

Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)

A. Problem und Ziel

Der Ausbau der Erzeugung von Windenergie an Land schreitet entsprechend den politischen Zielen zum Ausbau erneuerbarer Energien voran. Es steht zu erwarten, dass im Jahr 2020 bis zu 36 000 Megawatt Anlagenleistung installiert sein werden. Diese Entwicklung stellt eine Herausforderung für die Netzbetreiber dar. Diese müssen – bei stark steigenden Anteilen von Windenergiestrom – für die Sicherheit der Netze sorgen. Deshalb müssen durch Windenergieanlagen zunehmend Systemdienstleistungen erbracht werden, die bisher nur von konventionellen Kraftwerken eingefordert wurden.

Dabei geht es insbesondere um die Lösung folgender Probleme:

- Windenergieanlagen sind bisher anders als konventionelle Kraftwerke nur in begrenztem Umfang an der Frequenzhaltung im Netz beteiligt, so dass Leistungsschwankungen nur unzureichend ausgeglichen werden können.
- Die Spannungshaltung im Netz wird erschwert, wenn konventionelle Kraftwerke, die sich mit Synchrongeneratoren an der Spannungshaltung beteiligen, durch Windenergieanlagen verdrängt werden und keine neuen Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung geschaffen werden.
- Die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit wird erschwert, wenn sich Windenergieanlagen während eines Netzfehlers großflächig abschalten und dadurch ein Leistungsdefizit nach der Klärung des Netzfehlers entsteht.

Ziel der Verordnung ist es, die Sicherheit und Stabilität der Stromnetze auch bei hohen Anteilen von Windenergie im Netz zu erhöhen sowie die technische Entwicklung in diesem Gebiet voranzutreiben und so die Weichen für den weiteren Ausbau der Windenergie zu stellen.

Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen erhalten durch diese Verordnung einen Anreiz sicherzustellen, dass die oben aufgeführten Probleme am Netzverknüpfungspunkt der Windenergieanlage mit dem Netz gelöst werden. Dabei schreibt die Verordnung keine spezifische Technologie für die Windenergieanlage vor, sondern setzt auf Technologieoffenheit und stellt auf die Charakteristik der Stromeinspeisung am Netzverknüpfungspunkt ab.

Betreiberinnen und Betreiber bestehender Anlagen erhalten einen Bonus, um die Kosten für die durch die zusätzlichen Anforderungen nötigen Investitionen zu decken. Für neu in Betrieb gehende Windenergieanlagen werden die oben genannten Anforderungen zu Vergütungsvoraussetzungen; auch sie erhalten jedoch für einen beschränkten Zeitraum eine erhöhte Anfangsvergütung, um die Mehrkosten zu decken.

B. Lösung

Erlass einer Rechtsverordnung gemäß § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

C. Alternativen

Keine.

D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte

Keine.

E. Sonstige Kosten

Der Wirtschaft und insbesondere mittelständischen Unternehmen entstehen durch dieses Gesetz keine zusätzlichen Kosten. Mehrkosten für die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung, die auf die Betreiber von Windenergieanlagen zukommen, werden durch höhere Vergütungen beziehungsweise Boni ausgeglichen.

Die Beeinflussung des Preisniveaus durch höhere Vergütungen im Bereich der Windenergie wurde bereits im Rahmen der Kostenschätzungen für das Erneuerbare-Energien-Gesetz beurteilt.

F. Bürokratiekosten

Aus dem vorliegenden Entwurf ergeben sich nach der Ex-ante-Abschätzung folgende Bürokratiekostenbelastungen für Wirtschaft, Bürgerinnen und Bürger sowie für die Verwaltung:

a) Bürokratiekosten für die Wirtschaft

Der Verordnungsentwurf enthält zwei neue Informationspflichten für die Wirtschaft. Im Rahmen der Ex-ante-Abschätzung ist mit einer gesamten Nettobelastung von 189 810 Euro zu rechnen, die nur in den ersten beiden Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung entsteht.

b) Bürokratiekosten für Bürgerinnen und Bürger

Der Verordnungsentwurf enthält keine neue Informationspflicht für Bürgerinnen und Bürger.

c) Bürokratiekosten für die Verwaltung

Der Verordnungsentwurf enthält keine neuen Informationspflichten für die Verwaltung.

**Entwurf einer
Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
(Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)**

Vom ...

Auf Grund des § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom
25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) verordnet die Bundesregierung:

Teil 1

Allgemeine Vorschriften

§ 1

Anwendungsbereich

Diese Verordnung regelt

1. die technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 6 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
2. die Anforderungen an den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und wie der Nachweis zu führen ist, sowie
3. die Anforderungen an den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und wie der Nachweis zu führen ist.

Teil 2

Neue Windenergieanlagen

§ 2

Anschluss an das Mittelspannungsnetz

(1) Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach dem 30. Juni 2010 an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, müssen am Netzverknüpfungspunkt einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen oder durch zusätzliche technische oder betriebliche Einrichtungen die Anforderungen der technischen Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008 (Mittelspannungsrichtlinie 2008 BAnz [einfügen: Nummer und Veröffentlichungsdatum der Beilage, in der die Mittelspannungsrichtlinie 2008 im Bundesanzeiger veröffentlicht wird, sowie der Seitenzahl]) erfüllen, soweit in dieser Verordnung nichts Abweichendes geregelt ist.

(2) Abschnitt 2.5.1.2 der Mittelspannungsrichtlinie 2008 gilt mit der Maßgabe, dass während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms in das Netz gemäß Nummer II.12.d und Nummer II.12.e der Anlage 1 sichergestellt werden muss.

§ 3

Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz

Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach dem 30. Juni 2010 an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen am Netzverknüpfungspunkt einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen oder durch zusätzliche technische oder betriebliche Einrichtungen die Anforderungen des „TransmissionCodes 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Ausgabe Version 1.1 August 2007 (TransmissionCode 2007 BAnz [einfügen Nummer und Veröffentlichungsdatum der Beilage, in der der TransmissionCode 2007 im Bundesanzeiger veröffentlicht wird, sowie der Seitenzahl]) nach Maßgabe der Anlage 1 erfüllen.

§ 4

Anschluss verschiedener Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt

Der Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht auch dann, wenn mehrere Windenergieanlagen an einen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden, von denen mindestens eine bis zum 30. Juni 2010 in Betrieb genommen wurde, und die Anforderungen nach § 2 oder § 3 mit Maßgabe der folgenden Anforderungen erfüllt werden:

1. die Anforderungen an die verfügbare Blindleistungsbereitstellung auch nach Maßgabe der Anlage 2 und
2. die Anforderungen an die Blindstrombereitstellung zur dynamischen Netzstützung nach Maßgabe des TransmissionCodes 2007 auch an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators oder einem in der Wirkung vergleichbaren Bezugspunkt.

Teil 3

Alte Windenergieanlagen

§ 5

Voraussetzungen für den Systemdienstleistungs-Bonus

Betreiberinnen und Betreiber derjenigen Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, haben Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wenn sie nach dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieser Verordnung] und vor dem 1. Januar 2011 erstmals die in Anlage 3 festgelegten Anforderungen am Netzverknüpfungspunkt oder an einem anderen zwischen Netzverknüpfungspunkt und Windenergieanlage gelegenen Punkt erfüllen.

Teil 4

Nachweis und Schlussbestimmungen

§ 6

Zertifikate, Sachverständigengutachten und Prototypen

(1) Der Nachweis, dass die Voraussetzungen der §§ 2 bis 4 in Verbindung mit den Anlagen 1 und 2 am Netzverknüpfungspunkt eingehalten werden, ist durch die Vorlage von Einheitszertifikaten nach dem Verfahren des Kapitels 6.1 der Mittelspannungsrichtlinie 2008 und durch das Gutachten einer oder eines Sachverständigen zu erbringen. Die Erstellung der Zertifikate und die Begutachtung müssen nach dem Stand der Technik durchgeführt werden. Zertifizierer müssen nach DIN EN 45011:1998¹ akkreditiert sein.

(2) Der Nachweis, dass die Voraussetzungen des § 5 in Verbindung mit Anlage 3 am Netzverknüpfungspunkt eingehalten werden, kann durch Einheitszertifikate und durch das Gutachten einer oder eines Sachverständigen erbracht werden. Absatz 1 Satz 2 und 3 gelten entsprechend.

(3) Ist eine Windenergieanlage ein Prototyp, so gelten die Anforderungen der §§ 2 bis 4 in Verbindung mit den Anlagen 1 und 2 in einem Zeitraum von zwei Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage für den Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 6 in Verbindung mit § 6 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als erfüllt. Abweichend von Absatz 1 muss für den Prototyp der Nachweis, dass die Voraussetzungen der §§ 2 bis 4 in Verbindung mit den Anlagen 1 und 2 am Netzverknüpfungspunkt eingehalten werden, binnen zwei Jahren nach der Inbetriebnahme erbracht werden. Wird der Nachweis nach Satz 2 erbracht, gelten die Anforderungen dieser Verordnung als seit der Inbetriebnahme der Anlage erfüllt. Prototypen sind die erste Windenergieanlage eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweist, und alle weiteren Windenergieanlagen dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebnahme der ersten Windenergieanlage dieses Typs in Betrieb genommen werden. Dass eine wesentliche technische Weiterentwicklung oder Neuerung vorliegt, muss durch einen Zertifizierer bestätigt werden.

