

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

Name des Stellungnehmenden	Zeilennummer 4130	Absatz, Bild, Tabelle	Zu Abschnitt Nr. 4130	Art des Einwandes	Einwand/Begründung angepasst für 4130	Vorgeschlagene Änderung angepasst für 4130
		(z. B. Bild 2)	(z. B. 3.1)	(grundsätzl./techn./redaktionell)		
BWE	17		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 18 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	66		1	grundsätzlich / redaktionell	die Begriffe Netzfrequenz und (Netz-) Nennfrequenz sowie die Formelzeichen (f, f <sub>n</sub> , f <sub>Netz</sub> ) sind im Dokument nicht klar voneinander getrennt und werden in Kapitel 3.1 auch nicht eingeführt	Einführung und Unterscheidung der Begriffe Netzfrequenz f <sub>Netz</sub> und (Netz-)Nennfrequenz f <sub>n</sub> in Kapitel 3.1 sowie Wahl des jeweils richtigen Begriffs und Formelzeichens im gesamten Dokument
BWE	100		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 genannt Version gültig sein.
BWE	652		3.1.54.1	technisch	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)	<del>"sowie mit den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit vorhanden)" streichen</del>  Ergänzen: sowie mit den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit <b>im Netzbetreiberabfragebogen E.7</b> vorhanden) ausweist.
BWE	718		4.1	technisch	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 und die TAB (des Netzbetreibers) sind nicht automatisch verbindlich. 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	740		4.2.1	grundsätzlich	Bildunterschrift "Inbetriebnahmeprozess" - hier wird von Inbetriebnahme gesprochen im folgenden meistens von Inbetriebsetzung. Gibt es hier einen Unterschied, z.B. Inbetriebnahme ist erste Einspeisung, Inbetriebsetzung ist Zeitraum der Vorbereitung zur Inbetriebnahme? Die Begriffe sollten auch definiert werden, da auch für die Zertifizierung relevant	1) Begriffserklärung von Inbetriebnahme und Inbetriebsetzung in Kapitel 3.1 2) Wenn keine Unterscheidung der beiden Begriffe, Angleichung im gesamten Dokument: Inbetriebnahme Zeile 740, 810, 826, 831, 835, 837, 843, 879, 1213, 3944, 3986 Inbetriebsetzung Zeile 26, 33, 59, 421, 770, 833, 842, 851, 855, 872, 873, 878, 882, 901, 1172, 2200, 2250, 2592, 2595, 2596, 2597, 2599, 2604, 3264, 3367, 3386, 3414, 3458, 3769 bis 3912 (Kapitel 11.5), 3917, 3963, 3997, 4003, 4015, 4033, 4035, 4040, 4273, 4284, 4296, 4303, 4305, 4306, 4307, 4308, 4309, 4311, 4322, 3) Berücksichtigung dieses Kommentars auch für TAR 4110 und 4120
BWE	946		5.4	technisch	Zum jetzigen Zeitpunkt ist auf Grund fehlender Daten keine Bewertung möglich. Bevor die Werte für Tabelle 1 in die TAR 4130 eingefügt werden, sollten diese daher zur Kommentierung verschickt werden.	Verschicken des Vorschlags für die Werte von Tabelle 1 zur Kommentierung.

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	978		5.4.2	technisch	die zu betrachtenden Schaltheilungen sollten genauer definiert werden (Nur an / aus) (nach TR3) oder auch Schutzauslösung bei Fehler auf Kabeln	"... müssen Spannungsänderung - [...] - am NAP einer Kundenanlage <b>durch das betriebliche An- und Abschalten der Kundenanlage</b> auf..." Ergänzung: "Die Fähigkeit von Erzeugungsanlagen sich aktiv an der Spannungsregelung zur Einhaltung der zulässigen Spannungsänderungen beteiligen zu können, muss bei der Berechnung berücksichtigt werden."
