



Arbeitsauftrag - Treffen der Zertifizierungsstellen:

Das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ hat den Auftrag, technische und prozedurale Fragestellungen im Zusammenhang mit den Nachweisverfahren bei einer Zertifizierung zu identifizieren, die Ansichten der individuellen Zertifizierungsstellen dazu aufzunehmen und bei Bedarf Verbesserungsvorschläge in den zuständigen Arbeitskreis einzubringen. Darüber hinaus stellt das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ eine Plattform zum Erfahrungsaustausch der Zertifizierungsstellen dar und trägt somit zur Harmonisierung der Vorgehensweise der Zertifizierungsstellen bei, ohne deren Unabhängigkeit und Weisungsfreiheit einzuschränken.

Nr.	Stichwort	Beschluss	Datum	Unterlage	Revision	Kapitel
31	EZE - Allgemein	Aus der VDE-AR-N 4110 ist nicht eindeutig herauslesbar, dass bestehende EZE im Anlagenzertifikat zu bewerten sind. Sie sind jedoch einzubeziehen bzw. zu berücksichtigen. Dies betrifft die folgenden Punkte: • Einspeiseleistung (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.3) • Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.5) • Netzrückwirkungen (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.7) • Blindleistungsvermögen und Regelverhalten (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.11) • Dynamische Netzstützung (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.12) • Wirkleistungsabgabe (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.13) • Netzsicherheitsmanagement (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.14) • Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.16) • Schutztechnik und Schutzeinstellungen (VDE-AR-N 4110, Kap. 11.4.17) Für die bestehenden EZE gelten grundsätzlich die zum Zeitpunkt ihrer IBS gültigen Technischen Anschlussregeln und Nachweisprozesse. Die Berücksichtigung erfolgt soweit wie aus den vorliegenden Unterlagen (z.B. Einheitszertifikate, Datenblätter, validierte Simulationsmodelle, vorangegangene Konformitätserklärungen) möglich. Ist aufgrund fehlender Unterlagen keine Berücksichtigung möglich, ist dies anzugeben. Eine Bewertung bzw. Prüfung der bestehenden EZE im Rahmen der Anlagenzertifizierung, Inbetriebsetzungserklärung und Konformitätserklärung (Prüfung von z.B. Parametrierungen) erfolgt dabei nicht. Es wird vielmehr davon ausgegangen, dass die bestehenden EZE so ausgeführt und parametrisiert sind wie es die seinerzeit gültigen Technischen Anschlussregeln gefordert haben. Es wird keine Anforderungen an den Bestand aus den im neuen Anlagenzertifikat getroffenen Annahmen geben.	14.06.2022	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.x
32	Allgemein	Sollte bei der Bewertung gemäß Kapitel 11.4.5 eine Überschreitung des Grenzwertes festgestellt werden, sind keine Abstimmungen mit dem Netzbetreiber erforderlich. Bei Überschreitung des 2 % Kriteriums kann angenommen werden, dass die Bewertung der Spannungsänderung durch den Netzbetreiber vor Netzanschlusszusage positiv war. Vgl. Auch: Anmerkung in Kapitel 11.4.5.	14.06.2022	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.x
33	Allgemein	Bei der Bewertung der schnellen Spannungsänderungen gemäß Kapitel 11.4.7.2 ist ein Konzept erst bei Spannungsänderungen $\geq 2\%$ durch eine EZE bzw. einer EZA notwendig. Häufigkeit (n): In der Regel kein Problem. Pausenzeit (z): Mögliche Pausenzeiten-Konzepte, die bewertet werden: - Beschilderung + Arbeitsanweisung an Personal - Regelungskonzept (Schaltkonzept der EZE über den EZA-Regler)*	14.06.2022	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.x
34	Allgemein	(Ungültig seit 11.07.2023, ersetzt durch Beschlüsse 44 und 45) Bei der Bewertung der schnellen Spannungsänderungen gemäß Kapitel 11.4.7.2 ist ein Konzept erst bei Spannungsänderungen $\geq 2\%$ durch Maschinentransformatoren notwendig. Bei einem Transformator in der EZA: kein Konzept erforderlich. Bei mehreren Transformatoren in der EZA: Der Betreiber muss der Zertifizierungsstelle schriftlich bestätigen, dass dieser bei nicht betriebsbedingten Schalthandlungen die Transformatoren nicht gleichzeitig zu- bzw. abschaltet. Nicht betriebsbedingte Schalthandlungen: "Spannungsänderungen, die durch Einschaltung eines einzelnen Maschinentransformators bei Erstinbetriebsetzungen, Wiedereinschalten nach einer Störung, geplanten Wartungsarbeiten oder Inspektionstätigkeiten, d. h. unregelmäßig und nur einige wenige Male im Jahr auftreten, sind als nicht betriebsbedingte Schaltungen anzusehen [...]" Weiterhin sind maximale Häufigkeit (n) und Mindestpausenzeit (z) auszuweisen, jedoch nicht weiter zu bewerten. (Grund: Die Erläuterung zur VDE-AR-N 4110:2018-11, August 2019, unter "1. Nicht betriebsbedingte Schaltungen" ist festgelegt, dass keine Bewertung stattzufinden hat.) Eine Prüfung im Rahmen der Konformitätserklärung entfällt.	14.06.2022	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.x
