

Ergänzende Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung der ENWG Energienetze Weimar GmbH & Co. KG

Inhaltsverzeichnis

1	Geltungsbereich	2
4	Allgemeine Grundsätze	3
4.2	Anschlussprozess und Anschlussrelevante Unterlagen	3
4.2.1	Allgemeines	3
4.2.2	Anschlussanmeldung/Grobplanung	3
4.4	Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	4
5	Netzanschluss	4
5.1	Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	4
5.3	Bemessung der Netzbetriebsmittel	5
5.3.1	Allgemein	5
6	Übergabestation	5
6.1	Baulicher Teil	5
6.1.1	Allgemein	5
6.1.2	Einzelheiten zur baulichen Ausführung	6
6.1.2.2	Zugang und Türen	6
6.2	Elektrischer Teil	6
6.2.1	Allgemeines	6
6.2.1.1	Allgemeine technische Daten	6
6.2.2	Schaltanlagen	6
6.2.2.1	Schaltung und Aufbau	6
6.2.2.2	Ausführung	7
6.2.2.3	Schaltgeräte	7
6.2.2.4	Transformatoren	8
6.2.4	Erdungsanlage	8
6.3	Sekundärtechnik	8
6.3.2	Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle	8
8	Betrieb der Kundenanlage	20
8.2	Netzführung	20
8.5	Bedienung vor Ort	20
8.6	Instandhaltung	20
8.8	Betrieb bei Störung	21
8.11.2	Blindleistung	21
8.11.3	Wirkleistungsbegrenzung	21

1 Geltungsbereich

Die vorliegenden Ergänzenden Technischen Anschlussbedingungen Mittelspannung gelten für den Anschluss einer Kundenanlage an das Mittelspannungsnetz der ENWG Energienetze Weimar GmbH & Co. KG (ENWG KG) für Bezugs- oder Erzeugungsanlagen, Mischanlagen sowie für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.

Sie gelten auch bei einer Erweiterung oder Änderung bestehender Kundenanlagen.

Grundsätzlich gelten die allgemeinen anerkannten Regeln der Technik, insbesondere die VDE-Anwendungsregel „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb“ (VDE-AR-N 4110 – TAR Mittelspannung).

Diese Anschlussbedingungen Mittelspannung legen die ergänzenden Bedingungen der ENWG KG zu den TAR Mittelspannung für die Planung, Errichtung, Änderung und den Betrieb von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz der ENWG KG angeschlossen werden.

Die Gliederung der Ergänzenden Technischen Anschlussbedingungen Mittelspannung lehnen sich an die Gliederung der VDE-AR-N 4110 an und formulieren die Spezifikation zu den einzelnen Kapiteln dieser Richtlinie. Falls keine weiteren Spezifikationen zu einzelnen Kapiteln der VDE-AR-N 4110 erfolgen, wird kein gesonderter Hinweis darauf gegeben.

Diese Ergänzenden Anschlussbedingungen Mittelspannung gelten mit Wirkung ab dem 01.09.2023.

Die Ergänzenden Technischen Anschlussbedingungen gelten für Erzeugungsanlagen im vollen Umfang erst ab einer maximalen Wirkleistung von jeweils $P_{Amax} \geq 135$ kW. Die Leistungsgrenze bezieht sich dabei auf die installierte Leistung. Für Speicher gilt sinngemäß das gleiche, wobei deren Leistung separat gezählt wird.

Erzeugungseinheiten, die eine Erzeugungsanlage mit einer $P_{Amax} < 135$ kW bilden, sind nach der VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ auszuführen und zu zertifizieren. Für Speicher gilt sinngemäß das gleiche, wobei deren Leistung separat gezählt wird. Durch die neue Definition des Begriffes „Erzeugungsanlage“ nach der Verordnung (EU) 2016/631 ist es möglich, dass an einem Netzanschlusspunkt mehrere Erzeugungsanlagen mit einer $P_{Amax} < 135$ kW angeschlossen sind oder werden. Wird zum Anschluss solcher Erzeugungsanlagen eine eigene Mittelspannungsschaltanlage erforderlich, so ist diese nach den Ergänzenden Technischen Anschlussbedingungen auszuführen und zu errichten.

Erzeugungsanlagen mit $P_{Amax} < 135$ kW, die gemäß der VDE-AR-N 4110 nach VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ auszuführen sind, dürfen stattdessen auch nach den Anforderungen VDE-NR-N 4110 ausgeführt und zertifiziert werden. Die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 sind in diesem Fall vollumfänglich zu erbringen.

Diese Ergänzenden Technischen Anschlussbedingungen gelten auch für Änderungen von Kundenanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften der Kundenanlage haben. Änderungen des Netzanschlussvertrages sind grundsätzlich wesentliche Änderungen.

Für die technische Ausführung eines Netzanschlusses wie auch für den umgebauten und erweiterten Teil einer Kundenanlage gilt die jeweils die zum Erstellungs- oder Umbauzeitpunkt gültige TAR Mittelspannung.

4 Allgemeine Grundsätze

4.2 Anschlussprozess und Anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Der Anschlussprozess erfolgt nach dem in Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 dargestellten Zeitplan. In Abhängigkeit von Besonderheiten der jeweiligen Anschlussausführung können sich auch längere Bearbeitungszeiten ergeben.

4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung

- E.1 Antragstellung
- E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
- E.3 Netzanschlussplanung
- E.4 Errichtungsplanung
- E.5 Inbetriebsetzungsauftrag
- E.6 Erdungsprotokoll
- E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen
- E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung
- E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen
- E.10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher
- E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher
- E.12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher
- E.13 Einheitenzertifikat
- E.14 Komponentenzertifikat
- E.15 Anlagenzertifikat
- E.16 Betriebserlaubnisverfahren
- E.17 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren

Die Vordrucke können unserer Webseite unter www.enwg-weimar.de entnommen werden.