BWE	1.003		5.4.3	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 $P_{sti} = 0,35$ und nicht $0,30$ sein. $P_{lti} = 0,25$ entspricht bereits den Vorgaben der IEC 61000-3-7. Ein bewusst niedrigerer Grenzwert für den $P_{sti}$ sollte begründet sein. Dies wäre die schärfste Anforderung im weltweiten Vergleich.	Änderung: $P_{sti H65} = 0,35$
BWE	1.018		5.4.4	technisch	Die Resonanzfaktoren $k_v$ und $k_u/b$ müssen definiert werden.	Es sind Anhaltswerte für die Resonanzfaktoren anzugeben für den Fall, dass in einem Projekt vom Netzbetreiber keine exakten Werte angegeben werden können.
BWE	1.036		5.4.4.	technisch	Zu Fußnote a): Es sind Proportionalitätsfaktoren für Nullsystemharmonische aufgeführt. Ein in der Messung ermittelter Nullsystem-Beitrag lässt sich aufgrund von Messfehlern, Auswerteverfahren und Frequenzgruppierungen nicht ausschließen. Selbst an isolierten Sternpunkten sind Nullsystemharmonische „messbar“.	Fußnote a) streichen. Die Grenzwerte für die zulässigen Oberschwingungsströme sind allgemein gültig.
BWE	1070		5.4.6	technisch	Was bedeutet der Faktor "x" in Formel (7)?	Erläuterung des Faktors "x"
BWE	1072		5.4.6	technisch	Die zulässige Unsymmetrie gemäß Kap. 11.2.2.5 und gemäß Entwurf TAR H5 darf max. 2,5 % betragen. Unterschiede in der Formel oder bei den Grenzwerten zwischen den TARs sind nachvollziehbar zu begründen.	Abgleich der Anforderungen für den Wert der max. zulässigen Unsymmetrie.
BWE	1108		6.1.1	grundsätzlich / technisch	hier wird auf die "Technischen Mindestanforderungen" des einzelnen ÜNB verwiesen; deren Vorgaben sind der vorliegenden Richtlinie (4130) jedoch nicht bekannt  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 den jeweiligen "Technischen Mindestanforderungen" für den Anschluss an das Netz des Netzbetreibers" präzisieren
BWE	1185		6.3.2	technisch	Es ist nicht eindeutig, ob der Parkregler zur Kommunikationstechnik gehört und entsprechende über eine USV versorgt werden muss. Den Parkregler zu puffern ist > 60 sec jedoch unnötig, da die EZE ohne Freigabesignal durch den Parkregler nicht wieder hochfahren und dieser wieder läuft, sobald das H6S-Netz wieder unter Spannung ist	Hinzufügen: Wenn sichergestellt ist, dass die EZE nicht ohne Parkregler zugeschaltet werden können, reicht eine Hilfsenergieversorgung für den Parkregler und die Kommunikationstechnik von mind. 60 sec aus.

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	1232		6.4.1	technisch	"Bedarf von Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt bei charakteristischen Betriebszuständen" Dem Wortlaut nach kann vermutet werden, dass detailliert in vielen Betriebszuständen Daten zur Verfügung gestellt werden und dass es auch für die Einspeisung gilt. Es sollte klarer formuliert werden, dass es sich nur um Lasten handelt.	Satz ändern in: Durch den Kunden werden Informationen über den Bedarf von Wirk- und Blindleistung im Lastfall in stationären Betriebszuständen am Netzanschlusspunkt zur Verfügung gestellt.
BWE	1.409		10.2.1	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. 16 Abs. 1 (Typ D) i.V.m. Art. 15/Abs 2/c), ii)“	Letzten Satz streichen: „Ausgenommen hiervon sind die Anforderungen zur Erbringung von Primärregelleistung (10.5.3 und 10.5.4).“
BWE	1.540		10.2.2.1	techn	Hier wird eine Anforderung an den Nachweis gestellt, welche eigentlich in Kapitel 11 gehört.	Satz "Der Nachweis ist mindestens ...entspricht." In Kapitel 11 verschieben.