¹ Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, Berlin, und beim Deutschen Patent- und Markenamt in München archiviert.

§ 7

Mehrere Windenergieanlagen

Bei einem Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an einen Netzverknüpfungspunkt gilt für die Zuordnung des Systemdienstleistungs-Bonus § 19 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend.

§ 8

Übergangsbestimmungen

(1) Betreiberinnen und Betreiber derjenigen Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2008 und bis zum 30. Juni 2010 in Betrieb genommen werden, haben nur dann einen Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wenn am Netzverknüpfungspunkt die Anforderungen nach den §§ 2 bis 4 in Verbindung mit Anlage 1 und 2 erfüllt werden. Sie können statt der Anforderungen in Anlage 1 Nummer II.12.d und Nummer II.12.e die Anforderungen von Abschnitt 3.3.13.5 Absatz 17 und 18 des TransmissionCodes 2007 erfüllen. An diese Betreiberinnen und Betreiber werden keine Anforderungen nach § 6 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gestellt. Erbringen Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen nach Satz 1 den Nachweis nach § 6 Absatz 1 bis zum 31. Dezember 2010, gelten die Anforderungen als mit der Inbetriebnahme der Anlage erfüllt.

(2) Betreiberinnen und Betreiber derjenigen Windenergieanlagen, die nach dem 30. Juni 2010 und bis zum 30. Juni 2011 in Betrieb genommen werden, können statt der Anforderungen in Anlage 1 Nummer II.12.d und Nummer II.12.e die Anforderungen von Abschnitt 3.3.13.5 Absatz 17 und 18 des TransmissionCodes 2007 erfüllen.

§ 9

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach ihrer Verkündung in Kraft.

Anlage 1

I. Der TransmissionCode 2007 muss am Netzverknüpfungspunkt mit folgenden Maßgaben eingehalten werden:

1. Die Wörter „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungseinheit mit regenerativen Energiequellen“ sind durch das Wort „*Windenergie-Erzeugungsanlage*“ zu ersetzen.
2. Die Wörter „Energieerzeugungseinheiten“ und „EEG-Erzeugungseinheiten“ sind durch das Wort „*Windenergie-Erzeugungsanlagen*“ zu ersetzen.
3. Die Wörter „des Generators“ sind durch die Wörter „der *Windenergie-Erzeugungseinheit*“ zu ersetzen.
4. Die Wörter „Erzeugungseinheiten vom Typ 1“ sind durch die Wörter „*Windenergie-Erzeugungsanlagen, die Windenergie-Erzeugungseinheiten vom Typ 1* enthalten,“ zu ersetzen.
5. Die Wörter „Erzeugungseinheiten vom Typ 2“ sind durch die Wörter „*Windenergie-Erzeugungsanlagen, die Windenergie-Erzeugungseinheiten vom Typ 2* enthalten,“ zu ersetzen.
6. Das Wort „Netzanschlusspunkt“ ist durch das Wort „*Netzverknüpfungspunkt*“ zu ersetzen.

II. Kapitel 3 des TransmissionCodes 2007 gilt mit folgenden Maßgaben:

1. In Abschnitt 3.3.6 werden in Bild 3.2 die Wörter „oberhalb der Kurve Anforderungen $P = P_n$ “ durch die Wörter „oberhalb der Kurve Anforderungen $P = P_{vb}$ “ ersetzt.
2. Abschnitt 3.3.7.1 ist nicht anzuwenden.
3. Vor dem Abschnitt 3.3.8.1 werden folgende Absätze eingefügt:
„(1) Die Blindleistung bezieht sich auf die Mitsystemkomponente der Strom-/Spannungs-Grundschiwingung gemäß IEC 61400-21 Ed. 2² Annex C.
(2) Die Anforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung entspricht einer langsamen Blindleistungsregelung im Minutenbereich.“
4. Abschnitt 3.3.8.1 wird wie folgt gefasst:
„3.3.8.1. Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung

²

Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei IEC International Electrotechnical Commission, ISBN 2-8318-9938-9, www.iec.ch.

(1) Jede anzuschließende neue *Windenergie-Erzeugungsanlage* muss im *Nennbetriebspunkt* ($P_{mom} = P_{bb\ inst}$) die Anforderungen am *Netzanschlusspunkt* nach einer Variante von Bild 3.3 (3.3a, 3.3b oder 3.3c) erfüllen.

(2) Der Übertragungsnetzbetreiber wählt auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen eine der möglichen Varianten aus. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss innerhalb von maximal vier 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 der Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt eine andere als die vereinbarte Variante fordert, bleibt der Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus davon unberührt.

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

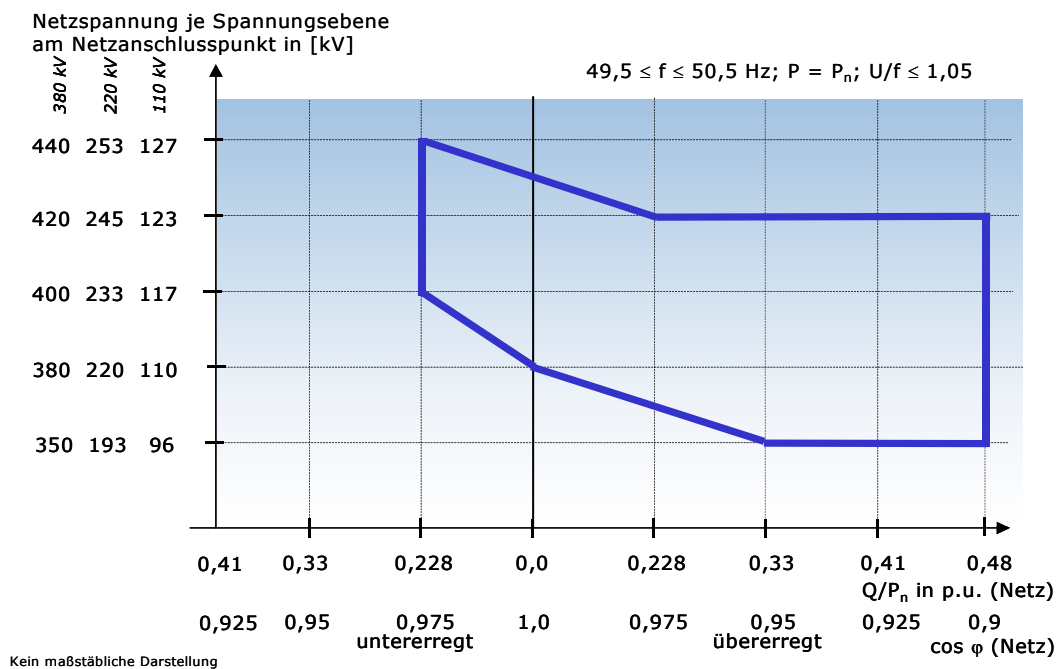


Bild 3.3b: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Windenergie-Erzeugungsanlagen für das Netz (Variante 2)

