TECHNISCHE ANSCHLUSSBEDINGUNGEN MITTELSPANNUNG

Ergänzungen zu VDE-AR-N 4110:2018-11

Gültig für Bezugs – und Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

April 2019

Herausgeber:
Stadtwerke Baden-Baden
Waldseestraße 24
76530 Baden-Baden

Inhaltsverzeichnis

Vorwort **11**

1. Anwendungsbereich **11**

2. Normative Verweisungen **11**

3. Begriffe und Abkürzungen **11**

4. Allgemeine Grundsätze **11**

4.1 Bestimmungen und Vorschriften 11

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen 12
4.2.1 Allgemeines 12
4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung 12
4.2.3 Reservierung/Feinplanung 13
4.2.4 Bauvorbereitung und Bau 13
4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation 14

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation 15

4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage 16

5. Netzanschluss **16**

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes 16

5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel 16

5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung 16
5.3.1 Allgemein 16
5.3.2 Zulässige Spannungsänderung 16
5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen 17

5.4 Netzrückwirkungen 17
5.4.1 Allgemeines 17
5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen 17

5.4.3 Flicker 17
5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische 17
5.4.5 Kommutierungseinbrüche 17
5.4.6 Unsymmetrien 17
5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung 17
5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes 18
5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen 18

5.5 Blindleistungsverhalten 18

6. Übergabestation 18

6.1 Baulicher Teil 18
6.1.1 Allgemeines 18
6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung 20
6.1.2.1 Allgemeines 20
6.1.2.2 Zugang und Türen 20
6.1.2.3 Fenster 21
6.1.2.4 Klimabeanspruchung, Belüftung und Druckentlastung 21
6.1.2.5 Fußböden 21
6.1.2.6 Schallschutzmaßnahmen und Auffangwannen 21
6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel 22
6.1.2.8 Beleuchtung, Steckdosen 22
6.1.2.9 Fundamenterder 23
6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör 23
6.1.3.1 Hinweisschilder 23
6.1.3.2 Zubehör 23

6.2 Elektrischer Teil 24
6.2.1 Allgemeines 24
6.2.1.1 Allgemein technische Daten 24
6.2.1.2 Kurzschlussfestigkeit 25
6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbögen 26
6.2.1.4 Isolation 26
6.2.1.5 Überspannungsschutz 26
6.2.2 Schaltanlagen 26
6.2.2.1 Schaltung und Aufbau 26
6.2.2.2 Ausführung 27

6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung 27
6.2.2.4 Schaltgeräte 28
6.2.2.5 Verriegelung 28
6.2.2.6 Transformatoren 29
6.2.2.7 Wandler 29
6.2.2.8 Überspannungsableiter 29
6.2.3 Sternpunktbehandlung 29
6.2.4 Erdungsanlage 29

6.3 Sekundärtechnik 30
6.3.1 Allgemeines 30
6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle 30
6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung 30
6.3.4 Schutzeinrichtungen 31
6.3.4.1 Allgemeines 31
6.3.4.2 Netzschutzeinrichtungen 31
6.3.4.3 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 31
6.3.4.3.1 Allgemeines 31
6.3.4.3.2 HH-Sicherung 32
6.3.4.3.3 Abgangsschaltfelder 32
6.3.4.3.4 Platzbedarf 32
6.3.4.4 Automatische Frequenzentlastung 32
6.3.4.5 Schnittstellen für Schutzfunktions-Prüfungen 32
6.3.4.6 Mitnahmeschaltung bei der Parallelschaltung von Transformatoren 32
6.3.4.7 Schutzprüfung 33

6.4 Störschreiber 33

7 Abrechnungsmessung 33

7.1 Allgemeines 33

7.2 Zählerplatz 33

7.3 Netz-Steuerplatz 33

7.4 Messeinrichtung 33

7.5 Messwandler 33

7.6 Datenfernübertragung 34

7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung 34

8 Betrieb der Kundenanlage 35

8.1 Allgemeines 35

8.2 Netzführung 35

8.3 Arbeiten in der Übergabestation 35

8.4 Zugang 35

8.5 Bedienung vor Ort 36

8.6 Instandhaltung 36

8.7 Kupplung von Stromkreisen 36

8.8 Betrieb bei Störungen 36

8.9 Notstromaggregate 36
8.9.1 Allgemeines 36
8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes 37

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern 37
8.10.1 Betriebsmodi 37
8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen 37
8.10.3 Lastmanagement 37
8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“ 37

8.11 Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge 37
8.11.1 Allgemeines 37
8.11.2 Blindleistung 37
8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung 37
8.11.4 Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz 38

8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung 38

8.13 Leistungsüberwachung 38

9 Änderungen, Außerbetriebnahme und Demontage 38

10 Erzeugungsanlagen (EZA) 38

10.1 Allgemeines 38

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz 38
10.2.1 Allgemeines 38
10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen 38
10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb 38
10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen 39
10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit 39
10.2.1.4.1 Inselbetrieb 39
10.2.1.4.2 Teilnetzbetriebsfähigkeit 39
10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit 39
10.2.2 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung 39
10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen 39
10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$ 39
10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$ 39
10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 40
10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen 40
10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen 41
10.2.3 Dynamische Netzstützung 41
10.2.3.1 Allgemeines 41
10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen 41
10.2.3.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen 41
10.2.3.2.2 Wirkstromwiederkehr 41
10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen 41
10.2.3.3.1 Allgemeines 41
10.2.3.3.2 Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung bei vollständiger dynamischer Netzstützung 42
10.2.3.3.3 Eingeschränkte dynamische Netzstützung 42
10.2.3.3.4 Wirkstromwiederkehr 42
10.2.3.3.5 Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren 42
10.2.3.4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes für Typ-1 und Typ-2 Anlagen 42
10.2.4 Wirkleistungsabgabe 42

10.2.4.1 Allgemeines 42
10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement 42
10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz 43
10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage 43
10.2.5.1 Allgemeines 43
10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom 43
10.2.5.3 Überprüfung der Schutzparametrierung 43

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen 44
10.3.1 Allgemeines 44
10.3.2 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 44
10.3.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 44
10.3.3.1 Allgemeines 44
10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen 44
10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen 44
10.3.3.4 Q-U-Schutz 44
10.3.3.5 Übergeordneter Entkupplungsschutz 45
10.3.3.6 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten 45
10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlagen an die Sammelschiene eines Umspannwerks 46
10.3.4.1 Kurzschlusseinrichtungen des Anschlussnehmers 46
10.3.4.2 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 46
10.3.4.2.1 Übergeordneter Entkupplungsschutz 46
10.3.4.2.2 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten 46
10.3.4.3 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlagen an die Sammelschiene eines Umspannwerks 46
10.3.5 Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz 46
10.3.5.1 Allgemeines 46
10.3.5.2 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 46
10.3.5.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 47
10.3.5.3.1 Übergeordneter Entkupplungsschutz 47
10.3.5.3.2 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten 47
10.3.5.4 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz 47
10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen 47

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 48
10.4.1 Allgemeines 48

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen 48
10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen 48
10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren....48
10.4.5 Kuppelschalter....48

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen 48
10.5.1 Abfragen auf Eigenbedarf....48
10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität 48
10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung....48
10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve....49

10.6 Modelle....49
10.6.1 Allgemeines....49
10.6.2 Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen....49
10.6.3 Modelldokumentation....49
10.6.4 Parametrierung....49

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für EZA....49

11.1 Gesamter Nachweisprozess....49

11.2 Einheitenzertifikat....49
11.2.1 Allgemeines....49
11.2.2 Netzrückwirkungen 50
11.2.2.1 Schaltbedingte Spannungsänderungen 50
11.2.2.2 Flicker....50
11.2.2.3 Oberschwingungen....50
11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche 50
11.2.2.5 Unsymmetrien....50
11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen....50
11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb 50
11.2.3.2 Polradpendelungen....50
11.2.3.3 Netzpendelungen....50
11.2.4 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung....51
11.2.5 Dynamische Netzstützung 51
11.2.5.1 Allgemeines 51
11.2.5.2 Mehrfachfehler....51
11.2.5.3 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Erzeugungseinheiten 51

11.2.5.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten 51
11.2.5.5 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten 51
11.2.5.6 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten 51
11.2.5.7 Verhalten nach Fehlerende für Typ-2-Erzeugunseinheiten 51
11.2.5.8 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren.....52
11.2.6 Modelle 52
11.2.6.1 Allgemeines 52
11.2.6.2 Funktionsumfang der Modelle 52
11.2.6.3 Mindestanforderungen an Modelle 52
11.2.6.4 Plausibilisierung der Modelle.....52
11.2.6.5 Modellanforderungen Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungseinheiten 52
11.2.6.6 Modelldokumentation 52
11.2.6.7 Validierung 52
11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement 53
11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz 53
11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit 53
11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen 53
11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 53
11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität 53