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.

- Bestätigung Netzanschlussvertrag
- Für alle Erzeugungsanlagen mit $P_{Amax} < 135 \text{ kW}$ wird die endgültige Betriebserlaubnis nach Sichtung des Inbetriebnahmeprotokolls mit dem Formular E.16 erteilt.
- Für alle Erzeugungsanlagen mit $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$ wird die endgültige Betriebserlaubnis nach Sichtung der Konformitätserklärung mit dem Formular E.16 erteilt.

Zum gesamten Anschluss- und Inbetriebsetzungsprozess verweisen wir auf die in Bild 4.1 der VDE-AR-N 4110 dargestellten Arbeitsschritte mit den dort dargestellten Nachweisunterlagen.

5 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Netzanschluss

Die Entnahme bzw. Einspeisung elektrischer Energie erfolgt in unterschiedlichen Spannungsebenen über einen Netzanschluss, der die Kundenanlage mit dem Netz der ENWG KG verbindet. Die Anschlussebene wird dabei entsprechend dem Leistungsbedarf und den technischen Randbedingungen festgelegt. Grundsätzlich gelten die in Tabelle 1 aufgeführten Netzanschluss-/Einspeisekapazitäten als Orientierungswerte für die maximale Leistung mit der ein Einzelanschluss in der genannten Ebene angeschlossen wird.

Netzanschlusspunkt	Anschlussleistung
1 kV-HAK	30 kW
1 kV-Netz	80 kW
1 kV-Sammelschiene in der Trst	bis 200 kW
MS-Netz	bis 2.000 kW
Anschluss an die MS-Sammelschiene im UW	>2.000 kW

Tabelle 1: Anschlussleistung einzelner Kundengruppen in Abhängigkeit der Anschlussleistung

Im konkreten Einzelfall muss die tatsächliche Summenbelastung der Betriebsmittel, einschließlich der vorgelagerten Spannungsebene, betrachtet werden. Weiterhin sind Spannungserhöhungen und Netzurückwirkungen zu beachten.

Der Netzanschlusskunde hat keinen Anspruch auf die dargelegten Netzanschlusspunkte.

Eigentumsgrenze

Die Eigentumsgrenze wird im Netzanschlussvertrag bzw. in der Anschlusszusage festgelegt und liegt in der Regel an den Kabelendverschlüssen der in der Kundenanlage ankommenden Mittelspannungskabel des Verteilnetzes. Die im Eigentum des Messstellenbetreibers bzw. der ENWG KG stehenden Einrichtungen für die Messung und die informationstechnische Anbindung sind hiervon nicht betroffen.

Die Eigentumsgrenzen für Erzeugungs- und Mischanlagen werden wie folgt detailliert:

Die Übergabestation von Erzeugungsanlagen ist in unmittelbarer Nähe des ermittelten Netzanschlusspunktes zu errichten (bis ca. 25 m Abstand).

Bei einer Mittelspannungsanbindung liegt die Eigentumsgrenze an den Kabelendverschlüssen der in der Übergabestation ankommenden Mittelspannungskabel der ENWG KG.

Anschluss an eine Sammelschiene im UW

Die Übergabestation ist in unmittelbarer Nähe des Umspannwerkes, aber grundsätzlich nicht auf dem UW-Gelände, zu errichten. Von der Übergabestation ist ein kundeneigenes Mittelspannungskabel zum von ENWG KG benannten Schaltfeld in der Schaltanlage des Umspannwerkes zu führen und dort aufzulegen. Die Eigentumsgrenze liegt an den Kabelendverschlüssen des Mittelspannungskabels im benannten Schaltfeld. Im Rahmen der Planung sind die Einzelheiten, wie z.B. Anzahl der Kabelsysteme zu klären. Das Schaltfeld verbleibt im Eigentum der ENWG KG. Abrechnungsmessung und -wandler sind in der Übergabestation zu errichten.

5.3 Bemessung der Netzbetriebsmittel

5.3.1 Allgemein

Die ENWG KG betreibt ein Mittelspannungsnetz mit einer Versorgungsspannung von 10 kV. Die perspektivische Spannungsebene beträgt 20 kV. Das ist bei der Auswahl der Betriebsmittel zu beachten.

6 Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemein

Die Transformatoren- und Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und zu errichten.

Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) müssen die Störlichtbogenqualifikation I ACAB 20 kA/1 s aufweisen.

Für Stationen gemäß DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) ist der Nachweis, dass das Gebäude der Übergabestation dem zu erwartenden Überdruck infolge eines Lichtbogenfehlers standhalten kann, mittels Druckberechnung und statischer Beurteilung des Baukörpers bezüglich des ermittelten Maximaldruckes zu erbringen und der ENWG KG vorzulegen.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

6.1.2.2 Zugang und Türen

Der Kunde gestattet der ENWG KG zu jeder Zeit uneingeschränkten Zugang bzw. Zufahrt zu den Anlagen der ENWG KG. Der unmittelbare Zugang und Transportweg (auch mit LKW) von einer öffentlichen Straße ist anzustreben.