35	KE - Allgemein	Die KE darf bei unvollständiger IBE unter folgenden Bedingungen ausgestellt werden: 1. Konformitätserklärung kann ausgestellt werden, auch wenn folgende Punkte im E.11-Bogen fehlen: - Abrechnungszählpunkt (Angabe liegt häufig nicht vor, in E.9-Bogen nicht vorhanden) - EEG-Anlagenschlüssel (keine Relevanz für Betrachtung der elektr. Eigenschaften) - E.7-Bogen (nicht explizit als Anlage gefordert, wenn Inbetriebnahmedatum im E.11-Bogen angegeben wurde) - E.10-Bogen (nicht explizit als Anlage gefordert, wenn Inbetriebnahmedatum im E.11-Bogen angegeben wurde) - Typprüfprotokolle der verbauten Schutzeinrichtungen (bei externen Schutzgeräten) (bereits im Anlagenzertifikat thematisiert) - Prüfprotokolle der Abrechnungsmessung und (soweit vorhanden) der Vergleichsmessung (keine Angaben in der VDE-AR-N 4110 wie ein solches Prüfprotokoll aussehen soll) 2. Herstellererklärung zum Parametersatz der Erzeugungseinheiten (nur sofern Einstellparameterbezeichnungen der EZE anderweitig nachvollziehbar oder der Zertifizierungsstelle bekannt sind) 3. Liegt kein Protokoll zur Überprüfung des Datenumfangs für P und Q (Bittest), aber der Funktionstest des Netzbetreibers vor, so kann auf einen Bittest verzichtet werden. 4. Protokoll zur Überprüfung des Verhaltens bei Ausfall der Vorgabewerte für P und Q und bei Kommunikationsausfall zwischen EZA-Regler und EZE: Verzicht auf ein Protokoll mit Test als Nachweis, Nachweisführung über Parameter des EZA-Reglers und der EZE sind ausreichend. Ausnahme: Ausfallverhalten wurden nicht explizit in den Betriebsmittelzertifikaten ausgewiesen. 2. Bei „Inbetriebnahme Komponenten“ im E.11-Bogen sind nur Komponenten einzutragen, welche ein Komponenten-zertifikat gemäß VDE-AR-N 4110 erfordern, d. h. zwischengelagerte Schutzgeräte und ggf. Kompensationsanlagen. Hinweis: Der EZA-Regler ist bereits auf der 1. Seite des E.11-Bogens einzutragen. 3. Die Wirk- und Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers, kann, sofern der Netzbetreiber dies bestätigt, auch nachgeholt werden. In diesem Fall ist die fehlende Überprüfung in der Konformitätserklärung zu thematisieren, eine vollständige Konformitätserklärung kann dennoch durch die Zertifizierungsstelle erstellt werden. 4. Der im E.11-Bogen geforderte „Leistungsbilanznachweis USV am NAP und ggf. an zwischengelagerten Schutzeinrichtungen (nur PV)“ kann entfallen, falls dieser bereits vollständig im Anlagenzertifikat berücksichtigt wurde. 5. Alternativ zum im E.11-Bogen geforderten „Inbetriebsetzungsprotokoll der Maschinentransformatoren“ ist auch ein Nachweis durch Bilder des Stufenstellers und Typenschildes (alternativ: Prüfbescheinigung) aller Transformatoren möglich. 6. Die im E.11-Bogen geforderten Prüfprotokolle der Strom- und Spannungswandler, welche für Schutzgeräte und den EZA-Regler verwendet werden, Prüfbescheinigungen, Fotos der Typschilder oder sonstige Einbaunachweise, aus denen die technischen Daten erkennbar sind, sind ausreichend. 7. Alternativ zum im E.11-Bogen geforderten Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage: Fotos der Typschilder der Schaltanlagen mit den elektrischen Kenngrößen (wie Kurzzeitstrom oder Bemessungsspannung). Begründung: Sinn und Zweck der Konformitätserklärung ist die Bestätigung des zertifizierten Planungsumfangs im Anlagenzertifikat. Mit der Inbetriebsetzungserklärung sind Dokumente jedoch gefordert, die für den Sinn und Zweck der Konformitätserklärung nicht erforderlich sind. In Kapitel 11.5.4 der VDE-AR-N 4110:2018 ist zudem eine vollständige Inbetriebsetzungserklärung nicht gefordert. Hinweis: Die Ausstellung der Konformitätserklärung befreit dem Anschlussnehmer nicht von der Pflicht, eine vollständige Inbetriebsetzungserklärung beim Netzbetreiber vorzulegen. Die Inbetriebsetzungserklärung oder Teile von dieser ist bzw. sind auf (Anforderung des Netzbetreibers) von Seiten des Anschlussnehmers vorzulegen bzw. nachzureichen.	16.02.2023	VDE-AR-N 4110:2018		