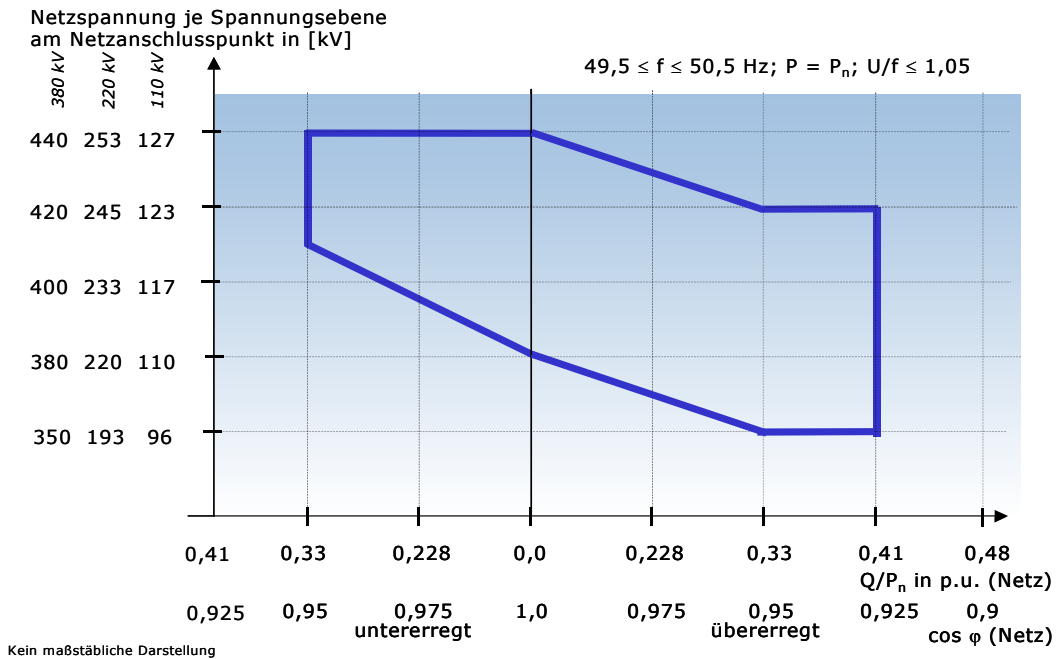
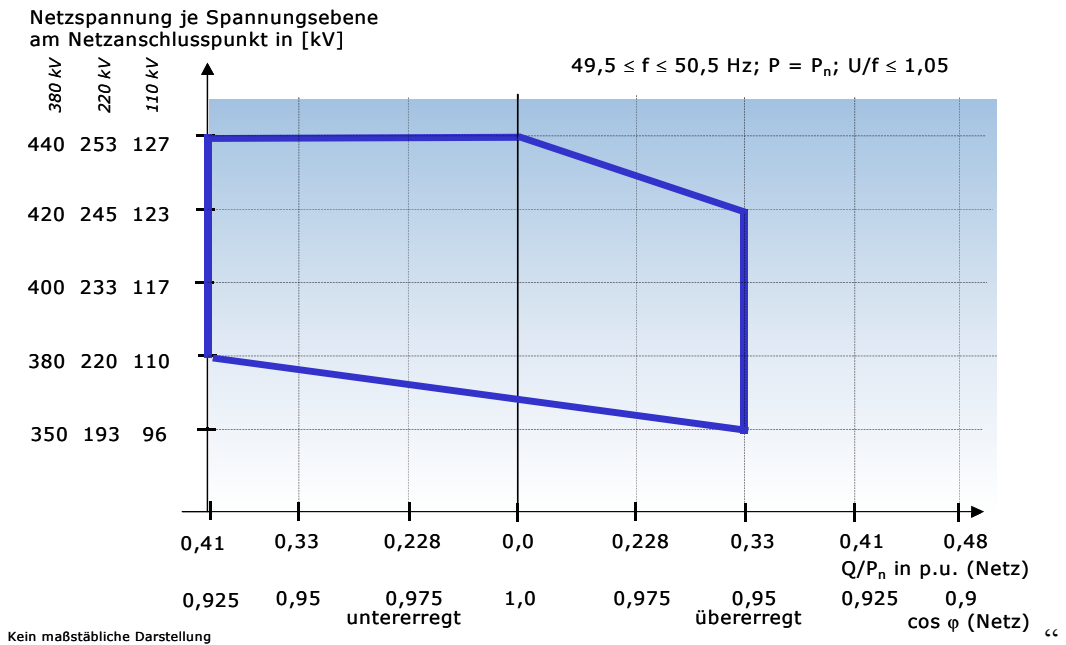


Bild 3.3c: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Windenergie-Erzeugungsanlagen für das Netz (Variante 3)



5. Abschnitt 3.3.8.2 wird wie folgt gefasst:

„Abschnitt 3.3.8.2. Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb

(1) Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im *Nennbetriebspunkt der Windenergie-Erzeugungsanlage* ($P_{mom} = P_{bb\ inst}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer *Momentanen Wirkleistung* P_{mom} , die kleiner als die *Betriebsbereite installierte Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ ($P_{vb} < P_{bb\ inst}$) ist.

(2) Dabei muss die *Windenergie-Erzeugungsanlage* in jedem möglichen Arbeitspunkt gemäß *Leistungsdiagramm* betrieben werden können. Die Bilder 3.3d bis 3.3f zeigen die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb ($0\% < P_{mom}/|P_{bb\ inst}| \leq 100\%$) am *Netzanschlusspunkt*. Die PQ-Diagramme sind den Bildern 3.3a bis 3.3c zugeordnet. In diesen Bildern sind jeweils der größte abzudeckende Blindleistungsbereich und das zugehörige Spannungsband angegeben. Die Abszisse gibt die zur Verfügung zu stellende *Blindleistung* Q_{vb} bezogen auf den Betrag der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ in Prozent an. Die Ordinate gibt die *Momentane Wirkleistung* P_{mom} (im *Verbraucherzählpfeilsystem* negativ) bezogen auf den Betrag der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ in Prozent an.

(3) Jeder Punkt innerhalb der umrandeten Bereiche in den Bildern 3.3d, 3.3e oder 3.3f muss innerhalb von vier 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 den Betreiberinnen und Betreibern der *Windenergie-Erzeugungsanlage* und dem Betreiber des Übertragungsnetzes abgestimmt.

Bild 3.3d: PQ-Diagramm der *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt* im *Verbraucherzählpeilsystem (VZS)* für Bild 3.3a (Variante 1)

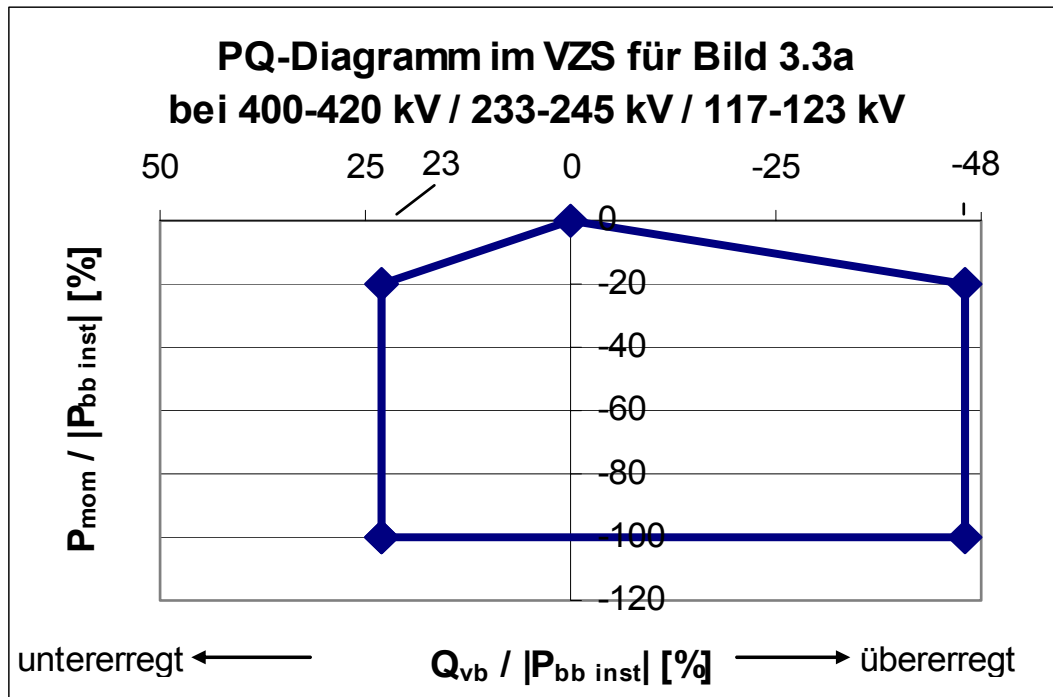


Bild 3.3e: PQ-Diagramm der *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt* im *Verbraucherzählpeilsystem (VZS)* für Bild 3.3b (Variante 2)

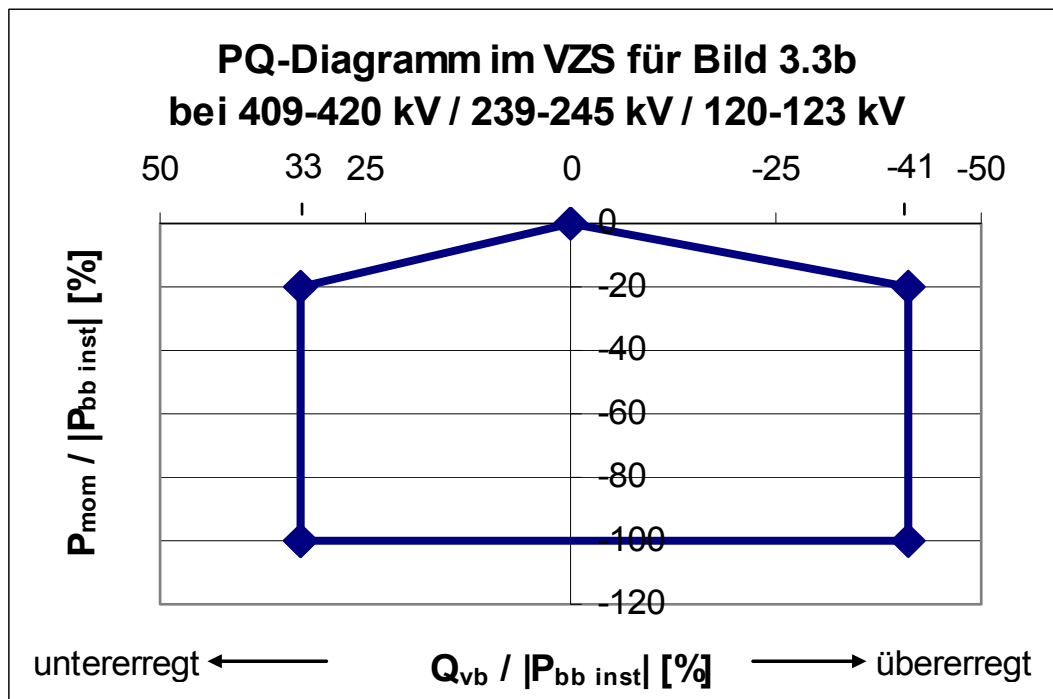
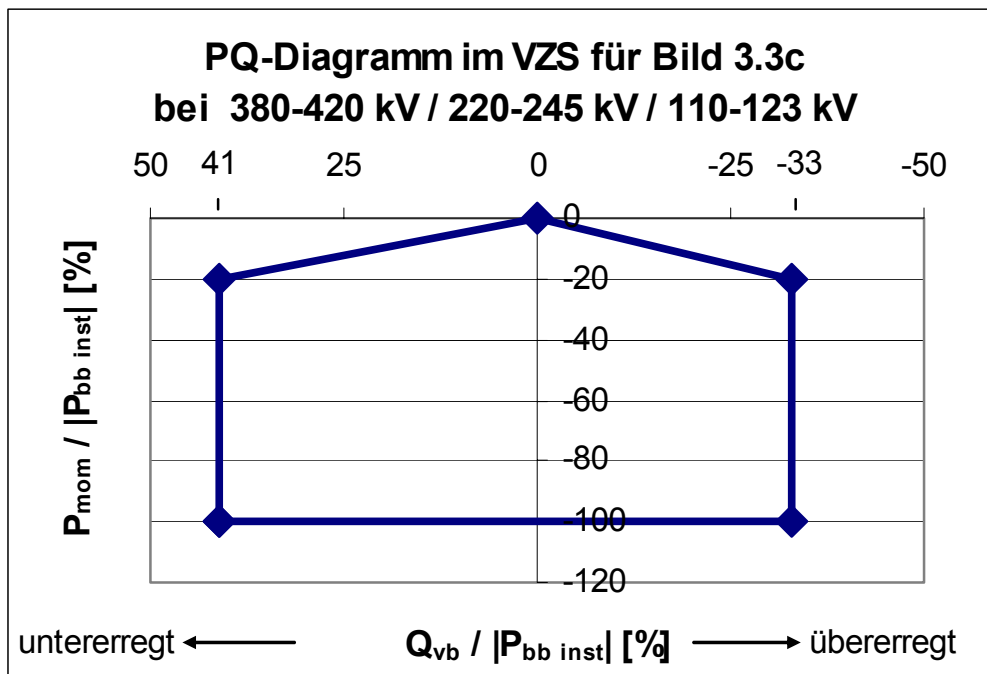