Zugänge zu Einrichtungen der ENWG KG und Anlagenteilen in der Übergabestation, welche im Bedienbereich der ENWG KG liegen, sind mit Schlössern für jeweils zwei Schließzylinder (Doppelschließsystem) auszustatten. Für jedes Doppelschließsystem stellt die ENWG KG Schließzylinder mit ihrer Schließung zur Verfügung. Es sind Schließzylinder mit einer Schließseite (Halbzylinder) nach DIN 18252 mit einer Zylinderlänge von 35 mm (Zylindergrundlänge A = 30 mm) zu verwenden. Sofern notwendig, ist vom Anschlussnehmer ein geeigneter Schlüsselsafe anzubringen.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

6.2.1.1 Allgemeine technische Daten

Alle Betriebsmittel müssen für die durch den Kurzschlussstrom auftretenden thermischen und dynamischen Beanspruchungen bemessen sein.

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Die Schaltfelder in den Übergabestationen sind in folgender Reihenfolge aufzubauen (vorzugsweise von links nach rechts):

- netzseitige(s) Eingangsschaltfeld(er) für den Anschluss an das Netz der ENWG KG,
- Übergabeschalt-/Messfeld,
- Abgangsfeld(er).

Die Stationsbezeichnung wird mit einem Sichtvermerk zum Übergabestationsprojekt von der ENWG KG vorgegeben. Auch werden mit einem Sichtvermerk die Beschriftungen der netzseitigen Eingangsfelder vorgegeben.

Die Beschriftungen sind mit einem gefrästen Schild anzubringen.

Der aktuelle Übersichtsschaltplan (Gesamt-MS/NS-Übersichtsplan) sind im MS-Raum der Übergabestation auszuhängen.

6.2.2.2 Ausführung

Für die Anschlussanlage der ENWG KG sind ausschließlich von der ENWG KG freigegebene Schaltanlagentypen einzusetzen.

Kurzschlussanzeiger

Bei einer Einschleifung bzw. bei mehreren netzseitigen Eingangsschaltfeldern sind die netzseitigen Eingangsschaltfelder mit elektronischen Kurzschlussanzeigern (KSA) auszurüsten. Betreibt der Anschlussnehmer kein eigenes Mittelspannungsnetz, ist in diesem Fall die Ausrüstung von „n-1“ netzseitigen Eingangsschaltfeldern, beginnend mit dem linken Schaltfeld (Frontansicht) mit Kurzschlussanzeigern ausreichend.

Ein kundeneigenes Mittelspannungsnetz besteht dann, wenn vom Anschlussnehmer Mittelspannungsleitungen außerhalb der Übergabestation betrieben werden.

Es sind selbstrückstellende, 3-pol. Kurzschlussanzeiger mit Anzeige im Normgehäuse (48 x 96 mm) und den entsprechenden Messwertgebern zu installieren. Die Anzeige erlaubt eine Ablesung an der Mittelspannungs-Schaltanlage. Die Rückstelldauer muss von Hand zwischen zwei und vier Stunden einstellbar sein. Der Ansprechstrom muss im Bereich 400/600/800/1000 A umschaltbar sein. Die Anregefehlerstromdauer muss $100 \text{ ms} \pm 30 \%$ (Zeitdauer der Fehlerauswertung, in welcher der Ansprechwert kontinuierlich überschritten sein muss) betragen. Die Standardeinstellung ist 400 A, nach Vorgabe der ENWG KG können in Verteilnetzen mit 10-kV- Betriebsspannung auch 600 A erforderlich sein. Die automatische Rückstelldauer ist werkseitig auf 4 h einzustellen. Die Rückstellung muss weiterhin von Hand erfolgen können. Die Kurzschlussanzeiger müssen bei der Anzeige eine Unterscheidung zwischen einfacher Anregung und einer zweiten Anregung (aufgrund AWE/KU) ermöglichen. Auf Anforderung von der ENWG KG sind anstelle der Kurzschlussanzeiger Kurzschlussrichtungsanzeiger einzubauen.

Verschleißbarkeit von Schaltgeräten und Antriebsöffnungen

Für alle Antriebsöffnungen sind mindestens im Schaltbefehlsbereich der ENWG KG Abschließvorrichtungen für den Einsatz von Vorhangschlössern (Bügeldurchmesser 8 mm) vorzusehen.

6.2.2.3 Schaltgeräte

Bei dem Anschluss von Kundenanlagen (Bezugsanlagen und Erzeugungsanlagen) ist für Schaltung und Aufbau der Übergabestation die Bemessungs-Scheinleistung der an die Übergabestation angeschlossenen Transformatoren maßgebend:

- Bis zu Bemessungsleistungen von $\leq 1 \text{ MVA}$ je Transformator erfolgt die Absicherung mit Lasttrennschalter mit untergebauten Hochspannungssicherungen. Der Einsatz von Leistungsschaltern mit unabhängigem Maximalstromzeitschutz (UMZ) bei Bezugsanlagen und mindestens gerichtetem UMZ bei Erzeugungs- und Mischanlagen ist zulässig, erfordert jedoch eine gesonderte Abstimmung mit der ENWG KG.
- Für Transformatoren mit Bemessungsleistungen $> 1 \text{ MVA}$ sind Leistungsschalter mit UMZ bei Bezugsanlagen und mindestens gerichtetem UMZ bei Erzeugungs- und

Mischanlagen erforderlich.

- Bei mehr als einem Abgangsfeld auf der Kundenseite ist ein Übergabeschaltfeld vorzusehen.
- In Abhängigkeit von der Netzennspannung und vom eingesetzten Schaltanlagentyp kann bereits bei Transformatorennennscheinleistungen bis 1 MVA der Einsatz eines Leistungsschalters mit Überstromschutz im Abgangsfeld der Abnehmeranlage erforderlich sein. Hierzu sind die Auswahltabellen für HH-Sicherungseinsätze der Schaltanlagenhersteller zu beachten.

