

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

Name des Stellungnehmenden	Zeilennummer	Zu Abschnitt Nr.	Absatz, Bild, Tabelle	Art des Einwandes	Einwand/Begründung	Vorgeschlagene Änderung	Anmerkung der FNN-Geschäftsstelle
	(z. B. 17)	(z. B. 3.1)	(z. B. Bild 2)	(grundsätzl./techn./redaktionell)			
BWE	18	Vorwort		technisch	Übergangsfrist von 12 Monaten ist für die Anpassung der Technischen Richtlinien, der Durchführung der zusätzlichen neuen Nachweismessungen (neue Testpunkte) und der Durchführung des Zertifizierungsverfahrens zu kurz!	An Zeile 22 anfügen: Für den messtechnischen Nachweis der Anforderungen nach Kapitel 11, die über die Anforderungen der VDE-AR-N 4120:2015 hinausgehen und für die kein Nachweis nach FGW TR 3 Rev. 24 formuliert ist, sind für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten nach in Kraft setzen dieser TAR Herstellererklärungen zulässig. Nach Ablauf der 24 Monate sind die Nachweise messtechnisch entsprechend Kapitel 11 zu erbringen.	
BWE	69	1		grundsätzlich	Klarstellung	Der Netzbetreiber entscheidet nach Prüfung der Änderungsmitteilung entsprechend der nachfolgenden Kriterien, ob es sich um eine wesentliche Änderung handelt.	
BWE	75	1		technisch	Vermeidung unverhältnismäßiger Belastungen bei kleinen Änderungen	Ergänzung: Änderung von P_AV um mehr als 5%	
BWE	87	1		technisch	Die technisch und wirtschaftlich Verhältnismäßigkeit sollte gegeben sein. Im Falle einer Erweiterung einer Bestandsanlage ist unter Umständen der Einsatz eines neuen EZA-Reglers notwendig. Die "alte" Regelungs-Infrastruktur ist ggf. nicht für den neuen Regler einsetzbar und muss erneuert werden.	In Abstimmung mit dem Netzbetreiber kann von der dieser Regelung abgewichen werden (sollte auch in Zeile 98 berücksichtigt werden).	
BWE	89	1		Grundsätzl.	Anmerkung nicht erforderlich. Übliche Vorgehensweise im VDE Regelwerk	streichen	
BWE	112	2		grundsätzlich	Ungünstige Formulierung: "Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen)" Dies könnte zu laufenden Änderungen bei der Auslegung dieser TAR führen, falls die in Bezug genommenen Dokumente geändert werden.	Bei allen in Bezug genommenen Dokumenten muss das Datum genannt werden. Alternativ kann die bei Inkrafttreten der TAR genannte Version gültig sein.	
BWE	315	3.1.22.2		technisch	Berechnung der Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt mit S^k , min nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) ist nicht sinnvoll. Es ist zu begrüßen, dass durch den Verweis auf eine Norm die Berechnung der Kurzschlussleistung SKV am Verknüpfungspunkt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen geregelt werden soll. Wird diese jedoch mit der minimalen Kurzschlussleistung Sk , min aus DIN EN 60909-0 (VDE 0102) gleichgesetzt, führt dies zu einer Überbewertung von Netzurückwirkungen. Die Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung Sk , min (Zeile 318) beruht auf der Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms Ik , min. Dieser wird ermittelt um Schutzgeräte entsprechend zu konfigurieren, dass auch kleinste Kurzschlussströme erkannt und geschaltet werden. In Bezug auf die Beurteilung von Netzurückwirkungen im Mittelspannungsnetz erscheint der nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) zu errechnende Wert der minimalen Kurzschlussleistung als zu gering. Es wird der Wert für SkV gleich Sk , min gesetzt. Für die Beurteilung von Netzurückwirkungen erscheint jedoch nicht die Annahme des ungünstigsten Falls zweckmäßig. Vielmehr sollte eine sinnvolle Netzbetriebsituation gewählt werden. Bereits in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (Anhang D) wird die Kurzschlussimpedanz und somit die Kurzschlussleistung SKV am Verknüpfungspunkt aus der Kurzschlussimpedanz des überlagerten Netzes sowie der zwischen VP und Netz liegenden resultierenden Impedanz des Trafos sowie der Leitungen errechnet. Für die Leitungen werden hierbei die Resistanzwerte bei 20°C verwendet. Würde nun die Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) berechnet werden, so müssten unter Umständen signifikant höhere Werte der Leiterendtemperatur verwendet werden. Es sind die Temperaturwerte am Ende eines Kurzschlusses zu verwenden. Diese werden für VPE-Normkabel mit bis zu 250°C angegeben. Dies hat sehr hohe Impedanzwerte (Kurzschlussimpedanz) zur Folge. Die Kurzschlussleistung wäre entsprechend gering. Berechnete Netzurückwirkungen fallen demnach höher aus. Die Folge sind ungünstigere Netzverknüpfungspunkte aus Sicht des Anschlussnehmers als technisch erforderlich und sinnvoll. Ein Hinweis auf die "D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 2. Ausgabe 2007" erscheint sinnvoller. Die zu verwendende Temperatur der Leiter nach dem Kurzschluss ist hier für die Mittelspannungsebene nicht angegeben. Für Niederspannungsnetze jedoch mit 70°C beziffert. Es wird von einem sinnvollen Betrieb ausgegangen und nicht vom ungünstigsten Fall wie bei der DIN EN 60909-0 (VDE 0102).	Ersetzen in Anmerkung; Zeile 317 ab "Bei Kurzschlussberechnung" bis 319 durch: "Für die Berechnung dieses Wertes wird der Normalschaltzustand des Netzes und die Widerstände der Leitungen bei 20 Grad Celsius zugrunde gelegt."	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	342	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage am Netzanschlusspunkt	
BWE	345	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am Netzanschlusspunkt	
BWE	348	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt	
BWE	654	3		techn	Es ist nicht Sinn und Zweck dieser Richtlinie eine Zertifizierung inkl der Ergänzenden Anforderungen durch Netzbetreiber zu fordern. Dies ist für Betreiber, Hersteller und Banken ein unkalkulierbares Risiko. Zudem ist nicht sichergestellt, dass die „ergänzenden Anforderungen“ den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen. Hier wird die Vermutungswirkung des Gesetzgebers, dass VDE-Richtlinien aaRdT sind, u U unterlaufen, was zur Rechtsunsicherheit führt Im Sinne von EnWG §19 Abs. 4 darf der Netzbetreiber nicht über die Anforderungen dieser TAR hinausgehen (vgl. Gesetzesbegründung zu §19 Abs.4 - Drucksache BT 18/9096, S. 376)	"sowie ggf. mit ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers" streichen	
BWE	729	4.1	818-822	techn	Satz ist kritisch: "Bei Verstößen ... vom Netz zu trennen" In der TAR wird eine Aussage über die TAB gemacht. TAR kennt u.U. die TAB gar nicht. Hier werden Anforderungen der TAB unter eine Vermutung gestellt, die gesetzlich nicht haltbar ist	Satz ersetzen durch "Bei Verstößen gegen diese Richtlinie ist der Netzbetreiber berechtigt..."	
