

Abschlussbericht

VERBESSERTE NETZINTEGRATION VON WINDENERGIEANLAGEN IM EEG 2009

Dipl.-Ing. Jens Bömer
Dr.-Ing. Karsten Burges

Version 1.0

30.06.2008
PTJ Kennz. 03MAP122

Im Auftrag des
Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorwort

Der vorliegende Bericht entstand im Rahmen des vom Bundesumweltministerium bei Ecofys in Auftrag gegebenen Beratungsvorhabens „Verbesserte Netzintegration von Windenergieanlagen im EEG 2009“ in der Zeit von März bis Juni 2008.

Das Beratungsvorhaben begleitete das Bundesumweltministerium bei der Erstellung der gesetzlichen Regelungen für den so genannten „Systemdienstleistungs-Bonus“ in der EEG-Novelle 2009.

Die im Bericht dargestellten Empfehlungen spiegeln allein die Sicht von Ecofys wider. Der überwiegende Teil dieser Empfehlungen basiert aber gleichzeitig auf den Empfehlungen der Sachverständigen, die dieses Vorhaben begleitet haben.

Der engagierten, konstruktiven, und kompetenten Unterstützung der Sachverständigen gilt an dieser Stelle ein besonderes Dankeschön. Wir bedanken uns außerdem bei den Mitgliedern des Projektbeirats für die kontinuierliche Teilnahme an den Diskussionsrunden.

Berlin, im Juni 2008.

Kurzfassung

Am 6. Juni 2008 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“ beschlossen.

Mit Blick auf die weitere Entwicklung der Windenergie strebt die EEG-Novelle eine Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen an Land an. Der Anschluss und die Vergütung des Stroms von neu an das Netz gehenden Windenergieanlagen an Land wird durch das neue EEG erstmals an die Vorraussetzung geknüpft, dass bestimmte technische Anforderungen an die Netzintegration der Anlagen erfüllt werden. Somit soll ein Mindeststandard für die verbesserte Netzintegration und an das Verhalten von Windenergieanlagen im Fehlerfall geschaffen werden.

Das Ziel des Beratungsvorhabens war es, das Bundesumweltministerium bei der Erarbeitung der technischen Anforderungen zu unterstützen und die Anlagenmehrkosten gegenüber der bestehenden Anschlusspraxis abzuschätzen. Die erarbeiteten technischen Anforderungen bilden den Entwurf einer im Nachgang zur EEG-Novelle von der Bundesregierung zu entwickelnden Verordnung.

Die empfohlenen technischen Anforderungen orientieren sich an bestehenden Richtlinien wie dem TransmissionCode 2007, der Mittelspannungsrichtlinie 2008 und dem VDN-Leitfaden 2004. Für Windenergieanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz wurden die Anforderungen des TransmissionCode 2007 präzisiert.

Es wird empfohlen, dass das Nachweisverfahren auf einem Anlagen-Zertifikat basiert, das wiederum auf Einheiten-Zertifikaten sowie stationären und dynamischen Netzberechnungen für die Windenergie-Erzeugungsanlage am Netz des Netzbetreibers aufbaut. Der Nachweis sollte zum Zeitpunkt der Antragsstellung des Netzanschlussantrags mit Einheiten-Zertifikaten erbracht werden; das Anlagen-Zertifikat sollte bis zur Inbetriebnahme beim Netzbetreiber vorliegen. Falls ein anderer Bezugszeitpunkt gewählt wird, ist eine genaue zeitliche Abstimmung mit den Übergangsregelungen der Mittelspannungsrichtlinie 2008 anzustreben.

Darüber hinaus führt das neue EEG ein Anreizsystem ein, mit dem bereits in Betrieb befindliche Windenergieanlagen – sofern sie nicht unter die Regelung des Repowering fallen – mit Blick auf die Netzsicherheit freiwillig nachgerüstet werden können. Die technischen Anforderungen und die Grundzüge eines zugehörigen Nachweisverfahrens wurden entwickelt. Da die EEG-Novelle die Umrüstung auf den kurzen Zeitraum der Jahre 2009 bis 2010 beschränkt, ist der Zeitdruck für eine erfolgreiche Umsetzung der Nachrüstung durch Anlagenhersteller, Zertifizierungsstellen und Netzbetreiber besonders hoch.

Verwendete Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BMU	Bundesumweltministerium
EA	Erzeugungsanlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EZE	Erzeugungseinheit
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e. V.
HS/HöS	Hoch-/Höchstspannung
MS	Mittelspannung
SDL	Systemdienstleistung
Typ 1	Eine Erzeugungseinheit des Typ 1 liegt vor, wenn ein Synchrongenerator direkt (nur über den Maschinentransformator) mit dem Netz gekoppelt ist.
Typ 2	Eine Erzeugungseinheit des Typ 2 liegt bei allen Anlagen vor, die nicht dem Typ 1 entsprechen.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW

Inhalt

1	Einleitung	8
1.1	Ziel des Vorhabens	8
1.2	Aufbau und Ablauf des Vorhabens	9
2	Hintergrund	11
2.1	Entwicklung der Windenergie an Land	11
2.2	Herausforderung Netzintegration	12
2.3	Umsetzung der Maßnahmen zur Verbesserung der Netzintegration in der EEG-Novelle	13
3	Gesetzlicher und regulativer Rahmen	17
3.1	Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005)	17
3.2	Rechtliche Verbindlichkeit von technischen Mindestanforderungen	18
3.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2004)	19
4	Technische Regelwerke	21
4.1	VDEW-Mittelspannungsrichtlinie 1998	21
4.2	VDN-Leitfaden 2004	22
4.3	TransmissionCode 2007	27
4.4	BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008	28
4.5	Richtlinien einzelner Netzbetreiber	29
4.6	Internationale Erfahrung	30

5	Vorschlag für Technische Anforderungen	31
5.1	Allgemeine Hinweise	31
5.2	Windenergie-Neuanlagen	32
5.3	Windenergie-Bestandsanlagen	33
5.4	Sonstige Bestimmungen	34
6	Vorschlag für ein Nachweisverfahren	36
6.1	Allgemeine Hinweise	36
6.2	Stand der Praxis	36
6.3	Internationale Erfahrung	37
6.4	Vorschlag für ein Nachweisverfahren in der EEG-Novelle	38
6.5	Zulassung der Zertifizierungsstellen	40
7	Vorschlag für Übergangsbestimmungen	42
8	Wirtschaftliche Betrachtungen	43
8.1	Abschätzung der Anlagenmehrkosten	43
8.2	Volkswirtschaftliche Implikationen	47
9	Schlussfolgerung und Ausblick	51
	Referenzen	52

Anhang		55
Anhang A	Liste der Sachverständigen	56
Anhang B	Mitglieder des Projektbeirats	57
Anhang C	Eckpunktepapier der Sachverständigen vom 10. April 2008	59
Anhang D	Vorschlag einer Technischen Verordnung	63
Anhang E	Anmerkungen zur Ermittlung des Mitsystems von Spannungen, Strömen und Leistungen für nichtstationäre Betriebszustände	95
Anhang F	Herausgehobene Präzisierungen im TransmissionCode 2007	98

1 Einleitung

1.1 Ziel des Vorhabens

Am 6. Juni 2008 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“ [1] beschlossen. Das Gesetz tritt am 1. Januar 2009 in Kraft; gleichzeitig tritt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2004 [2] außer Kraft. Ziel des mit dem Gesetzentwurf neu gefassten EEG ist es, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 30 % zu erhöhen.

Mit Blick auf die weitere Entwicklung der Windenergie sind die wichtigsten Änderungen zur Erreichung dieses Ziels eine attraktivere Gestaltung des Repowering, die Verbesserung der Bedingungen für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung und – nicht zuletzt – eine Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen an Land.

Der Anschluss und die Vergütung des Stroms von neu an das Netz gehenden Windenergieanlagen an Land wird durch das neue EEG erstmals an die Voraussetzung geknüpft, dass bestimmte technische Anforderungen an die Netzintegration der Anlagen erfüllt werden. Somit soll ein Mindeststandard für die verbesserte Netzintegration und an das Verhalten von Windenergieanlagen im Fehlerfall geschaffen werden. Durch die gesetzliche Verankerung technischer Anforderungen wird dem Aspekt der Netzintegration von Windenergieanlagen eine besondere Bedeutung zugeschrieben.

Für eine bestimmte Übergangszeit wird Windenergieanlagen an Land, die die Anschlussvoraussetzungen erfüllen, eine erhöhte Anfangsvergütung gewährt (Systemdienstleistungs-Bonus); dieser wirtschaftliche Anreiz soll die technologische Weiterentwicklung der Windenergieanlagentechnik auch kurzfristig beschleunigen.

Darüber hinaus führt das neue EEG ein Anreizsystem ein, mit dem bereits in Betrieb befindliche Windenergieanlagen – sofern sie nicht unter die Regelung des Repowering fallen – mit Blick auf die Netzsicherheit freiwillig nachgerüstet werden können. Hintergrund sind in den vergangenen zehn Jahren gewonnene Erkenntnisse über eine mögliche Gefährdung des Netzbetriebs durch eine weiträumige Abschaltung von Windenergieanlagen im Fehlerfall und die fehlende Möglichkeit der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber. Mit der Nachrüstung sollen diese Probleme überwunden werden, um die Systemsicherheit langfristig gewährleisten zu können.

Das Ziel des Beratungsvorhabens war es, das Bundesumweltministerium bei der Erarbeitung der technischen Anforderungen zu unterstützen und die Anlagenmehrkosten gegenüber der bestehenden Anschlusspraxis abzuschätzen. Dies schuf eine Entscheidungsgrundlage für die Festsetzung der Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus. Die technischen Anforderungen werden nach der EEG-Novelle in einer Verordnung festgelegt.

1.2 Aufbau und Ablauf des Vorhabens

Der zentrale Ansatz des Beratungsvorhabens basierte auf der Einberufung von sechs neutralen Sachverständigen (siehe Anhang A Liste der Sachverständigen) und einem Projektbeirat (siehe Anhang B Mitglieder des Projektbeirat) mit etwa 30 Vertretern von Windenergieanlagenherstellern, Netzbetreibern und Branchenverbänden. Ecofys nahm hierbei die Rolle des Moderators ein und war für die inhaltliche und organisatorische Steuerung des Abstimmungsprozesses verantwortlich.

Der Ablauf ist in Abbildung 1 dargestellt: nach einer konstituierenden Sitzung der Sachverständigen zum Vorhabensbeginn fanden Anfang und Ende April 2008 zwei gemeinsame Sitzungen der Sachverständigen mit dem Projektbeirat statt. Die Ergebnisse, die sich aus der Diskussion mit dem Projektbeirat während der ersten gemeinsamen Sitzung ergaben, wurden in dem in Anhang C beigefügten „Eckpunktepapier der Sachverständigen vom 10. April 2008“ festgehalten.

Zwischen den Sitzungen wurde neben regelmäßiger elektronischer Korrespondenz zusätzlich eine Telefonkonferenz zur weiteren Abstimmung zwischen den Sachverständigen durchgeführt. Die Abgabe des Abschlussberichts war ursprünglich für Ende Mai vorgesehen.

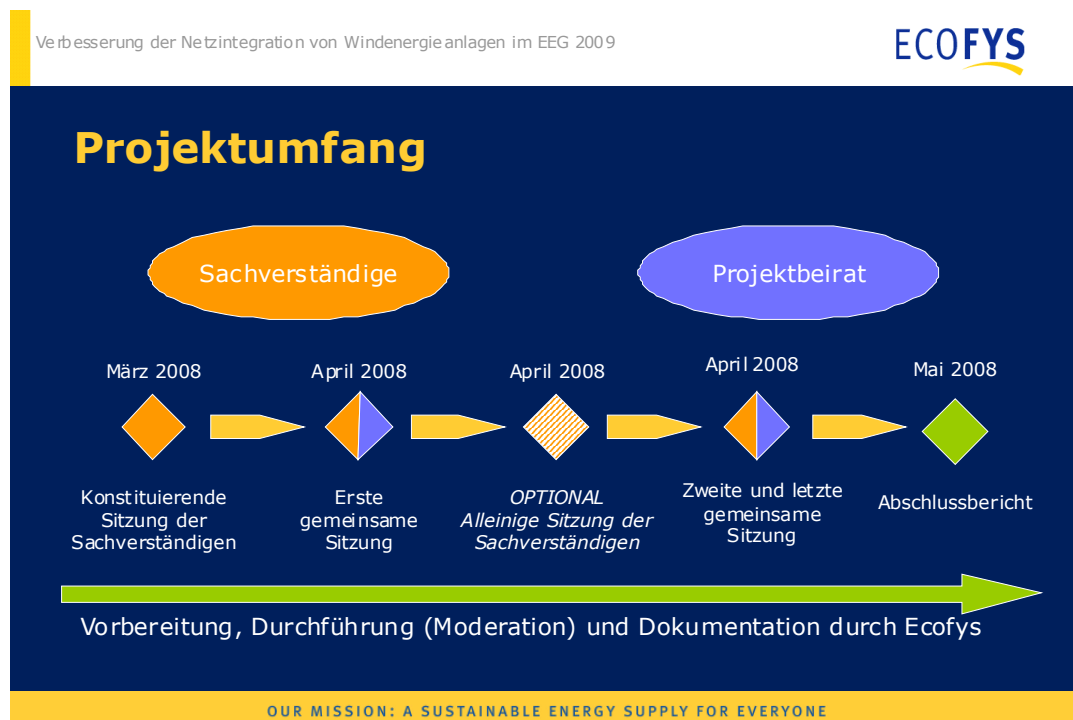


Abbildung 1: Zu Vorhabensbeginn geplanter Ablauf des Beratungsvorhabens

Ende April stellte sich jedoch heraus, dass der Umfang der Aufgabenstellung über das zu Beginn vereinbarte Maß hinausgehen würde. Das Vorhaben wurde daher um einen Monat bis Ende Juni verlängert. Damit konnte sichergestellt werden, dass die Arbeiten in der für den Gesetzgebungsprozess notwendigen Tiefe abgeschlossen werden konnten. Die

Verlängerung schloss eine zusätzliche alleinige Sitzung der Sachverständigen Mitte Mai und eine Runde schriftlicher Stellungnahmen durch den Projektbeirat ein.

Die gemeinsamen Sitzungen waren als Anhörungen konzipiert, um Anregungen und Einwände des Projektbeirats in die Empfehlungen einfließen lassen zu können. Es sei an dieser Stelle jedoch auf die teilweise unterschiedlichen Positionen der Teilnehmer des Projektbeirats im Bezug auf die Notwendigkeit und die Ausgestaltung des Systemdienstleistungs-Bonus hingewiesen. Es sollte beachtet werden, dass in den gemeinsamen Sitzungen kein formaler Konsens über alle Punkte erreicht wurde.

Im Rahmen der Verlängerung des Vorhabens entschied sich das BMU, dem Projektbeirat eine zusätzliche Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme zu geben. Ecofys hat hierzu kurzfristig und basierend auf den Diskussionen der Sachverständigen von Anfang Mai einen Katalog mit technischen Anforderungen erstellt. Den Mitgliedern des Projektbeirats wurden vereinbarungsgemäß fünf Werktage Zeit zur Stellungnahme gegeben. Es wurden insgesamt 92 Kommentare gesammelt.

Auf der zusätzlich durchgeführten alleinigen Sitzung der Sachverständigen in der zweiten Maihälfte sowie durch eine weitere elektronische Abstimmung der Sachverständigen bis Mitte Juni wurden die 92 Kommentare ausgewertet. Auf dieser Grundlage wurden schließlich unter den Sachverständigen abgestimmte technische Anforderungen und Empfehlungen für das Nachweisverfahren entwickelt, die mit diesem Abschlussbericht vorgelegt werden.

2 Hintergrund

2.1 Entwicklung der Windenergie an Land

Die Entwicklung der Windenergie an Land bis zum Jahr 2007 zeigt Abbildung 2. Ende 2007 waren 19.460 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 22.247 MW in Betrieb. Die installierte Windleistung entspricht damit knapp der Hälfte der minimalen Jahresnetzlast, wobei häufig weit weniger als die volle installierte Leistung verfügbar ist.

Mit 39,5 Mrd. kWh lag der Anteil am gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland bei rund 6 %. Die Erzeugung von Strom aus Windenergie an Land hat damit einen nicht mehr zu vernachlässigenden Anteil an der Erzeugungsmatrix erreicht; sie beeinflusst immer stärker Planungen und Betrieb der Stromnetze sowie den Kraftwerkseinsatz.

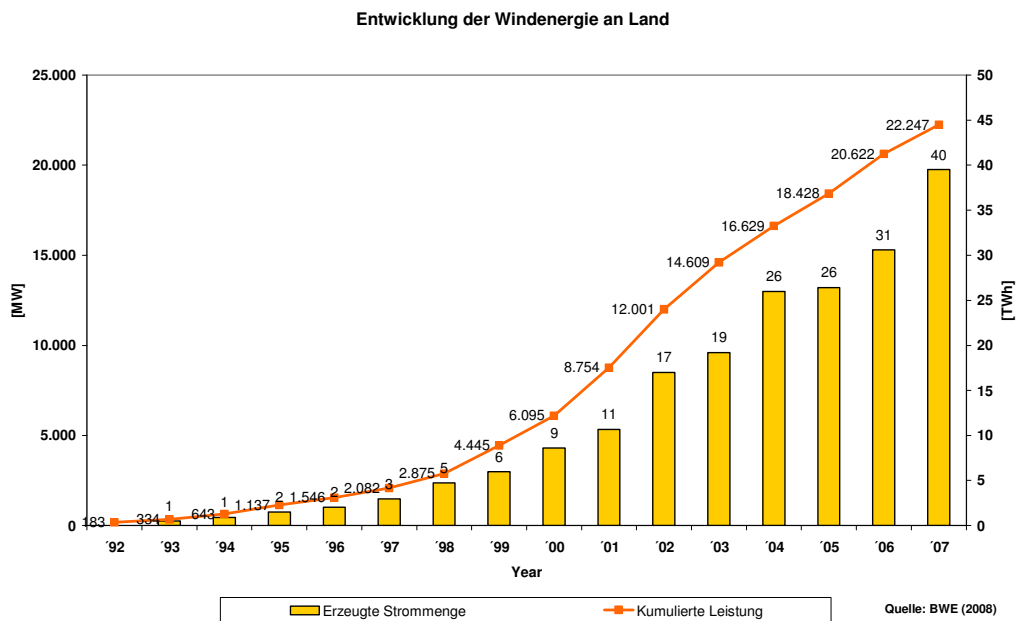


Abbildung 2: Entwicklung der Windenergie an Land bis zum Jahr 2007
[eigene Darstellung basierend auf BWE (2008)]

Der weitere Ausbau der Windenergie an Land kann unterschieden werden in den Ausbau basierend auf Erstanlageninstallation, d. h. Anlagen werden an neuen Standorten errichtet und in den Ausbau basierend auf dem Potenzial des Repowering [3]. Beispielhaft stellt Abbildung 3 die Entwicklung unter Annahme steigender Nabenhöhen dar; demnach wären 23.755 MW in 2010, 25.890 MW in 2015 und 27.270 MW in 2020 installiert [4]. Die installierte Windleistung an Land wird dann die Hälfte der minimalen Jahresnetzlast übersteigen.

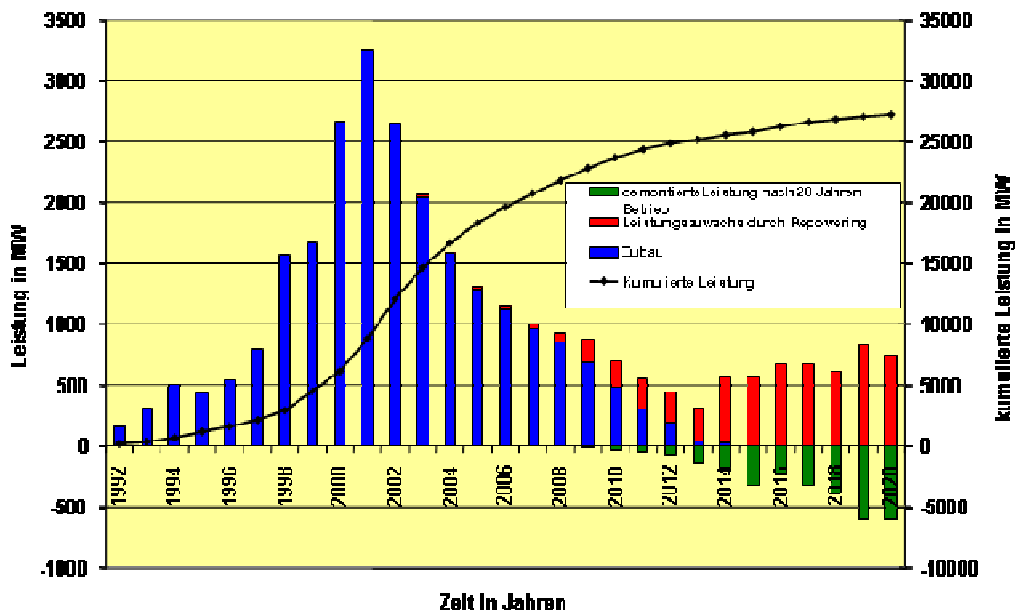


Abbildung 3: Weiterer Ausbau der Windenergie an Land [Quelle: Deutsche WindGuard (2005), Szenario 2: Steigende Nabenhöhe]

2.2 Herausforderung Netzintegration

Mit der dargestellten Entwicklung der Windenergie sind Herausforderungen hinsichtlich der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit verbunden. Diese können in Kurz-, Mittel- und Langzeitbereich unterschieden werden.

Kurzzeitbereich:

- Frequenzhaltung im Netz wird erschwert, weil Leistungsschwankungen nur unzureichend ausgeglichen werden können, wenn WEA konventionelle Erzeugungsanlagen verdrängen, sich selbst aber nicht an der Frequenzhaltung beteiligen;
- Spannungshaltung im Netz wird erschwert, wenn zeitweise konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren, die sich üblicherweise an der Spannungshaltung beteiligen, verdrängt und nicht durch andere Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung ersetzt werden können;
- Aufrechterhaltung der Netzsicherheit nach Netzfehlern wird erschwert, wenn sich Windenergieanlagen während eines Netzfehlers großflächig abschalten und dadurch ein Leistungsdefizit nach Klärung des Netzfehlers entsteht.

Mittelzeitbereich:

- Kraftwerkseinsatz wird erschwert, wenn keine ausreichend genauen Prognosen für die Einspeisung von Windenergie vorliegen.

Langzeitbereich:

- Netzausbauplanung wird zur Herausforderung, da infolge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energie neue Übertragungsleitungen gebaut werden müssen. Sowohl die Planung neuer Erzeugungsanlagen als auch des Netzes sind genehmigungstechnisch komplex und von Unsicherheiten behaftet.

Die im Folgenden diskutierten Maßnahmen zur Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen in der EEG-Novelle konzentrieren sich ausschließlich auf den Kurzzeitbereich. Maßnahmen die den Mittel- und Langzeitbereich betreffen, sind Bestandteil anderer Regelungen und werden hier nicht weiter behandelt.

Die im Kurzzeitbereich vom Netzbetreiber bei den Kraftwerken abgerufenen Dienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit fallen unter den Begriff „Systemdienstleistungen“. Weite Teile der im Folgenden dargestellten Anforderungen an Windenergieanlagen können ebenfalls diesem Begriff zugeordnet werden.