Anschluss an die MS-Sammelschiene eines UW

Der Anschluss von Kundenanlagen (Bezugsanlagen und Erzeugungsanlagen) an die Sammelschiene eines UW erfolgt über eine Übergabestation, der in jedem Fall ein Leistungsschalter im UW vorgelagert ist.

6.2.2.4 Transformatoren

Bei Anschluss von Kundenanlagen an Netze mit einer Versorgungsspannung von < 20 kV (z. B. 10 kV) sind 20-kV-Transformatoren einzusetzen, die von außen umschaltbar sind.

6.2.4 Erdungsanlage

Der Gesamterdungswiderstand muss an gut zugänglicher Stelle zwischen Erder und Haupterdungsschiene gemessen werden können und darf 2,0 Ω nicht überschreiten. Es ist ein Messprotokoll anzufertigen und der ENWG KG zu übergeben. Die Potenzialausgleichsschiene ist mit Trennlasche auszuführen.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Die Ziffer 6.3.2 beschreibt die netzbetreiberspezifische Fernwirkkopplung von Erzeugungsanlagen >100 kWp installierter Leistung im Netzparallelbetrieb in Ergänzung zu den Anforderungen aus EEG § 9, VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110. Mit dem Netzbetreiber sind Daten auszutauschen, die eine Steuerung der Einspeise- bzw. Erzeugungsleistung und Erfassung von Messwerten gewährleisten.

Allgemeine Grundsätze

Erzeugungsanlagen und Speicher

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz 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 kumulierte Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Nieder-

spannungsnetz (privates Arealnetz) angeschlossen sind, sofern dieses über eine anschlussnehmereigene (Übergabe-)Transformatorstation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung mittelspannungsseitig verbunden ist.

In Anhang A wird der entsprechende Standardinformationsumfang für ein Energieversorgungssystem/Energieinformationsnetz dokumentiert. Dieser Standardinformationsumfang stellt lediglich ein Muster dar und ist informativ für die Projektierung der Fernwirkkopplung zu betrachten. Der tatsächlich zu übertragende Datenumfang an die netzführende Stelle wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Kundenanlage, Erzeugungsanlage oder den Speicher ein und ist ausschließlich für die Signalgebung verantwortlich. Bei Erzeugungsanlagen und Speichern erfolgt die Umsetzung der Wirk- und Blindleistungsvorgaben in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers und muss unverzüglich, spätestens nach 60 s, am Verknüpfungspunkt realisiert werden.

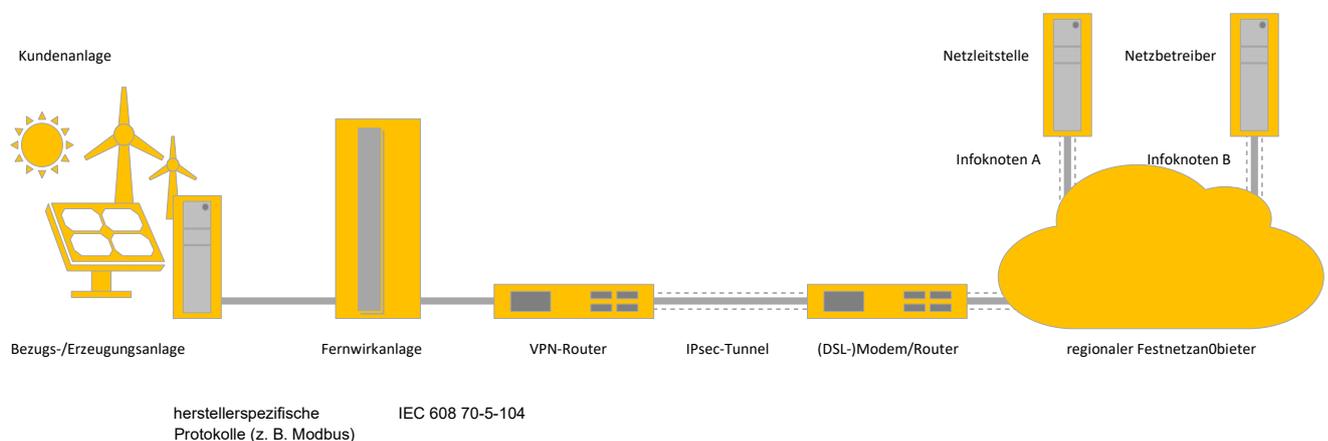
Nach Umsetzung dieser Anforderungen und vor Inbetriebnahme der Fernwirkkopplung sind alle auszutauschenden Informationen durch den Kunden bzw. dessen beauftragten Dritten zu testen, das Ergebnis zu dokumentieren und dem Netzbetreiber zu übergeben. Hierzu ist der Vordruck „Betriebsbereitschaftserklärung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

Werden beim Bit- und Fernwirktest mit dem Netzbetreiber Datenpunkte aus der anlagenspezifisch umzusetzenden Datenpunktliste (Anlage zum Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung) nicht erfüllt, wird der Test abgebrochen mit Mängelanzeige und Fristsetzung zur Abstellung. Nachfolgende Fernwirktests mit dem Netzbetreiber sind kostenpflichtig und werden dem Kunden gesondert in Rechnung gestellt.

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.



(Abbildung 1: Komponenten Fernwirkkopplung)

Die Anbindung erfolgt über einen leitungsgebundenen Festnetzzugang (DSL, SDH, FTTH). Sollte dieser 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. 3 GB), zu verwenden. Die Sicherstellung der permanenten Verfügbarkeit des bereitgestellten Kommunikationskanals liegt, unabhängig von der gewählten Übertragungstechnologie, im Verantwortungsbereich des Kunden. Die SIM-Karte einschließlich des M2M-Tarifs wird aus Datensicherheitsgründen vom Netzbetreiber gestellt.

