

Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Parallelbetrieb von **Energieerzeugungsanlagen (EEA) und Batteriespeicher (BSP)** mit dem Stromversorgungsnetz der Verteilnetzbetreiberin (VNB)

Gilt als Bedingung	bei direktem Parallelbetrieb der EEA bzw. des BSP mit dem Stromversorgungsnetz der aufgeführten VNB.	
Gilt als Empfehlung	bei Parallelbetrieb der EEA bzw. des BSP mit einem dem Stromversorgungsnetz der VNB nachgelagerten Stromversorgungsnetz.	
Gültig ab:	1. Januar 2024	
Autoren:	Tobias Fedeli Immanuel Stadermann Florian Bürge Patrik Soland	Innovation E Innovation E Engineering E Stv. Leiter Netzdienstleistungen und Sicherheit
Gültigkeitsbereich:	Netzebene 5 bis Netzebene 7 Die Aare Energie AG (a.en) ist eine Tochtergesellschaft der Städtischen Betriebe Olten (sbo), welche deren Betriebsführungs- und Managementaufgaben wahrnimmt. Diese TAB sind gültig für folgende VNB: Städtische Betriebe Olten (sbo) und allenfalls weitere VNB, welche die a.en mit der Betriebsführung beauftragt haben.	
Version:	TAB EEA (V4.0)	

Inhaltsverzeichnis

1. Geltungsbereich und allgemeine Grundsätze	4
2. Grundlagen	4
2.1. Gesetzliche Grundlagen	4
2.2. Technische Vorschriften und Regeln	5
2.3. a.en / VNB-Richtlinien	5
2.4. Vorgehensweise bei der Anwendung der Richtlinien und Regelwerke	5
2.5. Abgrenzung	5
3. Anschlussbegehren	5
3.1. Technisches Anschlussgesuch	6
3.2. Installationsanzeige	6
3.3. Vorlagepflicht ESTI	6
3.4. Weitere Gesuche	7
4. Einspeisepunkt	7
4.1. Festlegung des Einspeisepunktes	7
4.2. Netzanschlusspunkt POC	7
4.3. Verstärkung / Erstellen der Erschliessungsleitung	7
4.4. Netzverstärkungen des vorgelagerten Netzes	8
4.5. Bewilligungsverfahren	8
5. Anschlussbedingungen	8
5.1. Anlageklassifizierung	9
5.2. Schutzeinrichtungen	9
5.2.1. Zweck der Schutzeinrichtungen	9
5.2.2. Personen- und Anlageschutz durch gegen Wiedereinschalten sichern	9
5.2.3. Netz- und Anlageschutz	10
5.2.4. Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen	12
5.2.5. Eigenschutz der EEA	12
5.2.6. Statische und dynamische Netzstabilität	12
5.2.7. Zuschaltbedingungen nach Netzunterbruch	12
5.2.8. Zuschaltbedingungen bei überhöhter Frequenz	13
5.2.9. Speisung des Eigenbedarfs der EEA	13
5.2.10. Gegen Wiedereinschalten sichern bei EEA am Mittelspannungsnetz	13
5.3. Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen	13
5.3.1. Beeinflussung von Netzkommandosignalen der Rundsteueranlage	13
5.3.2. Blindleistungskompensation kombiniert mit EEA	14
5.3.3. Netzurückwirkungen bei EEA mit Wechselrichtersystemen	14
5.4. Einspeisemanagement	14
5.4.1. Technische Umsetzung des ferngesteuerten Einspeisemanagements [P und Q]	14
5.4.2. Variante - Reduzierte 1-stufige Steuerung bei EEA bis 30 kVA	15
5.4.3. Wirkleistungsbegrenzung [P]	16
5.4.4. Blindleistungseinspeisung [Q] und Spannungshaltung	16
5.4.5. Dimensionierung von Leitungen aufgrund Blindleistungseinspeisung	17
5.5. Netzeinbindung	17
5.5.1. Steckbare Kleinst-Photovoltaikanlage (K-PVA)	17
5.6. Spannungsfall in der Hausinstallation	17
5.7. Messung	18
5.7.1. Messdateneigentum	18
5.7.2. Ersatzwertbildung	18
5.7.3. Zugänglichkeit / Anordnung der Messstelle	18
5.7.4. Messpunkt / Messpunktbezeichnung	18
5.7.5. Energieflussrichtungen	19

5.7.6.	Wahl der Messapparate und Kosten	19
5.7.7.	Einspeisung der Überschussenergie - Eigenbedarfsdeckung	20
5.7.8.	Einspeisung der gesamten, produzierten Energie - Direktvermarktung	21
5.7.9.	Abgabe von Energie an EEA in Direktvermarktung	21
5.7.10.	Ablesung der Messeinrichtung	21
5.8.	Netzersatzanlagen NEA / Notstromgruppen NSG	22
5.8.1.	Grundsatz	22
5.8.2.	Betriebsart «nur Testbetrieb»	22
5.8.3.	Flexibilität	22
5.8.4.	Bestehende Anlagen	22
6.	Anschlussbedingungen Batteriespeicher	22
6.1.	Batteriespeicher ohne Notstromversorgung	23
6.2.	Batteriespeicher mit Notstromversorgung	23
6.1.	Anmeldung eines Batteriespeichers	24
7.	Inbetriebnahme	24
7.1.	Werkabnahme durch die VNB	24
7.2.	Abnahmekontrolle und Sicherheitsnachweis (SiNa)	24
7.3.	Protokoll der Einstellwerte	24
7.4.	Kontrollmessungen bei Inbetriebnahme	25
7.5.	Beglaubigung	25
8.	Betrieb	25
8.1.	Wartungskonzept Schutz- / Leitsystem	25
8.2.	Stichproben-Messungen und Kontrollen während des Betriebs	25
8.3.	Stilllegung der EEA durch die VNB	26
8.3.1.	Unzulässige Netzurückwirkungen	26
8.3.2.	Kaskade gegen Störung der Netz-, Versorgungs- und Systemsicherheit	26
8.3.3.	Geplante Arbeiten	27
8.4.	Anpassungen der EEA aufgrund gesetzlicher Anforderungen	27
8.5.	Anpassungen Schutz / Leittechnik vor Ort durch VNB	27
8.6.	Zugang zu EEA	27
8.7.	Betriebsführung und Sicherheitskonzept der EEA	27
8.8.	Datenaustausch	27
8.9.	Ansprechpersonen für die EEA	28
9.	Erweiterungen / Nachrüstungen und Änderungen an der EEA	28
10.	Anschluss von grossen EEA Leistungen (7F, 5A, 5B)	28
10.1.	Mess- und Steuerschrank inklusive Mittelspannungsanlage	28
10.2.	Netzanbindung an der Mittelspannung	28
10.2.1.	Variante 1 „neue Trafostation im Stich“:	28
10.2.2.	Variante 2 „neue Trafostation eingeschlauff“:	29
10.2.3.	Variante 3 „bestehende Mittelspannungsanlage“	29
11.	Haftung	30
12.	Schlussbestimmungen	30
13.	Anhänge	31
13.1.	Begriffe und Abkürzungen	31
13.2.	Messstellenkategorien	32
13.3.	Beiblätter Anlageklassifizierung	32
13.4.	Schemas	32
13.5.	Checkliste	32

1. Geltungsbereich und allgemeine Grundsätze

Die TAB gelten für alle EEA bzw. BSP, welche signifikante Netzteilnehmer sind und dauernd oder zeitweise (grösser 100 Millisekunden) im Parallelbetrieb mit dem Stromversorgungsnetz der VNB betrieben werden.

Die folgenden Punkte sind einzuhalten:

- Personenschutz / Personensicherheit
- Anlagenschutz / Anlagensicherheit
- Versorgungssicherheit
- Netzstabilität
- Keine Störungen von anderen Netznutzern durch die EEA bzw. den BSP
- Keine Beeinflussung von Netzkommandosignalen

Wird durch den Betrieb einer EEA oder eines BSP einer oder mehrere der oben genannten Grundsätze verletzt, so ist die VNB jederzeit berechtigt, die EEA und den BSP ohne Voranmeldung vom Netz zu trennen.

Die TAB wurden unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien ausgearbeitet:

- transparent
- diskriminierungsfrei
- nachvollziehbar
- partnerschaftlich

Grundsätzlich ist die VNB für den sicheren und stabilen Netzbetrieb in ihrem Stromversorgungsnetz verantwortlich. Um dies zu gewährleisten ist die VNB berechtigt, geeignete Massnahmen festzulegen, um die Interoperabilität der Netze sicher zu stellen.

Die TAB sind Bestandteil der Anschlussverträge und dienen gleichermaßen dem Netzbetreiber wie dem Errichter als Planungsunterlagen und Entscheidungshilfen.

Das Dokument TAB EEA der Aare Energie AG basiert auf dem aktuellen Stand der Technik. Es kann jederzeit angepasst werden. Die jeweils aktuelle Version kann im Downloadbereich der Webseite www.aen.ch heruntergeladen werden.

2. Grundlagen

2.1. Gesetzliche Grundlagen

Die gesetzlichen Grundlagen bilden den Rahmen für diese TAB.

Die Gesetzgebung überträgt der VNB unter anderem folgende Aufgaben:

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

2.2. Technische Vorschriften und Regeln

Ergänzend zu den gesetzlichen Grundlagen orientieren sich diese TAB an den Branchendokumenten, Werkvorschriften und Normen.

Schlüsseldokumente der Branchendokumente sind das Netznutzungsmodell für die Verteilnetze, das Netznutzungsmodell für das Übertragungsnetz, der Transmission Code, das Balancing Concept, der Metering Code und der Distribution Code. Diese Branchendokumente können auf der Webseite des VSE (www.strom.ch) heruntergeladen werden.

Die Werkvorschriften BE/JU/SO sind verfügbar auf der Webseite www.werkvorschriften.ch und www.aen.ch. Zu beachten sind auch die a.en-Ergänzungen zu den Werkvorschriften, welche auf www.aen.ch verfügbar sind.

Neben den technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen DACHCZ orientieren sich diese TAB auch an verschiedenen Normen, wie zum Beispiel den Niederspannungsinstallationsnormen (NIN) oder den Normen des Verbandes der Elektrotechnik (VDE).

2.3. a.en / VNB-Richtlinien

Diese TAB sind eingebettet in eine Vielzahl von Bestimmungen, Reglementen und Merkblättern der VNB beziehungsweise der a.en. Sämtliche Dokumente der a.en bzw. der VNB können im Downloadbereich der Webseite www.aen.ch heruntergeladen werden.

2.4. Vorgehensweise bei der Anwendung der Richtlinien und Regelwerke

Grundsätzlich richten sich diese TAB nach dem aktuellen Stand der Technik.

Die Basis bzw. die technischen Minimalanforderungen bilden die folgenden Regelwerke:

- SN EN 50549-1
- SN EN 50549-2
- VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105
- VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4110
- VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2510-2

Die unmittelbar in diesen Anwendungsregeln/Richtlinien geregelten technischen Aspekte sind integraler Bestandteil der TAB, soweit die TAB keine anderslautenden oder darüber hinausgehenden Anforderungen enthalten.

Bei Unsicherheiten bezüglich der Auslegung der jeweiligen Bestimmungen sind die anzuwendenden technischen Vorgaben bereits in der Planungsphase der EEA bzw. des BSP mit der VNB abzustimmen.

Die verbindlichen übergeordneten Grundlagen (Gesetze, Verordnungen, etc.) sind einzuhalten.

2.5. Abgrenzung

Der Blindleistungsphasenschiebermodus bzw. der erweiterte Blindleistungsbereich sind in diesem Dokument nicht beschrieben und bedürfen einer differenzierten Anschlussbewilligung.

Der Netzwiederaufbau nach einer automatischen Wiedereinschaltung oder einer Grossstörung sowie der unterfrequenzabhängige Lastabwurf bezogen auf die Netzintegration von EEA sind in diesem Dokument nicht oder nur teilweise abgehandelt.

3. Anschlussbegehren

Gemäss den gesetzlichen Grundlagen haben Produzenten eine geplante EEA der lokalen VNB zu melden. Das technische Anschlussgesuch (TAG) muss per Elektroform (Link: <https://webapp.elektroform.ch/vnb/aen/>) erfolgen.

Es sind sämtliche EEA im Parallelbetrieb mit dem Stromversorgungsnetz der VNB zu melden, unabhängig von deren Leistung. Für EEA kleiner 600W steht im Downloadbereich (www.aen.ch) ein Meldeblatt zur Verfügung.

Die VNB teilt dem Produzenten innert 30 Tagen mit, ob und voraussichtlich bis wann die technischen Voraussetzungen gegeben sind, um die mit der geplanten EEA produzierte Energie in das Stromversorgungsnetz einspeisen zu können.

Zusätzliche Gesuche, die von anderen Instanzen (z.B. eidgenössisches Starkstrominspektorat, Gemeinde) eingefordert werden, sind gemäss den einschlägigen Verfahren abzuwickeln.

3.1. Technisches Anschlussgesuch

Das technische Anschlussgesuch (TAG) für EEA ist für alle Anlagen, mindestens drei Monate vor Installationsbeginn, vollständig und korrekt ausgefüllt bei der VNB einzureichen.

Dem TAG müssen folgende technische Unterlagen beigelegt werden:

- Datenblätter des Generators bzw. der Wechselrichter / Panels / Batteriespeicher
- Anmeldung für einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) falls ein ZEV gegründet werden soll. Das Formular für die ZEV-Anmeldung kann angefordert werden
- Prinzipschema (falls bereits vorhanden)

Auf dem TAG muss die gewünschte Anschlussvariante ersichtlich sein.

Die VNB ist berechtigt, zusätzliche Unterlagen über die geplante EEA einzufordern.

Das vollständige TAG wird nach Eingang innerhalb von 30 Tagen bearbeitet und beantwortet. Fehlen auf dem TAG Angaben oder liegen die Unterlagen nicht bei, kann dieses nicht bearbeitet werden.

Die VNB klärt basierend auf dem TAG die Anschlussbedingungen für die EEA ab, insbesondere den Einspeisepunkt und den Verknüpfungspunkt, die ungefähren Anschlusskosten sowie die anlagespezifischen Auflagen und Bedingungen.

Die VNB antwortet mit der Anschlussbewilligung oder der Anschlussbewilligung mit vorbehaltlichen Auflagen (Optionen). Bei vorbehaltlichen Auflagen ist ein Entscheid des Produzenten bezüglich des weiteren Vorgehens notwendig.

Wird die EEA nicht innert 12 Monaten nach dem Erhalt der schriftlichen Anschlussbewilligung installiert, so erlischt deren Gültigkeit. Die vorgehaltene Einspeisekapazität wird wieder freigegeben und das TAG muss neu eingereicht werden. Sollte sich die Spezifikation der EEA nach dem Einreichen des Anschlussgesuches ändern, so ist ein neues TAG mit den angepassten technischen Unterlagen bei der VNB einzureichen.

3.2. Installationsanzeige

Die Installationsanzeige ist für alle EEA mindestens drei Wochen vor Installationsbeginn durch den beauftragten Elektroinstallateur bei der VNB einzureichen. Die Installationsanzeige muss per Elektroform (Link: <https://webapp.elektroform.ch/vnb/aen/>) eingereicht werden.

Der Installationsanzeige müssen folgende Unterlagen beigelegt werden:

- Prinzipschema
- Angaben zu bestehenden oder neuen Blindstromkompensationsanlagen

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

3.3. Vorlagepflicht ESTI

Die Abklärung, ob eine EEA vorlagepflichtig und die Eingabe einer Planvorlage erforderlich ist, ist Sache des Produzenten. Die VNB kann den Produzenten dabei unterstützen.

In folgenden Fällen ist die ESTI-Planvorlage mit der VNB abzustimmen:

- bei EEA der Klassen 5A / 5B

- wenn eine komplette Schaltstation bzw. Transformatorstation für den Anschluss der EEA realisiert werden muss
- wenn für den Leitungsbau ausserhalb der Bauzone spezielle Bewilligungen nötig sind

3.4. Weitere Gesuche

Die Abklärungen ob für die geplante EEA weitere Gesuche (z.B. Baumeldung oder Baugesuch, etc.) notwendig sind und deren Eingabe ist Sache des Produzenten.

4. Einspeisepunkt

4.1. Festlegung des Einspeisepunktes

Basierend auf einem vollständig ausgefüllten und eingereichten TAG legt die VNB gemäss geltender Gesetzgebung die Netzebene sowie den technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt fest. Grundlage bilden die Weisungen der EICom sowie die Richtlinien und Merkblätter der VNB.

- Der Einspeisepunkt liegt zwischen der Erschliessungsleitung und dem Stromversorgungsnetz der VNB und wird von der VNB festgelegt.
- Der Einspeisepunkt liegt in der Regel am letzten Punkt, ab welchem auch noch andere Netzanschlussnehmer angeschlossen sind (z.B. Kabelmuffe, Verteilkabine, Transformatorstation, etc.).
- Bei grösseren EEA an der NE7 wird die VNB aufgrund von Lastflussberechnungen mit dem Netzmodell die Anschlussmöglichkeiten für die EEA prüfen. Bei EEA an der NE5 werden die Anschlussmöglichkeiten für EEA auf jeden Fall basierend auf komplexen Lastflussberechnungen mit dem Netzmodell geprüft.
- Der Einspeisepunkt muss nicht der Eigentumsgrenze entsprechen.
- Als wirtschaftlich günstigste Variante gilt diejenige Variante mit den günstigsten Gesamtkosten (Kosten für Erstellung bzw. Verstärkung der Erschliessungsleitung und Kosten der Netzverstärkung des vorgelagerten Netzes), welche den technischen Anschlussbedingungen genügen.
- Ist der Einspeisepunkt von der VNB definiert und der Produzent damit einverstanden (Bewilligungsverfahren), so gilt dieser Einspeisepunkt von beiden Vertragsparteien (Produzent und VNB) als akzeptiert.
- Der Einspeisepunkt und die Anschlussbedingungen werden vertraglich festgehalten.

Das Niederspannungsnetz ist in seinen Fähigkeiten, die erzeugte Energie, in einer für das Netz geeigneten Form aufzunehmen, sehr begrenzt. Oftmals ist die Realisierung eines Einspeisepunktes ab der Transformatorstation notwendig.

4.2. Netzanschlusspunkt POC

Gemäss SN EN 50549-1-2 ist der Point-of-Connection (POC) der Bezugspunkt im Elektrizitätsversorgungssystem, an dem die elektrische Anlage des Nutzers angeschlossen ist.

Die physikalischen Eigenschaften des POC geben die maximale Wirk- und Scheinleistung in Bezug- und Abgaberichtung vor.

4.3. Verstärkung / Erstellen der Erschliessungsleitung

Ist aufgrund der Einspeiseleistung und / oder des Standortes der EEA eine Verstärkung der Erschliessungsleitung oder das Erstellen einer neuen Erschliessungsleitung notwendig, gehen diese Kosten vollumfänglich zu Lasten des Produzenten (Erschliessungsleitung und Transformationskosten).

Je nach Leistung, Standort und Spezifikationen der EEA ist gegebenenfalls ein separater Transformator (NE6) inklusive den dazugehörigen Schaltfeldern und Leitungen vom Produzenten zu tragen.

Zeichnet sich aufgrund des Anschlussgesuches eine Verstärkung der Erschliessungsleitung ab, wird die VNB dem Produzenten eine Kostenschätzung und vorbehaltliche Auflagen (Optionen) unterbreiten. Der Produzent entscheidet, ob er zusätzliche Kosten vermeiden kann oder die Erschliessungsleitung verstärken will.

Vorbehaltliche Auflagen (Optionen) ohne zusätzliche Kosten für den Kunden bzw. Produzenten:

- EEA eignet sich am bestehenden Einspeisepunkt, die EEA kann realisiert werden
- Leistung der EEA wird mit Einspeisemanagement auf z.B. 70% begrenzt, kein Ausbau der Erschliessungsleitung nötig
- EEA wird redimensioniert, neues TAG muss erstellt werden

Vorbehaltliche Auflagen (Optionen) mit zusätzlichen Kosten für den Kunden bzw. Produzenten:

- EEA wird realisiert mit Ausbau der Erschliessungsleitung
- EEA wird realisiert mit Ausbau der Erschliessungsleitung und die Leistung der EEA wird mit Einspeisemanagement auf z.B. 70% begrenzt, reduzierte Kosten für die Erschliessungsleitung
- EEA wird realisiert mit Ausbau der Erschliessungsleitung, Bau einer Trafostation, Umbau einer Trafostation etc. Es ist ein neues Anschlussgesuch notwendig.

Es folgt der Entscheid des Produzenten hinsichtlich der vorbehaltlichen Auflagen (Optionen), und die VNB erteilt die Anschlussbewilligung und erstellt auf Anfrage eine detaillierte Offerte.

4.4. Netzverstärkungen des vorgelagerten Netzes

Ist aufgrund der Einspeiseleistung der EEA eine Verstärkung des vorgelagerten Netzes notwendig oder ist der Einspeisepunkt umstritten, so ist dies mit der EICom zu klären. Die EICom prüft, ob der Einspeisepunkt korrekt festgelegt wurde und spricht Geld für die Netzverstärkung. Die EICom kann den Einspeisepunkt verbindlich neu festlegen. Nach Abschluss wird der Netzanschluss und die Netzverstärkung realisiert. Die Kosten trägt der Produzent unabhängig davon, ob die EEA realisiert wird und unabhängig vom Resultat.

Wünscht der Produzent aus terminlichen Gründen, dass der Netzanschluss und die Netzverstärkung vor Abschluss dem Entscheid der EICom realisiert wird, so trägt der Produzent sowohl die Kosten für den Netzanschluss als auch die Kosten für die Netzverstärkung. Nach Abschluss vergütet die VNB dem Produzenten die durch die EICom für die Netzverstärkung gesprochenen Gelder. Die Kosten trägt der Produzent unabhängig davon, ob die EEA realisiert wird und unabhängig vom Resultat.

4.5. Bewilligungsverfahren

Das Erstellen und Verstärken von Erschliessungsleitungen und Netzverstärkungen des vorgelagerten Netzes bedürfen meist öffentlicher Bewilligungsverfahren, welche einige Zeit in Anspruch nehmen können. Dies ist vom Produzenten bzw. von dessen Beauftragten zu berücksichtigen.

Es wird explizit darauf hingewiesen, dass Teile des Stromversorgungsnetzes der VNB in den Juraschutzzonen, Gewässerschutzzonen, Schutzgebiete, etc. und dergleichen liegen könnten. Bewilligungsverfahren für Netzanpassungen in diesen Zonen bzw. Gebiete können mehr Zeit in Anspruch nehmen. Können Inbetriebnahme-Fristen nicht eingehalten werden, sind deren Meldung und das Beantragen von Fristaufschüben Sache des Produzenten bzw. dessen Beauftragten.

5. Anschlussbedingungen

Die VNB hat ein Netzintegrationskonzept entwickelt. Basierend auf dem hat sie die EEA in Anlageklassen gegliedert. Zu jeder Anlageklasse ist im Anhang eine entsprechende Übersicht zu finden, die aufzeigt, welche Anforderung eine EEA dieser Klasse erfüllen muss und welche Einstellungen vorzunehmen sind.

Die einzelnen Anforderungen und deren technische Ausführung sind anschliessend an die Anlageklassifizierung dokumentiert. Wenn keine detaillierten Angaben zur technischen Ausführung von Anforderungen vorhanden sind, so ist dies in jedem Fall nach Rücksprache mit der VNB auszuführen.

5.1. Anlageklassifizierung

Aus den Eigenschaften der EEA und dem Einspeisepunkt im Verteilnetz werden die EEA klassifiziert.

Die VNB definiert die folgenden Klassifizierungen, welche zur statischen Netzstabilität beitragen:

- 7 A: EEA $\leq 13.80\text{ kVA}$, an NE7
- 7 B: EEA > 13.80 kVA, $\leq 30.00\text{ kVA}$, an NE7
- 7 C: EEA > 30.00 kVA, $\leq 100.00\text{ kVA}$, an NE7
- 7 D: EEA > 30.00 kVA, $\leq 100.00\text{ kVA}$, an NE7 - direkt an Trafostation
- 7 E: EEA > 100.00 kVA, $\leq 150.00\text{ kVA}$, an NE7

Die VNB definiert die folgenden Klassifizierungen, welche zur statischen und dynamischen Netzstabilität beitragen (Integration in das Schutzkonzept der VNB):

- 7 F: EEA > 150.00 kVA, an NE7 (ohne Schutzkupplung)
- 5 A: EEA > 150.00 kVA an NE5 (ohne Schutzkupplung)
- 5 B: EEA > 3'000.00 kVA an NE5 (mit Schutzkupplung)

5.2. Schutzeinrichtungen

5.2.1. Zweck der Schutzeinrichtungen

Schutzeinrichtungen stellen sicher, dass:

- der Personen- und Anlagenschutz jederzeit gewährleistet ist. Sowohl während dem Betrieb wie auch im Störfall.
- die Personensicherheit gewährleistet ist, wenn an den ausgeschalteten und getrennten EEA gearbeitet werden muss (Störungen, Leitungsdefekte, etc.).
- die Rückspeisung in das spannungslose Netz des VNB ausgeschlossen ist.
- bei Störungen im Netz oder bei den EEA die betroffenen Anlagenteile sofort in einen sicheren Betriebszustand überführt werden. Ein sicherer Betriebszustand kann die sofortige Trennung vom Netz der VNB bedeuten.
- die Netz- und Systemstabilität jederzeit gewährleistet sind.

Die Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsschaltanlage und die Schutzgeräte sowie deren Parametrierung sind mit dem Schutzkonzept der VNB abzustimmen.

5.2.2. Personen- und Anlagenschutz durch gegen Wiedereinschalten sichern

Treten im Verteilnetz Störungen auf, die Arbeiten im Verteilnetz oder eine Änderung des Netzschtzustandes bzw. eine mögliche Impedanzveränderung nach sich ziehen, oder werden Arbeiten im Notstromgruppenbetrieb ausgeführt, muss die EEA ausgeschaltet und gegen ein unkontrolliertes Wiedereinschalten gesichert (GWS) werden können. Das GWS verhindert mechanisch, vor Ort einen unerwarteten Anlauf und das ungewollte unter Spannung setzen. Dies erfüllt die Anforderungen des ESTI und der SUVA (5+5) bezüglich Personenschutzes.

Die Werksvorschriften Schweiz verlangen, dass die GWS-Trennstelle jederzeit für die VNB zugänglich sein muss. Im Versorgungsgebiet der a.en ist der Schlüsselschalter für alle fest angeschlossenen EEA seit 1. Juli 2014 verbindlich. Vor dem 1. Juli 2014 realisierte EEA sind bei der ersten per Installationsanzeige angezeigten Anpassung der EEA, auf Kosten des Produzenten nachzurüsten. Bei EEA ohne Schlüsselschalter muss der Produzent der VNB jederzeit Zugang zu einer geeigneten Trennstelle gewähren, an welcher ein GWS gemacht werden kann. Der Schlüsselzylinder wird durch die VNB geliefert und eingebaut. Er unterliegt dem Schliesssystem der VNB. Es werden keine Schlüssel abgegeben.

Die im Wechselrichter integrierten Schutzeinrichtungen, gegen Zuschalten an ein spannungsloses Netz sind nicht fehlertolerant im Sinne des Personenschutzes. Wechselrichter mit verbundenem bzw. integriertem Energiespeicher sind oft notstromfähig, das Zuschalten an ein spannungsloses Netz nicht ein Fehlerfall, sondern der Normalbetrieb und ein GWS, um den Personenschutz zu gewährleisten, unerlässlich.

