



Transformatorenstationen (Übergabestationen) für Kunden

Netzbetreiber-Anforderungen zu „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das von der GeraNetz GmbH¹ gepachtete Mittelspannungsnetz der Energieversorgung Gera GmbH und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

Energieversorgung Gera GmbH
Betrieb Strom

¹ im nachstehenden Text Netzbetreiber genannt



Inhalt

	Seite
Geltungsbereich	3
Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 – Normative Verweisungen	4
Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 – Begriffe und Abkürzungen	5
Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 – Allgemeine Grundsätze	6
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	6
4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	7
Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 – Netzanschluss	8
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	8
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	8
5.4 Netzurückwirkungen	8
5.5 Blindleistungsverhalten	9
Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 – Übergabestation	10
6.1 Baulicher Teil	10
6.2 Elektrischer Teil	12
6.3 Sekundärtechnik	15
6.4 Störschreiber	22
Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 – Abrechnungsmessung	23
7.1 Allgemeines	23
7.2 Zählerplatz	23
7.3 Netz-Steuerplatz	24
7.5 Messwandler	24
7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung	24
Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 – Betrieb der Kundenanlage	25
8.2 Netzführung	25
8.5. Bedienung vor Ort	25
8.6 Instandhaltung	26
8.8 Betrieb bei Störungen	26
8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Lade- einrichtungen für Elektrofahrzeuge	26
Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 – Betrieb der Kundenanlage und Demontage	28
Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110 – Erzeugungsanlagen	29
10.1 Allgemeines	29
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz	29
10.3 Schutzeinrichtung und Schutzeinstellung	34
Zu Anhang D der VDE-AR-N 4110 – Beispiele für MS-Netzanschlüsse	36
Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110 – Vordrucke	37
Anhänge zur Netzrichtlinie	38
Inkrafttreten	40



Geltungsbereich

Diese Netzrichtlinie legt die ergänzenden Bestimmungen des Netzbetreibers zu den Technischen Anschlussregel (TAR) für die Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers GeraNetz GmbH (GNG) angeschlossen werden.

Grundlage dieser Netzrichtlinie ist die VDE-AR-N-4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“. Mit der vorliegenden Netzrichtlinie wird die VDE-AR-N-4110 durch den Netzbetreiber ergänzt.

Die Gliederung der Netzrichtlinie lehnt sich an die Gliederung der VDE-AR-N 4110 an und formuliert die Spezifikation zu den einzelnen Kapiteln dieser Richtlinie. Falls in dieser Netzrichtlinie keine weiteren Spezifikationen zu einzelnen Kapiteln der VDE-AR-N 4110 erfolgen, wird ein gesonderter Hinweis darauf gegeben.



Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110

Normative Verweisungen

Gesetze und Vorschriften, mitgeltende Unterlagen

- Leitlinien zur Informationssicherheit (Energieversorgung Gera GmbH)
- Ergänzung zur TAB 2019 des BDEW für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (Technische Richtlinie Direkt- und Wandlermessungen)



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

Kunde

Kunde steht in der vorliegenden Netzrichtlinie für den Anschlussnehmer, Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber; die Verallgemeinerung „Kunden“ wird bei Bedarf präzisiert



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

Fragen zur Anwendung dieser Netzrichtlinie sind bereits zu Beginn der Planungsphase der Kundenanlage durch den Kunden bzw. durch den Beauftragten des Kunden mit dem Netzbetreiber zu klären.

Der Anschluss- und Inbetriebnahmeprozess, Ansprechpartner und die zugehörigen Formulare sind auf der Homepage des Netzbetreibers unter <https://www.geranetz.de> zu entnehmen.

Zu 4.2. – Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

Anschlussrelevante Unterlagen: Abweichend von den in VDE-AR-N-4110 „im Anhang E“ zur Verfügung gestellten Formularen stellt der Netzbetreiber eigene Formulare zum Download unter <https://www.geranetz.de> bereit:
(Tabelle 1: Übersicht – Anschlussrelevante Unterlagen)

VDE-AR-N 4110	Netzbetreiber
E.1 Antragstellung	Anmeldung zum Netzanschluss / Inbetriebsetzung
E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen	E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen
E.3 Netzanschlussplanung	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.4 Errichtungsplanung	E.4 Errichtungsplanung
E.5 Inbetriebsetzungsauftrag	E.5 Inbetriebsetzungsauftrag
E.6 Erdungsprotokoll	E.6 Erdungsprotokoll
E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation	E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation
E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers - Mittelspannung	E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers - Mittelspannung
E.9 Netzbetreiber - Abfragebogen	E.9 Netzbetreiber - Abfragebogen
E.10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/ Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlage/ Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.13 Einheitszertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.14 Komponentenzertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.15 Anlagenzertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.16 Betriebserlaubnisverfahren	keine separate Netzbetreibervorgabe
E.17 beschränktes Betriebserlaubnisverfahren	keine separate Netzbetreibervorgabe

Zeitplan/Prozessablauf

Die in Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 beschriebenen Zeiten zur Prüfung durch den Netzbetreiber sind Richtwerte. Es kann projektspezifisch zu längeren Bearbeitungszeiten beim Netzbetreiber kommen.



Zu 4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Der Kunde hat dem Netzbetreiber vor der Inbetriebsetzung seiner Erzeugungsanlage und/oder des Speichers nachzuweisen, dass die notwendigen technischen Anforderungen eingehalten wurden und werden.

Hierzu findet vor der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers eine gemeinsame technische Abnahme zwischen dem Errichter, dem zukünftigen Anlagenbetreiber und einem Mitarbeiter des Netzbetreibers statt, die der zukünftige Anlagenbetreiber nach Fertigstellung seiner Erzeugungsanlage sowie des Netzanschlusses beim Netzbetreiber schriftlich beantragen muss. Der zukünftige Anlagenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass sich die Erzeugungsanlage zum vereinbarten Abnahmeterrnin in einem einwandfreien, den eingereichten Unterlagen entsprechenden Zustand befindet, damit die Inbetriebsetzung erfolgen kann.



Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 Netzanschluss

Zu 5.1 – Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Die konkrete Ausgestaltung des Netzanschlusses für Bezugs-, Misch- und Erzeugungsanlagen ist abhängig von den örtlichen netztechnischen Gegebenheiten und weiteren angeschlossenen Anlagen und wird durch den Netzbetreiber geprüft und vorgegeben. Sofern besondere Anforderungen des Kunden an die Anbindung der Kundenanlage bestehen (z.B. erhöhte Redundanzen für Bezugsanlagen) sind diese mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Es gelten vorzugsweise folgende Anschlussvarianten für die erwartete höchste Bezugsleistung der Kunden ohne Eigenerzeugung:

Anschlussort	Maximale Bezugsleistung
NS-Netz	< 100 kW
MS-/NS-Station	100 – 200 kW
MS-Netz	> 200 kW – 5.000 kW
HS-/MS-Netz (UW)	> 5.000 kW

Der Anschluss von Erzeugungsanlagen > 135 kW erfolgt grundsätzlich aus dem MS-Netz.

Zu 5.2 – Bemessung der Netzbetriebsmittel

Es ist der kleinste mögliche Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,95 (ind./kap.) bei maximaler Wirkleistung bei der Anschlussplanung zu berücksichtigen. Bezugsanlagen dürfen nur noch in einem Bereich zwischen $\cos \varphi$ 1...0,95 untererregt betrieben werden.

Zu 5.3.2 – zulässige Spannungsänderung

Bei netztechnischen Erfordernis und entsprechender Möglichkeit lässt der Netzbetreiber in ungestörtem Betrieb bis zu $\Delta u = 2,5\%$ zu.

Die Überprüfung der Spannungsänderung aufgrund aller angeschlossenen Anlagen in einem Netz kann nur durch den Netzbetreiber beurteilt und geprüft werden.

Zu 5.4 – Netzurückwirkungen

Der Netzbetreiber behält sich vor, bei Erforderlichkeit Messungen zu Netzurückwirkungen durchzuführen. Sollten durch die Kundenanlage unzulässige Netzurückwirkungen verursacht werden, sind diese durch den Kunden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu beseitigen.



Zu 5.5 – Blindleistungsverhalten

Kundenanlagen mit Bezugsanlagen: Verbraucher erfüllen die Blindleistungsanforderungen gemäß VDE-AR-N 4110, d.h., der zulässige Blindleistungsbereich wird begrenzt auf $\cos \varphi = 1$ bis 0,95 induktiv. Eine kapazitive Fahrweise ist nicht zulässig.

Für Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen/Speichern und Eigenbedarf sind die Netzbetreiber-Vorgaben nach Kapitel 10.2.2.4 dieser Richtlinie zu berücksichtigen.



Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 Übergabestation

Zu 6.1 – Baulicher Teil

Zu 6.1.1 – Allgemeines

Die Transformatoren- bzw. Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und zu errichten. Für fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) ist für die Konfiguration von Baukörper und Mittelspannungsschaltanlage das erfolgreiche Bestehen einer Typprüfung oder das Vorliegen einer entsprechenden Ableitung auf Grundlage der genannten Norm sowie die Störlichtbogenklassifizierung IAC AB 20 kA (1s) nachzuweisen. Für Übergabestationen, die nicht als fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) errichtet werden, ist der Nachweis der Störlichtbogenfestigkeit über eine Druckberechnung für einen Kurzschlussstrom von 20 kA (1s) zu erbringen. In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann eine Störlichtbogenfestigkeit 16 kA (1s) ausreichend sein.

Der Anschluss von Erzeugungsanlagen erfolgt über eine anschlussnehmereigene Anschlussstation an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers. Diese ist in unmittelbarer Nähe zum benannten Anschlusspunkt (max. Entfernung 50m) zu errichten.

Sofern keine räumliche Trennung zwischen Kunden- und Netzbetreiber-Teil vorhanden ist, sind Schaltanlagen mit verriegelbaren Schaltfeldtüren bzw. Schalterantrieben einzusetzen.

Die Trennung zwischen Kunden- und Netzbetreiber-Teil ist dabei mit einer gut sichtbaren Markierung zu versehen und es sind Regelungen zur Betriebsführung zu fixieren. Im Kabelkeller ist der Berührungsschutz durch geeignete Maßnahmen dauerhaft zu gewährleisten.

Zu 6.1.2 – Einzelheiten zur baulichen Ausführung

Zu 6.1.2.2 – Zugang und Türen

Der Kunde gestattet den Beauftragten des Netzbetreibers zu jeder Zeit uneingeschränkt Zugang bzw. Zufahrt zu den Anlagen des Netzbetreibers. Der unmittelbare Zugang und Transportweg von einer öffentlichen Straße ist anzustreben.

Türen müssen nach außen aufschlagen und einen Öffnungswinkel von mindestens 95° zulassen. Sie sind, sofern sie sich nicht innerhalb eines Gebäudes befinden, mit einem Türfeststeller, der bei maximalem Öffnungswinkel selbstständig einrastet, auszustatten.

Alle für den Zugang zur Schaltanlage des Netzbetreibers und zu Mess- und Steuereinrichtungen erforderlichen Türen sind mit Schließzylindern mit Schließung des



Netzbetreibers auszurüsten. Weiterhin ist an allen Zugängen zur Schaltanlage des Netzbetreibers ein Meldekontakt zur Zutrittskontrolle vorzusehen.

Zu 6.1.2.3 – Fenster

Die Räume der Übergabestation sind fensterlos auszuführen.

Zu 6.1.2.5 – Fußböden

Erfolgt die Druckentlastung in den Kabelkeller, sind Maßnahmen zu treffen, die im Fehlerfall die Druckwelle ableiten und das Ausbreiten von Gasen in Richtung des Bedienganges/Bedienbereiches der installierten Baugruppen wirksam verhindern. Zwischenbodenplatten sind zu verschrauben und zu verriegeln.

Zu 6.1.2.7 – Trassenführung der Netzanschlusskabel

Zur Einführung der Mittelspannungskabel in das Gebäude sind bauseitig druckwasserdichte Wanddurchlässe in ausreichender Zahl mit entsprechenden Kabeleinführungssystemen nach Angaben des Netzbetreibers vorzusehen. Die Dichtsätze werden vom Netzbetreiber beigestellt und werden im Rahmen der Kabelverlegung montiert.

Für die auf dem Grundstück des Kunden verlegten Kabel des Netzbetreibers ist eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit abzuschließen.

Zu 6.1.3 – Hinweisschilder und Zubehör

Zu 6.1.3.2 – Zubehör

Als weiteres Zubehör ist erforderlich:

- Hilfsmittel zum Lösen/Entriegeln von Fußbodenplatten.



Zu 6.2 – Elektrischer Teil

Zu 6.2.1 – Allgemeines

Zu 6.2.1.2 – Kurschlussfestigkeit

Die mittelspannungsseitigen Betriebsmittel sind für einen Bemessungskurzzeitstrom von 20 kA (1s) auszulegen. In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann ein Bemessungskurzzeitstrom von 16 kA (1s) ausreichend sein. Für die eingesetzten Schaltanlagen ist der Nachweis durch eine Typprüfung nach DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) und eine Störlichtbogenklassifikation mit Zugänglichkeitsgrad IAC AFL bei Wandaufstellung bzw. IAC AFLR bei Aufstellung frei im Raum zu erbringen.

Zu 6.2.2 – Schaltanlagen

Zu 6.2.2.1 – Schaltanlagen und Aufbau

Die im Anhang dargestellten Übersichtsschaltpläne bilden die Grundlage für den Aufbau der Schaltanlagen der Transformatoren- bzw. Übergabestationen.

Die netzseitigen Eingangsfelder werden in der Regel als Lasttrennschalterfelder ausgeführt.

In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann eine Ausrüstung mit Leistungsschalterfeldern erforderlich sein. Die Einbindung in das Netz des Netzbetreibers kann über ein oder mehrere Eingangsfelder erfolgen.

Als Übergabefeld wird in der Regel ein Lasttrennschalterfeld eingesetzt. In besonderen Fällen, insbesondere beim Anschluss von mehreren Transformatoren (Summe der Anschlussleistung größer 1.000 kVA) oder Transformatoren größer 1.000 kVA, ist ein Leistungsschalterfeld mit Überstromzeitschutz erforderlich.

Beim Anschluss eines Transformators mit einer Nennscheinleistung bis 1.000 kVA kann als Abgangsfeld der Kundenanlage mit einer Sicherheits-Lasttrennschalter-Kombination ausgeführt werden.

Ist im Abgangsfeld ein Transformator mit einer Nennscheinleistung größer 1.000 kVA angeschlossen, so ist dieser mit einem Leistungsschalter mit Überstromzeitschutz auszurüsten. Sind im Abgangsfeld ausgelagerte Transformatoren, Unterstationen oder Kundennetze angeschlossen, so ist ein Leistungsschalter mit Überstromzeitschutz und Erdschlussrichtungserfassung einzusetzen. Unter ausgelagerten Transformatoren werden Transformatoren verstanden, die sich in einer Entfernung von mehr als 50 m zur Anschlussstation befinden.

In Abhängigkeit von der Netzspannung und vom eingesetzten Schaltanlagentyp kann bereits bei Transformatoren-Nennscheinleistungen kleiner 1.000 kVA der Einsatz eines Leistungsschalters mit Überstromzeitschutz im Abgangsfeld der Abnehmeranlage



erforderlich sein. Hierzu sind die Auswahltabellen für HH-Sicherungseinsätze der Schaltanlagenhersteller zu beachten.

Befindet sich das Übergabefeld nicht im Eigentum des Netzbetreibers, ist der Zugriff des Netzbetreibers auf die Schaltgeräte im Übergabefeld über eine entsprechende Vereinbarung zur Betriebsführung zu gewährleisten.

In jedem Schaltfeld muss ein gefahrloses Erden und Kurzschließen der Abgänge möglich sein. Hierzu werden Erdungsschalter eingesetzt. Zusätzlich sind an jedem luftisolierten Sammelschienenabschnitt sowie ober- und unterspannungsseitig an den Transformatoren Anschlüsse für eine Erdungs- und Kurzschließeinrichtung mit folgenden Eigenschaften vorzusehen:

- Phasenanschluss über Kugelfestpunkt (Ø 25 mm)
- Dreipolige Erdungs- und Kurzschließeinrichtung 50mm², mit Erdungsseil 25mm²

Die Anbringung muss so erfolgen, dass die Befestigung der Erdungs- und Kurzschließeinrichtung mit Hilfe einer Erdungsstange ungehindert möglich ist.

Bei berührungssicheren Transformatoren kann das Erden und Kurzschließen an den Ausschaltstellen erfolgen.

Zu 6.2.2.2 – Ausführung

Für die Anschlussanlage des Netzbetreibers sind ausschließlich vom Netzbetreiber freigegebene Schaltanlagentypen einzusetzen.

Das Feststellen der Spannungsfreiheit und Durchführen des Phasenvergleiches erfolgt über Spannungsprüfsysteme mit integrierter Wiederholungsprüffunktion.

Zu 6.2.2.3 – Kennzeichnung und Beschriftung

Die Bezeichnung der Transformatoren- bzw. Übergabestation und der Schaltfelder des Netzbetreibers werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Die Übergabestelle und die Verfügungsbereiche zwischen Kundenanlage und Anlage des Netzbetreibers sind an der Schaltanlagenfront eindeutig zu kennzeichnen.

Die Einstecköffnungen für den Betätigungshebel der Erdungsschalter und der Betätigungshebel sind rot zu kennzeichnen. Erdungssymbole mit dazugehörigen Verbindungslinien sind ausgehend von der Hauptstrombahn in Rot auszuführen.