BWE	738	4.2.		grundsätzlich	Die Erfahrung zeigt, dass die Anlangezertifikate in der Regel erst kurz vor der Inbetriebnahme der EZA ausgestellt werden (können). Ein Anlangezertifikat 8 Wochen vor Baubeginn der Übergabestation auszustellen wird in den wenigsten Fällen gelingen.	Zeile 738 -913: Text des Kapitel 4.2 an geänderte Tabelle 1 anpassen (siehe BWE Vorschlag in "VDE-AR-N-4120 (Kommentare Zeitplan) BWE.xlsx")	
BWE	752	4.2.1		technisch	Siehe Dokument "Zeitplan" mit alternativem Zeitplan und Begründung	Siehe Dokument "Zeitplan" mit alternativem Zeitplan	
BWE	752	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzlich	Netzanschlusssausage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Auflistung aller durch den NB geprüften Verknüpfungspunkte nach EEG 2017 §8.	
BWE	752	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzlich	Netzanschlusssausage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Für die geprüften Verknüpfungspunkte, die aus technischen Gründen ausgeschlossen wurden, Mitteilung der Ausschlussgründe	
BWE	752	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzlich	Netzanschlusssausage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Aufstellung der Annahmen zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten für alle geprüften Verknüpfungspunkte unter Berücksichtigung der unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten (EEG 2017 §8 Abs. 1).	
BWE	752	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzlich	Netzanschlusssausage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Aufteilung der vorgenannten Kosten je Verknüpfungspunkt, auf Kosten die dem Netzbetreiber zuzurechnen sind, sowie Kosten die dem Einspeisewilligen zuzurechnen sind.	
BWE	752	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 14	grundsätzlich	Widersprüchliche Aussage hinsichtlich NAV/NNV/ANV zu Zeile 891-895 bzw. Anmerkungen zu Zeile 897-898.	Nach EEG 2017 §7 Abs. 1 sind NAV/ANV für EEG Einspeiser nicht notwendig.	
BWE	824	4.2.3		grundsätzlich	Es besteht das Risiko, dass Informationen zu spät bekanntgegeben werden und sich die Inbetriebnahme verzögert (Mehrkosten). Dieser Zeitpunkt sollte generell auf den Zeitpunkt der Übergabe von E.7 festgelegt werden. siehe auch Zeile 1422, 1431 etc.	Ergänzen: Sämtliche notwendigen und nicht im Rahmen dieser oder anderer Normen, bzw. TABS definierte Vorgaben des Netzbetreibers sind mit E.7 an den Antragsteller zu übergeben.	
BWE	860	4.2.4		technisch	Eine Übergabestation ist eine elektrisch abgeschlossene Betriebsstätte, ggBfs. mit luftisolierten strom- und spannungsführenden Elementen. In der 26.BimschV ist kein Abstand für die Grenzwerte definiert. Hier ist auf die VDE 0100 und die VDE 0101 bzw EN 60364 und EN 61936 zu verweisen.	Anpassen: Nachweis zur Einhaltung der Forderung der Verordnung über elektromagnetische Felder 26.BimschV außerhalb von elektrischen Betriebsstätten	
BWE	870	4.2.4		grundsätzlich	Der Baubeginn einer Übergabestation ist eine privatrechtliche Angelegenheit und wird nicht von VDE Regeln bestimmt, diese können nur Bedingungen zu Anschluss und Inbetriebnahme definieren. Ein frühzeitiger Baubeginn ist das Risiko des Anschlussnehmers (falls Änderungen notwendig werden).	Mit den Bau- und Montagearbeiten der Übergabestation sollte erst begonnen werden, wenn die mit dem Vermerk des Netzbetreibers versehenen Unterlagen beim Kunden bzw. seinem Beauftragten und dem Netzbetreiber das bestätigte Anschlussangebot vorliegen.	
BWE	946	4.4	Bild 1	techn	Inhalt ist sehr ähnlich mit Bild 22. Doppelte Darstellung kann zu Verwirrungen in der Anwendung führen.	Bitte Bild 22 und Bild 1 zusammenfassen.	
BWE	1.044	5.4.2		technisch	die zu betrachtenden Schalthandlungen sollten genauer definiert werden (Nur an / aus) (nach TR3) oder auch Schutzauslösung bei Fehler auf Kabeln	... müssen Spannungsänderungen am NAP der KA durch das betriebliche An- und Abschalten der KA ...	
BWE	1085	5.4.3	Tabelle 3	technisch	Im Einklang mit der IEC/TR 61000-3-7 sollte der zugestandene minimale Störaussendungspegel auch nach der Verschärfung der Anforderung in dieser TAR mindestens $P_{st} = 0,35$ und nicht $0,30$ sein.	Änderung: $P_{st\ zul\ min} = 0,35$	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	1104	5.4.4		technisch	Die Daten zur Ermittlung der Resonanzfrequenzen liegen nur dem Netzbetreiber vor und müssen dem Anlagenbetreiber zusammen mit den angepassten maximalen Strömen der Tab.4 rechtzeitig übermittelt werden.	Einfügen: Ist mit Resonanzen im Hochspannungsnetz zu rechnen, muss der Netzbetreiber diese im Rahmen der Netzanschlussausgabe mitteilen. Die Resonanzfrequenzen sind nach D-A-CH- CZ- Richtlinie durch den Netzbetreiber zu ermitteln.	
BWE	1115	5.4.6		technisch	warum ist diese zweite Anforderung nach einem Quotienten von 2,5% zusätzlich zur Stromanforderung oben? Diesen Quotienten einzuhalten ist bei Nennleistung einfach, bei sehr geringer Leistung mathematisch schwer, da fast kein Mitsystem eingespeist wird. In Zeile 3282 wird der Nachweis nur für >10% Pn gefordert. Diese Anforderung sollte hier stehen	Hinzufügen: "solange Wirkleistung >10% Pnenn ist"; bitte Kapitel 11 mit Kapitel 5.4.6 abgleichen	
BWE	1147	5.5		technisch	Dieser Einschränkung fehlt die Grundlage. Es wird eine Verallgemeinerung der Netzstrukturen vorausgesetzt, dass unabhängig der Kabellängen - und Netzstrukturen Induktive Blindleistung überwiegt.	5% Anpassung gemäß vorheriger Version VDE ARN 4120 Jahr 2015 einführen oder Darstellung der Notwendigkeit im Rahmen einer unabhängigen Kosten-Nutzenanalyse	
BWE	1175	6.1.1		technisch	Eine Übergabestation ist eine elektrisch abgeschlossene Betriebsstätte, ggBfs. mit luftisolierten strom- und spannungsführenden Elementen. In der 26.BimschV ist kein Abstand für die Grenzwerte definiert. Hier ist auf die VDE 0100 und die VDE 0101 bzw EN 60364 und EN 61936 zu verweisen	Satz " Weitere Vorschriften..." ersatzlos streichen und Einfügen: Nachweis zur Einhaltung der Forderung der Verordnung über elektromagnetische Felder 26. BimschV außerhalb von elektrischen Betriebsstätten	
BWE	1186	6.1.1		technisch	Eine Übergabestation ist eine elektrisch abgeschlossene Betriebsstätte, ggBfs. mit luftisolierten strom- und spannungsführenden Elementen. In der 26.BimschV ist kein Abstand für die Grenzwerte definiert. Hier ist auf die VDE 0100 und die VDE 0101 bzw EN 60364 und EN 61936 zu verweisen	Einfügen: "Einhaltung der in 26. BimschV vorgegebenen Grenzwerte außerhalb von elektrischen Betriebsstätten "	
BWE	1.228			technisch	16A könnte als maximal Forderung der Steckdose verstanden werden. Höhere Leistungen sollten auch möglich sein.	...50Hz und mindestens 16A	
BWE	1262	6.2.1		technisch	Pauschalisierung vermeiden	Satz anfangen mit "In begründeten Einzelfällen..."	