2.3 Umsetzung der Maßnahmen zur Verbesserung der Netzintegration in der EEG-Novelle

2.3.1 Vorschläge des EEG-Erfahrungsberichts

Im EEG-Erfahrungsbericht [5] argumentiert das BMU, dass „aus Gründen der Versorgungs- und Netzsicherheit [...] Windenergieanlagen zunehmend Systemdienstleistungen übernehmen, [müssen] die bisher durch den konventionellen Kraftwerkspark sichergestellt werden“. Das Ziel sei es, „den vom Gesetzgeber gewünschten Anstieg des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf den verschiedenen Spannungsebenen und in den verschiedenen Netzregionen unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit sicherzustellen und auch im Netzbetrieb sowie Netzfehlerfall eine möglichst hohe Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken zu erreichen“.

Der EEG-Erfahrungsbericht schlägt vor, dass die (komplette) Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen zum Verhalten im Netzfehlerfall sowie zur Spannungs- und Frequenzstützung ab 1. Januar 2009 gebunden werden sollte. Im Gegenzug soll der Anfangsvergütungssatz für Windenergieanlagen an Land, die bis 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden erhöht werden; damit würden die erwarteten Anlagenmehrkosten ausgeglichen.

Darüber hinaus schlägt der EEG-Erfahrungsbericht vor, einen zeitlich befristeten Bonus für die technische Nachrüstung von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen einzuführen, sofern sie nicht unter die Regelung des Repowering fallen. Mit dieser Nachrüstung sollen die Eigenschaften der betroffenen Anlagen hinsichtlich der Spannungs- und Frequenzstützung und des Verhaltens im Netzfehlerfall verbessert werden. Diese Nachrüstung soll jedoch nur dort begünstigt werden, wo die Notwendigkeit durch den Netzbetreiber bescheinigt wird.

2.3.2 Gesetzentwurf der Bundesregierung

Die Vorschläge des EEG-Erfahrungsberichts sind von der Bundesregierung weiterentwickelt und in Form des Gesetzentwurfs der Bundesregierung für die EEG-Novelle vom 5. Dezember 2007 [6] an den Deutschen Bundestag übermittelt worden. Eine wichtige Änderung bestand darin, dass die Einhaltung der bestimmten technischen Anforderungen in § 6 zur Voraussetzung für den Anschluss von Windenergieanlagen gemacht wurden und die Anlagenmehrkosten als zusätzlich zur Anfangsvergütung zu zahlender Systemdienstleistungs-Bonus kompensiert werden sollten.

Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung schrieb außerdem den Bonus für die technische Nachrüstung von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen auf 0,7 ct/kWh und einen Zeitraum von fünf Jahren fest.

2.3.3 Anpassungen durch den Deutschen Bundestag

Aufbauend auf dem Gesetzentwurf der Bundesregierung hat der Deutsche Bundestag weitere Anpassungen am Gesetzestext vorgenommen. Von zentraler Bedeutung war dabei die am 6. Mai 2008 bekanntgewordene Entscheidung des Bundesumweltministers [7], die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen grundsätzlich zu erhöhen. Die EEG-Novelle erhöht den Anfangsvergütungssatz für Windenergieanlagen auf 9,2 ct/kWh [1].

Eine weitere wesentliche Änderung, die in der Windbranche zu einer erheblichen Verunsicherung geführt hat, ist die Ergänzung eines Absatz 6 in § 16 mit dem Wortlaut: „[s]olange eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber die Verpflichtungen nach § 6 nicht erfüllt, besteht [überhaupt, *Anm. der Autoren*] kein Anspruch auf Vergütung“. Bis zur Festlegung der technischen Anforderungen in der nachfolgenden Verordnung besteht an dieser Stelle Rechtsunsicherheit.

Basierend auf den Zwischenergebnissen des Beratungsvorhabens hat das Bundesumweltministerium in Abstimmung mit dem Umweltausschuss des Deutschen Bundestags den Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen in der EEG-Novelle in Höhe von 0,5 ct/kWh festgelegt. Der Systemdienstleistungs-Bonus wird über den Anfangsvergütungszeitraum gezahlt.

Außerdem ist der EEG-Novelle nach die Nachrüstung von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen und die damit verknüpfte Zahlung des Bonus nicht mehr an einen Nachweis des Netzbetreibers über die Notwendigkeit der Nachrüstung geknüpft. Aufgrund vorangegangener Studien zum Einfluss von Bestandsanlagen auf die Systemicherheit kann davon ausgegangen werden, dass eine Umrüstung in jedem Fall sinnvoll ist.

2.3.4 Erarbeitung der technischen Anforderungen

Parallel zur Umsetzung der Regelungen für die Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen in der EEG-Novelle führte das BMU im Jahr 2007 bereits vor Beginn des Beratungsvorhabens einen Anhörungsprozess mit Windenergieanlagenherstellern, Netzbetreibern und Branchenverbänden durch. Basierend auf den hieraus resultierenden Erkenntnissen gab das BMU im Bezug auf das Beratungsvorhaben vor, dass die Details der technischen Anforderungen so weit wie möglich den nach EnWG § 19 Abs. 1 durch die Netzbetreiber festgelegten technischen Mindestanforderungen entsprechen sollten. Die ausgearbeiteten Empfehlungen orientieren sich daher an diesen Dokumenten:

- Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Ausgabe Juni 2008) [8], im Folgenden mit „MS-Richtlinie 2008“ bezeichnet, die auf der Internetseite des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) abrufbar ist.
- „TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ (Ausgabe August 2007) [9], im Folgenden mit „TransmissionCode 2007“ bezeichnet, die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) – damals noch unter dem Namen Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW bekannt – als Version 1.1 im August 2007 veröffentlicht wurde.
- Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ (Ausgabe August 2004) [10], im Folgenden mit „VDN-Leitfaden 2004“ bezeichnet, der vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) – damals noch unter dem Namen Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW bekannt – im August 2004 veröffentlicht wurde.

Das BMU hatte außerdem einen Handlungsbedarf identifiziert, die in der Praxis mit der Verwendung und Interpretation der bestehenden technischen Regelwerke auftretenden Unklarheiten so zu präzisieren, dass eine verbindliche gesetzliche Verankerung der technischen Anforderungen möglich sein würde. Dies betraf vor allem die Anforderungen des TransmissionCode 2007. Die Notwendigkeit, dessen Anforderungen zu präzisieren, wurde innerhalb des Beratungsvorhabens und durch die Sachverständigen bestätigt.

Für Windenergieanlagen und andere Erzeugungsanlagen, die in der Mittelspannungsebene angeschlossen werden, befand sich die neue MS-Richtlinie seit Beginn der Arbeiten des BMU im Jahr 2007 im Entwurfsstadium. Die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern und den Windenergieanlagenherstellern wurde sowohl vom BMU als auch im Rahmen des Beratungsvorhabens und von den Sachverständigen als ausreichend für die erfolgreiche und transparente Erarbeitung der technischen Anforderungen eingeschätzt.

Darüber hinaus wurde von BMU eine Aussage erwartet, inwieweit eine Differenzierung der Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus für die Spannungsebenen erforderlich ist. Innerhalb des Beratungsvorhabens sollten daher Aussagen zur Höhe der im Vergleich zur bisherigen Anschlusspraxis entstehenden Anlagenmehrkosten getroffen werden. Auch der grundsätzliche Aufbau des Nachweisverfahrens blieb zu spezifizieren.

2.3.5 Vom Projektbeirat vorgetragene Bedenken

Die im Projektbeirat vertretenen Netzbetreiber verwiesen auf den Grundsatz der Selbstverwaltung. Sie machten deutlich, dass die technischen Regeln des EEG unverändert auf die jeweils aktuelle Fassung der durch die Netzbetreiber erarbeiteten technischen Regelwerke verweisen sollten („dynamischer Verweis“). Drei Gründe wurden hierfür aufgeführt: Erstens läge die Haftung im Falle von Schäden bei Netzausfällen letztlich bei den Netzbetreibern und nicht bei der Politik. Zweitens entzöge die Festschreibung technischer Regeln im Gesetz (oder in einer Verordnung) den Netzbetreibern die Flexibilität, die Regeln an den technischen Fortschritt nach Bedarf anzupassen. Und drittens könnten durch die gesetzliche Festschreibung technischer Regeln zusätzlich zu oder abweichend von den durch die Netzbetreiber festgelegten Regeln Doppelungen und Widersprüche entstehen.

Die im Projektbeirat vertretenen Hersteller von Windenergieanlagen lehnten dagegen einen direkten Verweis des Gesetzes (oder der Verordnung) ab. Vielmehr forderten sie einen von den Regelwerken unabhängigen Katalog technischer Anforderungen; diese Forderung wurde so weit gestellt, dass der unabhängige Anforderungskatalog den Mindeststandard für die nächsten Jahre festsetzen sollte. Jede hierüber hinausgehende zukünftige Anforderung der Netzbetreiber dürfe dann nur durch eine Kompensation der sich daraus ergebenden Mehrkosten auf vertraglicher Basis im Einvernehmen mit dem Betreiber erfolgen.

In der Diskussion erwies sich als komplizierender Faktor, dass das EEG die Betreiber von Windenergieanlagen und anderen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien von der Pflicht zum Abschluss eines Netzanschlussvertrags freistellt. Besondere Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber müssen daher in Sonderverträgen getroffen werden. Die weitere Diskussion hat aber schließlich auch gezeigt, dass unabhängig von der gesetzlichen Freistellung für die überwiegende Zahl der Projekte ein Netzanschlussvertrag besteht.

Das Beratungsvorhaben hat schließlich den Ansatz gewählt, in den Empfehlungen für den technischen Anforderungskatalog vollständig auf die entsprechenden Richtlinien in ihrer gegenwärtig gültigen Fassung zu verweisen. Darüber hinaus notwendige Präzisierungen werden durch Ergänzung oder Neufassung an geeigneter Stelle in existierenden Abschnitten der Regelwerke vorgenommen.

Grundsätzlich wird empfohlen, dass die vom Gesetz bzw. der Verordnung festgelegten technischen Regeln turnusgemäß durch den EEG-Erfahrungsbericht einer Überprüfung unterzogen und ggf. angepasst werden sollten. Falls bis zur nächsten EEG-Novelle allgemein akzeptierte Regelwerke vorliegen, erscheint ein direkter Verweis als sinnvoll.

Außerdem sollte § 7 Absatz 2 der EEG-Novelle beachtet werden, gemäß dem „[d]ie Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen [...] den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes [...] entsprechen“ müssen [1].

3 Gesetzlicher und regulativer Rahmen

3.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005)

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt den gesetzlichen Rahmen der deutschen Energieversorgung. Erstmals 1998 in Kraft getreten, liberalisierte es das zuvor staatliche Monopol der Strom- und Gasversorgung. Zweck des EnWG ist die „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ (§ 1 Abs. 1 EnWG). Ferner dient „die Regulierung der Elektrizitäts[...]netze [...] den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs [...] und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ (§ 1 Abs. 2 EnWG).

Die gesetzlichen Vorgaben des EnWG 1998 wurden durch die Energiewirtschaft in der so genannten Verbändevereinbarung umgesetzt, die den verhandelten Netzzugang einführte: Betreiber von neu an das Netz anzuschließenden Erzeugungsanlagen müssen mit dem Netzbetreiber über die Anschlussbedingungen individuell verhandeln. Aufgrund wenig zufriedenstellender Ergebnisse wurde die Verbändevereinbarung seither mehrere Male überarbeitet. Mit der Novelle des EnWG im Jahr 2005 [11] wurde der verhandelte Netzzugang durch den regulierten Netzzugang ersetzt und die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde eingesetzt.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit sind „Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen [...] verpflichtet, [...] für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen [...] technische Mindestanforderungen an deren Auslegung und deren Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen“ (§ 19 Abs. 1 EnWG). Das EnWG betont, dass diese technischen Mindestanforderungen sachlich gerechtfertigt und nichtdiskriminierend sein müssen (§ 19 Abs. 3 EnWG). Allerdings hat die Regulierungsbehörde bisher kein Mitspracherecht bei der Festlegung der Mindestanforderungen; diese sind ihr lediglich mitzuteilen (ebd.). Der TransmissionCode und die MS-Richtlinie geben die Leitlinien der von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden Mindestanforderungen vor.

Die Gewährleistung der technischen Sicherheit wird von § 49 Abs. 2 bis 4 EnWG sichergestellt. Darin wird festgelegt, dass „Energieanlagen [...] so zu errichten und zu betreiben [sind], dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten“. Was unter den anerkannten Regeln der Technik zu verstehen ist, regelt die so genannte „Vermutungsregel“ in § 49 Abs. 2. Demnach wird „die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik [...] vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von [...] Elektrizität die technischen Regeln des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) e.V. [...] eingehalten worden sind“.

Nach (4) § 49 Abs. 4 kann das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes betroffen sind im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Rechtsverordnungen mit Zustimmung des Bundesrates über Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen erlassen.

3.2 Rechtliche Verbindlichkeit von technischen Mindestanforderungen

Rein formal stellen der TransmissionCode und die MS-Richtlinie nur Leitlinien für die von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden Mindestanforderungen dar. Bindende Regeln können allein durch den VDE festgelegt werden (§ 49 EnWG). Über die rechtliche Verbindlichkeit der im TransmissionCode 2007 und der MS-Richtlinie festgelegten Anforderungen gibt es daher immer wieder unterschiedliche Sichtweisen. Diese sind:

- Sichtweise des BDEW: Die Anforderungen des TransmissionCode stellen die im Sinne von § 19 Abs. 1. EnWG von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden technischen Mindestanforderungen an Auslegung und Betrieb von Erzeugungsanlagen dar. Sie entsprächen den in § 49 Abs. 2 bis 4 EnWG genannten anerkannten Regeln der Technik – Energieanlagen hätten diese Regeln zu beachten.
- Sichtweise des BMU: Die Anforderungen des TransmissionCode 2007 stellen zwar die im Sinne von § 19 Abs. 1. EnWG von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden technischen Mindestanforderungen an Auslegung und Betrieb von Erzeugungsanlagen dar. Sie entsprächen aber nicht den § 49 Abs. 2 bis 4 EnWG genannten anerkannten Regeln der Technik. Diese könnten gemäß § 49 Abs. 2 nur dann vermutet werden, wenn die Regeln vom VDE erarbeitet worden wären; dies sei beim TransmissionCode bisher nicht der Fall gewesen. Entscheidend bei der Erarbeitung der Anforderungen sei letztlich ein öffentliches und diskriminierungsfreies Verfahren.

In der Folge dieser unterschiedlichen Sichtweisen ist eine unterschiedliche Auffassung darüber entstanden, in welchem Maße die Anforderungen des TransmissionCode 2007 bzw. während der Jahre 2004 bis 2007 die Anforderungen des VDN-Leitfadens 2004 tatsächlich von neu an das HS/HöS-Netz angeschlossenen Anlagen eingehalten worden sind. Das BMU wies darauf hin, dass die Anschlussrichtlinien gesetzlich innerhalb des EEG zu verankern, nicht zuletzt das Ziel verfolge, eine konsequente Einhaltung der Anforderungen zu gewährleisten (und im Gegenzug daraus für den Windenergieanlagen-Betreiber resultierende Mehrkosten durch den Systemdienstleistungs-Bonus zu kompensieren).

Der BDEW anerkennt in [12], dass im Bezug auf die technische Regelsetzung für Stromnetze bisher kein der Selbstverwaltung entsprechendes transparentes Verfahren unter Beteiligung der Fachöffentlichkeit existiert („Vakuum (Verfahrens-)Regeln Stromnetze“, [12] S. 3 u. 6). Der BDEW folgert ferner, dass für die NetzCodes und Richtlinien zwar eine „[h]öhere Bindungswirkung angestrebt, aber nach § 49 [EnWG] kaum außerhalb

VDE oder DVGW erreichbar [sein wird], um so weniger innerhalb des klar als Lobbyverband positionierten BDEW“ ([12] S. 7). Um den „Forderungen der Energieaufsichtsbehörden nach Neutralität / Unabhängigkeit der techn. Regelsetzung von politischen Unternehmensinteressen“ nachzukommen, sei entschieden worden, die technische Regelsetzung unter dem Titel „Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN)“ in einen Fachausschuss des VDE zu überführen. Das Organigramm des FNN zeigt Abbildung 4.

Auch die MS-Richtlinie 2008 führt an, dass die „künftige verfahrensseitige technische Regelsetzung für Stromnetze, bisher im VDN wahrgenommen, [...] künftig als Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) innerhalb von VDE neu organisiert“ werde ([13] S. 2).

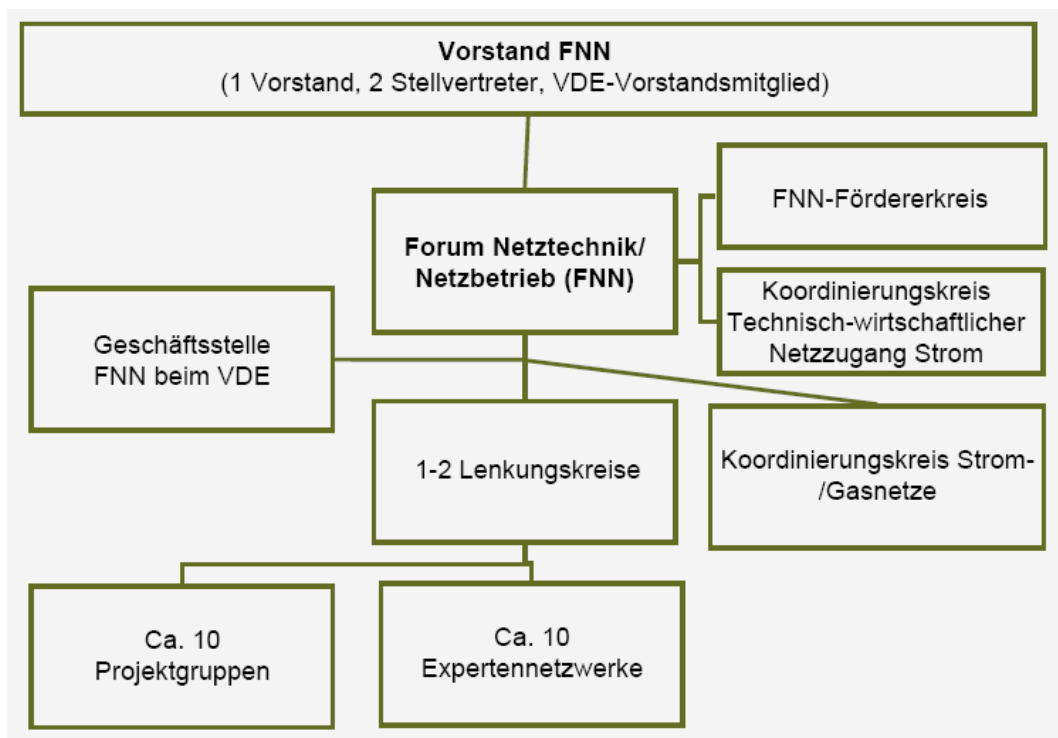


Abbildung 4: Organigramm des Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE [12]

Fazit: Die Einrichtung des FNN im VDE bietet die Chance, dass die technische Regelsetzung für Stromnetze in Zukunft in einem transparenten Verfahren unter Beteiligung der Fachöffentlichkeit erfolgt.

3.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2004)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt den gesetzlichen Rahmen für

- den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,

- die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
- den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms.

Das Gesetz trat erstmals im Jahr 2000 in Kraft und wurde im Jahr 2004 novelliert.

In der EEG-Novelle 2004 wurde durch § 12 Abs. 1 dem Anlagenbetreiber freigestellt, ob er einen Netzanschlussvertrag mit dem Netzbetreiber abschließt oder darauf verzichtet. Seither wurden – nach Aussage der Netzbetreiber – Anlagen immer wieder ohne Zustandekommen eines Netzanschlussvertrags an das Netz angeschlossen; hieraus kann sich grundsätzlich eine Rechtsunsicherheit für beide Parteien ergeben.

Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass der Anschluss von EEG-Anlagen ohne Vertrag nicht als Regelfall zu betrachten ist; vielmehr handelt es sich bei den betroffenen Anlagen um Ausnahmefälle, in denen der Anlagenbetreiber aus unterschiedlichsten Gründen den vollen gesetzlichen Spielraum ausschöpft.

Die Vergütung für Strom aus Windenergie an Land ist in § 10 Abs. 1 auf eine Grundvergütung in Höhe von 5,5 ct/kWh und einen Anfangsvergütungssatz in Höhe von 8,7 ct/kWh für Anlagen, die im Jahr 2004 ans Netz angeschlossen werden, festgesetzt. Der Anfangsvergütungssatz wird bei Windenergieanlagen am Referenzstandort rund 16 Jahre gezahlt. Sowohl Anfangsvergütungssatz als auch die Grundvergütung unterliegen für Anlagen mit späterem Anschlusszeitpunkt einer Degression von jährlich 2 Prozent.

Die Höhe der Vergütungssätze für Windenergieanlagen an Land wurde auf Basis der zuvor im EEG-Erfahrungsbericht durchgeführten Analysen festgesetzt. Dieser wurde in wesentlichen Teilen im Jahr 2003 erstellt und beruhte auf der damals üblichen Anschlusspraxis. Der Zeitpunkt, zu dem die Analyse der Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen stattgefunden hat, wird weiter unten im Rahmen der durch das Beratungsvorhaben durchgeführten wirtschaftlichen Bewertung eine Rolle spielen.

4 Technische Regelwerke

4.1 VDEW-Mittelspannungsrichtlinie 1998

Die VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (2. Ausgabe 1998) [13] fasst „die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz des Energieversorgungsunternehmens zu beachten sind. [...] Sie ist ursprünglich hervorgegangen aus der ‚Richtlinie für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU)‘ “ [14] aus dem Jahr 1991.

Mit der VDEW-Mittelspannungsrichtlinie 1998 wurden erstmals in Deutschland Anforderungen an den Netzanschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz festgeschrieben. Die Kernelemente der Richtlinie waren [13]:

- Der Blindleistungsaustausch einer Eigenerzeugungsanlage muss dem im Stromlieferungsvertrag festgelegten Leistungsfaktor entsprechen. In der Praxis wurde üblicherweise eine Blindleistungskompensation durch eine (ggf. automatisch geregelte) Kondensatoranlage gefordert, mit der ein Leistungsfaktor zwischen $\cos(\varphi) = 0,98$ untererregt bis 1,00 untererregt sichergestellt werden konnte.
- Begrenzung des Einflusses auf die Versorgungsqualität (z. B. bzgl. Stationärer Spannungsanhebung, schaltbedingten Spannungsänderungen, Langzeitflicker, Oberschwingungen und Zwischenharmonischen, etc.) und Begrenzung der Rückwirkungen auf Tonfrequenz-Rundsteueranlagen.
- Begrenzung des Kurzschlussstroms einer Eigenerzeugungsanlage, wenn diese den Kurzschlussstrom im öffentlichen Netz über den Bemessungswert anhebt.
- Entkupplungsschutz zur Trennung der Eigenerzeugungsanlage bei Frequenz- und Spannungsabweichungen:

<u>Funktion</u>	<u>Einstellbereich</u>	<u>Empfohlen</u>
Spannungsrückgangsschutz:	1,00 bis 0,70 U_n	0,80 U_n
Spannungssteigerungsschutz:	1,00 bis 1,15 U_n	1,06 U_n
Frequenzrückgangsschutz:	50 bis 48 Hz	49,5 Hz
Frequenzsteigerungsschutz:	50 bis 52 Hz	50,5 Hz

Die VDEW-Mittelspannungsrichtlinie 1998 bestimmte für Windenergieanlagen im MS-Netz bis zur Ablösung durch die MS-Richtlinie 2008 die Anschlusspraxis. Sie bildete die

Grundlage auf derer die Vergütungssätze im EEG 2004 festgelegt wurden (siehe Abschnitt 3.3).