BWE	1.600		10.2.2.3	grundsätzlich	".. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung Pb inst in Prozent" : Die Angabe ist nicht in Prozent, sondern in Verhältnisfaktoren.	.. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung Pb inst in Verhältnisfaktoren an.
BWE	1628		10.2.2.4	technisch	Wie ist dann die Kennlinie der Q(U) Regelung definiert?	ergänzen: "[...] ist eine Q(U)-Regelung gemäß Abschnitt "zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(u)" mit den dort definierten Standardwerten zugrunde zu legen."
BWE	1.714	Q = f(P) Bild 7 (4120)/Bild 8 (4130)	10.2.2.4	technisch / redaktionell	10% ≤ P <sub>mom</sub> /P <sub>b</sub> inst. ≤ 100% - Widerspruch zu Bild 8	Bild 8 anpassen auf 10% Mindestleistung
BWE	1.807		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 zu erwarten. Die Anforderung suggeriert, dass einpolige Fehler und die damit verbundenen Spannungseinbrüche undefiniert/endlich lange durchfahren werden müssen ("konstruktionsbedingt"). Dies erschwert die Konformitätsbewertung.	Ergänzung: „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 10 und Bild 11 anzuwenden.“  Alternativ: Maximale Endzeit des Schutzes festlegen (sollte innerhalb der Grenzkurven sein, nicht länger als 3 Sekunden)
BWE	1821		10.2.3.1	Grundsätzlich	"Fehlerbeginn" ist an dieser Stelle nicht eindeutig definiert und folgt im weiteren Text auch nur für Typ-2-EZA (Zeile 1884 ff)	Voranstellen einer Definition des Fehlerbeginns (für alle EZA-Typen)
BWE	1825		10.2.3.1	grundsätzlich	Zum jetzigen Zeitpunkt ist auf Grund fehlender Daten keine Bewertung möglich. Bevor die Anforderungen ab 2021 in Bild 9 in die TAR 4130 eingefügt werden, sollten diese daher zur Kommentierung verschickt werden. Es fehlt der Nachweis der Notwendigkeit	Verschicken des Vorschlags für die Anforderungen ab 2021 zur Kommentierung.
BWE	1.826		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 2186:  Bei einer Anlagenkonstellation mit Typ 1 und Typ 2 Anlagen wird die dynamische Netzstützung separat gemäß den FRT-Kurven aus den Bildern 10 und 11 untersucht. Die Ermittlung des k-Faktors am NAP wird ohne Berücksichtigung des Verhaltens von Typ 1 Anlagen durchgeführt.

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	1.905	10.2.3.3	technisch	<p>Die neue Anforderung zur „kontinuierlichen Deaktivierung der dynamischen Blindstromstützung entsprechend Zeitverhalten der statischen Spannungshaltung“ ist nicht praktikabel und nicht eindeutig nachvollziehbar.</p> <p>Im Augenblick des Fehlerendes (gemäß Definition in dieser TAR) wird bis zu 100% Blindstrom eingespeist. Das ist bei Spannungswiederkehr ca. die doppelte Nennblindleistung. Es kann nicht gewollt sein, dass diese Blindleistung langsam reduziert wird. Nach z.B. LVRT würde dies zu Überspannung und erneuter Triggerung des Fehlerkriteriums führen. Die schnelle Blindstromanpassung bei Netzfehlerende ist zwingend erforderlich.</p> <p>Es sollte klar formuliert sein, was das Ziel der neuen Anforderung ist. Die EZE sollte keine unbegründeten Blindleistungssprünge verursachen. Es lässt sich aber nicht verhindern, dass der Regler auf externe Spannungssprünge oder -änderungen reagiert (z.B. Fehlerende, Drosselschalten beim FRT-Container, Transformator-Inrush nach Spannungswiederkehr...)</p> <p>Darüber hinaus ist „keine Blindleistungssprünge &gt; 3 % Qn“ viel zu strikt für einen transienten Übergang. Es ist nicht klar, wie diese Anforderung bewertet werden soll. Wann beginnt und endet der Bewertungszeitraum? Was ist ein „Sprung“ in der Blindleistung?