Arbeitsauftrag - Treffen der Zertifizierungsstellen:

Das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ hat den Auftrag, technische und prozedurale Fragestellungen im Zusammenhang mit den Nachweisverfahren bei einer Zertifizierung zu identifizieren, die Ansichten der individuellen Zertifizierungsstellen dazu aufzunehmen und bei Bedarf Verbesserungsvorschläge in den zuständigen Arbeitskreis einzubringen. Darüber hinaus stellt das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ eine Plattform zum Erfahrungsaustausch der Zertifizierungsstellen dar und trägt somit zur Harmonisierung der Vorgehensweise der Zertifizierungsstellen bei, ohne deren Unabhängigkeit und Weisungsfreiheit einzuschränken.

Nr.	Stichwort	Beschluss	Datum	Unterlage	Revision	Kapitel
36	EZA - Schutz	Der übergeordnete Entkopplungsschutz soll alle Erzeugungsanlagen trennen. Normalerweise ist das bei Auslösung am NAP automatisch erfüllt. Bei Mischanlagen erfolgt oftmals eine Auslösung auf Niederspannungsseite. Das Anlagenzertifikat und die Konformitätserklärung wird nur erteilt, wenn der übergeordnete Entkopplungsschutz alle neuen und bestehenden Erzeugungsanlagen (und Speicher) trennt. Ausnahmen sind vom Netzbetreiber schriftlich zu bestätigen. Bei vom Netzbetreiber geforderten Q-U-Schutz ist Folgendes für bestehende Erzeugungseinheiten bzw. -anlagenteile zu beachten: - Bei reinen Erzeugungsanlagen: Der Mess- und Auslöseort für den Q-U-Schutz ist grundsätzlich an der Übergabe zu realisieren, demzufolge werden auch bestehende Erzeugungseinheiten durch den Q-U-Schutz abgeschaltet. Für den einzustellenden Freigabestrom (max. 0,15 des Bemessungsstromes aller Erzeugungseinheiten) und die Blindleistungsansprechschwelle sind bestehende Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen, sofern für diese eine Netzstützung nach den damals geltenden Richtlinien gefordert war (für Bestandseinheiten nach BDEW oder VDE-AR-N 4110/20 immer erfüllt). - Bei Mischanlagen (Erzeugungsanlage und Bezug) mit geforderten Messort in der Übergabe und Auslöseort an der Erzeugungsanlage: Neben der Auslösung des Q-U-Schutzes auf den neuen Erzeugungsanlagenteil ist eine Auslösung auf alle bestehenden Erzeugungseinheiten erforderlich, sofern für diese eine Netzstützung nach den damals geltenden Richtlinien gefordert war (für Bestandseinheiten nach BDEW oder VDE-AR-N 4110/20 immer erfüllt). Im letztgenannten Fall sind für den einzustellenden Freigabestrom (max. 0,15 des Bemessungsstromes aller Erzeugungseinheiten) und die Blindleistungsansprechschwelle bestehende Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen. - Bei Mischanlagen (Erzeugungsanlage und Bezug) mit geforderten Mess- und Auslöseort an der Erzeugungsanlage: Der Q-U-Schutz muss gemäß VDE-AR-N 4110, Bild D.5 nur für alle neuen Erzeugungseinheiten realisiert werden. Der bestehende Erzeugungsanlagenteil muss nicht zwangsläufig eingebunden werden. Sollte eine Einbindung des bestehenden Erzeugungsanlagenteils dennoch auf Anforderung des Netzbetreibers erforderlich sein, so sind für den einzustellenden Freigabestrom (max. 0,15 des Bemessungsstromes aller Erzeugungseinheiten) und die Blindleistungsansprechschwelle die bestehenden Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen, sofern für diese eine Netzstützung nach den damals geltenden Richtlinien gefordert war (für Bestandsanlagen nach BDEW oder VDE-AR-N 4110/20 immer erfüllt). (Erstentwurf vom 28.06.2022 am 10.09.2024 angepasst)	10.09.2024	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.x
37	Allgemein	Die Zertifizierungsstellen informieren Bestands- sowie Neukunden proaktiv über die Möglichkeit des Erhalt eines AZ B u.A.. Sollte sich im Nachweisprozess eines AZ B die Möglichkeit ergeben, dass ein AZ B u. A. ausgestellt werden kann, wird die Zertifizierungsstelle dies dem Kunden mitteilen. Der Kunde hat dann das weitere Vorgehen zu entscheiden.	13.09.2022	Allgemein		