Bei EEA ohne zentralen Netz- und Anlageschutz (NA-Schutz) (Anlageklasse: 7A, 7B) ist die Speisung für die Steuerung nach der Absicherung und Messung der EEA anzuschliessen. Über den Schaltkontakt (230V) des Rundsteuerempfängers (RSE) „Allgemein“ oder Schaltkontakt (230V) des Smart Meters ist die Steuerspannung auf die beiden Eingänge der Schaltkontakte des Schlüsselschalters zu führen. Von den Ausgängen der Schaltkontakte des Schlüsselschalters werden die beiden Kuppelschalter separat gespeist. Der Kuppelschalter besteht aus zwei separat angesteuerten elektrischen Schalteinrichtungen (Schütze oder Motorschutzschalter). Die Schalteinrichtungen müssen kurzschlussfest und allpolig ausgeführt sein und das Schaltvermögen ist mindestens nach dem Ansprechbereich des vorgeschalteten Überstromunterbrechers zu bemessen. Details können auch den Schemas in den Anhängen entnommen werden.

Bei Wechselrichtern mit Wired shut down (WSD) kann auf einen der beiden Kuppelschalter verzichtet werden und anstelle dessen der WSD eingebunden werden. Bei Wechselrichtererersatz ist darauf zu achten, dass einer mit funktionsgleichem WSD eingebaut oder ein zweiter Kuppelschalter nachgerüstet wird.

Die Einbindung des Schlüsselschalters bei EEA mit einem separaten, zentralen NA-Schutz (Anlageklassen: 7C, 7D, 7E, 7F) ist im Kapitel 5.2.3 detailliert beschrieben bzw. kann den Schemas in den Anhängen entnommen werden.

Bei EEA, welche an die NE5 angeschlossen werden (Anlageklassen: 5A, 5B), ist der Schlüsselschalter gemäss den Vorgaben der VNB so einzubinden, dass dieser sowohl direkt auf die Steuerung der Mittelspannungsschaltanlage als auch auf die EEA einwirkt.

Auf Anfrage des Produzenten oder anderen Fachorganisationen ist es in Absprache mit der VNB möglich, in Serie zum Schlüsselschalter ein zusätzlicher Schaltkontakt in den Stromkreis des Kuppelschalters einzubinden (z.B. Brandmeldeanlage).

5.2.3. Netz- und Anlageschutz

Der Netz- und Anlageschutz (NA-Schutz) ist ein zentrales Element für die Netzanbindung der EEA an das Verteilnetz. Er ist ein unverzichtbares Element für die Sicherstellung der Netzsystemstabilität.

Alle EEA müssen über einen NA-Schutz verfügen. EEA mit einer Baugrösse < 30 kVA verfügen in der Regel über einen integrierten NA-Schutz (z.B. bei Wechselrichtern von PV-Anlagen). Verfügt die EEA nicht über einen integrierten Schutz (z.B. Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerke, etc. mit Synchron- oder Asynchrongeneratoren), muss dieser NA-Schutz extern realisiert werden. Alle Anlagen > 30 kVA und Einspeisepunkte mit mehreren EEA müssen mit einem separaten, zentralen NA-Schutz ausgestattet werden. Die VNB empfiehlt auch bei kleineren Anlageleistungen einen zentralen NA-Schutz mit Messspannungsabgriff direkt nach dem HAK zu realisieren. Falls es die Vorschriften in Zukunft erforderlich machen, müssen sich Smart-Home-Anlagen (Produktion bzw. Lasten) an der statischen und dynamischen Netzstützung beteiligen (z.B. E-Mobilität).

Bei Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von > 30 kVA und <= 150 kVA kann bei Einhaltung aller nachfolgend aufgelisteten Anforderungen auf den separaten NA-Schutz verzichtet werden:

- Die Photovoltaikanlage besteht nur aus einer Energieerzeugungseinheit (nur ein einziger Wechselrichter) mit einer Leistung von bis zu 150 kVA.
- Die Energieerzeugungseinheit (Wechselrichter) verfügt über einen normgerechten integrierten NA-Schutz.
- Die Energieerzeugungseinheit (Wechselrichter) wird unmittelbar beim Hausanschlusskasten (HAK) und Hauptverteilung angeordnet.
- Die Spannungshaltung liegt in der Verantwortung des Produzenten.

Besteht die Energieerzeugungsanlage aus mehreren Energieerzeugungseinheiten (z.B. Wechselrichtern) oder sind die Energieerzeugungseinheiten fern vom

Hausanschlusskasten (HAK) angeordnet, so ist ab 30 kVA Anlageleistung immer ein zentraler NA-Schutz mit Spannungsabgriff unmittelbar nach dem HAK einzusetzen. Gemäss SN EN 50549 gilt: Wird der Entkopplungsschutz ausserhalb der Erzeugungseinheit realisiert, muss er sich so nah wie möglich am Netzanschlusspunkt befinden. Der Spannungsanstieg zwischen Netzanschlusspunkt und Messwerterfassung des Entkopplungsschutzes wird so klein wie möglich gehalten, um Fehlauslösungen des Überspannungsschutzes zu vermeiden. Das Anschlussschema der Erzeugungsanlage muss mit den Anforderungen der VNB übereinstimmen.

Der separate, zentrale NA-Schutz ist anlagespezifisch (z.B. Hersteller Wechselrichter). Grundsätzlich ist sowohl die Messleitung als auch die Hilfsspeisung des NA-Schutzes nach der Messung der EEA anzuschliessen, jedoch ist sicherzustellen, dass der zentrale NA-Schutz in der Nähe des Hausanschlussüberstromunterbrechers installiert wird (ΔU in der Hausinstallation maximal 1%, Leitungsimpedanzen beachten). Nach der Absicherung für die Hilfsspeisung ist die Versorgung der Kuppelschalter anzuschliessen. Diese ist über den Schaltkontakt (230V) des RSE „Allgemein“ auf die beiden Eingänge der Schutzkontakte des NA-Schutzes zu führen. Die Ausgänge der Schliesser des Schutzkontaktes des NA-Schutzes sind separat auf die beiden Schaltkontakte des Schlüsselschalters und dann separat auf die beiden Kuppelschalter zu führen. Der Kuppelschalter besteht aus zwei separaten, geeigneten allpoligen Schalteinrichtungen (bei grösseren Leistungen motorisiert). Die Schalteinrichtungen müssen kurzschlussfest und allpolig ausgeführt sein und das Schaltvermögen ist mindestens nach dem Ansprecbereich des vorgeschalteten Überstromunterbrechers zu bemessen. Details können auch den Schemas in den Anhängen entnommen werden.

Bei Wechselrichtern mit Wired shut down (WSD) kann auf einen der beiden Kuppelschalter verzichtet werden und anstelle dessen der WSD eingebunden werden. Bei Wechselrichterer-satz ist darauf zu achten, dass einer mit funktionsgleichem WSD eingebaut oder ein zweiter Kuppelschalter nachgerüstet wird.

Gemäss der Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 CH ist eine Kurzzeitpufferung der Versorgungsspannung für den Kuppelschalter aus folgenden Gründen sicherzustellen:

- Bei Ruhestromschaltung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter bei Fault-Ride-Through (FRT) in dem Bereich, in welchem keine Netztrennung zulässig ist, nicht anspricht.
- Bei einer Arbeitsstromauslösung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter nach der FRT und bei fehlender Versorgungsspannung des NA-Schutzes, ausgelöst werden kann.

Die Pufferung ist für 5 s sicherzustellen. Diese Anforderungen hat auch das NA-Schutzrelais zu erfüllen.

Der zentrale NA-Schutz ab der Anlageklasse 7F muss die Anforderungen der statischen sowie der dynamischen Netzstabilität erfüllen. Zudem ist ein Not-Aus Konzept (rote, abschliessbare Pilztaster) vorzusehen.

Bei EEA, welche an die NE5 angeschlossen werden (Anlageklassen: 5A, 5B), ist der NA-Schutz vorzugsweise auf der Mittelspannungsschaltanlage zu realisieren. Die Auslegung ist mit der VNB abzusprechen.

Die Schutzeinstellungen gemäss Anlageklassifizierung sind zwingend wie folgt am zentralen NA-Schutz bzw. bei EEA ohne zentralen NA-Schutz (Anlageklasse: 7A, 7B) an jedem NA-Schutz der EEA (bei PVA an jedem Wechselrichter) einzustellen. Auf Anfrage und nach verbindlicher Bewilligung durch die VNB, können bei EEA mit einem zentralen NA-Schutz die nachgelagerten Energieerzeugungseinheiten (EEE) angepasste Schutzeinstellungen ($U_{>}$) aufweisen. Einen Vorschlag für angepasste Schutzeinstellungen ($U_{>}$) der nachgelagerten EEE ist vom Produzenten bzw. dessen Beauftragten zu erarbeiten und der VNB zu unterbreiten. Dies ist aber grundsätzlich nur dann möglich, wenn eine separate Leitung zwischen dem zentralen NA-Schutz und der EEE vorhanden ist.

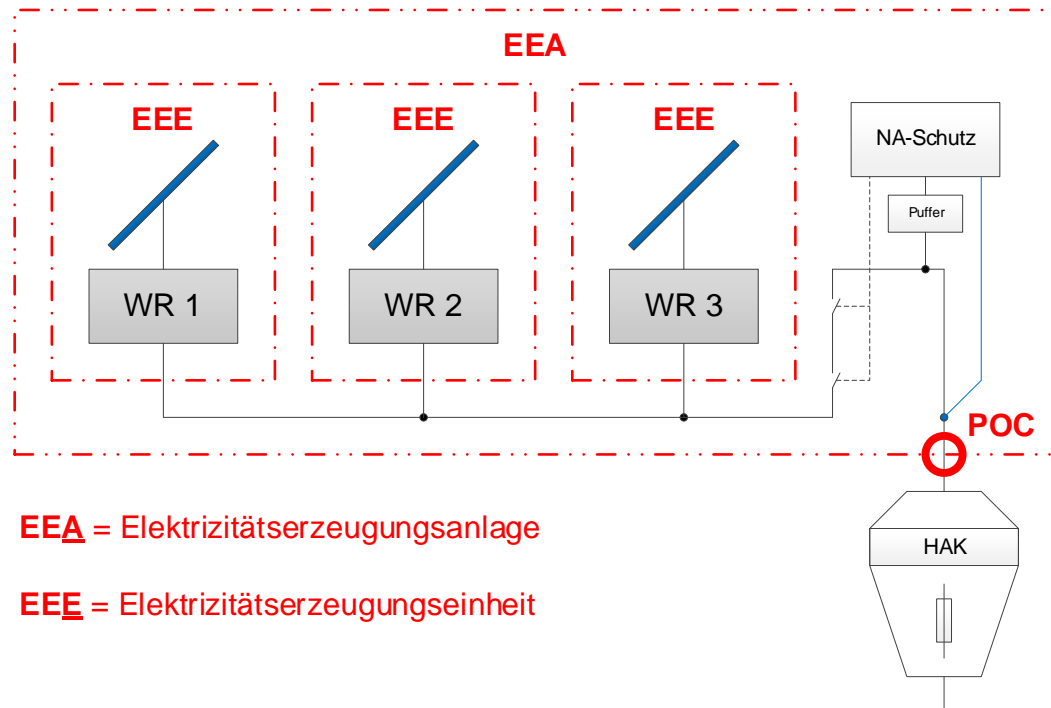


Abbildung 1: Definition EEA / EEE

5.2.4. Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen

Der Anlagebetreiber hat gemäss den gültigen Normen selbst dafür zu sorgen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen, etc. im vorgelagerten Netz oder andere Vorgänge im Netz der VNB nicht zu Schäden an der EEA und dem vorgelagerten Netz führen. Alle Schutz- und Schalteinrichtungen sind in regelmässigen Intervallen (Empfehlung VNB: max. alle 5 Jahre) zu prüfen bzw. prüfen zu lassen. Entsprechende Informationen stellen die Lieferanten der Anlagekomponenten zur Verfügung.

5.2.5. Eigenschutz der EEA

Der Eigenschutz der EEA, welcher die Funktionen Kurzschlusschutz, Überlastschutz und Schutz gegen elektrischen Schlag umfasst, wird nicht durch den NA-Schutz abgedeckt. Der Eigenschutz liegt in der Verantwortung des Anlagenbetreibers und muss gemäss den in der Schweiz geltenden gesetzlichen Bestimmungen (NIN, NIV) ausgeführt werden und ist unmittelbar nach der Energiemessung zu installieren. Bei EEA, welche an die NE5 angeschlossen sind, ist der Eigenschutz der EEA, gemäss den in der Schweiz geltenden gesetzlichen Bestimmungen und gemäss den Vorgaben der VNB auszuführen.

5.2.6. Statische und dynamische Netzstabilität

Alle EEA müssen sich an der statischen Netzstabilität beteiligen. Grössere EEA beteiligen sich zudem an der dynamischen Netzstabilität. Im Verteilnetz der VNB müssen die EEA so weit vorbereitet werden, dass die minimalen Anforderungen hinsichtlich Netzstabilität erfüllt werden können. Weitere Angaben können den Anhängen zur Anlageklassifizierung entnommen werden.

5.2.7. Zuschaltbedingungen nach Netzunterbruch

Wurde die EEA infolge von Störungen im Stromversorgungsnetz durch den NA-Schutz ausgeschaltet, ist nach der Normalisierung des Netzzustandes eine automatische Wiedereinschaltung der EEA zu Gunsten der Netzsystemstabilität explizit gefordert. Die Bedingungen dafür sind in der Anlageklassifizierung zu finden.

Damit in Netzbereichen mit einer grossen Anzahl EEA nicht alle Anlagen nach einer Störung gleichzeitig zugeschaltet werden, ist die VNB berechtigt, zur Vermeidung von Instabilitäten im Netz den NA-Schutz der jeweiligen Anlagen so zu parametrieren, dass eine

für das Netz vertragliche Wiedereinschaltung der EEA erfolgt. Für die Wiedereinschaltung nach einer längeren Netzunterbrechung wird die VNB die EEA mit Hilfe des Einspeisemanagements gestaffelt anfahren. Die Vorgaben der VNB können den Anhängen zur Anlageklassifizierung entnommen werden.

Beim Wiedereinschalten von EEA mit rotierenden Synchron- oder Asynchrongeneratoren sind als entsprechende Synchronisationshilfen vorzusehen. Diese verhindern ein asynchrones Zuschalten ans Netz.

5.2.8. Zuschaltbedingungen bei überhöhter Frequenz

Grundsätzlich gilt, dass EEA sich bei einer überhöhten Frequenz nicht mit dem Verteilnetz verbinden dürfen. Dies kann bei der ersten Inbetriebnahme, bei Wartungsarbeiten, bei kurzen Ausserbetriebnahmen oder auch bei Netzunterbrüchen der Fall sein. Dadurch kann es vorkommen, dass sich die EEA über längere Zeit nicht mit dem Verteilnetz parallel schliessen kann. Dies ist ein automatischer Schutzmechanismus, der nicht umgangen werden darf. Das Frequenzband liegt im Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Schweiz. Die VNB empfiehlt aus diesem Grund, dass eine totale Trennung der EEA vom Netz zu Wirkungsgradoptimierung nicht anzustreben ist.

5.2.9. Speisung des Eigenbedarfs der EEA

Die EEA muss über eine Eigenbedarfsversorgung für die Steuerung und Hilfsbetriebe verfügen. Die Eigenbedarfsversorgung ist nach der Messung am Hauptstromkreis der EEA anzuschliessen. EEA der Anlageklassen 5A, 5B und nach Absprache mit der VNB die Anlageklasse 7F müssen über eine autonome Stromversorgung verfügen, welche Schutz und Steuerung mindestens für 8 Stunden mit Elektrizität versorgen kann. Der Unterhalt der autonomen Stromversorgung obliegt dem Produzenten.

5.2.10. Gegen Wiedereinschalten sichern bei EEA am Mittelspannungsnetz

EEA, welche ihre Leistung direkt über einen separaten Transformator ins Mittelspannungsnetz einspeisen, verfügen auf der Produzentenseite über einen Mittelspannungsleistungsschalter oder über eine entsprechende Mittelspannungstrennvorrichtung. Diese Anlagenteile müssen der VNB jederzeit zugänglich sein und sie sind mit einer Einschaltsperrvorrichtung auszurüsten. Diese Vorrichtung muss das in der Starkstromverordnung beschriebene "Gegen Wiedereinschalten sichern (GWS)" ermöglichen. Das GWS wird im Bedarfsfall durch die VNB erstellt. Die Details zur Realisierung dieser Funktion sind mit der VNB abzusprechen. Bei Neuanlagen ist zwingend eine Einschaltsperrvorrichtung mit Vorhängeschloss vorzusehen und unterliegt dem Schliesssystem der VNB.

5.3. Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen

Treten durch den Betrieb von Geräten und Anlagen Störungen im Verteilnetz auf oder werden die Grenzwerte gemäss technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen „DACHCZ“ am Einspeisepunkt überschritten, so kann die VNB besondere Massnahmen zu deren Behebung verlangen. Die Kosten zur Behebung dieser störenden Beeinflussungen gehen zu Lasten des Verursachers. Der Anlagenbesitzer haftet bei Störungen und Schäden im Versorgungsnetz oder an Anlagen Dritter, wenn seine EEA unzulässig Netzurückwirkungen verursacht.

5.3.1. Beeinflussung von Netzkommandosignalen der Rundsteueranlage

Die Rundsteuerfrequenz im Netz der VNB beträgt 297 Hz. Die an das Netz der VNB angeschlossenen EEA dürfen die Signalpegel nicht unzulässig beeinflussen.

EEA und deren Anlagebestandteile können Saugkreise, Oberschwingungen und deren Seitenbänder, zwischenharmonische Spannungspegel, Kommutierungseinbrüche oder andere Störungen verursachen, welche die Rundsteuerung unzulässig beeinflussen können.

Bei Kompensationsanlagen basierend auf Kondensatoren, Erregerkondensatoren bei Asynchrongeneratoren, etc. sind entsprechende Sperrkreise vorzusehen. Die Verdrosselungsfrequenz für Kompensationsanlagen > 25 kVA beträgt 189 Hz.

5.3.2. Blindleistungskompensation kombiniert mit EEA

Bei Energieerzeugung der EEA über eine rotierende Maschine (Asynchrongenerator, Permanentmagnet erregter Generator, teilweise auch bei Synchrongeneratoren), erfolgt die Blindstromkompensation in der Regel über Kondensatoren pro Messpunkt. Im Netz der VNB müssen Kondensatorbänke mit einer Blindleistung > 25 kVar generell verdrosselt ausgeführt werden. Der Verdrosselungsgrad muss $\geq 7\%$ betragen. Bei Erweiterung der EEA muss geprüft werden, ob bestehende Kompensationsanlagen anzupassen sind.

Zudem ist Vorsicht geboten, wenn eine EEA in einem Objekt mit bestehenden Blindleistungskompensationsanlagen auf dem gleichen Messpunkt installiert wird. Details dazu können den Beispiel Prinzipschemas in den Anhängen entnommen werden.

5.3.3. Netzurückwirkungen bei EEA mit Wechselrichtersystemen

Gegen unzulässige Beeinflussungen, hervorgerufen durch Wechselrichtersysteme, sind die Anlagebetreiber verpflichtet, geeignete Massnahmen zu treffen. Entsprechende Informationen stellt der Wechselrichterlieferant zur Verfügung.

5.4. Einspeisemanagement

Als Einspeisemanagement bezeichnet man die externe Beeinflussung der Wirk- und Blindleistungsabgabe von Stromerzeugern im Sinne der Netzstabilität. Falls ein Abschnitt des betreffenden Nieder- oder Mittelspannungsnetzes oder des übergeordneten Transportnetzes überlastet wird und keine anderen Massnahmen mehr greifen, muss die zuständige VNB die Möglichkeit haben, die EEA kurzfristig und ferngesteuert in ihrem Betriebsverhalten zu beeinflussen. Die Blindleistung wird im Normalbetrieb sowie im gestörten Betrieb im vorgesehenen Blindleistungsbereich der Anlageklassifizierung gesteuert.

Im Verteilnetz der VNB sind alle EEA sowohl lokal (Schlüsselschalter, siehe Kapitel 5.2.2) als auch ferngesteuert an das Einspeisemanagement der VNB anzubinden. Wie die EEA an das Einspeisemanagement anzubinden ist, variiert je nach Anlageklassifizierung und kann den jeweiligen Schemas entnommen werden.

Die Hierarchie gemäss SN EN 50549 muss in absteigender Ordnung angewandt werden, falls sich verschiedene Anforderungen an die Erzeugungsanlage gegenseitig beeinträchtigen:

1. Schutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit, einschliesslich Schutzeinrichtungen für die Antriebsmaschine (Eigenschutz)
2. Entkupplungsschutz und Schutzeinrichtungen gegen interne Fehler der Erzeugungsanlage (Eigenschutz)
3. Spannungsstützung bei Fehlern und Spannungssprüngen (Netzstützung)
4. der niedrigere Wert von Fernsteuerungskommando zur Begrenzung der Wirkleistung für Verteilnetzicherheit und Wirkleistungsanpassung bei Überfrequenz (Netzstützung)
5. Wirkleistungsanpassung bei Unterfrequenz, sofern anwendbar (Netzstützung)
6. Steuerungen für die Blindleistung und Wirkleistung (Netzstützung)
7. andere Steuerungskommandos zum Sollwert der Wirkleistung z. B. für Märkte (Flexibilitäten), aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, zur Optimierung des Eigenverbrauchs (Smart Home).

Das System muss so entworfen sein, dass der Selbstschutz unter vorhersehbaren Bedingungen nicht vor der Erfüllung der Anforderungen dieser Schweizer / Europäischen Norm und aller von der VNB oder der verantwortlichen Partei zur Verfügung gestellten Einstellungen ausgelöst wird.

5.4.1. Technische Umsetzung des ferngesteuerten Einspeisemanagements [P und Q]

Die VNB nutzt zur Fernsteuerung der EEA die Rundsteueranlage oder alternativ den Zähler. Der RSE oder der Zähler leiten die Kommandos an den Wechselrichter bzw. an eine zentrale Steuereinheit weiter. Die Schnittstelle zwischen dem Kommandogebener und der EEA besteht aus vier potenzialfreien Kontakten ($2^4 = 16$ Kommandos, max. 24V). Diese Kontakte sind bei allen normgerecht aufgebauten EEA-Systemen vorhanden.

Es ist eine geeignete Datenleitung von den Wechselrichtern bzw. der zentralen Steuereinheit zum RSE bzw. zum Zählerplatz zu installieren. Diese Leitung ist gerätespezifisch; entsprechende Informationen sind beim Wechselrichterlieferant zu erfragen. In der Regel genügt eine fünfadrigte Datenleitung. Falls eine zentrale Steuereinheit benötigt wird, ist diese ebenfalls zu installieren.

Abhängig von der Anlageklassifizierung sind die EEA mit zwei 4mA - 20mA Stromschleifen stufenlos steuerbar auszuführen. Zudem behält sich die VNB vor, EEA zukünftig direkt an seine Leitsysteme anzubinden. Die Vorgaben der VNB können den Anhängen zur Anlageklassifizierung entnommen werden.

5.4.2. Variante - Reduzierte 1-stufige Steuerung bei EEA bis 30 kVA

Die vollwertige 16-stufige Steuerung kann nach wie vor realisiert werden. Neu ist es auch möglich, nur eine reduzierte 1-stufige Steuerung einzubauen. Bei beiden Varianten wird der identische Rundsteuerempfänger «Einspeisemanagement» mit derselben Kommando- belegung eingebaut.

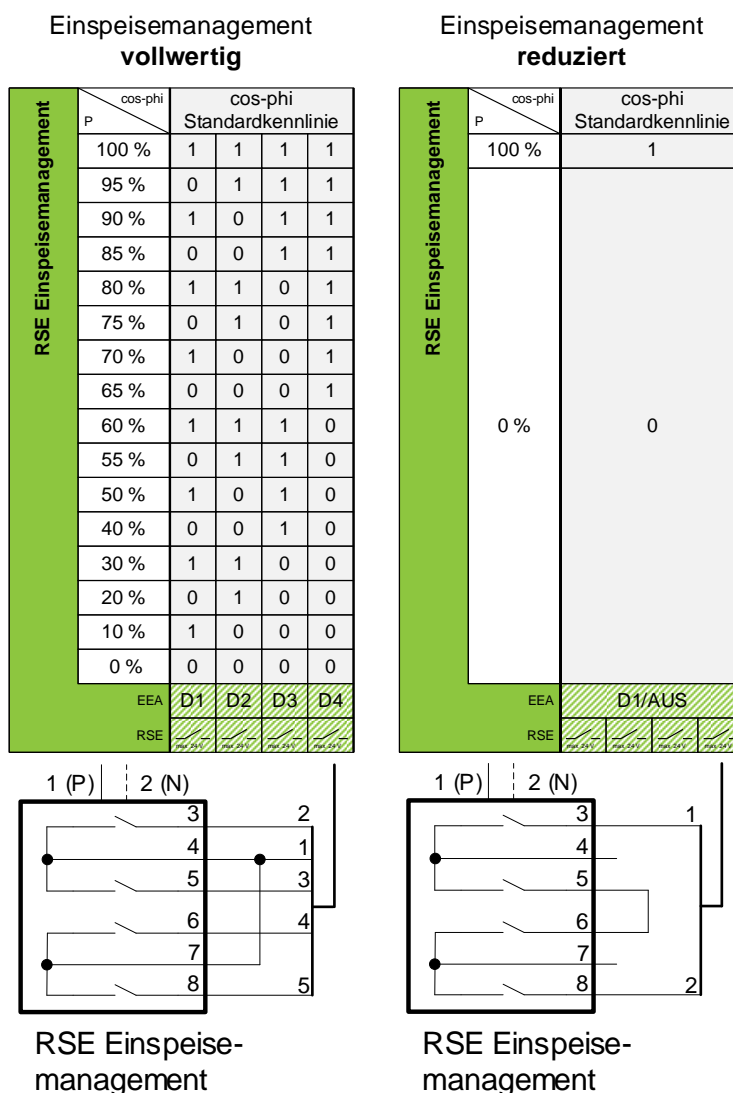


Abbildung 2: Vergleich 16-stufiges und 1-stufiges Einspeisemanagement

Wird die feinstufige Steuerung zu einem späteren Zeitpunkt normativ oder regulatorisch als verbindlich erklärt, oder wünschen die Produzenten eine feinstufigere Steuerung zu einem späteren Zeitpunkt, so erfolgt die Nachrüstung zulasten der Produzenten. Der Aufwand für die Nachrüstung entsteht dabei hauptsächlich auf Seiten der Produzenten. Das Einspeisemanagement, von Seiten der Netzbetreiberin, wird immer vollwertig ausgebaut.

Bei der reduzierten 1-stufigen Steuerung werden die vier potenzialfreien Schaltkontakte des RSE Einspeisemanagements in Serie geschaltet. Die vier geschlossenen Kontakte

(max. 24 Volt) ergeben das Signal 100 %. Folgt eine andere Signalkombination, so öffnet sich mindestens einer der Kontakte und ergibt das Signal 0 %. Es muss mindestens ein zweiadriges Steuerkabel verlegt und an den AUS-Kontakten des Wechselrichters angeschlossen werden.

Der Entscheid, welche Variante realisiert wird, liegt bei den Produzenten.
Die VNB empfiehlt, die 16-stufige Steuerung umzusetzen.

5.4.3. Wirkleistungsbegrenzung [P]

Das Einspeisemanagementsystem ermöglicht auch eine ferngesteuerte Wirkleistungsbegrenzung in mehreren Stufen. Die VNB behält sich vor, die Wirkleistungsbegrenzung bei Störungen zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebes zu nutzen. Eine Vergütung der Wirkenergieertragsausfälle, hervorgerufen durch den Störfall, ist ausgeschlossen.