4.2 VDN-Leitfaden 2004

Der VDN-Leitfaden 2004 entwickelte aufgrund der „starke[n] Zunahme von EEG-geförderten Erzeugungsanlagen [...] neue Überlegungen [...] für einen praxisgerechten Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen an das Hoch- und Höchstspannungsnetz“ ([10] S. 3). Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Leitfadens sind die darin enthaltenen technischen Anforderungen in Ergänzung zum TransmissionCode 2003 [15] festgelegt worden.

Der VDN-Leitfaden 2004 hatte empfehlenden, aber keinen rechtsverbindlichen Charakter. Er „fasst [lediglich] die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind, damit die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes gemäß Energiewirtschaftsgesetz auch mit wachsendem Anteil an EEG-Erzeugungsanlagen erhalten bleiben“ [ebd.].

Der Leitfaden war jedoch darauf ausgelegt, die Anforderungen später „in den TC einfließen“ [ebd.] zu lassen, womit sie mehr Verbindlichkeit erlangen würden. Der Leitfaden diente damit anfangs nur als „Planungsunterlage“ und „Entscheidungshilfe“ für Netz- und Anlagenbetreiber [ebd.].

Mit dem VDN-Leitfaden 2004 wurden erstmals in Deutschland Leitlinien für Anschluss und Betrieb von EEG-Erzeugungsanlagen am HS/HöS-Netz für das ganze Bundesgebiet festgelegt. Die Kernelemente des Leitfadens sind für die weiteren Ausführungen von zentraler Bedeutung und sollen daher hier ausführlich dargestellt werden [10]:

- Einführung einer detaillierten Begriffssammlung in Anlehnung an [13]. Es werden u. a. „Erzeugungsanlagen“ (EA) und „Erzeugungseinheiten“ (EZE) unterschieden.
- Die Reduzierung der Leistungsabgabe auf den signalisierten Wert muss mit mindestens 10 % der Anschlussleistung pro Minute erfolgen.
- Blindleistungsbereitstellung
 - o Die Blindleistungsbereitstellung hat nach den (damals) zwei Varianten des TransmissionCode 2003 zu erfolgen ([10] S. 40):
 - Variante 1: 0,975 untererregt bis 0,900 übererregt
 - Variante 2: 0,950 untererregt bis 0,925 übererregt
 - o Erstmals wird eine beispielhafte Aussage zum Blindleistungsbereich im Teillastbetrieb getroffen (und zwar in Verbindung mit der Vorgabe einer Blindleistungs-/ Spannungskennlinie $Q(U)$, [10] S. 42, siehe Abbildung 5). Als entscheidend wird darin die Bereitstellung des vollen Blindleistungsbereichs bei Wirkleistungen zwischen 20 % und 100 % der Anschlussleistung P_A betrachtet.

- Außerdem wird eine Blindleistungsbereitstellung durch Kompensationsanlagen im stationären Betrieb erlaubt. Bei Anlagen mit einer Anschluscheinleistung $S_A \geq 25$ MVA müssen die Stufen, in denen die Blindleistung eingestellt werden kann, weniger als 2,5 % der Anschluscheinleistung S_A entsprechen ([10] S. 42).

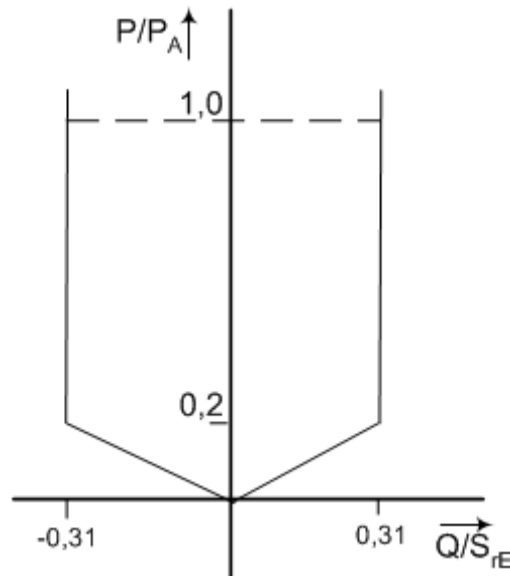


Abbildung 5: Beispiel für den Blindleistungsbereich bei Verwendung einer $Q(U)$ -Kennlinie gemäß VDN-Leitfaden 2004 ([10] S. 42 Bild 3.6-2)

- In einem so genannten Beiblatt zum TransmissionCode 2003 wird das „Verhalten von EEG-Erzeugungsanlagen bei Störungen im Netz“, dem Verständnis des VDN nach, verbindlich festlegt ([10] S. 76). Das Beiblatt enthält u. a. folgende Anforderungen ([10] S. 76-82):
 - Verhalten bei Anschlusspunkt fernen Fehlern ([10] S. 77)
 - Verhalten bei Anschlusspunkt nahen Fehlern
 - Für Typ 1-Anlagen dürfen „dreipolige Kurzschlüsse [...] bei einer Fehlerklärungszeit bis 150 ms im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität oder zum Trennen vom Netz führen [...]“ ([10] S. 77, siehe Abbildung 6).
 - Für Typ 2-Anlagen dürfen „dreipolige Kurzschlüsse [...] oberhalb der Grenzkurve im Bild 3-2 nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlagen und nicht zum Trennen vom Netz führen. [...]“ ([10] S. 78, siehe Abbildung 7).
 - Eine Blindleistungseinspeisung im Fehlerfall ist erstmals von allen Erzeugungsanlagen bei einem Anschlusspunkt nahen wie bei einem Anschlusspunkt fernen Fehler im Netz zur Stützung der Spannung zu erbringen. Dabei gelten die folgenden Grundsätze ([10] S. 79f):

- Dieser Blindstrom ist zusätzlich zu der vor Fehlereintritt betrieblich gefahrenen Blindleistung bereitzustellen.
- Der Augenblickswert des Blindstromes richtet sich nach dem Halbschwingungseffektivwert der verketteten Spannungen und beträgt 2 % des Bemessungsstromes der Erzeugungsanlagen je 1 % Spannungseinbruch (siehe Abbildung 8).

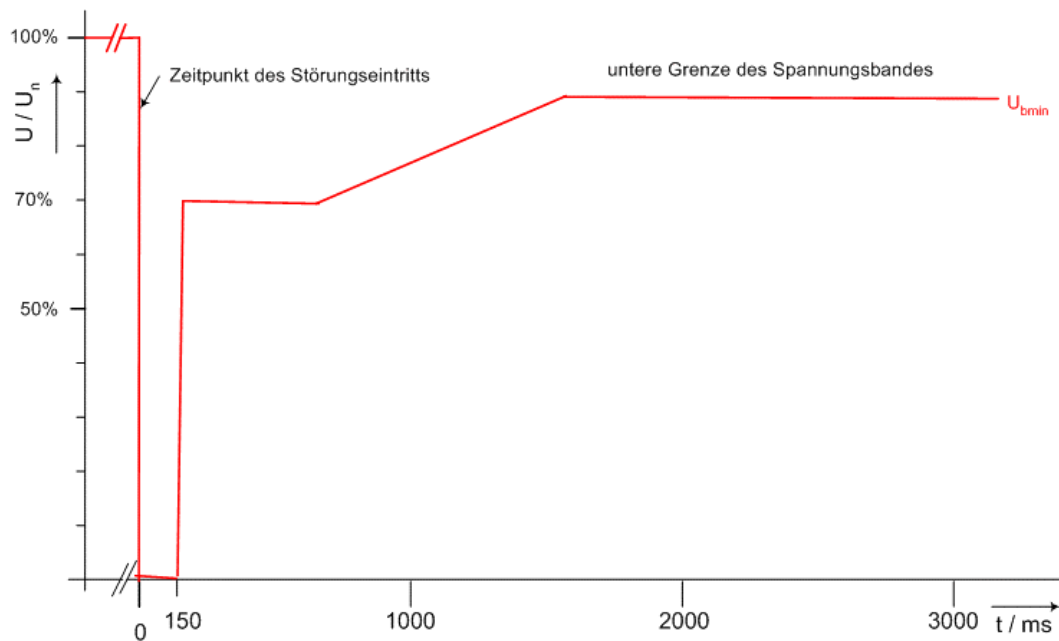


Abbildung 6: Verbleiben von Typ I-Anlagen am Netz bei Anschlusspunkt nahen Fehlern ([10] S. 78 Bild 3-1)

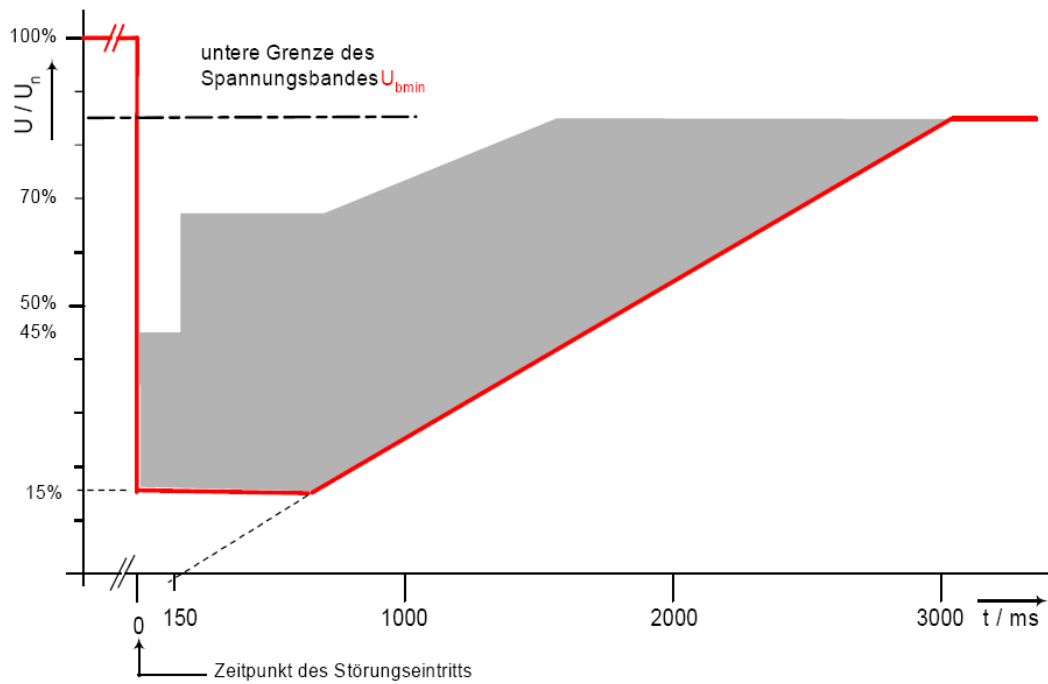


Abbildung 7: Verbleiben von Typ II-Anlagen am Netz bei Anschlusspunkt nahen Fehlern ([10] S. 79 Bild 3-2)

- Die Bereitstellung des Blindstromes erfolgt im Wesentlichen in den Phasen, in denen auf der Generatorseite eine Veränderung der verketteten Spannung stattfindet.
- Die Blindstrombereitstellung hat innerhalb von 20 ms nach Fehlereintritt zu erfolgen.
- Der Blindstrom kann auf den Bemessungsstrom der EZE begrenzt werden.
- Die Rückkehr von Spannungsstützung auf Normalbetrieb darf nach 3 s stattfinden.

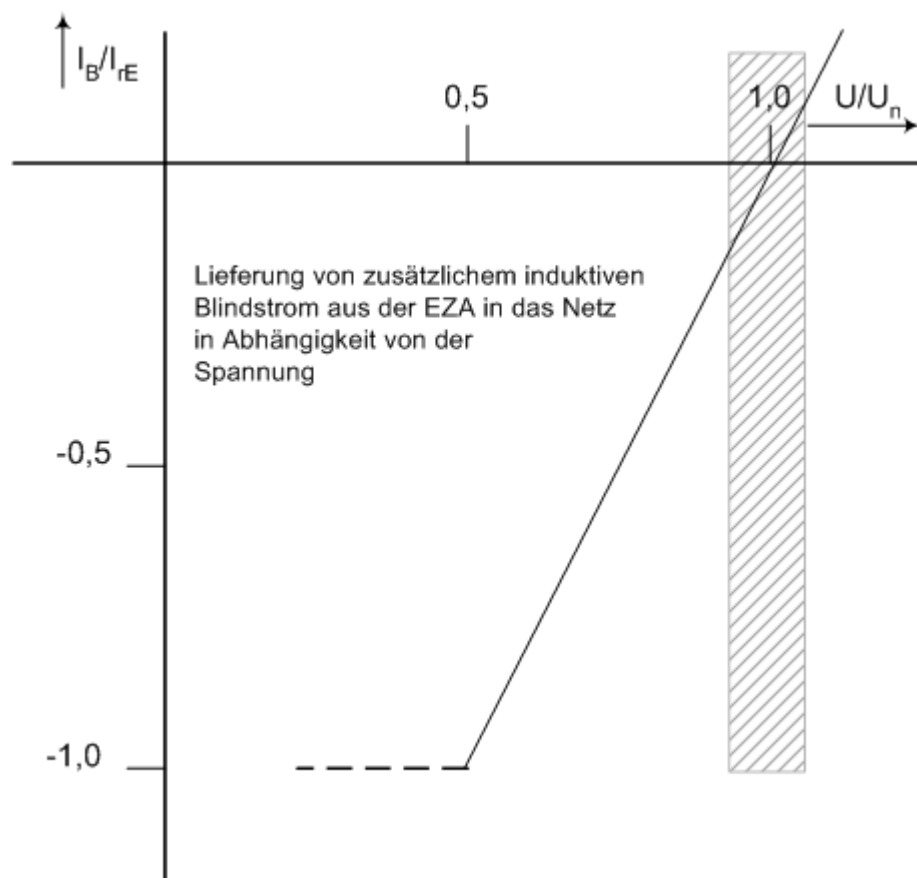


Abbildung 8: Höhe des zusätzlichen Blindstroms bei Spannungseinbrüchen ([10] S. 81 Bild 3-3)

- Betriebsbereich ([10] S. 81)
 - Dauerhaft zulässiger Frequenzbereich wird auf 47,5 – 51,5 Hz erweitert.
 - Unterspannungen oberhalb von 85 % U_n dürfen nicht zur Trennung vom Netz führen.

- Wirkleistungsreduktion ab einer Frequenz von 50,25 Hz proportional zum Frequenzanstieg mit 40 % der Leistung, die bei Überschreiten der Frequenz von 50,25 Hz in das Netz abgegeben wurde ([10] S. 82).
 - Der Anstieg der abgegebenen Wirkleistung darf nach Spannungslosigkeit im Netz einen Gradienten von 10 % der Anschlusswirkleistung pro Minute nicht überschreiten ([10] S. 82).
- Erstmals wird der Nachweis der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt gegenüber dem Netzbetreiber eingefordert. Dabei sollen die Anforderungen und Prüfbestimmungen „internationale[r] Normen (IEC- oder EN-Normen), nationale[r] VDE-Vorschriften oder Vereinbarungen wie die der FGW e.V.“ eingehalten werden ([10] S. 44).

Die Analyse der im VDN-Leitfaden 2004 dargestellten Anforderungen an Erzeugungsanlagen zeigt, dass hier nicht nur erstmals in Deutschland die wesentlichen (und später immer wieder auftauchenden) Leitlinien für Anschluss und Betrieb von EEG-Erzeugungsanlagen am HS/HöS-Netz für das ganze Bundesgebiet festgelegt wurden. Vielmehr sind die Anforderungen und die damit verbundenen Verfahren ausführlich und im Großen und Ganzen sehr verständlich beschrieben worden.

Der VDN-Leitfaden 2004 bildete die Ausgangsbasis für die im TransmissionCode 2007 aufgenommenen und im Weiteren diskutierten technischen Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen.

4.3 TransmissionCode 2007

Der TransmissionCode 2007 [9] ergänzte den TransmissionCode 2003 [15] im Grundsatz um die vom VDN-Leitfadens 2004 [10] eingeführten technischen Anforderungen. Damit wurden die beschriebenen Anforderungen erstmals für Anschluss und Betrieb von EEG-Erzeugungsanlagen am HS/HöS-Netz für das ganze Bundesgebiet, dem Verständnis des VDN nach verbindlich, festgelegt.

An dieser Stelle kann nur eine beispielhafte Bewertung der technischen Anforderungen des TransmissionCode 2007 und ihrer Ausarbeitung im Bezug auf die Kriterien Struktur, Konsistenz und Notwendigkeit der Anforderungen vorgenommen werden:

Die Struktur des TransmissionCode 2007 weist einige Unklarheiten auf. Hierzu zählt insbesondere das Verhältnis der in den Abschnitten 3.3.1 bis 3.3.12 festgelegten speziellen Anforderungen beim Anschluss von Erzeugungsanlagen und den in Abschnitt 3.3.13 festgelegten Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen. Es ist nicht eindeutig ersichtlich, ob Abschnitt 3.3.13 die vorhergehenden Anforderungen ersetzt oder bestimmte Anforderungen ergänzt werden. Es wird empfohlen, dass in zukünftigen Überarbeitungen des TransmissionCode eine klarere Struktur gewählt wird.

An mehreren Stellen im TransmissionCode 2007 finden sich inkonsistente Begriffsverwendungen oder Anforderungen. Ein Beispiel hierfür ist die Anforderung an das Durchfahren von Netzfehlern: gemäß Abschnitt 3.3.13.5 wird mit Verweis auf Bild 3.5 das Verbleiben der Erzeugungsanlagen bei „dreipolige[n] Kurzschlüsse[n] oder störungsbe-

dingte[n] symmetrische[n] Spannungseinbrüche[n]“ gefordert. In Bild 3.5 wird dann allerdings angegeben, dass bei den dargestellten Grenzl意思ien der „größte[] Wert der drei verketteten Netzspannungen U/U_N “ gemeint sei – dadurch wird auch ein Durchfahren von unsymmetrischen Fehlern gefordert. Zwar führen die Netzbetreiber an dieser Stelle zu Recht an, dass dreipolige Fehler den Worst-Case darstellen, solche Inkonsistenzen führen aber schließlich dazu, dass der TransmissionCode 2007 oft nicht selbsterklärend ist.

Schließlich erscheint die Notwendigkeit bestimmter Anforderungen im TransmissionCode 2007 nicht gerechtfertigt. Ein Beispiel hierfür ist das in Bild 3.6 dargestellte Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern. Im Grunde stellt das Prinzip eine auf den Fehlerfall reduzierte Spannungsregelung dar – allerdings über eine Blindstromsteuerung an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit bei Spannungsabweichungen, die außerhalb der Grenzen des Totbands liegen. Das hier dargestellte Prinzip weist jedoch einen Sprung des geforderten Blindstroms an den Grenzen des Totbands auf – ein Verhalten das bei Spannungswiederkehr in ungünstigen Fällen zu unerwünschten Schwingungen führen kann. Um dieses unerwünschte Verhalten zu vermeiden, wird zusätzlich eine Aufrechterhaltung der Charakteristik über weitere 500 ms gefordert. Eine Verbesserung dieser Anforderungen, zum Beispiel durch die Darstellung eines echten Totbands an dessen Grenzen der geforderte Blindstrom zu Null wird, ist wünschenswert.

Es wird festgehalten, dass sich der TransmissionCode 2007 in der vorliegenden Form nicht dazu geeignet ist, durch einfachen Verweis die technischen Anforderungen der EEG-Novelle zu spezifizieren.

4.4 BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008

Die MS-Richtlinie 2008 [8] ist die überarbeitete Fassung der VDEW-Mittelspannungsrichtlinie 1998 [13]. Sie wurde im Juni 2008 noch vor Abschluss dieses Beratungsvorhabens auf der Internetseite des BDEW veröffentlicht. Bei der Überarbeitung wurden Erkenntnisse übernommen, die bei der Erarbeitung des VDN-Leitfadens 2004 gewonnen wurden. Die Gliederung der Richtlinie wurde entsprechend neu geordnet und die Vorgaben aus dem EEG 2004 berücksichtigt.

Mit der MS-Richtlinie 2008 wurden erstmals in Deutschland wegweisende Anforderungen für Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am MS-Netz für das ganze Bundesgebiet festgelegt. Die Kernelemente der MS-Richtlinie 2008 entsprechen in ihren Grundzügen in weiten Teilen den im Abschnitt 4.2 vorgestellten elektrischen Eigenschaften. Hiervon wesentlich abweichende Anforderungen sind u. a.:

- Erzeugungsanlagen vom Typ 2 müssen symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche nur oberhalb von Grenzlinie 1 in Bild 2.5.1.2-2 (bzw. Bild 3.5 im TransmissionCode 2007) durchfahren können. Durch die Anmerkung auf S. 24 „U bezeichnet den kleinsten Wert der drei verketteten Spannungen“ dürfen sich Erzeugungsanlagen am MS-Netz allerdings bei unsymmetrischen Fehlern bereits dann vom Netz trennen, wenn eine der drei verketteten Spannun-

gen auf einen Wert unterhalb der Grenzlinie 1 einbricht. Der TransmissionCode 2007 fordert, dass eine Abschaltung oder KTE nur erfolgen darf, wenn alle drei verketteten Spannungen auf einen Wert unterhalb der Grenzlinie 1 einbrechen.

- Die Blindleistungsabgabe muss für jeden Betriebspunkt der Erzeugungsanlage einen Wert, der einem Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt von $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$ entspricht, abdecken können. Damit fällt die Anforderung für den Teillastbetrieb geringer aus als im VDN-Leitfaden 2004.
- Erstmals wird auch für den Anschluss in der MS-Ebene der Nachweis der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt gegenüber dem Netzbetreiber eingefordert. Dem spanischen Modell folgend (siehe Abschnitt 6.3) hat der Nachweis durch die Vorlage von so genannten typspezifischen Einheiten- und Anlagen-Zertifikaten zu erfolgen. Der Nachweis der elektrischen Eigenschaften erhält damit eine bisher nicht dagewesene Bedeutung – nicht zuletzt mit Blick auf den für den Anlagenbetreiber entstehenden Mehraufwand.

Im Vergleich zur Erarbeitung des TransmissionCode 2007 kann festgestellt werden, dass bei der Erarbeitung der MS-Richtlinie 2008 ein intensiver Abstimmungsprozess der Netzbetreiber mit der Windbranche stattgefunden hat. Dieser fand institutionalisiert über den Fachausschuss „Elektrische Eigenschaften“ der FGW statt.

Es wird daher festgehalten, dass die MS-Richtlinie 2008 in der vorliegenden Form dazu geeignet ist, durch einfachen Verweis die technischen Anforderungen der EEG-Novelle zu spezifizieren.

4.5 Richtlinien einzelner Netzbetreiber

Mit steigendem Anteil von Windenergieanlagen und anderen Erzeugungsanlagen in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen sammelten die vier deutschen ÜNBs nach Inkrafttreten des EEG 2000 immer mehr Erfahrungen mit der Integration dieser Anlagen. In der Konsequenz wurden schrittweise spezielle Richtlinien für den Anschluss am Hochspannungsnetz entwickelt – allen voran von der E.ON Netz GmbH.