Zur Installation einer ggf. benötigten Antenne ist eine entsprechende Durchführung für das Antennenkabel nahe der Fernwirktechnik zu realisieren. Die Durchführung ist geeignet zu verschließen, sodass eine einfache Öffnung möglich ist.

Die Fernwirkanlage muss mit zwei Gegenstellen, 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.

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 (vgl. Anhang A)
- Mindest-Bezug bzw. Mindest-Rückspeisung (nur für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135$ kW)

- Schutzmeldungen nach Anhang A sind abhängig von der Anlagenkonstellation zu erbringen und werden dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Sämtliche Fernwirkbefehle haben Bestand, bis diese über ein neues Fernwirktelegramm vom Netzbetreiber geändert werden. Ein eigenständiges Rücksetzen, auch nach einer bestimmten Zeitdauer, ist nicht zulässig. Das Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage oder bei Kommunikationsstörung wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Dies gilt ebenso für das Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE.

Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

- Wirkleistungsbegrenzung – 100 % Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsvorgabe bei Anschluss im Mittelspannungsnetz – Q(P)-Kennlinie
- Blindleistungsvorgabe bei UW-Direktanschluss – $Q = 0$ kvar

Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern

Die Angabe der Leistungsflussrichtung erfolgt nach dem Verbraucherzählpeilsystem. Die Einspeisung ins Netz ist mit einem negativen Vorzeichen zu versehen.

Messwertübertragung

Strommesswerte (I) müssen mit mindestens einer Nachkommastelle (in A) und Spannungsmesswerte (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 1 Sekunde maximal 1 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 (DP 1)

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 (Datenbereitstellungspunkt DP 1).

Generatorleistung (DP 2/DP 3)

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

Sie muss realisiert werden:

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

Betrieb der Kundenanlage

Die projektspezifischen Vorgaben sind beim Netzbetreiber abzufragen. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

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.

Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (Anlagen über 1000 kW)

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 der Verfahren a bis d zu verwenden und bei netztechnischem Erfordernis eine Anpassung bzw. Wechsel zu einem anderen Verfahren zu verlangen. Standardmäßig werden – je nach Netzanschluss – mindestens zwei Verfahren vom Netzbetreiber konkret vorgegeben.

Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz:

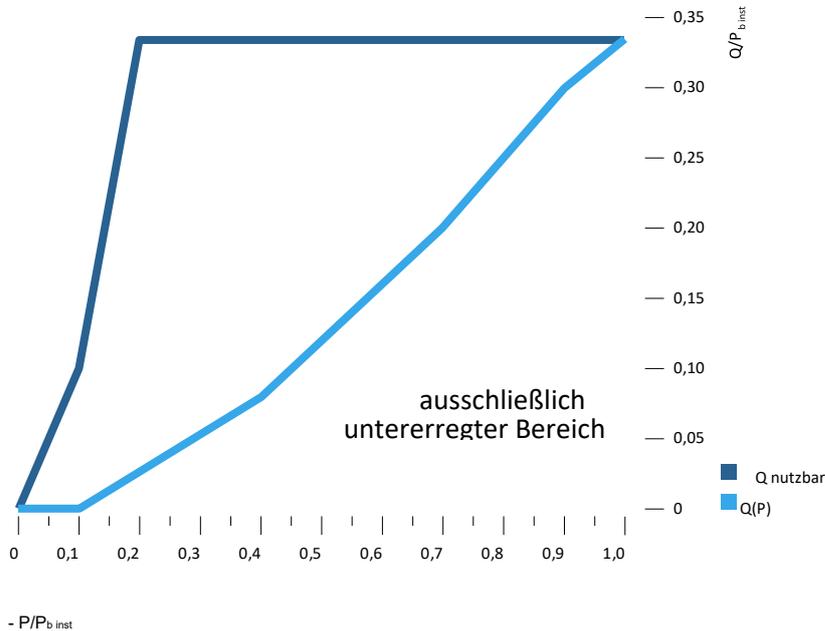
Verfahren 1 → b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$

Dieses Verfahren ist die Standardeinstellung, eine Umschaltung auf Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers. Die umzusetzenden Stützstellen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

- P/P_b inst	Q/P_{b inst}
0	0
0,1	0
0,4	0,08
0,7	0,2
0,9	0,30
1	0,33

(Tabelle 2: Stützstellen $Q(P)$ -Kennlinie)

Die Bereitstellung der wirkleistungsabhängigen Blindleistung erfolgt ausschließlich untererregt.



(Abbildung 2: Q(P)-Kennlinie)

Bei aktiver Kennlinie wird der Datenpunkt „Q(P)-Kennlinie EIN“ rückgemeldet.

Verfahren 2 → a) Blindleistungsspannungskennlinie Q(U)

Der Netzbetreiber gibt die Referenzspannung U_{Qref}/U_c per Fernwirkbefehl vor. Die Vorgabe des Wertepaares (U_{MAX}/U_c ; $Q_{MAX-untererregt}/P_{binst}$) erfolgt durch den Netzbetreiber mit Übergabe des Netzbetreiber-Abfragebogens im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

Das Spannungstotband ist auf 2 % U_c einzustellen, sofern der Netzbetreiber keinen anderen Wert vorgibt.

Die Q(U)-Kennlinie wird explizit nur per Fernwirkbefehl durch den Netzbetreiber aktiviert. Bei Störung des Parkreglers oder Ausfall der Spannungsmessung muss die Regelung auf das Verfahren 1 zurückfallen.