</p> <p>Es besteht die große Gefahr, dass sich alle Anforderungen in Widersprüche verstricken und große Unklarheiten bei den Konformitätsprüfungen anstehen. (Definition sprunghafte Spannungsänderung, Fehlerbeginn, Fehlerende; schnelle Regelung bei Fehlerbeginn und während des Fehlers, aber langsam bei Fehlerende; Wann ist ein Spannungssprung ein neuer Fehler und wann nicht?)</p>	<p>Die EZE Hersteller sind offen für eine Diskussion mit den ÜNB zur Einordnung der Problemstellung und für Lösungsmöglichkeiten.</p> <p>Beispiel Änderungsvorschlag:</p> <p>Der zusätzliche Blindstrom muss bis zum Fehlerende eingespeist werden können. Im Rahmen der dynamischen Netzstützung dürfen keine Blindleistungssprünge &gt; 10 % Pn auftreten, die nicht ursächlich durch netzseitige Vorgänge hervorgerufen werden.</p>
BWE	1935	10.2.3.3	technisch	<p>zum Schutz der WEA-Leistungselektronik sollten auch bei zu hohen Spannungen keine Anforderungen an eine Stromeinspeisung bestehen; andernfalls müsste die Leistungselektronik deutlich höher dimensioniert werden, was unwirtschaftlich ist; welche Spannung ist die Ausgangsspannung von der der Sprung startet? Stufensteller sollte ja gegenwirken</p>	<p>Definition des Vorfehlerwertes, von der der Sprung ausgeht (z.B. max. Toleranzband der Reglersollspannung vom Stufensteller)</p>
BWE	1971	10.2.3.3	technisch	<p>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 des TransmissionCode2007 (20%P<sub>n</sub>/s) ist nicht durch die RFG begründbar.</p> <p>Die Gefahr von großflächigem Leistungswegfall bei Netzfehlern sollte durchaus berücksichtigt werden. Ein lokales Problem darf jedoch nicht zu einem Problem für das gesamte Teilnetz erklärt werden. Die Berücksichtigung des Spannungstrichters im Netz sollte in jedem Fall durch Abgrenzung der Anforderungen erfolgen, analog zu den gestellten Anforderungen an Typ 1 Anlagen. Tiefe Netzfehler sind lediglich ein lokales Problem.</p>	<p>letzten Satz anpassen: „Die Anschlagzeit darf maximal - 5 s bei einer Restspannung ≤20 % - 1 s bei einer Restspannung &gt;20 % betragen.“</p>
BWE	1.971	10.2.3.3	technisch	<p>Eine schnelle Wirkleistungssteigerung ist nicht automatisch besser für die Rückgewinnung der Netzstabilität und die Vermeidung von ungewollten Folge-Spannungsschwankungen. Bei direkt gekoppelte Anlagen können insbesondere bei Mehrfachfehlern kritische mechanische Schwingungen auftreten. Unnötig schnelle Anforderungen an die Steigerung der Wirkleistung sollten vermieden werden, um sicherzustellen, dass die Anlagen am Netz bleiben können. Z.B. entsprechend TransmissionCode2007 mit 20%P<sub>n</sub>/s.</p>	<p>Ergänzen nach Zeile 1971: „Bei Mehrfachfehlern genügt ab dem zweiten Fehler eine Anschlagzeit von maximal 5 s.“</p>
BWE	2.086	10.2.4.3	technisch	<p>Eine Genauigkeit für die Frequenzbestimmung sollte nicht ohne die Angabe von Randbedingungen und zeitlichem Verhalten definiert werden.</p>	<p>Streichen und wenn gewünscht Verweis auf den in Erstellung befindlichen FNN Hinweis zur Frequenzbestimmung.</p>