Die Inhalte der folgenden Richtlinien sind schließlich in den VDN-Leitfaden 2004 und den TransmissionCode 2007 eingeflossen:

- 2001 – E.ON Netz GmbH:
Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen [16]
- 2003 – E.ON Netz GmbH:
Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung [17]
- 2004 – Vattenfall Europe Transmission GmbH:
Netzanschluss- und Netznutzungsregeln [18]
- 2006 – E.ON Netz GmbH
Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung [19]

4.6 Internationale Erfahrung

Neben den deutschen Netzbetreibern, entwickelten Netzbetreiber anderer Länder, die sich auch einer starken Entwicklung der Windenergie ausgesetzt sahen, ebenfalls spezielle Anforderungen in ihren NetzCodes. Die wichtigsten sind im Folgenden dargestellt:

- Spanien:
Condiciones Técnicas (2003) [20]
Procedimientos de Operación P. O. 12.3 (2006) [21]
- Großbritannien:
National Grid Code (2004 [22], 2005a [23], 2005b [24], 2008 [25])
- Republik Irland:
National Grid Wind Farm Power Station Grid Code Provisions (2004) [26]
EirGrid Grid Code (2008) [27]
- Australien:
National Electricity Code (2005) [28]

Bei der Erarbeitung vieler NetzCodes hat der Netzbetreiber des jeweiligen Landes die in den anderen Ländern gültigen Anforderungen analysiert und auf die individuelle Situation vor Ort angepasst. Aus diesem Grund stimmen zwar die Eckpunkte vieler NetzCodes überein, im Detail gibt es jedoch zum Teil erhebliche Unterschiede. Hinzu kommt, dass die Struktur der NetzCodes aus historischen Gründen sehr unterschiedlich ausfällt.

Die hohe Zahl unterschiedlicher und verschieden aufgebauter NetzCodes stellt die Hersteller von Windenergieanlagen vor große Herausforderungen. Im Grunde genommen muss ein Hersteller den oder die NetzCodes eines jeden Landes, in dem er Anlagen verkaufen will, analysieren und seine Technik entsprechend anpassen.

Vor diesem Hintergrund hat der Europäische Windenergieverband (EWEA) im Jahr 2006 eine Arbeitsgruppe zu NetzCodes ins Leben gerufen, in deren Arbeit Ecofys eingebunden ist. Seither treffen sich darin regelmäßig Anlagenhersteller und Netzexperten, um Empfehlungen für die Anforderungen eines einheitlichen NetzCodes für Windenergieanlagen zu erarbeiten. Im Februar 2008 hat die EWEA Arbeitsgruppe ein Positionspapier herausgegeben [29]. Darin fordert sie, einem zweistufigen Vorgehen entsprechend:

1. Strukturelle Harmonisierung der NetzCodes mit dem Ziel, dass alle existierenden NetzCodes in Zukunft an die gleiche Struktur, Darstellung, Parameter, Einheiten und Abbildungsformen angepasst werden.
2. Technische Harmonisierung der NetzCodes, mit dem Ziel, dass die Parameter aller existierenden NetzCodes – soweit die Unterschiede in den Netzen dies zulassen – vereinheitlicht werden.

Es wird darauf hingewiesen, dass Netzbetreiber zwar die Erfahrungen anderer Länder häufig berücksichtigen, zum Teil aber keine ausreichende Prüfung und Anpassung der Anforderungen im Bezug auf das eigene Netz durchführen. Dadurch werden immer wieder Anforderungen gestellt, die der technischen Notwendigkeit entbehren. Generell muss darauf geachtet werden, nur technisch notwendige Anforderungen zu stellen.

5 **Vorschlag für Technische Anforderungen**

5.1 **Allgemeine Hinweise**

In Abschnitt 1.1.1 wurde bereits dargestellt, dass sich die ausgearbeiteten Empfehlungen am TransmissionCode 2007, der MS-Richtlinie 2008 und dem VDN-Leitfaden 2004 nach Vorgabe des BMU orientieren sollten.

Der vom Beratungsvorhaben ausgearbeitete Entwurf einer Technischen Verordnung zur Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen kann Anhang D entnommen werden. Anhang F hebt die Präzisierungen im TransmissionCode 2007 zur besseren Nachvollziehbarkeit heraus.

5.1.1 **Begriffsbestimmungen**

Die Analyse der in Kapitel 4 dargestellten technischen Regelwerke zeigt, dass bisher keine einheitlichen Begriffsbestimmungen verwendet werden. Zwar führen der VDN-Leitfaden 2004 [10] und die MS-Richtlinie 2008 [8] erstmals einen umfassenden Abschnitt mit Begriffsdefinitionen ein; mehrere Begriffe werden jedoch nicht einheitlich verwendet oder es fehlt eine Definition. Die wichtigsten sind:

- Verschiedene Leistungsbegriffe, u. a. Nennwirkleistung, momentane Wirkleistung, verfügbare Wirkleistung, momentan verfügbare Wirkleistung
- Generator, Erzeugungseinheit, Erzeugungsanlage
- Leistungsdiagramm
- Anregelzeit

Die Gespräche mit Mitgliedern des Projektbeirats sowie mit und zwischen den Sachverständigen haben gezeigt, dass viele Missverständnisse aus einem unterschiedlichem Verständnis von Begriffen entstehen. Deshalb ist in die Empfehlungen für die technischen Anforderungen ein Abschnitt zu Begriffsbestimmungen aufgenommen worden.

Beispielhaft sind in Abbildung 9 die unterschiedlichen Leistungsbegriffe dargestellt; die Definitionen können dem Anhang D entnommen werden:

- *Installierte Wirkleistung P_{inst}*
- *Betriebsbereite installierte Wirkleistung $P_{bb\ inst}$*
- *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}*
- *Momentane Wirkleistung P_{mom}*

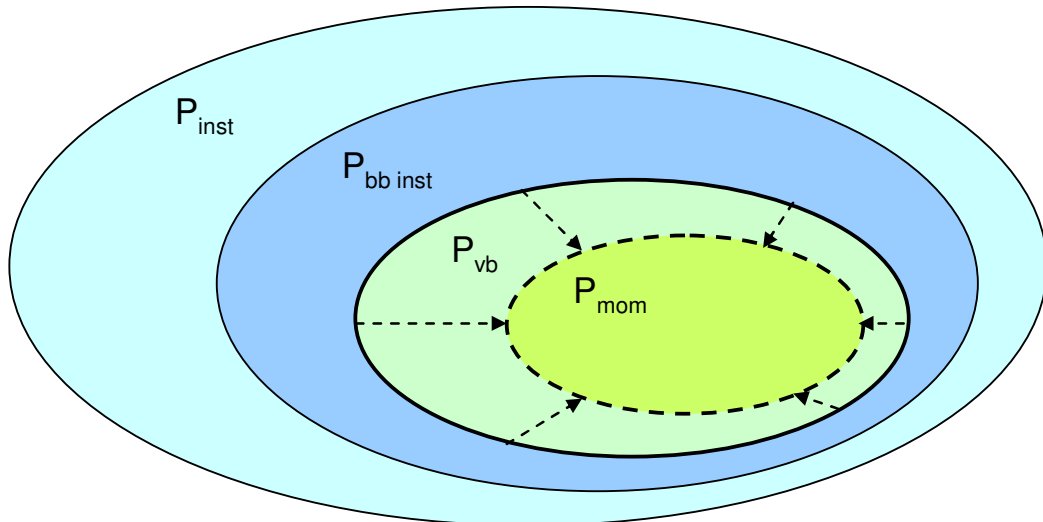


Abbildung 9: Veranschaulichung der verschiedenen Leistungsbegriffe

5.2 Windenergie-Neuanlagen

5.2.1 Windenergieanlagen im Mittelspannungsnetz

Für Windenergieanlagen im Mittelspannungsnetz wird vorgeschlagen, dass die Anforderungen der MS-Richtlinie 2008 unverändert gelten sollten.

Der Grund hierfür liegt in der bereits in Abschnitt 4.4 dargestellten Einschätzung der Sachverständigen und von Ecofys, dass die Erarbeitung der MS-Richtlinie 2008 durch den BDEW in einem transparenten Verfahren und unter Einbeziehung der Windbranche stattgefunden hat. Die MS-Richtlinie 2008 stellt eine solide technische Grundlage dar, auf die direkt verwiesen werden kann.

Es wird darüber hinaus empfohlen, dass der Verweis nicht „dynamisch“, sondern „statisch“ auf die Fassung von Juni 2008 erfolgt. Zukünftige Änderungen der MS-Richtlinie durch den BDEW bzw. FNN können nach Prüfung durch den Gesetzgeber, zum Beispiel im Rahmen des nächsten EEG-Erfahrungsberichts, gegebenenfalls übernommen werden.

5.2.2 Windenergieanlagen im Hoch- und Höchstspannungsnetz

Für Windenergieanlagen im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird vorgeschlagen, dass die Anforderungen des TransmissionCode 2007 mit den in Anhang F herausgehobenen Präzisierungen gelten sollten. Die Präzisierungen beruhen auf einer Auswertung der durch den Projektbeirat eingebrachten Unklarheiten im TransmissionCode 2007 sowie der Analyse der Sachverständigen und von Ecofys.

Darüber hinaus wurden insgesamt 92 Kommentare berücksichtigt, die durch die Mitglieder des Projektbeirats zum Entwurf eines technischen Anforderungskatalogs vom 13. Mai 2008 schriftlich eingereicht worden sind.

5.3 Windenergie-Bestandsanlagen

Bei der Frage, welche Eigenschaften bei Bestandsanlagen sinnvoller Weise nachgerüstet werden sollten, wurden unterschiedliche Anlagenkonzepte betrachtet. Ein großer Teil der in den Jahren 2002 bis 2008 errichteten Windenergieanlagen verfügt über einen doppelt gespeisten Asynchrongenerator oder einen, über einen Umrichter ans Netz gekoppelten, Synchrongenerator sowie über einen Pitch-Antrieb. Die Anforderungen wurden so gewählt, dass für diese Windenergieanlagen eine Nachrüstung mit dem Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen (0,7 ct/kWh über 5 Jahre) wirtschaftlich möglich erscheint.

Daraus folgt im Umkehrschluss, dass der Aufwand und die Kosten für die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren und/oder Stall-Regelung zu hoch sein werden, um eine wirtschaftliche Nachrüstung zu ermöglichen. Diese Anlagen werden mit hoher Wahrscheinlichkeit von der vorgeschlagenen Regelung nicht erfasst werden; ihre Anzahl in dem für den Systemdienstleistungs-Bonus relevanten Zeitraum ist jedoch gering; außerdem werden diese Anlagen im Rahmen des Repowerings durch neue Anlagen ersetzt.

Vor dem dargestellten Hintergrund wird für Bestandsanlagen vorgeschlagen, dass eine Nachrüstung für folgende Eigenschaften zu erfolgen hat. Die genauen Anforderungen sind Anhang D zu entnehmen.

- Durchfahren von Fehlern nach Bild 3.5 des TransmissionCode 2008 oberhalb Grenzlinie 1.
- Es muss ein Blindleistungs-Unterspannungsschutz ($Q \rightarrow$ & $U <$) vorhanden sein.
- Eine Trennung vom Netz bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,0 Hz ist nicht erlaubt.
- Die Wirkleistung muss bei Überfrequenz reduziert werden können.
- Auf Anforderung des Netzbetreibers ist die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln ans Netz zu blockieren.

Für Bestandsanlagen, welche die Anforderungen an Windenergie-Neuanlagen vollständig einhalten, kann davon ausgegangen werden, dass auch die oben genannten Anforderungen erfüllt werden. Es erscheint daher als sinnvoll, diesen Anlagen ebenfalls den Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen, das heißt 0,7 ct/kWh über 5 Jahre, zu zahlen.

Der Aufwand für die Nachrüstung fällt für verschiedene Typen von Bestandsanlagen unterschiedlich hoch aus. Basierend auf der Analyse der Anlagentechnik wird bei der Abschätzung der aus den vorgeschlagenen Regelungen resultierenden EEG-Mehrkosten in Abschnitt 8.1 ein Nachrüstungsgrad von zwei Dritteln aller in den Jahren 2002 bis 2008 errichteten Windenergieanlagen angenommen.

Dieser Annahme steht allerdings der kurze Zeitraum entgegen, für den die Nachrüstung gemäß der EEG-Novelle möglich ist. Aufgrund des sehr geringen zeitlichen Vorlaufs und fehlender Nachweismöglichkeiten für eine erfolgreiche Umrüstung, gilt es als unwahrscheinlich, dass Bestandsanlagen tatsächlich bereits in den Jahren 2009 und 2010 in grö-

ßeren Zahlen nachgerüstet werden könnten. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, den Zeitraum für die Nachrüstung auf die Jahre 2010 und 2011 zu verschieben.

5.4 Sonstige Bestimmungen

In der Praxis werden bereits bestehende Windparks häufig mit weiteren Windenergieanlagen erweitert. Hier stellt sich dann stets die Frage, ob eine solche Änderung des Windparks zusätzliche Anforderungen des Netzbetreibers bezüglich der technischen Eigenschaften am Netzanschlusspunkt nach sich zieht; solche neuen Anforderungen können zum Beispiel über die zum Zeitpunkt der Errichtung des Windparks gestellten Anforderungen hinausgehen und damit – auch im Bezug auf die bereits vor der Erweiterung im Windpark bestehenden Windenergieanlagen – Anlagenmehrkosten nach sich ziehen.

Damit im Bezug auf den Systemdienstleistungs-Bonus Eindeutigkeit hergestellt werden kann, werden spezielle Bestimmungen für die Erweiterung bestehender Windparks vorgeschlagen. Demnach sollte sowohl

- a) eine Erweiterung von bestehenden Windparks mit Windenergie-Neuanlagen, die dann den Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen erhalten können, als auch
- b) eine Nachrüstung von bereits in bestehenden Windparks errichteten Bestandsanlagen, die dann den Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen erhalten können,

möglich sein. Zur Sicherstellung der richtigen Abrechnung des jeweiligen Systemdienstleistungs-Bonus wird vorgeschlagen, die Methode des Referenzertrags nach § 19 Absatz 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz anzuwenden. Die Messung kann damit auf den Netzanschlusspunkt beschränkt werden. Abbildung 10 veranschaulicht dieses Prinzip.

Im Falle von a), der Erweiterung von bestehenden Windparks mit Windenergie-Neuanlagen, wird außerdem vorgeschlagen, dass bestimmte Anforderungen (zum Beispiel an die zu Verfügung zu stellende Blindleistung) nur anteilig am Netzanschlusspunkt erfüllt werden müssen. Die Details sind Anhang D zu entnehmen.

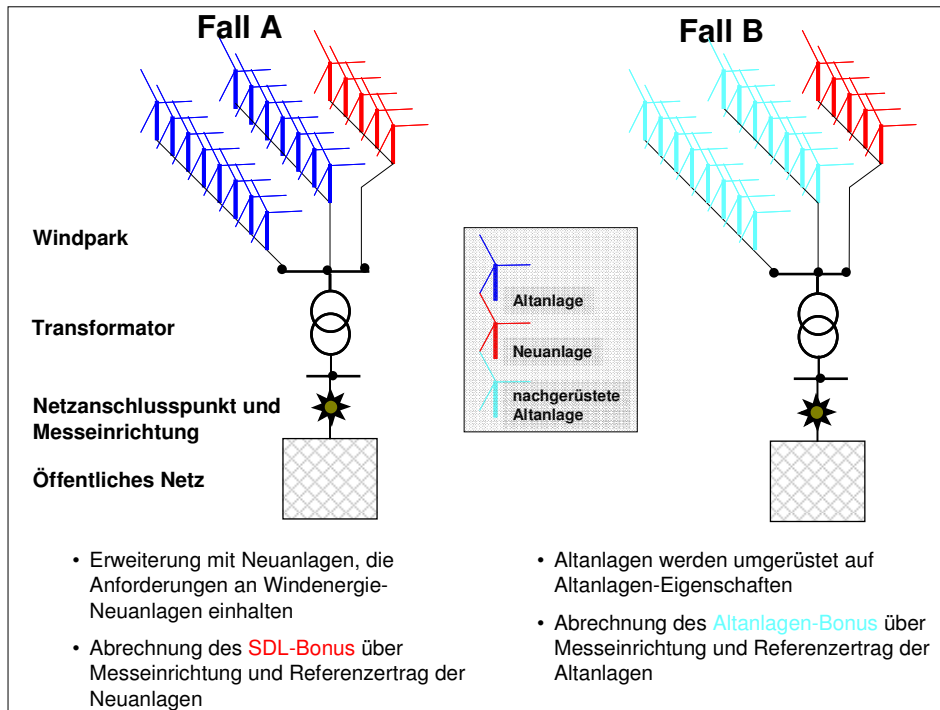


Abbildung 10: Verschiedene Fälle bei der Erweiterung bzw. Nachrüstung von bestehenden Windparks [eigene Darstellung]

6 Vorschlag für ein Nachweisverfahren

6.1 Allgemeine Hinweise

Das vom Beratungsvorhaben ausgearbeitete Nachweisverfahren wird im Entwurf einer Technischen Verordnung zur Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen in Anhang D dargestellt. Im Folgenden werden erläuternde Hinweise zum aktuellen Stand der Praxis und ein Überblick über die internationale Erfahrung gegeben. Hieraus werden Empfehlungen für eine erfolgreiche Implementierung eines Nachweisverfahrens in Deutschland abgeleitet.

6.2 Stand der Praxis

Bisher existiert in Deutschland kein durch eine unabhängige Stelle durchgeführtes Nachweisverfahren für technische Anforderungen von Windenergieanlagen am Netzanschlusspunkt im Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz. Wie in Abschnitt 4.2 dargestellt, hat der VDN-Leitfaden 2004 in seinem Kapitel 4 erstmalig den Nachweis der elektrischen Eigenschaften genauer spezifiziert – allerdings nur für die HS/HöS-Ebene und ohne die Forderung nach einer Bestätigung durch eine unabhängige Stelle.

In der bisherigen Praxis hat der Anlagenbetreiber eines Windparks gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären, dass die Anforderungen des Netzbetreibers eingehalten werden. Dies untermauert der Anlagenbetreiber üblicherweise mit einem Prüfbericht für die einzelnen Windenergieanlagen-Typen, die in seinem Park errichtet werden. Ein solcher Prüfbericht wird von einem akkreditierten Messinstitut zum Beispiel für die Konformität mit der DIN EN 61400-21 erstellt.

Mit der MS-Richtlinie 2008 wird nun erstmals ein Nachweis der elektrischen Eigenschaften durch eine unabhängige Zertifizierungsstelle gefordert. Es wird erwartet, dass sich mit dem Ansatz, die Eigenschaften über eine Zertifizierung nachzuweisen, der Aufwand für den Netzbetreiber erheblich reduziert. Da hierzulande bisher jedoch kein einheitliches Nachweis-, Test- und Zertifizierungsverfahren existiert, kann nur exemplarisch auf die Vorarbeiten einer Zertifizierungsstelle aus dem Jahr 2005 verwiesen werden [30].

Aus den Gesprächen mit den Mitgliedern des Projektbeirats ging hervor, dass einige Hersteller bereits bestimmte Windenergieanlagen-Typen zertifiziert haben. Weitere Typen werden zurzeit vermessen bzw. sind hierfür eingeplant. Die Messungen können allerdings erst dann sinnvoll durchgeführt werden, wenn die Anforderungen an elektrische Eigenschaften feststehen.

6.3 Internationale Erfahrung

Auch international existiert bisher kein unabhängiges Nachweisverfahren für die vollständigen technischen Anforderungen von Windenergieanlagen am Netzanschlusspunkt im Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz.

Allein Spanien hat in 2007 eine Regelung eingeführt, nach der Windenergieanlagen das Durchfahren von Netzfehlern nachweisen müssen. Der spanische Windenergieverband AEE hat hierfür im Februar 2007 ein spezielles Nachweisverfahren entwickelt [31].

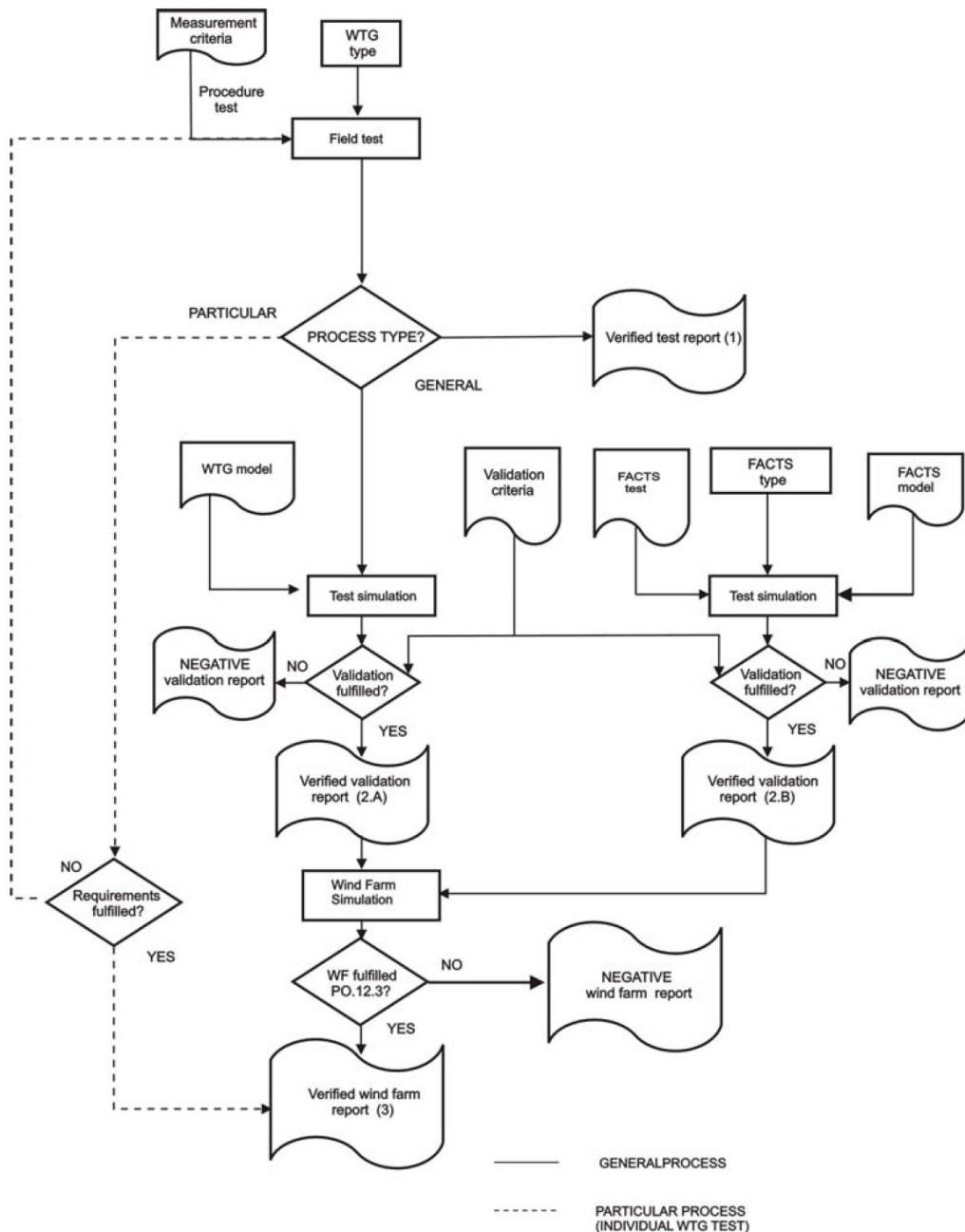


Abbildung 11: Ablaufdiagramm des spanischen Nachweisverfahrens für das Durchfahren von Netzfehlern [31]

Grundsätzlich lässt sich ein internationaler Trend beobachten, über Zertifikate die elektrischen Eigenschaften nachzuweisen. Dem stehen Bedenken von Windenergieanlagenherstellern und -betreibern entgegen, die wesentliche Mehrkosten befürchten.