Bild 3.3f: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbrauchszählpeilsystem (VZS) für Bild 3.3c (Variante 3)



6. Abschnitt 3.3.9 wird wie folgt gefasst:

„3.3.9 Überspannungskonzept der Maschinentransformatoren

(1) Das Überspannungskonzept des Maschinentransformators ist mit dem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen.“

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

8. Abschnitt 3.3.12 gilt mit folgenden Maßgaben:

a. Absatz 1 ist auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* nicht anwendbar.

b. Abschnitt 3.3.12.1 gilt mit der Maßgabe, dass die Vorschrift für symmetrische und unsymmetrische (1,2- und 3-polige) Netzkurzschlüsse anwendbar ist und dass die Wirkstromeinspeisung während des Fehlers zugunsten der Blindstromeinspeisung sowie zur Sicherung der Stabilität der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* abgesenkt werden muss.

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

9. Abschnitt 3.3.13.1 ist auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* nicht anwendbar.

10. Abschnitt 3.3.13.3 gilt mit folgenden Maßgaben:

a. In Bild 3.4 entsprechen die Wörter „ P_m Momentane verfügbare Leistung“ den Wörtern „*Momentane Wirkleistung P_{mom} ohne Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz*“.

b. In Absatz 3 wird der Satz „Diese Regelung wird dezentral (an jedem einzelnen Generator) ausgeführt“ gestrichen.

c. Absatz 4 wird durch die folgenden Absätze 4 und 5 ersetzt:

„(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 können im *ungestörten Betrieb* wahlweise dezentral oder zentral ausgeführt werden. Für den Fall von Störungen innerhalb der übergeordneten Regelung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* sind bei Überfrequenz geeignete Maßnahmen zur Wirkleistungsreduktion von *Windenergie-Erzeugungseinheiten* dezentral bereitzuhalten.

(5) Auf Anforderung des Netzbetreibers (zum Beispiel per Funkrundsteuerung o. Ä.) ist die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln ans Netz zu blockieren.“

11. Abschnitt 3.3.13.4 gilt mit folgenden Maßgaben:

a. Die Vorgaben gelten für alle *Windenergie-Erzeugungsanlagen*.

b. Die Blindleistungsabgabe muss innerhalb von vier Minuten dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwert entsprechen.

c. Im Fall einer Online-Sollwertvorgabe sind die jeweils neuen Vorgaben für den Arbeitspunkt des Blindleistungsaustausches spätestens nach vier Minuten am *Netzanschlusspunkt* zu realisieren.

12. Der Abschnitt 3.3.13.5 gilt mit folgenden Maßgaben:

a. Vor Absatz 1 werden folgende Absätze eingefügt:

„(i) Die Blindleistung bezieht sich auf die Mitsystemkomponente der Strom-/Spannungs-Grundschiwingung gemäß IEC 61400-21 Ed. 2³ Annex C.

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

(iii) Es ist zulässig, diese Anforderungen unter Verwendung eines anderen Bezugspunkts (zum Beispiel der Oberspannungsseite des Maschinentransformators) zu erfüllen, wenn das gleiche Betriebsverhalten am *Netzanschlusspunkt* nachgewiesen wird.“

b. Absatz 8 wird Absatz 8a. Nach Absatz 8a wird folgender Absatz 8b eingefügt:

„(8b) Die Bildunterschrift zu Bild 3.1, nach der Spannungsgradienten von kleiner/gleich 5 % pro Minute innerhalb der im Bild 3.1 angegebenen Spannungsbänder zulässig sind und nicht zur Trennung der *Windenergie-Erzeugungsanlagen* führen dürfen, gilt auch hier.“

c. Absatz 13 wird wie folgt gefasst:

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

d. Absatz 17 wird wie folgt gefasst:

„(17) Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung

a) Geltungsbereich

i. Bei einem Verlauf des größten Wertes der drei verketteten Netzspannungen oberhalb der Grenzlinie 1 in Bild 3.5 müssen von allen *Windenergie-Erzeugungseinheiten* die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung nach den folgenden Buchstaben b und c verbracht werden.

ii. Bei einem Verlauf des größten Wertes der drei verketteten Netzspannungen unterhalb der Grenzlinie 1 und oberhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 darf von

³

Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei IEC International Electrotechnical Commission, ISBN 2-8318-9938-9, www.iec.ch.

den Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern nach den folgenden Buchstaben b und c in folgender Weise abgewichen werden:

- Die folgenden Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung müssen nur so weit erfüllt werden, wie es das Netzanschlusskonzept der *Windenergie-Erzeugungseinheit* ermöglicht.
 - Sollte beim Durchfahren des Fehlers 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.
- iii. Bei einem Verlauf des größten Wertes der drei verketteten Netzspannungen unterhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 ist eine KTE vom Netz immer erlaubt. Die Anforderungen nach den folgenden Buchstaben b und c an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung müssen nur so weit erfüllt werden, wie es das Netzanschlusskonzept der *Windenergie-Erzeugungseinheit* ermöglicht.

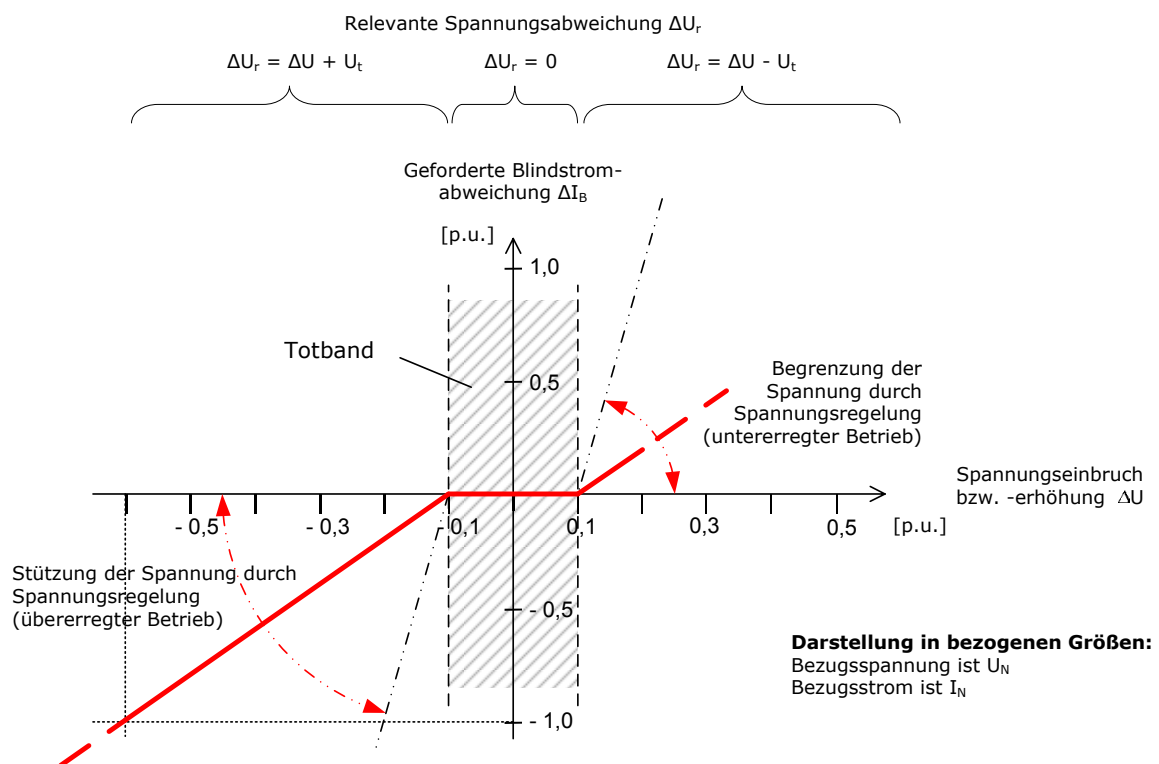
b) Grundsätzliches Verhalten:

- i. Bei Auftreten einer *Signifikanten Spannungsabweichung* müssen die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des *Blindstroms* I_B stützen.
- ii. Die *Blindstromabweichung* (ΔI_B) der *Windenergie-Erzeugungseinheit* muss dabei proportional zur *Relevanten Spannungsabweichung* ΔU_r ($\Delta I_B / I_N = K * \Delta U_r / U_N$) sein und in dem Bereich (definiert durch $0 \leq K \leq 10$) liegen, der in Bild 3.6 gezeigt wird.
- iii. Die Konstante K muss zwischen 0 und 10 einstellbar sein.
- iv. Die Schwankungsbreite des eingespeisten Blindstroms, der sich aus der eingestellten Blindstrom-Spannungscharakteristik ergibt, muss zwischen -10 % und +20 % des Nennstroms liegen.
- v. An die Höhe des *Blindstroms* I_B werden folgende Anforderungen gestellt:
 - a. 3-polige Fehler: *Windenergie-Erzeugungseinheiten* müssen technisch in der Lage sein, einen *Blindstrom* I_B von mindestens 100 % des Nennstroms einzuspeisen.
 - b. 1,2-polige Fehler: *Windenergie-Erzeugungseinheiten* müssen technisch in der Lage sein, einen *Blindstrom* I_B von mindestens 40 % des Nennstroms einzuspeisen. Die Einspeisung des Blindstroms darf die Anforderungen an das Durchfahren von Netzfehlern nicht gefährden.
- vi. Während *Signifikanter Spannungsabweichungen* U_s kann der *Wirkstrom* I_W zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Anlagenstabilität ausreichend abgesenkt werden.

c) Zeitverlauf:

- i. Das dynamische Verhalten der Blindstromstützung wird durch die *Sprungantwort des Blindstroms* charakterisiert, wie sie näherungsweise infolge von Netzkurzschlüssen auftreten kann.
- ii. Im Fall einer *Signifikanten Spannungsabweichung* muss die *Sprungantwort des Blindstroms* folgende Werte einhalten:
 - a. *Anschwingzeit*: 30 ms
 - b. *Einschwingzeit*: 60 ms
- iii. Bei stetigem Spannungsverlauf darf der Blindstrom keine Unstetigkeiten aufweisen., die nicht durch die Blindstrom-Spannungscharakteristik nach Bild 3.6 vorgesehen sind und die die Netzqualität in negativer Weise beeinflussen können. Dies gilt insbesondere auch für den Übergang zwischen dem Betrieb bei *Spannungsabweichungen* ΔU innerhalb des *Spannungstotbands* U_t und dem Betrieb bei *Signifikanter Spannungsabweichung* U_s .

Bild 3.6: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern bei Windenergie-Erzeugungseinheiten



e. Absatz 18 ist nicht anzuwenden.

f. Absatz 19 ist nicht anzuwenden.

g. Absatz 20 wird wie folgt gefasst:

„Bei Entfernungen zwischen den *Windenergie-Erzeugungseinheiten* der *Windenergie-Erzeugungsanlage* und dem *Netzanschlusspunkt*, die zu einer Unwirksamkeit der Spannungsregelung führen, kann der Netzbetreiber von den Betreiberinnen und Betreibern der *Windenergie-Erzeugungsanlage* fordern, dass der Spannungseinbruch am *Netzanschlusspunkt* gemessen und die Spannung an demselben Punkt abhängig von diesem Messwert geregelt wird. Die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* müssen daher in der Lage sein, statt der Spannung an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators eine Bezugsspannung zu verwenden, die außerhalb der *Windenergie-Erzeugungseinheit* liegt. Diese kann messtechnisch oder in geeigneter Weise in Abstimmung mit dem Netzbetreiber rechnerisch ermittelt werden.“

h. Abschnitt 3.3.13.6 ist nicht anzuwenden.

i. Abschnitt 3.3.13.7 ist nicht anzuwenden.

III. An Kapitel 9.2 werden folgende Definitionen angefügt:

1. „*Anschwingzeit*“ ist die charakteristische Größe der Sprungantwort. Es handelt sich um die Zeit zwischen sprunghaftem Eintritt einer *Signifikanten Spannungsabweichung* U_s und erstmaligem Erreichen des Toleranzbandes um den *Stationären Endwert* des *Blindstroms* I_B . Die *Anschwingzeit* umfasst die Zeit des Erkennens einer *Signifikanten Spannungsabweichung* sowie die Anregelzeit der Blindstrom-Regelung.
2. „*Betriebsbereite installierte Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ “, auch als „*Nennwirkleistung*“ bezeichnet, ist die Summe der Nennwirkleistungen der betriebsbereiten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* innerhalb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage*. Ausgenommen sind *Windenergie-Erzeugungseinheiten*, die sich in Revision befinden oder defekt sind.
3. „*Blindstrom* I_B “ ist der gesamte Blindstrom, der aus den Mitsystemkomponenten (Indizierung mit „1“) des Grundschwungsanteils von Strom und Spannung auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators ermittelt wird: $I_B = \frac{Q1}{\sqrt{3} \cdot U1}$ mit $Q1 = \text{Im}\{\underline{U1} \cdot \underline{I1}^*\}$; unterstrichen: komplexe Größe; „*“: konjugiert komplexe Größe.
4. „*Blindstromabweichung* ΔI_B “ ist die Abweichung des *Blindstroms* I_B vom 1-Minuten-Mittelwert.
5. „*Einschwingzeit*“ ist die charakteristische Größe der Sprungantwort. Es handelt sich um die Zeit zwischen dem sprungförmigen Auftreten einer *Signifikanten Spannungsabweichung* U_s bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Einschwingvorgänge so weit abgeklungen sind, dass der *Blindstrom* I_B im Toleranzband um den *Stationären Endwert* liegt und dort verbleibt.

6. „*Gestörter Betrieb*“ ist ein Betriebszustand der *Windenergie-Erzeugungsanlage*, bei dem ein oder mehrere ihrer Systeme nicht konzeptgemäß arbeiten.
7. „*Installierte Wirkleistung P_{inst}* “ ist die Summe der Nennwirkleistungen der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* innerhalb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage*.
8. „*Leistungsdiagramm*“ ist das Wirkleistungs-Blindleistungs-Diagramm (PQ-Diagramm) der *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt*.
9. „*Momentane Blindleistung Q_{mom}* “ ist der momentane Wert der Blindleistung einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt* im *Verbraucherzählpeilsystem*.
10. „*Momentane Wirkleistung P_{mom}* “ ist der momentane Wert der am *Netzanschlusspunkt* eingespeisten Wirkleistung.
11. „*Nennbetriebspunkt* einer *Windenergie-Erzeugungsanlage*“ ist der Betrieb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* unter Abgabe von *Betriebsbereiter installierter Wirkleistung $P_{bb\ inst}$* bei Nennspannung und Nennfrequenz im *Ungestörten Betrieb*.
12. „*Netzverknüpfungspunkt*“ ist der Netzpunkt, an dem die *Windenergie-Anschlussanlage* an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen ist.
13. „*Relevante Spannungsabweichung ΔU_r* “ ist der Anteil der *Spannungsabweichung ΔU* , mit dem die *Spannung U_I* über die Grenzen des *Spannungstotbands U_t* hinaus abweicht. Innerhalb des *Spannungstotbands U_t* ist die *Relevante Spannungsabweichung (ΔU_r)* gleich null:
- Wenn: $\Delta U > U_t$: $\Delta U_r = \Delta U - U_t$
 - Wenn: $\Delta U < -U_t$: $\Delta U_r = \Delta U + U_t$
 - Sonst: $\Delta U_r = 0$
14. „*Signifikante Spannungsabweichung ΔU_s* “ ist eine *Spannungsabweichung ΔU* mit einem Betrag, der größer als das *Spannungstotband U_t* ist.
15. „*Spannung U_I* “ ist die Spannung, die aus den Mitsystemkomponenten des Grundswingungsanteils von Strom und Spannung auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators ermittelt wird.
16. „*Spannungsabweichung ΔU* “ ist die Abweichung der *Spannung U_I* vom 1-Minuten-Mittelwert. Eine Spannungsabweichung mit negativem Vorzeichen entspricht einem Spannungseinbruch. Eine Spannungsabweichung mit positivem Vorzeichen entspricht einer Spannungserhöhung.
17. „*Spannungstotband U_t* “ entspricht 10 % der Nennspannung, kann aber mit Einverständnis des Netzbetreibers, zum Beispiel bei Anwendung einer kontinuierlichen Spannungsregelung, auch reduziert beziehungsweise gleich null gesetzt werden.
18. „*Sprungantwort des Blindstroms I_B* “ ist der zeitliche Verlauf des *Blindstroms I_B* infolge einer sprunghaften Änderung der *Spannung U_I* .
19. „*Stationärer Endwert*“ des *Blindstroms I_B* ist der Wert des *Blindstroms I_B* in Abhängigkeit der *Spannung U_I* im eingeschwungenen Zustand.