11.3 Komponentenzertifikat 53
11.3.1 Allgemeines 53
11.3.2 EZA-Regler 53
11.3.3 Aktive statische Kompensationsanlage 54
11.3.4 Spannungsregler inkl. Erregersystem einer Typ-1-Erzeugungseinheit 54
11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregaten bei Typ-1-Erzeugungseinheiten 54
11.3.6 Modelle 54

11.4 Anlagenzertifikat 54
11.4.1 Allgemeines 54
11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen.....54
11.4.3 Einspeiseleistung 54
11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel 54
11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt 55
11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen 55

11.4.7 Netzrückwirkungen 55
11.4.7.1 Allgemeines 55
11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen 55
11.4.7.3 Flicker 55
11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Suprahharmonische.....55
11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche 55
11.4.7.6 Unsymmetrien.....55
11.4.7.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung 56
11.4.7.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes.....56
11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen 56
11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb 56
11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen 56
11.4.9 Nachweis des Inselbetriebes und der Teilnetzbetriebsfähigkeit 56
11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit 56
11.4.11 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung.....56
11.4.12 Dynamische Netzstützung 56
11.4.12.1 Allgemeines 56
11.4.12.2 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 1 57
11.4.12.3 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2 57
11.4.12.4 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2.....57
11.4.12.3.5 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelte Asynchrongenerator 57
11.4.13 Wirkleistungsabgabe.....57
11.4.14 Netzsicherheitsmanagement.....57
11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz) 57
11.4.16 Kurzschlussstrombetrag der Erzeugungsanlage.....57
11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen.....58
11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 58
11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung.....58
11.4.20 Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung 58
11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung 58
11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen 58
11.4.23 EZA-Modell.....58
11.4.24 Anlagenzertifikat B.....58
11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat 58

11.5 Inbetriebsetzungsphase....59
11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation....59
11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weitere Komponenten....59
11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlagen und Inbetriebsetzungserklärung....59
11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage....59
11.5.3.2 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren....59
11.5.3.3 Inbetriebsetzungserklärung....59
11.5.4 Konformitätserklärung....59
11.5.5 Betriebsphase....59
11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz....60

11.6 Einzelnachweisverfahren....60
11.6.1 Allgemeines....60
11.6.2 Anlagenzertifikat C....60
11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren....60
11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung....60
11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage....60

12 Prototypen-Regelung....60

Vorwort

Für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Baden-Baden sind verschiedene Anforderungen zu beachten. Die wesentlichen Gesichtspunkte für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen werden in den VDE-Anwendungsregeln festgelegt. Das vorliegende Dokument konkretisiert und erläutert diese Anforderungen. Punkte die hier nicht explizit erwähnt werden, sind nach den VDE-Anwendungsregeln auszuführen.

1. Anwendungsbereich

Die VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb“ und das vorliegende Dokument „Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung“ sind anzuwenden, wenn die Anlage am Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Baden-Baden angeschlossen und parallel betrieben wird. Dies betrifft auch Anlagen, die über ein eigenes Niederspannungsnetz verfügen und über Netztransformatoren mit dem Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Baden-Baden verbunden sind.

2. Normative Verweisungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

3. Begriffe und Abkürzungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

4. Allgemeine Grundsätze

4.1 Bestimmungen und Vorschriften

keine Ergänzung/Konkretisierung

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Um dem Anschlussnehmer bei der Anschlussplanung von elektrischen Anlagen an das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Baden-Baden Hilfestellung zu bieten, werden Ablaufpläne zur Verfügung gestellt. Der Ablaufplan A.1 berücksichtigt dabei den Anschluss von reinen Bezugsanlagen, der Ablaufplan A.2 den Anschluss von Misch- und reinen Erzeugungsanlagen.

4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung
(A.1 Punkte 1 bis 2 und A.2 Punkte 1 bis 2)

Eine schriftliche Anmeldung der geplanten elektrischen Anlage ist unabhängig von eventuellen Koordinationsgesprächen erforderlich, damit seitens der Stadtwerke Baden-Baden ein Angebot erstellt werden kann. Die Kosten werden dem Kunden als verbindlichen Kostenvoranschlag mitgeteilt, sobald die dazu erforderlichen Unterlagen vorliegen. Weiterhin findet anhand der eingereichten Unterlagen eine Netzverträglichkeitsprüfung statt. Hierbei erfolgt unter anderem die Festlegung des Netzanschlusspunktes, Benennung des ggf. notwendigen Netzausbaues etc. Nach erfolgreicher Prüfung erteilen die Stadtwerke Baden-Baden eine Netzanschlusszusage, welche zeitlich befristet ist, in der Regel 18 Monate.

<u>Erforderlichen Unterlagen bei reinen Bezugsanalgen</u>

- Antrag **E.1**,
- Angabe der zu erwarteten Gesamtleistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors,
- Datenblatt zur Beurteilung von Netzrückwirkungen **E.2**.

<u>Zusätzliche Unterlagen bei Misch- und reinen Erzeugungsanlagen:</u>

- Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage **E.8**,
- Einheitenzertifikat,
- Komponentenzertifikat.

4.2.3 Reservierung/Feinplanung
(A.1 Punkt 3 und A.2 Punkte 3 bis 6)

Nach Rückgabe des unterschriebenen Angebotes bzw. nach der Beauftragung der kostenpflichtigen Leistungen werden die Stadtwerke Baden-Baden mit der Vorbereitung des Netzanschlusses beginnen. Zusammen mit der Netzanschlusszusage erfolgt die Reservierung des Netzanschlusses, in der Regel für 12 Monate. Sollte im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung ein Netzausbau notwendig sein, sind ggf. längere Genehmigungsfristen und Realisierungsdauern zu berücksichtigen.

Zusätzlich bei Misch- und reinen Erzeugungsanalagen:

Für die Anlagenzertifizierung übermitteln die Stadtwerke Baden-Baden dem Anschlussnehmer den Netzbetreiber-Abfragebogen **E.9**. Dies setzt voraus, dass im Vorfeld bereits alle benötigten Unterlagen (siehe 4.2.2) vom Anschlussnehmer übermittelt wurden.

Mit Vorliegen des Netzbetreiber-Abfragebogen kann der Anschlussnehmer das entsprechende Anlagenzertifikat (siehe Bild 1 nach VDE-AR-N 4110) erstellen lassen und dieses wenn möglich vor Baubeginn den Stadtwerken zur Prüfung vorlegen, um mögliche Änderungen in der Projektphase rechtzeitig einfließen zu lassen. Die Stadtwerke Baden-Baden übernehmen mit dieser Prüfung ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die inhaltliche Richtigkeit des Anlagenzertifikates.

4.2.4 Bauvorbereitung und Bau
(A.1 Punkte 4 bis 7 und A.2 Punkte 7 bis 10)

Vor Baubeginn oder Bestellung von Stationskomponenten müssen die nachfolgenden Unterlagen bei den Stadtwerken Baden-Baden eingereicht werden. Als Deckblatt ist **E.4** zu verwenden.

- Lage und Grundrisspläne aus denen der Standort der Trafostation, die Leitungstrassen, vorhandene und geplante Bebauung und die Lage der Hochspannungsschutzerde und Niederspannungsbetriebserde hervorgehen,
- Pläne einschließlich Schnittzeichnungen über die bauliche Anordnung der Anlagen,
- Ausführungszeichnungen (Konstruktionspläne) aus denen der Aufbau der 20kV-Schaltanlage hervorgeht,

- Ausführungszeichnungen über das hoch- bzw. niederspannungsseitige Messfeld,
- Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die gesamte Übergabestation, Nachweis des Schutzes vor Gefährdung durch Störlichtbogen,
- Einphasiger Übersichtsschaltplan der Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze, Netztransformatoren, Mess-, Schutz und Steuereinrichtungen, Klemmenpläne,
- Erklärung zur Erfüllung der technischen Anforderungen nach VDE-AR-N 4110 und der TAB der Stadtwerke Baden-Baden,
- Nachweis zur Einhaltung der 26. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung.

Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen erhält der Anschlussnehmer eine Ausfertigung der Unterlagen mit (Sicht-)Vermerk bzw. Hinweisen und Ergänzungen durch die Stadtwerke Baden-Baden zurück. Diese Vermerke etc. bestätigen ausschließlich eine Prüfung der Belange der Stadtwerke Baden-Baden.