Schaltungsunterlagen

Die Schaltungsunterlagen sind auf Vollständigkeit und Richtigkeit zu prüfen und dem Netzbetreiber unaufgefordert bereitzustellen. Es ist ein einheitliches Kennzeichnungssystem anzuwenden. Grundlegend erhalten jedes Gerät, Kabel,



Bauelement und die Anlage selbst eine eindeutige, unverwechselbare und sich im Schaltungsbuch wiederfindende Kennzeichnung. Diese muss gut sicht- und lesbar angebracht werden.

Betriebsmittelkennzeichnung

Bei in Schranktüren oder Schwenkrahmen eingelassenen Bauteilen wie Schaltern, Tastern oder Einbaumessgeräten ist die Beschriftung auf der Türvorderseite und deren Rückseite anzubringen. Bei Geräten mit Steckfassung müssen die Betriebsmittelkennzeichnungen sowohl auf dem Sockel als auch auf dem Gerät selbst angebracht werden. Elektrische Betriebsmittel werden mit Vorzeichen, Kennbuchstabe und Zählernummer am Gerät und in den Schaltungsunterlagen gekennzeichnet. Wenn eine eindeutige Kennzeichnung durch die Art und Zählernummer nicht möglich ist, wird die Bezeichnung der Funktion benutzt.

Zu 6.2.2.4 – Schaltgeräte

Die Schaltgeräteart ist in den Übersichtsschaltplänen im Anhang dargestellt.

Zu 6.2.2.6 – Transformatoren

Im Mittelspannungsnetz sind grundsätzlich Transformatoren einzusetzen, deren Betriebsspannung, von außen, zwischen 20 kV und 10 kV umzustellen ist.

Zu 6.2.2.7 – Wandler

Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen.

Stromwandler für Schutzzwecke

Der sekundärseitige Nennstrom beträgt 1A (Verrechnungsmessung 5A). Stromwandlerkerne für Schutzzwecke müssen auf die Genauigkeitsklasse 5P und den Genauigkeits-Grenzfaktor von 10 bis 20 ausgelegt werden. Die Nennleistungen sind entsprechend Summen aller Bürden anzupassen. Bei der Einbaurichtung ist zu beachten, dass der Anschluss P1 (K) zur Sammelschiene zeigt. Sekundärseitig ist zum Schutzobjekt hin der Anschluss S2 (I) zu erden.

Spannungswandler für Schutzzwecke

Die sekundärseitige Spannung beträgt 100 V AC. Die Wicklung für Schutzzwecke darf der Genauigkeitsklasse von 1 nicht überschreiten. Die Erdschlusshilfswicklung da (e) – dn (n) muss auf die Genauigkeitsklasse 6P ausgelegt werden, ein Dämpfungswiderstand ist anzuschließen.



Zur Absicherung ist mindestens ein einpoliger Leitungsschutzschalter vorzusehen. Die Erdschlusshilfswicklung muss mit einem Widerstand 25Ω , 6 A, 500 VA bedämpft werden, um Kippschwingungen zu verhindern. Die Sekundärverdrahtung der Spannungswandler bis zum Spannungswandlerautomat muss mit einer NSGAFÖU-Leitung (Mindestquerschnitt $2,5 \text{ mm}^2$) realisiert werden.

Zu 6.2.2.8 – Überspannungsableiter

Art und Umfang der netzseitigen Überspannungsschutzeinrichtungen werden vom Netzbetreiber festgelegt.

Zu 6.2.4 – Erdungsanlage

Der Gesamterdungswiderstand muss an gut zugänglicher Stelle zwischen Erder und Haupterdungsschiene gemessen werden können und darf $2,0 \Omega$ nicht überschreiten. Es ist ein Messprotokoll anzufertigen und dem Netzbetreiber zu übergeben. Die Potenzialausgleichsschiene ist mit Trennlasche auszuführen. Die Ausführung ist im Anhang dargestellt.

Zu 6.3 – Sekundärtechnik

Zu 6.3.2 – Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Gültig für Erzeugungsanlagen/Speicher

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern die Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P > 100 \text{ kW}$ (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Niederspannungsnetz (privates Aerialnetz) angeschlossen sind, sofern dieses über eine anschlussnehmereigene (Übergabe-) Transformatorstation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung mittelspannungsseitig verbunden ist.

Im Anhang wird der entsprechende Standardinformationsumfang für ein intelligentes Energieversorgungssystem/Energieinformationsnetz (smart grid) dokumentiert.

Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Kundenanlage, Erzeugungsanlage oder Speicher ein und ist ausschließlich für die Signalgebung verantwortlich. Bei Erzeugungsanlagen und Speichern erfolgt die Umsetzung der Wirk- und Blindleistungsvorgaben in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.



Nach Umsetzung dieser Anforderungen und vor Inbetriebnahme der Fernwirkkopplung sind alle auszutauschenden Informationen durch den Kunden bzw. dessen Beauftragten Dritten zu testen, das Ergebnis zu dokumentieren und dem Netzbetreiber zu übergeben. Hierzu ist der Vordruck „Bereitschaftserklärung Fernwirkkopplung“ zu verwenden. Im Anschluss erfolgen Bittest und Fernwirktest mit dem Netzbetreiber.

Gültig für alle anderen Kundenanlagen

Für alle anderen Kundenanlagen (Kundenanlagen mit ausschließlichem Bezug, Weiterleitern/weiteren Netzbetreibern etc.) gelten anderweitige Anforderungen an den umzusetzenden Standardinformationsumfang. Dieser ist projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Auf Anforderung des Kunden können Kundenstationen in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einbezogen werden. Der Netzbetreiber empfiehlt, Kundenstationen grundsätzlich in die Fernsteuerung einzubeziehen. Hierdurch können die Wiederversorgungszeiten der ausgerüsteten Station reduziert werden. Sollen Kundenstationen in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einbezogen werden, sind die netzseitigen Schaltfelder und das Übergabeschaltfeld mit geeigneten Wandlern, Motorantrieben, Arbeitsstromauslösern und Hilfsschaltern für Schutz, Meldung und Fernsteuerung sowie fernmeldbare Kurzschluss- und Erdschlusserfassungsrichtung auszurüsten. Die Spezifikationen sind beim Netzbetreiber abzufragen.

Die Bereitstellung der Hilfsenergieversorgung über Batterie und USV erfolgt durch den Kunden. Die erforderliche Fernwirktechnik wird gemäß den Spezifikationen des Netzbetreibers durch den Kunden installiert. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

Bei netztechnischer Erforderlichkeit behält sich der Netzbetreiber vor, die Einbeziehung in die Fernsteuerung zu fordern.

Allgemeine Umsetzung

Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der Fernwirkkopplung ist der Kunde verantwortlich. Die hierfür entstehenden fixen und variablen Kosten sind von ihm zu tragen.

Die Umsetzung erfolgt durch eine Fernwirkkopplung nach internationalem Standard IEC 60870-5-104 auf Basis einer verschlüsselten VPN-Verbindung. Die Komponenten der Fernwirkkopplung, bestehend aus Fernwirkanlage, VPN-Router, (DSL-)Modem/Router und Internetzugang, sind als Bestandteil der Kundenanlage durch den Kunden bereitzustellen.

Die Anbindung erfolgt über einen leitungsgebundenen Festnetzzugang (DSL, SDH, FTTH).

Sollte dieser nachweisbar (Erklärung der Nichtverfügbarkeit des lokalen Telekommunikationsbetreibers ist dem Netzbetreiber vorzulegen) nicht vorhanden sein oder realisiert werden können, kann



- a) ein satellitengestützter bidirektionaler Internetzugang oder
- b) ein paketvermittelter Mobilfunk (LTE)

eingesetzt werden. Bei Einsatz von LTE ist ein entsprechend höherpriorisierter Datendienst, z.B. M2M-Tarif (Datenvolumen mind. 2GB), zu verwenden. Die Sicherstellung der permanenten Verfügbarkeit des bereitgestellten Kommunikationskanals liegt, unabhängig von der gewählten Übertragungstechnologie, im Verantwortungsbereich des Kunden.

Zur Installation einer ggf. benötigten Antenne ist ein entsprechender Wanddurchbruch (Durchmesser mind. 15 mm) für das Antennenkabel unterhalb des Stationsdaches nahe der Fernwirktechnik zu realisieren. Die Durchführung ist geeignet zu verschließen, sodass eine einfache Öffnung möglich ist.

Die Fernwirkanlage muss mit zwei Gegenstellen, mit den Infoknoten des Netzleitsystems, kommunizieren können, wobei immer nur eine Gegenstelle aktiv ist und die andere als Rückfallebene dient. Das Zeitsetzen im Format hh:mm:ss,sss erfolgt ausschließlich über den NTP-Server der jeweils aktiven Gegenstelle. Die Zeitsynchronisation aller Komponenten ist bei Systemstart und mindestens einmal täglich sicherzustellen. Das senden eines Fernwirktelegramms ohne gültigen Zeitstempel im aufgeführten Format ist unzulässig und wird als Fernwirkausfall identifiziert.