38	Allgemein	Um den Zertifizierungsprozess zu beschleunigen, zu standardisieren und einen einfacheren Austausch von Daten zu ermöglichen, wird Folgendes beschlossen: Für alle Einheitenzertifikate mit Ausstellungsdatum ab dem 01.03.2023 sollte ein sogenannter digitaler Anhang zum Einheitenzertifikat durch die für Betriebsmittel akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestellt werden. Ab dem 01.06.2023 ist der digitale Anhang zwingend auszustellen. Dieser digitale Anhang zum Einheitenzertifikat stellt die Zusammenfassung der wesentlichsten elektrischen Kenngrößen und Eigenschaften der im Einheitenzertifikat enthaltenen Erzeugungseinheiten dar. So soll sichergestellt werden, dass alle Betriebsmittelzertifizierer die gemäß VDE-AR-N 4110/20/30 sowie der FGW TR 8 geforderten Kenngrößen und Eigenschaften vollständig und einheitlich ausweisen müssen. Dem Anlagenzertifizierer wird es dadurch deutlich erleichtert die für ihn notwendigen Daten schneller zu finden und Fehler aus der Übertragung der Daten zu minimieren. Die aktuelle Vorlage zum digitalen Anhang wird auf der Webseite der FGW veröffentlicht und ist zu nutzen. An der Vorlage selbst dürfen keine Änderungen vorgenommen werden und die im Dokument enthaltene Ausfüllhilfe ist zu beachten. Bei Fragen zum Ausfüllen der Vorlage sowie Unklarheiten kann die Unterarbeitsgruppe Digitaler Anhang über die FGW kontaktiert werden. Etwaige Anpassungen der Vorlage erfolgen direkt über den Unterarbeitsgruppe Digitaler Anhang. Neuerungen an der Vorlage werden auf der Webseite der FGW veröffentlicht, zusätzlich erfolgt eine Information an das Treffen der Zertifizierungsstellen der FGW. Der digitale Anhang ist als Bestandteil des Evaluierungsberichtes zum Einheitenzertifikat anzusehen. Zur Eintragung eines neuen Einheitenzertifikates in die auf der FGW-Webseite veröffentlichte Liste der Einheiten- und Komponentenzertifikate ist ab spätestens dem 01.06.2023 der digitale Anhang zusätzlich zu den weiteren geforderten Unterlagen einzureichen. Die FGW prüft die Liste auf Vollständigkeit sowie Plausibilität. Treten dabei Unklarheiten auf oder ist der digitale Anhang unvollständig ausgefüllt, so erfolgt solange keine Eintragung in die auf der FGW-Webseite veröffentlichte Liste, bis dies geklärt wurde. Somit wird zukünftig effektiv verhindert, dass evtl. unvollständige Einheitenzertifikate in Umlauf kommen und für alle Betriebsmittelzertifizierer die gleichen Anforderungen gelten. Der digitale Anhang wird seitens der FGW nicht, in z. B. weiteren Datenbanken, weiterverarbeitet oder an Dritte weitergegeben. Die für Anlagenzertifikate akkreditierten Zertifizierungsstellen können Einheitenzertifikate im Rahmen der Anlagenzertifizierung zurückweisen, sofern ihnen der digitale Anhang ab vorgeannter Frist nicht zur Verfügung gestellt wird. Bei revidierten Einheitenzertifikaten mit wenigstens einem neuen Typ einer Erzeugungseinheit ist für mindestens alle neuen Typen der digitale Anhang zu erstellen.	16.02.2023	Allgemein		
39	EZE - Allgemein	Aus Sicht der TdZ-Zertstellen kann ein Komponentenzertifikat eines AVR in ein Einheitenzertifikat eines Genset/einer Genset-Familie integriert werden, wenn nachfolgende Punkte auf Basis der VDE-AR-N 41x0 Reihe beachtet/umgesetzt werden: Unter Verwendung von 1. Dem AVR-Komponentenzertifikat mit validiertem AVR-Modell 2. Eine Komponentenzertifikat für den Erreger oder Messungen mit denen der Erreger validiert wird (bspw. Messungen gemäß TR 3 Anhang I oder Messungen gemäß IEC) 3. Bestätigungen der FRT-Fähigkeit der Hilfsaggregate 4. Vermessung von Netzurückwirkungen entfällt, weil der AVR einen unwesentlichen Einfluss auf die Netzurückwirkungen hat und die Messung nach TR3 nicht adäquat für Synchronmaschinen ist 5. Betreffende Herstellererklärungen, wie z.B. Schnittstelle AVR zu Einheit muss vom Hersteller klar definiert und dargestellt sein Kann ein Einheitenzertifikat erstellt werden mit folgenden Abänderungen/Anmerkungen 1. Alle Prüfpunkte und Nachweise die durch die Komponentenzertifikate abgedeckt werden müssen nicht noch einmal geprüft werden. 2. Der Nachweis der FRT-Fähigkeit erfolgt durch Stabilitätsbetrachtungen gemäß 11.2.5.3 der VDE-AR-N 4110 für alle im Einheitenzertifikat aufzunehmenden Varianten (somit ist keine separate FRT-Messung notwendig) 3. Die Plausibilisierung gemäß TR 4 muss durchgeführt worden sein. 4. Sofern kein validiertes Erregermodell vorliegt, ist das Erregermodell mittels geeigneter Messungen zu validieren. Das Modell muss die realen Algorithmen der Maschine vor Ort abbilden und somit alle realen Parameter kennen und bearbeiten. 5. Sofern ein Standardmodell für den Synchrongenerator verwendet wird muss dieses nicht validiert werden. Die Parametrierung muss auf Messungen beruhen. 6. Schnittstelle AVR zu Einheit muss klar definiert und dargestellt sein 7. Der Tausch vom AVR muss von der Zertstelle nachvollzogen werden können (physisch und im Modell)	20.03.2023	VDE-AR-N 4110:2018		