4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation (A.1 Punkte 8 bis 12 und A.2 Punkte 11 bis 15)

Mindestens 2 Wochen vor der gewünschten Inbetriebsetzung der Übergabestation hat der Anschlussnehmer einen Antrag auf Inbetriebsetzung **E.5** bei den Stadtwerken Baden-Baden zu stellen.

Voraussetzung hierfür ist, dass im Vorfeld durch den Anlagenerrichter im Beisein des Anlagenbetreibers und seines Anlagenverantwortlichen eine technische Abnahme der Anlage stattfindet. Hierbei kann bereits der erste Teil des Inbetriebsetzungsprotokolls **E.7** ausgefüllt werden.

Sämtliche Abnahmeprotokolle, Unterlagen, etc. sind den Stadtwerken Baden-Baden vorzulegen. Erst danach können die Stadtwerke einem Antrag zur Inbetriebnahme zustimmen.

Unter anderem werden folgende Unterlagen benötigt:

- Nachweis Wandler,
- Schutzprüfprotokolle der Vor-Ort-Prüfung in der Übergabestation, bei Erzeugungsanlagen einschließlich die übergeordnete Entkupplungsschutzfunktion,

- Erdungsprotokoll **E.6**,
- Bestätigung DGUV Vorschrift 3 für die Übergabestation,
- Kabelprüfprotokoll für die anschlussnehmereigenen Mittelspannungskabel,
- Nennung des **Anlagenverantwortlichen**,
- Unterzeichneter Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Stadtwerken,
- Unterzeichneter Anschlussnutzungsvertrag zwischen Anschlussnutzer und Stadtwerken, ggf. Netznutzungsvertrag,
- Anmeldung Stromanschluss und/oder Mitteilung Stromlieferant.

Weiterhin muss mindestens 1 Woche vor Inbetriebnahme des Netzanschlusses eine Vorinbetriebsetzung der Abrechnungsmessung erfolgen. Dazu muss im Vorfeld ein „**Antrag zur Zählersetzung**“ bei den Stadtwerken Baden-Baden eingereicht werden. Falls die Stadtwerke Baden-Baden nicht grundzuständiger Messstellenbetreiber sind, hat der Anschlussnehmer durch einen anderen Messstellenbetreiber die Vorinbetriebsetzung durchführen zu lassen und den Stadtwerken Baden-Baden vor Inbetriebsetzung der Übergabestation hierzu den Nachweis der betriebsbereiten Übergabe vorzulegen.

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation

(A.1 Punkt 13 und A.2 Punkte 16-17)

Zur Inbetriebsetzung der Übergabestation ist neben den Anforderungen nach 4.2.5 ein vollständig ausgefülltes und unterschriebenes Inbetriebsetzungsprotokolls **E.7** den Stadtwerken Baden-Baden vorzulegen.

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt von den Stadtwerken Baden-Baden bis zur Übergabestelle (erstes kundeneigenes Schaltgerät, z. B. Übergabeleistungsschalter). Die Durchschaltung der Spannung in die Kundenanlage erfolgt durch den Anschlussnehmer. Die Stadtwerke Baden-Baden übernehmen mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die Betriebssicherheit der kundeneigenen Anlage.

Bei Erzeugungsanlagen erteilen die Stadtwerke Baden-Baden die Erlaubnis zur Zuschaltung und bestätigen die Erlaubnis zur Zuschaltung und die Erteilung einer vorübergehenden Betriebserlaubnis im Inbetriebsetzungsprotokoll **E.7.**

4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

(A.2 Punkte 18 bis 21)

Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten und der gesamten Erzeugungsanlage ist die Inbetriebnahme der Übergabestation nach 4.3. Die eigentliche Inbetriebsetzung ist in der VDE-AR-N 4110 Kapitel 11.5 beschrieben.

5. Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Nach Einreichung aller notwendigen Unterlagen wird seitens Stadtwerke eine Netzverträglichkeitsüberprüfung durchgeführt. Bei erfolgreicher Prüfung wird im Rahmen der Netzanschlusszusage der geeignete Netzverknüpfungspunkt mitgeteilt. Der Netzanschluss von Kundenanlagen wird standardmäßig durch die Einschleifung in den 20-kV-Ring der Stadtwerke Baden-Baden realisiert. Die Eigentums- und Betriebsführungsgrenzen werden im Kapitel 8 „ Betrieb der Kundenanlage“ nähere erläutert.

5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel

Zur Bestimmung der thermischen Belastung der Netzbetriebsmittel ist die maximale Scheinleistung zu Grunde zu legen. Hierbei ist ein Verschiebefaktor cos φ von 0.95 untererregt (induktiv) zu verwenden.

5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung

5.3.1 Allgemein

Die Nennspannung im Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Baden-Baden beträgt im Normalfall 20kV.

5.3.2 Zulässige Spannungsänderung

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4 Netzrückwirkungen

5.4.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.3 Flicker

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.5 Kommutierungseinbrüche

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.6 Unsymmetrien

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Baden-Baden werden Tonfrequenz-Rundsteueranlagen eingesetzt.

Die Frequenz beträgt standardmäßig 396 Hertz. In einigen Gebieten werden aktuell noch Frequenzen mit 233 ½ Hertz eingesetzt.

Um mögliche Beeinflussungen der Kundenanlage durch Netzrückwirkungen zu vermeiden sind diese bei der Planung und Auslegung der Anlage zu berücksichtigen.

5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

5.5 Blindleistungsverhalten

Die max. zulässige Blindleistungsaufnahme nach VDE-AR-N 4110 Kapitel 5.5 muss eingehalten werden. Sollte der Grenzwert **(cos $\varphi \geq 0{,}95$ induktiv)** nicht eingehalten werden können, muss eine Blindleistungskompensation installiert werden. Diese ist zwingend mit den Stadtwerken Baden-Baden abzustimmen, unter anderem um mögliche Netzrückwirkungen zu vermeiden.

6. Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Die Lage der Station ist auf jeden Fall so zu wählen, dass bei Hochwasser oder Starkregen ein Eindringen von Wasser ausgeschlossen ist.

Sofern für die Versorgung erforderlich, können die Stadtwerke Baden-Baden gemäß NAV auf die Bereitstellung eines Raumes für eine Netzstation bestehen. Es kann entweder ein geeigneter Raum im Gebäude oder eine geeignete Fläche für die Errichtung einer Fertigstation zur Verfügung gestellt werden. Grundsätzlich wird der Einsatz eines Betonfertiggebäudes bevorzugt. Für die Aufstellung der bei den Stadtwerken Baden-Baden

üblichen Gebäude wird lediglich ein Sandbett benötigt. Die Errichtung ist in der Regel außerhalb der Bebauungsgrenzen zulässig.

Die Eigentumsverhältnisse sowie eventuell erforderliche dingliche Sicherungen sind im Einzelfall zwischen den Kunden und den Stadtwerken Baden-Baden abzustimmen.

Neben der Einhaltung der baurechtlichen Vorschriften ist die „Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen“ und die Vorschrift gemäß den „Richtlinien über Betriebsräume für elektrische Anlagen“ einzuhalten.
Als „geeigneter Stationsraum“ gilt ein Raum, der folgende Bedingungen erfüllt:

- Der Raum bzw. das Gebäude sind nahe der öffentlichen Straße, möglichst auf Straßenniveau (EG) angeordnet,
- die Wände des Stationsraumes innerhalb eines Gebäudes sind so ausgeführt, dass sie den zu erwarteten Druckverhältnissen bei einem inneren Fehler der elektrischen Einrichtungen standhalten,
- Mitarbeiter der Stadtwerke oder deren Beauftragte haben zu jeder Zeit ungehinderten Zugang zur Station,
- die Kabeldurchführungen sind Bestandteil des Gebäudes und führen direkt ins Freie,
- die Be- und Entlüftungsöffnungen führen ebenfalls direkt ins Freie,
- die Bestimmungen der 26. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung sind einzuhalten,
- bei Bestückung der Station von oben ist eine Bestückungsöffnung von mindestens 2,00 m x 1,50 m (lichtes Maß) vorgesehen. Der Bestückungsschacht ist unmittelbar vor dem Stationsraum angeordnet,
- wird die Station durch die Tür bestückt, so sind alle Türen und Gänge, von außen bis zur Station mindestens für einen 630 kVA-Transformator, d. h. auf ein lichtes Maß von 2,25 m x 1,25 m zu dimensionieren. Stufen sind in diesem Bereich nicht zulässig. Der Fußboden ist statisch und vom Belag her auf eine Belastung von 3,5t (4 Stahlräder mit einem Radabstand von 67 cm ausgelegt,
- sind zur Stationsbestückung Geschosshöhen zu überwinden, so sind Lastenaufzüge für ein Transformatorgewicht von bis zu 3,5 t vorgesehen,
- der Innenraum der Station ist gegen aufsteigende Feuchtigkeit geschützt,
- der Stationsraum ist gegen das Eindringen von Tieren und Fremdkörper geschützt.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

6.1.2.1 Allgemeines

Zur Vorbeugung gegen Staubablagerungen sind die Innenwände in Sichtmauerwerk oder verputzt auszuführen. Betondecken sollten nicht verputzt werden. Der Anstrich soll in waschbeständiger Bindefarbe erfolgen.