BWE	1292				Die Forderung nach einer Trafoimpedanz von 40 Ohm ist nicht der Stand der Technik und somit nicht gerechtfertigt. Es wird versucht Netzausbaumaßnahmen auf den Anlagengerichtern abzuwehnen. Es gibt geeignete Schutzmaßnahmen welche geringere Trafoimpedanzen zulassen.	Sätze streichen	
BWE	1297	6.2.2		technisch	Zusätzliche Maßnahmen sollte stets auf Fakten beruhen und nicht pauschalisiert werden.	"...der Netzbetreiber in begründeten Einzelfällen..."	
BWE	1323	6.2.3		technisch	Die Entscheidung, dass Anschlussnehmer aufgrund ihres Anschlusses in der Pflicht sind, das Hochspannungsnetz des Netzbetreibers teilweise zu kompensieren darf nicht pauschal getroffen und dem Netzanschlussnehmer/Kunde aufgebürdet werden.	streichen von "vom Kunden" oder ersetzen durch "in begründeten Fällen anteilig vom Kunden"	
BWE	1346	6.3.2			Gemäß Bild 9 und Bild 10 dürfen Überspannungen von 125% für 60s nicht zur Instabilität der EZA führen. Da die Hardware für EZA Regler in der Regel nicht für Überspannungen bis 125% Un ausgelegt sind, müssen diese an die 400V/230V Eigenbedarfsversorgung der Übergabestation angeschlossen werden.	Hinweis: Wenn der EZA Regler über keine eigenständige Hilfsenergieversorgung verfügt, die für Unter- und Überspannungen einen Betrieb innerhalb der Grenzdiagramme nach Bild 9 und 10 ermöglicht, muss die Eigenbedarfsversorgung über die Übergabestation sicher gestellt werden.	
BWE	1.387	6.3.3.1		technisch	Es gibt keine unterschiedlichen Leistungsschalter für HS und RS	Streichen.	
BWE	1404	6.3.3.1		technisch	Aus dem Text in Verbindung mit Abschnitt 4347-4354 ist unklar ob die Schutzprüfung VOR dem unter Spannung setzen des Maschinentrafos notwendig ist. Dies würde bedeuten, dass die Schutzprüfung immer mit Notstromversorgung zu erfolgen hat. Dies ist aus unserer Sicht aber für die EZE unverhältnismäßig. Schutzprüfung am NAP zum Schutz des Netzes ist bereits erfolgt. Spannung und Frequenz sind nicht abhängig vom Betriebszustand der EZE.	1405: Die Funktionalität der Schutzsysteme ist durch den Anlagenbetreiber vor der Inbetriebsetzung vor Ort zu prüfen. Die Prüfung der Einstellwerte der Entkopplungsschutzeinrichtungen (Spannungsschutz, Frequenzschutz) an den Erzeugungseinheiten kann im Rahmen der Inbetriebsetzung bei unter Spannung gesetzter Anlagensteuerung jedoch vor erstmaliger Netzeinspeisung erfolgen. Zur Sicherung der dauerhaften..." 4347: Eine wesentliche Voraussetzung zur Inbetriebsetzung vor dem erstmaligen Einspeisen in das Versorgungsnetz der Erzeugungseinheiten ist der erfolgte messtechnische Nachweis der Einstellwerte...	
BWE	1.413	6.3.3.1	1779-1781	technisch	Manche Steuerungen enthalten keine Anzeigemodul, dieses muss vom Servicetechniker mitgebracht und angeschlossen werden, um die Schutzeinstellungen auslesen zu können.	Ersetzen durch (analog zu TR8 Rev 7): Die eingestellten Werte müssen an den Schutzrichtungen ablesbar gemacht werden können. Dies ist nur dann mit zusätzlichen Hilfsmitteln zulässig, wenn die Authentizität und Identifikation der ausgelesenen Daten eindeutig sichergestellt ist.	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	1.570	8.2		redaktionell	Die Arbeiten an der Kundenanlage gehören nicht zur Netzführung	Einfügen bei 8.3 Arbeiten in der Übergabestation Bedienung vor Ort	
BWE	1.573	8.2		technisch	1. Die Beschreibung, dass der Anlagenverantwortliche des Anlagenbetreibers die Schalthandlungen durchführt, kann mit Festlegungen aus der Netzführungsvereinbarungen kollidieren 2. Eine Schaltberechtigung für einen Anlagenteil in der Netzführung des Netzbetreibers nachzuweisen ist rechtlich nur schwer möglich 3. In 8.5 Bedienung vor Ort ist schon beschrieben wie die Schalthandlungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers ablaufen	folgendes streichen: d.h. diese auf Anforderung des Netzbetreibers aus- und freischalten ggf. erden (Schaltberechtigung)	
BWE	1.584	8.2		Techn.	Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber. Geplante Arbeiten sollten gemeinsam im Termin abgestimmt werden um die finanziellen Verluste des Anlagenbetreibers zu minimieren (z.B. durch Planung in Zeiten mit wenig Wind)	1584 Satz "Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber" mit "Um die finanziellen Verluste des Anlagenbetreibers durch wartungsbedingte Abschaltungen zu minimieren, sollten diese frühzeitig vom Netzbetreiber angekündigt und gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber terminiert werden (z.B. bei Windkraftanlagen in windarme Zeiten)." ersetzen.	
BWE	1.585	8.2		technisch	Bei geplanten Abschaltungen darf die Benachrichtigung nicht entfallen.	folgendes streichen: Die Benachrichtigung entfällt, wenn sie nach den Umständen nicht rechtzeitig möglich ist oder aus Gründen die der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat.	
BWE	1.591	8.2		Techn.	Doppelt, wird in 8.7 ausführlicher beschrieben	Absatz streichen.	
BWE	1593	8.2		technisch	Pauschalisierung und Wünsche basieren nicht auf Fakten. Wünsche des Netzbetreibers können nicht dazu führen, eine Kundenanlage technisch anzupassen.	Streichen oder Satz erweitern zu "In begründeten Fällen ist die ordnungsgemäße Funktion der Kundenanlage zu überprüfen und ggf. anzupassen.	
BWE	1.611	8.4		technisch	Bei Fernüberwachten oder alarmgesicherten Anlagen muss sich der Netzbetreiber bei der überwachenden Stelle anmelden.	Nach Zeile 1611 ergänzen: Bei fernüberwachten/ alarmgesicherten Anlagen ist der Netzbetreiber verpflichtet sich vor dem Betreten der Anlage bei der überwachenden Stelle anzumelden.	