6.4 Vorschlag für ein Nachweisverfahren in der EEG-Novelle

6.4.1 Nachweisverfahren für Neuanlagen

Im Laufe des Beratungsvorhabens wurden zwei Ansätze für ein Nachweisverfahren für Neuanlagen diskutiert:

- 1) Nachweis durch Einheiten- und Anlagenzertifikate basierend auf Netzberechnungen innerhalb der Anlage am Netz des Netzbetreibers
- 2) Kontinuierliche Beobachtung des Anlagenverhaltens („Monitoring“)

Die Diskussion mit den Sachverständigen ergab schließlich, dass Variante 1) als geeignete Variante vorgeschlagen wird. Hierfür spricht vor allem, dass mit Zertifikaten der Aufwand für den Netzbetreiber minimiert werden kann. Dies ist insbesondere bei der großen Anzahl anzuschließender dezentraler Anlagen von großer Bedeutung. Ein Verweis auf die Tatsache, dass konventionelle Kraftwerke üblicherweise keine Zertifikate vorweisen müssen, ist aufgrund der wesentlich geringeren Anzahl an Netzanschlussanträgen von Großkraftwerken nicht möglich.

Für den Nachweis durch Zertifizierung sprechen außerdem die Regelungen der MS-Richtlinie 2008 – zu der nach Vorgabe durch den Auftraggeber möglichst Konsistenz geschaffen werden sollte. Die folgenden Vorschläge für die Grundzüge für das Nachweisverfahren für Windenergieanlagen orientieren sich deshalb – auch in ihrer zeitlichen Abfolge und ihren Übergangsbestimmungen – an der MS-Richtlinie 2008. Basierend auf Hinweisen mehrerer Windenergieanlagen-Hersteller konnte im Laufe der Diskussion mit dem Projektbeirat Einigkeit mit dem BDEW erzielt werden, dass ein Nachweis durch Zertifikate erst ab 1. Januar 2010 verpflichtend wird.

Für den Nachweis der Eigenschaften sollte ein einheitliches Zertifizierungsverfahren gefunden werden, nach dem die Anforderungen des TransmissionCode 2007, der MS-Richtlinie 2008 und der EEG-Novelle nachgewiesen werden können. Hierfür ist unter anderem eine enge Abstimmung zwischen der FGW und dem FNN Voraussetzung.

Grundlage für die Einhaltung der Anschlussvoraussetzungen nach § 6 Erneuerbare-Energien-Gesetz sollte das Vorliegen eines Einheiten-Zertifikats zum Zeitpunkt der Netzanschlussantragstellung sein. Die für die Erstellung eines Einheiten-Zertifikats notwendigen Tests und Messungen sind von einem Messinstitut durchzuführen, das nach ISO 17025 akkreditiert und dem Stand der Technik entsprechend nach FGW TR3, TR4 und IEC 61400-21 arbeiten sollte. Um den Systemdienstleistungs-Bonus zu erhalten, muss dann spätestens zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme auch ein Anlagen-Zertifikat beim Netzbetreiber eingereicht worden sein.

Für den Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus ist das Vorliegen des Anlagen-Zertifikats Voraussetzung. Die Zahlung wird naturgemäß aber erst nach Netzan-schluss bzw. Inbetriebnahme der Anlage wirksam.

Einheiten-Zertifikate sollten für alle Windenergie-Erzeugungsanlagen, die ihren Netzan-schlussantrag nach dem 1. Januar 2010 stellen, zum Zeitpunkt der Netzan-schlussantrags-stellung eingereicht werden. Für Windenergieanlagen mit Netzan-schlussantragstellung vor dem 1. Januar 2010 sollte der vorrangige Netzan-schluss weiterhin nach EEG 2004 bestehen bleiben, da ein Nachweis durch Zertifikate im Allgemeinen noch nicht möglich ist.

Das Nachweisverfahren sollte auf einem Anlagen-Zertifikat basieren, das wiederum auf Einheiten-Zertifikaten sowie stationären und dynamischen Netzberechnungen basiert. Der Nachweis sollte durch eine Zertifizierungsstelle erfolgen, die nach EN 45011¹ durch eine staatlich anerkannte oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkredi-tierungsstelle akkreditiert ist.

Das Nachweisverfahren sollte sich im Grundsatz am Nachweisverfahren der MS-Richtlinie 2008 (siehe hierzu Kapitel 6 „Nachweis der elektrischen Eigenschaften“, MS-Richtlinie 2008) orientieren; die weiter unten dargestellten Übergangsfristen müssen je-doch beachtet werden.

Von einer zusätzlich zum o. g. Verfahren diskutierten Nachweismöglichkeit der Eigen-schaften durch den Netzbetreiber sollte Abstand genommen werden. Nach eigener Aus-sage haben die Netzbetreiber weder Interesse noch die notwendigen personellen oder fi-nanziellen Ressourcen, den Nachweis zu erbringen. Zusätzlich würde ein solches zusätz-liches Verfahren möglicherweise zu einer Ungleichbehandlung von Anschlussnehmern führen können und damit gegen den Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit verstoßen.

Mit der genauen Ausarbeitung des Zertifizierungsverfahrens beschäftigen sich FGW und FNN in den nächsten Monaten. Es wird betont, dass die Regelungen der EEG-Novelle zum Systemdienstleistungs-Bonus nur greifen können, wenn rechtzeitig ein allgemein anerkanntes Zertifizierungsverfahren entwickelt wird. Falls dies nicht rechtzeitig erfolgt, ist zu erwarten, dass die Zertifizierungsstellen individuelle Verfahren entwickeln.

6.4.2 Nachweisverfahren für Bestandsanlagen

Im Laufe des Beratungsvorhabens wurden zwei Ansätze für ein Nachweisverfahren für Bestandsanlagen diskutiert:

- 1) Simulation und Vermessung
 - a. Simulation des Generators und des Getriebes
 - b. Vermessung der Hilfsantriebe
 - c. Zertifizierung durch akkreditierte Stelle

¹ DIN EN 45011 „Allgemeine Anforderungen an Stellen, die Produktzertifizierungssysteme betreiben“, März 1998

2) Vermessung und Nachrüstungsprotokoll

- a. Durchfahren von Netzfehlern bei mindestens 40 % Wirkleistungseinspeisung;
- b. Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei Überfrequenzen zwischen 50,2 Hz und 51,0 Hz durch Verstellen des Frequenzsollwerts der Regelung;
- c. Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei Überfrequenzen zwischen 51,0 Hz und 51,5 Hz durch Verstellen des Frequenzsollwerts der Regelung.
- d. Das Nachrüstungsprotokoll protokolliert mindestens
 - i. die Typen der nachgerüsteten Windenergie-Erzeugungseinheiten;
 - ii. die gestaffelten Einstellwerte für den Überfrequenzschutz zwischen 51,0 Hz und 51,5 Hz

Die Diskussion mit den Sachverständigen ergab schließlich, dass Variante 2) als geeignete Variante vorgeschlagen wird. Für den Nachweis sollte ein einheitliches Zertifizierungs-Verfahren gelten. Das Nachweisverfahren sollte auf Einheiten-Zertifikaten (Typ-Zertifikaten) für Windenergie-Bestandsanlagen und einem Nachrüstungsprotokoll basieren. Die Vorlage des Einheiten-Zertifikats und des Nachrüstungsprotokolls beim Netzbetreiber sollte Voraussetzung für den Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen sein.

Die Einheiten-Zertifikate sollten aufgrund einer vereinfachten Messung der elektrischen Eigenschaften im Feldtest durch eine nach EN 45011 von einer staatlich anerkannten oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkreditierungsstelle hierfür akkreditierten Zertifizierungsstelle erstellt werden.

6.5 Zulassung der Zertifizierungsstellen

Einen besonderen Diskussionspunkt stellt die Zulassung bzw. Anerkennung der Zertifizierungsstelle durch eine fachlich qualifizierte Stelle dar. Die MS-Richtlinie 2008 erfordert die Anerkennung der Zertifizierungsstellen durch den BDEW bzw. FNN. In Bezug auf die technischen Anforderungen und das Nachweisverfahren der EEG-Novelle wäre es denkbar, dass die Zertifizierungsstellen zusätzlich durch das Bundesumweltministerium anerkannt werden müssen.

Alternativ ließe sich von der zusätzlichen fachlichen Anerkennung Abstand nehmen und die Verantwortung vollständig auf die Zertifizierungsstellen übertragen: Neben einer ordentlichen Akkreditierung wären die Zertifizierungsstellen dann dazu verpflichtet, den Nachweis der elektrischen Eigenschaften dem Stand der Technik entsprechend zu erbringen. Nachteilig wäre dabei allerdings, dass dies zu einer Vielfalt unterschiedlicher Zertifizierungsverfahren führen könnte.

Die Erarbeitung eines einheitlichen und von allen Akteuren anerkannten Zertifizierungsverfahrens sollte deshalb angestrebt werden.

8 Wirtschaftliche Betrachtungen

8.1 Abschätzung der Anlagenmehrkosten

Ausgangsbasis für die Abschätzung der Mehrkosten für die Anlagentechnik, die aus den vorgeschlagenen Anforderungen resultieren, ist die Anschlusspraxis zum Zeitpunkt der Festlegung der Vergütungssätze für Windenergie im EEG 2004. Wie in Kapitel 4 dargestellt, galten zu diesem Zeitpunkt für den größten Teil der Windenergieanlagen die Anforderungen der MS-Richtlinie 1998. Diese stellt damit die Vergleichsbasis dar.

8.1.1 Abschätzung durch Branchenabfrage

Ursprünglich war geplant, die Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus mithilfe einer Branchenabfrage unter Herstellern von Windenergieanlagen abzuschätzen. Dieser Ansatz führte jedoch aus verschiedenen methodischen Gründen zu Ergebnissen, die einer Plausibilitätsprüfung der Sachverständigen nicht standhalten konnten. Auf die Darstellung der Ergebnisse der Branchenabfrage wird daher verzichtet.

8.1.2 Eigene Abschätzung

Ecofys hat, in Abstimmung mit den Sachverständigen, eine eigene Abschätzung der Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen durchgeführt. In dieser Abschätzung wurden jeweils die Mehrkosten für einen gesamten Beispielwindpark ermittelt und auf die Einspeisevergütung umgelegt, die sich aus den Anforderungen der MS-Richtlinie 2008 und des TransmissionCode 2007 sowie den im Sinne der EEG-Novelle vorgenommenen Präzisierungen im Vergleich zu der bisherigen Anschlusspraxis ergeben.

8.1.2.1 Methodik und Annahmen

Die Abschätzung basiert auf der Barwertmethode unter der Annahme von 1.700 Volllaststunden, einer Rendite von 7,5 % p. a. und einer Abschreibungsdauer von 16 Jahren. Ferner wurden marktübliche Kosten für Kondensatorbänke bzw. Drosselspulen, zugehörige Schaltfelder, die Überdimensionierung der Windenergieanlagen zur Blindleistungsbereitstellung, die Funktion zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz, die Funktion zum Fehler-Durchfahren mit Blindstromeinspeisung und die Kabel und Transformatoren angenommen.

Die Annahme von 1.700 Volllaststunden entspricht dem Wert, der nach Aussage des Bundesumweltministeriums bei der Abschätzung des Systemdienstleistungs-Bonus im Herbst 2007 angenommen wurde. Eine zusätzliche Berechnung wurde von Ecofys unter der Annahme von 2.200 Volllaststunden durchgeführt, die nach Aussage der Deutschen

WindGuard GmbH² etwa der Volllaststundenzahl einer 2.3 MW-Windenergieanlage mit 60 m Nabenhöhe am Referenzstandort entspricht. Diese Berechnungen spiegeln den unteren Rand des Kostenspektrums wider.

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung wurde für zwei – als typisch betrachtete – Szenarien durchgeführt:

- Szenario 1: kleine Windparks (≤ 40 MW); überwiegend in der MS-Ebene angeschlossen; Bereitstellung der Blindleistung durch die einzelnen Windenergie-Erzeugungseinheiten.
- Szenario 2: große Windparks (≥ 35 MW); überwiegend in der HS/HöS-Ebene angeschlossen; Bereitstellung der Blindleistung teilweise durch eine feste Kompensation mit Kondensatorbänken und teilweise durch die einzelnen Windenergie-Erzeugungseinheiten.

Vorläufige Abschätzungen hatten ergeben, dass ein Einsatz von zentralen, innovativen Blindleistungsquellen, wie z. B. statischer Kompensation, aus Kostengründen vorerst nicht zu favorisieren ist: Vergleichende Abschätzungen für derartige, in Deutschland bisher nicht eingesetzte Lösungen, führten zu zum Teil erheblichen Mehrkosten, die volkswirtschaftlich nicht mehr zu rechtfertigen gewesen wären.

8.1.2.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung sind in Abbildung 13 zusammenfassend dargestellt und stellen die mittelfristig zu erwartenden Anlagenmehrkosten dar. Die Mehrkosten für Windparks in der MS-Ebene befinden sich für alle wirtschaftlich sinnvollen Projekte im Bereich von 0,30 bis 0,40 ct/kWh. Für Windparks in der HS/HöS-Ebene mit einer Leistung zwischen etwa 35 und 70 MW befinden sich die Mehrkosten zwischen etwa 0,37 und 0,47 ct/kWh; diese Mehrkosten reduzieren sich jedoch für Windparks in der HS/HöS-Ebene mit einer Leistung von mehr als 100 MW auf Werte von 0,30 bis 0,40 ct/kWh.

Diese Ergebnisse sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, die sich vor allem aus der schwer zu ermittelnden Preisentwicklung der erforderlichen Komponenten ergeben. Einerseits werden die Regelungen der EEG-Novelle zu einer erhöhten Nachfrage und damit steigenden Preisen führen; andererseits sind aber auch Skaleneffekte zu erwarten.

8.1.3 Empfehlungen

Die Ergebnisse zeigen, dass die Anlagenmehrkosten, die sich aus den Anforderungen der MS-Richtlinie 2008 und des TransmissionCode 2007 im Vergleich zu der bisherigen Anschlusspraxis ergeben, in weiten Teilen unabhängig von der Spannungsebene in der gleichen Größenordnung von 0,30 bis 0,40 ct/kWh liegen. Höhere Mehrkosten von 0,37 bis

² Die Deutsche WindGuard GmbH war Hauptgutachter des Bundesumweltministeriums für den Abschnitt zur Windenergienutzung im begleitenden Forschungsvorhaben für die Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts.

0,47 ct/kWh entstehen jedoch bei Windparks mit einer Leistung zwischen etwa 35 und 70 MW, die in der HS/HöS-Ebene angeschlossen werden.

Ecofys kommt in Abstimmung mit den Sachverständigen zu dem Schluss, dass der geringe Unterschied in den Mehrkosten einen einheitlichen Systemdienstleistungs-Bonus rechtfertigen könnte.

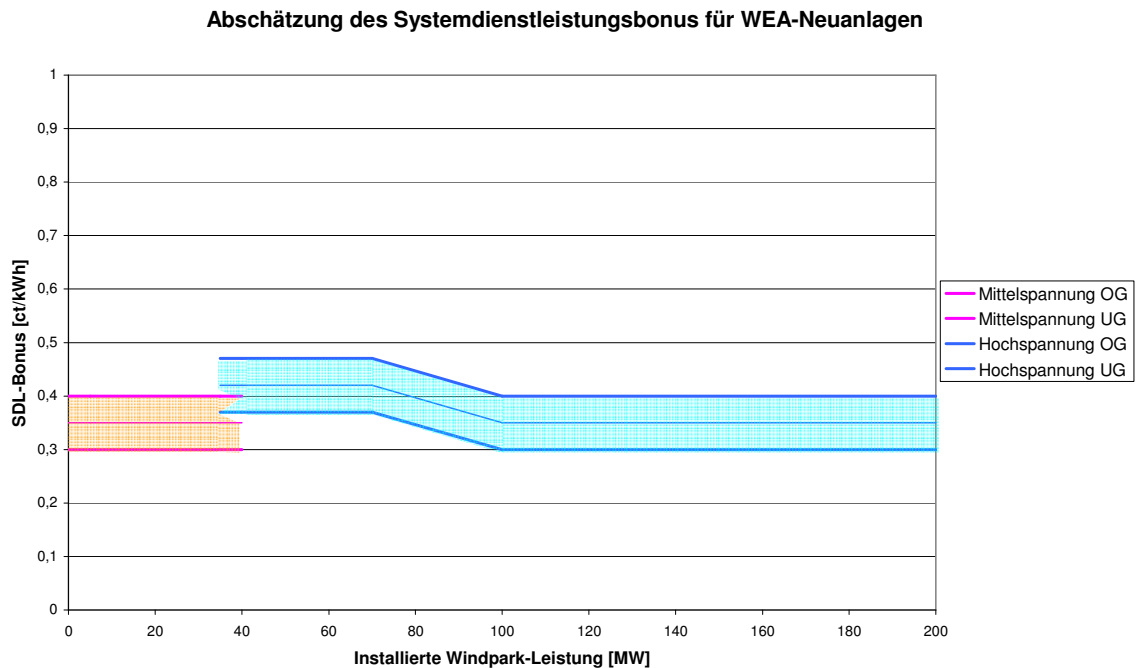


Abbildung 13: Abschätzung der Obergrenze (OG) und Untergrenze (UG) des Systemdienstleistungs-Bonus für WEA-Neuanlagen, abhängig von der Größe des Windparks und des Netzanschlusspunktes

Es bleibt eine Entscheidung des Gesetzgebers, ob Windparks mit einer Leistung zwischen etwa 35 und 70 MW, die in der HS/HöS-Ebene angeschlossen sind, besonders gefördert werden sollen. Mittelfristig erscheint ein Wert für den Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen innerhalb der in Abbildung 13 dargestellten Spanne gerechtfertigt.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Anforderungen, auf denen die oben dargestellten Berechnungen beruhen, bestimmte innovative Anforderungen – entgegen des zu beobachtenden internationalen Trends – nicht berücksichtigen. Diese würden zu höheren Anlagemehrkosten führen und betreffen unter anderem:

- Durchfahren von Fehlern mit Spannungsanstiegen bis 120 % der Nennspannung („High-voltage ride-through“)
- Teilnahme an der Frequenzregelung

Der SDL-Bonus sollte über den Anfangsvergütungszeitraum gezahlt werden, der bei Windenergieanlagen am Referenzstandort ca. 16 Jahre entspricht. Mit der Verknüpfung

an den Anfangsvergütungszeitraum werden Mitnahmeeffekte vermieden und gleichzeitig ein ausreichender Anreiz für Anlagen an weniger windstarken Standorten gewährleistet.

Unter Umständen verschiebt sich die Zahlung des SDL-Bonus gemäß der in Kapitel 7 dargestellten Abläufe.

8.2 Volkswirtschaftliche Implikationen

Die volkswirtschaftlichen Implikationen werden über eine überschlägige Abschätzung der sich aus der Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus ergebenden EEG-Mehrkosten abgeleitet. Hierbei wird zwischen den Kosten für die verbesserte Netzintegration von Windenergie-Neuanlagen und Bestandsanlagen unterschieden.

8.2.1 Windenergie-Neuanlagen

Für die Ermittlung der EEG-Mehrkosten, die sich aus der Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen ergeben, wird die in Abschnitt 2.1 dargestellte Entwicklung der Windenergienutzung an Land verwendet [4]. Abbildung 14 stellt die EEG-Mehrkosten für die Jahre 2009 bis 2020 für die Annahme verschiedener Volllaststunden dar. Da die Einhaltung der technischen Anforderungen von der EEG-Novelle verbindlich erforderlich ist, wird davon ausgegangen, dass sie durch alle neu angeschlossenen Windenergieanlagen erfüllt werden. Die Kosten sind in Preisen von 2008 angegeben und es wird eine Inflation von durchschnittlich 2 % pro Jahr angenommen.

Unter der Annahme eines Systemdienstleistungs-Bonus in Höhe von 0,5 ct/kWh und einer Degression von 1 %/p.a. steigen die EEG-Mehrkosten im extremsten Fall anfangs von jährlich 10 Mio. € im Jahr 2009 auf 30 Mio. € im Jahr 2013 an und fallen anschließend wieder auf 26 Mio. € im Jahr 2020 inflationsbedingt ab. Die gesamten EEG-Mehrkosten im Betrachtungszeitraum von 2009 bis 2020 betragen im extremsten Fall 301 Mio. €.

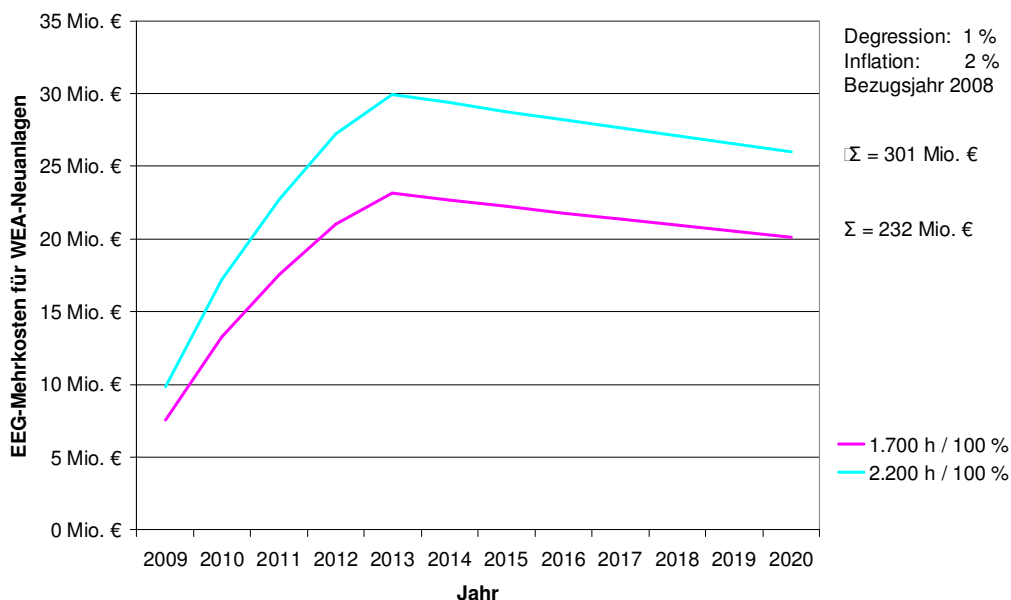


Abbildung 14: EEG-Mehrkosten für den Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen für verschiedene Volllaststunden und Erfüllungsgrade

8.2.2 Windenergie-Bestandsanlagen

Für die Ermittlung der EEG-Mehrkosten, die sich aus der Zahlung des Bonus für die Nachrüstung von Bestandsanlagen ergeben, wird der in Tabelle 1 dargestellte Bestand an Windenergieanlagen in den Jahren 2002 bis 2008 verwendet. Abbildung 15 stellt die EEG-Mehrkosten für die Jahre 2009 bis 2015 für die Annahme verschiedener Volllaststunden und Nachrüstungsgrade dar. Die Darstellung kann in 2015 enden, weil in diesem Jahr die Zahlung des auf fünf Jahre begrenzten Nachrüstungsbonus für die zuletzt (in 2010) nachgerüsteten Windenergieanlagen ausläuft.

Es wird vereinfachend angenommen, dass sich die Nachrüstungen gleichmäßig auf die Jahre 2009 und 2010 verteilen. Dieser durch die EEG-Novelle festgesetzte Zeitraum zur Nachrüstung erscheint jedoch, wie bereits in Abschnitt 5.3 dargestellt, als recht ambitioniert. Die hier dargestellten Abschätzungen sind also nur dann gültig, wenn Anlagenhersteller, Zertifizierungsstellen und Netzbetreiber unverzüglich mit der Umsetzung der Regelungen beginnen. Die Kosten sind in Preisen von 2008 angegeben und es wird eine Inflation von durchschnittlich 2 % pro Jahr angenommen.