6.1.2.2 Zugang und Türen

Außentüre sind einbruchsicher, in Stahl verzinkt oder Aluminium auszuführen. Türen der Stationsräume sind auch im Innenbereich in Metall auszuführen. Auf eine Brandabschottung gemäß Vorgabe der Bauaufsichtsbehörde ist zu achten. Die Schlösser der Stationsräume sind selbstverschließend und mit Panikfunktion nach VDE 0101 auszuführen. Ist der Vorraum einer Mittelspannungsanlage dem öffentlichen Verkehr zugänglich, so sind Türen einzusetzen, die eine Störlichtbogenprüfung (16 kA, 1 s) bestanden haben oder mindestens aufgebaut sind wie entsprechende Türen. Alle Türen sind in Fluchtrichtung mit Panikschlössern auszurüsten.

Ist die Gefahr des Eindringens von Schnee, Schmelzwasser, Regen oder Wasser allgemein gegeben, so ist eine Türschwelle von 10 cm Höhe und ausreichendes Gefälle des Platzes vor der Tür vorzusehen. Gegebenenfalls ist der Vorplatz zu entwässern.

Ein Zugang zur Kundenstation sowie zu Räumen in denen die Stadtwerke Eigentum besitzen oder im Rahmen der Betriebsführungsgrenze Schalthandlungen durchführen müssen ist jederzeit zu gewährleisten. Hierzu sind die betroffenen Türen, Toren etc. mit Doppelschließzylinder auszustatten. Sofern an Anlagentoren etc. keine weiteren Schließsysteme nachrüstbar sind, muss in unmittelbarer Nähe z. B. ein Schlüsselkasten angebracht werden. Die Schließzylinder der Stadtwerke werden in der Regel bei der Inbetriebnahme seitens Stadtwerke eingebaut. Da der Zugang auch als Flucht- und Rettungsweg geeignet sein muss, ist der Zugang über Leitern nicht erlaubt. Desweitern muss im Falle einer Unterbrechung der Stromversorgung ein Zugang jederzeit möglich sein.

Kunden, die über kein Fachpersonal für Hochspannungsanlagen verfügen, bzw. keinen Zugang wünschen, wird aus Gründen der Unfallverhütung ein Verzicht auf den eigenen Schließzylinder an der Stationstür empfohlen. In diesem Fall sollte ein entsprechender

Wartungsvertrag mit einer Fachfirma abgeschlossen werden und dies den Stadtwerken Baden-Baden mitgeteilt werden.

6.1.2.3 Fenster

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.1.2.4 Klimabeanspruchung, Belüftung und Druckentlastung

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.1.2.5 Fußböden

Die Mindesthöhe bei Einsatz eines Doppelbodens muss bei Leistungsschaltern 100 cm, bei Lasttrennschaltern 80 cm betragen.

Die Verriegelung des Doppelbodenbelags ist so auszuführen, dass die Entriegelung und Aufnahme jeder einzelnen Platte von oben möglich ist. Die Bodenkanäle werden in der Regel mit Verbundholzplatten ausgelegt und mit einem Grundrahmen verschraubt. Das Verbundholz soll 27 mm stark, 19-fach verleimt, schwer entflammbar und rutschfest versiegelt sein und den elektrischen Anforderungen entsprechen.

6.1.2.6 Schallschutzmaßnahmen und Auffangwannen

Für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren ist ein Auffangraum zu berücksichtigen. Die Auffangräume sind ausreichend gemäß den VDE- und AGI Richtlinien zu dimensionieren.

Auffanggruben sind von Fachbetrieben, mit einer Eignung gemäß WHG (Wasserhaushaltsgesetz) herzustellen. Die Möglichkeit der Bildung von Setzrissen ist zu berücksichtigen.

Gegebenenfalls ist eine Metallauffangwanne einzubringen. Die Wanne ist fachmännisch, ebenfalls von einem Fachbetrieb im Sinne des WHG herzustellen. Bei der Aufstellung ist auf einen ausreichenden Korrosionsschutz zu achten.

Durch die Wanne dürfen keine Kabel geführt werden. Die Befestigung von anderen Einrichtungen wie Halteeisen etc. innerhalb der Wanne ist nicht zulässig.

6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel

Der Netzanschluss erfolgt in der Regel über zwei 20 kV Kabel. Für Steuerung, Überwachung etc. werden zusätzlich Kommunikationskabel bzw. Leerrohre verlegt. Die Anzahl, Lage, Dimensionierung und Anordnung der Kabeleinführungen ist mit den Stadtwerken Baden-Baden abzustimmen (Tiefe zwischen 60 und 110 cm).

Innerhalb eines Gebäudes können die Kabel in Kanälen, auf Pritschen oder in Doppelböden verlegt werden. Die Kabel müssen jederzeit frei zugänglich sein und dürfen nicht überbaut werden. Brandschutzmaßnahmen im Bereich der Kabeltrasse sind seitens Bauherr nach Vorgabe der Baubehörde bzw. der Feuerwehr zu treffen. Der spätere Zugang zur Kabeltrasse muss dabei jederzeit ohne Zerstörung der Brandabschottung möglich sein. Der Verlauf der Trasse ist mit den Stadtwerken Baden-Baden abzustimmen.

Ein Mindestbiegeradius der Kabel von 15 x Kabelaußendurchmesser muss auf der Trasse gewährleistet werden.

Unterhalb der Mittelspannungsschaltanlage muss ausreichend Raum vorhanden sein, um die Kabelendverschlüsse und die Wandler der Erd- und Kurzschlusserfassung installieren zu können (Montageraum: ca. 80 cm tief unter der gesamten Anlage).

6.1.2.8 Beleuchtung, Steckdosen

In den Räumen für Mittelspannungsschaltanlagen soll die mittlere Beleuchtungsstärke in 1 m Höhe 120 lx betragen. Im Schaltanlagenraum sind mindesten zwei Leuchten vorzusehen. Das Auswechseln der Leuchtmittel muss ohne Leiter möglich sein. Es ist dafür Sorge zu tragen, dass keine Berührungsgefahr mit unter Spannung stehenden Teilen während der Wartungsarbeiten besteht.

Die Ein- und Ausschaltung der Beleuchtung erfolgt mittels eines Türkontaktes. Mit einem neben der Tür installierten Schalter kann der Türkontakt überbrückt werden, damit die Beleuchtung auch bei geschlossener Tür eingeschaltet werden kann.

In Übergabestationen ist für die Stationsbeleuchtung und Steckdosen eine Unterverteilung vorzusehen. Ihre Versorgung erfolgt über ein separates Niederspannungskabel und einen HAK der Stadtwerke Baden-Baden. In Stationen mit Leistungsschaltern sind Drehstromkreise (16 A und 32 A) vorzusehen.

6.1.2.9 Fundamenterder

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör

6.1.3.1 Hinweisschilder

In der Übergabestation ist ein Aushang über den Anlagenverantwortlichen mit Telefonnummer anzubringen, um im Falle von Schalthandlungen, Störungen etc. einen Ansprechpartner des Anschlussnehmers kontaktieren zu können.

6.1.3.2 Zubehör

Die Bedienungshebel sind unverwechselbar auszuführen. Der Antrieb ist rot zu kennzeichnen. Erdungsschalter werden zum Erden und Kurzschließen der Kabel und der Sammelschiene eingesetzt. Zusätzlich werden als Erdungs-und Kurzschlussgarnitur flexible Kupferseile 70 mm², z.B. Fabrikat Dehn, Typ A, für Kugelanschluss (Durchmesser 20 mm) und Erdanschlussbolzen M 12, verwendet.

Sämtliche Sekundärtechnikpläne wie z.B. Schutzverdrahtungspläne, Steuerungstechnikpläne etc. sind vor-Ort aufzubewahren und gegen mögliche Staubablagerungen etc. zu schützen.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

6.2.1.1 Allgemein technische Daten

Folgende Kenngrößen sind bei der Dimensionierung der Übergabestation zu berücksichtigen:

- Nennspannung: 20 kV,
- Nennfrequenz: 50 Hz,
- Bemessungsspannung: 24 kV,
- Nennstehwechselspannung: 50 kV,
- Nennstehblitzstoßspannung: 125 kV,
- Sammelschienennennstrom: 630 A (Eventuell 1250 A),
- Nennabzweigstrom: 630 A,
- Bemessungs-Kurzzeitstrom: 16 kA / 1s,
- Bemessungsstoßstrom: 40 kA.