20. „*Statische Blindleistungskompensation*“ ist eine nicht rotierende Einrichtung, die als geregelte Blindleistungsquelle oder Blindleistungssenke eingesetzt werden kann.
21. „*Strom II*“ ist eine Mitsystemkomponente des Strangstroms an der Niederspannungsseite des Maschinentransformators.
22. „*Ungestörter Betrieb*“ ist ein Betriebszustand der *Windenergie-Erzeugungsanlage*, bei dem alle Systeme der *Windenergie-Erzeugungsanlage* konzeptgemäß arbeiten.
23. „*Verbraucherzählpeilsystem (VZS)*“ ist ein einheitliches Zählpeilsystem für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Erzeugerinnen und Erzeuger.
24. „*Verfügbare Blindleistung Q_{vb}* “ ist der maximal mögliche Wert der Blindleistung, den eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt* sowohl übererregt als auch untererregt zur Verfügung stellen kann; sie ist abhängig vom Betriebspunkt (*Momentane Wirkleistung P_{mom}* und Spannung am *Netzanschlusspunkt*).
25. „*Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* “ ist der maximal mögliche Wert der Wirkleistungseinspeisung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* am *Netzanschlusspunkt*.
26. „*Windenergie-Anschlussanlage*“ ist die Gesamtheit aller Betriebsmittel, die erforderlich sind, um eine oder mehrere Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie an das Netz eines Netzbetreibers anzuschließen.
27. „*Windenergie-Erzeugungsanlage*“ ist eine Anlage, in der sich eine oder mehrere Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie (*Windenergie-Erzeugungseinheit*) befinden. Dies umfasst auch die Anschlussanlage und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen. *Windenergie-Erzeugungsanlagen* sind Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie. Diese können entweder einzeln oder über eine interne Windparkverkabelung verbunden an ein Netz angeschlossen werden. Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* kann aus unterschiedlichen Typen von *Windenergie-Erzeugungseinheiten* bestehen.
28. „*Windenergie-Erzeugungseinheit*“ ist eine einzelne Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie. Eine *Windenergie-Erzeugungseinheit* vom Typ 1 liegt vor, wenn ein Synchrongenerator direkt mit dem Netz gekoppelt ist. Eine *Windenergie-Erzeugungseinheit* vom Typ 2 liegt vor, wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist.
29. „*Wirkstrom I_w* “ ist der gesamte Wirkstrom, der aus den Mitsystemkomponenten (Indizierung mit „1“) des Grundschwingungsanteils von Strom und Spannung ermittelt wird: $I_w = \frac{P1}{\sqrt{3} \cdot U1}$ mit $P1 = \text{Re}\{\underline{U1} \cdot \underline{I1}^*\}$; unterstrichen: komplexe Größe; „*“: konjugiert komplexe Größe.“

Anlage 2

$\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{bb\ inst,i}$ mit N_{neu} = Anzahl aller neu errichteten oder repowerten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* und der gesamten *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung*.

$P_{bb\ inst} \sum_j^{N_{\text{WEA}}} P_{bb\ inst,j}$ mit N_{WEA} = Anzahl aller alten und neuen *Windenergie-Erzeugungseinheiten* in der erweiterten *Windenergie-Erzeugungsanlage*.

$Q_{vb, gefordert}$ ist die gemäß §§ 2 und 3 geforderte *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} , wenn eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* ausschließlich aus neu errichteten oder repowerten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* bestehen würde.

$Q_{vb, anteilig, NAP}$ ist die anteilig am *Netzanschlusspunkt* geforderte *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} , wenn eine erweiterte *Windenergie-Erzeugungsanlage* sowohl aus neu errichteten als auch aus alten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* besteht:

$$Q_{vb, anteilig, NAP} = Q_{vb, gefordert} \frac{\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{bb\ inst,i}}{\sum_j^{N_{\text{WEA}}} P_{bb\ inst,j}}$$

Anlage 3

1. Die Definitionen der Anlage 1 Nummer III sind auch im Rahmen der Anlage 3 anzuwenden.
2. Symmetrische und unsymmetrische Fehler mit einem Spannungseinbruch oberhalb der Grenzlinie 1, die nach Bild 3.5 im Abschnitt 3.3.13.5 des TransmissionCodes 2007 (für Anlagen des Typs 2) beschrieben sind, müssen ohne Netztrennung durchfahren werden.
Der Blindleistungsbezug darf nicht zur Auslösung des Blindleistungs-Unterspannungsschutzes führen.
Nicht eingehalten werden muss die Anforderung im Abschnitt 3.3.13.5 Absatz 2 des TransmissionCodes 2007, dass von den Aus-Hilfskontakten der Leistungsschalter auf der Ober- oder der Unterspannungsseite des Netztransformators ein Abfahr- und Ausschaltbefehl auf alle einzelnen Generatoren der Anlage gegeben wird, so dass der Inselbetrieb spätestens nach drei Sekunden beendet ist.
3. Ein Blindleistungs-Unterspannungsschutz ($Q \rightarrow$ & $U <$) muss vorhanden sein. Seine Einstellwerte werden gemäß Mittelspannungsrichtlinie 2008 festgelegt.
4. Eine Trennung vom Netz bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,0 Hz ist nicht erlaubt.
5. Bei einer *Verfügbaren Wirkleistung* P_{vb} von größer oder gleich der Hälfte der *Verfügbarn installierten Wirkleistung* ($P_{vb} \geq 50 \% P_{bb\ inst}$), bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz und weniger als 51,0 Hz muss die *Momentane Wirkleistung* P_{mom} jeder einzelnen *Windenergie-Erzeugungseinheit* mit einem Gradienten von 40 % der *Verfügbaren Wirkleistung* P_{vb} der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* je Hz abgesenkt werden können.
Zwischen 51,0 Hz und 51,5 Hz sind die Überfrequenzschutzeinrichtungen der einzelnen *Einheiten* einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* unter Ausnutzung des ganzen Bereichs gestaffelt so einzustellen, dass bei einer Frequenz von 51,5 Hz alle *Windenergie-Erzeugungseinheiten* vom Netz getrennt worden sind.
6. Auf Anforderung des Netzbetreibers (zum Beispiel per Funkrundsteuerung oder Ähnlichem) ist die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln an das Netz zu blockieren.
7. Die zu ändernden Einstellungen des Entkopplungsschutzes werden vom Netzbetreiber vorgegeben.

Begründung

A. Allgemeines

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Verordnung

Die vorliegende Verordnung ist erforderlich, um die im Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 31. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) angestrebte Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen erreichen zu können. Die Verordnung regelt Anforderungen, die Betreiber von Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration am Netzverknüpfungspunkt erfüllen müssen.

Das am 1. Januar 2009 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält in § 64 Absatz 1 Nr. 1 die Ermächtigung, Anforderungen an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befuerung (Systemdienstleistungs-Bonus) zu regeln. Geregelt werden in dieser Verordnung Anforderungen deren Einhaltung der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in der Regel am Netzverknüpfungspunkt sicherstellen muss, und keine Anforderungen an einzelne Anlagen. Die Verordnung soll insbesondere das Verhalten in Bezug auf Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, die Frequenzhaltung, das Nachweisverfahren sowie den Versorgungswiederaufbau im Fehlerfall, auch im Falle der Erweiterung und Nachrüstung bestehender Windparks festlegen. Die Befuerung wird in dieser Verordnung nicht geregelt, insofern wird die Verordnungsermächtigung nicht voll ausgeschöpft.

Die Vergütung des Stroms von neu an das Netz gehenden Windenergieanlagen an Land wird mit Erlass dieser Verordnung erstmals an die Voraussetzung geknüpft, dass bestimmte technische Anforderungen an die Netzintegration der Anlagen erfüllt werden. Es soll ein Mindeststandard für die verbesserte Netzintegration und an das Verhalten im Fehlerfall geschaffen werden. Durch die rechtliche 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 Technik in und rund um Windenergieanlagen auch kurzfristig beschleunigen.

Darüber hinaus schafft das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz Anreize, um bereits in Betrieb befindliche Windenergieanlagen mit Blick auf eine Verbesserung der Netzsicherheit freiwillig nachzurüsten. Hintergrund sind Erkenntnisse über eine mögliche Gefährdung des Netzbetriebs durch eine weiträumige Abschaltung von Windenergieanlagen im Fehlerfall und die fehlende Möglichkeit ihrer Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber. Mit der Nachrüstung sollen diese Probleme überwunden werden, um die Systemsicherheit langfristig gewährleisten zu können.