BWE	1790	10.1		technisch	Die Formulierung...Die Signal-Schnittstelle ist zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber zu vereinbaren...lässt einen großen Spielraum bei der Definition der Signale zu. Es sollte eine Mindestanforderung (z.B. wie Tabelle C2) geben in der die notwendigen Signale definiert sind und alle weiteren Signalen können in Absprache vereinbart werden. Damit kann die Vielzahl der Soll- und Rückgabewerte begrenzt werden.	Erstellen einer Tabelle mit den mindestens zu Verfügung stehenden Soll- und Rückgabewerten. In Absprache können weitere Soll- und Rückgabewerte zur (freiwillig) zur Verfügung gestellt werden. Die Signal-Schnittstelle ist entsprechend Tabelle C2 auszuführen.	
BWE	1810	10.2.3		technisch	Der Vorbehalt eines ausreichenden Primärenergieangebotes darf auch bei Primärregelleistung nicht entfallen. Eine Frequenzregelung unabhängig des Primärenergieangebotes würde eine Verschärfung gegenüber der im NCRFG enthaltenen Anforderungen bedeuten, z.B Art. 15/Abs 2/c, ii)	Letzten Satz streichen: „Ausgenommen hiervon sind die Anforderungen zur Erbringung von Primärregelleistung (10.5.3).“	
BWE	1.820	10.2.1.1		technisch	Mind. 60 min, aber nur in bestimmtem Frequenzbereich.	Mind. 60 min bei 50 ± 1 Hz (entsprechend Bild 3)	
BWE	1.824	10.2.1.1		technisch	Spannungsband 96-127 kV widerspricht der DIN EN 50160, der IEC 60038 als auch dem angegebenen Spannungsband in Kapitel 5.3 (Zeile 1004) und Kapitel 6.2.1 (Zeile 1257).	Max. Betriebsmittelspannung nach IEC 60038 (Um = 123 kV)	
BWE	1.944	10.2.2.1	2324-2329	techn	Hier wird eine Anforderung an den Nachweis gestellt, welche eigentlich in Kapitel 11 gehört.	Satz "Der Nachweis ist mindestens ...erbringen." in Kapitel 11 verschieben.	
BWE	1954	10.2.2.1		technisch	Kompensationsanlagen wird durch Änderung des Blindarbeitswertes ein großer Einfluss auf die Spannung stattfinden. Bei Kompensationsanlagen sind die Stufungen das finanziell Aufwändigste. Aus volkswirtschaftlicher Sicht, sollten die Kosten für diese Anlagen jedoch gering gehalten werden.	Grenzwert von 0,5 % ändern auf 2 %	
BWE	1.981	10.2.2.3		technisch	".. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung P _b inst in Prozent" : Die Angabe ist nicht in Prozent, sondern in Verhältnisfaktoren.	.. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung P _b inst in Verhältnisfaktoren an.	
BWE	1986	10.2.2.3		technisch	Die Genauigkeitsanforderung von 2% ist im Teillastbereich bei 5% kaum einzuhalten. Die Wandlergenauigkeit ist in der Regel problematisch bei kleinen Leistungen.	ergänzen "betragen bei Leistungen ≥ 20 % P _{inst} . Zwischen 5% und kleiner 20% P _{inst} sind 4% bezogen auf PAV,E Abweichung zulässig."	
BWE	1987	10.2.2.3		technisch	Die Anforderung bereits ab 5% P _{bin} Blindleistung zu liefern stellt gegenüber den bisherigen Anforderungen (10%) eine deutliche Verschärfung der Anforderungen dar. Genauso die Reduzierung des zulässigen Toleranzbereichs von +/-10% auf ausschliesslich 5% im untererregtem Betrieb. Die Maßnahme führt zu zusätzlichen Invest- und Betriebskosten, die vom Anlagenbetreiber zu zahlen sind.	Darstellung der Notwendigkeit im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse notwendig. Berücksichtigung des Sachverhaltes bei der Vergütungsregelung von Blindleistung.	
BWE	2025	10.2.2.4		technisch	Ein PT2 Verhalten mit Einschwingvorgaben von 60s oder 4 min ist nicht umsetzbar. Unklar was im Rahmen der Zertifizierung passiert wenn der Regler schneller ist! Es wäre wünschenswert wenn die Anforderung mit der 4110 harmonisiert wird. Darüber hinaus sollten keine Anforderungen an die Umsetzung der Regelung erfolgen, sondern ausschließlich an die An- und Einschwingzeit	Anpassung der 4120 an Anforderung an PT1 Verhalten aus TAR 4110. Alternativ sollte anstelle eines PT1 oder PT2 Verhaltens die Bewertung anhand des An- und Einschwingzeiten erfolgen.	
BWE	2.095	10.2.2.4	Q = f(P) Bild 7	technisch / redaktionell	10 % ≤ P _{mom} /P _b inst. ≤ 100 % - Widerspruch zu Bild 7	Bild 7 anpassen auf 10 % Mindestleistung	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	2.137	10.2.2.5		Techn.	Viele regelungstechnische Anforderungen von EZA werden am Netzanschlusspunkt umgesetzt (EZA-Regler). Eine Vermischung von Anforderungen (aus alter und neuer TAR) für Bestandsanlagen und neue Anlagen ist in vielen Fällen nicht umsetzbar. Es müssten dann z.B. für unterschiedliche Dynamik-Anforderungen Mittelwerte aus beiden Richtlinien umgesetzt werden. Das Resultat ist, dass keine der beiden Richtlinien erfüllt ist.	Ersatz und Ergänzung Zeile 2137: Die Anforderungen nach 10.2.2.4 „Verfahren der Blindleistungsbereitstellung“ müssen von den neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten am Netzanschlusspunkt technisch erfüllbar sein . Für die regelungstechnischen Anforderungen (z. B. Dynamik oder Genauigkeit) der gesamten Erzeugungsanlagen darf jedoch weiterhin die ursprüngliche TAR angewendet werden, sodass nur die konkreten Anforderungen einer TAR eingehalten und bewertet werden können. Eine Vermischung von regelungstechnischen Anforderungen ist somit nicht zwingend erforderlich.	
BWE	2.141	10.2.2.2		Techn.	Anforderungen, insbesondere für Speicher, sollten sich generell auf P_{AV} beziehen. Andernfalls ergeben sich z.B. bei zusätzlicher Bereitstellung von Speichern automatisch höhere Blindleistungsanforderungen, obwohl eine Erzeugungsanlage insgesamt auf eine vereinbarte Anschlussleistung limitiert ist. Speicher werden ohnehin nur für die Erbringung von Systemdienstleistungen oder die Unterstützung bei der Erbringung von Systemdienstleistungen von Erzeugungseinheiten gestellt. Eine generelle Abforderung von Systemdienstleistungen von Speichern, die ggf. nicht in die vereinbarte Anschlussleistung einbezogen sind, ist nicht zu rechtfertigen.	Zeile 2141 ergänzen: ...für Erzeugungsanlagen und Speicher, die in der vereinbarten Anschlusswirkleistung berücksichtigt sind , am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2 einzuhalten.	