Die oben genannten Kenngrößen sind mit den Stadtwerken Baden-Baden im Vorfeld abzustimmen.

Der Stadtwerke Kabelring wird in der Regel über 2 Kabelfelder mit Lastrennschalter aufgebaut. Die Eigentumsgrenze zwischen dem 20-kV-Netz der Stadtwerke Baden-Baden und der kundeneigenen Mittelspannungsschaltanlage stellen die Anschlusspunkte der beiden Kabelendverschlüsse in den Eingangsschaltfeldern dar. Die Anlagenverantwortung bezüglich des Schaltzustandes der Ringkabelfelder liegt bei den Stadtwerken Baden-Baden (Betriebsführungsgrenze). Für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an der Anlage, entsprechend der gültigen Vorschriften, ist der Eigentümer zuständig.

Innerhalb einer kundeneigenen Mittelspannungsanlage mit einem Netzteil für das öffentliche Netz ist der Netztransformator Eigentum der Stadtwerke Baden-Baden. Das dazugehörige Schaltfeld wird auf Kosten der Stadtwerke Baden-Baden mit der übrigen Anlage erstellt. Die Stadtwerke Baden-Baden sind verantwortlich für den Schaltzustand dieses Trafofeldes sowie für die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten dieses Feldes während des Betriebes.

Mit einem Übergabeschalter werden Messeinrichtungen und Trafoabgang freigeschaltet (bei Anlagen mit einem Transformator größer als 1 MVA oder bei Anlagen mit mehr als einem Transformator).

Die Kabelfelder (luftisoliert oder SF6) müssen so konzipiert sein, dass sowohl Einleiterkabel, VPE-Kabel als auch papierisoliertes Dreileiter-Massekabel anschließbar sind.

Als Kabelverbindung zwischen 20 kV-Schaltanlage und Transformator findet in der Regel VPE-Einleiterkabel Typ N2XSY mit Kupferleiter Verwendung. Es ist mindestens ein Querschnitt 3 x 1 x 35 mm² vorzusehen. Bei Einsatz von Leistungsschaltern mit Sekundärschutzeinrichtungen wird ein Nennquerschnitt von min. 95mm² Cu empfohlen.

Die Kabelverbindungen zwischen Transformator und Niederspannungs-Verteilung wird mit Kunstsoff-Einleiterkabel, Typ NYY 1 x 240 mm², ausgeführt. Die Anzahl der Kabel pro Phase und des Mittelleiters ist vom Nennstrom des Transformators abhängig (Reduktionsfaktoren beachten). Es wird empfohlen, die Kabel unsymmetrisch zu verlegen, um die magnetischen und elektrischen Felder zu verringern.

Zur Befestigung der Kabel, z.B. an Steigtrassen, sind nicht-magnetische Schellen zu verwenden.

Es wird empfohlen, eine Mitnahme-Schaltung in die kundeneigene NSHV einzubeziehen.

In Stationen muss eine Umgebungstemperatur von maximal + 40° C und minimal + 10° C sichergestellt sein.

6.2.1.2 Kurzschlussfestigkeit

Die elektrischen Anlagen müssen mindestens für einen Bemessungskurzzeitstrom von 16kA bei einer Kurzschlussdauer von 1 s ausgelegt sein. Je nach Netzanschlusspunkt kann es notwendig sein, die Anlage mit einen Bemessungs-Kurzzeitstrom in Höhe von 25 kA / 1 s zu dimensionieren.

Durch die zunehmende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen kann es lokal zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung kommen.

6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbögen

Um Personen gegen Auswirkungen von Störlichtbögen zu schützen sind mindestens folgende Prüfwerte einzuhalten und durch deutschsprachige Prüfprotokolle nachzuweisen:

- Wand-Aufstellung: IAC FL 16 kA / 1 s,
- Freie-Aufstellung: IAC FRL 16 kA / 1 s.

6.2.1.4 Isolation

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.2.1.5 Überspannungsschutz

Bei Freileitungsanschlüssen wird ein Überspannungsschutz zwingend gefordert.

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Vorzugsweise sind in sämtlichen Schaltfeldern, auch in den Transformator- und Übergabeschaltfeldern, einschaltfeste Erdungsschalter mit Sprungantrieb für die Einschaltung zu verwenden.

Sofern Erdungsfestpunkte erforderlich sind, sollen Kugelbolzen nach VDE, Kugeldurchmesser 20 mm, montiert werden.

Sind in Kundenanlagen mindestens 2 Trafos oder eine installierte Leistung je Trafo größer 1 MVA vorgesehen, ist ein Übergabefeld mit Leistungsschalter und Schutzgerät einzusetzen. Ansonsten ist ein Lasttrennschalter mit HH-Sicherung ausreichend.

In Leistungsschalteranlagen mit Schutzrelais ist eine Relaisnische mit Sichtfenster vorzusehen.

6.2.2.2 Ausführung

Von den Stadtwerken Baden-Baden wir der Einsatz SF6-isolierter Schaltanalgen mit Außenkonus-Anschlüssen (T-Stecker 630 A) in den Ringkabelfeldern empfohlen.

Die Endverschlüsse werden in der Regel von den Stadtwerken beschafft, montiert und berechnet. Bedingt die vom Kunden aufgestellte Anlage den Einbau besonderer Endverschlusstypen, so sind diese vom Kunden samt einer Montageanweisung zu beschaffen. Zusätzlich sind dann drei Endverschlüsse als Ersatz zu beschaffen und in der Anlage fachgerecht zu lagern. Außerdem ist eine Auflistung der für diesen Analgentyp zugelassenen Endverschlüsse zur Verfügung zu stellen.

Für die Endverschlüsse sind in den Kabelfeldern Befestigungskonsolen vorzusehen. Die Kabelendverschlüsse müssen zum Zweck der Erdschlussortung isoliert montiert werden, d.h. die Erdungsschiene in den Kabelfeldern ist isoliert zum Schaltanlagengehäuse zu montieren.

Sind in Schaltfeldern im Bereich der Kabelendverschlüsse die Abstände nach VDE 0101 nicht einzuhalten, so ist für die geprüfte Anschlusszone der Kabelendverschlüsse eine Montage- und Betriebsanleitung unaufgefordert zur Verfügung zu stellen. Schaltfelder, die im Verfügungsbereich der Stadtwerke Baden-Baden stehen, müssen abschließbar ausgeführt werden. Die Stadtwerke werden bei der Inbetriebnahme diese Felder mittels Vorhänge-schloss gegen ungewolltes Schalten oder Öffnen der Türen sperren.

Standardmäßig sind in Ringkabelfeldern Kurzschlussrichtungsanzeiger mit einem Anregestrom von mind. 400 A bis 600 A und einer Rückstellzeit von 2 Stunden vorzusehen. Für die Fernübertragung ist ein potentialfreier Kontakt sowie eine Möglichkeit zur Fernquittierung erforderlich. Der Einbau von Kurzschlussanzeiger, Spannungsanzeiger und Erdschlussüberwachungen sind im Rahmen der Planung mit den Stadtwerken abzustimmen.

6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung

Rückwände von Transformatorenräume sind auch innen zu beschriften, wenn mehr als ein Transformatorstandplatz vorhanden ist.

Sind für die vollständige Kennzeichnung eines Betriebsmittels an mehrere Stellen Beschriftungen anzubringen, so muss hinsichtlich der Wortwahl und Abkürzung völlige

Übereinstimmung bestehen. Die Kennzeichnung und Namensfestlegung der Kundenstation wird von den Stadtwerken Baden-Baden vorgegeben. Hierzu erhält der Kunde bzw. Anschlussnehmer ein Muster (Aufkleber), der an der Stationstür Außen anzubringen ist.

6.2.2.4 Schaltgeräte

Die Schalterbetätigung muss von einem Fachmann ohne eine spezielle Anleitung durchgeführt werden können. Die Schaltstellung der Schalter muss vor Ort ohne Öffnen der Schaltanlagentüren zuverlässig erkennbar sein.
Sofern Leistungsschalter zum Einsatz kommen, soll trennerlose Einschubtechnik mit folgenden Anbauten eingesetzt werden:

- Arbeitsstromauslöser Ein/Aus (Hilfsspannung nach Absprache),
- Motorantrieb (Hilfsspannung nach Absprache),
- Hilfsschalter,
- Ausschaltwischer bei Schutzauslösung,
- Sperrmagnet,
- mechanische Verriegelungseinrichtung,
- Stellungsanzeige des Einschubs,
- Stellungsanzeige des Schaltzustandes usw.