Der Einbau der Sekundärtechnik hat in der anschlussnehmereigenen (Übergabe-/ Transformatorstation oder in einem gesonderten Bereich, gemeinsam mit den Mess- und Steuereinrichtungen, zu erfolgen. Sämtliche Komponenten müssen vor Schmutz-, Witterungs- und Temperatureinflüssen sowie gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein. Die Herstellervorgaben sind zu beachten.

VPN-Verbindung

Der VPN-Router (geeignete VPN Router nach Abstimmung mit Netzbetreiber) muss aus sicherheitstechnischen Gründen beim Netzbetreiber oder dessen Beauftragten kostenpflichtig parametrieren werden.

Der vorgelagerte Internetzugang muss den Datenverkehr der UDP-Ports 123, 500 und 4500 transparent ermöglichen (NAT). Die UDP-Verbindungen (IPsec) werden vom VPN-Router aufgebaut, die Gegenstelle antwortet. Es sind keine Portweiterleitungen in eingehender Richtung notwendig. Bei der Übertragung des Zertifikats ist eine normgerechte Behandlung von fragmentierten UDP-Paketen notwendig. Sollten IPsec-Verbindungen auf dem vorgeschalteten Modem bestehen, kann es ggf. zu Kommunikationsproblemen kommen. Die Firmware des verwendeten Modems muss in diesem Fall eine exakte Session-Trennung beherrschen.



Fernsteuerung/Fernüberwachung

Folgende Informationen und Funktionalitäten sind für einen zuverlässigen Netzbetrieb notwendig und bereitzustellen:

- mittelspannungsseitige Spannungsmesswerte (UL13, UL1E, UL2E, UL3E), Strommesswerte (IL1, IL2, IL3)
- richtungsbezogene Messwerte Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q)
- Stellungsmeldung (Rückmeldung) der Schaltgeräte aus der Kundenstation
- Schutzmeldungen aus der Kundenstation

Zusätzlich bei Erzeugungsanlagen/Speichern:

- Wirkleistungsbegrenzung und deren Rückmeldung
- Blindleistungsvorgabe und deren Rückmeldung
- Ggf. niederspannungsseitige richtungsbezogene Messwerte Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) beim Vorhandensein von Verbrauchern oder weiteren Energieträgern

Für Erzeugungsanlagen/Speicher gilt:

Die Schutzmeldungen Schutzanregung, Schutzauslösung Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz, Erdschluss und Fehler vorwärts in Richtung Erzeugungsanlage, Fehler rückwärts in Richtung Sammelschiene des Umspannwerks sind ab einer kumulierten Nennleistung aller erzeugungsanlagen >1.000 kVA zu erbringen.

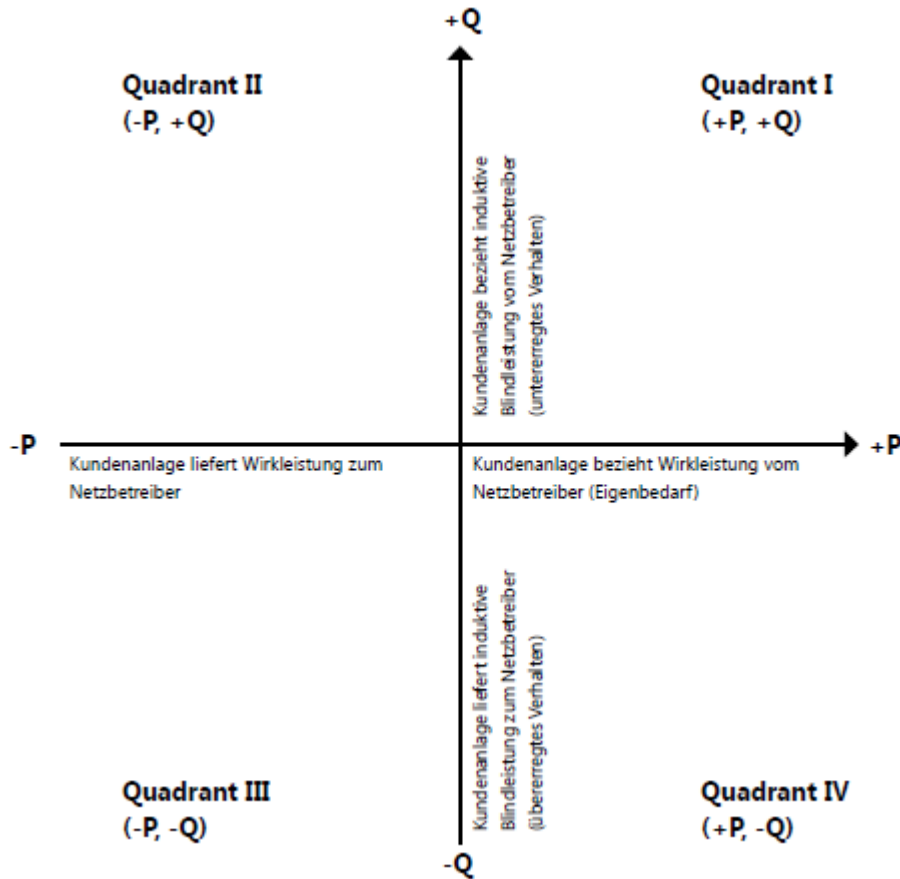
Sämtliche Fernwirkbefehle haben Bestand, bis sie über ein neues Fernwirktelegramm vom Netzbetreiber geändert werden. Ein eigenständiges Rücksetzen, auch nach einer bestimmten Zeitdauer, ist nicht zulässig. Bei einem Kommunikationsausfall oder Ausfall der Fernwirkanlage ist die Erzeugungsanlage mit den Vorgabewerten, wie sie zum Zeitpunkt des Ausfalls bestanden haben, weiterzutreiben.

Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

- Wirkleistungsbegrenzung – 100% Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsvorgabe – $Q = 0$ kVar

Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern Allgemein

Die Angabe der Leistungsflussrichtung erfolgt nach dem Verbraucherzählpfeilsystem. Die Einspeisung ins Netz ist mit einem negativen Vorzeichen zu versehen.
(Abbildung: Verbraucherzählpfeilsystem)



Messwerterfassung

Eine maximale Messwertabweichung von 3% ist für Leistungsmesswerte (P/Q) zulässig. Es sind konventionelle Strom- und Spannungswandler vorzusehen. Alternativ kann bei entsprechender Systemgenauigkeit, z.B. zur Messwerterfassung, ein kombinierter Kurzschlussrichtungs- und Erdschlussrichtungsanzeiger verwendet werden. Hierfür ist die Spannungsmessung mittels resistiver Ankopplung umzusetzen. Eine vor Ort durchzuführende Kalibrierung ist mittels Prüfprotokoll dem Netzbetreiber nachzuweisen.

Messwertübertragung

Strommesswerte (I) müssen mit mindestens einer Nachkommastelle (in A) und Spannungswerte (U) mit mindestens zwei Nachkommastellen (in kV) übertragen werden. Messwerte werden mit der Übertragungsursache „spontan“ übertragen, wenn die an der erfassenden Stelle einstellbaren Schwellen überschritten werden. Hierfür ist ein relatives Schwellwertverfahren mit 1% zu wählen. Die Parameter der Messwertberuhigung sind so zu wählen, dass an der Fernwirkschnittstelle keine Überlastung durch



Messwerttelegramme entsteht. Als Richtwert soll in einem Zeitraum von einer Sekunde maximal ein Telegramm übertragen werden. Bei gestörter Messwerterfassung erfolgt keine Verwendung von ersatzwerten. Es ist der letzte erfasste Wert mit entsprechenden Qualitätsbits (Überlauf, ungültig...) zu übertragen. Weiterhin muss eine Nullpunktunterdrückung bei allen Messwerten mit 1% relativ auf den Nennwert aktiviert werden.

Verknüpfungspunkt/mittelspannungsseitige Übergabestation (DP1)

Die Ist-Einspeisung ist am Verknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage/Speicher zum Netz der allgemeinen Versorgung des Netzbetreibers zu erfassen. Diese ist auf der Oberspannungsseite des Transformators zu realisieren.

Generatorleistung (DP 2/ DP 3)

Die Bereitstellung der generatorbezogenen Wirk- und Blindleistungseinspeisung kann aus der Anlagensteuerung direkt, durch Messung am jeweiligen Generatorabgang oder der Leitung selbst erfolgen.

