachung (Kapitel 8.13): Messtechnisch Nachweis der Einhaltung der Grenzkurve.

11.5.4 Konformitätserklärung

Neben den laut VDE-AR-N 4110 geforderten Unterlagen sind folgende Nachweise und Dokumente in der Konformitätserklärung vorzulegen:

TAB Mittelspannung

- Umsetzung der Auflagen gemäß Anlagenzertifikat
- Nachweis der erfolgreichen Wirkleistungsregelung in der kompletten Wirkungskette von der Netzföhrung des Netzbetreibers bis zu den Erzeugungseinheiten bei $P_{\text{mom}} \geq 50\% P_{\text{b inst.}}$. Im Falle einer Direktvermarktung muss auch der Direktvermarkter mit eingebunden werden.
- Vollständig ausgefülltes Protokoll „Bestätigung zur Umsetzung des Einspeisemanagement“ mit Bestätigung der erfolgreichen Prüfung durch den Netzbetreiber.
- Einhaltung der Schutz-Vorgaben des Netzbetreibers. Folgende Unterlagen sind vorzulegen:
 - o Mit einer Prüfeinrichtung dokumentierte Schutz-Prüfprotokolle am Netzverknüpfungspunkt
 - Übergabeschutz
 - Entkupplungsschutz
 - o Mit einer Prüfeinrichtung dokumentierte Schutz-Prüfprotokolle des Entkupplungsschutzes an den Erzeugungseinheiten bzw. des zwischengelagerten Entkupplungsschutzes
 - o Einstellwerte nachgelagerter Schutzgeräte im Kundennetz z. B. Trafoschutz (die Dokumentation bedarf keiner festgelegten Form)
 - o Vollständig ausgefüllte Prüfprotokolle:
 - o Nachweis zu den Einstellwerten des Eigenschutzes der Erzeugungsanlage bzw. -einheit und Speicher, wenn dieser vor dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkupplungsschutz auslöst.
- Konformität der Schutzgeräte gemäß DIN EN 60255 (alle Teile) und dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzzeineinrichtungen“, die an die Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen sind (inkl. Q-U-Schutz).
- Aktuelles und vollständiges Übersichtsschaltbild der Kundenanlage inkl. Wandlerdaten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf die zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu den Erzeugungseinheiten), sofern vorhanden auch für die $P_{\text{AV,E}}$ -Überwachung
- Dynamische Netzstützung: Einstellwert des k-Faktors bzw. der eingeschränkten dynamischen Netzstützung
- Kurzschlussströme: Stromschaltfähigkeit des 10-kV-Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt
- Bei Kundenanlagen mit $P_{\text{AV,E}}$ -Überwachung (Kapitel 8.13): Dokumentation der $P_{\text{AV,E}}$ -Überwachung (u. a. im Übersichtsschaltbild), Nachweise zur Einhaltung der Grenzkurve, Bestätigung der Funktionsweise
- Weitere Anforderungen werden ggf. projektspezifisch vorgegeben.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die endgültige Betriebserlaubnis zu verweigern, wenn der anschlussbegehrende Betreiber einer Erzeugungsanlage die Pflichten nach §2 oder nach §3 der NELEV (Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen¹) nicht einhält. Diese Pflichten beinhalten u. a. die Vorlage einer **vollständigen** Konformitätserklärung, die eine **mängelfreie** Erzeugungsanlage/Speicher ausweist. Erst mit Vorlage dieser Nachweise erteilt der Netzbetreiber eine endgültige Betriebserlaubnis.

Voraussetzung für die Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis ist u. a. die Einhaltung folgender Fristen durch den Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber:

- Maximal 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit: Vorlage der Konformitätserklärung beim Netzbetreiber.
- Ist die Konformitätserklärung unvollständig: Maximal 3 Monate zur Nachreichung der fehlenden Unterlagen / Nachweise beim Netzbetreiber (einmalige Frist).
- Zeigt die Konformitätserklärung Mängel an der Erzeugungsanlage / dem Speicher auf: Maximal 3 Monate zur Nachbesserung bzw. Behebung der Mängel und Nachreichung der erforderlichen Nachweise beim Netzbetreiber (einmalige Frist).
- Bei Prototypen: Ab Inbetriebsetzung der ersten Prototypen-EZE in Deutschland: Maximal 2 Jahre zur Vorlage des Einheitenzertifikates beim Netzbetreiber. Ab Erstellung des Einheitenzertifikates: Maximal ein Jahr zur Vorlage von Anlagenzertifikat und Konformitätserklärung beim Netzbetreiber.
- Im Einzelnachweisverfahren: Nach Mitteilung der Zertifizierungsstelle, dass die EZA die erforderlichen Anforderungen nicht erfüllt (Auswertung Störschreiber) und ab Aufforderung zur Behebung der Mängel: Maximal 6 Monate zur Nachbesserung bzw. Behebung der Mängel und Überarbeitung der

¹ Bundesgesetzesblatt Jg. 2017 Teil 1 Nr. 38, ausgegeben zu Bonn am 20.06.2017

erweiterten Konformitätserklärung (einmalige Frist).

Im Fall der Verweigerung der endgültigen Betriebserlaubnis sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Verweigerung der endgültigen Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber erfolgt schriftlich an den Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber.
- Der Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber hat innerhalb der vom Netzbetreiber vorgegebenen Frist alle fehlenden Nachweise zu erbringen und alle identifizierten Mängel vollständig abzustellen.
- Erfolgt dies nicht oder nicht fristgerecht, wird der Netzbetreiber die Netztrennung der Erzeugungsanlage / des Speichers verlangen oder selbstständig veranlassen.

11.5.5 Betriebsphase

11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz

11.6 Einzelnachweisverfahren

11.6.1 Allgemeines

11.6.2 Anlagenzertifikat C

11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung

11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage

12 Prototypenregelung