5.4.4. Blindleistungseinspeisung [Q] und Spannungshaltung

EEA müssen unter normalen Betriebsbedingungen im Spannungstoleranzband und in ihren zulässigen Betriebspunkten mit verschiedenen Leistungsfaktoren $\cos \varphi$ betrieben werden können. Der Leistungsfaktor wird von der VNB im Bereich zwischen $\cos \varphi$ 0.90 untererregt bis $\cos \varphi$ 0.90 übererregt vorgegeben. Es wird unterschieden zwischen den folgenden Betriebsarten:

a)	Modus des Sollwertes für Q	[NE5, NE7]
b)	Blindleistungs-/Spannungskennlinie Q(U)	[NE5, NE7]
c)	Blindleistungs-/Leistungskennlinie Q(P)	[NE5, NE7]
d)	Modus des Sollwertes für $\cos \varphi$ (gesteuert)	[NE5, NE7]
e)	Leistungsfaktor $\cos \varphi$ (P)	[NE5, NE7]

Gemäss SN EN 50549 legt die VNB die Art des Beitrags zu Spannungssteuerung fest. Die Steuerung muss sich auf die Anschlüsse der Erzeugungseinheiten beziehen. Die Erzeugungsanlage/-einheit muss in der Lage sein in den angegebenen Steuermodi und innerhalb der angegebenen Grenzen zu arbeiten. Die Steuermodi sind exklusiv; nur ein Modus darf zur selben Zeit aktiv sein.

Die VNB gibt bei der Bewilligung der EEA bekannt, ob die EEA bei der Inbetriebnahme fix programmiert (Betriebsart e) oder ferngesteuert (Betriebsart d) wird. Grundsätzlich ist die VNB berechtigt die Betriebsart jederzeit anzupassen oder die EEA in die Fernsteuerbarkeit zu überführen.

Der Produzent ist grundsätzlich verpflichtet, mit seiner EEA zur statischen Netzstabilität beizutragen. Die Blindleistung, welche im Bereich zwischen $\cos \varphi$ 0.90 untererregt bis $\cos \varphi$ 0.90 übererregt liegt, ist vorzusehen. Dies dient ausschliesslich zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebes. Eine Vergütung der Wirkenergieertragsausfälle, hervorgerufen durch die Blindenergieregulierung in diesem Bereich, ist ausgeschlossen.

Die VNB kann mit dem Produzenten einen erweiterten Blindleistungsbereich vereinbaren. Die Vergütung für die erweiterte Blindleistungseinspeisung ist vertraglich zu regeln. Anlagen, die einen erweiterten Blindleistung-Modus bereitstellen, sind differenziert zu behandeln und sind in diesem Dokument nicht behandelt. Die abweichenden Bedingungen und Eigenschaften der Netzanbindung sind separat zu regeln.

Steht eine geeignete zentrale Steuerung zur Verfügung, welche die Blindleistung im Bezug zur ins Verteilnetz eingespeisten Wirkleistung beim Wechselrichter anfordern kann, so ist dies sowohl für $\cos \varphi$ (gesteuert) als auch für den Leistungsfaktor $\cos \varphi$ (P) nach Rücksprache mit der VNB umzusetzen. Das Steuergerät muss die Hierarchie gemäss SN EN 50549-1-2 am POC erfüllen.

5.4.5. Dimensionierung von Leitungen aufgrund Blindleistungseinspeisung

Die Leiterbelastung (A/mm^2) ist auf die maximale Scheinleistung der EEA auszulegen. Reduktionsfaktoren parallel geführter Leitungen sind zu berücksichtigen. Ab der Anlageklasse 7D muss der übererregte Blindleistungsbetrieb berücksichtigt werden.

5.5. Netzeinbindung

EEA dürfen ohne entsprechende Massnahmen nicht einphasig angeschlossen werden. Für die Beurteilung ist die gesamte Anlageleistung der EEA am Einspeisepunkt massgebend. Einphasige oder zweiphasige EEA sind mit der VNB bereits in der Projektphase abzusprechen, gegebenenfalls sind zusätzliche Massnahmen erforderlich. 3-phasige Systeme, die nicht permanent auf drei Phasen ins Verteilnetz einspeisen (Abschaltung eines Polleiters zur Wirkungsgradoptimierung), sind nicht zu empfehlen. Besteht eine EEA aus mehreren solchen Wechselrichtern so ist auszuschliessen, dass alle denselben Polleiter abschalten (Unsymmetriegrad ≤ 0.7).

Grundsätzlich werden einphasige EEA nur in Ausnahmefällen bewilligt und den einzelnen Phasen L1, L2, L3 fest zugeordnet.

Bei Photovoltaikanlagen ist bereits in der Planungsphase zu beachten, dass sämtliche nutzbaren Flächen für Panels zu berücksichtigen sind. Auch bei Erweiterungen wird die gesamte Anlageleistung in die Beurteilung einbezogen und oftmals werden dann Massnahmen erforderlich.

Die a.en empfiehlt, sofern verfügbar einen 3-Phasenwechselrichter 3 x 400 V zu installieren.

Die VNB ist berechtigt, EEA welche den Anschlussbedingungen nicht entsprechen, ausser Betrieb setzen zu lassen. Ist die Ausserbetriebssetzung nicht möglich oder wird diese verweigert, ist die VNB berechtigt, den gesamten Netzanschluss, an welchem die EEA betrieben werden, ausser Betrieb zu setzen.

5.5.1. Steckbare Kleinst-Photovoltaikanlage (K-PVA)

Pro Bezügerleitung dürfen K-PVA bis zu einer AC seitigen Nennleistung von gesamthaft maximal 600 W an freizügigen 230-V Aussensteckdosen - eingesteckt sein. Eine K-PVA ist der VNB vor Betriebsaufnahme schriftlich zu melden. Die Meldeformulare und Information zu K-PVA finden sie auf unserer Homepage. Ab 1500 Watt stehen sichere Wechselrichter für den 3-phasigen Betrieb einer PVA zur Verfügung. Auch bei einer Erweiterung der K-PVA über den Grenzwert von 600 Watt AC pro Bezüger-Leitung muss ein «Technisches Anschlussgesuch» bei der VNB eingereicht werden.

5.6. Spannungsfall in der Hausinstallation

Der Spannungsfall ab Anschlussüberstromunterbrecher bis und mit EEA-Unterverteilung darf maximal 1 % betragen. Der Nachweis ist vor der Inbetriebnahme zu erbringen. Die a.en empfiehlt 0.5 % nicht zu überschreiten. Die VNB regelt die Spannung, dass am Netzanschlusspunkt die 1.09 bzw. 1.1-fache Netzennspannung (U_n) nicht überschritten wird. (1.09 = 6%+3% [6% = zulässiger Bereich für die Spannungsregelung des VNB], [3% = zulässige Spannungserhöhung im Niederspannungsnetz am Anschlusspunkt verursacht durch EEA])

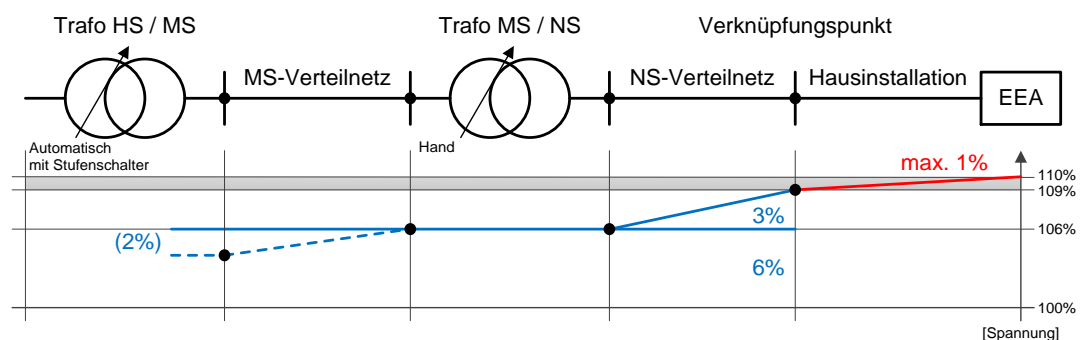


Abbildung 3: Spannungsfall

Wird die Anforderung 1.1-fache Netzennennspannung (U_n) durch einen zentralen NA-Schutz sichergestellt, ist es zulässig, den Spannungssteigerungsschutz an der EEE auf bis zu $1.15 U_n$ einzustellen, die Freigabe dazu erfolgt durch die VNB. Der Produzent sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die übrige Installation berücksichtigen. Die Kombination von zentralem NA-Schutz ($U = \max. 1.1 U_n$) und integriertem Schutz ($U = \max. 1.1 - 1.15 U_n$) ist dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall. Einen Vorschlag für angepasste Schutzeinstellungen ($U >$) der nachgelagerten EEE ist vom Produzenten bzw. dessen Beauftragten zu erarbeiten und der VNB zu unterbreiten. Dies ist grundsätzlich nur dann möglich, wenn eine separate Leitung zwischen dem zentralen NA-Schutz und der EEE vorhanden ist.

Für die resultierende Spannungserhöhung im eigenen Niederspannungsnetz (Hausinstallation), hervorgerufen durch die EEA, ist der Produzent selbst verantwortlich.

5.7. Messung

Die folgenden Punkte regeln die Anordnung der Messeinrichtungen von EEA im Versorgungsgebiet der VNB. Das Anschlussmodell ist im TAG zu bezeichnen und mit der Installationsanzeige ist ein Schema einzureichen, aus welchem die Anordnung der Messeinrichtungen erkennbar ist. Eine Vorabklärung bezüglich der Messung bei der VNB wird empfohlen.

Gemäss Metering Code und Messmittelverordnung ist die VNB zuständig und verantwortlich für die Messdatenbereitstellung. Die VNB bestimmt die Messeinrichtung und die Messapparate. Sie ist Eigentümer aller Messapparate und legt die Messpunkte für die Ein- und Ausspeisungen einer EEA fest.

5.7.1. Messdateneigentum

Gemäss Metering Code ist der Produzent Eigentümer der Messdaten.

Die VNB ist treuhänderischer Verwalter der Messdaten. Sie ist verpflichtet, die Messdaten für die Abrechnung der Bilanzgruppe, der Netznutzung und der Systemdienstleistungen zu aggregieren und an die berechtigten Marktakteure weiterzuleiten. Sie darf die Daten für die eigene Netzführung und Netzplanung verwenden.

5.7.2. Ersatzwertbildung

Bei Ausfall der Messeinrichtung wird gemäss Vorgaben des Metering Codes ein Ersatzwert gebildet.

5.7.3. Zugänglichkeit / Anordnung der Messstelle

Gemäss Werkvorschriften sind den Vertretern der VNB zu Kontrollzwecken, zum Auswechseln der Messeinrichtungen und für Unterhaltsarbeiten während der ordentlichen Arbeitszeit und bei Störungen Zutritt zur Messstelle zu gewähren. Die Ablesung sämtlicher für die EEA relevanten Messeinrichtungen erfolgt über Fernauslesung oder Smart Meter.

Bei EEA der Anlageklasse 7F, 5A und 5B, sind die Messeinrichtungen im Mess- und Steuerschrank zu platzieren.

5.7.4. Messpunkt / Messpunktbezeichnung

Der Messpunkt bezeichnet den Einspeise- oder Ausspeisepunkt eines Netzes, an dem ein Energiefluss messtechnisch erfasst, gemessen und registriert wird. Die Messstelle bezeichnet die Gesamtheit der an einem Messpunkt angeschlossenen messtechnischen Einrichtungen zur Erfassung des Energieflusses.

Die Messpunktbezeichnung ist ein eindeutiger Identifikator für eine Messstelle, welcher Verknüpfungen zwischen Standort der Messung, Messapparaten, Endverbrauchern, Erzeugungseinheiten, Lieferanten, Erzeugern und Netzbetreibern sicherstellt. Die Messpunktbezeichnung bleibt beim Wechsel von Erzeugungseinheiten, Anlageteilen, Lieferanten und Erzeugern sowie beim Austausch von Apparaten unverändert.

EEA haben sowohl für den Bezug (A- / Einspeisemesspunkt) als auch für die Abgabe (A+ / Ausspeisemesspunkt) eine separate Messpunktbezeichnung.

5.7.5. Energieflussrichtungen

Die Energierichtung wird in den Branchendokumenten aus Sicht des Netzes auf den Messpunkt definiert. Diese Definition wird für das vorliegende Dokument und seine Anhänge übernommen.

Bezug bedeutet, dass die Energie von der EEA in das Netz fließt (-A)

Abgabe bedeutet, dass die Energie vom Netz zur EEA fließt (+A)

Details, insbesondere auch zu den Blindenergieflüssen können der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

Es ist zu beachten, dass bei Generatoren anderslautende Bezeichnungen der Energieflussrichtung möglich sind, falls das Erzeuger-Zählpfeilmesssystem angewendet wurde. Das vorliegende Dokument basiert ausschliesslich auf dem Verbraucher-Zählpfeilmesssystem.

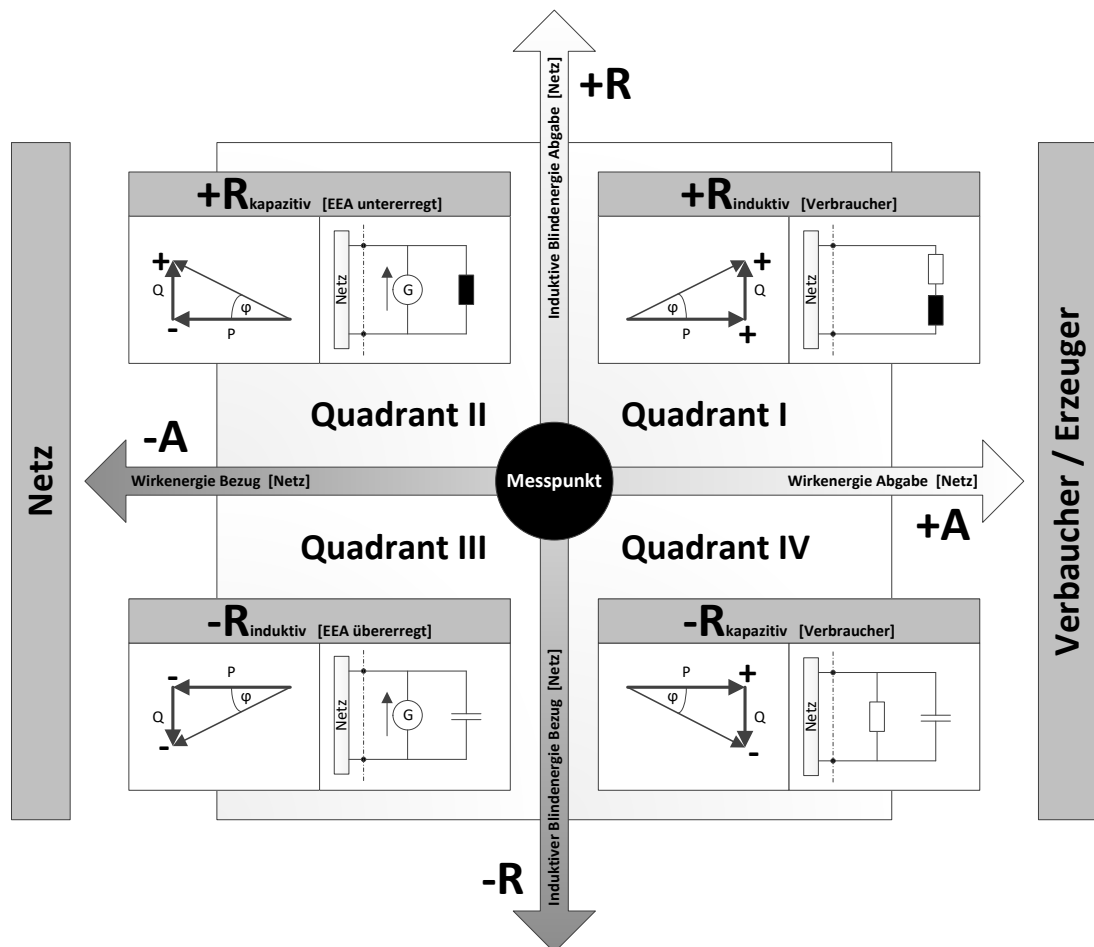


Abbildung 4: Energieflussrichtungen aus Sicht Netz

5.7.6. Wahl der Messapparate und Kosten

In Bezug auf Standort, Zugänglichkeit, Montage, Verdrahtung und Anordnung der Messeinrichtungen gelten die Werkvorschriften WV BE / JU / SO (www.werkvorschriften.ch, www.aen.ch).

Der Netznutzer hat der VNB den für den Einbau der Messeinrichtungen erforderlichen Platz zur Verfügung zu stellen. Bei allen EEA wird eine fernauslesbare Messeinrichtung oder Smart Meter installiert.

Werden Messeinrichtungen durch Verschulden des Produzenten beschädigt oder manipuliert, gehen die Kosten für Reparatur, Ersatz und Auswechslung zu Lasten des Produzenten. Unbefugte Manipulationen an Plomben sind strafbar.

Zähler mit vorgeschalteten Überstromunterbrechern > 80 A beziehungsweise Zählerverdrahtungen mit einem Querschnitt > 25 mm², werden über Stromwandler angeschlossen (siehe Schema WV-a.en A 7.9).

5.7.7. Einspeisung der Überschussenergie - Eigenbedarfsdeckung

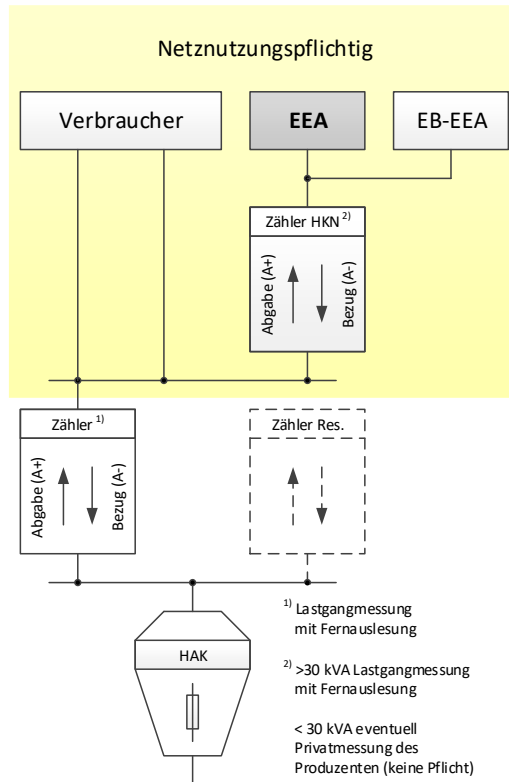


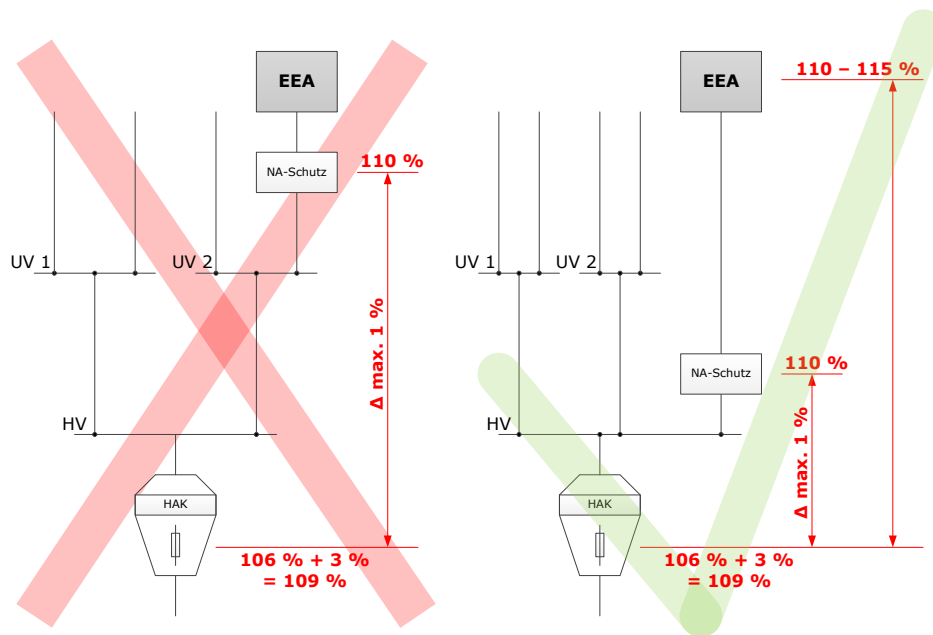
Abbildung 5: Anschlussmodell Eigenbedarfsdeckung

Diese Anordnung gilt für Produzenten, welche die produzierte elektrische Energie der EEA prioritär für den Eigenbedarf (nicht nur der Eigenbedarf der EEA) verwenden. Die überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist. EEA > 30 kVA, welche gemäss Anschlussmodell Eigenbedarfsdeckung angeschlossen sind, müssen über eine Produktionsmessung zur Ermittlung der Herkunftsnachweise verfügen.

Eine rein bilanzmässige Abrechnung über einen Zähler (ohne Rücklaufhemmung), der sowohl die Ausspeise- als auch die Einspeisemenge misst, ist ausgeschlossen. Es erfolgt auch keine Saldierung der eingespeisten und bezogenen Energiemenge.

Am Messpunkt wird ein Zähler mit mindestens vier Registern (bidirektionaler Zähler) installiert. Der Zähler misst die einzelnen Energierichtungen in getrennten voneinander unabhängigen Registern (Abgabe HT / NT - Bezug HT / NT). Die Überschussenergie wird auf den Registern Einspeisung (Bezug) registriert. Beide Energieflussrichtungen werden separat abgerechnet.

Die VNB empfiehlt beim Anschlussmodell Eigenbedarfsdeckung die EEA direkt ab der Hauptverteilung anzuschliessen, um die Einflüsse der von der EEA verursachten Spannungsänderungen auf die Hausinstallation zu minimieren. Weitere Informationen dazu sind im Kapitel „5.6 Spannungsfall in der Hausinstallation“ zu finden.



6: Anschluss EEA bei Eigenbedarfsdeckung

Abbildung

5.7.8. Einspeisung der gesamten, produzierten Energie - Direktvermarktung

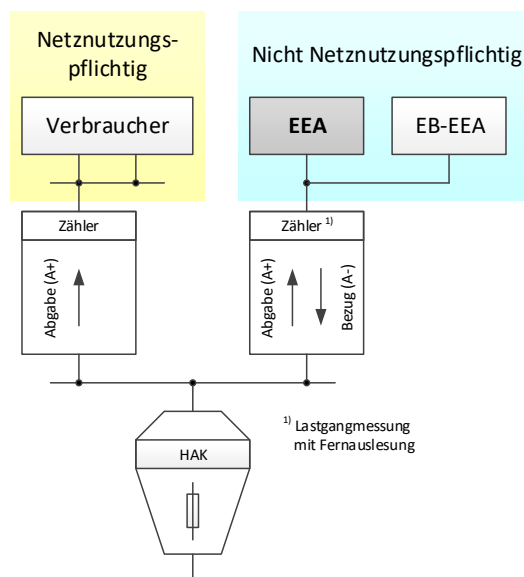


Abbildung 7: Anschlussmodell Direktvermarktung

Diese Anordnung gilt für Produzenten, welche die gesamte produzierte elektrische Energie der EEA direkt in das öffentliche Netz einspeisen. Für die EEA ist ein separater Zähler zu installieren.

5.7.9. Abgabe von Energie an EEA in Direktvermarktung

Die VNB liefert die benötigte Energie für die EEA zum Einheitspreis für Eigenbedarf (Energiepreis exkl. HKN). Eine rein bilanzmäßige Abrechnung über einen Zähler (ohne Rücklaufhemmung), der sowohl die Ausspeise- als auch die Einspeisemenge misst, ist ausgeschlossen. Es erfolgt keine Saldierung der eingespeisten und bezogenen Energiemenge.

5.7.10. Ablesung der Messeinrichtung

Die Auslesung der gemessenen Lastgänge erfolgt täglich. Die Messdaten werden monatlich gemeldet. Die Abrechnung erfolgt in der Regel quartalsweise.

5.8. Netzersatzanlagen NEA / Notstromgruppen NSG

5.8.1. Grundsatz

Notstromanlagen, die vor allem für den Notbetrieb «Inselnetz» vorgesehen sind, werden pro Jahr für maximal 50 Stunden einem Belastungstest unterzogen. Wenn dieser Test im Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz für länger als 100 ms ausgeführt wird, unterliegt diese Anlage auch der SN EN 50549-1-2 (siehe Hierarchie alle Punkte). Der Notbetrieb als Inselnetz ist immer möglich und hat Vorrang.

5.8.2. Betriebsart «nur Testbetrieb»

Die regelmässigen Tests der Notstromgruppe sind in einem Fahrplan bis spätestens Ende November eines jeden Kalenderjahres für das folgende Jahr schriftlich per E-Mail an die VNB mitzuteilen. Aus mehreren Generatoren darf nur ein einzelner (nicht zeitgleich) zu Testzwecken im Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz betrieben werden. Die maximale Einspeiseleistung wird von der VNB festgelegt.

Um der Notstromanlage die Zuschaltbereitschaft zum Verteilnetz zu entziehen, ist eine Öffner-Schleife des zentralen Netz- und Anlageschutzes über einen Schlüsselschalter inklusive RSE-Kontakt zu installieren und an das Leitsystem der VNB anzubinden. Dieser Schalter schliesst eine Netzparallelschaltung der Anlage aus. Die genaue Einbindung in die Steuerung ist zwischen den Anlagebetreibenden und der VNB abzusprechen. Weitere Themen sind Schutzeinstellungen, Betriebsmodus cos-phi, usw.

5.8.3. Flexibilität

Entscheiden sich die Notstromgruppen-Betreibenden nicht am Markt (Regelpooling / Flexibilität) teilzunehmen, so kann die VNB die Auflagen reduzieren. Bereits in der Planungsphase ist mit der VNB abzusprechen, ob eine Flexibilität einzuplanen ist (keine Reduzierung der Auflagen gemäss SN EN 50549-1-2 möglich).

5.8.4. Bestehende Anlagen

Bestehende Anlagen im Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz sind oftmals ohne Kompatibilität mit der SN EN 50549-1-2 erstellt worden und können deshalb nicht am Markt teilnehmen (Regelpooling/Flexibilität nicht möglich). Um am Markt dennoch teilzunehmen, ist eine Nachrüstung erforderlich. Weiter besteht auch eine Nachrüstpflcht bei einer wesentlichen Änderung der Generatoren-Steuerung. Die Nachrüstung und Einbindung an das Leitsystem der VNB ist auch hier bereits in der Planungsphase mit der VNB abzusprechen.

6. Anschlussbedingungen Batteriespeicher

Der Errichter des BSP ist für die Einhaltung der Sicherheitsanforderungen bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb des BSP verantwortlich. Betrachtet werden komplette BSP eines Herstellers. Werden einzelne Komponenten durch den Errichter zu einem BSP zusammengestellt, wird er dadurch zum Hersteller des BSP und muss zusätzlich die dafür relevanten Produktnormen berücksichtigen. Das ausführende Unternehmen hat den Anlagebetreiber zu instruieren, dass er für die Betriebsführung verantwortlich ist. Der BSP ist gemäss den aktuellen technischen Normen und der Gesetzgebung hinsichtlich Betriebes, Montage und Wartung zu dokumentieren.

Grundsätzlich gelten die Anschlussbedingungen für EEA sinngemäss auch für BSP. BSP müssen ebenfalls dreiphasig angeschlossen werden. Und auch beim Einsatz eines BSP sind die Verbraucher in der Hausinstallation weiterhin zwingend symmetrisch auf die drei Phasen zu verteilen. Die Unsymmetrie von maximal 3.7 kVA ist in jedem Fall einzuhalten. Eine galvanische Kopplung mehrerer Hausanschlüsse muss grundsätzlich ausgeschlossen werden. Ausnahmen sind vorgängig mit der VNB abzusprechen. Die verwendeten BSP müssen im Netzparallelbetrieb die Schutzanforderungen der geltenden Normen einhalten (siehe 2.2 Technische Vorschriften und Regeln).