Sie muss realisiert werden:

- beim Vorhandensein von Verbraucheranlagen
- beim Vorhandensein von Erzeugungseinheiten mit unterschiedlichen Energieträgern

Zu 6.3.3 – Eigenbedarfs und Hilfsenergieversorgung

Netzunabhängige Hilfsenergieversorgung

Zu Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen – inklusive Zähl- und Messeinrichtungen – zählen ebenso sämtliche Komponenten der Fernwirkkupplung einschließlich vorgelagerter Kommunikationstechnik und VPN-Router. Die Verwendung von Messwertumformern ohne Hilfsenergieversorgung ist nicht zulässig.

Es wird empfohlen, bei der Dimensionierung der Batteriekapazität auch eintägige Instandhaltungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Hierbei ist der maximale Leistungsbedarf gemäß Herstellerangaben zu berücksichtigen.

Die Gleichspannungsverteilung ist derart auszulegen, dass Kurzschlüsse an jeder Stelle der Anlage in höchstens 30 ms abgeschaltet werden.

AC-Eigenbedarf

Bei Ausfall der AC-Einspeisung ist die Wiederversorgung innerhalb von fünf Stunden sicherzustellen. Es wird empfohlen, Einrichtungen für den Anschluss eines Notstromaggregates vorzusehen, um eine Schädigung der Batterie bei längeren Spannungsunterbrechungen zu verhindern und um bei längerer Spannungslosigkeit der Station eine Wiederinbetriebnahme vornehmen zu können.



Bei Einsatz von Eigenbedarfstransformatoren bzw. Eigenbedarfswandlern wird vom Netzbetreiber ein zusätzliches Schaltfeld gefordert. Die Verwendung eines bereits belegten Mittelspannungsabgangs (unterklemmen) ist unzulässig. Alternativ besteht die Möglichkeit, Eigenbedarfstransformatoren in dafür vorgesehene Messfelder zu integrieren.

Für den Schutz der Eigenbedarfstransformatoren ist eine Sicherung (Typ gTr) auf der Unterspannungsseite gemäß der Größe des Eigenbedarfstransformators vorzunehmen. Aufgrund der begrenzten sekundären Leistung der Eigenbedarfstransformatoren ist darauf zu achten, dass diese nicht überlastet werden. Die Spannungsversorgung von Verbrauchern mit einer Leistungsaufnahme, die zur Überlastung der Eigenbedarfstransformatoren führt, z.B. Heizgeräte, ist unzulässig. Primärseitig ist der Transformator vorzugsweise zwischen den Außenleitern L1 und L3 anzuschließen.

Stromkreisbildung

Für die Absicherung des DC-Stromkreises sind generell zweipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakt zu verwenden. Bei Sicherungen von Motorantrieben sind die Herstellerangaben zu beachten. Für die Absicherung der Spannungswandlerkreise werden dreipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakten eingesetzt. Der Erdschlusshilfswicklung wird ein einpoliger Leitungsschutzschalter mit Meldekontakt nachgeschaltet. Die Auslösung sämtlicher Sicherungsautomaten ist zu überwachen.

Zu 6.3.4 – Schutzeinrichtungen

Zu 6.3.4.3 – Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Für Kundenanlagen mit Anschluss über einen Leistungsschalter ist als Kurzschlusschutz mindestens ein Überstromzeitschutz vorzusehen. Die Einstellwerte für den Kurzschlusschutz werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Der Überstromzeitschutz muss mindestens zwei separat einstellbare, dreipolige Leiterstromanregungen aufweisen sowie mit einer Nullstromanregung ausgestattet sein. Die Schutzfunktion Inrush-Stabilisierung wird gefordert, die entsprechende Zeitdauer ist über das Datenblatt des eingesetzten Maschinentransformators zu ermitteln. Zur Dedektierung des Fehlerortes ist eine Kurzschlussrichtungsanzeige erforderlich. Diese kann mittels Schutzrelais (z.B. Einsatz eines gerichteten Überstromzeitschutzes zur Richtungsanzeige, jedoch ungerichtet wirkend) bzw. eines Kurzschlussanzeigers realisiert werden. Die Meldung „Fehler vorwärts“ ist vorwärts, in Richtung Kundenanlage, zu übertragen. Bei Einsatz eines Kurzschlussanzeigers ist für den Anregestrom eine Einstellung in Höhe des zweifachen Betriebsstromes, je nach Transformatorgröße, vorzunehmen. Bei Einsatz eines Überstromzeitschutzes sind hierfür die Funktion SAU I> vorwärts und SAU I>> vorwärts mit einem logischen ODER-Glied zu verknüpfen und entsprechend als Meldung „Fehler vorwärts“ fernzumelden.



Kundenanlagen mit einer kundeneigenen Übergabestation im Nahbereich des Umspannwerkes (Entfernung ca. 50m) müssen ein Steuerkabel zur Schaltzelle im Umspannwerk des Netzbetreibers besitzen. Vorzugsweise ist ein Kombikabel mit Kuper- und Lichtwellenleiter, mindestens jedoch ein Steuerkabel vom Typ NYCY 4x25mm² zu verwenden. Die Verlegung erfolgt durch den Netzbetreiber. Das Auflegen in der kundeneigenen Übergabestation erfolgt durch den Kunden. Die verwendeten Adern sind beidseitig zu kennzeichnen und dem Netzbetreiber mitzuteilen. Weiterhin muss vom verwendeten Schutzrelais (kundeneigene Übergabestation) ein potenzialfreier Kontakt „Schutzanregung vorwärts“ (Richtung Kundenanlage) über das Steuerkabel dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, um ggf. eine rückwärtige Verriegelung aufbauen zu können.

Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, zukünftig weitere Schutztechnik oder Schutzfunktionen zu fordern.

Zu 6.4 – Störschreiber

Auf Anforderung des Netzbetreibers beschafft und installiert der Kunde den Schreiber zur Aufzeichnung von Störungen. Der Störschreiber verbleibt im Eigentum des Kunden. Der Typ des Störschreibers ist mit dem Netzbetreiber in der Planungsphase abzustimmen.



Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110

Abrechnungsmessung

Zu 7.1 - Allgemeines

Bereits in der Planungsphase eines neuen Netzanschlusses (Einspeise- und/oder Entnahmepunkt) muss eine rechtzeitige Abstimmung bezüglich der Zählerleinrichtungen, Kommunikation und Datenbereitstellung erfolgen.

Zu 7.2 - Zählerplatz

Die Zahl der Zählerfelder ist der „Ergänzung zur TAB 2019 des BDEW “ zu entnehmen.

Vor den Zählerplatten bzw. den Zählerwechselschränken muss stets eine Bedien- und Arbeitsfläche mit einer Tiefe von mindestens 1,20m und einer Breite von mindestens 1,00m vorhanden sein.

Hinweis: Durch den Einsatz einer Messtafel werden der freie Messplatz auf der Messtafel und der untere Anschlussraum/netzseitiger Anschlussraum als Raum für Zusatzanwendungen verwendet.

Zu 7.3 – Netz-Steuerplatz

In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist für Aufgaben des Netzbetreibers bei Erzeugungsanlagen, unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Lasten der Zählerschrank mit einem Netz-Steuerplatz auszustatten, welcher mit dem o.g. Platz des Messstellenbetreibers nicht identisch ist. In Abhängigkeit von der Bauart oder den baulichen Gegebenheiten kann der Netz-Steuerplatz auch in einem Zählerschrank in räumlicher Nähe angeordnet werden. Für alle anderen Anlagen ist für den Netz-Steuerplatz ein Raum im bzw. neben dem Zählerschrank freizuhalten. Die Ausführung des Netz-Steuerplatzes ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Der Netz-Steuerplatz besteht mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem Anschlussraum nach E DIN VDE 603-1 (VDE 0603-1). Für die 230 V-Spannungsversorgung der Netzsteuereinrichtung ist eine Überstromschutzeinrichtung (z.B. D01 10 A) unter plombierbarer Abdeckung nach Vorgabe des Netzbetreibers vorzusehen.



Zu 7.5 – Messwandler

Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen.

Beim Netzbetreiber sind Verrechnungswandler und Netzschutzwandler getrennt aufzubauen.

Grundsätzlich werden vom Netzbetreiber nur Stromwandler mit einem Kern geliefert. Wenn ein abweichender Bedarf besteht, muss dies rechtzeitig im Vorfeld dem Netzbetreiber abgestimmt werden.

Die Messwandler sind so anzuordnen, dass die Messung bei Schutzauslösung durch den Entkopplungsschutz von Erzeugungsanlagen nicht spannungslos geschaltet wird. Dies wird dadurch erreicht, dass der Entkopplungsschutz entweder

- a) niederspannungsseitig auf das Schaltgerät hinter dem Messabgriff wirkt oder
- b) bei Wirkung des Entkopplungsschutzes auf den Mittelspannungsleistungsschalter dieser, vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen hinter der Messung angeordnet ist.

Strom- und Spannungspfade sind grundsätzlich ungeschnitten bis zur Messplatte zu führen.