BWE	2194	10.2.3.1		technisch	FRT und dyn. Netzstützung sind derzeit auch für $P_{nom}=0$ gefordert. Das ist technisch für EZA/EZE mit volatiler Quelle (Wind/PV) nicht ohne Energiespeicher möglich. Der Einbau von Speichern für diesen Zweck wäre wirtschaftlich unverhältnismäßig. Für den stabilen Betrieb des Netzes, konkret die lokale Spannungsstützung und die Bereitstellung des KS-Stroms zur Schutzauflösung, ist es nicht zwingend erforderlich, dass z.B. WEAs auch bei Windstille die Wechselrichter in Betrieb haben und KS-Strom bereitstellen. Der KS-Strom kommt bei diesen Betriebszuständen aus dem vorgelagerten Netz bzw. als von anderen Lasten abgezwiegt Strom [vergl. Kühn u. Quitmann, SuL Tutorial 2016] Die FGW fordert im Rahmen der EZE-Zertifizierung bisher FRT-Tests bei im unteren Leistungsbereich zwischen 10% und 30%. Dies ist sinnvoll und kann beibehalten werden. (Das gilt natürlich auch für 4120+4130)	Sie dürfen sich bei Über- und Unterspannungseignissen innerhalb der vorgegebenen Spannungsgrenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt ist der Netzanschlusspunkt. Nur wenn P_{nom} vor Beginn des Netzfehlers unter 5% P_{AV} lag dürfen sich Erzeugungsanlagen vom Netz trennen.	
BWE	2.223	10.2.3.1		Techn.	Einpolige Fehler in starr geerdeten Netzen können relevante Spannungsänderungen verursachen. Der Fehlertyp kann von den EZE nicht anhand der verketteten Spannungen erkannt werden. Es ist somit das gleiche Verhalten wie bei zweipoligen Fehlern (in schwächerer Form) zu erwarten. In kompensierten und isolierten Netzen sind einpolige Fehler nicht relevant.	„Erzeugungsanlagen dürfen sich bei einem stehenden Erdschluss in einem isolierten oder kompensierten Netz nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Netzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen, ist die FRT-Grenzkurve für den zweipoligen Fehler in Bild 9 und Bild 10 anzuwenden.“	
BWE	2.239	10.2.3.1		technisch	Für Typ 1 und Typ 2 Anlagen sind unterschiedliche FRT-Kurven sowie ein unterschiedliches netzstützendes Verhalten vorgesehen.	Ergänzung nach Zeile 2239: Bei einer Anlagenkonstellation mit Typ 1 und Typ 2 Anlagen wird die dynamische Netzstützung separat gemäß den FRT-Kurven aus den Bildern 9 und 10 untersucht. Die Ermittlung des k-Faktors am NAP wird ohne Berücksichtigung des Verhaltens von Typ 1 Anlagen durchgeführt.	
BWE	2239	10.2.3.2		technisch	Es fehlt die Klarstellung, dass sich die EZE bei größeren Spannungssprüngen vom Netz trennen dürfen.	Satz ergänzen in Zeile 2239: "Bei größeren Spannungssprüngen innerhalb der FRT-Kurven darf sich die EZE vom Netz trennen."	
BWE	2.384	10.2.3.3		Techn.	Schnelle Wirkleistungssteigerungen nach FRT stellen eine hohe mechanische Belastung für DFIG-Anlagen dar und sollten daher nicht unbegründet gefordert werden. Eine Verschärfung der Mindestanforderung gegenüber der TAR von 2015 ist nicht durch die RfG begründbar. Viele Netzbetreiber-Studien zeigen, dass eine schnelle Wirkleistungssteigerung nicht automatisch besser für die Rückgewinnung der Netzstabilität und die Vermeidung von ungewollten Folge-Spannungsschwankungen ist.	letzten Satz anpassen: „Die Anschlagzeit darf maximal 5 s betragen. Bei begründeten Fällen dürfen abhängig von besonderen Gegebenheiten am Netzanschlusspunkt schnellere Anschlagzeiten, jedoch nicht schneller als 1 s, gefordert werden.“ Ergänzung zum Abschnitt: „Bei Mehrfachfehlern genügt ab dem zweiten Fehler immer eine Anschlagzeit von maximal 5 s.“	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	2.452	10.2.4.3		technisch	Speicher „für andere Zwecke“ haben andere Aufgaben (Unterstützung des Betriebs der Anlage) und können nicht pauschal für Frequenzstützung eingesetzt werden. Speicher, die explizit für SDL-Erbringung eingesetzt werden, sollten unter P_{AV} berücksichtigt sein und können genutzt werden.	„Auch Speicher, deren Leistung in der vereinbarten Anschlussleistung P_{AV} berücksichtigt ist, sind hierzu zu aktivieren. Andere Speicher (z. B. anlageninternen) können für diese Anwendung vernachlässigt werden.“	
BWE	2485	10.2.4.3	Bild 13	technisch	Der Gradient bei Unterfrequenz beträgt 40 % Pref/ Hz. Im Entwurf der TAR MS beträgt er 100 % Pref/ Hz. Ist diese Abweichung beabsichtigt?	Klärung und Beseitigung der Abweichungen zwischen TAR MS und TAR HS	
BWE	2495	10.2.4.3		technisch	Eine Genauigkeit für die Frequenzbestimmung sollte nicht ohne die Angabe von Randbedingungen und zeitlichem Verhalten definiert werden.	Streichen und wenn gewünscht Verweis auf den in Erstellung befindlichen FNN Hinweis zur Frequenzbestimmung.	
BWE	2573	10.2.6.1		technisch	Es muss festgelegt werden in welcher Modellumgebung die Validierung der Einheiten- und Komponentenmodelle zu erfolgen hat. Nach aktueller Formulierung kann der Netzbetreiber willkürlich festlegen in welcher Modellumgebung Modelle validiert werden können. Das kann dazu führen, dass für spezielle Modellierungssoftware keine validierten Modelle existieren.	Einfügen: Dabei ist mit dem Anlagenbetreiber abzustimmen in welcher Modellumgebung das rechnerlauffähige Modell bereitgestellt wird. Weicht die geforderte Software von dem vom Hersteller im Einheiten- und Komponentenzertifizierungsprozess genutzten Simulationsumgebungen ab, kann die Modellerstellung auf Basis nicht validierter Modelle erfolgen. Alternativ kann die Erstellung des rechnerlauffähigen Modells sowie die Modelle für die Anlagenzertifizierung in Form von generischen Modellen erfolgen.	
BWE	2.579	10.2.6.1		technisch	Es gibt keine Genauigkeitsanforderungen an Modelle. Die Genauigkeit von Modellen ist abhängig von den Anforderungen die an die Modelle gestellt werden. Modellgröße, Modellierungsumfang und damit verbunden die Rechenzeiten sind zu berücksichtigen. Zunächst muss vom Netzbetreiber eindeutig die Anwendungsfälle und Rahmenbedingungen definiert werden!	Forderungen nach Genauigkeiten streichen.	