BWE	2170	10.2.6.1	technisch	<p>Der Eigenbedarf bei Windenergieanlagen kann unter ungünstigen Umständen bis zu 3% der installierten Leistung betragen. Dieser Fall wäre jedoch sehr selten (alle Lüfter, Motoren etc. in der gesamten EZA müssten gleichzeitig an sein). Die überwiegende Zeit ist der Eigenbedarf einer WEA deutlich unter 2%. Der getriebene Aufwand zur Erzeugung der zusätzlichen Daten und deren Verwertung in Lastflussrechnungen etc. stünde jedoch in keinem Verhältnis zum Erkenntnisgewinn und wäre international unüblich.</p>	<p>Die Grenze des maximalen Eigenbedarfs für die genauere Betrachtung der Lasten sollte auf 3% P inst angehoben werden.</p> <p>Alternativ: Präzisierung des maximalen Eigenbedarfs als Wert der 98% der Betriebszeit nicht überschritten wird und dessen Doppeltes niemals überschritten wird.</p>

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	2.220		10.2.6.1	technisch	<p>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? &lt;= 1ms macht keinen Sinn! Die Simulationen werden nicht genauer nur langsamer!</p> <p>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).</p> <p>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?</p>	<p>Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- 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 <math>\leq 15\% P_n</math> sein.</li> <li>- 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.</li> </ul>
BWE	2.288		10.3.4.1	technisch	<p>Spannungsschutzfunktionen sollten nicht zwingend den Grundschiebungseffektivwert der gemessenen Spannung bewerten. Bei Spannungsverzerrungen kann der Grundschiebungseffektivwert 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).</p>	<p>Änderung Zeile 2772: „Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz sollten den Effektivwert der Spannung auswerten. Hierbei reicht die Auswertung der Grundschiebung aus.“</p>
BWE	2.294		10.3.4.2	grundsätzlich	<p>Es fehlt eine Auflistung, welche Schutzfunktionen an der EZE gegeben sein müssen. Die Anforderungen sollten entsprechend Abfragebogen (bzw. umgekehrt) sein.</p>	<p>Für Erzeugungseinheiten sind folgende Entkopplungsschutzfunktionen vorzusehen:</p> <p>U&gt;&gt; U&lt; U&lt;&lt; f&gt; f&gt;&gt; f&lt; (Einstellbereiche entsprechend VDA-AR-N 4110.)</p>
BWE	2.439		10.5.3	technisch	<p>„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. 16 Abs. 1 (Typ D) i.V.m. Art. 15/Abs 2(c), ii)“</p>	<p>Einfügen: „Für Erzeugungstechnologien mit volatilem Primärenergieangebot gilt die Anforderung zur Steigerung der Wirkleistungsabgabe nur bis zur verfügbaren Wirkleistung.“</p>
BWE	2.465		10.5.3	technisch	<p>Eine Genauigkeit für die Frequenzbestimmung sollte nicht ohne die Angabe von Randbedingungen und zeitlichem Verhalten definiert werden.</p>	<p>Streichen und wenn gewünscht Verweis auf den in Erstellung befindlichen FNN Hinweis zur Frequenzbestimmung.</p>
BWE	2.661		11.2.1	grundsätzlich	<p>„Darüber hinaus ....“ Satz steht in einem allgemeinen Teil. Nicht klar, welche Spannungszeit-Kennlinie gemeint ist</p>	<p>Satz streichen, oder präzisieren, welche Kennlinie genau gemeint ist (einheitenspezifische Diagramme analog zu Bild 10 und 11) . Alternativ Anforderung in das Kapitel bringen, wo die Anforderung besteht</p>
BWE	2.663		11.2.1	technisch	<p>Anforderungen an eine Herstellererklärung sollten nicht in einer Netzanschlussrichtlinie definiert werden, sondern in der FGW TR 8 oder den QS-Dokumenten der Zertifizierungsstellen.</p>	<p>Zeilen 2663 - 2671 löschen</p>

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	2.751		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 10 und 11 nicht bewertungsrelevant. Das Vermögen der EZE ist jedoch auszuweisen und durch die in Kapitel 11 geforderten Versuche darzustellen.