Arbeitsauftrag - Treffen der Zertifizierungsstellen:

Das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ hat den Auftrag, technische und prozedurale Fragestellungen im Zusammenhang mit den Nachweisverfahren bei einer Zertifizierung zu identifizieren, die Ansichten der individuellen Zertifizierungsstellen dazu aufzunehmen und bei Bedarf Verbesserungsvorschläge in den zuständigen Arbeitskreis einzubringen. Darüber hinaus stellt das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ eine Plattform zum Erfahrungsaustausch der Zertifizierungsstellen dar und trägt somit zur Harmonisierung der Vorgehensweise der Zertifizierungsstellen bei, ohne deren Unabhängigkeit und Weisungsfreiheit einzuschränken.

Nr.	Stichwort	Beschluss	Datum	Unterlage	Revision	Kapitel
40	EZA - Schutz	Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt, Mindestinhalt: - Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung - Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes - verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage - Verdrahtungsprüfung (Kontrolle auf plausible sowie phasenrichtige Spannungs- und ggf. Stromwerte direkt im Schutzgerät oder durch unmittelbare Messung an den Prüfklemmleisten) - Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt - bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht - Angabe, dass die Auslöseentscheide des Spannungssteigerungsschutzes sowie -rückgangsschutzes für alle Phasen ODER-verknüpft sind - Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9) - Messwerte aller Auslöseschwellen (in MS: Leiter-Leiter-Spannungen) und -zeiten für alle Phasen - Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) - Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms) - Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen - Angabe, ob die automatische Wiederzuschaltung im Schutzgerät oder ggf. durch externe Beschaltung deaktiviert wurde - Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei Anschluss des Life-Kontaktes: Ausfall des Life-Kontaktes bzw. dessen Verbindung • Ausfall der Messspannung des Schutzgerätes • Ausfall der Steuerspannung des Schaltgerätes • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern. (Erstentwurf vom 11.04.2023 am 09.04.2024 angepasst)	09.04.2024	VDE-AR-N 4110:2018		
41	EZE - Schutz / zwischengelagerter Schutz	Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte, Mindestinhalt: - Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung - Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes - bei zwischengelagerten Schutzgeräten: Firmwarestand des Schutzgerätes (in Übereinstimmung mit dem Komponentenzertifikat) - verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage oder bei Direktmessung: Messort in der Anlage - Angabe des Übersetzungsverhältnisses des Transformators und der vereinbarten Versorgungsspannung U_c (zur Ermittlung, ob UNS korrekt berechnet wurde) - Verdrahtungsprüfung (Kontrolle auf plausible sowie phasenrichtige Spannungs- und ggf. Stromwerte direkt im Schutzgerät oder durch unmittelbare Messung an den Prüfklemmleisten) - Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt - bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht - Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (gemäß E.9) - Messwerte aller Auslöseschwellen und -zeiten für alle Phasen - Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) - Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms) - Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen - Einstellwerte aller Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb oder Angabe, dass dies im Schutzgerät deaktiviert wurde - Einstellwerte aller Zuschaltparameter nach Schutzauflösung - Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern. (Erstentwurf vom 11.04.2023 am 09.04.2024 angepasst)	09.04.2024	VDE-AR-N 4110:2018		
42	EZE - Schutz / EZE-Parameter	Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der dynamischen Netzstützung) inklusive Beschreibung, welche Anforderungen den in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameterbezeichnungen sowie -werten entspricht, Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern und ggf. Firmenware der EZE, bei welchen nachfolgende Parameter eingestellt wurden - Schutzeinstellwerte - Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb - Wiederzuschaltparameter nach Schutzauflösung - FRT-Modus, ggf. eingestellter k-Faktor - Wirkleistungsgradient - Wirkleistungsbegrenzung (eingestellte maximale Wirkleistung) - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (P(f)-Kennlinie) - Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers - ggf. bei Anlagenregelung ausschließlich über EZE: Angaben siehe Einstellprotokoll EZA-Regler.	11.04.2023	VDE-AR-N 4110:2018		
43	EZA-Regler	Einstellprotokoll des EZA Reglers inklusive Beschreibung, welche Anforderungen den in der VDE-AR-N 4110 verwendeten Parameterbezeichnungen sowie -werten entspricht, Mindestinhalt: - Hersteller, Typ, Seriennummern sowie ggf. Firmwarestand - nachvollziehbare Einstellung der gemäß E.9 geforderten Kennlinienart - Darlegung aller Stützstellen der Kennlinie - Angabe der (maximalen) Wirkleistung, ggf. Einstellung einer Wirkleistungsbegrenzung - Einregelzeit (3 Tau) gemäß E.9 - Verhalten bei Ausfall der Verbindung zwischen Fernwirkanlage und EZA-Regler gemäß E.9 - Einbindung und Regelung ggf. bestehender Anlagenteile - sofern nicht an EZE eingestellt: Wirkleistungsgradient und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (P(f)-Kennlinie), Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb	11.04.2023	VDE-AR-N 4110:2018		
44	EZA - Netzurückwirkungen	Betriebsbedingte Schalthandlungen: Bei der Bewertung der schnellen Spannungsänderungen gemäß Kapitel 11.4.7.2 ist ein Konzept erst bei Spannungsänderungen ≥ 2 % notwendig. Bei mehreren Transformatoren bzw. mehreren EZE in der EZA: - Es ist ein Konzept erforderlich, das den erforderlichen zeitlichen Abstand zwischen diesen Schalthandlungen sicherstellt. Bei einem Transformator bzw. einer EZE in der EZA: - Es ist ein Konzept erforderlich, das den erforderlichen zeitlichen Abstand zwischen Zu- und Abschaltung sicherstellt. Das Konzept ist im Rahmen der Konformitätserklärung zu prüfen.	11.07.2023	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.7.2



Arbeitsauftrag - Treffen der Zertifizierungsstellen:

Das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ hat den Auftrag, technische und prozedurale Fragestellungen im Zusammenhang mit den Nachweisverfahren bei einer Zertifizierung zu identifizieren, die Ansichten der individuellen Zertifizierungsstellen dazu aufzunehmen und bei Bedarf Verbesserungsvorschläge in den zuständigen Arbeitskreis einzubringen. Darüber hinaus stellt das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ eine Plattform zum Erfahrungsaustausch der Zertifizierungsstellen dar und trägt somit zur Harmonisierung der Vorgehensweise der Zertifizierungsstellen bei, ohne deren Unabhängigkeit und Weisungsfreiheit einzuschränken.