II. Hintergrund

Ende 2008 waren rund 20.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung von über 23.000 MW in Betrieb. Mit über 40 Mrd. kWh (Bundesverband Erneuerbare Energien e. V., 7. Januar 2009) lag der Anteil am gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland bei rund 6 %. Die Erzeugung von Strom aus Windenergie an Land hat damit einen bedeutenden Anteil an der Stromerzeugung erreicht; sie beeinflusst immer stärker Planungen und Betrieb der Stromnetze sowie den Kraftwerkseinsatz.

Es steht zu erwarten, dass in Jahre 2020 bis zu 36.000 MW installiert sein werden (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Leitstudie 2009, September 2008, S. 135). Diese Entwicklung stellt eine Herausforderung für die Netzbetreiber dar. Diese müssen bei stark steigenden Anteilen von Windenergiestrom für die Sicherheit der Netze sorgen. Dabei stehen sie insbesondere vor folgenden Problemen:

- Windenergieanlagen beteiligen sich bisher anders als konventionelle Kraftwerke nicht an der Frequenzhaltung im Netz, so dass Leistungsschwankungen nur unzureichend ausgeglichen werden können.
- Die Spannungshaltung im Netz wird erschwert, wenn konventionelle Kraftwerke, die sich mit Synchrongeneratoren an der Spannungshaltung beteiligen, durch Windenergieanlagen verdrängt werden und keine neuen Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung gestellt werden;
- Die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit nach Netzfehlern wird erschwert, wenn sich Windenergieanlagen während eines Netzfehlers großflächig abschalten und dadurch ein Leistungsdefizit nach Klärung des Netzfehlers entsteht.

III. Wesentliche Inhalte der Verordnung

Die Verordnung sieht zur Behebung der Probleme im Netz bestimmte technische Anforderungen vor, die Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt zu erfüllen haben.

1. Neue Windenergieanlagen

Für Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen, die ihre Anlagen nach dem 30. Juni 2010 in Betrieb genommen und an das Mittelspannungsnetz angeschlossen haben, wird mit der Verordnung die Einhaltung der Anforderungen der „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008 (im Folgenden Mittelspannungsrichtlinie 2008) verbindlich gemacht. Werden die Anlagen direkt an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen, gilt für die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber der TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Ausgabe Version 1.1 August 2007 (im Folgenden Transmission Code 2007) mit den in Anlage 1 vorgenommenen Maßgaben. Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, deren Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen werden, erhalten für die Einhaltung dieser Anforderungen nach §§ 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einen Bonus von 0,5 Cent pro Kilowattstunde für den Zeitraum der Anfangsvergütung.

2. Alte Windenergieanlagen

Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, erhalten nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für fünf Jahre den sogenannten Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 0,7 Cent pro Kilowattstunde, wenn sie bestimmte technische Anforderungen erfüllen. Dazu gehören im Wesentlichen die Pflicht zum Durchfahren von Fehlern, und die Verpflichtung zur Frequenzhaltung beizutragen.

IV. Alternativen

Keine.

V. Mitteilungspflichten

Mit dem Verordnungsentwurf werden keine neuen Mitteilungspflichten, administrativen Pflichten oder Genehmigungsverfahren eingeführt oder erweitert.

VI. Verordnungsfolgen

1. Gewollte und ungewollte Auswirkungen

Auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat diese Verordnung positive Auswirkungen, da hierdurch die Netzsicherheit erheblich verbessert wird und damit Windenergieanlagen zunehmend Kraftwerkseigenschaften übernehmen. Damit kann bei steigendem Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung auch die Netzstabilität auf einem sehr hohen Niveau aufrechterhalten werden.

Die Verordnung regelt zwar neue Anforderungen in Verbindung mit der Vergütung von Windenergieanlagen, allerdings wird für einen Übergangszeitraum hierfür ein Bonus gezahlt, so dass der Anreiz, Windenergieanlagen aufzustellen, durch die neuen Anforderungen nicht gemindert werden dürfte. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Verbreitung der Technik die Kosten für die Einhaltung der Anforderungen so weit sinken, dass nach Ablauf des Übergangszeitraums keine zusätzliche Vergütung mehr erforderlich sein wird.

2. Kosten für die öffentlichen Haushalte, Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbraucher

Für die öffentlichen Haushalte, die Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbraucher entstehen durch die Verordnung keine zusätzlichen Kosten.

Für die Wirtschaft in Form der Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen, können zwar durch die neuen Anforderungen zusätzliche Kosten entstehen, allerdings werden diese durch die höheren Vergütungszahlungen beziehungsweise die Boni, die nach dieser Verordnung in Verbindung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gewährt werden, ausgeglichen.

Für Betreiberinnen und Betreiber neuer Windenergieanlagen stellt sich die Situation wie folgt dar.

Ecofys hat, in einem Forschungsvorhaben für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, eine eigene Abschätzung der Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus für Windenergie-Neuanlagen durchgeführt (Ecofys, Abschlussbericht Verbesserte Netzintegration für Windenergieanlagen 2009, S. 43ff.). 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.

Die Mehrkosten für neue Windparks in der MS-Ebene befinden sich nach diesen Berechnungen für alle wirtschaftlich sinnvollen Projekte im Bereich von 0,30 bis 0,40 Cent pro Kilowattstunde. Für Windparks in der Hoch- und Höchstspannungsebene mit einer Leistung zwischen etwa 35 und 70 MW befinden sich die Mehrkosten zwischen etwa 0,37 und 0,47 Cent pro Kilowattstunde; diese Mehrkosten reduzieren sich jedoch für Windparks in der Hoch- und Höchstspannungsebene mit einer Leistung von mehr als 100 MW auf Werte von 0,30 bis 0,40 Cent pro Kilowattstunde. Die Kosten beziehen sich auf einen Armortisationszeitraum von 16 Jahren.

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.

Nach § 29 Absatz 2 Satz 4 Erneuerbare-Energien-Gesetz erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde. Die Anfangsvergütung wird am Referenzstandort für 16 Jahre gezahlt, so dass hiermit die Mehrkosten für die höheren technischen Anforderungen gedeckt werden können.

Da Bestandsanlagen nicht verpflichtet sind die Anforderungen dieser Verordnung zu erfüllen, sondern lediglich einen Bonus erhalten, wenn sie die Anforderungen einhalten, werden nur Anlagen nachgerüstet werden, für die durch die Nachrüstung keine Mehrkosten entstehen. Auch hier wurde die Vergütungshöhe aufgrund des von Ecofys durchgeführten Forschungsvorhabens überschlagen.

Die Höhe des Systemdienstleistungs-Bonus wurde bereits im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegt und die dadurch entstehenden steigenden Kosten im Bereich der Strompreise wurden dort bereits berücksichtigt.

3. Bürokratiekosten

Mit § 7 der Verordnung werden zwei neue Informationspflichten für die Wirtschaft eingeführt.

a. Bürokratiekosten für die Wirtschaft

aa. Nachweis der Anforderungen nach § 5 in Verbindung mit Anlage 3

Um den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erhalten müssen Windenergieanlagen, die gemäß § 5 nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, nach § 6 Absatz 2, als Nachweis für

die Einhaltung der Anforderungen dieser Verordnung ein Einheitszertifikat und ein Sachverständigengutachten für die Windenergieanlage vorlegen.

Insgesamt sind in dem Zeitraum vom 31. Dezember 2001 bis 1. Januar 2009 rund 8 000 Windenergieanlagen an das Netz gegangen. Die Nachrüstung für bestimmte Anlagentypen ist teuer und deshalb unrentabel. Folglich werden nur rund 5 000 Anlagen nachgerüstet werden. Die Nachrüstung kann erst nach dem Inkrafttreten der Verordnung voraussichtlich Anfang Juli 2009 und nur bis zum 31. Dezember 2010 erfolgen. Demnach bleiben insgesamt 1,5 Jahre für die Nachrüstung. Pro Jahr fallen somit rund 3 330 Fälle an. Damit liegt auch hier die Fallzahl deutlich unter 10 000 Fällen.

Trotzdem wird eine individuelle Kostenschätzung durchgeführt, weil nach Kapitel 5.3 des Leitfadens für die Ex-Ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem Standardkosten-Modell (SKM) für Zertifizierungen Kosten von 70,31 Euro pro Fall anfallen und somit die Gesamtkosten nach der Schätzung im vereinfachten Verfahren über 100 000 Euro liegen.

Das Einheitszertifikat wird bei einigen der nachzurüstenden Anlagen bereits vorliegen, da einige Hersteller bereits in den vergangenen Jahren ihre Anlagentypen zertifizieren ließen. Bei anderen Anlagen wird die Erstellung des Einheitszertifikats einfach möglich sein, da die relevanten Daten Messungen bereits vorliegen. Um das Einheitszertifikat und das Sachverständigengutachten einzureichen, muss die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber folgende Standardaktivitäten durchführen. Er muss sich in die Informationspflicht einarbeiten, insbesondere indem er einen Zertifizierer und Gutachter findet. Dieser muss beauftragt werden und Gelegenheit bekommen die Windenergieanlage zu prüfen, hierfür wird mindestens eine Sitzung mit dem Zertifizierer durchgeführt werden müssen. Schließlich muss das durch die Sachverständige, den Sachverständigen oder den Zertifizierer ausgestellte Zertifikat an den Netzbetreiber übersandt werden. Die Pflichten werden als mittelmäßig komplex eingeschätzt, so dass für die Einarbeitung 15 Minuten, für das Treffen mit dem Zertifizierer 60 Minuten und für die Weitergabe der Information noch einmal ca. 15 Minuten veranschlagt werden. Insgesamt beläuft sich der Zeitaufwand damit auf 1,5 Stunden.