Unter der Annahme von 1.700 Volllaststunden betragen die jährlichen Mehrkosten in den Jahren 2011-2014 je nach Nachrüstungsgrad etwa 59 Mio. € bzw. 117 Mio. €. Für 2.200 Volllaststunden betragen sie etwa 67 Mio. € bzw. 134 Mio. €. In den Jahren 2010 und 2015 fällt jeweils die Hälfte dieser Mehrkosten an. Die gesamten Mehrkosten betragen etwa 284 Mio. € bzw. 567 Mio. € für 1.700 Volllaststunden und 333 Mio. € bzw. 667 Mio. € für 2.200 Volllaststunden.

Jahr	Zubau [MW]	Zubau [WEA]	Durchschnittliche Anlagenleistung [kW]
2002	3.247	2.328	1.395
2003	2.645	1.703	1.553
2004	2.037	1.201	1.696
2005	1.808	1.049	1.724
2006	2.233	1.208	1.849
2007	1.667	883	1.888
2008* (*Schätzung)	1.400*	700*	2.000*
Summe/ Mittelwert	15.037	9.072	1.729

Tabelle 1: Bestand an Windenergieanlagen in den Jahren 2002 bis 2008 [BWE (2008)]

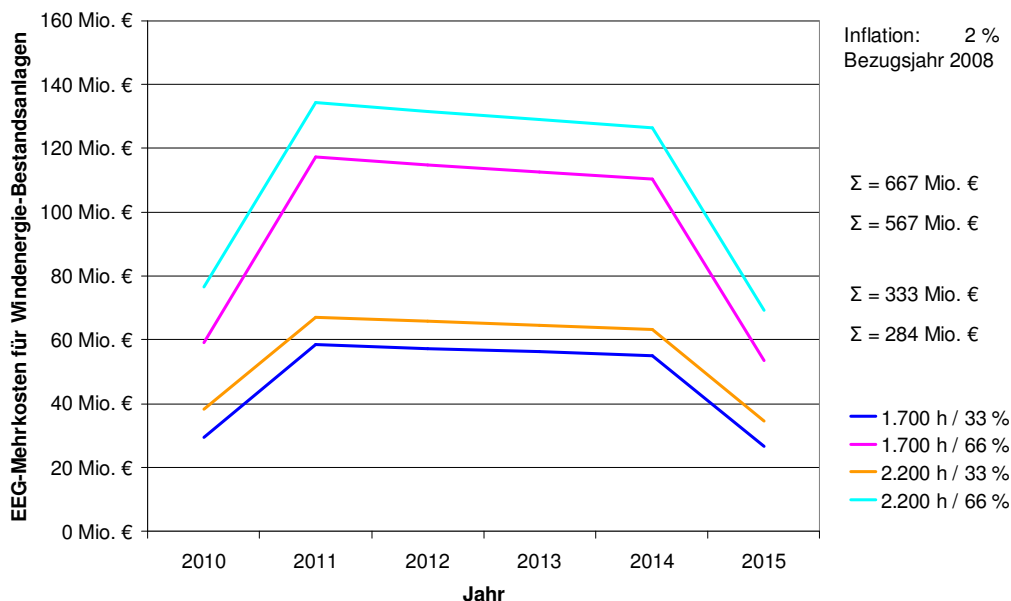


Abbildung 15: EEG-Mehrkosten für die Nachrüstung von Bestandsanlagen für verschiedene Volllaststunden und Nachrüstungsgrade

8.2.3 Bewertung

Die EEG-Mehrkosten, die sich aus den Maßnahmen zur Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen an Land ergeben, werden je nach Annahmen zu etwa der Hälfte bzw. einem Drittel durch Windenergie-Neuanlagen und etwa der Hälfte bzw. zwei Dritteln durch Bestandsanlagen verursacht. Insgesamt führen diese Maßnahmen zu EEG-Mehrkosten zwischen 516 Mio. € und 967 Mio. €.

Demgegenüber sind die Vorteile für die Systemsicherheit und den Betrieb von Windenergieanlagen und anderen Erzeugungseinheiten zu sehen. Hierzu zählen:

- Frequenzhaltung im Netz wird erleichtert, wenn Frequenzschwankungen im System durch Windenergieanlagen selbst teilweise mit ausgeglichen werden können;
- Spannungshaltung im Netz wird erleichtert, wenn zeitweise konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren, die sich üblicherweise an der Spannungshaltung beteiligen, verdrängt aber unter anderem durch Windenergieanlagen mit Blindleistungsbereitstellung ersetzt werden können.

Bemerkung: Hierbei muss aber beachtet werden, dass sich Blindleistung nicht über weite Strecken im Netz transportieren lässt. Da Windenergieanlagen aufgrund der besseren Windverhältnisse vorwiegend im Norden Deutschlands errichtet werden, dabei jedoch Kraftwerkskapazitäten im Süden ersetzen, können sie nur sehr begrenzt die lokale Spannungshaltung im Süden erleichtern. Vom Netzbetreiber sind daher weitere lokale Maßnahmen zu erbringen.

- Aufrechterhaltung der Netzsicherheit nach Netzfehlern wird erleichtert, wenn Windenergieanlagen während eines Netzfehlers am Netz verbleiben und dadurch ihre Leistung nach Klärung des Netzfehlers schnell wieder bereitstellen können und damit ein Leistungsdefizit verhindert wird.

Eine Abschätzung der sich aus den oben genannten Vorteilen ergebenden Kosteneinsparungen für Netzbetreiber und Netzkunden ist im Rahmen dieses Beratungsvorhabens nicht möglich.

9 Schlussfolgerung und Ausblick

Alle erforderlichen Arbeiten konnten im Rahmen des Beratungsvorhabens erfolgreich abgeschlossen werden. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, dass die in Anhang D Vorschlag einer Technischen Verordnung vorgestellten technischen Anforderungen und Nachweisverfahren vom Bundesumweltministerium in die nachfolgende Verordnung zur EEG-Novelle übernommen werden.

Im Anschluss an die hier vorgestellten Arbeiten ist in der Zukunft die Methodik für die Ausgabe von Einheiten- und Anlagen-Zertifikate durch die verantwortlichen Akteure zu erarbeiten. Hierzu wird eine intensive Abstimmung zwischen FGW und FNN angeregt. Gegebenenfalls sollte die Bundesregierung diesen Prozess beobachtend begleiten, um rechtzeitig weitere Regelungen mit Bezug auf die Verordnung ausarbeiten zu können.

Der BDEW wird eingeladen, die im Beratungsvorhaben vorgenommenen Präzisierungen des TransmissionCode 2007 in einer zukünftigen Überarbeitung des Dokuments zu übernehmen. In diesem Zusammenhang erscheint es ratsam, zukünftig auch Aussagen zu folgenden innovativen Anforderungen zu treffen:

- High-Voltage-Ride-Through
- Schnelle Spannungsregelung im Normalbetrieb

Der Bundesregierung gegenüber wird abschließend empfohlen, die technischen Anforderungen der Verordnung im Rahmen des nächsten EEG-Erfahrungsberichts zu überprüfen.

Referenzen

- [1] „Entwurf eines Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) vom 4. Juni 2008, Bundestags-Drucksache 16/9477.
- [2] „Gesetz zur Regelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz)“, Bundesgesetzblatt I S. 1918, 21. Juli 2004.
- [3] Fj. Staiß, M. Schmidt, F. Musiol: „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG“, Dritter Zwischenbericht zum Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2008.
- [4] „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050“ (Leitstudie 2007), Zusammenfassung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Februar 2007.
- [5] „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)“, vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Auftrag der Bundesregierung dem Deutschen Bundestag vorgelegt am 7. November 2007.
- [6] „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“, Entwurf der Bundesregierung vom 5. Dezember 2007, Bundestags-Drucksache 16/08148.
- [7] „Gabriel will Windstrom an Land noch stärker fördern“, Reuters Deutschland, 06.05.2008, im Internet:
<http://de.reuters.com/article/domesticNews/idDEBUC64013220080506>
[30.06.2008; 12.00 Uhr].
- [8] „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz -Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Berlin 2008.
- [9] „TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Ausgabe August 2007 (Version 1.1), Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, Berlin 2007.

- [10] „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“, Ausgabe August 2004, Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, Berlin 2004.
- [11] „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG“, Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 18. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2966).
- [12] „Regelsetzung für Stromnetze – Stärkung der technischen Selbstverwaltung“, Vortrag von Dr. Konstantin Staschus, Mitglied der Geschäftsleitung, BDEW, Treffpunkt Netze 2008, 27./28. Mai 2008, Internetversion, im Internet unter http://www.treffpunkt-netze.de/documents/12_staschus_internetversion.pdf [30.06.2008; 12.00 Uhr], Berlin 2008.
- [13] „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, 2. Ausgabe, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V., Frankfurt am Main 1998.
- [14] „Richtlinie für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU)“, 3. Auflage, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V., Frankfurt am Main 1991.
- [15] “Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ (TransmissionCode 2003), Ausgabe August 2003, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin 2003.
- [16] „Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen - Zusätzliche technische und organisatorische Regeln für den Netzanschluss von Windenergieanlagen innerhalb der Regelzone der E.ON Netz GmbH“, 1. Dezember 2001, E.ON Netz GmbH, Bayreuth 2001.
- [17] „Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“, Stand: 1. August 2003, E.ON Netz GmbH, Bayreuth 2003.
- [18] „Netzanschluss- und Netznutzungsregeln“, Stand: 1. Januar 2004, Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin 2004.
- [19] „Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“, Stand: 1. April 2006, E.ON Netz GmbH, Bayreuth 2006.
- [20] „Condiciones Técnicas Aplicables a la Generación de Régimen Especial No Gestionable“, Edition 4, 15. Juli 2003, Red Eléctrica de España, Juli 2003.
- [21] “RESOLUCIÓN de 4 de octubre de 2006, de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba el procedimientos de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. BOE núm. 254, S. 37017, 24. Oktober 2006.

- [22] „The Grid Code“, Issue 3, Revision 2, 11. Oktober 2004, National Grid Company plc, Oktober 2004.
- [23] „The Grid Code“, Issue 3, Revision 5, 4. Februar 2005, National Grid Company plc, Februar 2005.
- [24] „The Grid Code“, Issue 3, Revision 11, 15. Juli 2005, National Grid Company plc, Juli 2005.
- [25] „The Grid Code“, Issue 3, Revision 26, 1. April 2008, National Grid Company plc, April 2008.
- [26] “Wind Farm Power Station Grid Code Provisions”, WFPS1, National Grid, Juli 2004.
- [27] “EirGrid Grid Code”, Version 3.1, EirGrid, Mai 2008.
- [28] “National Electricity Code”, Version 1.0, Amendment 9.7, National Electricity Code Administrator Ltd., 2005.
- [29] “European Grid Code Requirements for Wind Power Generation”, Positionspapier, EWEA Arbeitsgruppe zu Netzanschlussrichtlinien, Brüssel, Februar 2008.
- [30] „GL Wind-Leitfaden 066. Netzanschlusseigenschaften von Windenergieanlagen nach Netzanschlussregeln (NAR)“. Durchfahren von Spannungseinbrüchen (LVRT), Testverfahren“. Revision 5, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, 06. Juni 2005.
- [31] “Procedure for Verification Validation and Certification of the Requirements of the PO 12.3 on the Response of Wind Farms in the Event of Voltage Dips”. Asociación Empresarial Eólica, Februar 2007.

Anhang

Anhang A Liste der Sachverständigen

Prof. Dr.-Ing. István Erlich

Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze (EAN)

Universität Duisburg-Essen

⇒ Experte für den sicheren Betrieb elektrischer Übertragungsnetze

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik

Leibniz Universität Hannover

⇒ Experte für Oberschwingungsbelastung und Netzurückwirkungen (Power Quality)

Prof. Dr.-Ing. Berthold Schlecht

Institut für Maschinenelemente und Maschinenkonstruktion

Technische Universität Dresden

⇒ Experte für mechanische Eigenschaften von Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Jan Hanno Carstens

SOLON AG für Solartechnik, ehemals Converteam GmbH, Renewable Energy

⇒ Experte für elektrische Eigenschaften von Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Markus Pöller

DIgSILENT GmbH

⇒ Experte für die Modellierung und den sicheren Betrieb elektrischer Verteilungsnetze

Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck

Zertifizierungsstelle der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.

⇒ Experte für Zertifizierung elektrischer Eigenschaften von Windenergieanlagen

Anhang B Mitglieder des Projektbeirats

Branchen- / Interessenvereinigungen

- Heike Kerber, BDEW
- Thomas Kumm, BDEW
- Ralf Bischof, BWE
- Johannes Schiel, VDMA

Übertragungsnetzbetreiber

- Udo Bachmann, VE-T
- Roland Becker, RWE Transportnetz Strom GmbH

Verteilungsnetzbetreiber

- Wolfgang Bartels, RWE Westfalen-Weser-Ems
- Salzmann, E.on edis
- Kurt Heidenreich, Vattenfall Hamburg
- Holger Kühn, E.ON Netz GmbH

Windenergieanlagen-Hersteller

- Heiko Roß, Bard Engineering
- Stephan Wachtel, Enercon
- Dieter Lahr, Fuhrländer
- Stefan Hartge, GE Wind
- Detlef Schulz, i. V. für Multibrid
- Volker Schulz, Nordex
- Uwe Bellgardt, Nordex
- Friedrich Koch, REpower
- Steffen Wulff, Siemens Wind Power

Zertifizierungsstellen / Messinstitute

- Tobias Gehlhaar, Germanischer Lloyd Industrial Services
- Fritz Santjer, Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI)
- Matthias Hickisch, WIND-consult GmbH
- Jochen Moeller, WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

Anhang C Eckpunktepapier der Sachverständigen vom 10. April 2008

Siehe Anlage (4 Seiten).

Anhang D Vorschlag einer Technischen Ver- ordnung

Siehe Anlage (32 Seiten).

Anhang E Anmerkungen zur Ermittlung des Mitsystems von Spannungen, Strömen und Leistungen für nichtstationäre Betriebszustände

Siehe Anlage (3 Seiten).

Anhang F Herausgehobene Präzisierungen im TransmissionCode 2007

Präzisierungen werden gestrichelt unterstrichen herausgehoben; wesentliche Streichungen werden ~~durchgestrichen~~ dargestellt.

Kapitel 1 und 2 gelten unverändert.

Der Wortlaut von Kapitel 3 wird wie folgt präzisiert:

Abschnitte 3.1 bis 3.3.5 gelten unverändert.

3.3.6 Wirkleistungsabgabe

(1) Für die von der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage geforderte Abgabeleistung an das Netz gemäß der Bilder 3.1 und 3.2 darf nur nach Vereinbarung mit dem ÜNB abgewichen werden.

(2) Jede ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage muss mit reduzierter Leistungsabgabe betrieben werden können. Die Höhe der Mindestleistung wird bilateral zwischen dem Betreiber der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage und dem ÜNB vereinbart.

(3) Es müssen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von mindestens 1 %/min bezogen auf die Nennleistung über den gesamten Bereich zwischen Mindestleistung und Dauerleistung möglich sein. Kraftwerksspezifische Eigenheiten (z.B. zur Berücksichtigung von Mühlenschalt- oder Beharrungspunkten) werden berücksichtigt. Im Falle der Erbringung von Vorleistungen können diese Anforderungen gemäß Präqualifikation hiervon abweichen.

(4) Die ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage darf bei Frequenzverläufen oberhalb der in Bild 3.2 stark ausgezeichneten Linie ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern, auch wenn sie mit Nennleistung betrieben wird. Es wird davon ausgegangen, dass die vorgegebene Wirkleistung die *Verfügbare Wirkleistung* P_{vb} niemals überschreitet. Es wird darauf hingewiesen, dass im anschließenden stationären Zustand wieder Bild 3.1 gilt.

Die Beschriftung in Bild 3.2 "oberhalb der Kurve Anforderungen $P = P_n$ " wird geändert in "oberhalb der Kurve Anforderungen $P = P_{vb}$ ".

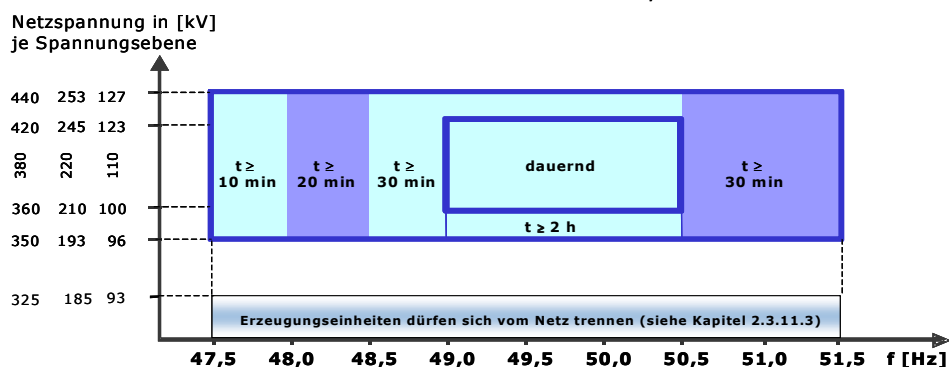
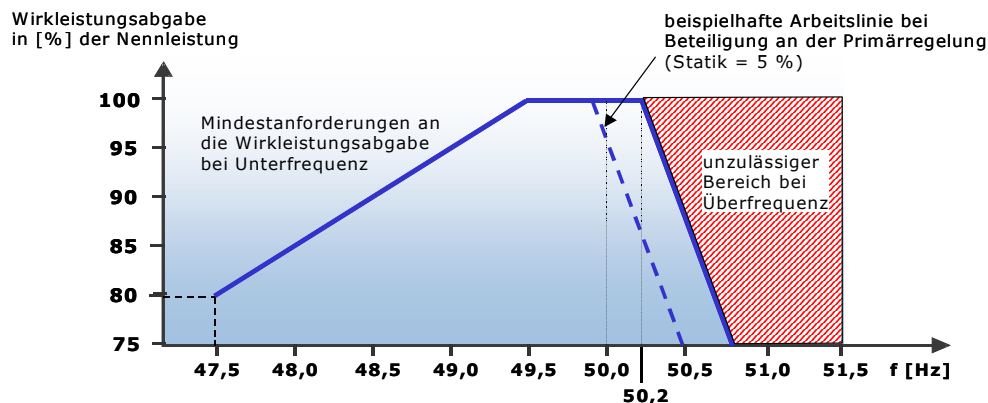


Bild 3.1: Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheit *Windenergie-Erzeugungsanlage* an das Netz für bestimmte Zeitdauern in Abhängigkeit von Netzfrequenz und Netzspannung (quasistationäre Betrachtung, d. h. Frequenzgradient $\leq 0,5$ %/min; Spannungsgradient 5 %/min)

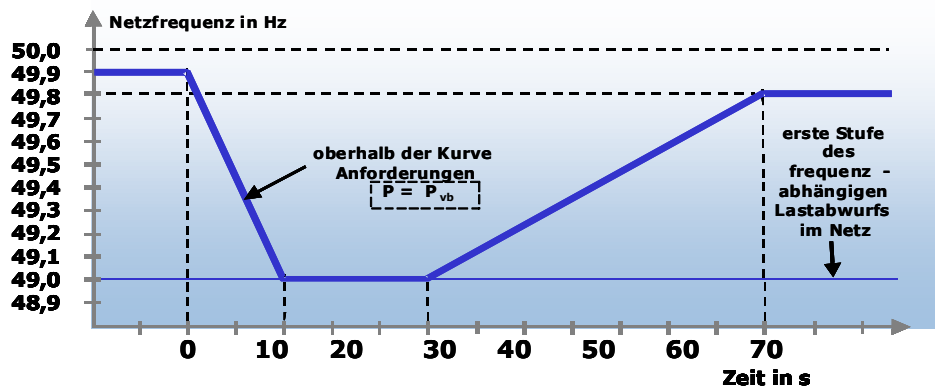


Bild 3.2: Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheit *Windenergie-Erzeugungsanlage* an das Netz im dynamischen Kurzzeitbereich (P_N ersetzt durch P_{vb})

Abschnitt 3.3.7 gilt unverändert. Es wird darauf hingewiesen, dass nach Abschnitt 3.3.13.6 *Windenergie-Erzeugungsanlagen* von der Primärregelfähigkeit befreit werden können, auch wenn ihre *Installierte Wirkleistung* P_{inst} 100 MW überschreitet.

Die Sicherstellung der Anschlussvoraussetzungen durch den Anlagenbetreiber nach § 6 Absatz 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 30 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz sind daher nicht an die Anforderung Primärregelfähigkeit gekoppelt. Für Windenergie-Erzeugungsanlagen gilt lediglich Abschnitt 3.3.13.3.

3.3.8 Blindleistungsbereitstellung

(1) Die Blindleistung bezieht sich auf die Mitsystemkomponente der Strom-/Spannungs-Grundschiwingung gemäß DIN/VDE 0102.

(2) Die Anforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung entspricht einer langsamen Blindleistungsregelung im Minutenbereich.

3.3.8.1 Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung

(1) Jede anzuschließende neue ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage muss im Nennbetriebspunkt ($P_{mom} = P_{bb\ inst}$) die Anforderungen gemäß einer Variante in Bild 3.3 am Netzanschlusspunkt erfüllen.

(2) Die Auswahl einer der in den Bildern 3.3a bis 3.3c möglichen Variante trifft der ÜNB auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss ~~wiederholt~~ innerhalb ~~weniger~~ von maximal 10 Minuten vollständig durchfahren werden können und ist im Betriebspunkt ~~$P_{mom} = P_{bb\ inst}$~~ zu erbringen. Änderungen der Blindleistungsvorgaben innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein.

(3) Der Netzbetreiber muss sich zum Zeitpunkt des Netzanschlusses der Windenergie-Erzeugungsanlage auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen auf eine der drei Varianten nach den Bildern 3.3a bis 3.3c festlegen. Falls durch den Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt eine andere als die vereinbarte Variante gefordert wird, bleibt der Anspruch auf Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus davon unbeeinflusst.

(4) Die folgende Anforderung ist keine Mindestanforderung und stellt damit keine Voraussetzung für den Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus dar: Im Bedarfsfall müssen in Abstimmung mit dem Betreiber der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage zusätzliche Einrichtungen in der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage vorgesehen werden, um eine Spannungs-/ Blindleistungsregelung im Gebiet des jeweiligen Netzbetreibers durchführen zu können.