Nr.	Stichwort	Beschluss	Datum	Unterlage	Revision	Kapitel
45	EZA - Netzzrückwirkungen	Nicht betriebsbedingte Schaltaktionen: Spannungsänderungen, die durch Einschaltung eines einzelnen Maschinentransformators bei Erstinbetriebsetzungen, Wiedereinschalten nach einer Störung, geplanten Wartungsarbeiten oder Inspektionstätigkeiten, d. h. unregelmäßig und nur einige wenige Male im Jahr auftreten, sind als nicht betriebsbedingte Schaltaktionen anzusehen. Die Spannungsänderungen, hervorgerufen durch nicht betriebsbedingte Schaltaktionen, sind im Anlagenzertifikat auszuweisen. In der Erläuterung zur VDE-AR-N 4110:2018-11, August 2019, unter "1. Nicht betriebsbedingte Schaltaktionen" ist festgelegt, dass Bewertung im Anlagenzertifikat nach Tabelle 2 in Kapitel 5.4.2 der VDE-AR-N 4110:2018-11 ausgenommen ist. Ebenso ist in diesen Fällen eine Rücksprache mit dem Netzbetreiber bei Überschreitungen >2% nicht erforderlich. Daraus folgt, dass bei einem Transformator bzw. einer EZE in der EZA: - Es ist kein Konzept erforderlich. Bei mehreren Transformatoren bzw. mehreren EZE in der EZA: - Die Zertifizierungsstelle muss bei einer Grenzwertüberschreitung im Anlagenzertifikat darauf hinweisen, dass der Betreiber aus dem schaltungsbedingten Aufbau der Erzeugungsanlage alle Möglichkeiten zur Verringerung der Einschaltstöße ausnutzen muss. Zum Beispiel sind hierbei grundsätzlich beim Vorhandensein mehrerer Maschinentransformatoren, nach einer Wartung, nicht alle Transformatoren zusammen einzuschalten. - Weiterhin sind maximale Häufigkeit (n) und Mindestpausenzeit (z) auszuweisen, jedoch nicht weiter zu bewerten. Eine Prüfung im Rahmen der Konformitätserklärung entfällt.	10.10.2023	VDE-AR-N 4110:2018		11.4.7.2
46	EZA-Regler	Der EZA-Regler wird nicht als Teil der Kommunikations- und Hilfseinrichtung für den Betrieb der Übergabestation angesehen. Es ist daher ausreichend, wenn ein EZA-Regler inklusive der dazugehörigen Kommunikationseinrichtungen (wie z. B. Messwertumformer, Switch, Datenlogger,...) so versorgt wird, dass der quasistationäre Bereich nach Bild 4 eingehalten werden kann (VDE-AR-N 4110 und 4120). Eine USV von 8 Stunden ist für den EZA-Regler nicht zwingend erforderlich. Sofern der nicht dauerhafte Bereich von der Spannungsversorgung nicht abgedeckt wird, ist für diesen Spannungsbereich eine USV von 60 Sekunden (VDE 4110) bzw. 60 Minuten (VDE 4120) ausreichend. Für den dauerhaften Bereich ist zu prüfen, ob der Eingangsbereich des Netzteils des EZA-Reglers bzw. der USV die Anforderung an den dauerhaften Bereich nach Bild 4 erfüllt. (Erstentwurf vom 21.11.2023 am 13.02.2024 und 11.02.2025 angepasst)	11.02.2025	VDE-AR-N 4110:2018 und VDE-AR-N 4120:2018		6.3.3 und 6.3.2
47	EZA - Einspeisewirkleistung	Für Anlagenzertifikate vom Typ A ist aus den Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der Betriebsmittel und der Trafostufung der maximale Wirkleistungswert an den EZE bei 90 % U_c und 110 % U_c am NAP zu bestimmen, ohne dass Blindleistung durch die EZE eingespeist wird. Für Anlagenzertifikate vom Typ B ist aus den Angaben der verwendeten Einheitenzertifikate zum spannungsabhängigen Wirk- und Blindleistungsverhalten der jeweiligen EZE, der maximale Wirkleistungswert bei 90 % U_n und 110 % U_n zu ermitteln, ohne dass Blindleistung durch die EZE eingespeist wird. Dazu sind vorrangig die vermessenen PQ-Diagramme in den Einheitenzertifikaten zu verwenden. Eine Trafostufung bzw. weitere Betriebsmittel sind dabei nicht zu berücksichtigen. Sollte der ermittelte maximale Wirkleistungswert bei 90 % U_c oder 110 % U_c (Anlagenzertifikat Typ A) bzw. 90 % U_n oder 110 % U_n (Anlagenzertifikat Typ B) unterhalb der maximalen Wirkleistung $P_{E,max}$ sein, ist eine dauerhafte Wirkleistungsbegrenzung im Anlagenzertifikat zu fordern und im Rahmen der Konformitätserklärung nachzuweisen. Die Angabe des Wertes zur Wirkleistungsbegrenzung muss als Absolutwert erfolgen. Auf dem Deckblatt oder in der Zusammenfassung des Anlagenzertifikats ist eine ggf. notwendige Wirkleistungsbegrenzung auszuweisen. Die Wirkleistungsbegrenzung ist gemäß FAQ zur TAR-Mittelspannung vom 29.06.2023 entweder an den EZE oder am EZA-Regler einzustellen. (Erstentwurf vom 21.11.2023 am 20.02.2024 und 09.04.2024 angepasst)	09.04.2024	VDE-AR-N 4110:2018 und VDE-AR-N 4120:2018		10.2.1.2