Erzeugungsanlagen mit UW-Direktanschluss:

Verfahren 1 → c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Dieses Verfahren ist das Standardverfahren. Der Netzbetreiber gibt 4 Stützstellen P1 bis P4 vor. Innerhalb des Bereiches P2 bis P3 wird per Fernwirkbefehl eine variable Blindleistung durch den Netzbetreiber vorgegeben. Standard ist $Q = 0$.

Die Stützstellen werden spezifisch für die Anlage und den Anschlusspunkt durch den Netzbetreiber mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung vorgegeben.

Eine Umschaltung auf das Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers.

Verfahren 2 → d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Der Netzbetreiber gibt per Fernwirkbefehl variable $\cos \varphi$ -Sollwerte im Bereich 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt in 9 Stufen vor.

- $\cos \varphi = 0,95$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,97$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,985$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,995$ untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 1$
- $\cos \varphi = 0,995$ übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,985$ übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,97$ übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,95$ übererregt (kapazitives Verhalten)

Standard ist $\cos \varphi = 1$.

Speicher mit Anschluss im Mittelspannungsnetz:

Für das Blindleistungsverhalten von Speichern wird definiert: Blindleistungsanforderungen analog zu Abschnitt „Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz“.

Für die Standardeinstellung Q(P) wird die untererregte Fahrweise nur bei Rückspeisung gefordert. Bei Bezug ist ein Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ einzustellen. Bei Umschaltung per Fernwirkbefehl auf den Modus Q(U) ist die Blindleistungsanforderung gemäß Kennlinie bei Bezug und Rückspeisung zu erfüllen.

Netzsicherheitsmanagement

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Anschluss im Mittelspannungsnetz oder UW-Direktanschluss) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P \geq 100$ kW (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Niederspannungsnetz (privates Arealnetz) 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 einen stufenlosen Sollwert (P/P_{inst}) in Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des gleichen Energieträgers 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. Der empfangene Sollwert wird von der Anlagensteuerung entgegengenommen und über einen Messwert als Quittierung dem Netzbetreiber zurückübermittelt. Leistungsanpassungen durch Dritte werden nicht rückgemeldet.

Sollwertbefehl	Wirkleistungsbegrenzung
$P/P_{inst} = 100 \%$	100 % der installierten Leistung (keine Begrenzung/Aufhebung der Begrenzung)
$P/P_{inst} = 60 \%$	60 % der installierten Leistung
$P/P_{inst} = 30 \%$	30 % der installierten Leistung
$P/P_{inst} = 0 \%$	0 % der installierten Leistung

(Tabelle 3: Beispielvorgaben Wirkleistungsbegrenzung P/P_{inst})

Der Netzbetreiber gibt im Bereich 0–100 % (Auflösung 1 %) der installierten Leistung eine Wirkleistungsbegrenzung vor.

Hinweis:

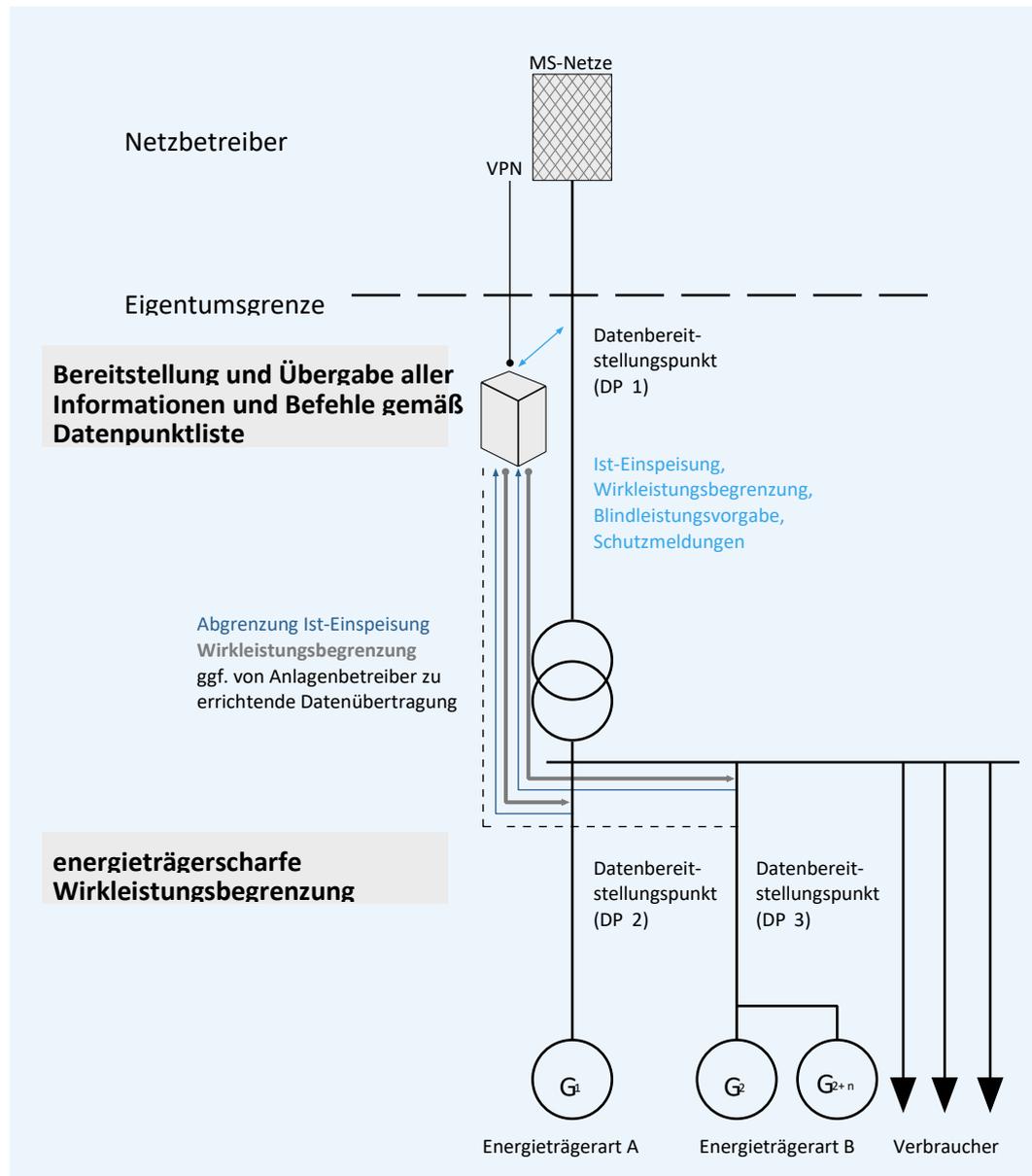
Im Rahmen des Redispatch 2.0 können sich Änderungen u. a. zum Netzsicherheitsmanagement ergeben. Der Netzbetreiber behält sich vor, andere Verfahren bzw. Vorgaben für die Wirkleistungsbegrenzung und dessen Erfüllungsort zu fordern.