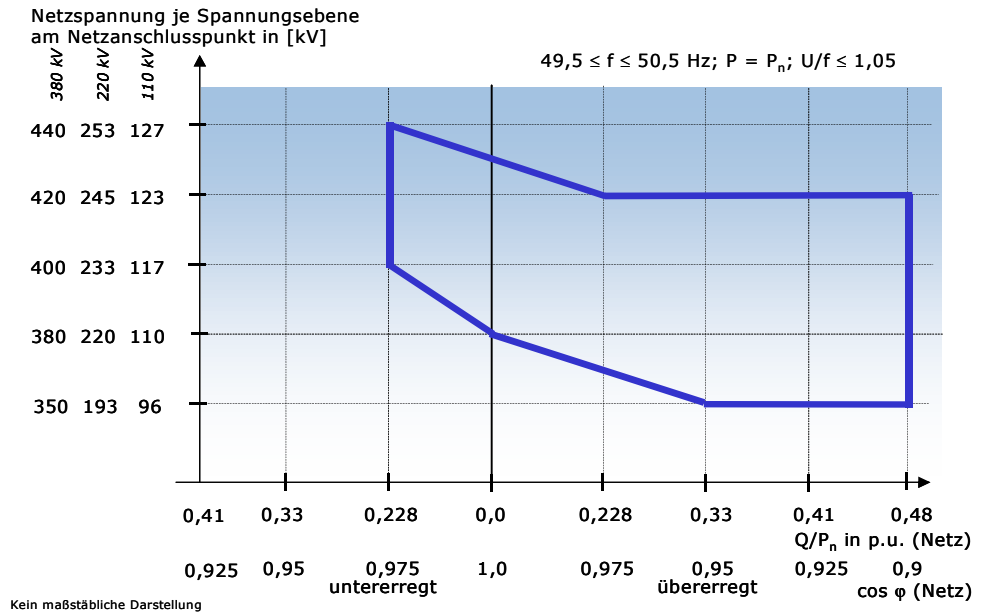


Bild 3.3a: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten Windenergie-Erzeugungsanlagen für das Netz (Variante 1)

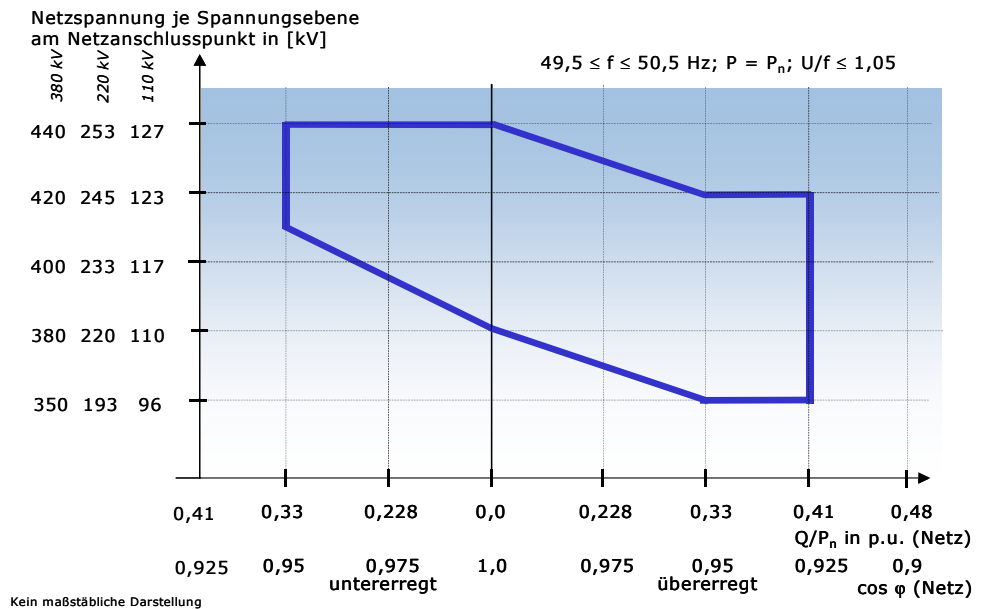


Bild 3.3b: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten Windenergie-Erzeugungsanlagen für das Netz (Variante 2)

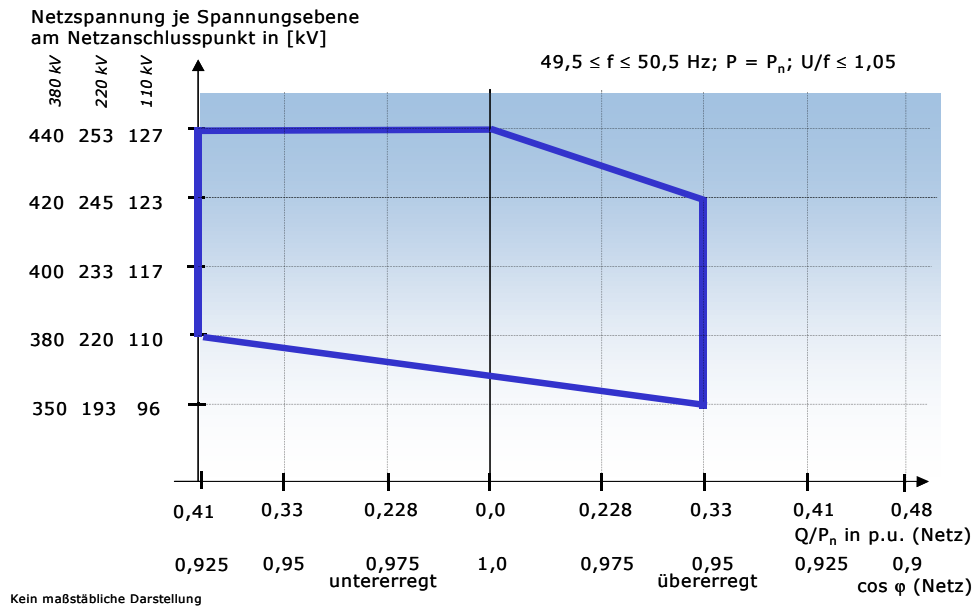


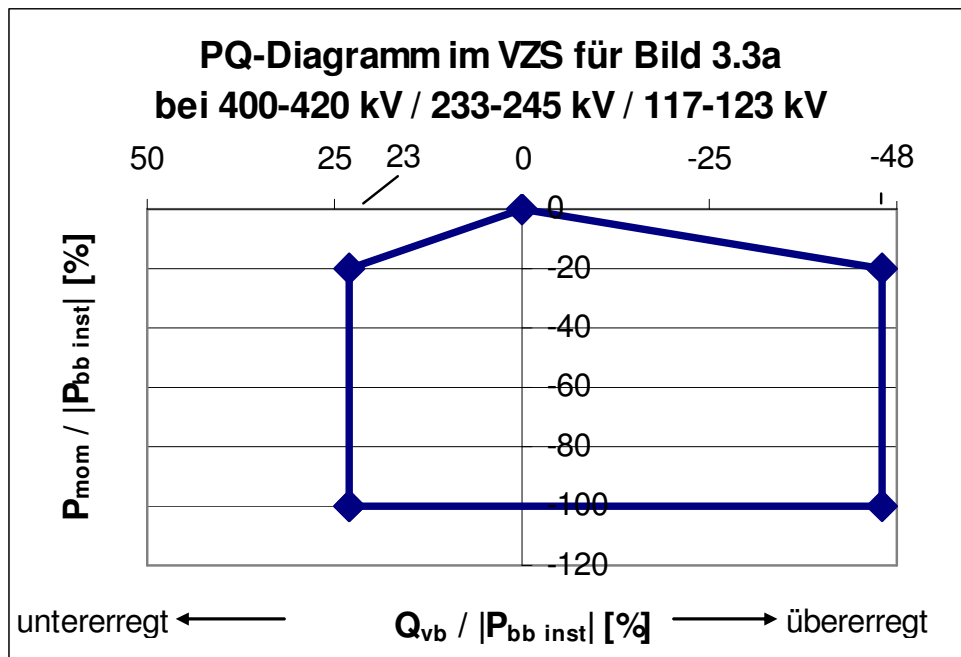
Bild 3.3c: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten Windenergie-Erzeugungsanlagen für das Netz (Variante 3)

3.3.8.2 Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb

(1) Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Nennausleistungspunkt Nennbetriebspunkt der Erzeugungseinheit Windenergie-Erzeugungsanlage ($P_{mom} = P_{bb\ inst}$) bestehen auch Anforderungen für den Betrieb mit einer Momentanen Wirkleistungsabgabe P_{mom} kleiner der Nennwirkleistung Betriebsbereiten installierten Wirkleistung $P_{bb\ inst}$ ($P_{yb} < P_{bb\ inst}$).

(2) Dabei muss ~~der Generator der Erzeugungseinheit die Windenergie-Erzeugungsanlage~~ in jedem möglichen Arbeitspunkt gemäß Leistungsdiagramm betrieben werden können. ~~Die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt entspricht auch bei reduzierter Wirkleistungsabgabe unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsleistung und der Verluste an Maschinentransformator und Maschinenleitung dem vollen Umfang des Generator Leistungsdiagramms.~~ Bilder 3.3d bis 3.3f zeigen die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb ($0\% < P_{mom}/P_{bb\ inst} \leq 100\%$) mit den Bildern 3.3a bis 3.3c zugeordneten PQ-Diagrammen am Netzanschlusspunkt. Im oberen Teil der Bilder sind jeweils der größte abzudeckende Blindleistungsbereich und das zugehörige Spannungsband angegeben. Die Abszisse gibt die zur Verfügung zu stellende Blindleistung Q_{yb} bezogen auf den Betrag der betriebsbereiten installierten Wirkleistung $P_{bb\ inst}$ in Prozent an. Die Ordinate gibt die Momentane Wirkleistung P_{mom} (im Verbrauchersystem negativ) bezogen auf den Betrag der betriebsbereiten installierten Wirkleistung $P_{bb\ inst}$ in Prozent an. Die Diagramme im unteren Teil der Bilder stellen zur Veranschaulichung die von Bildern 3.3a bis 3.3c festgelegte Spannungsabhängigkeit des zur Verfügung zu stellenden Blindleistungsbereichs dar.

(3) ~~Jede sich daraus ergebende Blindleistungsbereitstellung muss unverzüglich von der Erzeugungseinheit erbracht werden können. Jeder Punkt innerhalb der umrandeten Bereiche in den Bildern 3.3d, 3.3e oder 3.3f muss innerhalb von 10 Minuten angefahren werden können.~~ Die Anforderung dazu kann sich je nach der Situation im Netz ergeben und eine vorrangige Bereitstellung von Blindleistung vor der Wirkleistungsabgabe bedeuten. Die Fahrweise wird zwischen dem Betreiber der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage und dem ÜNB abgestimmt.



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:

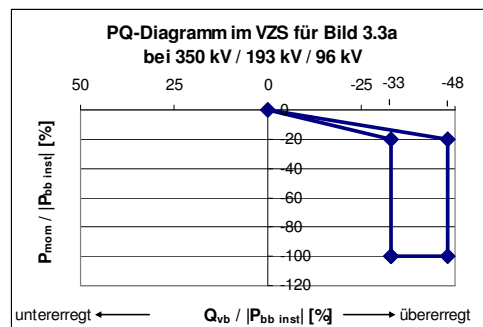
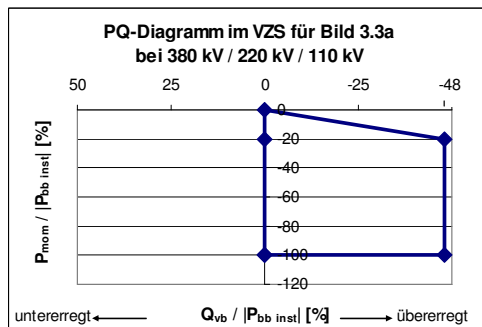
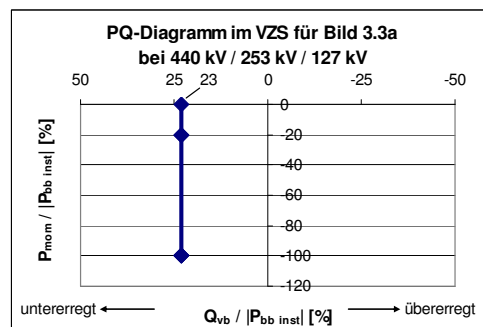
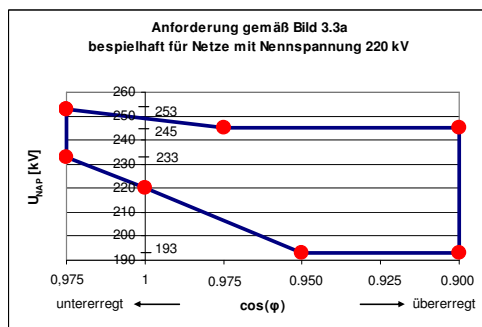
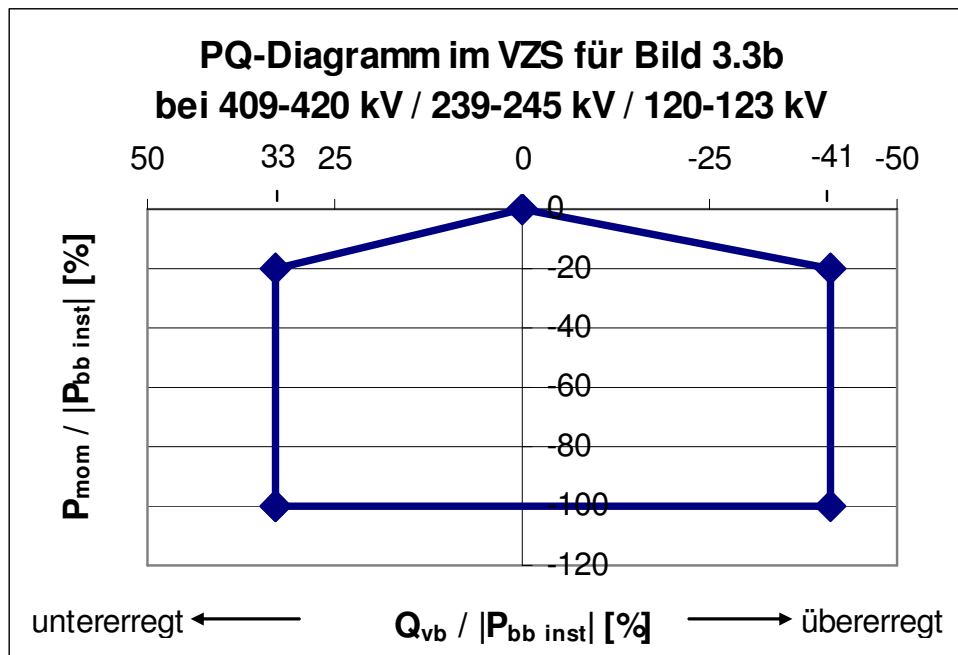


Bild 3.3d: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im VZS für Bild 3.3a (Variante 1) und Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit.

Hinweis: Aufgrund der Darstellung im VZS und der besseren Vergleichbarkeit der Blindleistungsbereiche mit Bild 3.3a des TransmissionCode 2007 werden negative Blindleistungen auf die rechte Achsenhälfte abgebildet!



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:

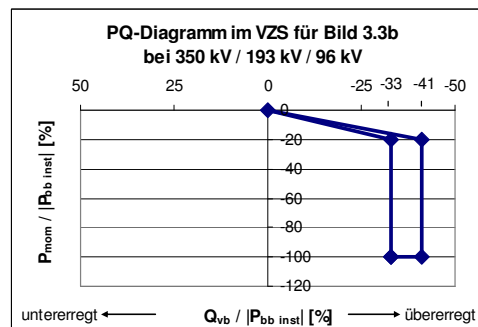
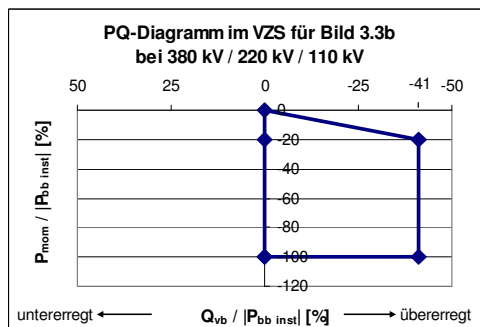
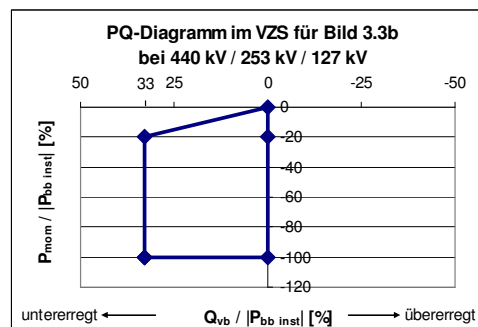
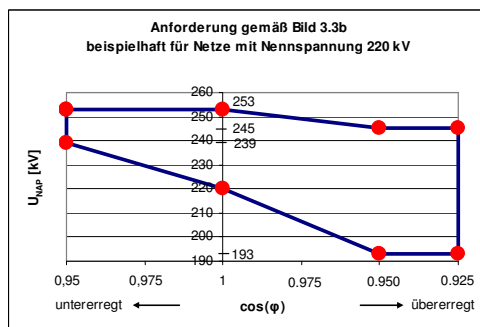
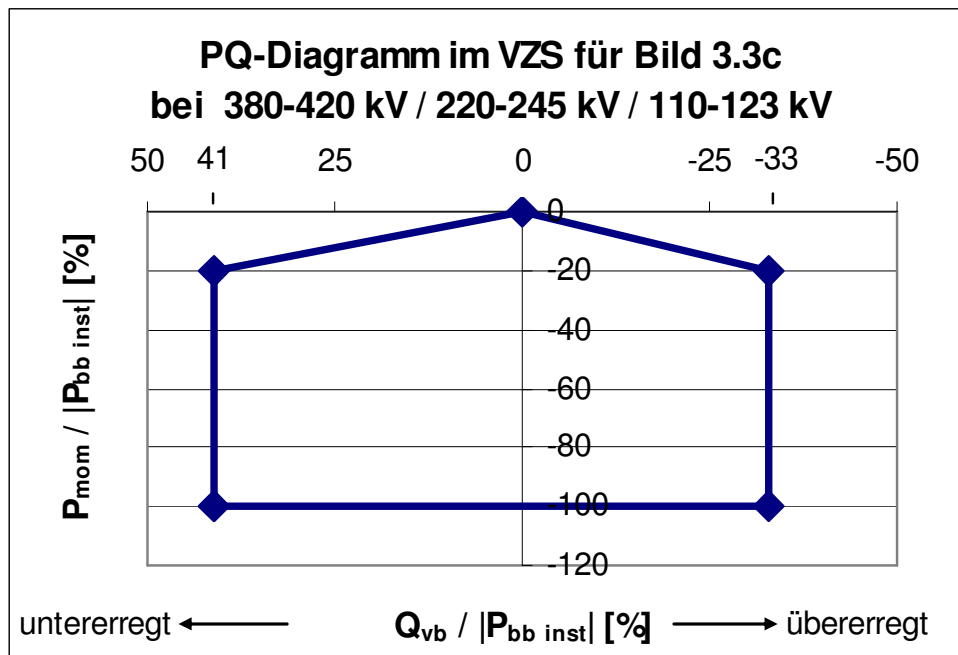


Bild 3.3e: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im VZS für Bild 3.3b (Variante 2) und Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit.

Hinweis: Aufgrund der Darstellung im VZS und der besseren Vergleichbarkeit der Blindleistungsbereiche mit Bild 3.3b des TransmissionCode 2007 werden negative Blindleistungen auf die rechte Achsenhälfte abgebildet!



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:

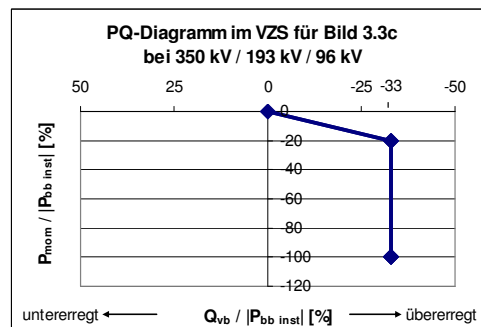
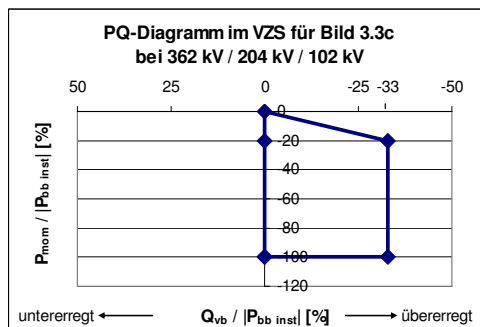
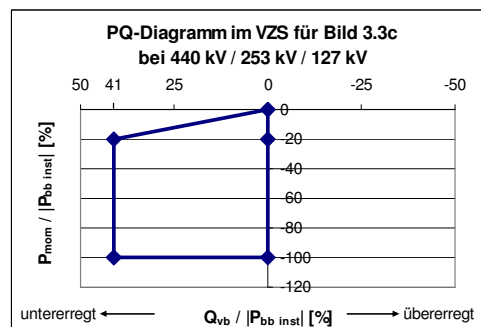
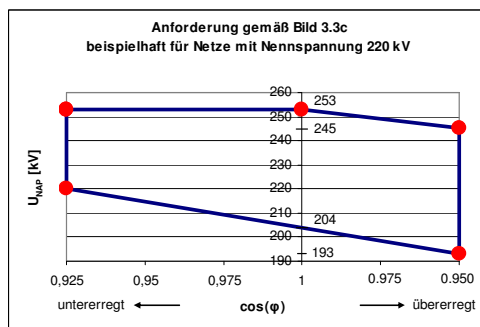


Bild 3.3f: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im VZS für Bild 3.3c (Variante 3) und Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit.

Hinweis: Aufgrund der Darstellung im VZS und der besseren Vergleichbarkeit der Blindleistungsbereiche mit Bild 3.3c des TransmissionCode 2007 werden negative Blindleistungen auf die rechte Achsenhälfte abgebildet!

3.3.9 Auslegung der ~~Maschinentransformatoren~~ Netztransformatoren

(1) Die Auslegung des ~~Maschinentransformators~~ Netztransformators sowie das Überspannungsschutzkonzept sind mit dem ÜNB abzustimmen. Auf Anforderung des ÜNB ist der ~~Maschinentransformator~~ Netztransformator mit einem unter Last stufbaren Schalter auszustatten. Die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung werden in diesem Fall über die Stufung des ~~Maschinentransformators~~ Netztransformators und über die ~~direkt eingreifende Generatorspannungsregelung~~ Statische Blindleistungskompensation oder die Spannungsregelung der Windenergie-Erzeugungseinheiten eingestellt.

Abschnitt 3.3.10 ist auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* nicht anwendbar.

Abschnitt 3.3.11 gilt unverändert.

3.3.12 Verhalten der ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage bei Störungen im Netz

Absatz (1) ist auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* nicht anwendbar.

3.3.12.1 Transiente Stabilität (Kurzschlüsse)

(1) Symmetrische und unsymmetrische (1,2 und 3-polige) Netzkurzschlüsse im Nahbereich der *Windenergie-Erzeugungsanlage* dürfen bei Fehlerklärungszeiten von bis zu 150 ms im gesamten Betriebsbereich ~~des Generators der~~ Windenergie-Erzeugungseinheit nicht zur Instabilität führen, wenn die an der Schnittstelle "Netz – ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage" netzseitig anstehende Anfangskurzschlusswechselstromleistung (S''_{KN}) nach Fehlerklärung größer ist als der 6-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am *Netzanschlusspunkt* dieser ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage galvanisch verbundenen ~~Erzeugungseinheiten~~ Windenergie-Erzeugungsanlagen. Während des Fehlers bestehen keine Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung.

Im Einzelfall ist in Absprache mit dem Netzbetreiber durch spezielle Stabilitätsberechnungen zu untersuchen und zu begründen, unter welchen Bedingungen eine ~~Erzeugungseinheit~~ Windenergie-Erzeugungsanlage bei netzseitig anstehenden geringeren Netzkurzschlussleistung an das Netz angeschlossen werden kann.

Absätze (2) bis (4) gelten unverändert.

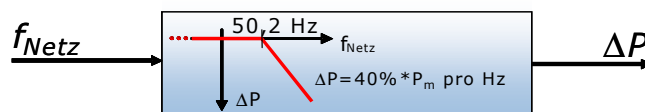
Abschnitt 3.3.12.2 gilt nur für *Windenergie-Erzeugungsanlagen* die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* vom Typ 1 enthalten.

Abschnitte 3.3.13.1 und 3.3.13.2 gelten unverändert.