BWE	2.756		11.2.5	Techn.	Die Umsetzung der Versuche mit mind. 90 % der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der EZE sind an Prototypen nicht immer möglich. Häufig bestehen Einschränkungen für das Testfeld durch Vorgaben des Netzbetreibers, z. B. kann der volle Blindleistungsbezug in Verbindung mit FRT Tests verboten sein, wenn die Spannung im Netz schon gering ist und die Schutzeinstellungen im Umspannwerk knapp eingestellt sind. Häufig machen auch Kurzschlussstrombeschränkungen das Schalten von sehr großen Längsimpedanzen notwendig, was bei voller Blindleistung zu extrem hohen Spannungsänderungen vor dem eigentlichen FRT-Test führt.	Ergänzung: „Bei begründeten Einschränkungen durch das Netz sind die Tests mit den höchstmöglichen standortbezogenen Blindleistungswerten durchzuführen.“
BWE	2.770		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 75 % 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 2770 ändern:  Dieser Nachweis ist messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit für unsymmetrische Spannungseinbrüche bei $\geq 75\%$ Nennleistung gemäß Tabelle 7 zu erbringen.
BWE	2839 -2846		11.2.5.4	technisch	Im ersten Absatz wird eine Spannungserhöhung auf einen Wert zwischen 115 % und 120 % Un für $\geq 5$ s gefordert, im zweiten Absatz eine Erhöhung zwischen 110 % und 115 % Un für $\geq 60$ s. Wenn im zweiten Fall alternativ eine Erhöhung zwischen 115 % und 120 % Un für $\geq 60$ s zugelassen wird, kann man beide Fälle mit nur einem Versuch abdecken.	... und 115 % Un für $\geq 60$ s nachzuweisen. Alternativ ist es auch zulässig, die Netzspannung auf einen Wert zwischen 115 % Un und 120 % Un für $\geq 60$ s zu steigern. In diesem Fall ist der Nachweis des symmetrischen Spannungssprungs gemäß vorherigem Absatz nicht mehr erforderlich. Für die ersten 5 s ....
BWE	2.848		11.2.5.4	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 $\geq 15\%$ U,“ Bei der Bewertung der An- und Einschwingzeit muss das 20-ms Zeitfenster, das zur Ermittlung der symmetrischen Komponenten der Grundschwingung benötigt wird, berücksichtigt werden. Die Anforderung nach Kapitel 10.2.3.3 gilt demnach als erfüllt, wenn die jeweilige Sprungantwort nach Fehlerbeginn eine Anschlagzeit $\leq 50$ ms und eine Einschwingzeit $\leq 80$ ms für die Toleranzbänder nach Bild C.1 aufweist.“
BWE	3.024		11.2.9	grundsätzlich	Kurzschlusschutzeinrichtungen an der Erzeugungseinheit sind in der Verantwortung des Anschlussnehmers und Herstellers. Es kann nicht für <u>alle</u> 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	3.060		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.

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	3.070		11.3.1	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	3.070		11.3.1	technisch	Unterscheidung zwischen aktiven und passiven Komponenten fehlt.	In Kapitel 11.3.1 Zeile 3070 im ersten Satz: "Für aktive Zusatzkomponenten... "einfügen und in Zeile 3082 hinzufügen: "Passive Komponenten benötigen kein Komponentenzertifikat."
BWE	3.116		11.3.2	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	2.151		10.2.6.1	technisch	Genauere 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 2151: Soweit für die Erstellung eines EZA-Modells keine allgemeine anerkannten Regeln der Technik existieren, kann der Netzbetreiber dieses Modell nicht verlangen.