Prozessdatenumfang

Der nachfolgend aufgeführte Prozessdatenumfang stellt eine beispielhafte Datenpunktliste dar. Der projektspezifische und verbindlich umzusetzende Datenumfang wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Anhang A

Beispiel mehrere Erzeugungseinheiten (installierte Leistung ≥ 100 kW) mit unterschiedlichen Energieträgern mit oder ohne Verbrauch.



(Abbildung 3)

Anmerkung: Die aufgeführte Grafik dient der vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung.

Informationsumfang und Adressierung

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1	IOA2	IOA3
	high	low					
	[Wertebereich; Auflösung]						
Rückmeldung Schaltgeräte							
Schaltgerät (z. B. Leistungsschalter Q0)	RM_EIN	RM_AUS		31	1	10	0
Schutzmeldungen Pflicht ab 1000 kVA							
Schutzanregung	KOM	GEH		30	199	51	0
Schutzauslösung Allgemein	KOM	GEH		30	199	52	0
Schutzauslösung QU	KOM	GEH		30	199	52	14
Schutzauslösung HSI	KOM	GEH		30	199	52	7
Erdschluss vorwärts	KOM	GEH		30	199	53	0
Fehler rückwärts	KOM	GEH		30	199	70	15
Kurzschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	135
Kurzschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	136
Erdschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	53	1
Erdschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	53	2
Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung							
Einspeisung A Sollwert P/P_{inst}	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	20
Einspeisung A Sollwert P/P_{inst} (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
Einspeisung B Sollwert P/P_{inst}	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	191	20	20
Einspeisung B Sollwert P/P_{inst} (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	191	240	65
Einspeisung A 100 %	BF_EIN	BF_AUS		45	190	20	80
Einspeisung A 60 %	BF_EIN	BF_AUS		45	190	20	81
Einspeisung A 30 %	BF_EIN	BF_AUS		45	190	20	82
Einspeisung A 0 %	BF_EIN	BF_AUS		45	190	20	83
Einspeisung A 100 %	RM_EIN	RM_AUS		30	190	30	80
Einspeisung A 60 %	RM_EIN	RM_AUS		30	190	30	81
Einspeisung A 30 %	RM_EIN	RM_AUS		30	190	30	82
Einspeisung A 0 %	RM_EIN	RM_AUS		30	190	30	83
Messwerterfassung/Ist-Einspeisung							
Strom L1 (DP1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
Strom L2 (DP1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
Strom L3 (DP1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
Spannung L13 (DP1)	[0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
Spannung L1E (DP1)	[0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
Spannung L2E (DP1)	[0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
Spannung L3E (DP1)	[0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
Wirkleistung (DP1)	[±120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
Blindleistung (DP1)	[±50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21

Wirkleistung (DP2)	[±120 % P _{AV} ; Aufl. 1]	kW	36	190	240	20
Blindleistung (DP2)	[±50 % Q/P _{inst} ; Aufl. 1]	kvar	36	190	240	21
Wirkleistung (DP3)	[±120 % P _{AV} ; Aufl. 1]	kW	36	191	240	20
Blindleistung (DP3)	[±50 % Q/P _{inst} ; Aufl. 1]	kvar	36	191	240	21
P _{b inst} /P _{inst} (Einspeisung A)	[0 ... 100 % P _{inst} ; Aufl. 1]	%	36	190	240	63
P _{verfügbar, max} (Einspeisung A)	[0 ... 120 % P _{inst} ; Aufl. 1]	kW	36	190	240	64
P _{b inst} /P _{inst} (Einspeisung B)	[0 ... 100 % P _{inst} ; Aufl. 1]	%	36	191	240	63
P _{verfügbar, max} (Einspeisung B)	[0 ... 120 % P _{inst} ; Aufl. 1]	kW	36	191	240	64
Windgeschwindigkeit V _{Wind}	[0 ... 40; Aufl. 1]	m/s	36	1	240	60
Windrichtung R	[0 ... 360; Aufl. 1]	Grad	36	1	240	61
Globalstrahlung W/m ²	[0 ... 1.280; Aufl. 1]	W/m ²	36	1	240	62