BWE	2.612	10.2.6.1		technisch	Übliche Schrittweiten für RMS Simulationen liegen zwischen 1-10ms; nach IEC 61400-27 wird 5ms empfohlen. Mit welcher Begründung muss die Schrittweite kleiner 1ms sein? <= 1ms macht keinen Sinn! Die Simulationen werden nicht genauer nur langsamer! Schrittweitenanforderungen unklar. Erst soll die Schrittweite nicht größer als 10ms sein, dann sind aber 200ms zulässig!?! Widerspruch auflösen. Eine Schrittweite von 10ms wird in der EZE Modellvalidierung praktisch nie angewendet. Übliche Schrittweiten sind 5ms (siehe IEC 61400-27). Die maximale Differenz von 5% kann nicht für alle Bereiche der Modellvalidierung eingehalten werden. Im transienten Bereich sind die Abweichungen größer. Nach TR4 sind aktuell im ungestörten Bereich 15% zulässig. Gibt es Anhaltspunkte warum diese Toleranz nicht mehr ausreicht?	Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen: – Dynamische Netzstützung Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasistationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden. – Quasistationärer Betrieb Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk- und Blindleistungen der Erzeugungsanlage in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die Anforderungen an alle Einstellzeiten und sonstigen Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung dargestellt werden können. Die maximale Differenz der sich einstellenden, simulierten Wirk- und Blindleistung $\leq 15\% P_n$ sein. – Die zeitliche Schrittweite soll für dynamische und quasistationäre Vorgänge zwischen 1ms und 10 ms betragen. Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 s ist zulässig.	
BWE	2.626	10.2.6.1		technisch	Genaue technische Anforderungen sind bisher weder diskutiert noch festgelegt. Netzbetreiberanforderungen sind unklar. Entsprechende Regeln zum Nachweisverfahren, z. B. §5 Absatz 1 der NELEV, sollten berücksichtigt werden.	Ergänzung nach Zeile 2626: Soweit für die Erstellung eines EZA-Modells keine allgemeine anerkannten Regeln der Technik existieren, kann der Netzbetreiber dieses Modell nicht verlangen.	
BWE	2.740	10.3.3		technisch	Die Sinnhaftigkeit des Q-U-Schutz Einsatzes wird prinzipiell in Frage gestellt, da durch Anlagentrennung die Netzstabilität zusätzlich gefährdet werden kann. Siehe Fachartikel Rainer Klose (2012) "Verträglichkeit der dynamischen Netzstützung der EZE mit dem Q & U< Schutz der EZA"	Q-U-Schutz als zwingende Anforderung streichen.	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	2772	10.3.4.2	technisch	Spannungsschutzfunktionen sollten nicht zwingend den Grundschnwingungseffektivwert der gemessenen Spannung bewerten. Bei Spannungsverzerrungen kann der Grundschnwingungseffektivwert geringer als der Effektivwert der gemessenen Spannung sein. Entkopplungsschutzfunktionen arbeiten dann unzuverlässig und lösen ggf. nicht aus. Eine Harmonisierung mit der TAR Mittelspannung bietet sich ebenfalls an (siehe Vorschlag rechts).	Änderung Zeile 2772: „Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz sollten den Effektivwert der Spannung auswerten. Hierbei reicht die Auswertung der Grundschnwingung aus.“	
BWE	3082	10.5.3	technisch	Der Vorbehalt eines ausreichenden Primärenergieangebotes darf auch bei Primärregelleistung nicht entfallen. Eine Frequenzregelung unabhängig des Primärenergieangebotes würde eine Verschärfung gegenüber der im NCRFG enthaltenen Anforderungen bedeuten, z.B Art. 15/Abs 2(c), ii)	...Änderung des zur Verfügung stehenden Primärenergieangebots	
BWE	3108	10.5.3	technisch	Eine Genauigkeit für die Frequenzbestimmung sollte nicht ohne die Angabe von Randbedingungen und zeitlichem Verhalten definiert werden.	Streichen und wenn gewünscht Verweis auf den in Erstellung befindlichen FNN Hinweis zur Frequenzbestimmung.	
BWE	3.241	11.2.1	grundsätzlich	"Darüber hinaus" Satz steht in einem allgemeinen Teil. Nicht klar, welche Spannungszeit-Kennlinie gemeint ist	Satz streichen, oder präzisieren, welche Kennlinie genau gemeint ist. Alternativ Anforderung in das Kapitel bringen, wo die Anforderung besteht	
BWE	3.243	11.2.1	technisch	Anforderungen an eine Herstellererklärung sollten nicht in einer Netzanschlussrichtlinie definiert werden, sondern in der FGW TR 8 oder den QS-Dokumenten der Zertifizierungsstellen.	Zeilen 3243 - 3251 löschen	
BWE	3245	11.2.1	technisch	Anforderung an die Herstellererklärung sollten in der TR8 geregelt werden. Einheitlich zur 4110 gestalten!	Zeilen 3245 - 3251 löschen	
BWE	3.325	11.2.4	technisch	Die Anforderungen an die Regelgenauigkeit von 2% am NAP sollten nicht auch für die EZE gelten, da ein übergeordneter Regler fehlt.	Für den Nachweis im Einheitszertifikat ist eine Abweichung zwischen Soll- und Istwert von +/- 5% Pn akzeptierbar wenn sichergestellt ist, dass die Anforderung am NAP durch den Einsatz eines Windparkreglers erfüllt werden kann.	
BWE	3330	11.2.5	technisch	Die Einhaltung des Grenzdiagramms gilt für den NAP und ist für die Bewertung im Einheitszertifikat auszuschließen! Für das Einheitszertifikat muss daher ein Ausweis des Vermögens ausreichen.	Im Rahmen der Einheitszertifizierung sind die Grenzkurven nach Bild 9 und 10 nicht bewertungsrelevant. Das Vermögen der EZE ist jedoch auszuweisen und durch die in Kapitel 11 geforderten Versuche darzustellen.	
BWE	3.335	11.2.5	Techn.	Versuche mit maximaler Blindleistung sind nicht immer möglich (Vorgaben des Netzbetreibers für das Testfeld)	Ergänzung: „Bei begründeten Einschränkungen durch das Netz oder den FRT-Test-Container sind die Tests mit den höchstmöglichen standortbezogenen Blindleistungswerten durchzuführen.“	
BWE	3349	11.2.5	technisch	Die Prüfsequenz wird als Nachweis mit wenig Spielraum für Modifikation gefordert. Aufgrund der Länge dieser Fehlersequenz sollte eingeschränkt werden, bei welcher Leistung dies durchzuführen ist. Oberhalb von 50 % Nennleistung ist mit schwankendem Primärangebot über die Dauer der Sequenz realistisch. Ein Nachweis für eine Fehlersequenz mit 5 Fehlern sollte zudem nur für unsymmetrische Fehler gefordert werden. Symmetrische Fehler in dieser Tiefe und Wiederholrate dürften im Netz nicht aufgrund von AWE oder temporären Störungen (Gewitter, Seilschwingen etc.) auftreten. Prominente Praxisbeispiele belegen dies.	Letzten Satz in Zeile 3349 ändern: Dieser Nachweis ist messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit für unsymmetrische Spannungseinbrüche bei $\geq 50\%$ Nennleistung gemäß Tabelle 12 zu erbringen.	