Zu 7.7 – Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Niederspannungsseitige Messungen können bis zu einer vereinbarten Vorhalte-/Übertragungsleistung von 200 kW sowie Erzeugungsleistung von 130 kW erfolgen. Mittelspannungsseitige Messungen können ab einer vereinbarten Vorhalte-/Übertragungsleistung von 200 kW sowie Erzeugungsleistung von 130 kW erfolgen. Abweichungen hiervon sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.



Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110

Betrieb der Kundenanlage

Zu 8.2 - Netzführung

Die Grenzen des Verantwortungsbereiches (Verfügungsbereich, Bedienbereich) zwischen Netzbetreiber und dem Kunden sind schriftlich in der Netzführungs-/Betriebsführungsvereinbarung zu definieren. Die Netzführungs-/Betriebsführungsvereinbarung ist vor Inbetriebnahme der Kundenanlage abzuschließen.

Grundsätzlich gilt Folgendes für Schaltgeräte, die am Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind: Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung der Netzleitstelle der Energieversorgung Gera GmbH (Verfügungsberechtigte) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach DIN VDE 0105-100(VDE 105-100) nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch befähigten Personen vorgenommen werden.

Für den Betrieb der Kundenanlage ist dem Netzbetreiber vom Kunden ein technischer Betriebsführer zu benennen. Dieser technische Betriebsführer ist Elektrofachkraft, verfügt über eine aktuell gültige Schaltberechtigung bis 30 kV und trägt die Verantwortung für den Anlageneinsatz als verantwortliche Elektrofachkraft (vEFK). Er oder ein Stellvertreter mit Wahrnehmung der Anlagenverantwortung muss für den Netzbetreiber ständig erreichbar und handlungsfähig sein (24h / 365 Tage).

Entsprechende Informationen werden bei der Netzleitstelle der Energieversorgung Gera GmbH hinterlegt und bei Änderungen (z.B. Name und Kontaktdaten der zuständigen Person) beiderseits sofort aktualisiert.

Sofern die Kundenanlage durch eine Automatik zur Leistungsüberwachung ausgeschaltet wird, darf eine Wiedereinschaltung erst nach Erlaubnis der Netzleitstelle der Energieversorgung Gera GmbH erfolgen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit der Energieversorgung Gera GmbH. Dazu ist die Schaltung 10 Werkzeuge im Voraus beim Netzbetreiber anzuzeigen.

Zu 8.5 – Bedienung vor Ort

Die im Eigentum oder im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile werden ausschließlich durch den Netzbetreiber oder dessen Beauftragten bedient. Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von Kunden und Netzbetreiber befinden, wird der Zugriff auf diese Schaltgeräte über eine entsprechende Vereinbarung geregelt. Erfolgt der Anschluss der Transformatoren- bzw. Übergabestation an das Netz des Netzbetreibers über ein anschlussnehmereigenes Übergabeschaltfeld, muss der



Zugriff des Netzbetreibers auf die Schaltgeräte des anschlussnehmereigenen Schaltfeldes über eine entsprechende Vereinbarung gewährleistet sein.

Zu 8.6 – Instandhaltung

Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel in oder an der Transformatorenstation- bzw. Übergabestation fest, ist er berechtigt, diese bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen.

Der Netzbetreiber kann vom Kunden bei Auffälligkeiten eine Prüfung der in Kapitel 6 dieser Richtlinie aufgeführten Betriebsmittel und der Schutzeinrichtungen zum Nachweis von deren Funktionsfähigkeit verlangen.

Wenn es der Netzbetrieb erfordert, wird der Netzbetreiber geänderte Einstellwerte der Schutzeinrichtung vorgeben. Diese sind durch den Kunden zu realisieren. Termine für Prüfungen werden rechtzeitig vorher vereinbart.

Zu 8.8 – Betrieb bei Störungen

Wenn durch Störungen oder Unregelmäßigkeiten eine Außerbetriebnahme der Kundenanlage erfolgt, darf eine Wiedereinschaltung nur mit Erlaubnis der Netzleitstelle der Energieversorgung Gera GmbH erfolgen.

Zu 8.11 – gesonderte Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von der installierten Ladeleistung, der Netzkonstellation sowie dem Lademanagement des Kunden vor, eine Wirkleistungssteuerung gemäß VDE-AR-N 4110 (Kapitel 8.11) zu verlangen. Der Netzbetreiber gibt mittels Fernwirksignal eine Wirkleistungsbegrenzung in besonderen Netzzuständen vor. Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der notwendigen Fernwirkankopplung ist der Kunde verantwortlich. Eine zeitabhängige Verriegelung bzw. Wirkleistungsbegrenzung ist davon unabhängig zu realisieren und auf Anforderung des Netzbetreibers auf die vorgegebenen Zeiten und Begrenzungen einzustellen. Der Netzbetreiber behält sich vor, jederzeit die Änderung der eingestellten Begrenzungen zu verlangen. Sofern eine Onlinevorgabe durch den Netzbetreiber erfolgt, hat diese Vorrang vor der zeitabhängigen Verriegelung.



Zu 8.11.2 - Blindleistung

Im Betriebsmodus Energiebezug ist standardmäßig ein $\cos \varphi=1$ einzuhalten. Der Netzbetreiber behält sich vor, bei netztechnischer Notwendigkeit Verfahren entsprechend 10.2.2.4 zu fordern.

Zu 8.11.3 - Wirkleistungsbegrenzung

Bei netztechnischer Notwendigkeit gibt der Netzbetreiber einen nicht zu überschreitenden Wirkleistungswert während der Anschlussplanung vor. Dieser ist durch den Kunden mittels geeigneter technischer Einrichtungen fest einzuhalten. Diese Begrenzung gilt unabhängig von dynamischen Vorgaben nach 8.11.1 VDE-AR-N 4110



Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110

Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontagen

Anschlussänderungen sind entsprechend Verursacherprinzip durchzuführen. Sind von der Veränderung des Netzanschlusses die Mittelspannungskabel oder Freileitungsanlage oder weitere Netzanschlüsse betroffen, so gilt der Grundsatz dem Verursacher nur die seinen Netzanschluss betreffenden Kosten berechnet werden und die auf das Netz bzw. andere Netzanschlüsse entfallenden Kosten durch den Netzbetreiber getragen werden. Änderungen an den bestehenden Netzanschlüssen werden nach Kalkulationspreisen berechnet.

Nimmt der Kunde seine Anlage außer Betrieb oder legt diese still, so ist in Abstimmung mit dem Kunden durch den Netzbetreiber zu entscheiden, ob und wie lange die Anschlussanlage des Netzbetreibers erhalten bleibt oder demontiert wird.



Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110

Erzeugungsanlagen

Zu 10.1 – Allgemeines

Bedingt die höhere Komplexität von Mischanlagen werden deren Besonderheiten in den nachfolgenden Abschnitten separat benannt. Dabei sind insbesondere folgende Punkte der VDE-AR-N 4110 zu beachten:

- Abstimmung des Schutzkonzeptes zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer sowie innerhalb der Kundenanlage (siehe 10.3)
- besondere Anforderungen bei der zusätzlichen Nutzung der kundeneigenen Notstromaggregate als Erzeugungseinheiten (siehe auch 8.9)
- Erbringung der folgenden Fähigkeiten durch Erzeugungseinheiten, die nicht durch eine kundeneigene Regelung beeinflusst werden dürfen:
 - frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten nach 10.2.4.3
 - Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach 10.2.3
- Anforderungen an die Wirkleistungsregelung durch den Netzbetreiber (Leistungsreduzierung) nach 10.2.4.2
- Anforderungen an die statische Spannungshaltung 10.2.2
- Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach Abschnitt 11.

Diese Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen.

Zu 10.2 – Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz

Zu 10.2.1.1 – Primärenergiedargebot und Softwareanpassung

Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein. Um Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat durchführen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten. Softwareanpassungen, die eine Leistungsveränderung der Erzeugungseinheit hervorrufen, sind vor der Installation mit dem Netzbetreiber abzustimmen und zu bestätigen.



Zu 10.2.2 – Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Zu 10.2.2.1 – Allgemeine Randbedingungen

Die Blindleistungsvorgaben sind am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erbringen. Bei Erzeugungsanlagen mit $S \leq 1.000$ kVA (Summe aller Energieträger am Verknüpfungspunkt) können diese alternativ an der Generatorklemme realisiert werden.

Für die einzelnen Erzeugungseinheiten selbst können sich davon abweichende Werte ergeben. Bei Vorhandensein weiterer Erzeugungseinheiten oder einer Blindleistungskompensationsanlage ist ein abgestimmtes Verhalten aller Regeleinrichtungen unabdingbar. Ein ungedämpft schwingendes Systemverhalten ist unzulässig.

Sämtliche Erzeugungseinheiten müssen bei Wirkleistungsabgabe in jedem Betriebspunkt mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können, die einem Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $\cos \varphi = 0,95$ übererregt entspricht. Dies bedeutet gemäß Verbraucherpeilsystem einen Betrieb im Quadranten II oder III. Der Netzbetreiber behält sich vor, andere oder weitere Einstellungen zu fordern.