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1	IOA2	IOA3
	high	low					
	[Wertebereich; Auflösung]				low	middle	high
Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit P_{Amax} ≥ 135 kW							
Begrenzung Bezug	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	27
Begrenzung Bezug (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	71
Mindest-Rückspeisung	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	28
Mindest-Rückspeisung (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	75
Mindest-Bezug	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	29
Mindest-Bezug (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	76
Ladezustand E _{ist} /E _{inst}	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	1	240	69
Inst. Speicherkapazität E _{inst}	[0 ... 120 % E _{inst} ; Aufl. 1]		kWh	36	1	240	77

Blindleistungsbereitstellung Pflicht ab 1000 kVA

Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110

Q(U)-Kennlinie EIN	BF_EIN		45	1	20	96
Q(U)-Kennlinie EIN	RM_EIN		30	1	30	96
Sollwert U _{Q0,ref} /U _c	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]	-	50	1	20	23
RM Sollwert U _{Q0,ref} /U _c	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]	-	36	1	240	67

Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110

Q(P)-Kennlinie EIN	BF_EIN		45	1	20	97
Q(P)-Kennlinie EIN	RM_EIN		30	1	30	97

Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110

Q-Vorgabe EIN	BF_EIN		45	1	20	98
Q-Vorgabe EIN	RM_EIN		30	1	30	98
Sollwert Q _{ref} /P _{binst}	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]	-	50	1	20	25
RM Sollwert Q _{ref} /P _{binst}	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]	-	36	1	240	68

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1 low	IOA2 middle	IOA3 high
	high	low					
[Wertebereich; Auflösung]							
Verfahren d) Verschiebungsfaktor cos φ gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110							
Verschiebungsfaktor cos φ EIN	BF_EIN			45	1	20	99
Verschiebungsfaktor cos φ EIN	RM_EIN			30	1	30	99
cos φ 0,95 ind	BF_EIN			45	1	20	86
cos φ 0,97 ind	BF_EIN			45	1	20	87
cos φ 0,985 ind	BF_EIN			45	1	20	88
cos φ 0,995 ind	BF_EIN			45	1	20	89
cos φ 1	BF_EIN			45	1	20	90
cos φ 0,995 kap	BF_EIN			45	1	20	91
cos φ 0,985 kap	BF_EIN			45	1	20	92
cos φ 0,97 kap	BF_EIN			45	1	20	93
cos φ 0,95 kap	BF_EIN			45	1	20	94
cos φ 0,95 ind	RM_EIN			30	1	30	86
cos φ 0,97 ind	RM_EIN			30	1	30	87
cos φ 0,985 ind	RM_EIN			30	1	30	88
cos φ 0,995 ind	RM_EIN			30	1	30	89
cos φ 1	RM_EIN			30	1	30	90
cos φ 0,995 kap	RM_EIN			30	1	30	91
cos φ 0,985 kap	RM_EIN			30	1	30	92
cos φ 0,97 kap	RM_EIN			30	1	30	93
cos φ 0,95 kap	RM_EIN			30	1	30	94

Anhänge zur Netzrichtlinie

Anhang B: Geeignete VPN-Router

Übertragungstechnologie			Hersteller/Typ
LAN to LAN ¹	DSL	LTE	
x		x	Lucom LR77 v2B
x		x	Lucom LR77 v2F
x		x	Lucom LR77 v2L
x		x	Lucom SmartFlex LTE
	x	x	Mulogic RSA-4122W4
x	x	x	Mulogic RSA-4222W4

¹ Zur Mitbenutzung eines vorhandenen leitungsgebundenen Festnetzzugangs (DSL, SDH, FTTH).

8 Betrieb der Kundenanlage

8.2 Netzführung

Für den Betrieb der Kundenanlage ist der ENWG KG 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 die ENWG KG ständig erreichbar und handlungsfähig sein (24h/365 Tage).

Entsprechende Informationen werden bei der Netzleitstelle der ENWG KG 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 Wiederschaltung erst nach Erlaubnis der Netzleitstelle der ENWG KG erfolgen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich der ENWG KG vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit der ENWG KG. Dazu ist die Schaltung mindestens 10 Werkzeuge im Voraus bei der ENWG KG anzuzeigen.

8.5 Bedienung vor Ort

Die im Eigentum oder im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile werden ausschließlich durch die ENWG KG oder deren 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 der ENWG KG über ein anschlussnehmereigenes Übergabeschaltfeld, muss der Zugriff der ENWG KG auf die Schaltgeräte des anschlussnehmereigenen Schaltfeldes über eine entsprechende Vereinbarung gewährleistet sein.

8.6 Instandhaltung

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

Die ENWG KG 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 die ENWG KG geänderte Einstellwerte der Schutz-einrichtung vorgeben. Diese sind durch den Kunden zu realisieren. Termine für Prüfungen werden rechtzeitig vorher vereinbart.

8.8 Betrieb bei Störung

Wenn durch Störungen oder Unregelmäßigkeiten eine Außerbetriebnahme der Kundenanlage erfolgt, darf eine Wiedereinschaltung nur mit Erlaubnis der Netzleitstelle der ENWG KG erfolgen.

8.11.2 Blindleistung

Im Betriebsmodus Energiebezug ist standardmäßig ein $\cos \varphi=1$ einzuhalten. Die ENWG KG behält sich vor, bei netztechnischer Notwendigkeit Verfahren nach Ziffer 10.2.2.4 VDE-AR-N 4110 zu fordern.

8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung

Bei netztechnischer Notwendigkeit gibt die ENWG KG 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.