Der BSP ist zwingend im Betriebsmodus „Peak-Shaving“ zu betreiben. Der BSP bezieht zu keinem Zeitpunkt Elektrizität aus dem Stromversorgungsnetz (saldiert über alle drei Phasen). Der BSP gibt zu keinem Zeitpunkt Strom in das Stromversorgungsnetz ab

(saldiert über alle drei Phasen). Beides bestätigt das ausführende Unternehmen und der Produzent schriftlich. Andere Betriebsmodi sind mit der VNB abzustimmen.

Die Messeinrichtung des Batteriespeichers ist nach der Messeinrichtung der VNB anzuordnen.

Erreicht das „Einspeisemanagement fern“ die Schwelle 0%, darf der BSP keine Elektrizität mehr an die Hausinstallation abgeben. Das Aufnehmen von Elektrizität der PVA ist zulässig (siehe Hierarchie gemäss SN EN 50549-1-2)

6.1. Batteriespeicher ohne Notstromversorgung

Bei BSP ohne Notstromversorgung wird unterschieden zwischen AC-gekoppelten und DC-gekoppelten Systemen.

Bei AC-gekoppelten BSP wird der BSP über zwei Schütze R3 und R4 (siehe Schemas im Anhang) jeweils parallel zu den Schützen R1 und R2 der EEA in das Einspeisemanagement lokal eingebunden. Erfolgt ein Eingriff in das Einspeisemanagement lokal so wird sowohl die EEA via die Schützen R1 und R2, als auch der BSP via die Schützen R3 und R4 vom Netz abgekoppelt.

Bei DC-gekoppelten BSP ist der BSP direkt auf der DC-Seite der EEA angeschlossen. Die EEA selbst ist via die Schützen R1 und R2 in das Einspeisemanagement lokal eingebunden. Erfolgt ein Eingriff in das Einspeisemanagement lokal so wird sowohl die EEA als auch der BSP via die Schützen R1 und R2 vom Netz abgekoppelt.

6.2. Batteriespeicher mit Notstromversorgung

Bei BSP mit Notstromversorgung bildet die EEA, der BSP und der Abgang für die notstromberechtigten Verbraucher meist eine kompakte Einheit. Einen Einbau der notwendigen Schütze in die Strompfade der EEA und des BSP sind meist nicht möglich. Folglich müssen die Schütze K1 und K2 vor der Kompakteinheit bestehend aus EEA, der BSP und der Abgang für die notstromberechtigten Verbraucher eingebaut werden. Erfolgt ein Eingriff in das Einspeisemanagement lokal so wird sowohl die EEA der BSP als auch die notstromberechtigten Verbraucher via die Schützen R1 und R2 vom Netz abgekoppelt und gehen in den Notstrombetrieb. Die Allgemeinverbraucher ohne Notstromversorgung bleiben mit dem Stromversorgungsnetz gekoppelt.

Dass die EEA und der BSP im Notstrombetrieb eine für die notstromberechtigten Verbraucher genügende Stromversorgung aufrechterhalten, ist Sache des Produzenten.

Es liegt in der Verantwortung des Produzenten, dass bei Aufhebung des Eingriffs in das Einspeisemanagement lokal, die Rückumschaltung von Notstromversorgung zu Netzverbund stattfindet. Zu beachten ist, dass bei einigen am Markt erhältlichen Produkten, diese Rückumschaltung von Hand über Null (AUS) erfolgen muss. Es ist Aufgabe des ausführenden Unternehmens den Produzenten entsprechend zu instruieren.

Zu beachten ist zudem, dass sich beim Umschalten in den Inselbetrieb die Netzform ändert. Das inselnetzbildende System muss während des Inselbetriebes eine Verbindung des Neutralleiters (Sternpunktbildner) mit dem Schutzleiter (Haupterdungsschiene) erzeugen. Dabei ist sicherzustellen, dass der Schutzleiter in der elektrischen Anlage nicht geschaltet werden darf und dass die allpolige Trennung zum Netz erhalten bleibt. Die Schutzmassnahmen zur automatischen Abschaltung der Stromversorgung muss unabhängig vom PEN-Leiter des öffentlichen Netzes, welcher nicht zu Schutzzwecken verwendet werden darf, funktionsfähig sein. Beim Versagen des Sternpunktbildners muss sich das inselnetzfähige System abschalten. Wenn ein vorgelagerter Netzschalter verwendet wird, muss dieser normgerecht und in einem schutzisolierten Gehäuse ausgeführt werden.

Der Sternpunktbildner muss auf den Kurzschlussstrom des inselnetzfähigen Systems ausgelegt sein. Zudem darf der Sternpunktbildner im Netzparallelbetrieb zu keinem Zeitpunkt aktiv sein. Die Umschaltung von Netzparallel- zu Inselbetrieb und die damit verbundene Sternpunktnachbildung muss in weniger als 100 ms erfolgen. Die Sternpunktnachbildung für TN-Systeme hat innerhalb des inselnetzfähigen BSP zu erfolgen und darf nicht ausserhalb erfolgen.

Der Schutz von Personen und Sachen muss sowohl im Netzparallelbetrieb als auch im Inselbetrieb durch geeignete Massnahmen gewährleistet werden und die Schutzeinrichtung

ist zu prüfen. Erlaubt der Inselnetzfähige BSP nicht explizit den Parallelbetrieb einer EEA im Inselnetz, so ist davon auszugehen, dass der BSP nicht für den Parallelbetrieb mit einer EEA im Inselnetz geeignet ist.

Das Vorhandensein eines Inselnetzfähigen BSP und die damit verbundene Gefahr, dass trotz abgeschaltetem Stromversorgungsnetz eine Spannung anliegen könnte, ist auf dem HAK und am zentralen Zählerplatz zu kennzeichnen.

In der Norm VDE-AR-E 2510-2 gibt es im Anhang A eine hilfreiche Checkliste für BSP im Inselbetrieb.

6.1. Anmeldung eines Batteriespeichers

Gemäss den gesetzlichen Grundlagen haben Produzenten einen geplante BSP der lokalen VNB zu melden. Das technische Anschlussgesuch (TAG) muss per Elektroform (Link: <https://webapp.elektroform.ch/vnb/aen/>) erfolgen. Es gelten dieselben Bedingungen und Fristen wie beim Anschlussgesuch für EEA gemäss Kapitel 3.1 Technisches Anschlussgesuch.

Aus dem TAG und dem bei der Installationsanzeige beigelegten Prinzipschema muss klar ersichtlich sein, ob der Batteriespeicher mit oder ohne Notstromfunktion installiert wird.

Wird der Batteriespeicher nicht 12 Monate nach dem Erhalt des bewilligten TAG installiert, so erlischt deren Gültigkeit.

7. Inbetriebnahme

Die EEA darf erst nach Freigabe der VNB in den definitiven Parallelbetrieb mit dem Verteilnetz genommen werden. Die definitive Zusage durch die VNB erfolgt in der Regel mit dem Erhalt des Protokolls der Einstellwerte der EEA.

7.1. Werkabnahme durch die VNB

Die EEA darf erst in Betrieb genommen werden, wenn die VNB die Funktionstüchtigkeit der sicherheitsrelevanten Funktionen und Parameter überprüft hat:

- Kontrolle der eingestellten Betriebsart nach den Vorgaben der VNB
- Funktionskontrolle Schlüsselschalter
- Funktionskontrolle NA-Schutz inklusive Einstellwerte und Ausschaltzeiten
- Funktionskontrolle ferngesteuertes Einspeisemanagement
- Erweiterte Prüfungen gemäss Vorgaben der VNB
- Nur von der VNB freigegebene Anlagen werden mit dem Netz verbunden
- eine notwendige Netzverstärkung bzw. ein neuer Netzanschluss fertig gestellt wurden

Eine Inbetriebnahme mit reduzierter Leistung bis zur Fertigstellung der Netzverstärkung kann nach Absprache mit der VNB gewährt werden. Eine Nachkontrolle der Einstellwerte ist auszuführen. Das entsprechende Protokoll ist der VNB zuzustellen.

Spezielle Anforderungen der zu prüfenden Funktionen wie z.B. das Einspeisemanagement für Wirk- und Blindleistung machen es erforderlich, dass die EEA zumindest unter Teillastbetrieb läuft. Der Produzent bzw. dessen Beauftragter vereinbart mit der VNB einen Termin für die Durchführung der Prüfungen und Kontrollen.

7.2. Abnahmekontrolle und Sicherheitsnachweis (SiNa)

Nach der Werkabnahme ist gemäss NIV die Abnahmekontrolle und der SiNa zu erstellen.

7.3. Protokoll der Einstellwerte

Die Protokolle der eingestellten Werte sind innert 30 Tagen nach Parallelschaltung mit dem Stromversorgungsnetz der VNB zuzustellen. Bei nicht Erhalten des Protokolls kann die VNB die EEA, bis zum Erhalt des Protokolls, vom Netz trennen.

Bei den Anlageklassen 7F, 5A, 5B und 3A sind mindestens zwei vollständige Dokumentationen (inkl. Elektroschema) zu erstellen. Eine Dokumentation ist auf

der Anlage zu hinterlegen. Die zweite Dokumentation ist der VNB abzugeben. Auf der Anlage sind zusätzlich einpolige Wirkschaltschemas, an den von der VNB definierten Interventionsstellen, anzubringen.

7.4. Kontrollmessungen bei Inbetriebnahme

Die VNB geht davon aus, dass sich die EEA am Anschlusspunkt konform verhält.

Wenn bei der Inbetriebnahme eine Kontrollmessung nötig wird, werden die Kosten für diese Messung von der VNB vorfinanziert. Bei Überschreitung der zulässigen Netzurückwirkungen, verursacht durch die EEA, werden die Kosten für die Messung dem Anlagebetreiber in Rechnung gestellt. Der Anlagebetreiber trifft geeignete Massnahmen zur Behebung der unzulässigen Netzurückwirkungen. Die VNB ist berechtigt, die EEA sofort vom Netz zu trennen.

7.5. Beglaubigung

Alle EEA, welche durch ein Förderprogramm unterstützt werden oder im Herkunftsnachweise-System erfasst sind, müssen beglaubigte Anlagedaten vorweisen.

EEA > 30 kVA dürfen nicht durch die VNB beglaubigt werden. Eine Liste der anerkannten, unabhängigen Auditoren ist auf der Webseite der Pronovo erhältlich. Die Beauftragung eines Auditors ist Sache des Produzenten, die Kosten für die Beglaubigung sind durch ihn zu tragen.

EEA bis 30 kVA können durch die VNB beglaubigt werden. Damit die VNB (oder der Auditor) beglaubigen kann, müssen folgende Dokumente vorliegen:

- Anlagedokumentation inkl. Inbetriebsetzungsprotokoll des Anlagelieferanten
- Sicherheitsnachweise (AC SiNa und DC SiNa)
- Bei dachintegrierten PVA mindestens drei Fotos der EEA, auf welchen das vorbereitete Dach, alle Panels der EEA und die Randabschlüsse ersichtlich sind

Sind die oben genannten Dokumente unvollständig oder nicht vorhanden, führt dies zu einer Verzögerung bei der Erstellung der beglaubigten Anlagedaten. Daraus kann eine Verzögerung bei der Vergütung der generierten Herkunftsnachweise resultieren.

8. Betrieb

8.1. Wartungskonzept Schutz- / Leitsystem

Der Betreiber der EEA ist verpflichtet, die EEA auf seine Kosten entsprechend den Herstellerangaben und unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben in Betrieb zu nehmen und zu warten. Die Funktion des NA-Schutzes ist periodisch zu prüfen. Es wird empfohlen, sämtliche Schutzeinrichtungen in regelmässigen Intervallen (max. alle 5 Jahre) prüfen zu lassen.

Die VNB behält sich das Recht vor, das Einspeisemanagement und die Kommunikationsverbindungen wie auch die korrekte Funktion und Parametrierung des Wirk- und Blindleistungsmanagements ohne Voranmeldung periodisch zu kontrollieren. Sind Vorortkontrollen notwendig, wird sich die VNB rechtzeitig um eine Terminvereinbarung mit dem Produzenten bemühen. Die VNB trägt die Kosten für diese Kontrolle, werden bei der Kontrolle Mängel festgestellt, so trägt der Produzent sowohl die Kosten für deren Behebung als auch die Kosten der Kontrolle sowie die Kosten von allfällig notwendigen Nachkontrollen.

8.2. Stichproben-Messungen und Kontrollen während des Betriebs

Die VNB ist jederzeit berechtigt, an der EEA Kontrollmessungen durchzuführen. Diese können unter anderem folgende Bereiche umfassen:

- Kontrolle der Schutzfunktionen (NA-Schutz und Eigenschutz)
- Kontrollmessungen bezüglich Netzurückwirkungen
- Kontrollmessungen bezüglich Wirk- und Blindleistungsmanagement
- Kontrolle Wiederzuschaltverhalten nach Ansprechen des NA-Schutzes

Die Kosten für die Stichproben-Messungen und Kontrollen während des Betriebs werden, gleich wie die Kontrollmessungen bei der Inbetriebnahme, von der VNB vorfinanziert. Ergeben die Messungen und Kontrollen keinen Befund gemäss Kapitel „8.3 Stilllegung der EEA durch die VNB“, so trägt die VNB die Kosten. Ergibt die Messung bzw. die Kontrolle Resultate, welche zur Stilllegung der EEA gemäss Kapitel „8.3 Stilllegung der EEA durch die VNB“ führen, so hat der Produzent die Kosten für die Messung bzw. Kontrolle zu tragen.

8.3. Stilllegung der EEA durch die VNB

Die VNB behält sich das Recht vor, den Parallelbetrieb der EEA aufzuheben (vom Stromversorgungsnetz zu trennen), wenn:

- a) Kontrollarbeiten an der EEA durchgeführt werden müssen.
- b) die Schutzeinrichtungen der EEA versagen.
- c) die periodischen Schutzprüfungen nicht ordnungsgemäss durchgeführt werden.
- d) die Grenzwerte der Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen „DACHCZ“ nicht eingehalten werden.
- e) im Netz Unterhalts- oder Erweiterungsarbeiten ausgeführt werden müssen.
- f) im Netz Störungen auftreten.
- g) Anschlussbedingungen nicht oder nicht mehr eingehalten werden.

Eine Vergütung der Ertragsausfälle, durch die Stilllegung der EEA aufgrund der oben genannten Punkte a) – g) durch die VNB ist ausgeschlossen.

8.3.1. Unzulässige Netzurückwirkungen

Zeigen Kontrollmessungen durch die VNB bei Betrieb der EEA, dass Netzurückwirkungen auftreten, welche die Grenzwerte verletzen, so ist der Betreiber der EEA verpflichtet, unverzüglich Massnahmen zu deren Behebung zu veranlassen. Die VNB teilt dem Produzenten mit, in welchem Zeitraum die Mängel zu beheben sind. Die Kosten für notwendige Anpassungen an der EEA gehen zu Lasten des Produzenten. Über einen Weiterbetrieb der EEA am Netz bis zur Mängelbehebung oder über eine Ausserbetriebnahme bis zur Mängelbehebung entscheidet das VNB.

Werden infolge der durch die EEA verursachten Netzstörungen Drittkunden in unzumutbarer Weise gestört, so kann die VNB den Parallelbetrieb der EEA mit dem Netz unverzüglich verbieten und eine unmittelbare Ausserbetriebnahme fordern. Ist die Ausserbetriebnahme nicht möglich oder wird diese verweigert, so ist die VNB berechtigt den gesamten Netzanschluss, an welchem die EEA betrieben wird, ausser Betrieb zu setzen. Eine Wiederinbetriebnahme ist erst nach Behebung aller Mängel möglich.

8.3.2. Kaskade gegen Störung der Netz-, Versorgungs- und Systemsicherheit

Treten im Netz der VNB oder in den vorgelagerten Netzen Störungen auf wie zum Beispiel:

- instabile Netzzustände
- Über- oder Unterschreitung von Spannungsgrenzen (Betriebsvorschrift VNB)
- Über- oder Unterschreitung von Frequenzgrenzen
- Überlastungen von Netzelementen (Leitungen und Transformatoren)

so ist die VNB jederzeit berechtigt, ohne Vorankündigung EEA in ihrer Einspeiseleistung (Wirk- und Blindleistung) zu drosseln oder hochzufahren. Im Extremfall können EEA sofort vom Netz getrennt werden. Dies betrifft EEA, welche über das Einspeisemanagement ferngesteuert wie auch vor Ort blockiert werden können. Eine Vergütung der Ertragsausfälle, hervorgerufen aufgrund von Störfällen im Netz durch die VNB ist ausgeschlossen.

Dieser koordinierte Ansatz wird als Kaskade bezeichnet und ist gesetzlich vorgesehen. Die Kaskadierung legt die Zusammenarbeit und klare Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber in solchen Gefahren- oder Störfällen fest. Es definiert Rollen, wer die Kaskade aktivieren kann, wie jeder reagieren muss und wann der Prozess abgeschlossen ist. Eine vorherige Abstimmung über Zuständigkeiten und Kommunikationswege ist entscheidend für einen sicheren Systembetrieb in kritischen Netzsituationen.

8.3.3. Geplante Arbeiten

Müssen durch die VNB geplante Arbeiten am Netz vorgenommen werden, bei welchen aus einem oder mehreren Gründen eine Sperrung der EEA notwendig ist, so wird der Betreiber der EEA in der Regel nicht über die kurzzeitige (2 Arbeitstage, z.B. Mittwoch, Donnerstag oder Freitag, Samstag, Sonntag, Montag) Sperrung informiert. Wenn eine länger dauernde Arbeit am Netz stattfindet, wird der Betreiber der EEA schriftlich orientiert. Eine Vergütung der Ertragsausfälle, hervorgerufen durch geplante Arbeiten am Netz durch die VNB ist ausgeschlossen.

8.4. Anpassungen der EEA aufgrund gesetzlicher Anforderungen

Werden während der Betriebsdauer der EEA vom Gesetzgeber oder den Normen strengere oder zusätzliche Anforderungen an die EEA gestellt, welche auch bestehende EEA betreffen, so muss der Produzent seine EEA auf seine Kosten entsprechend umrüsten lassen. Die mit der Anpassung zusammenhängenden Kosten gehen zu Lasten des Produzenten.

8.5. Anpassungen Schutz / Leittechnik vor Ort durch VNB

Um Anpassungen an den Kommunikationseinrichtungen wie zum Beispiel: Schnittstellenanpassungen (z.B. RSE) oder Parameteranpassungen am NA-Schutz durchzuführen, ist der VNB Zugang zu den EEA zu gewähren. Diese Arbeiten werden in der Regel dem Betreiber der EEA rechtzeitig schriftlich mitgeteilt.

8.6. Zugang zu EEA

Zusätzlich zu der im Kapitel „5.7.3 Zugänglichkeit / Anordnung der Messstelle“ beschriebenen Zugänglichkeit der Messstelle, müssen alle EEA und deren Anlageteile

(Ausnahme: Photovoltaikpanels) für die VNB nach Terminabsprache mit dem Produzenten zu Bürozeiten zugänglich sein.

Ältere EEA, welche noch nicht über ein lokales Einspeisemanagement (Schlüsselschalter) verfügen, müssen im Störfall für die VNB jederzeit zugänglich sein.

EEA der Anlageklassen 7F, 5A und 5B und die zugehörige Mittelspannungsanlage müssen für die VNB jederzeit zugänglich sein. Der Schlüssel des Produzenten muss in einem Schlüsselrohr gemäss Vorgaben der VNB hinterlegt sein.

8.7. Betriebsführung und Sicherheitskonzept der EEA

Die Betriebsführung und das Sicherheitskonzept für die EEA werden vom Produzenten bzw. dessen Beauftragten wahrgenommen. Nach Vereinbarung können Teile der Betriebsführung und des Sicherheitskonzepts von der VNB oder von Dritten übernommen werden.

Die Weisungen der VNB für die Betriebsführung der Anlageklassen 7F, 5A und 5B und die zugehörige Niederspannungsanlage, Mittelspannungs- oder Hochspannungsanlage ist übergeordnet Folge zu leisten.

8.8. Datenaustausch

Die VNB darf die von der EEA erhobenen oder zugänglich gemachten Daten zum Zweck der Datenverarbeitung unter Beachtung der datenschutzrechtlichen Bestimmungen verarbeiten und nutzen, soweit dies zur Erfüllung seiner Aufgaben notwendig ist.

Die VNB ist berechtigt, für die Erfassung, Bilanzierung und Abrechnung der Stromlieferung Verbrauchs-, Abrechnungs- und Vertragsdaten an Dritte in dem Umfang weiterzugeben, wie dies zur ordnungsgemässen technischen und kommerziellen Abwicklung der Netznutzung erforderlich ist.

Die VNB ist berechtigt, gemessene Momentanwerte (Strom, Spannung usw.) für die Netzführung und Netzplanung zu verwenden.

Der Produzent stellt der VNB die für statistische Umfragen (BfE, BfS, Pronovo usw.) benötigten betrieblichen Informationen der EEA unentgeltlich zur Verfügung.

8.9. Ansprechpersonen für die EEA

Um eine einfache Kommunikation zwischen VNB und Produzenten sicher zu stellen, gibt der Betreiber der EEA der VNB eine entsprechende Kontaktperson bekannt. Die Erreichbarkeit der Ansprechperson oder Stellvertretung muss gewährleistet sein.

9. Erweiterungen / Nachrüstungen und Änderungen an der EEA

Änderungen an der EEA sind der VNB in jedem Fall mit einem neuen TAG mitzuteilen. Die einzustellenden Parameter sind mit der VNB abzustimmen. Erweiterungen, Nachrüstungen oder Änderung der EEA sind zum Beispiel:

- Ersatz eines defekten Wechselrichters
- Ersatz einer defekten Schutzeinrichtung
- Anlagenerweiterungen

Die Vorgehensweise bei einer Erweiterung oder Nachrüstung ist die Gleiche wie bei einer Neuanlage. Wird die Einspeiseleistung der EEA erhöht, (Ausbau der EEA) so wird der Einspeisepunkt neu geprüft und kann aufgrund der erhöhten Einspeiseleistung angepasst werden.

10. Anschluss von grossen EEA Leistungen (7F, 5A, 5B)

Der VNB erlässt Vorgaben und erarbeitet Vorschläge, damit ein Standard für derartige Projekte gesetzt werden kann. Auch die Anlageplaner können auf diesen Standard zurückgreifen, was sich positiv auf die Kosten auswirkt.

Der zentrale NA-Schutz im NS- und MS-Schutzkonzept ist zentraler Bestandteil für die Netzanbindung der dezentralen EEA an das Verteilnetz. Er ist ein unverzichtbares Element für die Netzsystemstabilität.

Ab der Anlageklasse 7F ist der Mess- und Steuerschrank inklusive NS-Schutzkonzept der VNB in angepasster Weise in den aufgeführten Punkten von Vorteil (siehe 9.1). Der zentrale NA-Schutz ab der Anlageklasse 7F muss die Anforderungen der statischen sowie der dynamischen Netzüberwachung erfüllen und ein Not-Aus Konzept (roter, abschliessbarer Pilztaster) vorsehen.

Die wichtigsten Punkte für den Anschluss einer EEA an das Mittelspannungsnetz der VNB können der Checkliste in den Anhängen entnommen werden.

10.1. Mess- und Steuerschrank inklusive Mittelspannungsanlage

Die Konfiguration/Funktion der Mittelspannungsschaltanlage und des Mess- und Steuerschranks wird durch die VNB vorgegeben:

- Zentraler NA-Schutz (MS-Schutzkonzept der VNB)
- Anbindung an Leittechnik der VNB
- Die wichtigsten Komponenten sind vorverdrahtet
- Inbetriebnahme vereinfacht sich
- Positive Auswirkung auf die Erstellungskosten

10.2. Netzanbindung an der Mittelspannung

Die Netzanbindung kann grundsätzlich auf drei Arten erfolgen. Die kommerziellen und eigentumsrechtlichen Grundlagen werden in einem separaten Vertrag zwischen Produzent und der VNB geregelt.

10.2.1. Variante 1 „neue Trafostation im Stich“:

Die Anbindung erfolgt über eine neue Stichleitung in eine neue EEA-Transformatorstation aus einer vorgelagerten Transformatorstation oder einem Unterwerk der VNB. Die VNB plant und baut die Anpassungen an der vorgelagerten Trafostation oder Unterwerk. Der Produzent bzw. dessen Beauftragter plant und baut das Kabeltrasse ab vorgelagerter Trafostation oder Unterwerk, das Mittelspannungskabel ab MS-Feld der vorgelagerten Trafostation oder Unterwerk, die Mittelspannungsanlage sowie die Transformierung der

neuen EEA-Transformatorstation nach Absprache mit der VNB. In der EEA-Trafostation ist eine Mittelspannungsschaltanlage und ein Mess- und Steuerschrank notwendig, welche die technischen Anforderungen der VNB erfüllt.

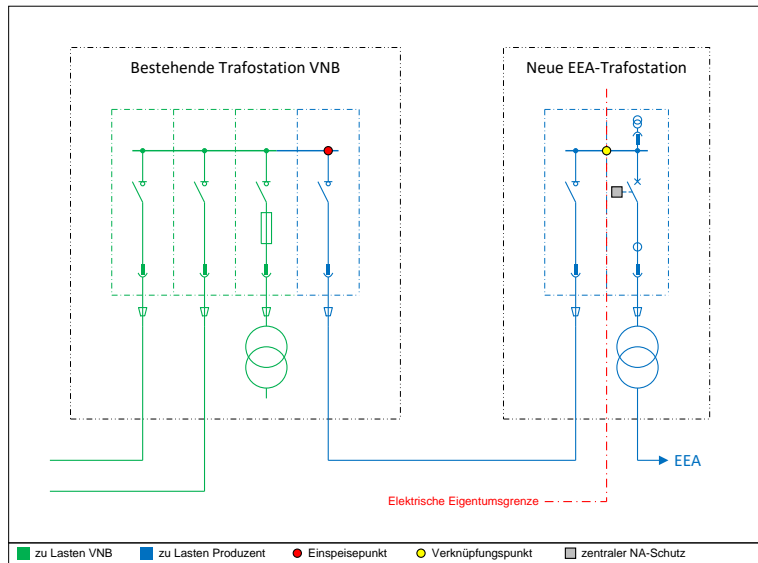


Abbildung 8: Variante 1 "neue Trafostation im Stich"

10.2.2. Variante 2 „neue Trafostation eingeschlauff“:

Die Anbindung erfolgt über die Einschlauffung einer bestehenden Mittelspannungsleitung der VNB in eine neue EEA-Transformatorstation. Die Einschlauffung wird geplant und gebaut durch die VNB. Der Produzent bzw. dessen Beauftragter plant und baut die Mittelspannungsanlage sowie die Transformierung der neuen EEA-Transformatorstation nach Absprache mit der VNB. In der EEA-Trafostation ist eine Mittelspannungsschaltanlage und ein Mess- und Steuerschrank notwendig, welche beide die technischen Anforderungen der VNB erfüllen müssen.