Zu 10.2.2.4 – Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Gemäß TAR gibt der Netzbetreiber eines oder mehrere der nachfolgenden verfahren vor:

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$
- b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P)
- c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion
- d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Grundsätzlich behält sich der Netzbetreiber vor, jedes Verfahren a) bis d) zu verwenden und netztechnischem Erfordernis eine Anpassung bzw. Wechsel zu einem anderen Verfahren zu verlangen.



Verfahren d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Der Netzbetreiber gibt per Fernwirkbefehl variable $\cos \varphi$ -Sollwerte im Bereich 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt in 5 Stufen vor.

- $\cos \varphi = 0,90$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,95$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 1$
- $\cos \varphi = 0,95$ übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,90$ übererregt (kapazitives Verhalten)

Standard ist $\cos \varphi = 1$

Speicher:

Für das Blindleistungsverhalten von Speichern wird definiert:

- Blindleistungsverhalten analog zu Abschnitte „Erzeugungsanlagen“.

Zu 10.2.2.5 – Besonderheiten bei Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Die Anforderungen nach 10.2.2.4 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten gemäß ihrem Leistungsanteil an der gesamten Erzeugungsanlage, als anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen. Bei einem Zubau, einer Erweiterung von mehr als 50% gegenüber der bestehenden Anlagenleistung sind für alle Erzeugungseinheiten in Summe am Netzanschlusspunkt die Vorgaben gemäß 10.2.2.4 und den übermittelten Daten (E9) umzusetzen.

Zu 10.2.2.6 – Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Bei Vorhandensein einer Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage muss die Messung der für die Regelung der Blindstromkompensationsanlage relevanten Werte so positioniert sein, dass die Blindleistung der Erzeugungsanlage nicht die Regelung der Blindstromkompensationsanlage beeinflusst und es damit nicht zu einer gegenseitigen Aufhebung der Blindleistung und damit der gewünschten Wirkung kommt.

Die Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage ist zusammen mit der Erzeugungsanlage so anzupassen, dass der Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt gemäß der Vorgabe unter 10.2.2.4 bzw. den Vorgaben des Netzbetreibers aus den übermittelten Daten (E9) eingehalten wird. Es ist darauf zu achten, dass es zu keinem schwingenden System kommt. Dies betrifft Mischanlagen mit einer Erzeugungsanlagenleistung über 50% im Vergleich zum Bezug des allgemeinen Bedarfs.



Zu 10.2.3 – Dynamische Netzstützung

Zu 10.2.3.1 – Allgemeines

Erzeugungsanlagen müssen technisch und baulich alle Anforderungen zur Teilnahme an der dynamischen Netzstützung erfüllen.

Kriterien dafür sind:

- Eine Abschaltung bei Fehlern im vorgelagerten Netz ist zu vermeiden
- Eine Blindleistungseinspeisung während eines Netzfehlers muss möglich sein
- Nach Abschaltung des Fehlers darf der induktive Blindleistungsbezug nicht größer werden als vor dem Fehler

Der Netzbetreiber behält sich vor, andere Verfahren bzw. Vorgaben (z.B. Änderung k-faktor) zur dynamischen Netzstützung zu fordern.

Zu 10.2.4 – Wirkleistungsabgabe

Zu 10.2.4.2 – Wirkleistungsabgabe

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P > 100$ kW (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierter Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Niederspannungsnetz (privates Aerialnetz) angeschlossen sind, sofern dieses über eine anschlussnehmereigene (Übergabe-)Transformatorstation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung mittelspannungsseitig verbunden ist.

Der Netzbetreiber gibt zur maximal möglichen Wirkleistungsabgabe vier Stufen in Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des Gleicher Energieträgers am Netzverknüpfungspunkt vor. Die Signalisierung hat Priorität vor ggf. weiteren Fernsteuerungen (z.B. Direktvermarktung, Regelleistung). Sollte jedoch ein Signal der Wirkleistungsbegrenzung unterhalb der Anforderung des Netzbetreibers liegen, so ist dieses umzusetzen. Die Rückmeldung der entsprechenden Stufe ist ausschließlich durch die Fernwirkbefehle des Netzbetreibers getriggert. Leistungsanpassungen durch Dritte werden nicht rückgemeldet.



Stufe	Wirkleistungsbegrenzung
0	100% der installierten Leistung (keine Begrenzung/Aufhebung der Begrenzung)
1	60% der installierten Leistung
2	30% der installierten Leistung
3	0% der installierten Leistung

Der Netzbetreiber behält sich vor, künftig eine feinere Abstimmung der Wirkleistung vorzugeben.

Alternativ kann zu den Stufen der Wirkleistungsbegrenzung ein stufenloser Sollwert in Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des gleichen Energieträgers am Verknüpfungspunkt umgesetzt werden. Dabei wird der empfangene Sollwert von der Anlagensteuerung entgegengenommen und über einen Messwert als Quittierung dem Netzbetreiber zurückgemeldet.

Beispiel:

Eine Erzeugungsanlage (Generator) mit einer installierten Wirkleistung von 1.000 kW befindet sich im Vollastbetrieb (maximale Wirkleistungsabgabe). Parallel ist ein Wirkleistungsbedarf aller angeschlossenen Verbraucher von 500 kW im Arealnetz vorhanden. Es besteht eine Ist-Einspeisung von 500 kW in das Netz der öffentlichen Versorgung.

Fernwirkbefehl 100%

Bedeutung: Es existiert keine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt

Umsetzung: Erzeugungsanlage kann uneingeschränkt, z.B. markt- oder eigenbedarfsoptimiert, betrieben werden.

Fernwirkbefehl 60%

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 60% der installierten Leistung (600 kW) am Verknüpfungspunkt

Umsetzung: Erzeugungsanlage kann uneingeschränkt betrieben werden, solange am Verknüpfungspunkt nicht mehr als 600 kW eingespeist werden.

Fernwirkbefehl 30%

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 30% der installierten Leistung (300 kW) am Verknüpfungspunkt

Umsetzung: Die Leistung der Erzeugungsanlage muss mindestens auf 80% reduziert werden (800 kW), damit die maximale Ist-Einspeisung am Verknüpfungspunkt 300 kW (800 kW – 500 kW) nicht übersteigt.

Fernwirkbefehl 0%

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 0% der installierten Leistung (0 kW) am Verknüpfungspunkt



Umsetzung: Die Leistung der Erzeugungsanlage muss mindestens auf 50% reduziert werden (500 kW), damit die maximale Ist-Einspeisung am Verknüpfungspunkt 0 kW (500 kW – 500 kW) nicht übersteigt.

Für Anlagen > 1 MVA ist die theoretisch verfügbare Leistungsabgabe $P_{\text{verfügbar, max.}}$ im Bereich 0 bis 120% der installierten Wirkleistung zu übertragen. Dazu sind folgende Parameter mit einzubeziehen:

$$P_{\text{verfügbar, max.}} = \text{Windgeschwindigkeit} * \text{Anlagenkurve} * P_{\text{inst.}} \text{ bzw.}$$
$$P_{\text{verfügbar, max.}} = \text{Einstrahlung} * \text{Anlagenkurve} * P_{\text{inst.}}$$

Die Anforderungen für technische Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung für Erzeugungsanlagen oder Speicher mit einem Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) und in Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P > 100 \text{ kW}$ (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) sind entsprechend der Netzrichtlinie zur VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ umzusetzen.

Zu 10.3 – Schutzeinrichtung und Schutzeinstellung

Zu 10.3.3 – Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Zu 10.3.3.4 – Q-U-Schutz

Die Realisierung eines Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutzes (Q-U-Schutz) ist ab einer kumulierten Nennscheinleistung aller Erzeugungseinheiten $S > 1.000 \text{ kVA}$ zwingend erforderlich. Zur Umsetzung der Schutzfunktion ist eine Blindleistungskennlinie oder konstante Blindleistungsüberwachung zulässig. Das eingesetzte Schutzgerät muss die Anforderungen gemäß Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (FNN) erfüllen. Die Ausführungen, Einstellwerte [Lastenheft, Tabelle 2-1: Einstellwerte (Spalte Standard) und ergänzenden Festlegungen sind verbindlich anzuwenden. Der Einstellwert zum Freigabestrom kann bei ungünstigen Stromwandlerverhältnissen ($I_{\text{min Q-U}} > 15\% \text{ SA}$) im Einstellbereich gemäß Lastenheft angepasst werden.

Die Auslösung erfolgt einstufig, nach Verlauf einer Verzögerungszeit $t_1 = 0,5 \text{ s}$. Eine zweistufige Auslösung ist nicht vorgesehen, kann jedoch in Abstimmung mit dem Netzbetreiber realisiert werden.