3.3.13.3 Wirkleistungsabgabe

(1) ~~Erzeugungseinheiten~~ Windenergie-Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen müssen in der Wirkleistungsabgabe nach Vorgabe der ÜNB steuerbar sein, um gemäß EnWG § 13 Abs. 2 einer Gefährdung oder Störung des Systemgleichgewichtes entgegenzuwirken. Dabei muss die Leistungsabgabe bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt auf einen vom Netzbetreiber vorgegebenen maximalen Leistungswert (Sollwert) reduziert werden können. Dieser Sollwert wird durch den Netzbetreiber am Netzanschlussknoten vorgegeben und entspricht einem Prozentwert bezogen auf die Netzanschlusskapazität. Die Reduzierung der Leistungsabgabe auf den signalisierten Wert muss mindestens mit 10 % der Netzanschlusskapazität pro Minute erfolgen, ohne dass die Anlage vom Netz getrennt wird.

(2) ~~Alle EEG Erzeugungseinheiten~~ Windenergie-Erzeugungsanlagen müssen im Betrieb bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz die *Momentane Wirkleistung* P_{mom} mit einem Gradienten von 40% der momentan verfügbaren Wirkleistung des Generators der Windenergie-Erzeugungsanlage je Hertz absenken (Bild 3.4). In der Terminologie dieser Verordnung entspricht der in Bild 3.4 verwendete Begriff „momentane verfügbare Leistung P_m “ der Verfügbaren Wirkleistung P_{vb} .



$$\Delta P = 20 P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{bei } 50,2 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} < 51,5 \text{ Hz}$$

P_m Momentane verfügbare Leistung

ΔP Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Im Bereich $47,5 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$ keine Einschränkung

Bei $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$ und $f_{\text{Netz}} \geq 51,5 \text{ Hz}$ Trennung vom Netz

Bild 3.4: Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz bei Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen Windenergie-Erzeugungsanlagen. (P_m entspricht hier P_{vb})

(3) Bei Rückkehr der Frequenz auf einen Wert von $f \leq 50,05 \text{ Hz}$ darf die Wirkleistung wieder gesteigert werden, solange die aktuelle Frequenz 50,2 Hz nicht überschreitet. ~~Diese Regelung wird dezentral (an jedem einzelnen Generator) ausgeführt.~~ Der Unempfindlichkeitsbereich muss kleiner 10 mHz sein.

(4) Die Regelung nach Bild 3.4 und die Regelung zur Wiederkehr von Wirkleistung nach Rückkehr der Frequenz auf einen Wert $f \leq 50,05$ Hz kann im ungestörten Betrieb wahlweise dezentral oder zentral ausgeführt werden. Für den Fall von Störungen innerhalb der übergeordneten Regelung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* sind geeignete Maßnahmen zur Wirkleistungsreduktion von *Windenergie-Erzeugungseinheiten* bei Überfrequenz dezentral vorzuhalten.

~~(4) Für Windenergieanlagen, die sich bei Überfrequenz vom Netz getrennt haben, wird zurzeit ein Konzept für das Wiederchronisieren mit dem Netz erarbeitet.~~

(5) Auf Anforderung des Netzbetreibers (z. B. per Funkrundsteuerung o. ä.) ist die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln ans Netz zu blockieren.

3.3.13.4 Blindleistungsabgabe

(1) ~~Alle Erzeugungseinheiten, die regenerative Energiequellen nutzen, *Windenergie-Erzeugungsanlagen* müssen sich beim Blindleistungsaustausch so verhalten, wie es in Kapitel 3.3.8 beschrieben ist. Dabei müssen die in dieser Verordnung unter Abschnitt 3.3.8 ergänzten Präzisierungen berücksichtigt werden.~~

(2) Die Blindleistungsabgabe muss ~~nach wenigen~~ innerhalb von 10 Minuten dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwert entsprechen.

(3) Der Arbeitspunkt für den stationären Blindleistungsaustausch wird je nach Erfordernis des Netzes festgelegt. Die Festlegung bezieht sich auf eine der drei folgenden Möglichkeiten:

- Leistungsfaktor ($\cos \varphi$)
- Blindleistungswert (Q in Mvar)
- Spannungswert (U in kV) ggf. mit Toleranzband.

(4) Die Vorgabe kann erfolgen durch:

- Vereinbarung eines Wertes oder ggf. eines Fahrplans
- Eine Kennlinie in Abhängigkeit des Arbeitspunktes der *Windenergie-Erzeugungsanlage*
- Online-Sollwertvorgabe.

(5) Für den Fall der Online-Sollwertvorgabe sind die jeweils neuen Vorgaben für den Arbeitspunkt des Blindleistungsaustausches spätestens nach ~~einer Minute~~ 10 Minuten am *Netzanschlusspunkt* zu realisieren.

3.3.13.5 Verhalten bei Netzstörungen

Hinweise

(i) Die Blindleistung bezieht sich auf die Mitsystemkomponente der Strom-/Spannungs-Grundschiwingung gemäß DIN/VDE 0102. Das Mitsystem wird

dabei in Analogie zum stationären Zustand als ein über eine Grundschwingungsperiode gefilterter $\alpha\beta$ -Raumzeiger verstanden.

(ii) Die Mindestanforderung entspricht der Erfüllung der nach Abs. (2), (7), (8), (11) und (17) festgelegten Anforderungen an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators.

(iii) Eine Erfüllung dieser Anforderungen unter Verwendung eines anderen Bezugspunkts (z. B. der Oberspannungsseite des Maschinentransformators) bei nachgewiesen gleichem Betriebsverhalten am Netzanschlusspunkt ist zulässig.

(1) Der Betreiber der Windenergie-Erzeugungsanlage hat selbst Vorsorge zu treffen, dass Automatische Wiedereinschaltungen (AWE) im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an seinen Windenergie-Erzeugungsanlagen führen.

(2) Der Betreiber einer ~~Erzeugungseinheit mit regenerativen Energiequellen~~ Windenergie-Erzeugungsanlage hat dafür zu sorgen, dass ein möglicher Inselbetrieb der Anlage sicher erkannt und beherrscht wird, wenn die zulässigen genannten Grenzen für Spannung und Frequenz nicht über- oder unterschritten werden.

Neben den Systemfunktionen, wie Unter- und Überspannung oder Unter- und Überfrequenz, die in den meisten Fällen bereits in der Lage sind, eine Inselbildung zu erkennen, wird gefordert, dass von den Aus-Hilfskontakten der Leistungsschalter auf der Ober- oder Unterspannungsseite des Netztransformators ein Abfahr- und Ausschaltbefehl auf alle einzelnen Generatoren der Anlage gegeben wird, so dass spätestens nach 3 Sekunden der Inselbetrieb beendet ist. Auch andere InselbetrieBERkennungen sind erlaubt, wenn diese keine Überfunktionalität bei Systemfehlern aufweisen.

(3) Eine Windenergie-Erzeugungseinheit vom Typ 1 liegt vor, wenn ein Synchrongenerator direkt mit dem Netz der Windenergie-Erzeugungsanlage gekoppelt ist. Eine Windenergie-Erzeugungseinheit vom Typ 2 liegt vor, wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist.

(4) Für die Windenergie-Erzeugungsanlagen die Windenergie-Erzeugungseinheiten vom Typ 1 enthalten gelten grundsätzlich die Anforderungen aus den vorangehenden Abschnitten des Kapitels 3. Nachfolgend werden die Anforderungen an Windenergie-Erzeugungsanlagen die Windenergie-Erzeugungseinheiten vom Typ 2 enthalten dargelegt.

(5) Bei Fehlern im Netz, die außerhalb des Schutzbereiches der Windenergie-Erzeugungsanlage liegen, darf keine Trennung vom Netz erfolgen. Während der Fehlerdauer ist ein Kurzschlussstrom in das Netz einzuspeisen. Auf Grund der eingesetzten ~~Anlagentechnik~~ Windenergie-Erzeugungseinheiten, z.B. Asynchrongeneratoren oder Frequenzumrichter ist im Einzelfall der Kurzschlussstrombeitrag mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren.

(6) Bei Absinken und Verbleib der Spannung am *Netzanschlusspunkt* auf und unter einen Wert von 85 % der Bezugsspannung (380/220/110 kV, z.B. 110 kV x 0,85 = 93,5 kV) und gleichzeitigem Blindleistungsbezug am *Netzanschlusspunkt* (untererregter Betrieb) muss die *Windenergie-Erzeugungsanlage* mit einer Zeitverzögerung von 0,5 Sekunden vom Netz getrennt werden. Der Spannungswert bezieht sich auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen. Die Trennung hat am Generatorleistungsschalter zu erfolgen. Diese Funktion erfüllt die Überwachung der Spannungsstützung.

(7) Bei Absinken und Verbleib der Spannung auf der Unterspannungsseite jedes einzelnen Maschinentransformators auf und unter einen Wert von 80 % des unteren Wertes des Spannungsbandes (z. B. 690 V x 0,95 x 0,8 = 525 V) muss sich je ein Viertel der ~~Generatoren~~ *Windenergie-Erzeugungseinheiten* nach 1,5 s, nach 1,8 s, nach 2,1 s und nach 2,4 s vom Netz trennen. Der Spannungswert bezieht sich auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen. Die Zeitstaffelung kann im Einzelfall anders vereinbart werden.

(8) a) Bei Anstieg und Verbleib der Spannung auf der Unterspannungsseite jedes einzelnen Maschinentransformators auf und über einen Wert von 120 % des oberen Wertes des Spannungsbandes (z. B. 690 V x 1,05 x 1,2 = 870 V) muss sich ~~der betroffene Generator~~ die betroffene Windenergie-Erzeugungseinheit mit einer Zeitverzögerung von 100 ms vom Netz trennen. Der Spannungswert bezieht sich auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

b) Es wird auf die Bildunterschrift zu Bild 3.1 im TransmissionCode 2007 verwiesen, nach der Spannungsgradienten von kleiner/gleich 5 %/min innerhalb der im Bild 3.1 angegebenen Spannungsbänder zulässig sind und nicht zur Trennung der Windenergie-Erzeugungsanlagen führen dürfen.

(9) Das Rückfallverhältnis der Messeinrichtungen für die Unter- bzw. Überspannungssystemautomatik muss $\leq 1,02$ bzw. $\geq 0,98$ betragen.

(10) Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz auf Grund der Frequenzabweichung gegenüber 50 Hz nicht zulässig. Bei Unterschreiten von 47,5 Hz muss unverzögert bzw. bei Überschreiten von 51,5 Hz darf eine automatische Trennung vom Netz erfolgen.

(11) Es wird empfohlen, die Funktionen Über- und Unterfrequenz, Über- und Unterspannung an den Generatoren in je einem Gerät auszuführen. Im Allgemeinen sind diese Funktionen einschließlich der Unterspannungsfunktion am *Netzanschlusspunkt* als Systemautomatik zu bezeichnen.

(12) Nach Trennung einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* vom Netz auf Grund von Überfrequenz, Unterfrequenz, Unterspannung, Überspannung oder nach Beendigung eines Inselbetriebes ist das automatische Synchronisieren der einzelnen ~~Generatoren~~ *Windenergie-Erzeugungseinheiten* mit dem Netz nur bei einer Spannung am *Netzanschlusspunkt* erlaubt, die im 110-kV-Netz größer als 105 kV, im 220-kV-Netz größer als 210 kV, und im 380-kV-Netz größer als 370 kV ist. Der Spannungswert bezieht sich auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

Der Anstieg der an das Netz des jeweiligen Netzbetreibers abgegebenen Wirkleistung darf nach dieser Abschaltung einen Gradienten von maximal 10 % der Netzanschlusskapazität pro Minute nicht überschreiten.

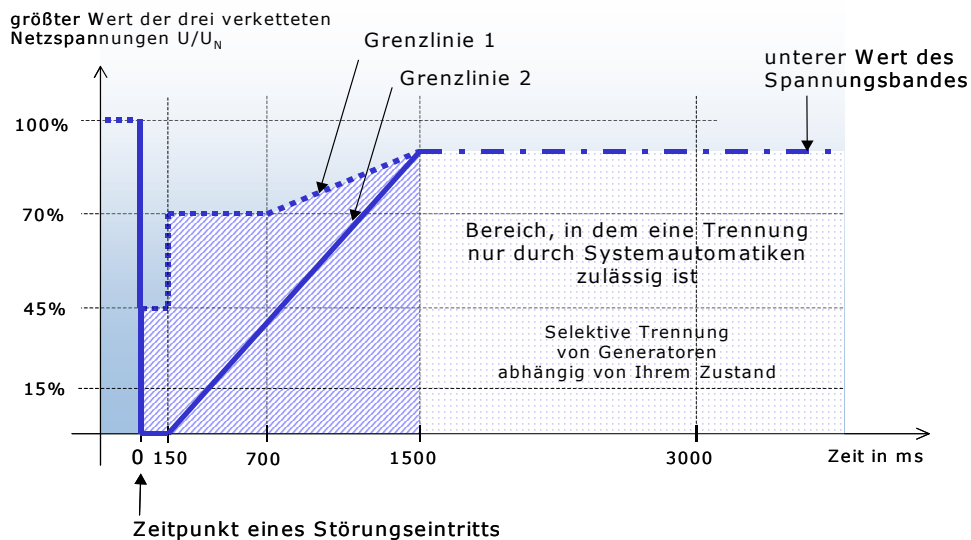


Bild 3.5: Grenzkurven für den Spannungsverlauf am Netzanschluss für eine Erzeugungsanlage mit regenerativen Energiequellen Windenergie-Erzeugungsanlage mit Windenergie-Erzeugungseinheiten vom Typ 2 bei einem Fehler im Netz

(13) Einpolige, zweipolige und dreipolige (mit und ohne Erdberührung) Kurzschlüsse oder störungsbedingte symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche dürfen oberhalb der Grenzlinie 1 in Bild 3.5 nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Windenergie-Erzeugungsanlage vom Netz führen. Der Spannungswert bezieht sich, wie in Bild 3.5 dargestellt, auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

(14) Innerhalb des schraffierten Bereiches und oberhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 gilt:

- Alle Windenergie-Erzeugungsanlagen sollen den Fehler, ohne sich vom Netz zu trennen, durchfahren. Kann eine Windenergie-Erzeugungsanlage, bedingt durch das Netzanschlusskonzept (Anlagenkonzept einschließlich Generatoren), diese Anforderung nicht erfüllen, ist das Verschieben der Grenzlinie in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber bei gleichzeitiger Verringerung der Resynchronisationszeit und Sicherung einer Mindestblindstromeinspeisung während des Fehlers erlaubt. Die Blindstromeinspeisung und Resynchronisation muss so erfolgen, dass die Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt die jeweiligen Anforderungen des Netzes in geeigneter Form erfüllt.

- Sollte beim Durchfahren des Fehlers ~~der einzelne Generator die einzelne~~ Windenergie-Erzeugungseinheit instabil werden oder der Generatorschutz ansprechen, ist in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber eine kurzzeitige Trennung der Windenergie-Erzeugungsanlage (KTE) vom Netz erlaubt. Ab Beginn einer KTE muss die Resynchronisation der Windenergie-Erzeugungsanlage nach spätestens 2 Sekunden stattfinden. Die Wirkleistungseinspeisung muss mit einem Gradienten von mindestens 10 % der Generatormennleistung pro Sekunde auf den ursprünglichen Wert gesteigert werden.

(15) Unterhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 ist eine KTE vom Netz immer erlaubt. Dabei sind in Ausnahmefällen in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber auch Resynchronisationszeiten größer als 2 Sekunden und eine Wirkleistungssteigerung nach Fehlerklärung von kleiner als 10 % der Nennleistung pro Sekunde möglich.

(16) Für alle Windenergie-Erzeugungsanlagen, die sich während des Fehlers nicht vom Netz trennen, muss die Wirkleistungsabgabe sofort nach Fehlerklärung fortgesetzt und mit einem Gradienten von mindestens 20 % der Nennleistung pro Sekunde auf den ursprünglichen Wert gesteigert werden.

Absatz (17) wird wie folgt neu gefasst:

~~(17) Die Erzeugungsanlagen müssen die Netzspannung während eines Spannungseinbruchs mit zusätzlichem Blindstrom stützen. Dazu ist bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10 % des Effektivwertes der Generatorspannung eine Spannungsregelung gemäß Bild 3.6 zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstromes an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators mit einem Beitrag von mindestens 2 % des Nennstromes je Prozent des Spannungseinbruchs sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom ins Netz zu speisen (Anregelzeit). Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein.~~

a) Grundsätzliches Verhalten:

- Bei Auftreten einer Signifikanten Spannungsabweichung müssen die Windenergie-Erzeugungseinheiten die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des Blindstroms stützen.
- Die Blindstromabweichung (ΔI_B) der Windenergie-Erzeugungseinheit muss dabei proportional zur Relevanten Spannungsabweichung ΔU_r ($\Delta I_B / I_{BN} \equiv K * \Delta U_r / U_N$) erfolgen und im in Bild 3.6 gezeigten Band (definiert durch $2 \leq K \leq 5$) liegen. Die stationäre Blindstrom-Spannungscharakteristik der Windenergie-Erzeugungseinheit (linearer Bereich, gesättigter/begrenzter Bereich) ist vom Hersteller anzugeben.

- iii. Eine Schwankungsbreite der Konstanten K von bis zu 20 % ist im linearen Bereich erlaubt.
 - iv. Der Betrag des Gesamten Blindstroms darf auf den Nennstrom der Anlage begrenzt werden.
 - v. An den Verlauf des Wirkstroms (und der Wirkleistung) bestehen während signifikanter Spannungsänderungen keine Anforderungen.
 - vi. Während einer konzeptgemäßen KTE gemäß Bild 3.5 des Transmission Codes (unterhalb von Grenzlinie 2 oder im Einverständnis mit dem Netzbetreiber im schraffierten Bereich zwischen Grenzkurve 1 und Grenzkurve 2) ist von der Windenergie-Erzeugungseinheit, soweit möglich, eine Mindesteinspeisung eines Blindstroms sicherzustellen. Bei Spannungen unterhalb von 15 % der Nennspannung an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators der Windenergie-Erzeugungseinheit besteht diese Anforderung nicht mehr.
- b) Zeitverlauf:
- i. Das dynamische Verhalten der Blindstromstützung wird durch die Sprungantwort des Blindstroms charakterisiert, wie sie näherungsweise z. B. in Folge von Netzkurzschlüssen auftreten kann.
 - ii. Im Fall einer Signifikanten Spannungsänderung muss die Sprungantwort des Blindstroms folgende Anforderungen erfüllen:
 - a. Anschwingzeit: 30ms
 - b. Einschwingzeit: 60ms
 - iii. Während des Spannungserholungsvorgangs, darf der Verlauf des Blindstroms keine Sprünge, die die Netzqualität in negativer Weise beeinflussen können. Dies gilt insbesondere auch für den Übergang zwischen signifikanter Spannungsänderung und normalem Betriebsbereich der Spannung.
- c) Erläuterungen
- i. Die Anforderungen an die Spannungsstützung im Fall signifikanter Spannungsänderungen sind „beobachtend“ zu verstehen, nicht als Anleitung zum Design eines Reglers. Wesentlich ist dabei, dass messtechnisch nachgewiesen werden kann, dass die Regelung so ausgelegt wird, dass:
 - a. Die Blindstromabweichung proportional zum Relevanten Spannungseinbruch ist wird (und nicht etwa zwischen zwei oder mehreren diskreten Werten umgeschaltet wird).
 - b. im Verlauf des Blindstroms dürfen keine Sprünge auftreten, die zu negativen Netzurückwirkungen führen könnten. Dies gilt insbesondere beim Übergang zwischen „normalem Betrieb“ und „Betrieb bei signifikanten Spannungsänderungen“.

- c. Wie auch im TC2007 gilt die Empfehlung, die Regelung als kontinuierliche Spannungsregelung mit einer Blindstrom-Spannungsstatik ohne Totband auszulegen, bei welcher eine etwaige Blindleistungs- oder Leistungsfaktorregelung als langsame Regelung durch Vorgabe eines Spannungssollwerts ausgeführt wird.
- iv. Die gestellten Anforderungen berücksichtigen ausschließlich das Mitsystem der Spannungsänderungen und des Blindstroms und sind (wie alle Anforderungen) als Mindestanforderungen zu verstehen. Somit sind Verfahren, die zusätzlich Gegensystem und Nullsystem berücksichtigen erlaubt, solange die an das Mitsystem gestellten Anforderungen erfüllt werden.
- d) Eine Spannungsregelung durch die Bereitstellung eines Blindstroms mithilfe einer übergreifenden Einrichtung ist bei nachgewiesen gleichem Betriebsverhalten am Netzanschlusspunkt zulässig. „Maschinentransformator“ kann in diesem Fall die Unterspannungsseite des FACTS-Geräts bezeichnen.

Absatz (18) entfällt:

~~(18) — Nach Rückkehr der Spannung in den Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäß der vorgegebenen Charakteristik mindestens über weitere 500 ms aufrechterhalten werden.~~

(19) Insbesondere im Höchstspannungsnetz kann auch eine kontinuierliche Spannungsregelung ohne Totband gefordert werden. Die Sicherstellung der Anschlussvoraussetzungen durch den Anlagenbetreiber nach § 6 Absatz 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 30 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz bleiben von dieser Zusatzanforderung unbeeinflusst.

(20) Bei zu großen Entfernungen von den ~~Generatoren~~ Windenergie-Erzeugungseinheiten der Windenergie-Erzeugungsanlage zum Netzanschlusspunkt, die zu einer Unwirksamkeit der Spannungsregelung führen, wird vom Netzbetreiber die Messung des Spannungseinbruchs am Netzanschlusspunkt und die Spannungsregelung dort abhängig von diesem Messwert gefordert.

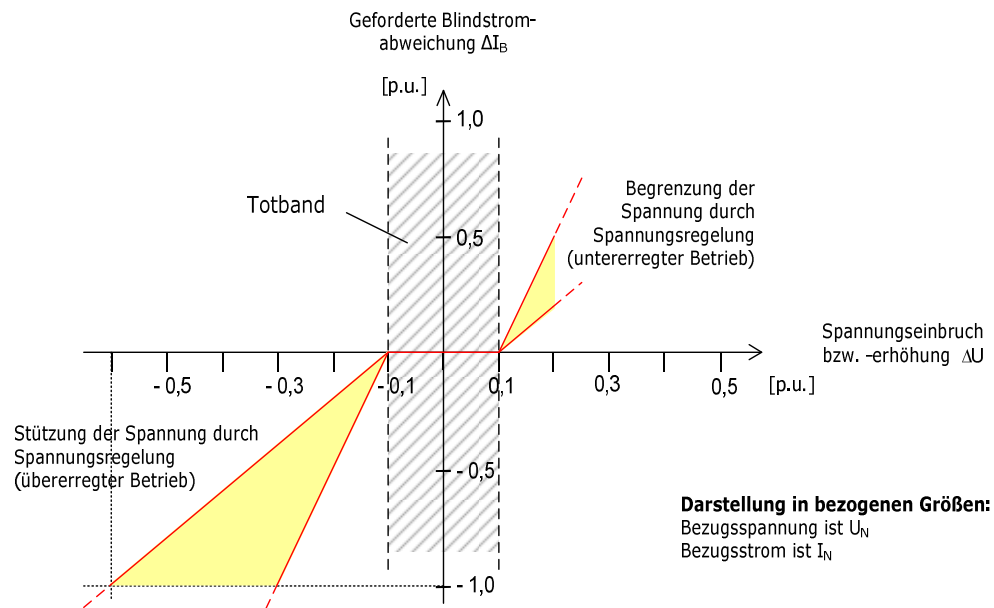


Bild 3.6: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern bei Windenergie-Erzeugungseinheiten Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen

Abschnitte 3.3.13.6 bis 3.8 gelten unverändert. Es gilt der Hinweis zu Abschnitt 3.3.7.

Kapitel 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 und 11 gelten unverändert.