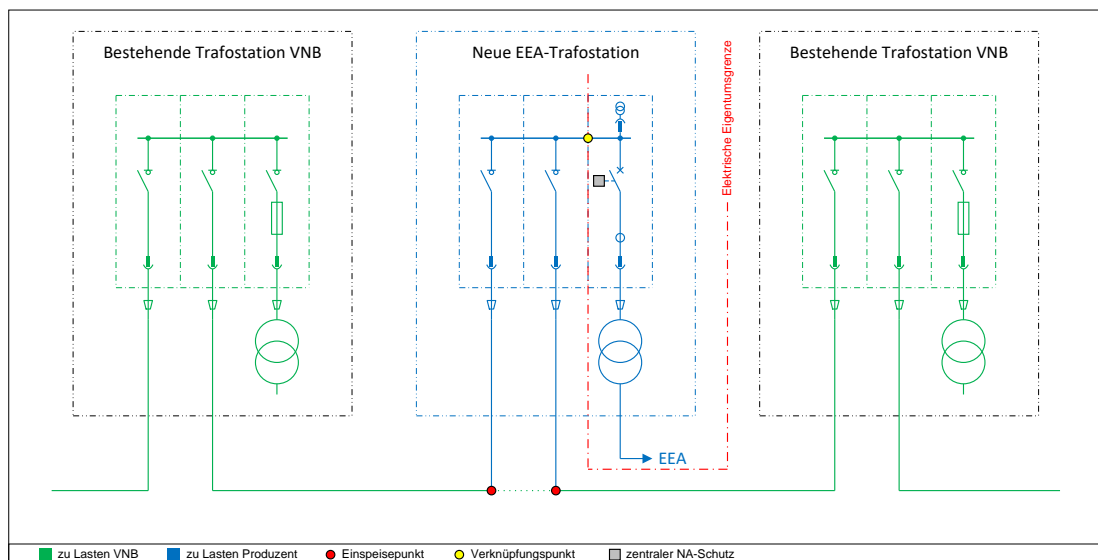


Abbildung 9: Variante 2 "neue Trafostation eingeschlauff"

10.2.3. Variante 3 „bestehende Mittelspannungsanlage“

Der Produzent bzw. dessen Beauftragter plant und baut eine neue Mittelspannungsanlage oder ändert / baut die bestehende Mittelspannungsanlage sowie die Transformierung nach Absprache mit der VNB um. In der EEA-Trafostation ist eine Mittelspannungsschaltanlage und ein Mess- und Steuerschrank notwendig, welche beide die technischen Anforderungen der VNB erfüllen müssen.

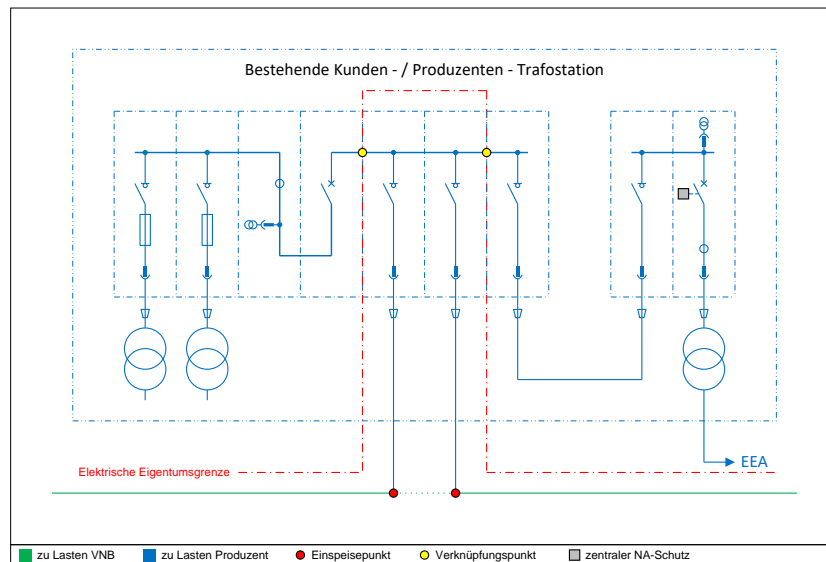


Abbildung 10: Variante 3 "bestehende Mittelspannungsanlage"

11. Haftung

Der Eigentümer der EEA haftet für sämtliche durch seine EEA verursachten Personen- und Sachschäden im Sinne des Elektrizitätsgesetzes. Er haftet ferner für die Aufwendungen der VNB für die Störungssuche sowie für Schäden im Netz, welche durch die EEA verursacht wurden.

12. Schlussbestimmungen

Diese Anschlussbedingungen TAB EEA (V4.0) treten auf den 1. Januar 2024 in Kraft und ersetzen die Anschlussbedingungen TAB EEA (V3.0) vom 1. Januar 2020 welche damit ausser Kraft gesetzt werden. Die VNB ist berechtigt, diese Richtlinie jederzeit und ohne Vorankündigung den aktuellen Erkenntnissen anzupassen.

Von der Geschäftsleitung der a.en am 21. Dezember 2023 genehmigt.

Olten, 21. Dezember 2023

13. Anhänge

13.1. Begriffe und Abkürzungen

U	[Volt, V]	Spannung
U _n	[Volt, V]	Nennspannung
U _c	[Volt, V]	vereinbarte anlagespezifische Spannung
f	[Hertz, Hz]	Frequenz
U<		Spannungsrückgangsschutz (Stufe 1)
U<<		Spannungsrückgangsschutz (Stufe 2)
U>		Spannungssteigerungsschutz (Stufe 1)
U>>		Spannungssteigerungsschutz (Stufe 2)
f<		Frequenzrückgangsschutz
f>		Frequenzsteigerungsschutz
Ins.		Inselnetzerkennung
k		K-Faktor (Blindstromstatik)
EEA		Energieerzeugungsanlage
EB		Eigenbedarf der EEA
BSP		Batteriespeicher
EBD		Anschlussmodell Eigenbedarfsdeckung
DVM		Anschlussmodell Direktvermarktung
RSE		Rundsteuerempfänger
NOT		Notstrom-Funktion

13.2. Messstellenkategorien

Tabelle Messstellenkategorien Seite 33

13.3. Beiblätter Anlageklassifizierung

Anlageklasse 7A Seiten 34, 35, 36, 37

Anlageklasse 7B Seiten 38, 39, 40, 41

Anlageklasse 7C Seiten 42, 43, 44, 45

Anlageklasse 7D Seiten 46, 47, 48, 49

Anlageklasse 7E Seiten 50, 51, 52, 53

Anlageklasse 7F Seiten 54, 55, 56, 57

Anlageklasse 5A Seiten 58, 59, 60, 61

Anlageklasse 5B Seiten 62, 63, 64, 65

13.4. Schemas

zu WV A 10.1_20.1 Prinzipschema EEA < 30 kVA, EBD
(*Einspeisemanagement vollwertig*) Seite 66

zu WV A 10.1_20.2 Prinzipschema EEA < 30 kVA, EBD
(*Einspeisemanagement reduziert*) Seite 67

zu WV A 10.1_21 Prinzipschema EEA < 30 kVA, DVM Seite 68

zu WV A 10.1_22 Prinzipschema EEA > 30 kVA, DVM Seite 69

zu WV A 10.1_23 Prinzipschema EEA neu + bestehend Seite 70

zu WV A 10.1_24 Prinzipschema EEA > 30 kVA EBD Seite 71

zu WV A 10.1_26 Prinzipschema EEA mit BSP ohne NOT Seite 72

zu WV A 10.1_27 Prinzipschema EEA mit BSP mit NOT Seite 73

13.5. Checkliste

EEA Anlageklassen 7F, 5A, 5B Seite 74

Anschlussmodell	Zweck der Messung	Leistung EEA	Zählertyp	Messeinheiten	Messart	Ableseperiode	Datenbeschaffung
Eigenbedarfsdeckung	Gesamtmessung EEA + Verbrauch	alle	4-Quadrantenlastgangmessung	kWh / kVarh	Lastgangmessung 1/4 h (tariflos)	Täglich	Fernauslesung
	Untermessung Produktion / HKN	> 30 kVA	4-Quadrantenlastgangmessung	kWh / kVarh	Lastgangmessung 1/4 h (tariflos)	Täglich	Fernauslesung
		< 30 kVA	evtl. Privatähler oder integrierte Messung der EEA	kWh	keine Anforderungen	keine Ablesung durch VNB	keine Ablesung durch VNB
Direktvermarktung	Messung EEA	alle	4-Quadrantenlastgangmessung	kWh / kVarh	Lastgangmessung 1/4 h (tariflos)	Täglich	Fernauslesung

Tabelle 1: Messstellenkategorien

Anlageklasse 7A

Basisdaten		
Netzebene		NE 7
Spannung U_n		230 / 400 V
Einspeisepunkt		-
Leistung	von (>)	0.60 kVA
	bis (<=)	13.80 kVA

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen		SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Nein
	statisch	Ja
NA-Schutz		Intern / bei mehreren EEE extern empfohlen (U am POC gemessen)
Blindleistungsbereich [Standard]		cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv
Blindleistungsbereich [Erweitert]		Noch keine Anforderungen
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern		Ja

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS		Rundsteuerempfänger allgemein
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf Kuppelschalter
	ferngesteuert	Rundsteuerempfänger Einspeisemanagement
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert		Rundsteuerung
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert		4 potenzialfreie Kontakte
Fernsteuerung Wirkleistung		Ja, 16-stufig (2 ⁴)
Fernsteuerung Blindleistung		Standardkennlinie cos-phi (P)

Messung		
Zähler		Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler		Direktmessung
Ab- bzw. Auslesung Zähler		Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7A		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	7A	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:		Zeichnung Nr.:
						7A / 1

Abbildung 11: Anlageklasse 7A - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7A

lokal

Schlüssel- schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		230 V	230 V

ferngesteuert

RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		230 V

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	cos-phi			
	P	Standardkennlinie			
100 %	1	1	1	1	
95 %	0	1	1	1	
90 %	1	0	1	1	
85 %	0	0	1	1	
80 %	1	1	0	1	
75 %	0	1	0	1	
70 %	1	0	0	1	
65 %	0	0	0	1	
60 %	1	1	1	0	
55 %	0	1	1	0	
50 %	1	0	1	0	
40 %	0	0	1	0	
30 %	1	1	0	0	
20 %	0	1	0	0	
10 %	1	0	0	0	
0 %	0	0	0	0	
EEA	D1	D2	D3	D4	
RSE					
	max 24 V	max 24 V	max 24 V	max 24 V	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7A		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	7A	Blatt: 1
			Datei:		Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7A_B.vsd	
			Pfad:			
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Zeichnung Nr.:
						7A / 2

Abbildung 12: Anlageklasse 7A - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7A

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)

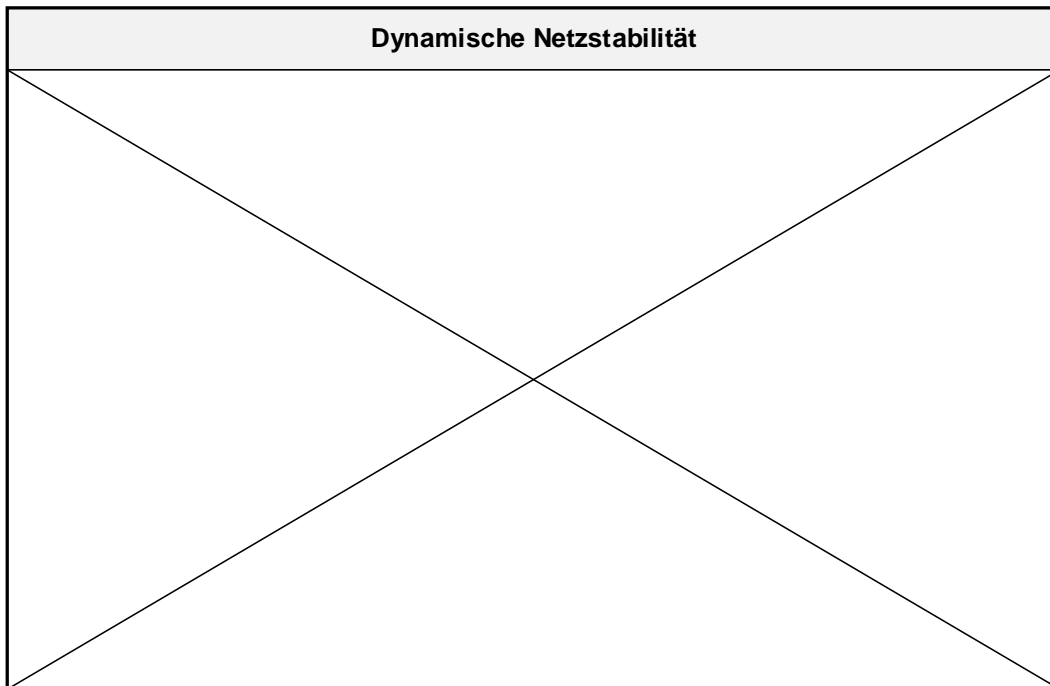
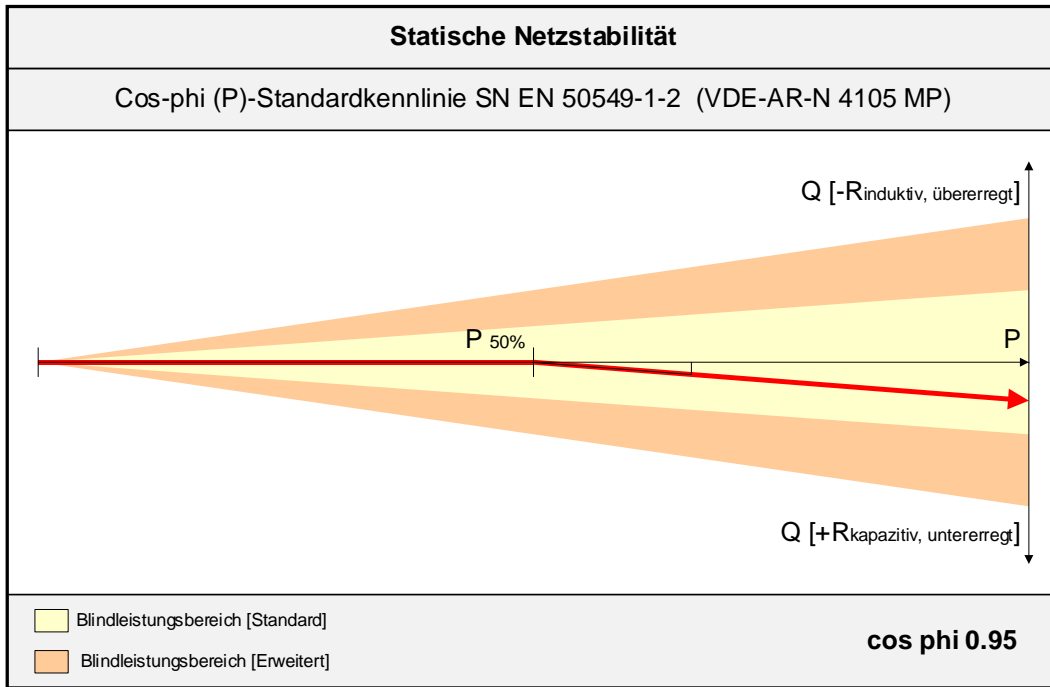
Abschaltbedingungen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$
$U \ll$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$
$U >$	$1.10 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$	$1.10 - 1.15 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$
$U \gg$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$
$f <$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$
$f >$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$
¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		$< 5\text{s}$
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (nach Absprache mit VNB)		$< 5\text{s}$
ΔP ($f > 50.2 \text{ Hz}$)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	$0.85 U_n$	$*^{2)}$	$0.85 U_n$	$*^{2)}$
$U <$	$1.10 U_n$	$*^{2)}$	$1.10 U_n$	$*^{2)}$
$f >$	47.50 Hz	$*^{2)}$	47.50 Hz	$*^{2)}$
$f <$	50.10 Hz	$*^{2)}$	50.10 Hz	$*^{2)}$
Netzunterbruch $< 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Netzunterbruch $> 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Anfahrverhalten ΔP			10%/min	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7A	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt: 7A	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7A / 3

Abbildung 13: Anlageklasse 7A - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 7A



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7A	Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt:	7A	Blatt: 1
			Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:
					7A / 4

Abbildung 14: Anlageklasse 7A - Seite 4

Anlageklasse 7B

Basisdaten		
Netzebene	NE 7	
Spannung U_n	230 / 400 V	
Einspeisepunkt	-	
Leistung	von (>)	13.80 kVA
	bis (<=)	30.00 kVA

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen	SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)	
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Nein
	statisch	Ja
NA-Schutz	Intern / bei mehreren EEE extern empfohlen (U am POC gemessen)	
Blindleistungsbereich [Standard]	cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv	
Blindleistungsbereich [Erweitert]	Noch keine Anforderungen	
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern	Ja	

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS	Rundsteuerempfänger allgemein	
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf Kuppelschalter
	ferngesteuert	Rundsteuerempfänger Einspeisemanagement
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert	Rundsteuerung	
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert	4 potenzialfreie Kontakte	
Fernsteuerung Wirkleistung	Ja, 16-stufig (2 ⁴)	
Fernsteuerung Blindleistung	Standardkennlinie cos-phi (P)	

Messung	
Zähler	Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler	Direktmessung
Ab- bzw. Auslesung Zähler	Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7B		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	7B	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:	
					7B / 1	

Abbildung 15: Anlageklasse 7B - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7B

lokal

Schlüssel- schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-

ferngesteuert

RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-

RSE Einspeisemanagement	P	cos-phi Standardkennlinie			
	100 %	1	1	1	1
	95 %	0	1	1	1
	90 %	1	0	1	1
	85 %	0	0	1	1
	80 %	1	1	0	1
	75 %	0	1	0	1
	70 %	1	0	0	1
	65 %	0	0	0	1
	60 %	1	1	1	0
	55 %	0	1	1	0
	50 %	1	0	1	0
	40 %	0	0	1	0
	30 %	1	1	0	0
	20 %	0	1	0	0
	10 %	1	0	0	0
	0 %	0	0	0	0
EEA	D1	D2	D3	D4	
RSE					

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7B	Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement	Blatt:	7B	Blatt: 1
			Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	
					Zeichnung Nr.:
					7B / 2

Abbildung 16: Anlageklasse 7B - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7B

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)

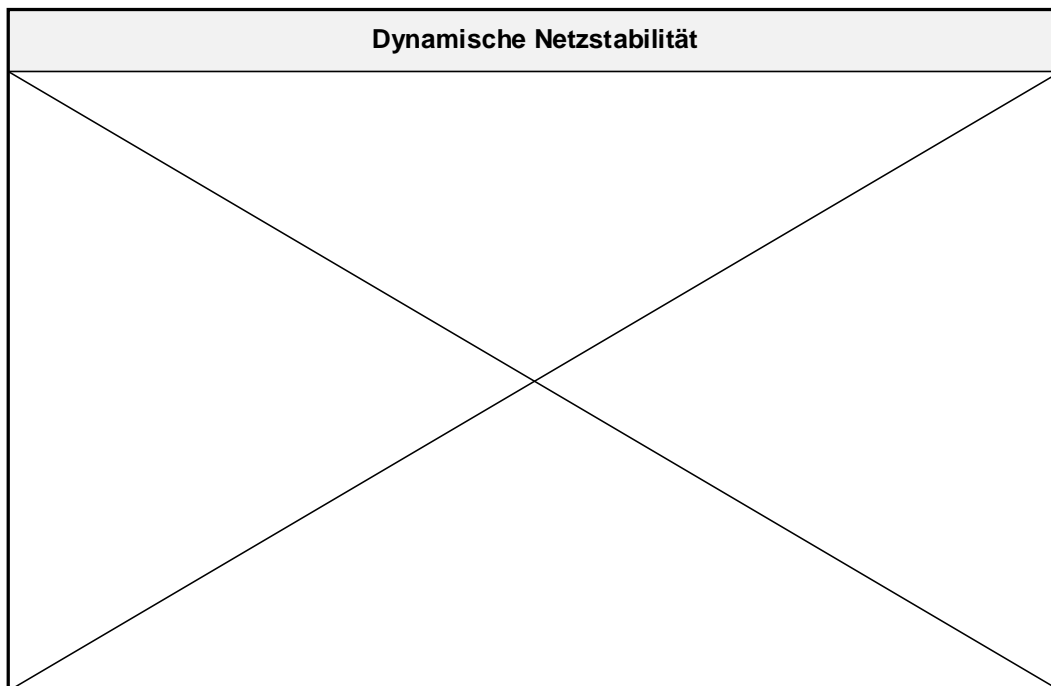
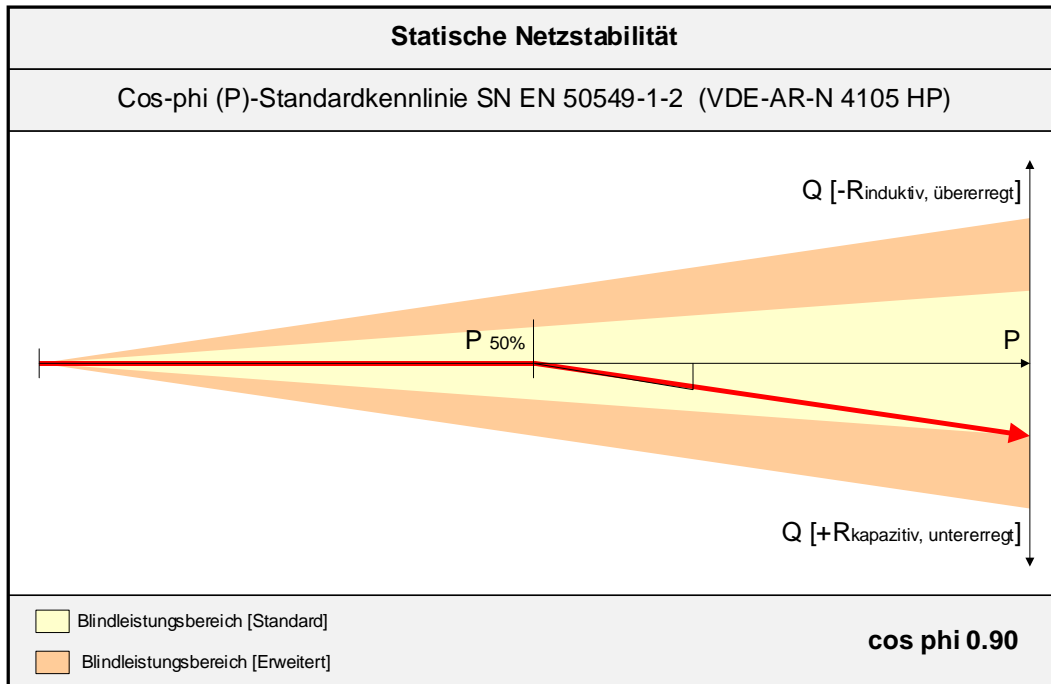
Abschaltbedingungen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$
$U \ll$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$
$U >$	$1.10 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$	$1.10 - 1.15 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$
$U \gg$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$
$f <$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$
$f >$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$
¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		$< 5\text{s}$
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (nach Absprache mit VNB)		$< 5\text{s}$
ΔP ($f > 50.2 \text{ Hz}$)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	$0.85 U_n$	$*^{2)}$	$0.85 U_n$	$*^{2)}$
$U <$	$1.10 U_n$	$*^{2)}$	$1.10 U_n$	$*^{2)}$
$f >$	47.50 Hz	$*^{2)}$	47.50 Hz	$*^{2)}$
$f <$	50.10 Hz	$*^{2)}$	50.10 Hz	$*^{2)}$
Netzunterbruch $< 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Netzunterbruch $> 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Anfahrverhalten ΔP			10%/min	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7B	Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt:	7B	Blatt: 1
			Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.:	
					7B / 3

Abbildung 17: Anlageklasse 7B - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 7B



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7B	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt: 7B	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7B / 4

Abbildung 18: Anlageklasse 7B - Seite 4


Anlageklasse 7C					
Basisdaten					
Netzebene		NE 7			
Spannung U_n		230 / 400 V			
Einspeisepunkt		-			
Leistung	von (>)	30.00 kVA			
	bis (<=)	100.00 kVA			
Grundanforderungen					
Minimalanforderungen		SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)			
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Nein			
	statisch	Ja			
NA-Schutz		Extern (U am POC gemessen)			
Blindleistungsbereich [Standard]		cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv			
Blindleistungsbereich [Erweitert]		Noch keine Anforderungen			
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern		Ja			
Anforderungen Anbindung					
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS		Rundsteuerempfänger allgemein			
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf Kuppelschalter			
	ferngesteuert	Rundsteuerempfänger Einspeisemanagement			
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert		Rundsteuerung			
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert		4 potenzialfreie Kontakte			
Fernsteuerung Wirkleistung		Ja, 16-stufige Matrix			
Fernsteuerung Blindleistung		Ja, cos-phi 0.90 kapazitiv / untererregt – cos-phi 1.00			
Messung					
Zähler		Lastgangzähler oder Smartmeter			
Anschluss Zähler		Direktmessung / > 80 A bzw. > 25 mm ² Stromwandler			
Ab- bzw. Auslesung Zähler		Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC			
Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7C		Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt: 7C	Blatt: 1
				Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7C_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	
					Zeichnung Nr.: 7C / 1

Abbildung 19: Anlageklasse 7C - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7C

lokal

Schlüssel- schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		230 V	230 V

ferngesteuert

RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		230 V

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	0.90				0.95				1.00				1.00				1.00			
	P	kapazitiv / untererregt				kapazitiv / untererregt															
	100 %	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
	70 %	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1
	35 %	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
	0 %									0	0	0	0								
EEA	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	
RSE	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	
	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	


Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7C		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	7C	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7C_Bvsd	
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Blätter: 4
						Pfad:
						7C / 2

Abbildung 20: Anlageklasse 7C - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7C

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)

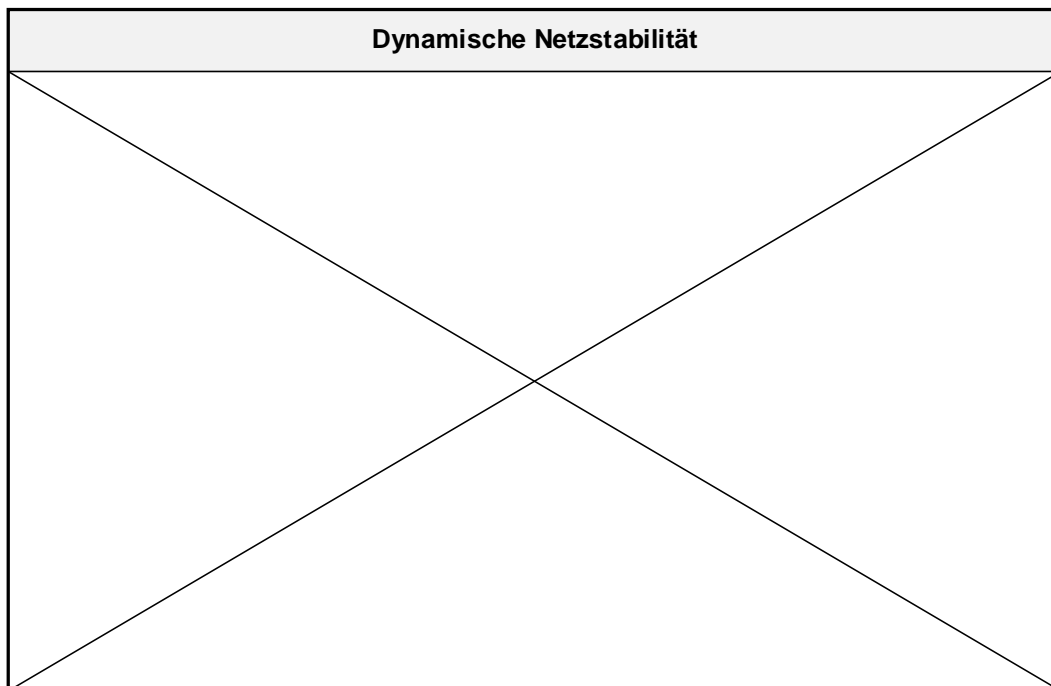
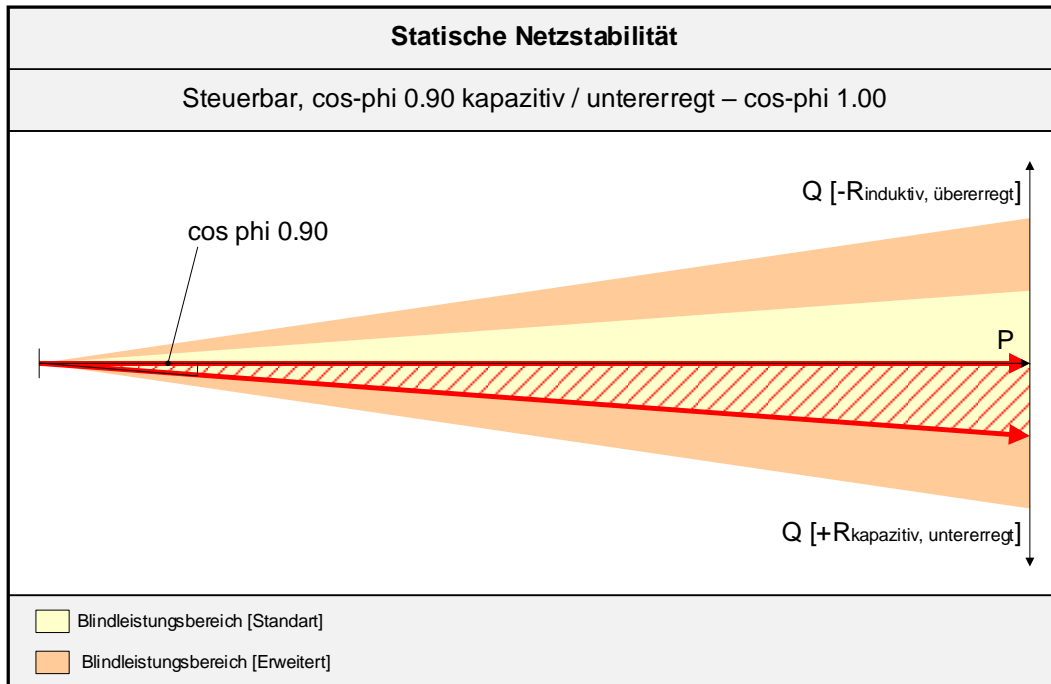
Abschaltbedingungen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$
$U \ll$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$
$U >$	$1.10 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$	$1.10 - 1.15 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$
$U \gg$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$
$f <$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$
$f >$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$
¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		$< 5\text{s}$
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (nach Absprache mit VNB)		$< 5\text{s}$
ΔP ($f > 50.2 \text{ Hz}$)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	$0.85 U_n$	$*^2)$	$0.85 U_n$	1.5s
$U <$	$1.10 U_n$	$*^2)$	$1.10 U_n$	1.5s
$f >$	47.50 Hz	$*^2)$	47.50 Hz	1.5s
$f <$	50.10 Hz	$*^2)$	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch $< 5\text{s}$			²⁾ $< 5\text{s}$	
Netzunterbruch $> 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Anfahrverhalten ΔP			$10\%/min$	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7C	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt: 7A	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7C_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7C / 3