Zu 10.3.3.5 – Übergeordneter Entkupplungsschutz

Es sind die empfohlenen Schutz-Einstellwerte nach VDE-AR-N 4110 Kapitel 10.3.4.2.1 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.1 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen.

Zu 10.3.3.6 – Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Es sind die empfohlenen Schutz-Einstellwerte nach VDE-AR-N 4110 Kapitel 10.3.4.2.2 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.2 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen.

Zwischengelagerter Entkupplungsschutz

Bei PV-Anlagen kann die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den einzelnen Erzeugungseinheiten entfallen, wenn auf der Niederspannungsseite des zugehörigen Maschinentransformators ein zusätzlicher Entkupplungsschutz vorgesehen ist.

Der übergeordnete Entkupplungsschutz ist weiterhin nach VDE-AR-N 4110 Kapitel 10.3.4.2.2 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.2 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen. Die Schutzfunktionen der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor dem „zwischengelagerten Entkupplungsschutz“ auslösen. Demnach ist bei Einsatz eines „zwischengelagerten Entkupplungsschutz“ dieser nach VDE-AR-N 4110 Kapitel 10.3.4.2.2 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.2 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) zu parametrieren und zu prüfen.

Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen sind die im Anlagenzertifikat aufgeführten Einstellvorgaben zu verwenden. Die Anforderungen an ein ggf. notwendiges Komponentenzertifikat nach VDE-AR-N 4110 sind zu berücksichtigen.



Zu Anhang D der VDE-AR-N 4110

Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse

- ÜP Kunden-TST Übergabe-LaT (bis 1.000 kVA)
- ÜP Kunden-TST Übergabe-LS (ab 1.000 kVA)
- ÜP Kunden-TST Einspeiser Var. 1 („harte“ Schleife)
- ÜP Kunden-TST Einspeiser Var. 2 (Anschluss im Stich über MS-Kundenkabel)
- ÜP Kunden-TST Einspeiser Var. 3 (Einschleifung)



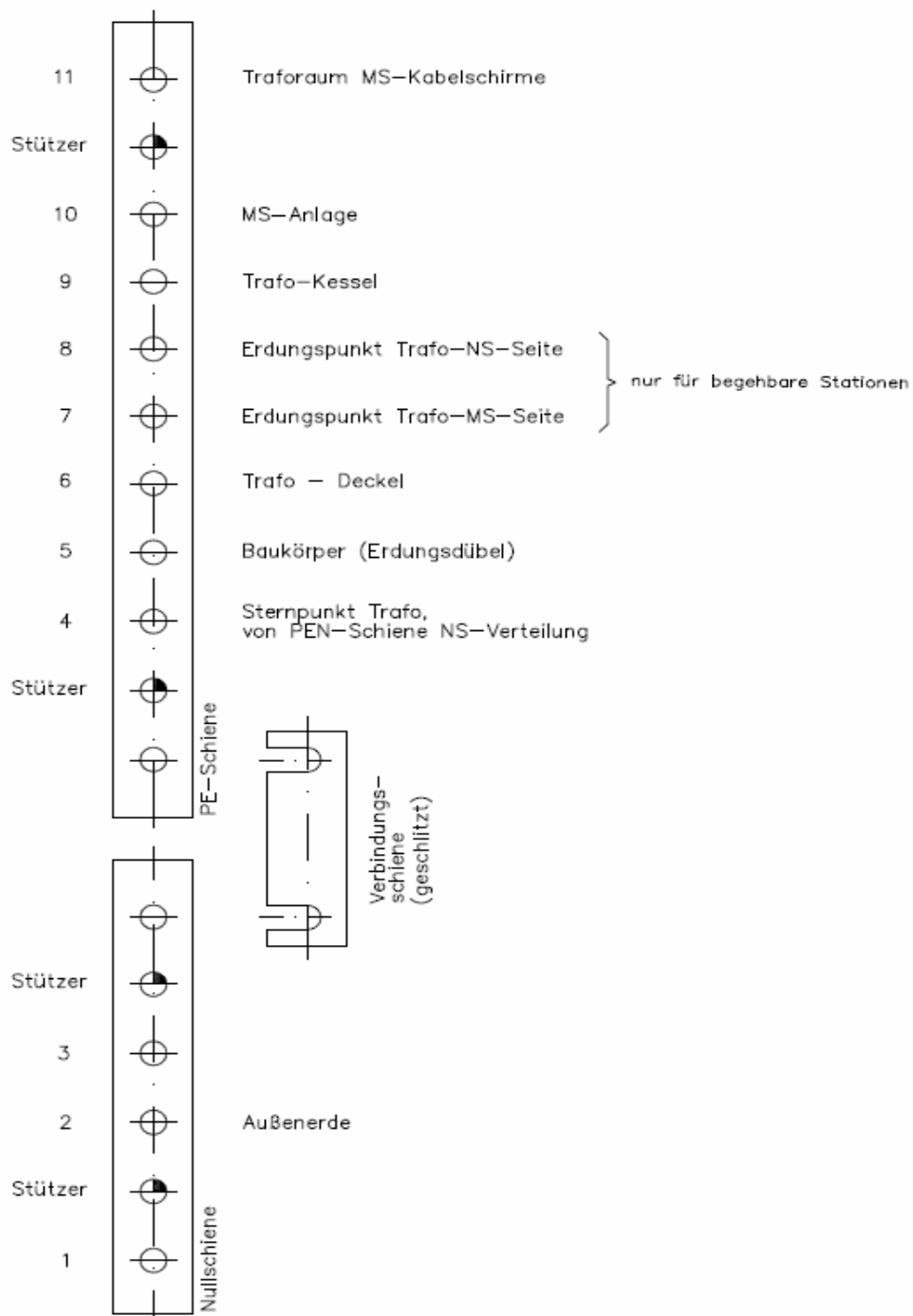
Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110

Vordrucke

Abweichend von den in der VDE-AR-N-4110 „im Anhang E“ zur Verfügung gestellten Formularen stellt der Netzbetreiber eigene Formulare zum Download unter <https://www.geranetz.de> bereit.

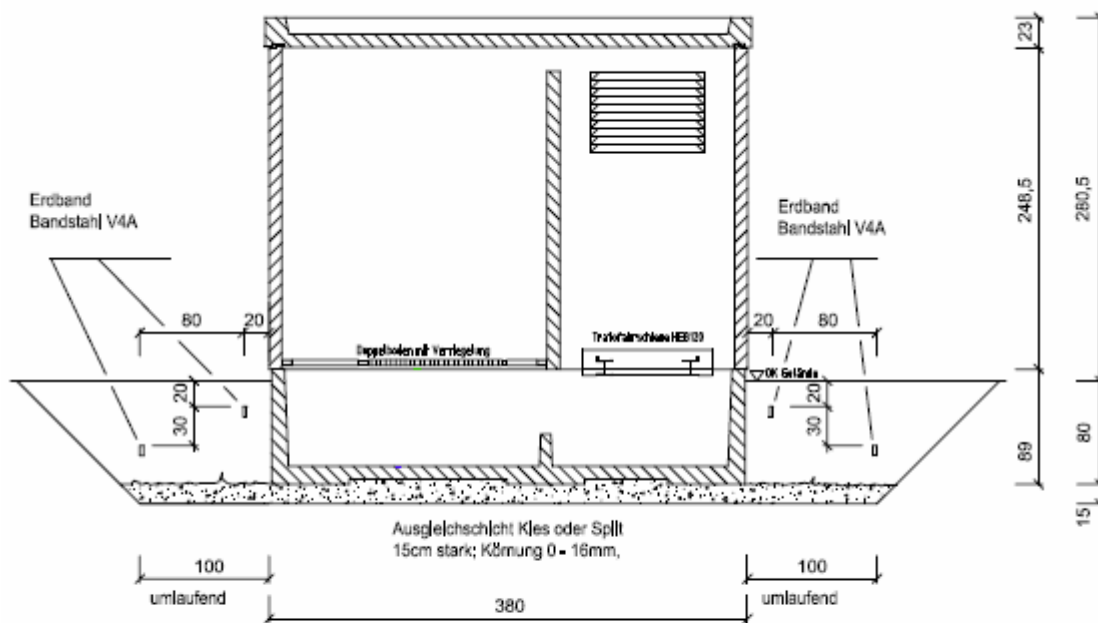
Anhänge zur Netzrichtlinie

Anhang Ausführung Potentialausgleichsschiene



Anhang Aufbau Erdungsanlage (Schnitt)

Typ Baukörper nur beispielhaft





Inkrafttreten

Dieses Dokument erhält mit Inkrafttreten der VDE-AR-N 4110 (TAR Mittelspannung) seine Gültigkeit. Die Einführungs- und Übergangsfrist bestand bis 27. April 2019

Versionsverwaltung

Version 1.0	01.07.2019	Erstveröffentlichung
Version 2.0	14.06.2021	Änderung Corporate Design
Version 3.0	05.05.2022	Änderung Varianten Einspeiser