BWE	3417	11.2.5.3	technisch	Im ersten Absatz wird eine Spannungserhöhung auf einen Wert zwischen 115 % und 120 % Un für ≥ 5 s gefordert, im zweiten Absatz eine Erhöhung zwischen 110 % und 115 % Un für ≥ 60 s. Wenn im zweiten Fall alternativ eine Erhöhung zwischen 115 % und 120 % Un für ≥ 60 s zugelassen wird, kann man beide Fälle mit nur einem Versuch abdecken.	... und 115 % Un für ≥ 60 s nachzuweisen. Alternativ ist es auch zulässig, die Netzspannung auf einen Wert zwischen 115 % Un und 120 % Un für ≥ 60 s zu steigern. In diesem Fall ist der Nachweis des symmetrischen Spannungssprungs gemäß vorherigem Absatz nicht mehr erforderlich. Für die ersten 5 s	
BWE	3424	11.2.5.3	grundsätzlich	Die Stromwerte in den angegebenen Zeitfenstern auszuweisen, hilft nicht bei der Bewertung der Anforderung. Es müssen die konkreten Zeitwerte ermittelt werden, um eine Bewertung durchzuführen.	Absatz ersetzen: „Die Bewertung des zusätzlichen Blindstromes erfolgt im Mit- und Gegensystem für Fehler mit eingestellten Restspannungen $\geq 15\%$ Un.“ Bei der Bewertung der An- und Einschwingzeit muss das 20-ms- Zeitfenster, das zur Ermittlung der symmetrischen Komponenten der Grundschnwingung benötigt wird, berücksichtigt werden. Die Anforderung nach Kapitel 10.2.3.3 gilt demnach als erfüllt, wenn die jeweilige Sprungantwort nach Fehlerbeginn eine Anschwingzeit ≤ 50 ms und eine Einschwingzeit ≤ 80 ms für die Toleranzbänder nach Bild C.1 aufweist.“	
BWE	3471	11.2.7	technisch	Bei den Vorgaben der Frequenzsprünge gibt es gegenüber dem Entwurf der TAR MS bei einigen Punkten Abweichungen. Dadurch erhöht sich der Testaufwand. Sind diese Abweichungen technisch begründbar?	Klärung und Beseitigung der Abweichungen zwischen TAR MS und TAR HS	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	3495	11.2.7		technisch	Bei den Vorgaben der Frequenzsprünge gibt es gegenüber dem Entwurf der TAR MS bei einigen Punkten Abweichungen. Dadurch erhöht sich der Testaufwand. Sind diese Abweichungen technisch begründbar?	Klärung und Beseitigung der Abweichungen zwischen TAR MS und TAR HS	
BWE	3.569	11.2.8		Techn.	Effektivwert der Grundwelle nach 20 ms und Anfangskurzschlusswechselstrom sollten nicht pauschal gleichgesetzt werden. Dies führt zu Widersprüchen mit Herstellerangaben gemäß anderer Normen.	„als Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I _{KE} .“ streichen	
BWE	3582	11.2.9		grundsätzlich	Kurzschlusschutzeinrichtungen an der Erzeugungseinheit sind in der Verantwortung des Anschlussnehmers und Herstellers. Es kann nicht für alle Kurzschlusschutzeinrichtungen eine Prüfklemmleiste verlangt werden. Je nach eingesetzter Technologie ist dies auch nicht immer möglich.	Streichen: „Kurzschlusschutz- und“ Ergänzen: „- für Kurzschlusschutzeinrichtungen, die für das Gesamtschutzkonzept des Netzbetreibers relevant sind, müssen Vorrichtungen wie z. B. Prüfklemmleisten vorgesehen werden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen;“	
BWE	3.618	11.2.10		technisch	Der Gradient der Leistungssteigerung kann auch auf dem EZA Regler umgesetzt werden. Dies muss im Rahmen der Zertifizierung auch zulässig sein.	Satz einfügen (wie in TAR MS unter 3.): Wird diese Funktion nicht an der EZE sonder im EZA Regler umgesetzt, muss dies im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden und im Einheitszertifikat vermerkt werden.	
BWE	3.627	11.3		grundsätzlich	Die Kosten für ein Komponentenzertifikat stehen in keinem Verhältnis zum Nutzen und zur tatsächlichen Investsumme für eine solche Komponente. Es werden schon über mehrere Jahre EZA Regler ohne Komponentenzertifikat betrieben. Eine Herstellererklärung gemäß TR 8 sollte ausreichend sein.	Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen. Für Erweiterungen einer Erzeugungsanlage, deren Anteil neuer Anlagen <=10 MW ist, kann die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die Validierung der geforderten Modelle über eine Herstellererklärung bestätigt werden.	
BWE	3627	11.4.10		technisch	Unterscheidung zwischen aktiven und passiven Komponenten fehlt.	In Kapitel 11.3 Zeile 3627 im ersten Satz: Für aktive Zusatzkomponenten... einfügen, In Zeile 3639 hinzufügen: "Passive Komponenten benötigen kein Komponentenzertifikat."	
BWE	3.674	11.3.1		grundsätzlich	"Die Mindestanforderungen ..." Im Satz werden Anforderungen an die EZA wiederholt (nicht an Regler), während über die Nachweise keine Aussagen getroffen werden. Gehört nicht ins Nachweiskapitel 11	Satz umformulieren (Mindestanforderungen müssen vom Modell nachgebildet werden o.ä.)	
BWE	3.808	11.4		technisch	"technischen Vorschriften des Netzbetreibers ...vollumfänglich..." ist zu weitreichend, es muss sichergestellt werden, dass es sich um aaRdT handelt.	streichen: "und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers", "vollumfänglich"	
BWE	3.809	11.4		grundsätzlich	Abstimmungen mit dem Netzbetreiber: Abweichungen von der Richtlinie sollten möglich sein	Individualabreden (vgl. § 305b BGB) mit dem Netzbereiber sind zu berücksichtigen, soweit die Anforderungen der Verordnung (EU) 631/2016 eingehalten werden.	
BWE	3.823	11.4		technisch	Vermeidung unverhältnismäßiger Belastungen bei kleinen Änderungen	Ergänzung: [...] von mehr als 5%;	
BWE	3.825	11.4		technisch	- "gleichwertig" schließt andere Zertifikatsnummern mit ein, die die gleichwertigen Eigenschaften bescheinigen - Softwareänderungen sind im Zertifizierungsprozess berücksichtigt	"gleichen" durch "gleichwertig" ersetzen; Satz "Hierunter fallen auch..." streichen	
BWE	3.837	11.4.1		grundsätzlich	Validierte Modelle stehen derzeit nur für die FRT- Eigenschaften von EZE zur Verfügung. Es gibt für EZA- Regler weder ein anerkanntes Validierungsverfahren noch validierte Modelle.	Klammerausdruck (inkl. validierter Modelle) streichen	
BWE	3.872	11.4.6		technisch	Für die ältere Erzeugungseinheiten liegen häufig keine Messwerte gemäß TR3 vorhanden	Ergänzung nach Zeile 3873: Die bestehenden Erzeugungseinheiten, für welche kein Einheitszertifikat vorhanden ist bzw. für welche keine Zertifizierungspflicht galt, werden bei der Netzrückwirkungsanalyse nicht betrachtet.	