Alle anderen Schaltfelder werden mit einem Erdungsschalter mit folgenden Anbauten ausgerüstet:

- Sprungantrieb (einschaltfest),
- Sperrmagnet,
- Hilfsschalter,
- mechanische Verriegelungseinrichtung.

6.2.2.5 Verriegelung

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.2.2.6 Transformatoren

An Standorten, an denen ölisolierte Transformatoren nicht zulässig sind, wie z.B. in Versammlungsstätten, in Wasserschutzgebieten und in Heilquellenschutzgebieten sind Gießharz- oder andere geeignete Transformatoren einzusetzen.

6.2.2.7 Wandler

Die technischen Daten der Strom- und Spannungswandler sind im Vorfeld gemeinsam mit den Stadtwerken Baden-Baden abzustimmen. Dimensionierung und Auslegung der Wandler sind grundsätzlich vom Anlagenerrichter auszuführen. In Anlagen mit mittelspannungs-seitiger Messung werden die Wandler und Bauteile zur Bedämpfung von Ferroresonanzen seitens Stadtwerke zur Verfügung gestellt. Näheres hierzu ist in Kapitel 7 „Abrechnungs-messung“ erläutert.

6.2.2.8 Überspannungsableiter

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.2.3 Sternpunktbehandlung

Das 20-kV-Netz wird mit Resonanzsternpunkterdung betrieben.

6.2.4 Erdungsanlage

Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen globalem Erdungssystem (innerhalb geschlossener Bebauung) und außerhalb eines globalen Erdungssystems (außerhalb geschlossener Bebauung).

Im globalen Erdungssystem wird kein Nachweis der Erdungsimpedanz Z_E gefordert. Dennoch ist die Erdungsanlage mit einer Erdungsprüfzange auf niederohmige Wirksamkeit zu prüfen.

Außerhalb eines globalen Erdungssystems muss die Erdungsimpedanz $Z_E \leq 2{,}6\ \Omega$ betragen. Der Nachweis ist messtechnisch mit einer Erdungsmessbrücke zu bestimmen. Unabhängig vom Erdungssystem ist eine ordnungsgemäße Erdungsanlage bereits vor Anschluss an das

Erdungssystem der Stadtwerke nachzuweisen. Hierzu zählen auch die Anfertigung einer Lageskizze und die Angabe über verwendete Materialien etc. Abhängig vom spezifischen Erdwiderstand ist der Ausbreitungswiderstand R_A der Einzelerder auf niederohmige Wirksamkeit zu prüfen. Hierbei muss ein Wert ≤ 8 Ω eingehalten werden.

Als Erdungsprotokoll ist das Formular **E.6** zu verwenden.

Die Erdungsleitungen außerhalb des Erdreiches müssen sichtbar verlegt und gegen Zerstörung geschützt werden. Die Erder sind an der Potentialausgleichsschiene lösbar anzuschließen und zu beschriften.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Wenn die Übergabestation in die Fernsteuerung oder Fernmeldung der Stadtwerke einbezogen werden soll, ist eine Hilfsenergieversorgung mit Batterie erforderlich. Die Überbrückungszeit muss mindestens für 8 Stunden gewährleistet werden. Standardmäßig ist eine DC-Spannung von 60 V vorzuziehen. Es müssen in der Überbrückungszeit mindestens 3 vollständige Schaltfolgen möglich sein. Schutzeinrichtungen inklusive deren Auslösungen auf die zugeordneten Schaltgeräte sind ebenfalls mit einer Hilfsenergieversorgung auszurüsten.

Bei reinen Bezugsanalgen, sofern nicht an der Fernsteuerung beteiligt, sind wandlerstromgespeiste Schutzgeräte mit zugehörigen Kondensatorspeicher zulässig.
Bei reinen Erzeugungsanlagen oder Mischanalagen ist eine unabhängige Hilfsenergieversorgung notwendig.

Die Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgungsanlagen sind in regelmäßigen Abständen zu warten, auf Funktion zu prüfen und zu dokumentieren.

6.3.4 Schutzeinrichtungen

6.3.4.1 Allgemeines

Der einer Übergabestation vorgelagerte Netzschutz erfasst auch Kurzschlüsse auf der 20-kV-Ebene innerhalb einer Kundenanlage in der Regel mit Schnellzeit (ca. 100 ms).

Im Regelfall besteht zu dem Sekundärschutz in der Übergabestation keine Selektivität. Bei niederspannungsseitigem Kurzschluss ist auf Selektivität zu achten.

Nach einer Schutzauslösung am Netzverknüpfungspunkt ist eine automatische Wiederzuschaltung erst wieder nach Absprache mit der ZNL / Stadtwerke Baden-Baden zulässig.

Zu beachten ist, dass bei einer Wiedereinschaltung mit einer asynchronen Netzspannung gegenüber der Spannung der Erzeugungsanlage zu rechnen ist. Der Anlagenbetreiber / Anschlussnutzer hat Sorge dafür zu tragen, dass eine Kupplung mit dem Stadtwerke Netz nur synchron zu erfolgen hat.

Je nach Anlage bzw. Netzaufbau sind unterschiedliche Schutzeinrichtungen einzusetzen. Zu den Schutzgeräten gehören unter anderem:

- Netzschutzgeräte,
- Kurzschlussgeräte,
- Entkupplungsschutzgeräte (Näheres siehe Kapitel Erzeugungsanlagen in 10.3).

6.3.4.2 Netzschutzeinrichtungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.3 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

6.3.4.3.1 Allgemeines

Als Kurzschlussschutz können grundsätzlich digitale Schutzeinrichtungen und/oder Lastschalter-Sicherungs-Kombinationen verwendet werden.

Sollte ein Übergabefeld mit Leistungsschalter und/oder ein Abgangsfeld zu einem kundeneigenen Mittelspannungsnetz vorhanden sein, ist ein UMZ-Schutz bzw. in bestimmten Fällen ein höherwertiger Schutz erforderlich.

Weiterhin ist bei Vorhandensein eines kundeneigenen Mittelspannungsnetzes (20 kV-Kabel außerhalb der Übergabestation) eine Erdschlussrichtungsanzeige notwendig. Diese kann in dem eigesetzten Schutzgerät oder in einem externen Gerät realisiert werden.

6.3.4.3.2 HH-Sicherung

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.3.3 Abgangsschaltfelder

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.3.4 Platzbedarf

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.4 Automatische Frequenzentlastung

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.5 Schnittstellen für Schutzfunktions-Prüfungen

Für die Netzschutzeinrichtungen sind Prüfklemmleisten einzusetzen. Der Aufbau der Klemmleiste sollte so nah wie möglich am Beispiel nach VDE-AR-N 4110:2018-11 projektiert werden.

6.3.4.6 Mitnahmeschaltung bei der Parallelschaltung von Transformatoren

keine Ergänzung/Konkretisierung

6.3.4.7 Schutzprüfung

Vor Inbetriebnahme einer Kundenstation müssen die entsprechenden Schutzprüfprotokolle den Stadtwerken Baden-Baden vorliegen.

6.4 Störschreiber

Sollten Erzeugungsanlagen und Speicher nach dem Einzelnachweisverfahren zertifiziert sein, müssen Störschreiber eingesetzt werden.

7 Abrechnungsmessung

7.1 Allgemeines

7.2 Zählerplatz

Für den Tonfrequenz-Rundsteuerempfänger und der Dämpfungseinrichtung ist jederzeit ein Platz bereitzustellen. Zählerplätze sind in 3-Punkt-Befestigung auszuführen.

7.3 Netz-Steuerplatz

keine Ergänzung/Konkretisierung

7.4 Messeinrichtung

keine Ergänzung/Konkretisierung

7.5 Messwandler

Wie in Kapitel 6.2.2.7 erwähnt, werden in der Regel die Messwandler für die Zählung seitens Stadtwerke beigestellt. Grundsätzlich trifft dies allerdings nur für Abrechnungszwecke zu.

Sollten zusätzliche Anforderungen wie z.B. Schutz, Regelung etc. bestehen sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei mittelspannungsseitiger Messung können bei den beigestellten Wandler (Strom- und Spannungswandler) zusätzliche Kerne und Wicklungen berücksichtigt werden.

- Bei niederspannungsseitiger Messung werden nur die Stromwandler mit Zählkern beigestellt. Zusätzliche Kerne sind vom Anschlussnehmern bzw. Anschlussnutzer in Form separater Wandler zu liefern.

Grundsätzlich sind aus Sicht des Mittelspannungsnetzes gesehen die Stromwandler immer vor den Spannungswandler einzubauen (Sofern baulich möglich).