Abbildung 21: Anlageklasse 7C - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 7C



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7C	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt: 7C	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7C_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7C / 4

Abbildung 22: Anlageklasse 7C - Seite 4


Anlageklasse 7D					
Basisdaten					
Netzebene		NE 7			
Spannung U_n		230 / 400 V			
Einspeisepunkt		Direkt an Trafostation			
Leistung	von (>)	30.00 kVA			
	bis (<=)	100.00 kVA			
Grundanforderungen					
Minimalanforderungen		SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)			
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Nein			
	statisch	Ja			
NA-Schutz		Extern (U am POC gemessen)			
Blindleistungsbereich [Standard]		cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv			
Blindleistungsbereich [Erweitert]		Noch keine Anforderungen			
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern		Ja			
Anforderungen Anbindung					
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS		Rundsteuerempfänger allgemein			
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf Kuppelschalter			
	ferngesteuert	Rundsteuerempfänger Einspeisemanagement			
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert		Rundsteuerung			
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert		4 potenzialfreie Kontakte			
Fernsteuerung Wirkleistung		Ja, 16-stufige Matrix			
Fernsteuerung Blindleistung		Ja, gesamter Blindleistungsbereich [Standard]			
Messung					
Zähler		Lastgangzähler oder Smartmeter			
Anschluss Zähler		Direktmessung / > 80 A bzw. > 25 mm ² Stromwandler			
Ab- bzw. Auslesung Zähler		Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC			
Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7D	Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung	Blatt:	7D	Blatt: 1
			Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7D_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Zeichnung Nr.:
					7D / 1

Abbildung 23: Anlageklasse 7D - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7D

lokal

Schlüssel-schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		/	/
		230 V	230 V

ferngesteuert

RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		/
		230 V

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	0.90				0.95				1.00				0.95				0.90			
	P	kapazitiv / untererregt				kapazitiv / untererregt								induktiv / übererregt				induktiv / übererregt			
	100 %	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
	70 %	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1
	35 %	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
	0 %									0	0	0	0								
	EEA	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4
	RSE	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V


Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7D		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	7D	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7D_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Pfad:
						Zeichnung Nr.:
						7D / 2

Abbildung 24: Anlageklasse 7D - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7D

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)

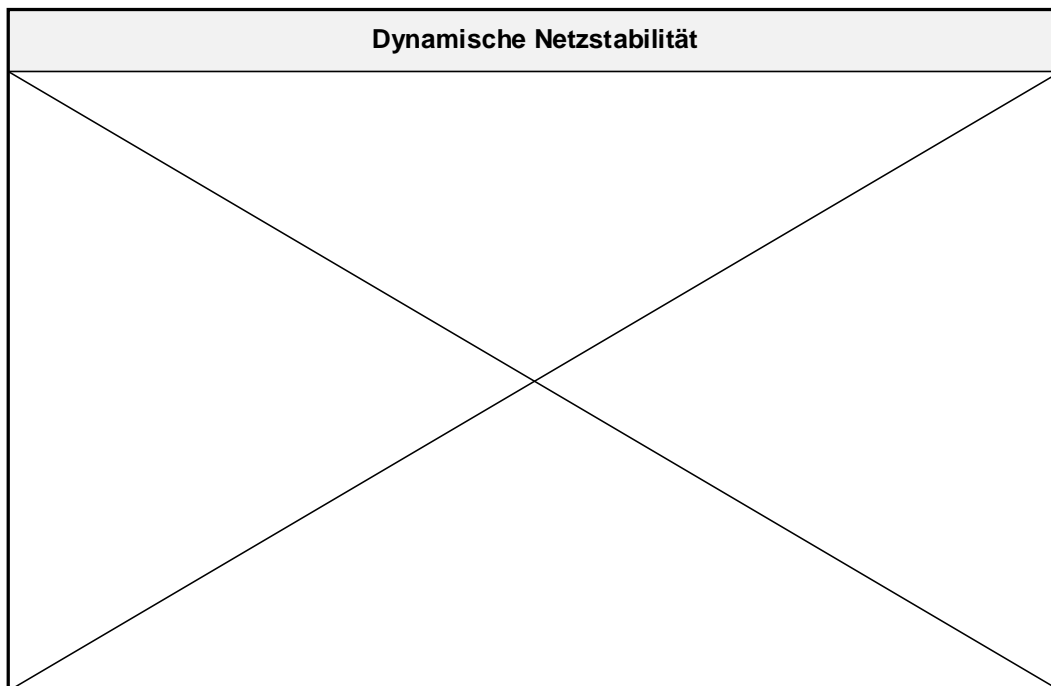
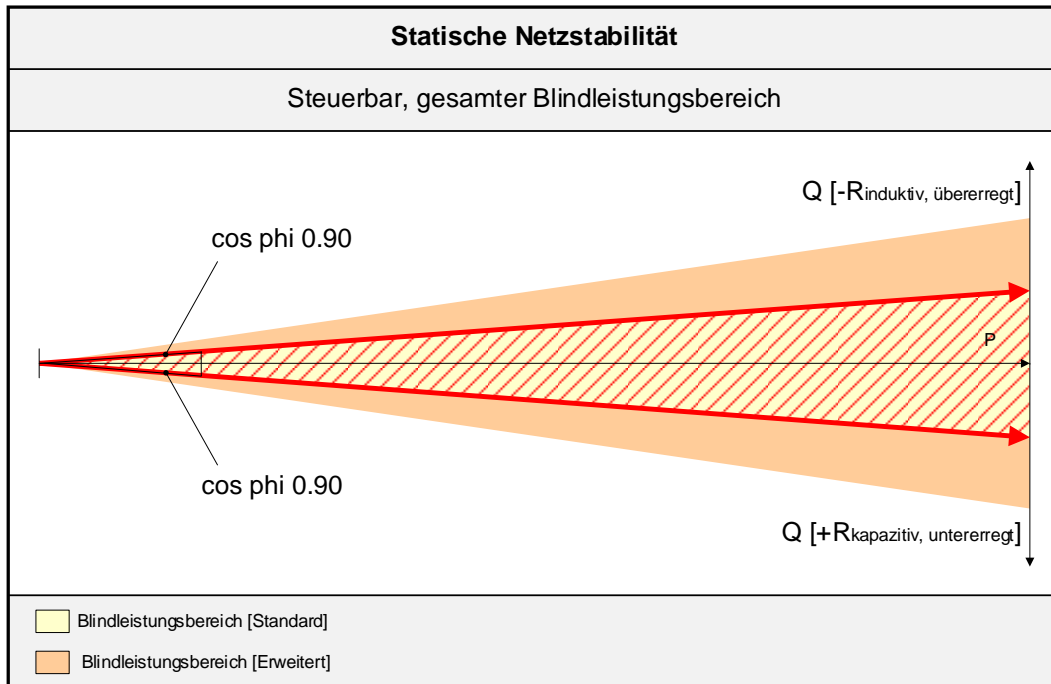
Abschaltbedingungen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$
$U \ll$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$
$U >$	$1.10 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$	$1.10 - 1.15 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$
$U \gg$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$
$f <$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$
$f >$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$
¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		$< 5\text{s}$
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (nach Absprache mit VNB)		$< 5\text{s}$
ΔP ($f > 50.2 \text{ Hz}$)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	$0.85 U_n$	$*^2)$	$0.85 U_n$	1.5s
$U <$	$1.10 U_n$	$*^2)$	$1.10 U_n$	1.5s
$f >$	47.50 Hz	$*^2)$	47.50 Hz	1.5s
$f <$	50.10 Hz	$*^2)$	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch $< 5\text{s}$			²⁾ $< 5\text{s}$	
Netzunterbruch $> 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Anfahrverhalten ΔP			$10\%/min$	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7D	Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt:	7D	Blatt: 1
			Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7D_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.:	
					7D / 3

Abbildung 25: Anlageklasse 7D - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 7D



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7D	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Anbindung / Einstellungen	Blatt: 7D	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7D_Bvsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7D / 4

Abbildung 26: Anlageklasse 7D - Seite 4

Anlageklasse 7E

Basisdaten		
Netzebene	NE 7	
Spannung U_n	230 / 400 V	
Einspeisepunkt	-	
Leistung	von (>)	100.00 kVA
	bis (<=)	150.00 kVA

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen	SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)	
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Nein
	statisch	Ja
NA-Schutz	Extern (U am POC gemessen)	
Blindleistungsbereich [Standard]	cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv	
Blindleistungsbereich [Erweitert]	Noch keine Anforderungen	
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern	Ja	

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS	Rundsteuerempfänger allgemein	
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf Kuppelschalter
	ferngesteuert	Rundsteuerempfänger Einspeisemanagement
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert	Rundsteuerung	
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert	4 potenzialfreie Kontakte	
Fernsteuerung Wirkleistung	Ja, 16-stufige Matrix	
Fernsteuerung Blindleistung	Ja, gesamter Blindleistungsbereich [Standard]	

Messung	
Zähler	Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler	Stromwandler
Ab- bzw. Auslesung Zähler	Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7E		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	7E	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7E_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:	
					7E / 1	

Abbildung 27: Anlageklasse 7E - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7E

lokal

Schlüssel-schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		230 V	230 V

ferngesteuert

RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		230 V

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	0.90				0.95				1.00				0.95				0.90			
	P	kapazitiv / untererregt				kapazitiv / untererregt								induktiv / übererregt				induktiv / übererregt			
	100 %	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
	70 %	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1
	35 %	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
	0 %																				
EEA	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	
RSE																					
	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7E		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	7E	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7E_B.vsd	
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Blatt: 1
						Blätter: 4
				Pfad:	Zeichnung Nr.: 7E / 2	

Abbildung 28: Anlageklasse 7E - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7E

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4105)

Abschaltbedingungen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$	$0.80 U_n$	$< 1500\text{ms}$
$U <<$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$	$0.45 U_n$	$< 300\text{ms}$
$U >$	$1.10 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$	$1.10 - 1.15 U_n^{1)}$	$< 100\text{ms}$
$U >>$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$	$1.20 U_n$	$< 100\text{ms}$
$f <$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$	47.50 Hz	$< 100\text{ms}$
$f >$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$	51.50 Hz	$< 100\text{ms}$
¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		$< 5\text{s}$
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (nach Absprache mit VNB)		$< 5\text{s}$
ΔP ($f > 50.2 \text{ Hz}$)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	$0.85 U_n$	$*^2)$	$0.85 U_n$	1.5s
$U <$	$1.10 U_n$	$*^2)$	$1.10 U_n$	1.5s
$f >$	47.50 Hz	$*^2)$	47.50 Hz	1.5s
$f <$	$< 50.10 \text{ Hz}$	$*^2)$	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch $< 5\text{s}$			²⁾ $< 5\text{s}$	
Netzunterbruch $> 5\text{s}$			²⁾ 60s	
Anfahrverhalten ΔP			$10\%/min$	

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7E	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt: 7E	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7E_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7E / 3

Abbildung 29: Anlageklasse 7E - Seite 3

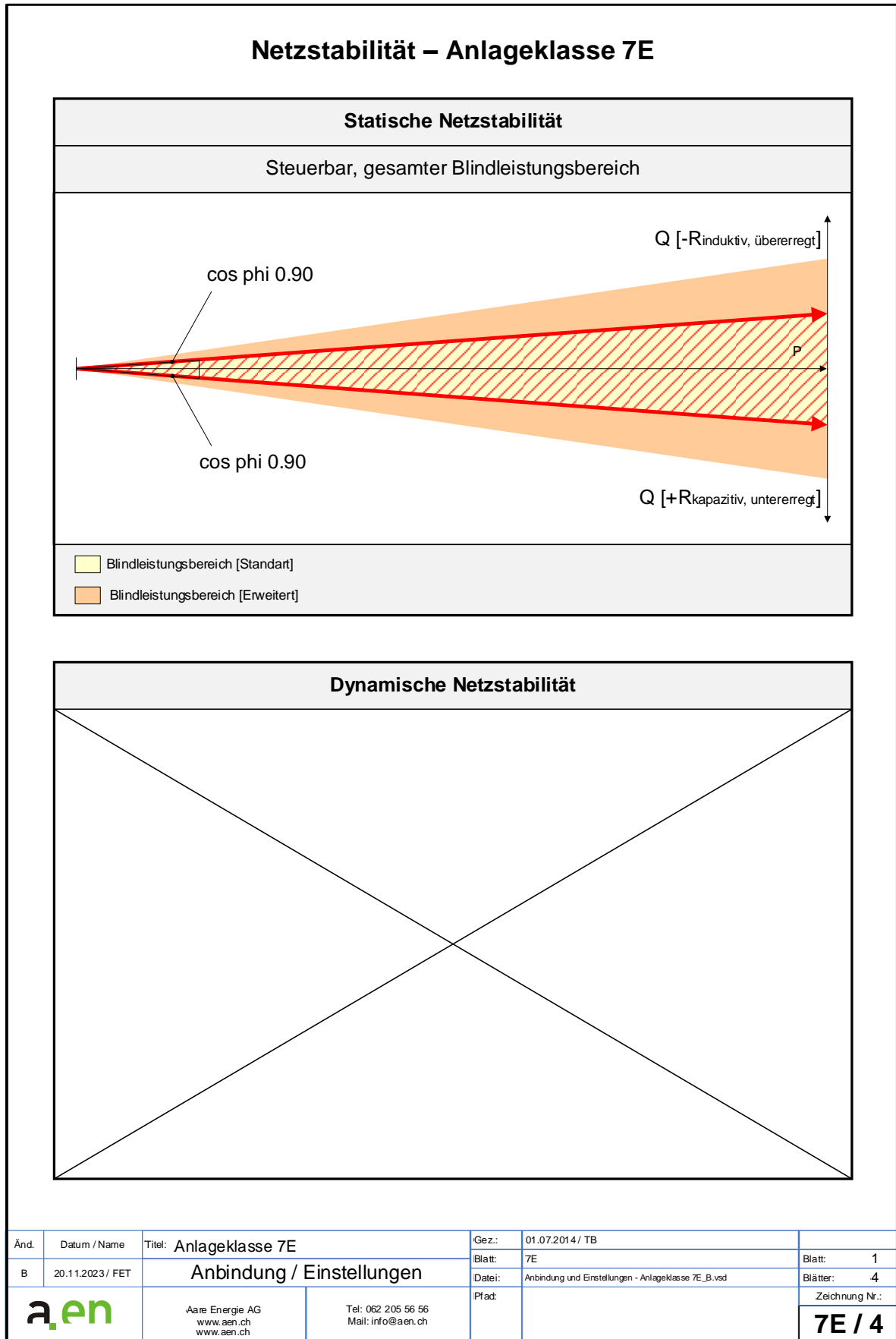


Abbildung 30: Anlageklasse 7E - Seite 4

Anlageklasse 7F

Basisdaten		
Netzebene	NE 7	
Spannung U_c / U_n	16'300 V (16'200 - 16'700 V) / 230 / 400 V	
Einspeisepunkt	-	
Leistung	von (>)	150.00 kVA
	bis (<=)	-

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen	SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)	
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Ja, ohne Schutzkommunikation
	statisch	Ja
NA-Schutz	Externer, zentraler NA-Schutz (U am POC gemessen)	
Blindleistungsbereich [Standard]	cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv	
Blindleistungsbereich [Erweitert]	Noch keine Anforderungen	
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern	Ja	

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS	Fernwirkgerät / (Rundsteuerempfänger allgemein)	
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf Kuppelschalter
	ferngesteuert	Fernwirkgerät
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert	LWL	
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert	2 Stromschleifen	
Fernsteuerung Wirkleistung	Ja, stufenlos	
Fernsteuerung Blindleistung	Ja, stufenlos gesamter Blindleistungsbereich [Standard]	

Messung	
Zähler	Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler	Stromwandler
Ab- bzw. Auslesung Zähler	Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7F		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	7F	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7F_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:	
					7F / 1	

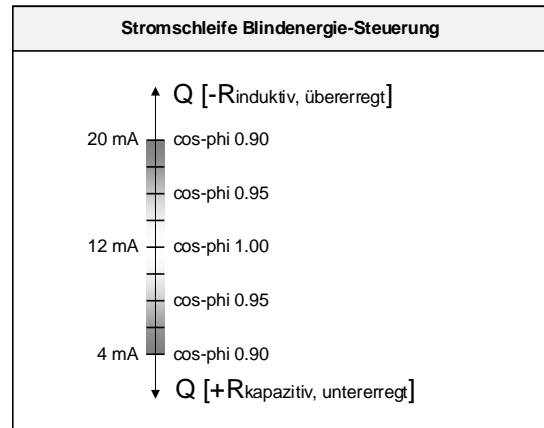
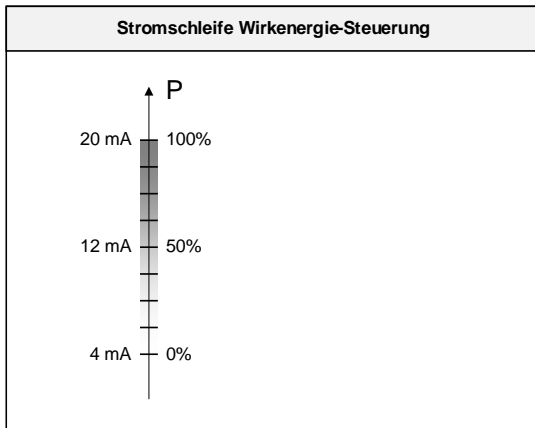
Abbildung 31: Anlageklasse 7F - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 7F

lokal

Schlüssel-schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		/	/
		230 V	230 V

ferngesteuert



RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		/
		230 V

Ist noch keine LWL-Anbindung vorhanden, kann der VNB die Anbindung über 4 potentialfreie Kontakte fordern.

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	0.90				0.95				1.00				0.95				0.90			
		kapazitiv / untererregt		induktiv / übererregt		kapazitiv / untererregt		induktiv / übererregt		1.00		induktiv / übererregt		induktiv / übererregt		induktiv / übererregt					
100 %	P	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
70 %		0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1
35 %		1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
0 %										0	0	0	0								
EEA		D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4
RSE		/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V	max 24V

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7F		Gez.:	01.07.2014 / TB			
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	7F		Blatt: 1	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7F_B.vsd		Blätter: 4	
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Pfad:		Zeichnung Nr.:
								7F / 2

Abbildung 32: Anlageklasse 7F - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 7F

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)

Übergeordnete Schutzkonzepte sind vorrangig zu behandeln, somit haben die Schutzeinstellungen der Anlageklasse 7F nur einen informativen Charakter und sind vom VNB differenziert bekannt zu geben.

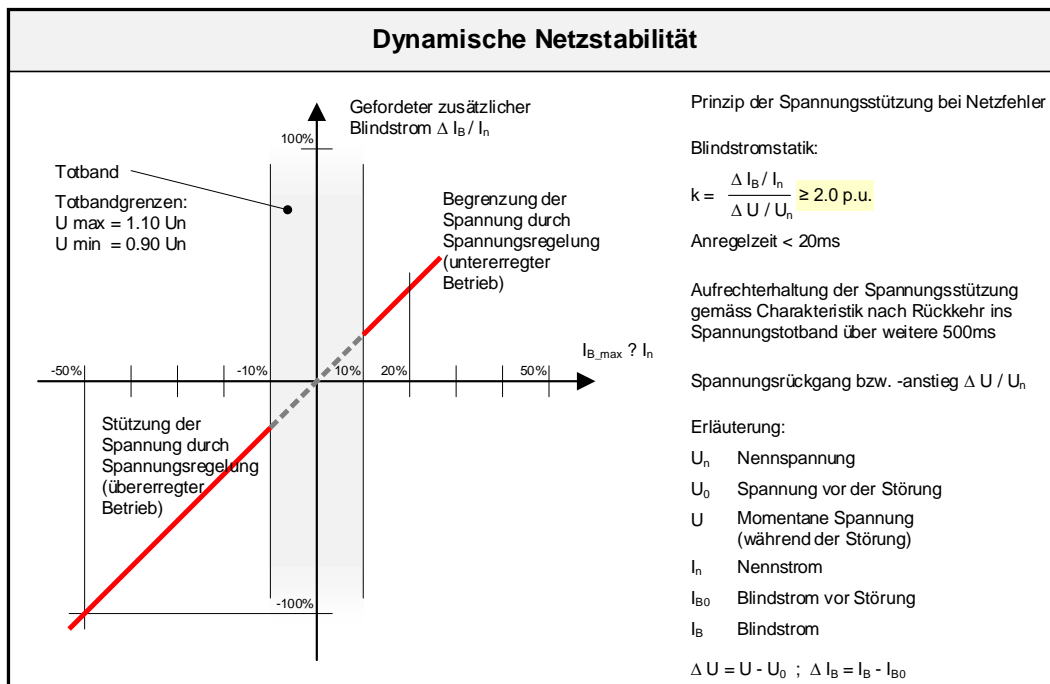
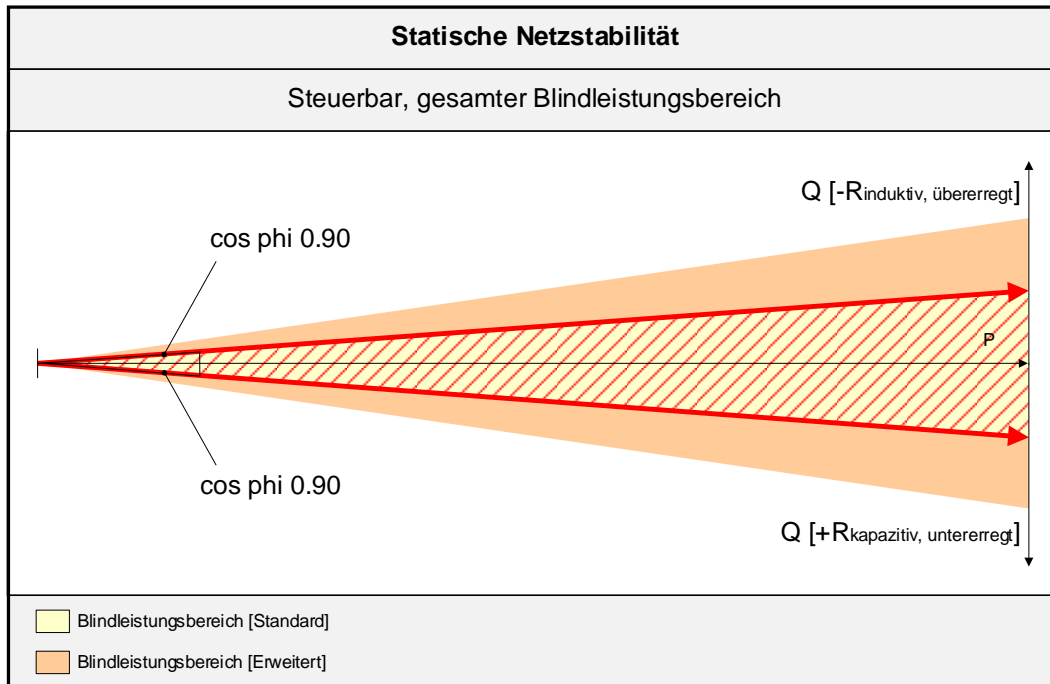
Abschaltbedingungen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	13'000 V	1500ms	13'000 V	1500ms
$U <<$	7'300 V	< 300ms	7'300 V	< 300ms
$U >$	17'900 V ¹⁾	<100ms	17'900 V ¹⁾	< 100ms
$U >>$	19'500 V	< 100ms	19'500 V	< 100ms
$f <$	47.50 Hz	< 100ms	47.50 Hz	< 100ms
$f >$	51.50 Hz	< 100ms	51.50 Hz	< 100ms
ohne Schutzkommunikation / ¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		< 5s
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (n. Absp. mit VNB)		< 5s
Gütefaktor Inselnetzerk.				2
K-Faktor				0.5 - 2.0
ΔP (f > 50.2 Hz)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netunterbrüchen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	13'800 V	* ²⁾	13'800 V	1.5s
$U <$	17'900 V	* ²⁾	17'900 V	1.5s
$f >$	47.50 Hz	* ²⁾	47.50 Hz	1.5s
$f <$	50.10 Hz	* ²⁾	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch < 5s				²⁾ < 5s
Netzunterbruch > 5s				²⁾ 60s
Anfahrverhalten ΔP				20%/min

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7F		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen		Blatt:	7F	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7F_B.vsd	
				Pfad:		
				Aare Energie AG		Blatt: 1
www.aen.ch				Tel: 062 205 56 56		
				Mail: info@aen.ch		Blätter: 4
						Zeichnung Nr.:
						7F / 3

Abbildung 33: Anlageklasse 7F - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 7F



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 7F	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt: 7F	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 7F_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 7F / 4

Abbildung 34: Anlageklasse 7F - Seite 4

Anlageklasse 5A

Basisdaten		
Netzebene	NE 5	
Spannung U_c / U_n	16'300 V (16'200 - 16'700 V) / 230 / 400 V	
Einspeisepunkt	-	
Leistung	von (>)	150.00 kVA
	bis (<=)	-

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen	SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)	
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Ja, ohne Schutzkommunikation
	statisch	Ja
NA-Schutz	Externer, zentraler NA-Schutz (U am POC gemessen)	
Blindleistungsbereich [Standard]	cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv	
Blindleistungsbereich [Erweitert]	Noch keine Anforderungen	
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern	Ja, Betriebsvorschriften Aare Energie AG	

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS	Fernwirkgerät / (Rundsteuerempfänger allgemein)	
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf MS-Anlage
	ferngesteuert	Fernwirkgerät
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert	LWL	
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert	2 Stromschleifen	
Fernsteuerung Wirkleistung	Ja, stufenlos	
Fernsteuerung Blindleistung	Ja, stufenlos gesamter Blindleistungsbereich [Standard]	

Messung	
Zähler	Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler	Strom- und Spannungswandler
Ab- bzw. Auslesung Zähler	Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5A		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	5A	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:	
					5A / 1	

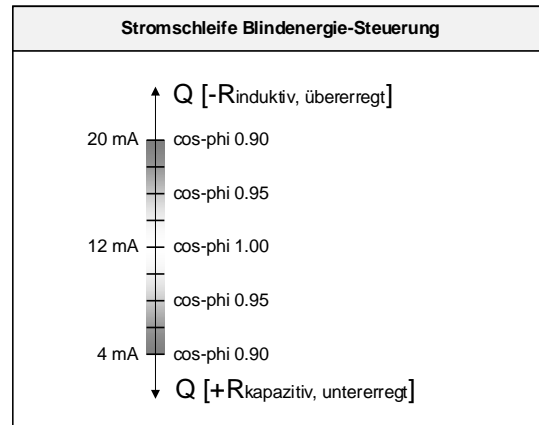
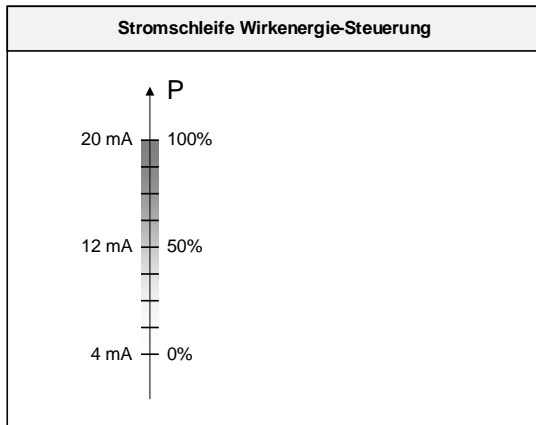
Abbildung 35: Anlageklasse 5A - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 5A

lokal

Schlüssel-schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		/	/
		230 V	230 V

ferngesteuert



RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		/
		230 V

Ist noch keine LWL-Anbindung vorhanden, kann der VNB die Anbindung über 4 potentialfreie Kontakte fordern.