BWE	3902	11.4.6.4		technisch	Die Tolerierung von bis zu 6 Grenzwertüberschreitungen und einige andere Sonderregelungen wurden entfernt. In diesem Fall sollte die Grenzwertberechnung in Kap. 5.4.4 an das Verfahren der TAR MS angepasst werden	Anpassung des Bewertungsverfahrens von Oberschwingungen an den Entwurf der TAR MS	
BWE	3.920	11.4.6.4		technisch	Zeitpunkt der Oberschwingungsmessung darf nicht von IBN der ersten EZE abhängig sein, sondern sollte erst nach Fertigstellung der EZA durchgeführt werden, da nur dann die Auswirkungen der Gesamtanlage dargestellt werden können.	Änderung in: „In diesem Fall muss innerhalb von 12 Monaten nach Inbetriebsetzung der letzten EZE / Fertigstellung der EZA ... eine bewertete Oberschwingungsmessung nachgewiesen werden.“	

Datum: 08. Juni 2017

Projektnummer

BWE	4.013	11.4.10		technisch	Einhaltung der Anforderung bzgl. Blindleistungsbereitstellung für 127 kV nicht notwendig, da max. Betriebsmittelspannung 123 kV ist.	Siehe Anmerkung zu Zeile 1824	
BWE	4.087	11.4.11		Techn.	Klarstellung notwendig, wie mit Anforderungen an dynamische Netzstützung und Q-U-Schutz umgegangen werden soll.	Ergänzung nach Zeile 4087: „Eine Trennung des Q-U-Schutzes wird bei der dynamischen Netzstützung in Kauf genommen, wenn die EZA gemäß Netzbetreibervorgabe einen induktiven Sollwert hat und der gemäß Anforderungen an die dynamische Netzstützung resultierende Sollwert nicht zu einem Blindleistungswert größer 0 führt.“	
BWE	4.190	11.4.15		Techn.	Effektivwert der Grundwelle nach 20 ms und Anfangskurzschlusswechselstrom sollten nicht pauschal gleichgesetzt werden. Dies führt zu Widersprüchen mit Herstellerangaben gemäß anderer Normen.	„als Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_KE.“ streichen	
BWE	4.341	11.5.2		technisch	Wenn die Erzeugungseinheit(en) und die Übergabestation fertiggestellt sind, die Übergabestation jedoch aufgrund des Netzbetreibers nicht in Betrieb genommen werden kann, dann sollten die Erzeugungseinheiten dennoch die Möglichkeit zur Inbetriebsetzung erhalten. Dies kann ggf. über eine externe Hilfsenergieversorgung erfolgen.	Zeilen 4341f streichen	
BWE	4.347	11.5.2		technisch	Eine Entkopplungsschutzprüfung vor Inbetriebsetzung ist nicht notwendig, da der Leistungspfad noch durch weitere Schalter getrennt ist. Ein Inbetriebnehmen der Anlagensteuerung sollte vor der Netzschutzprüfung ermöglicht werden. Die Kurzschlusschutzprüfung ist nicht Bestandteil der Netzschutzprüfung (und des Bogens E.8). Entsprechende Anforderungen, die eine Prüfung ermöglichen würden, fehlen auch in Kapitel 10.3.4.7., 10.3.3 und 6.3.3.3.	„Eine wesentliche Voraussetzung vor dem erstmaligen Einspeisen der Erzeugungseinheiten in das Versorgungsnetz ist der erfolgte Nachweis der Einstellwerte und der Funktionsweise der Entkopplungsschutzeinrichtungen (Schutzprüfung) und der Einstellungen entsprechend der Netzbetreibervorgaben...“	
BWE	4.350	11.5.2		technisch	Im Rahmen der Inbetriebsetzung MUSS eine Funktionsprüfung der Wirkleistungsvorgabe des Netzbetreibers erfolgen... Dies ist aus Erfahrung nicht immer möglich! Es muss die Möglichkeit bestehen wenn der Termin durch den Netzbetreiber verzögert wird, in Abstimmung mit diesem, eine Inbetriebsetzung durchzuführen.	... In Ausnahmefällen kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber die Funktionsprüfung zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden.	
BWE	4.362	11.5.3		grundsätzlich	Leider gibt es für den Betreiber wenig Möglichkeiten selbst die Fernwirktechnik zu prüfen, Prüfprozeduren sind in den FRE nicht hinterlegt. Es kann jedoch während Umbau oder Reparaturmaßnahmen notwendig sein die Fernwirktechnik zu prüfen. Der Netzbetreiber sollte diese Prüfmöglichkeit kostenfrei zur Verfügung stellen.	Der Netzbetreiber hat dem Betreiber zu den üblichen Betriebszeiten die Möglichkeit zu geben die Fernwirktechnik zu prüfen. a) Anruf bei der Leitwarte und Durchfahren einer Prüfprozedur. b) Hinterlegen einer Prüfprozedur im FRE	
BWE	4.387	11.5.3		technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.	
BWE	4.401	11.5.3		technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.	
BWE	4.478	11.5.4		grundsätzlich	Einreichen der Konformitätserklärung innerhalb von 2 Monaten nach der Inbetriebnahme der EZA ist in der Praxis nicht realistisch. (Teil-)Konformitätserklärung 10 Monate nach IB der ersten EZE ist nicht sinnvoll.	Siehe vorgeschlagene Änderungen zu Tabelle 1 (Zeitplan) im Anhang.	
BWE	4.480	11.5.4		technisch	2 Monate sind in der Praxis nicht realistisch	6 Monate	
BWE	4.481	11.5.4		technisch	10 Monate sind in der Praxis nicht realistisch	12 Monate	
BWE	4.492	11.5.4		grundsätzlich	Prüfung durch wen? Wer trägt Kosten für Betriebsausfall und Nachweis bei widerlegtem Verdacht?	Vergleiche Anmerkung zu Zeile 937 f	
BWE	4.501	11.5.5		grundsätzlich	"im Rahmen des Überwachungsprozesses" liest sich, als gäbe es die Überwachung immer	ändern in " während der Zeit des Überwachungsprozesses"	
BWE	4704			grundsätzlich	Es gibt Netzbetreiber die der Auffassung sind, dass sofern das Einheitenzertifikat vorliegt der Prototypenstatus aller weiter ans Netz gehenden Erzeugungseinheiten dieses Types hinfällig ist und das Anlagenzertifikat dann zur Inbetriebnahme vorliegen muss, obwohl die zwei Jahre nach IB des ersten Prototypes noch nicht verstrichen sind.	Anmerkung nach Zeile 4706: Anmerkung drunter: Sofern das Einheitenzertifikat bereits vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln, sofern die zwei Jahre nach IB der ersten EZE noch nicht abgelaufen ist. Ergänzung: Es sollte klargestellt werden, wie sich die Prototypenregelungen zum Freistellungsverfahren gemäß NC-RfG verhält	
BWE	4.707	12		grundsätzlich	"gleichlautenden Begriff im EEG" gibt es nicht mehr, heisst jetzt Pilotwindenergieanlage	ändern in " zum Begriff "Pilotwindenergieanlage" im EEG"	
BWE	5.112	E. 10		grundsätzlich	"Die Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. " Dies ist nicht grundsätzlich korrekt, da die elektrotechnischen Anlagen auch innerhalb einer Erzeugungseinheit zu einem elektrischen Betriebsraum separiert werden können und somit die Erzeugungseinheit auch von nicht elektrotechnisch unterwiesenen Personen betreten werden dürfen.	Hinweis streichen, da dies nicht korrekt und in anderen Normen ausführlich beschrieben ist.	