48	EZA - Allgemein	Ergänzende Regelungen zu Kapitel 3.8.1. der FGW TR 8 Rev. 09 (Gültigkeit des AZ): Sofern unzureichende Informationen zur Ermittlung des Gültigkeitszeitraums vorliegen (z. B. fehlende IB-Daten) oder sollte die EZA bereits in Betrieb gegangen sein (z. B. bei Prototypen), kann die Zertifizierungsstelle das Datum der Ausstellung des Anlagenzertifikats dafür zugrunde legen. Abweichende gesetzliche Regelungen sind vorrangig anzuwenden. (z. B. Anlagenzertifikat B unter Auflage gemäß § 2 Abs. 2 b NELEV) Zertifizierungsstellen können das gesamte Zertifizierungsverfahren (Anlagenzertifikat und Konformitätserklärung) in ihren Verträgen angemessen zeitlich beschränken. Ergänzende Regelungen zu Kapitel A 1.1.5 der FGW TR 8 Rev. 09 (Gültigkeitsverlängerung): Mehrmalige Verlängerungen können nur dann erfolgen, wenn der Zertifikatsinhaber der Zertifizierungsstelle glaubhaft vorweisen kann, dass Aussicht auf Erfolg der Lieferung der fehlenden Nachweisdokumente besteht. Auch bei vorliegender Zustimmung des Netzbetreibers kann die Zertifizierungsstelle insofern die Verlängerung der Gültigkeit des Anlagenzertifikates verweigern. Neue klarstellende Regelungen (Beendigung des Zertifizierungsverfahrens für Anlagenzertifikate A und B): Wenn der Antragsteller bei der Zertifizierungsstelle keine oder unvollständige NAR bzw. Anhang A, der TR 8 Rev. 09, konforme Unterlagen innerhalb des Gültigkeitszeitraums des Anlagenzertifikates einreicht, kann diese kein Anlagenzertifikat und keine EZA-Konformitätserklärung ausstellen. Sofern die Zertifizierungsstelle kein Anlagenzertifikat, sowie innerhalb der Gültigkeit des Anlagenzertifikats keine EZA-Konformitätserklärung ausstellen und damit die Konformität ohne Einschränkungen nicht bestätigen kann, ist diese dazu angehalten, das Zertifizierungsverfahren mit einem Abweichungsbericht zu beenden. Ein Abweichungsbericht stellt kein Anlagenzertifikat bzw. keine EZA-Konformitätserklärung gem. FGW TR 8 dar und ist als „Abweichungsbericht zum Anlagenzertifizierungsverfahren“ bzw. „Abweichungsbericht zum Konformitätserklärungsverfahren“ zu bezeichnen. Im Abweichungsbericht sind nicht konforme Bewertungspunkte zu benennen. Diese Hinweise sollen bei einem ggf. nachfolgenden Zertifizierungsverfahren zur Klarstellung dienen, welche Dokumente nachzureichen bzw. korrigiert nachzureichen sind. Mit der Ausstellung des Abweichungsberichts wird der Prozess der Anlagenzertifizierung abgeschlossen und der Überwachungsprozess für das Anlagenzertifikat seitens der Zertifizierungsstelle beendet. Die Regelungen dieses Kapitels können auch bei bereits laufenden Zertifizierungsverfahren (z. B. EZA, die gemäß BDEW MSR in Betrieb gegangen sind) angewendet werden.	12.12.2023	FGW TR 8	09	3.8.1
49	KE - Allgemein	Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate die zur Anlagenzertifizierung verwendet worden sind, sind im Rahmen des Konformitätserklärungsverfahrens dahingehend zu prüfen, ob diese zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der EZA/EZE gültig waren. Falls ein Zertifikat aufgrund technischer Mängel zurückgezogen werden musste, ist zu prüfen, ob es eine Aktualisierung des Zertifikates vorliegt und die Mängel behoben wurden. Diese Prüfung soll möglichst zeitnah vor der Ausstellung der Konformitätserklärung erfolgen. Es ist in der Konformitätserklärung zu dokumentieren, wann diese Prüfung stattgefunden hat. Die Änderungen in einer neuen Revision der Einheitenzertifikate bzw. Komponentenzertifikate gegenüber der Anlagenzertifizierung müssen in dem Konformitätserklärungsverfahren bewertet werden. Mögliche Ergebnisse: a) Unkritische Änderung (Ausstellung der KE ist möglich, die unkritische Änderung ist in der Konformitätserklärung zu dokumentieren) oder b) relevante/kritische Änderung (Eine Ausstellung der KE ist nicht möglich, Weiteres ist in dem zugrundeliegenden Anlagenzertifizierungsverfahren zu klären) Die Entscheidung, ob es sich um eine unkritische oder relevante/kritische Änderung handelt, obliegt der Zertifizierungsstelle, die die Konformitätserklärung auszustellen hat. (Erstentwurf vom 13.02.2024 am 22.04.2024 angepasst)	22.04.2024	FGW TR 8	10	