BWE	3.255		11.4.1	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	3.256		11.4.1	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	3.270		11.4.1	technisch	Vermeidung unverhältnismäßiger Belastungen bei kleinen Änderungen	Ergänzung: [...] von mehr als 5%;
BWE	3.272		11.4.1	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 Softwareänderungen..." streichen
BWE	3.284		11.4.2	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	3.321		11.4.7	technisch	Für die ältere Erzeugungseinheiten liegen häufig keine Messwerte gemäß TR3 vor.	Ergänzung nach Zeile 3322:  Die bestehenden Erzeugungseinheiten, für welche kein Prüfbericht/ Einheitszertifikat vorliegt, in dem die Netzurückwirkungen ausgewiesen werden, können bei der Berechnung der Netzurückwirkungen vernachlässigt werden.
BWE	3359		11.4.7.4	technisch	Der Anhang B 9.4 existiert nicht.	Anhang B 9.4 ergänzen oder auf anderen Anhang verweisen.
BWE	3.367		11.4.7.4	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.“

Stellungnahme zum Entwurf VDE-AR-N 4130 Ausgabe: 2017- 08

Datum: 29. September 2017

Projektnummer

BWE	3.543		11.4.12.1	Techn.	Klarstellung notwendig, wie mit Anforderungen an dynamische Netzstützung und Q-U-Schutz umgegangen werden soll.	Ergänzung nach Zeile 3543: „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	3.806		11.5.3	technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.
BWE	3.820		11.5.3	technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.
BWE	3.920		11.5.5	grundsätzlich	"im Rahmen des Überwachungsprozesses" liest sich, als gäbe es die Überwachung immer	ändern in " während der Zeit des Überwachungsprozesses"
BWE	3.995		12	grundsätzlich	Es gibt Netzbetreiber die der Auffassung sind, dass sofern das Einheitszertifikat vorliegt der Prototypenstatus aller weiterer ans Netz gehenden Erzeugungseinheiten dieses Types hinfällig sind und das Anlagenzertifikat dann zur Inbetriebnahme vorliegen muss, obwohl die zwei Jahre nach IB des ersten Prototypes noch nicht verstrichen sind.	Anmerkung nach Zeile 3997: Sofern das Einheitszertifikat bereits vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln, sofern die zwei Jahre nach IB der ersten EZE noch nicht abgelaufen ist.
BWE	3.998		12	grundsätzlich	"gleichlautenden Begriff im EEG" gibt es nicht mehr, heisst jetzt Pilotwindenergieanlage	ändern in " Es besteht kein Zusammenhang zum Begriff "Pilotwindenergieanlage" im EEG"
BWE	4006		12	grundsätzlich	Die Formulierung „und die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel auf Basis einer Herstellererklärung bestätigt.“ ist ohne Nachweisführung nicht umsetzbar. Dieser Punkt kann nicht von einer Zertifizierungsstelle bestätigt werden Die Prototypenregelung aus der SDLWindV hat sich in der Praxis bewährt und sollte weitergelebt werden.	...in dem die Zertifizierungsstelle das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung bestätigt. Die Bestätigung, dass der Prototyp derart konzipiert wurde, dass die Anforderungen dieser VDE- Anwendungsregel eingehalten werden können, erfolgt durch eine Herstellererklärung.  Bitte auch in Ar N 4110 und 4120 ändern
BWE	4033		12	grundsätzlich	Vorläufige und endgültige (?) Prototypenbestätigungen unklar	Vor Inbetriebsetzung des ersten Prototyps einer Erzeugungseinheit reicht eine vorläufige Prototypenbestätigung ( <b>ohne Inbetriebsetzungsdatum</b> ), die die Zertifizierungsstelle ausstellt, aus  Bitte auch in Ar N 4110 und 4120 ändern