Bei niederspannungsseitiger Erfassung ist die Messspannung aus Sicht des Stadtwerke-Netzes gesehen vor dem Messstromwandler abzugreifen. Zusätzliche Stromwandler sind nach den Messstromwandler zu installieren.

Zur Bedämpfung von Ferroresonanzen sind Dämpfungseinrichtungen einzusetzen. Diese werden seitens Stadtwerke beigestellt.

7.6 Datenfernübertragung

Zur Messdatenfernübertragung sind durch den Anschlussnehmer technische Vorrausetzungen zu schaffen. Die einzusetzende Übertragungstechnik am Anschlusspunkt ist im Vorfeld der Planung bei den Stadtwerken zu erfragen und mit diesen abzustimmen.

Unabhängig davon, muss für eine mögliche Mobilfunkanbindung (Zählung) außen am Gebäude jederzeit eine Antenne angebracht werden können. Hierzu ist ein Leerrohr DN 25 in der Außenwand in Höhe von ca. 2,00 m bereitzustellen.

7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Je nach Anlagenkonfiguration und Betrieb der Anlage sind unterschiedliche Messkonzepte anzuwenden. In Anbetracht dessen, kann im Vorfeld keine Aussage über eine mittel- oder niederspannungsseitige Messung getroffen werden. Dies muss mit den Stadtwerken Baden-Baden individuell vereinbart werden.

8 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

Der Eigentümer der Kundenstation ist standardmäßig zugleich der Anlagenbetreiber. Dieser ist vor Inbetriebnahme, spätestens im Rahmen der Übergabe der Kundenstation (abgeschlossene elektrische Betriebsstätte), vom Anlagenerrichter entsprechend gültigen DIN-VDE-Normen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 einzuweisen.

8.2 Netzführung

Um eine sichere Netzführung zu gewährleisten müssen neben technische auch organisatorische Punkte beachtet werden.

Eigentums- und Betriebsführungsgrenze müssen vor Inbetriebnahme zwischen Anschlussnehmer und den Stadtwerken im Netzanschlussvertrag schriftlich vereinbart werden. Dieser steht auf unsere Homepage https://www.stadtwerke-baden-baden.de unter Netznutzug Strom zur Verfügung.

Die Eigentumsgrenzen liegen hierbei standardmäßig an den Kabelendverschlüssen der ankommenden Stadtwerke Kabel. Fernwirktechnische Einrichtungen, Messeinrichtungen wie Zähler und Wandler etc. sind davon ausgenommen und gesondert zu betrachten.

Grundsätzlich muss das Eigentum der Stadtwerke von öffentlichem Grund aus zugänglich sein. Sollte dies nicht möglich sein muss zur Sicherung der Stromversorgung einschließlich Betrieb und Unterhaltung eine Grunddienstbarkeit (Nutzungsrecht) im Grundbuch zu Lasten des Anschlussnehmers eingetragen werden.

8.3 Arbeiten in der Übergabestation

keine Ergänzung/Konkretisierung, jedoch Hinweis auf 8.5 „Bedienung vor Ort“.

8.4 Zugang

keine Ergänzung/Konkretisierung, jedoch Hinweis auf Kapitel 6.1.2.2 „Zugang und Türen“.

8.5 Bedienung vor Ort

Arbeiten und Schalthandlungen dürfen nur durch eine geeignete Elektrofachkraft durchgeführt werden. Im Verfügungsbereich der Stadtwerke sind Arbeiten nur in Abstimmung und mit einer gültigen Freigabe zur Arbeit gestattet.

Der Anlagenbetreiber hat die geeignete Elektrofachkraft als „Anlagenverantwortlichen nach DIN VDE 0105-100“ schriftlich zu benennen. Der Anlagenverantwortliche ist im Rahmen der Planung und vor Inbetriebsetzung der Kundenstation den Stadtwerken schriftlich mitzuteilen. Hierzu ist das Formular „**Nennung Anlagenverantwortlicher**“ zu verwenden. Das Formular ist den Stadtwerken zu übergeben und in der Kundenstation sichtbar auszuhängen. Änderungen sind unverzüglich mitzuteilen.

8.6 Instandhaltung

Betreiber von elektrischen Anlagen sind nach DIN VDE 0105-100 dazu verpflichtet Anlagen und Betriebsmittel der Stromversorgung in einem sicheren und ordnungsgemäßen Zustand zu betreiben, d. h. es sind regelmäßige Prüfungen, Wartungsarbeiten etc. durchzuführen. Die Nachweise sind auf Anforderung der Stadtwerke Baden-Baden vorzulegen.

8.7 Kupplung von Stromkreisen

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.8 Betrieb bei Störungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.9 Notstromaggregate

8.9.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern

8.10.1 Betriebsmodi

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.10.3 Lastmanagement

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.11 Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

8.11.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.11.2 Blindleistung

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.11.4 Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung

keine Ergänzung/Konkretisierung

8.13 Leistungsüberwachung

keine Ergänzung/Konkretisierung

9 Änderungen, Außerbetriebnahme und Demontage

keine Ergänzung/Konkretisierung

10 Erzeugungsanlagen (EZA)

10.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

10.2.1.4.1 Inselbetrieb

Ein vorgesehener Inselbetrieb bedarf der Zustimmung der Stadtwerke Baden-Baden

10.2.1.4.2 Teilnetzbetriebsfähigkeit

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.2 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen

Erzeugungsanlagen müssen sich an der statischen Spannungshaltung/Blindleistungs-bereitstellung beteiligen. Hierzu müssen die Erzeugungsanlagen in der Lage sein, die in der VDE-AR-N 4110 beschriebenen Verfahren umzusetzen. Das/Die Verfahren am Netzanschlusspunkt werden seitens Stadtwerke im Rahmen der Netzanschlussplanung mitgeteilt.

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$

keine Ergänzung/Konkretisierung

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

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Verfahren zur statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung kurz erläutert. Näheres ist im zugehörigen Kapitel der VDE-AR-N 4110 ersichtlich. Das/Die Verfahren am Netzanschlusspunkt werden seitens Stadtwerke im Rahmen der Netzanschlusszusage mitgeteilt.

Verfahren	**Bemerkung**
a) Q(U)-Kennlinie	Regelung erfolgt abhängig der aktuellen Betriebsspannung. Kennlinienvorgabe seitens Stadtwerke. Vorgabe eines Sollwertes wird per Fernwirkbefehl vorgegeben
b) Q(P)-Kennlinie	Regelung erfolgt abhängig der aktuellen Wirkleistungsabgabe. Kennlinienvorgabe seitens Stadtwerke. Fernwirkbefehle sind nicht vorgesehen
c) Q=const	Regelung erfolgt überwiegend anhand eines festgestellten Blindleistungswertes. Kennlinienvorgabe seitens Stadtwerke. Fernwirkbefehle sind nicht vorgesehen.
d) Verschiebungsfaktor cos φ	Regelung erfolgt anhand eines festeingestellten Verschiebungsfaktors cos φ (konstantes Verhältnis aus Wirk- und Scheinleistung). Falls Vorgabe per Fernwirkbefehl: Bei Ausfall länger 1 Minute muss eine Rückstellung auf den Default-Sollwert erfolgen.

10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

Erzeugungsanlagen müssen sich an der dynamischen Netzstützung beteiligen. Hierzu müssen die Erzeugungsanlagen in der Lage sein, die in der VDE-AR-N 4110 beschriebenen Verfahren umzusetzen. Die dynamischen Verfahren sind abhängig vom Netzanschlusspunkt und vom Typ der Erzeugungsanlage. Das/Die Verfahren wird/werden seitens Stadtwerke im Rahmen der Netzanschlussplanung mitgeteilt.

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

10.2.3.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.3.2.2 Wirkstromwiederkehr

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

10.2.3.3.1 Allgemeines

Sofern seitens Stadtwerke keine andere Vorgabe, ist die eingeschränkten dynamischen Netzstützung gefordert. Eine Umrüstung auf die vollständige dynamische Netzstützung kann jederzeit gefordert werden.

10.2.3.3.2 Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung bei vollständiger dynamischer Netzstützung

Bei der vollständigen dynamischen Netzstützung muss im Gegensatz zur eingeschränkten dynamischen Netzstützung im Falle eines Spannungseinbruches ein zusätzlicher Blindstrom eingespeist werden. Der Verstärkungsfaktor ist auf k=2 einzustellen.