RSE Einspeisemanagement	cos-phi	0.90				0.95				1.00				0.95				0.90			
	P	kapazitiv / untererregt				kapazitiv / untererregt								induktiv / übererregt				induktiv / übererregt			
	100 %	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
	70 %	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1
	35 %	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
0 %																					
EEA	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	D1	D2	D3	D4	
RSE	/ max 24V																				

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5A		Gez.:	01.07.2014 / TB			
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	5A		Blatt: 1	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5A_B.vsd		Blätter: 4	
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Pfad:		Zeichnung Nr.:
								5A / 2

Abbildung 36: Anlageklasse 5A - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 5A

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)

Übergeordnete Schutzkonzepte sind vorrangig zu behandeln, somit haben die Schutzeinstellungen der Anlageklasse 5A nur einen informativen Charakter und sind vom VNB differenziert bekannt zu geben.

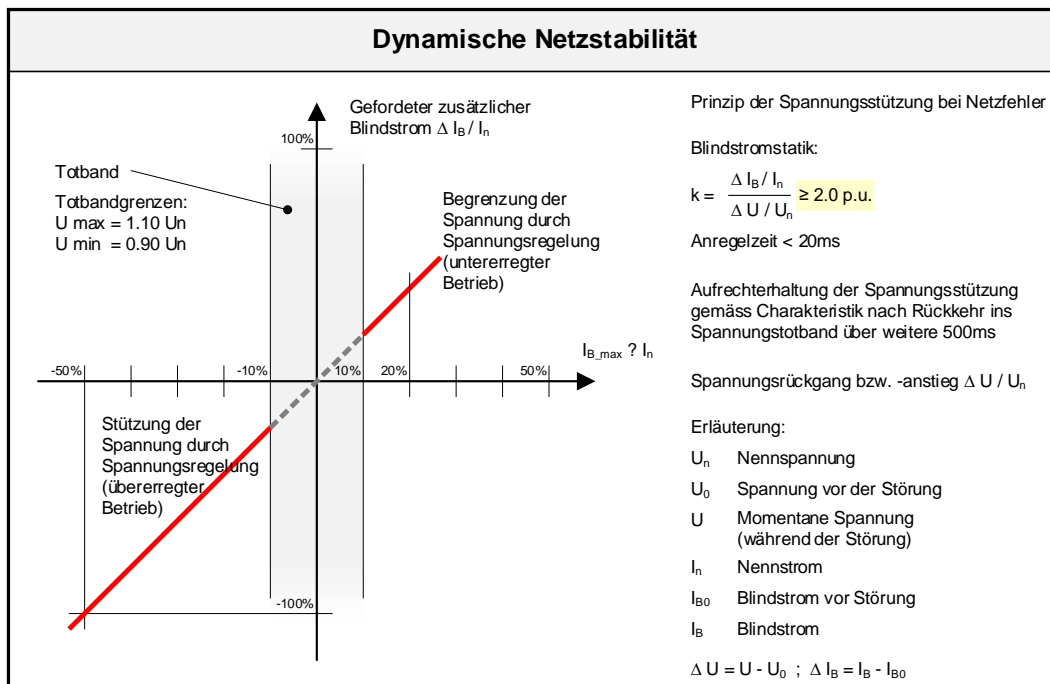
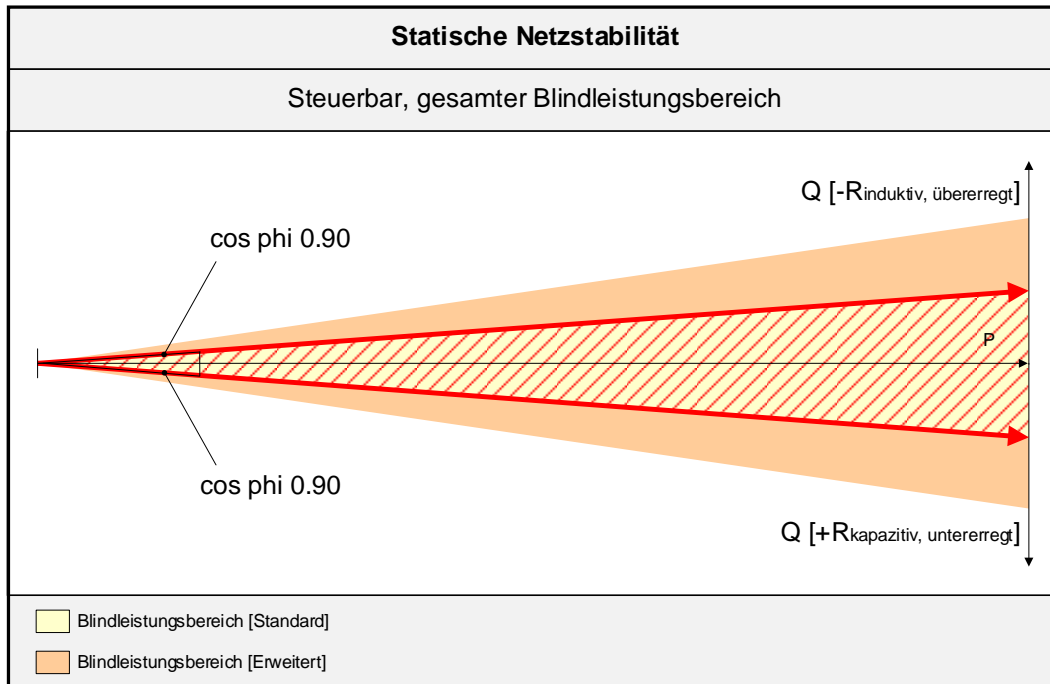
Abschaltbedingungen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	13'000 V	1500ms	13'000 V	1500ms
$U <<$	7'300 V	< 300ms	7'300 V	< 300ms
$U >$	$17'900 \text{ V } ^{1)}$	<100ms	$17'900 \text{ V } ^{1)}$	< 100ms
$U >>$	19'500 V	< 100ms	19'500 V	< 100ms
$f <$	47.50 Hz	< 100ms	47.50 Hz	< 100ms
$f >$	51.50 Hz	< 100ms	51.50 Hz	< 100ms
ohne Schutzkommunikation / ¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		< 5s
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (n. Absp. mit VNB)		< 5s
Gütefaktor Inselnetzerk.				2
K-Faktor				2.0 - 10
ΔP (f > 50.2 Hz)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netunterbrüchen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	13'800 V	* ²⁾	13'800 V	1.5s
$U <$	17'900 V	* ²⁾	17'900 V	1.5s
$f >$	47.50 Hz	* ²⁾	47.50 Hz	1.5s
$f <$	50.10 Hz	* ²⁾	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch < 5s				²⁾ < 5s
Netzunterbruch > 5s				²⁾ 60s
Anfahrverhalten ΔP				20%/min

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5A	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen	Blatt: 5A	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 5A / 3

Abbildung 37: Anlageklasse 5A - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 5A



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5A	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt: 5A	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5A_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 5A / 4

Abbildung 38: Anlageklasse 5A - Seite 4

Anlageklasse 5B

Basisdaten		
Netzebene	NE 5	
Spannung U_c / U_n	16'300 V (16'200 - 16'700 V) / 230 / 400 V	
Einspeisepunkt	-	
Leistung	von (>)	3'000.00 kVA
	bis (<=)	-

Grundanforderungen		
Minimalanforderungen	SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)	
Stützung Netzstabilität	dynamisch	Ja, mit Schutzkommunikation
	statisch	Ja
NA-Schutz	Externer, zentraler NA-Schutz (U am POC gemessen)	
Blindleistungsbereich [Standard]	cos-phi 0.90 induktiv – cos-phi 0.90 kapazitiv	
Blindleistungsbereich [Erweitert]	Noch keine Anforderungen	
Gegen-Wiedereinschalten-Sichern	Ja, Betriebsvorschriften Aare Energie AG	

Anforderungen Anbindung		
Zuschaltbereitschaft EIN / AUS	Fernwirkgerät / (Rundsteuerempfänger allgemein)	
Einspeise- management	lokal	Schlüsselschalter auf NA-Schutz auf MS-Anlage
	ferngesteuert	Fernwirkgerät
Kommunikationskanal Einspeisemanagement ferngesteuert	LWL	
Schnittstelle Einspeisemanagement ferngesteuert	2 Stromschleifen	
Fernsteuerung Wirkleistung	Ja, stufenlos	
Fernsteuerung Blindleistung	Ja, stufenlos gesamter Blindleistungsbereich [Standard]	

Messung	
Zähler	Lastgangzähler oder Smartmeter
Anschluss Zähler	Strom- und Spannungswandler
Ab- bzw. Auslesung Zähler	Fernauslesung über Telekommunikationskanal oder PLC

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5B		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Basisdaten / Anforderungen / Messung		Blatt:	5B	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Pfad:	Zeichnung Nr.:	
					5B / 1	

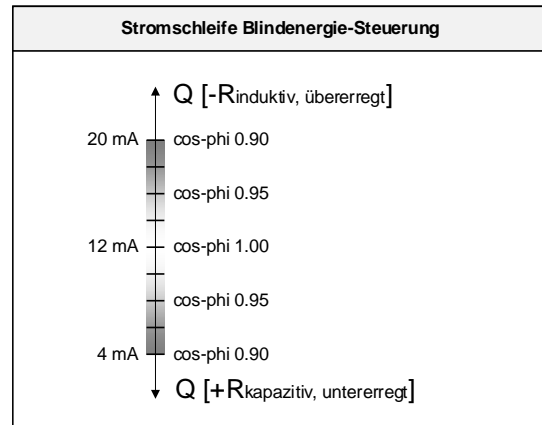
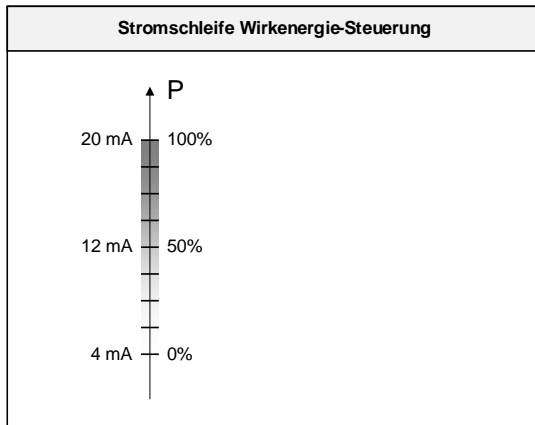
Abbildung 39: Anlageklasse 5B - Seite 1

Einspeisemanagement – Anlageklasse 5B

lokal

Schlüssel- schalter	EIN	1	1
	AUS	0	0
		-	-
		/	/
		230 V	230 V

ferngesteuert



RSE allgemein	EIN	1
	AUS	0
		-
		/
		230 V

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5B		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Einspeisemanagement		Blatt:	5B	Blatt: 1
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5B_B.vsd	Blätter:
		Aare Energie AG www.aen.ch		Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Zeichnung Nr.:
						5B / 2

Abbildung 40: Anlageklasse 5B - Seite 2

Schutzeinstellungen – Anlageklasse 5B

SN EN 50549-1-2 (VDE-AR-N 4110)

Übergeordnete Schutzkonzepte sind vorrangig zu behandeln, somit haben die Schutzeinstellungen der Anlageklasse 5B nur einen informativen Charakter und sind vom VNB differenziert bekannt zu geben.

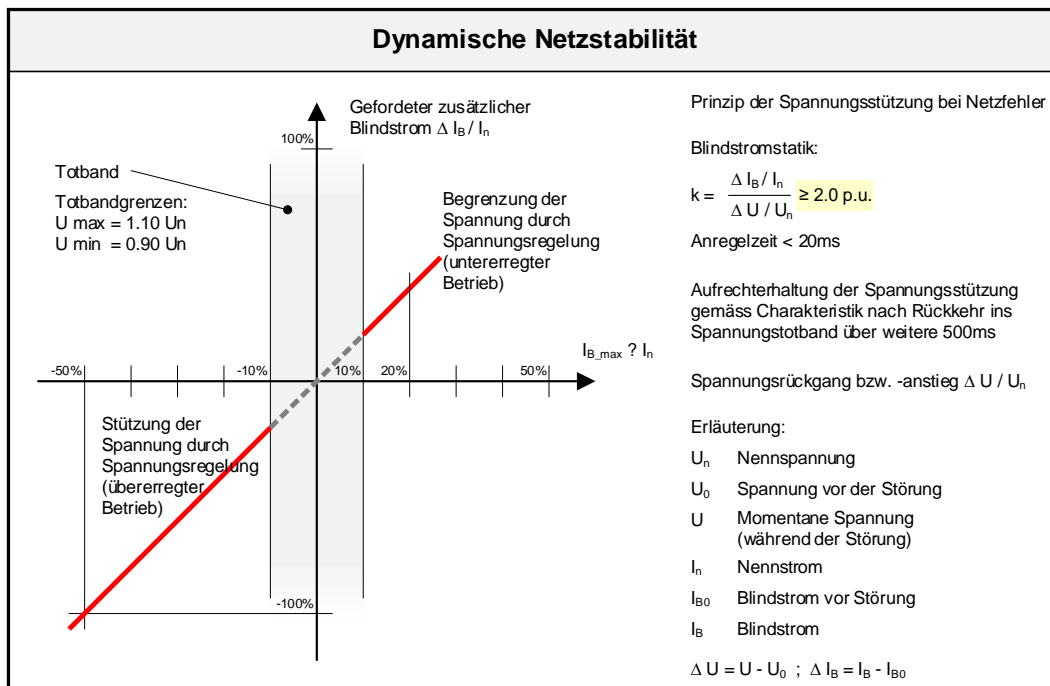
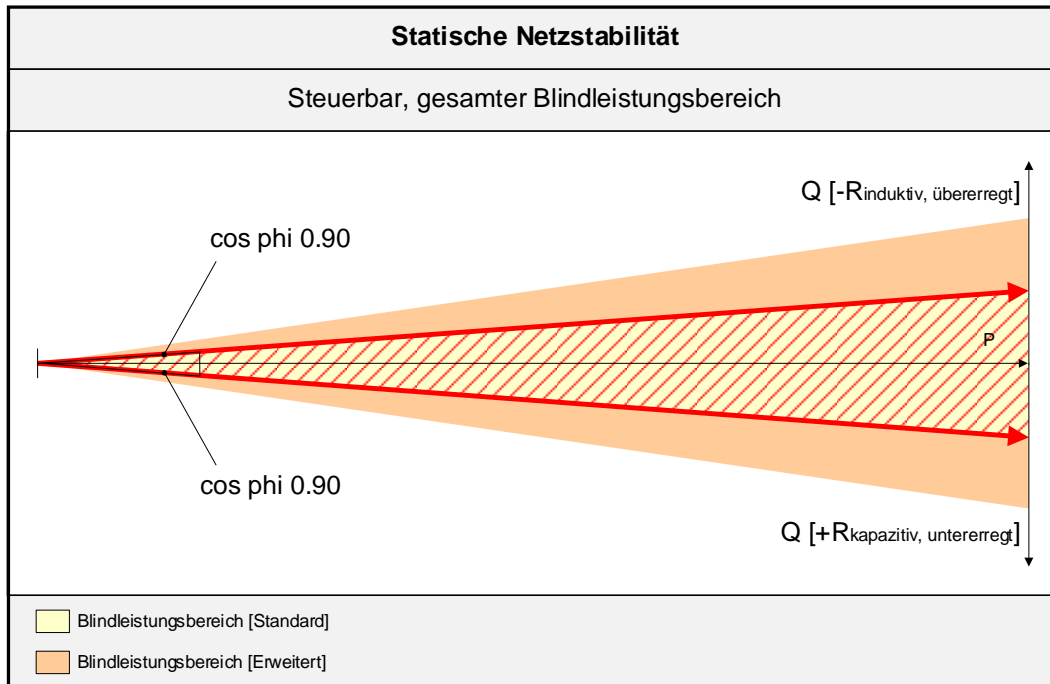
Abschaltbedingungen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U <$	13'000 V	1500ms	13'000 V	1500ms
$U <<$	7'300 V	< 300ms	7'300 V	< 300ms
$U >$	17'900 V ¹⁾	<100ms	17'900 V ¹⁾	< 100ms
$U >>$	19'500 V	< 100ms	19'500 V	< 100ms
$f <$	47.50 Hz	< 100ms	47.50 Hz	< 100ms
$f >$	51.50 Hz	< 100ms	51.50 Hz	< 100ms
mit Schutzkommunikation / ¹⁾ 10min Mittelwert				
Inselnetzerkennung	aktiv	f-shift Verfahren		< 5s
Inselnetzerkennung	passiv	df / dt (n. Absp. mit VNB)		< 5s
Gütefaktor Inselnetzerk.				2
K-Faktor				2.0 - 10
ΔP (f > 50.2 Hz)	40 %	Fahren auf Kennlinie		

Zuschaltbedingungen nach Netunterbrüchen				
$U_c = 16'300 \text{ V (16'200 - 16'700 V)}$				
$U_n = 230 / 400 \text{ V}$				
	zentraler NA-Schutz		NA-Schutz EEE	
$U >$	13'800 V	* ²⁾	13'800 V	1.5s
$U <$	17'900 V	* ²⁾	17'900 V	1.5s
$f >$	47.50 Hz	* ²⁾	47.50 Hz	1.5s
$f <$	50.10 Hz	* ²⁾	50.10 Hz	1.5s
Netzunterbruch < 5s				²⁾ < 5s
Netzunterbruch > 5s				²⁾ 60s
Anfahrverhalten ΔP				20%/min

Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5B		Gez.:	01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Schutzeinstellungen		Blatt:	5B	
				Datei:	Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5B_B.vsd	
				Pfad:		Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch			Zeichnung Nr.:
						5B / 3

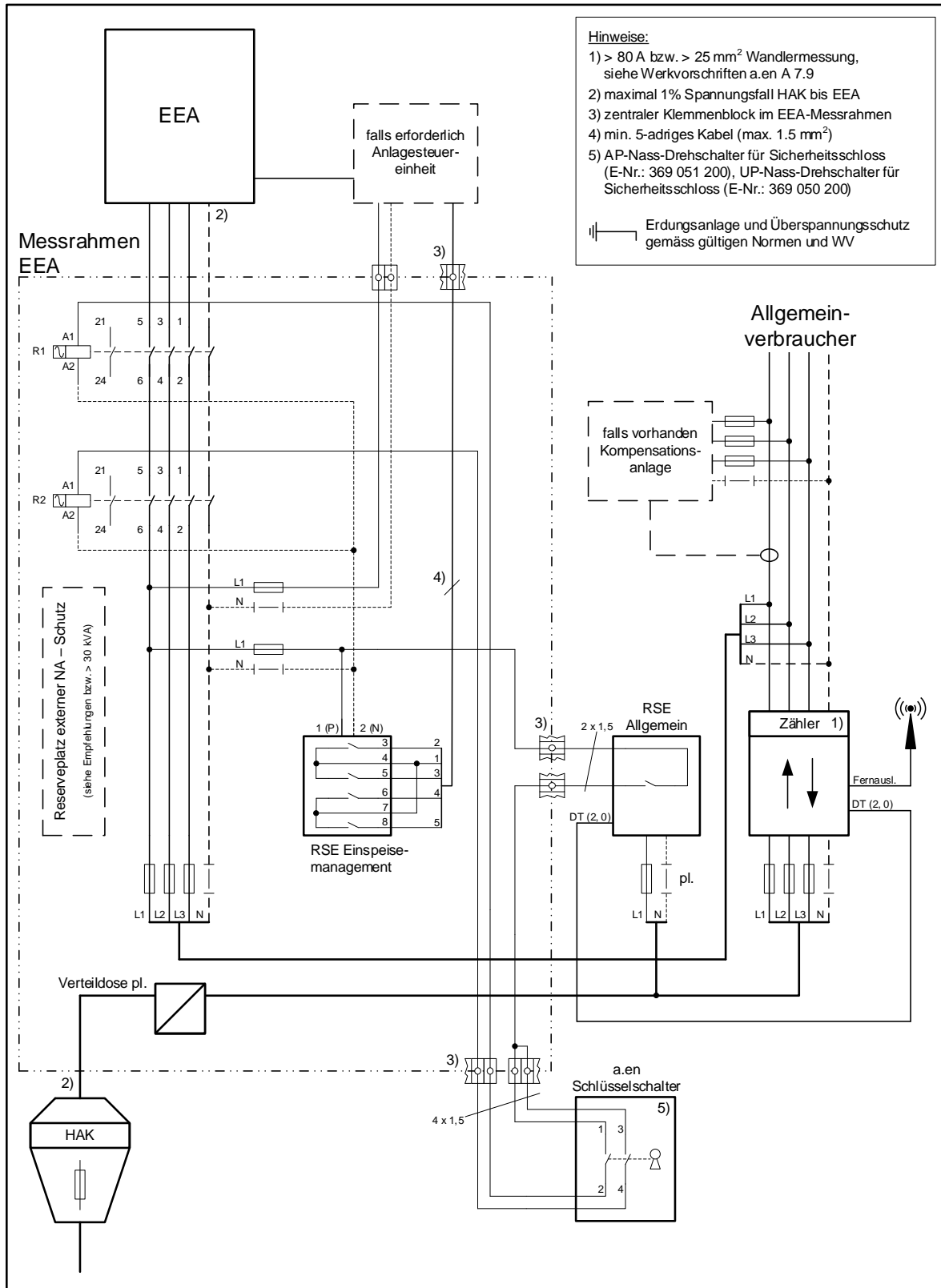
Abbildung 41: Anlageklasse 5B - Seite 3

Netzstabilität – Anlageklasse 5B



Änd.	Datum / Name	Titel: Anlageklasse 5B	Gez.: 01.07.2014 / TB	
B	20.11.2023 / FET	Netzstabilität	Blatt: 5B	Blatt: 1
			Datei: Anbindung und Einstellungen - Anlageklasse 5B_B.vsd	Blätter: 4
		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Zeichnung Nr.: 5B / 4

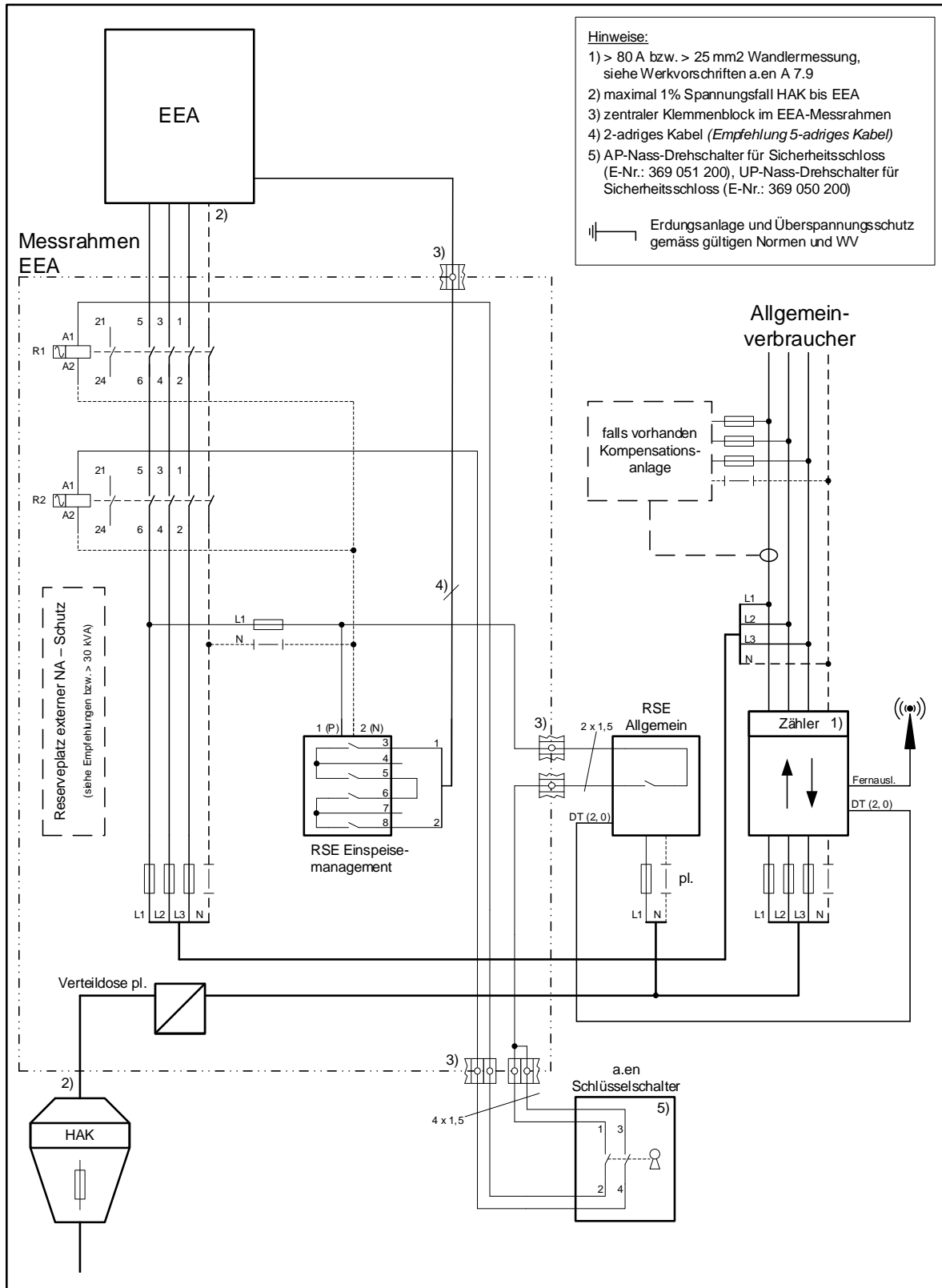
Abbildung 42: Anlageklasse 5B - Seite 4



- Hinweise:**
- 1) > 80 A bzw. > 25 mm² Wandlermessung, siehe Werkvorschriften a.en A 7.9
 - 2) maximal 1% Spannungsfall HAK bis EEA
 - 3) zentraler Klemmenblock im EEA-Messrahmen
 - 4) min. 5-adriges Kabel (max. 1.5 mm²)
 - 5) AP-Nass-Drehschalter für Sicherheitschloss (E-Nr.: 369 051 200), UP-Nass-Drehschalter für Sicherheitschloss (E-Nr.: 369 050 200)
- ⚡ Erdungsanlage und Überspannungsschutz gemäss gültigen Normen und WV