Arbeitsauftrag - Treffen der Zertifizierungsstellen:

Das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ hat den Auftrag, technische und prozedurale Fragestellungen im Zusammenhang mit den Nachweisverfahren bei einer Zertifizierung zu identifizieren, die Ansichten der individuellen Zertifizierungsstellen dazu aufzunehmen und bei Bedarf Verbesserungsvorschläge in den zuständigen Arbeitskreis einzubringen. Darüber hinaus stellt das „Treffen der Zertifizierungsstellen“ eine Plattform zum Erfahrungsaustausch der Zertifizierungsstellen dar und trägt somit zur Harmonisierung der Vorgehensweise der Zertifizierungsstellen bei, ohne deren Unabhängigkeit und Weisungsfreiheit einzuschränken.

Nr.	Stichwort	Beschluss	Datum	Unterlage	Revision	Kapitel
50	Allgemein	Der Prüfpunkt FGW TR 8 Rev. 9 Kap. A.1.2.3.1.3: „Schalten aller EZE der EZA mit der Häufigkeit h laut Einheitenzertifikat.“ wird nur bewertet, falls die zulässige Spannungsänderung von 2 % überschritten ist und nur für direkt gekoppelte Generatoren (Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren und doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren). Bei nicht direkt gekoppelten Generatoren, die mit der geforderten Leistungsrampe (zwischen 0,33 und 0,66 % Pn/s) zuschalten, wird der Prüfpunkt nur mit einem Hinweis versehen (analog zu Beschluss Nr. 32).	13.02.2024	FGW TR 8		
51	EZA-Regler	Für den Nachweis und die Bewertung der statischen Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung und im speziellen bei der Reglerdynamik und Blindleistungsdynamik erfolgen keine Simulationen mit den EZA-Regler Modellen. Sind die beschriebenen Anforderungen an den EZA-Regler bereits im Rahmen einer Komponentenzertifizierung des EZA-Reglers nachgewiesen und bewertet, ist im Anlagenzertifikat nur auf das betreffende Komponentenzertifikat zu verweisen. Begründung: Der verfolgte Sinn und Zweck, Informationen über die Funktionsweise insbesondere über das Einschwingverhalten des EZA-Reglers zu erlangen, sind über das Komponentenzertifikat abgedeckt. Die Nachweise über die geforderten Regelfunktionen müssen gem. Richtlinie über den zu erbringenden Funktionstest im Zuge der Inbetriebsetzungserklärung dargelegt werden. Damit kann die Einhaltung des Regelungsverhaltens nachgewiesen werden. Die Einbindung des EZA-Reglers führt zu einem erheblichen Mehraufwand bei der Nachweisführung, wobei der Nutzen gem. den vorigen Absätzen sehr gering ist. Schlussendlich wird mit dem o.g. Beschluss, dass Ziel der BNetzA und des BMWK umgesetzt, den Zertifizierungsprozess in einem erheblichen Maße zu beschleunigen. Die Richtlinienkonformität ergibt sich aus dem Kapitel 11.4.11 der VDE-AR-N 4110: „Wurden die beschriebenen Anforderungen an den Erzeugungsanlagen-Regler bereits im Rahmen einer Komponentenzertifizierung des Erzeugungsanlagen-Reglers nachgewiesen und bewertet, ist im Anlagenzertifikat nur darauf zu verweisen.“	21.03.2024	VDE-AR-N 4110:2018 und VDE-AR-N 4120:2018		
52	EZA - Allgemein	Eine Ausstellung des Anlagenzertifikates ist auch bei fehlender Nachweisführung gemäß Beiblatt 3 zur FGW TR 8 Rev. 9 (Priorisierung der Wirkleistungsvorgabe) möglich, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind: • Zertifizierungsverfahren vor dem 01.11.2024 beauftragt • Nachweisführung gemäß Beiblatt 3 der FGW TR 8 Rev. 9 im Rahmen der Konformitätserklärung • Hinweis im Anlagenzertifikat: Die Priorisierung der P(f)-Regelung vor der Sollwertvorgabe durch Dritte konnte nicht nachgewiesen werden. Die Anforderung ist bei Inbetriebnahme umzusetzen und im Rahmen der Konformitätserklärung mittels Herstellererklärung oder revidiertem Komponentenzertifikat nachzuweisen. Ggf. sind Abstimmungen mit dem Netzbetreiber erforderlich. <i>Erläuterung:</i> <i>Gegenwärtig liegen die nötigen Herstellererklärungen gemäß Beiblatt 3 der FGW TR 8 Rev. 9 zum Teil nicht vor.</i> <i>Bei Zertifizierungsverfahren, die vor dem 01.11.2024 beauftragt wurden, ist das Beiblatt 3 der FGW TR 8 Rev. 9 nicht vertraglich vereinbart worden. Aus diesem Grunde dürfen Zertifizierungsstellen die Prüfung dieser Anforderung nicht durchführen.</i> <i>Die Zertifizierungsstellen haben deshalb das obige Verfahren beschlossen, um zu verhindern, dass kurzfristig eine große Anzahl von Anlagenzertifikaten nicht ausgestellt werden können und somit eine große Anzahl von EZA nicht ans Netz angeschlossen werden dürfen.</i> Bei Zertifizierungsverfahren, die ab dem 01.11.2024 beauftragt wurden, ist das Beiblatt 3 der FGW TR 8 Rev. 9 anzuwenden. Abweichungen davon sind nur in Abstimmung mit dem Netzbetreiber möglich (z. B. Nachweis im Rahmen der Konformitätserklärung).	12.11.2024	FGW TR 8		
53	EZA - Schutz	Das Schaltgerät im Sinne des Kurzschlusschutzes und/oder Entkopplungsschutzes muss einen Kurzschluss tragen und schalten können. Bei Lasttrennschaltern kann durch nach- oder vorgelagerte Schutzorgane (z.B. Sicherung) nicht unbedingt gewährleistet werden, dass hierüber eine schnellere Auslösung erfolgt, als durch das Schutzrelais. Ebenso kann nicht unbedingt gewährleistet werden, dass ein Lasttrennschalter bei vorgelagerten Netzfehlern den Strom trennen kann. Gem. TAR-Mittelspannung VDE-AR-N 4110 wird in Kap. 10.4.5. definiert, dass Kuppelschalter für den am Einbauort maximalen Kurzschlussstrom (i_p , i_k) dimensioniert und unverzögert auslösbar sein müssen. Der Einsatz eines Lasttrennschalters für den Entkopplungsschutz kann zulässig sein (siehe FAQ 10.3.5.3.1), wenn durch vorgelagerte Schutzorgane (z. B. Sicherungen oder Leistungsschalter) nachweislich gewährleistet wird, dass durch diese eine schnellere Auslösung erfolgt, als durch das Schutzrelais (unter Berücksichtigung der Eigenzeiten von Schutzrelais und Lasttrennschalter) und somit keine unzulässige Beanspruchung des Lasttrennschalters stattfindet. Bei der Bestimmung der Ausschaltzeit der vorgelagerten Schutzorgane sind die minimalen Kurzschlussströme unter Einbeziehung aller Einstellparameter des Spannungsrückgangsschutzes (Spannungsschwellen und zugehörige Verzögerungszeiten) am Messort des Schutzrelais zu berücksichtigen. (Erstentwurf vom 10.06.2024, angepasst am 10.07.2024 und 04.11.2025)	04.11.2025	VDE-AR-N 4110:2023		
54	KE - Allgemein	Im Rahmen der Konformitätserklärung erfolgt durch die Zertifizierungsstelle ein Abgleich der Firm- bzw. Softwarestände mit dem Einheitenzertifikat (für Erzeugungseinheiten) sowie dem Komponentenzertifikat (für EZA-Regler und zwischengelagerten Schutz). Firm- bzw. Softwarestände, welche nicht durch das Betriebsmittelzertifikat abgedeckt sind, werden nicht akzeptiert (z. B. nur Version 3.02 aufgeführt, jedoch 3.14 eingestellt). Abweichende Firm- bzw. Softwarestände sind durch die Zertifizierungsstelle, welche das Betriebsmittelzertifikat ausstellt hat, entweder schriftlich zu bestätigen oder das Betriebsmittelzertifikat zu revidieren. Herstellererklärungen ohne Prüfung durch die Zertifizierungsstelle, welche das Betriebsmittelzertifikat ausstellt hat, sind nicht ausreichend.	12.08.2025	FGW TR 8		
55	EZE - Allgemein	Die Einheitenzertifizierer sind ab 01.01.2026 dazu angehalten, die digitale Parameterliste zu nutzen.	04.11.2025	FGW TR 8		
56	KE - Allgemein	Falls aufgrund einer Überschreitung der zulässigen Grenzwerte aus der Anlagenzertifizierung eine Oberschwingungsmessung erforderlich ist, aber in der Inbetriebsetzungserklärung bzw. Konformitätserklärung nur der Zeitpunkt des Messstarts angegeben wird, dann muss die Konformitätserklärung mit der Auflage der Nachreichung der von der Zertifizierungsstelle zu bewertenden Oberschwingungsmessung versehen werden. Die Konformitätserklärung muss dann entsprechend revidiert werden.	09.12.2025	FGW TR 8		