10.2.3.3.3 Eingeschränkte dynamische Netzstützung

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.3.3.4 Wirkstromwiederkehr

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.3.3.5 Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren

keine Ergänzung/Konkretisierung

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

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

Gemäß VDE-AR-N 4110 und EEG müssen Erzeugungsanlagen ihre Wirkleistung reduzieren können. Die Leistungsreduzierung erfolgt stufenweise in Prozentwertangaben bezogen auf die installierte Einspeiseleistung P_{inst}.

Folgende Werte sind standardmäßig bei den Stadtwerken vorgesehen:

1. 100 % P_{inst},
2. 75 % P_{inst},
3. 50 % P_{inst},
4. 25 % P_{inst},
5. 0 % P_{inst}.

Die Sollwertvorgabe erfolgt durch die Stadtwerke Baden-Baden. Hierzu müssen geeignete Kommunikationseinrichtungen installiert werden. Derzeit wird das Netzsicherheits-management per Rundsteuerempfänger ausgeführt. Die Hardware dazu wird seitens Stadtwerke beigestellt. Als Alternative kann der Einsatz eines Smart Meter Gateways oder einer Fernwirkanlage gefordert werden. Die endgültige Installation am Netzanschlusspunkt wir im Rahmen der Planung seitens Stadtwerke vorgegeben.

Zu beachten ist, dass die Leistungsreduzierung höchste Priorität hat und zu jedem Zeitpunkt möglich sein muss. Dies gilt auch bei Anlagen mit Direktvermarktung, Dritten etc.

10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

10.2.5.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.2.5.3 Überprüfung der Schutzparametrierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.2 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

keine Ergänzung/Konkretisierung, jedoch Hinweis auf Kapitel 6.3.4 „Schutzeinrichtungen“.

10.3.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.3.1 Allgemeines

Die Entkupplungsschutzeinrichtung des Anschlussnehmers besteht aus dem übergeordneten Entkupplungsschutz am Netzanschlusspunkt und dem Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten. Es ist zu berücksichtigen, dass der übergeordnete Entkupplungsschutz und der Entkupplungsschutz der Erzeugungseinheiten auf zwei separate Schaltgeräte wirken. Die Schutzeinrichtungen müssen bei Ausfall der Hilfsspanungsversorgung zwischengepuffert werden. Bei Ausfall der Hilfsspannung muss die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden.

10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.3.4 Q-U-Schutz

Bei Erzeugungsanlagen ≤ 1MVA kann in der Regel auf den Q-U-Schutz verzichtet werden. Jedoch muss der Q-U-Schutz jederzeit nachrüstbar sein und auf Verlangen der Stadtwerke Baden-Baden installiert werden.

Bei Mischanlagen ist zu berücksichtigen, dass der Q-U-Schutz so nah wie möglich an der Erzeugungseinheit installiert werden muss, um Messfehler durch Blindleistungsbezug von Verbrauchern zu vermeiden.

10.3.3.5 Übergeordneter Entkupplungsschutz

Generell ist der übergeordnete Entkupplungsschutz mittelspannungsseitig am Netzanschlusspunkt einzubauen. In Ausnahmefällen z.B. bei niederspannungsseitiger Messung und einem Trafo kann der Übergeordnete Entkupplungsschutz auch unterspannungsseitig nach dem Trafo installiert werden. In diesem Falle ist jedoch der Trafo gegen Änderung des Übersetzungsverhältnisses (Stufenstellung) zu blockieren z. B. durch Plombieren in Mittelstellung.

Der Übergeordnete Entkupplungsschutz muss folgende Funktionen erfüllen:

- Spannungssteigerungsschutz U >>,
- Spannungssteigerungsschutz U >,
- Spannungsrückgangsschutz U <,
- Q-U-Schutz (siehe Kapitel 10.3.3.4 / Bei Mischanlagen in der Regel autarkes Gerät).

10.3.3.6 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Der Entkupplungsschutz muss folgende Funktionen erfüllen:

- Spannungssteigerungsschutz U >>,
- Spannungsrückgangsschutz U <,
- Spannungsrückgangsschutz U <<,
- Frequenzsteigerungsschutz f >>,
- Frequenzsteigerungsschutz f >,
- Frequenzrückgangsschutz f <.

10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlagen an die Sammelschiene eines Umspannwerks

10.3.4.1 Kurzschlusseinrichtungen des Anschlussnehmers

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.4.2 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.4.2.1 Übergeordneter Entkupplungsschutz

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.4.2.2 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

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

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.5 Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz

10.3.5.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.5.2 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.3.5.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.5.3.1 Übergeordneter Entkupplungsschutz

Sofern nicht anders vereinbart sind folgende Werte einzustellen:

Funktion	**Einstellwerte**	
Spannungssteigerungsschutz U >>	1,2 U_C	300 ms
Spannungssteigerungsschutz U >	1,1 U_C	180 s
Spannungsrückgangsschutz U <	0,8 U_C	2,7 s
Q-U-Schutz	0,85 U_C	500 ms

U_c = Versorgungsspannung $U_{NS} = U_c/ü$ mit ü = Übersetzungsverhältnis Trafo

10.3.5.3.2 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Sofern nicht anders vereinbart sind folgende Werte einzustellen:

Funktion	**Einstellwerte**	
Spannungssteigerungsschutz U >>	1,25 U_{NS}	100 ms
Spannungsrückgangschutz U <	0,8 U_{NS}	1 s
Spannungsrückgangsschutz U <<	0,45 U_{NS}	unverzögert
Frequenzsteigerungsschutz f >>	52,2 Hz	≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz f >	51,5 Hz	≤ 5 s
Frequenzrückgangsschutz f <	47,5 Hz	≤ 100 ms

U_c = Versorgungsspannung $U_{NS} = U_c/ü$ mit ü = Übersetzungsverhältnis Trafo

10.3.5.4 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz

Eine Gesamtübersicht des Schutzkonzeptes wird mit der Netzanschlusszusage mitgeteilt.

10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.4.5 Kuppelschalter

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.1 Abfragen auf Eigenbedarf

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.6 Modelle

10.6.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.6.2 Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.6.3 Modelldokumentation

keine Ergänzung/Konkretisierung

10.6.4 Parametrierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für EZA

11.1 Gesamter Nachweisprozess

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2 Einheitenzertifikat

11.2.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.2 Netzrückwirkungen

11.2.2.1 Schaltbedingte Spannungsänderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.2.2 Flicker

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.2.3 Oberschwingungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.2.5 Unsymmetrien

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen

11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.3.2 Polradpendelungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.3.3 Netzpendelungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.4 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5 Dynamische Netzstützung

11.2.5.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.2 Mehrfachfehler

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.3 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.5 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.6 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.7 Verhalten nach Fehlerende für Typ-2-Erzeugunseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.5.8 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6 Modelle

11.2.6.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.2 Funktionsumfang der Modelle

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.3 Mindestanforderungen an Modelle

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.4 Plausibilisierung der Modelle

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.5 Modellanforderungen Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.6 Modelldokumentation

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.6.7 Validierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3 Komponentenzertifikat

11.3.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3.2 EZA-Regler

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3.3 Aktive statische Kompensationsanlage

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3.4 Spannungsregler inkl. Erregersystem einer Typ-1-Erzeugungseinheit

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregaten bei Typ-1-Erzeugungseinheiten

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.3.6 Modelle

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4 Anlagenzertifikat

11.4.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellenden Unterlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.3 Einspeiseleistung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7 Netzrückwirkungen

11.4.7.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.3 Flicker

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Suprahharmonische

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.6 Unsymmetrien

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.7.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen

11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.9 Nachweis des Inselbetriebes und der Teilnetzbetriebsfähigkeit

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.11 Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.12 Dynamische Netzstützung

11.4.12.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.12.2 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 1

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.12.3 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.12.4 Eingeschränkte dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.12.3.5 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelte Asynchrongenerator

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.13 Wirkleistungsabgabe

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.14 Netzsicherheitsmanagement

keine Ergänzung/Konkretisierung

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

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.16 Kurzschlussstrombetrag der Erzeugungsanlage

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.20 Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.23 EZA-Modell

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.24 Anlagenzertifikat B

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5 Inbetriebsetzungsphase

11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

keine Ergänzung/Konkretisierung

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

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlagen und Inbetriebsetzungserklärung

11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5.3.2 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5.3.3 Inbetriebsetzungserklärung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5.4 Konformitätserklärung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.5.5 Betriebsphase

Die nach VDE-AR-N 4110 geforderten Unterlagen sind alle 4 Jahre zu erstellen und auf Verlangen der Stadtwerke Baden-Baden vorzulegen.

11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.6 Einzelnachweisverfahren

11.6.1 Allgemeines

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.6.2 Anlagenzertifikat C

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung

keine Ergänzung/Konkretisierung

11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage

keine Ergänzung/Konkretisierung

12 Prototypen-Regelung

keine Ergänzung/Konkretisierung