Änd.	Datum / Name	Titel: EEA < 30 kVA, Eigenbedarfsdeckung		Gez.:	26.07.2013 / TB		
E	22.11.2023 / FET	Beispiel Prinzipschema EEA		Blatt:	zu WV A 10.1/20.1	Blatt: 1	
a.en		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Datei:	Einspeisemanagement vollwertig	Blätter: 1	
				Pfad:		Zeichnung Nr.:	
							zu WV A 10.1/20.1

Abbildung 43: zu WV A 10.1/20.1 - Beispiel Prinzipschema EEA < 30 kVA, Eigenbedarfsdeckung, *Einspeisemanagement vollwertig*



Änd.	Datum / Name	Titel: EEA < 30 kVA, Eigenbedarfsdeckung		Gez.:	26.07.2013 / TB	
E	22.11.2023 / FET	Beispiel Prinzipschema EEA		Blatt:	zu WV A 10.1/20.2	Blatt: 1
a.en		Aare Energie AG www.aen.ch	Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch	Datei:	Einspeisemanagement reduziert	Blätter: 1
				Pfad:		Zeichnung Nr.:

Abbildung 44: zu WV A 10.1/20.2 - Beispiel Prinzipschema EEA < 30 kVA, Eigenbedarfsdeckung, *Einspeisemanagement reduziert*

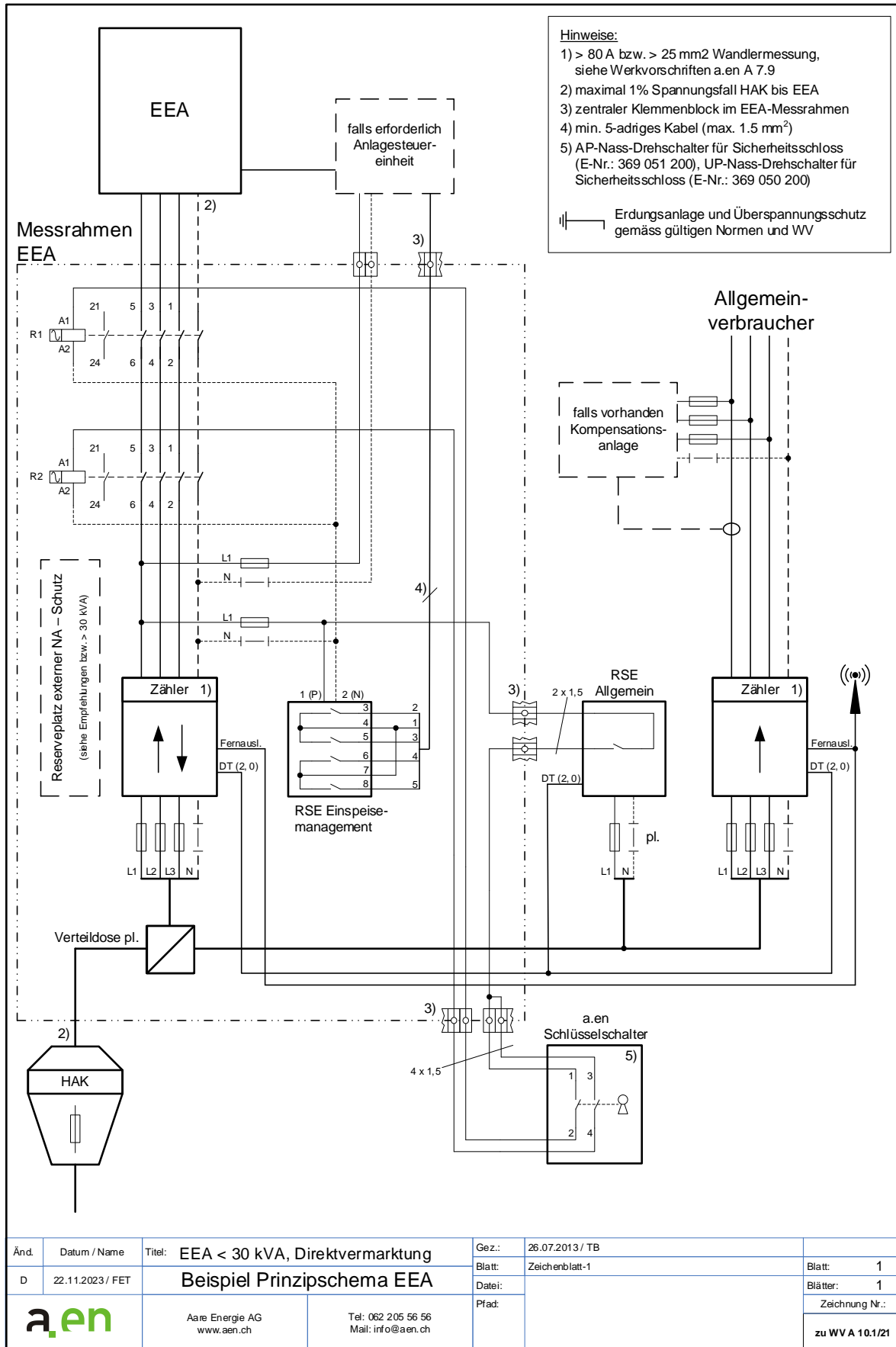


Abbildung 45: zu WV A 10.1/21 - Beispiel Prinzipschema EEA < 30 kVA, Direktvermarktung

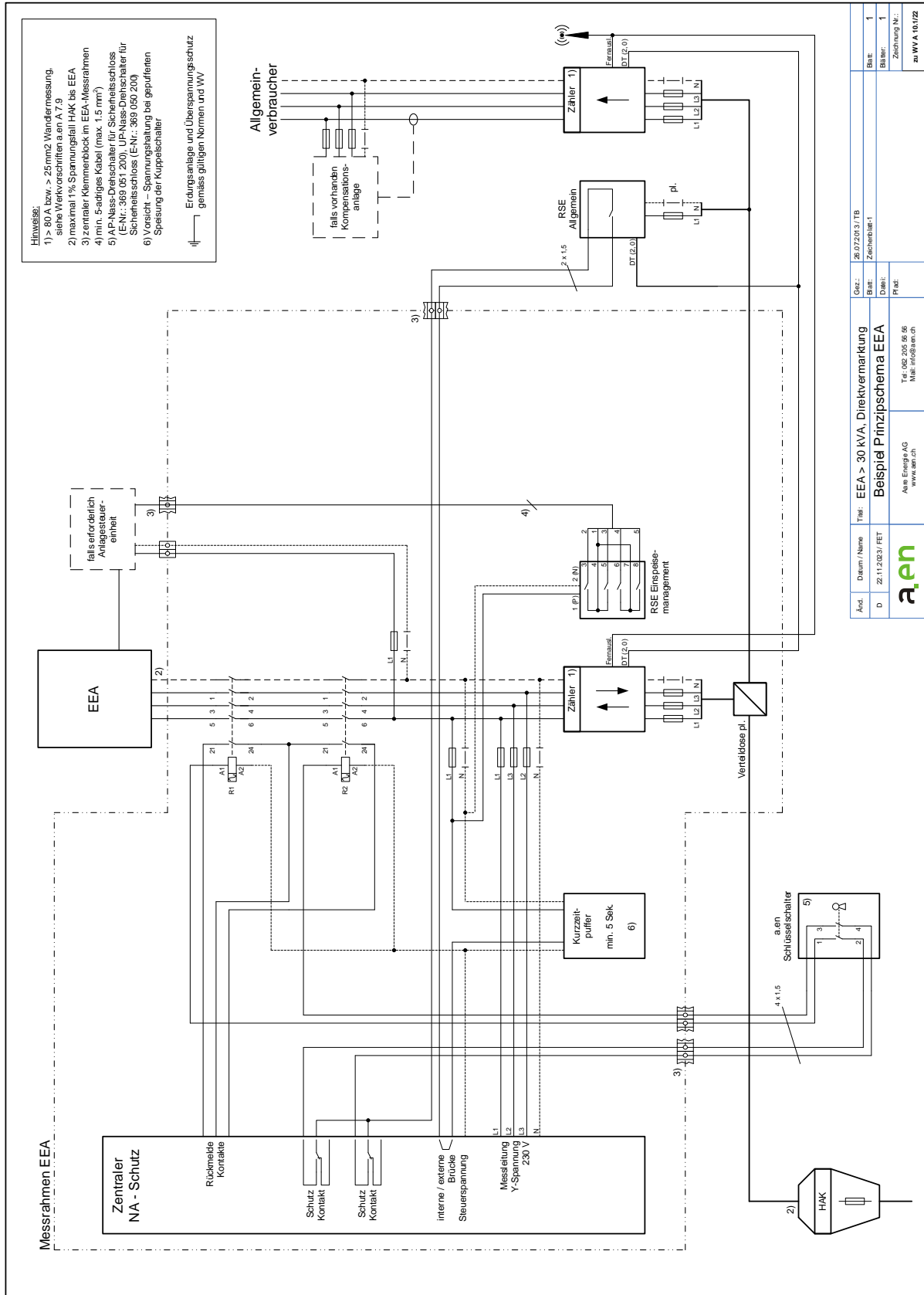


Abbildung 46: zu WV A 10.1/22 - Beispiel Prinzipschema EEA > 30 kVA, Direktvermarktung

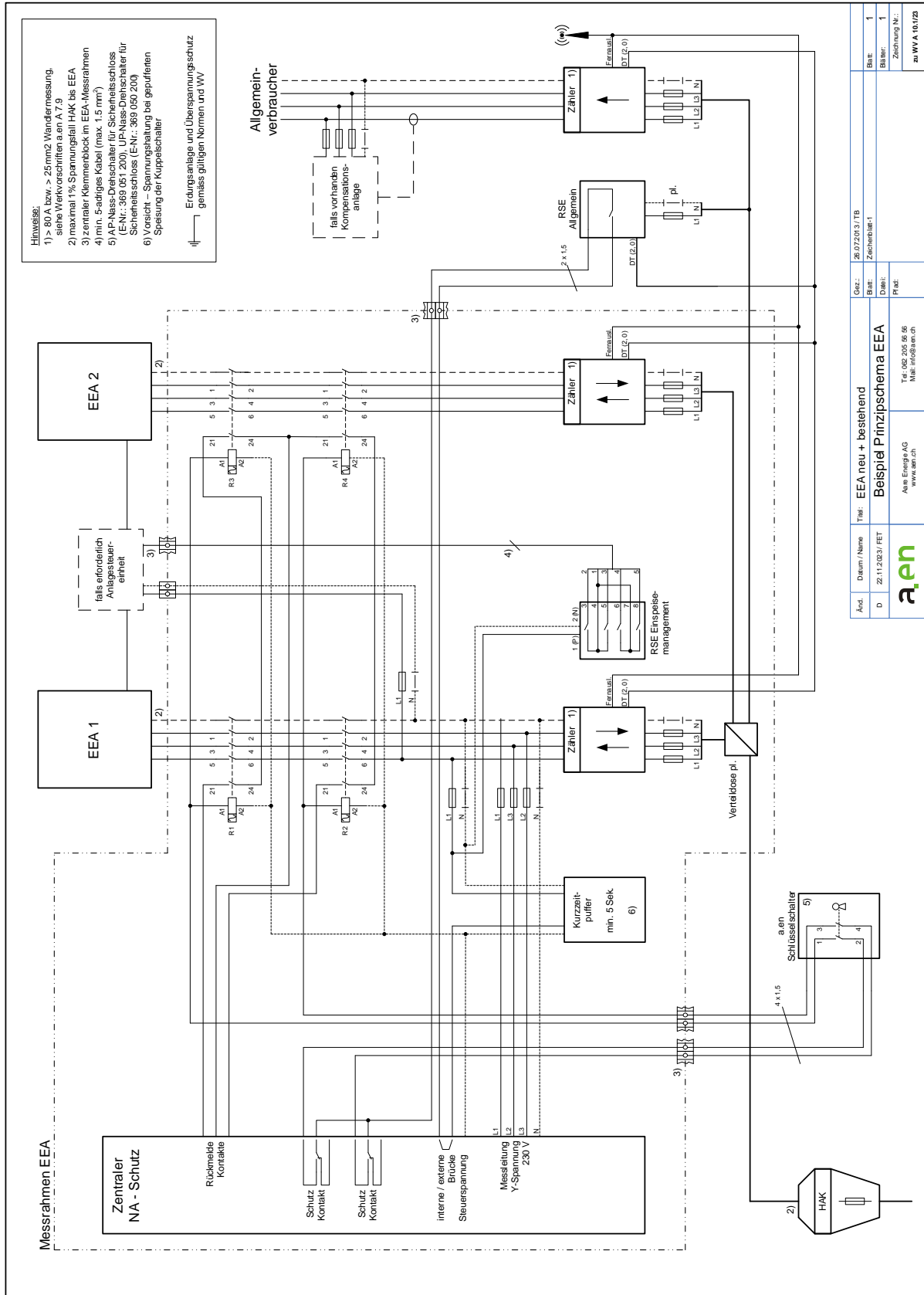


Abbildung 47: zu WV A 10.1/23 - Beispiel Prinzipschema EEA neu + bestehend

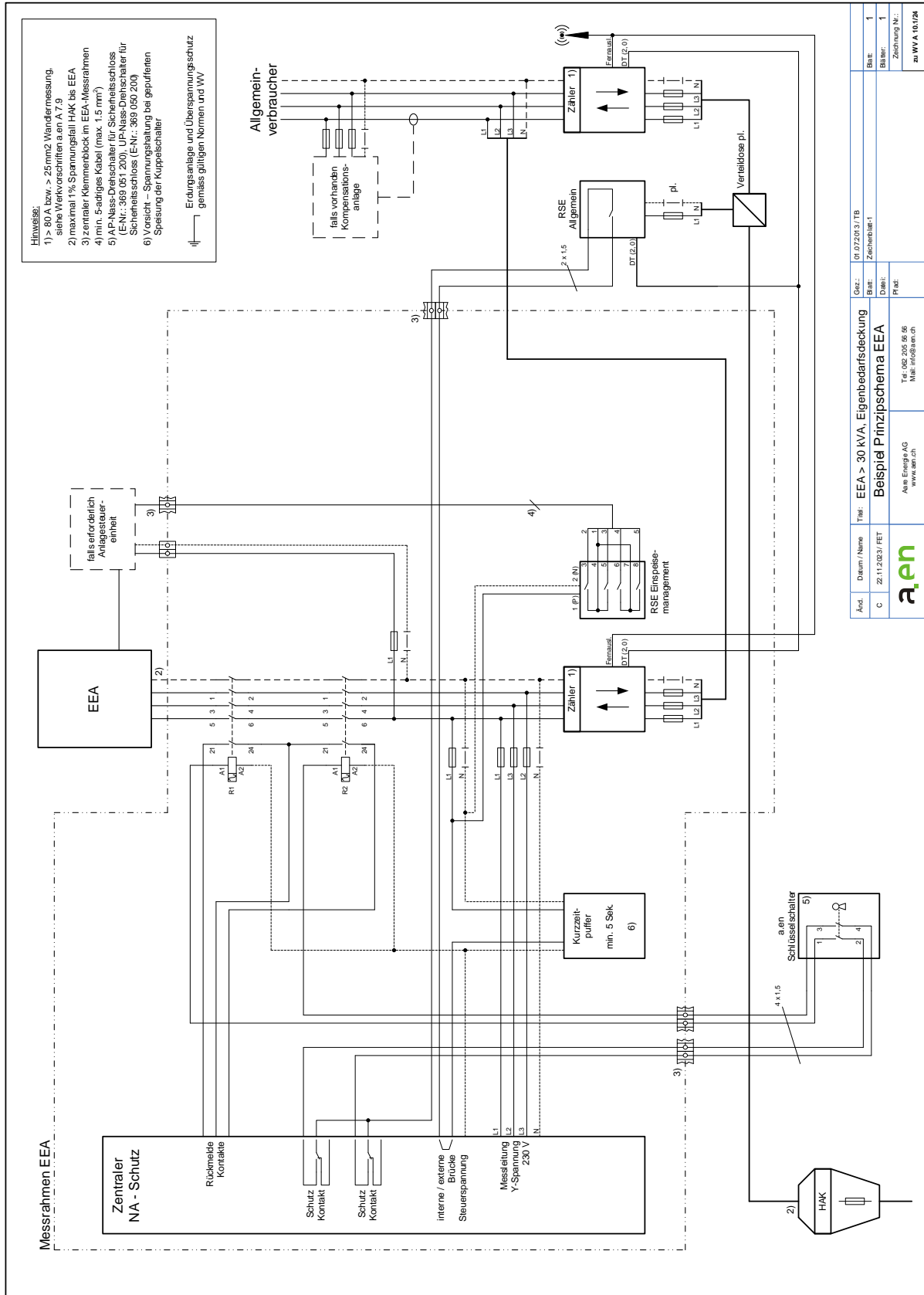


Abbildung 48: zu WV A 10.1/24 - Beispiel Prinzipschema EEA > 30 kVA, Eigenbedarfsdeckung

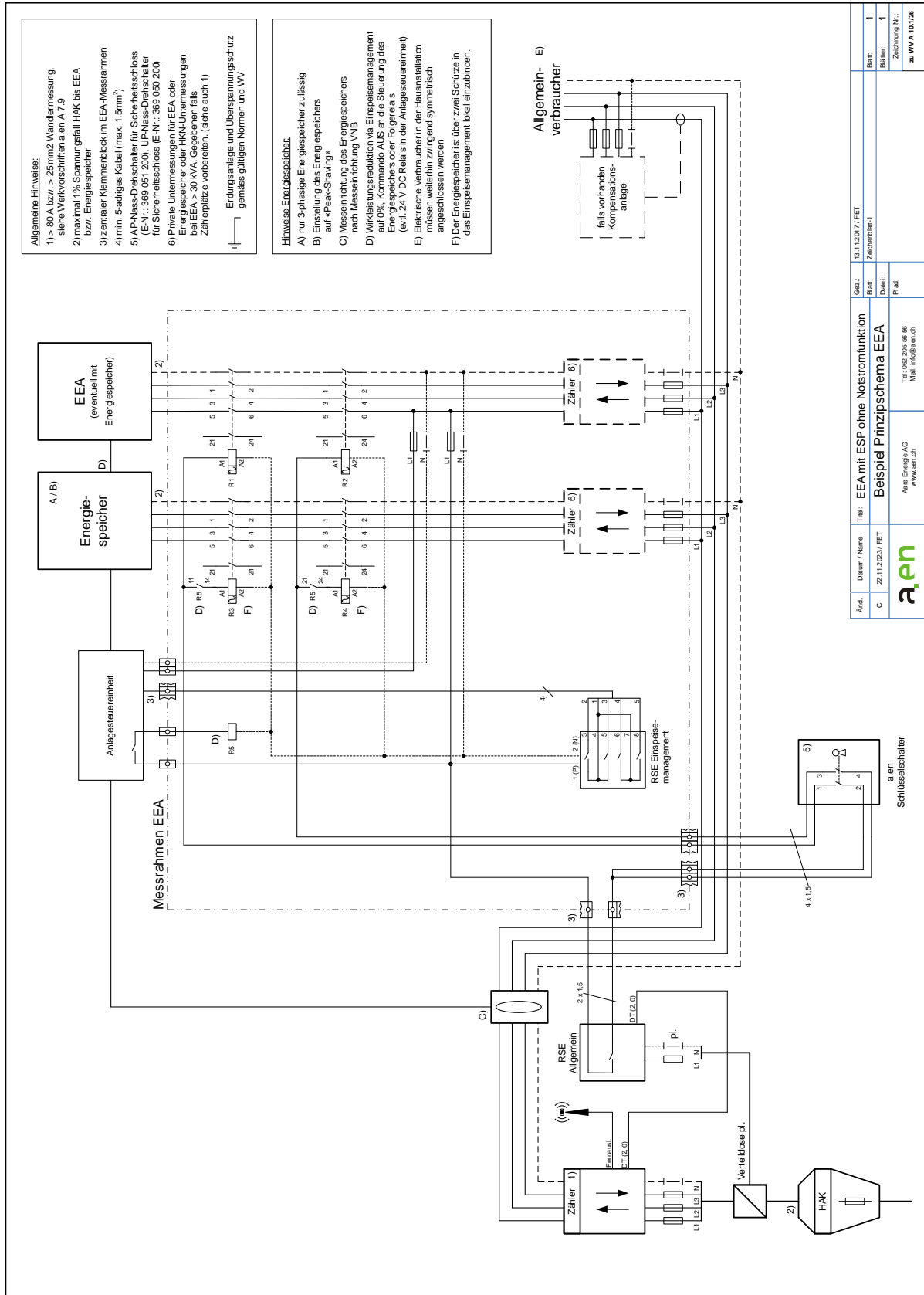


Abbildung 49: zu WV A 10.1/26 - Beispiel Prinzipschema EEA mit BSP ohne Notstromfunktion

Avd.	C	Datum/Name	Titel	EEA mit ESP ohne Notstromfunktion	Gez.	13.11.2017 / FET
				Beispiel Prinzipschema EEA	Blatt:	Zählerblatt-1
					Blatt:	1
					Prax:	
					Zeichnung N.:	
					zu WV A 10.1/26	
					a.en Energie AG www.a.en.ch Tel: +302 205 56 56 Mail: info@a.en.ch	

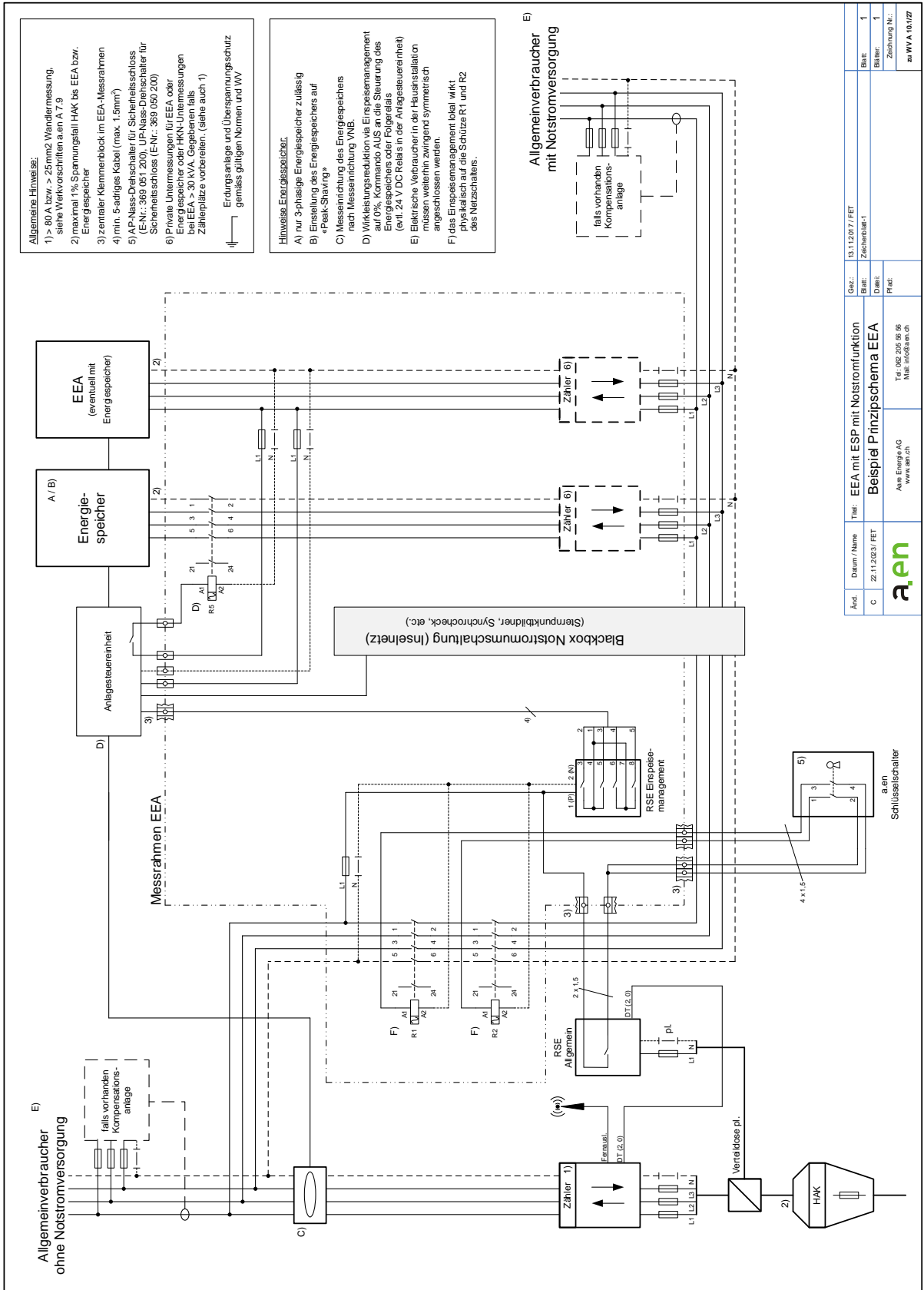


Abbildung 50: zu WV A 10.1/27 - Beispiel Prinzipschema EEA mit BSP mit Notstromfunktion

Avd.	C	Datum/Name	22.11.2023 / FET	Titel	EEA mit ESP mit Notstromfunktion	Gez.	13.1.2027 / FET
					Beispiel Prinzipschema EEA	Bauh.	Zählerblatt-1
						Dmstr.	1
						Prax.	Zählung N.r.:
							zu WV A 10.1/27



AW Energie AG
www.aw.ch
Tel: +41 202 205 56
Mail: info@aw.ch

Die wichtigsten Punkte – Anlageklassen 7F, 5A, 5B

Die folgende Aufzählung ist nicht abschliessend:

- Netzkenndaten des Mittelspannungsknoten (Einspeisepunkt)
- Netzverträglichkeitssimulation (Netzurückwirkungen)
- NISV /EMV (Grenzwerte)
- MS-Schaltanlage gemäss den Vorgaben VNB
- Mess- und Steuerschrank gemäss den Vorgaben VNB (Hilfsspannung 1ph. 230V ca. 2kVA ab EEA)
- ESTI Vorlage in Absprache mit VNB
- Disposition der Anlage (Fluchtwege sind zu berücksichtigen)
- Kabelkeller (MS-Anlage, Druckentlastung + Biegeradius der Kabel 300mm²)
- Spezial Trafo für WR-Systeme (Oberschwingungen)
- Schliessung (Zutrittskonzept MS-Anlagen -> Schlüsselrohr a.en)
- Autonomie der geplanten EEA (Hilfsspannungen / Eigenversorgung)
- MS-Schutz mit Ausschaltkontakten der Anlage (EEA integrieren)
- Erdungsanlage (Erdungskonzept; gelöschttes Verteilnetz)
- Einspeisemanagement „ferngesteuert“ + „lokal“ (Schlüsselschalter)
- Not-Aus MS + EEA (Bedienung der Mittelspannungsanlage)
- Inbetriebnahme
- Abnahme der Anlage
- Wartungskonzept
- Sicherheitskonzept

Änd.	Datum / Name	Titel: EEA Anlageklassen 7F, 5A, 5B	Gez.:	01.07.2014 / TB	
A	11.09.2019 / FET	Checkliste	Blatt:	Checkliste – EEA an Mittelspannung	Blatt: 1
 Aare Energie AG 4601 Olten www.aen.ch			Tel: 062 205 56 56 Mail: info@aen.ch		Blätter:
					1
					Zeichnung Nr.:
					-

Abbildung 51: Checkliste – EEA Anlageklassen 7F, 5A, 5B