Es handelt sich hier um koordinierende Tätigkeiten, die einem mittleren Qualifikationsniveau zuzuordnen sind, bei dem in der Energiebranche mit einem durchschnittlichen Stundensatz von 38 Euro zu rechnen ist.

Damit ergeben sich Kosten von ungefähr 57 Euro pro Fall. Bei 3 330 Fällen pro Jahr entstehen so Verwaltungskosten von 189 810 Euro pro Jahr.

bb. Nachweis der Anforderungen in §§ 2 ff. in Verbindung mit Anlagen 1 und 2

Nach § 6 Absatz 1 beziehungsweise § 8 Satz 2 ist auch für neue Windenergieanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, der Nachweis zu erbringen, dass die Anforderungen nach §§ 2 bis 4 in Verbindung mit Anlagen 2 und 3 eingehalten werden. Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Juli 2010 in Betrieb genommen werden, erhalten gemäß § 8 Satz 1 einen Bonus, wenn sie den Nachweis erbracht wird, dass sie die Anforderungen nach §§ 2 bis 4 am Netzverknüpfungspunkt erfüllen. Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen die nach dem 30. Juni 2010 an das Netz angeschlossen werden, erhalten gemäß §§ 2 bis 4 in Verbindung mit §§ 6 Nummer 2 und § 16 Absatz 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auch die Vergütung

nach §§ 29 und 30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur, wenn sie diese Anforderungen erfüllen.

In der Regel sind die betroffenen Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen aufgrund der Netzanschlussbedingungen der jeweiligen Netzbetreiber ohnehin verpflichtet diesen Nachweis vorzulegen. Insofern entsteht hier kein zusätzlicher Bürokratieaufwand für die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber. Auch handelt es sich hier jährlich nur um rund 800 – 1 000 in Betrieb gehende Windenergieanlagen.

b. Bürokratiekosten für Bürgerinnen und Bürger

Der Verordnungsentwurf enthält keine Informationspflichten, von denen Bürgerinnen und Bürger betroffen sind.

c. Bürokratiekosten für die Verwaltung

Der Verwaltung werden mit dieser Verordnung keinerlei Informationspflichten auferlegt.

VIII. Zeitliche Geltung

Eine Befristung der Verordnung kommt nicht in Betracht. Die Anforderungen, die in dieser Verordnung niedergelegt werden, sind wichtige Voraussetzungen für die Stabilität und Sicherheit der deutschen Stromnetze. Auch nach Auslaufen der Bonuszahlungen müssen die Anforderungen weiterhin eingehalten werden. Die unbefristete Geltung garantiert die Sicherheit. Eine periodische Evaluierung der Verordnung im Rahmen des Erfahrungsberichts zum Erneuerbare-Energien-Gesetz ist vorgesehen.

IX. Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern

Die Verordnung hat in der vorgeschlagenen Fassung keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern. Es wendet sich unmittelbar an die Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und von Stromnetzen und hat mittelbare Auswirkungen auf die Personen, die Strom verbrauchen. Die Wirkungen treten unabhängig vom Geschlecht der Betroffenen ein. Auswirkungen auf die unterschiedlichen Lebenssituationen von Frauen und Männern sind nicht zu erwarten.

B. Zu den einzelnen Vorschriften

Teil 1 Allgemeine Vorschriften

Zu § 1 Anwendungsbereich

§ 1 legt den sachlichen Anwendungsbereich der Verordnung fest.

Er regelt die Anforderungen an Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen nicht abschließend. Außerhalb dieser Verordnung können weitere Anforderungen an Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen oder an Windenergieanlagen gestellt werden. Diese Anforderungen müssen jedoch weder nach § 6 Nummer 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz noch für die Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4, § 30 Satz 2 und § 66 Absatz 1 Nummer 6 Erneuerbare-Energien-Gesetz eingehalten werden.

Sowohl aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, als auch aus dem Energiewirtschaftsgesetz können sich dagegen weitere Anforderungen ergeben. Insbesondere bleibt auch § 7 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unberührt. Solche Vorschriften gelten unabhängig von der Gewährung des Systemdienstleistungs-Bonus.

Teil 2 Windenergie-Neuanlagen

Zu § 2 Anschluss an das Mittelspannungsnetz

Zu Absatz 1

§ 2 regelt, welche technischen Anforderungen Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt erfüllen müssen, die ihre Anlagen nach dem 30. Juni 2010 an das Mittelspannungsnetz anschließen und verweist hierfür auf die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008 (Mittelspannungsrichtlinie 2008). Ein Mittelspannungsnetz zeichnet sich durch eine Nennspannung von > 1 kV bis < 60 kV aus.

Der Begriff „Verknüpfungspunkt“ wird in § 5 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als die Stelle im Netz des Netzbetreibers definiert, an der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas ans Netz angeschlossen werden. Eine identische Definition enthält auch Anlage 1 Nummer III.12 dieser Verordnung für den Begriff Netzverknüpfungspunkt. Wegen der Bezugnahme auf den Verknüpfungspunkt bleibt es dem Betreiberinnen und Betreiber einer Windenergie-Erzeugungsanlage freigestellt, ob er die Anforderungen durch eine zentrale Einrichtung, wie zum Beispiel geschaltete Kondensatorbänke oder FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System – Gerät), wie zum Beispiel Static Var Compensator für die „Statische Blindleistungskompensation“ und andere FACTS, wie zum Beispiel STATCOM für die Blindstromabweichung im Fehlerfall oder durch die entsprechende Auslegung der einzelnen *Windenergie-Erzeugungseinheiten*, wie zum Beispiel durch

Überdimensionierung der Wechselrichter und Generatoren für die „Statische Blindleistungskompensation“, erfüllt. Die Vorschrift ermöglicht somit den Einsatz innovativer Lösungen im Bereich eines Windparks.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Anwendbarkeit der Präzisierung in Anlage 1 in einem Punkt in dem die Mittelspannungsrichtlinie 2008 auf den TransmissionCode 2007 verweist.

Zu § 3 Anschluss an das Höchstspannungsnetz

§ 3 schreibt die Anforderungen fest, die an Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt gestellt werden, die nach dem 30. Juni 2010 an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Ein Hochspannungsnetz zeichnet sich durch eine Nennspannung von 110 kV und ein Höchstspannungsnetz durch eine Nennspannung von 380 kV oder 220 kV aus. Zur Einhaltung des § 3 müssen die durch Anlage 1 modifizierten Anforderungen des „TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Ausgabe Version 1.1 August 2007 (im Folgenden TransmissionCode 2007) eingehalten werden.

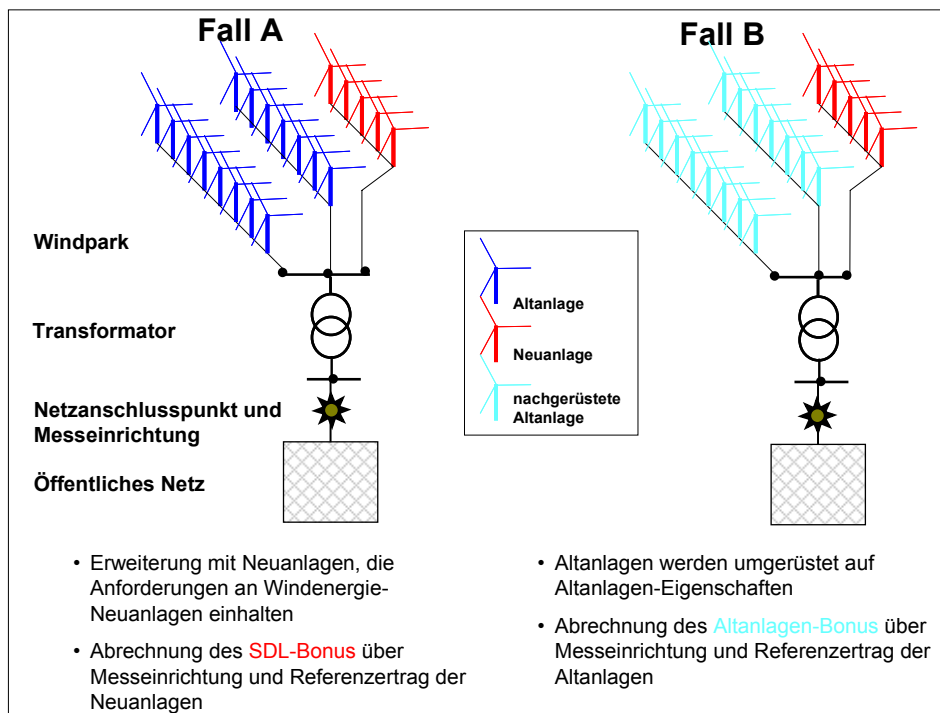
Zum Begriff des Verknüpfungspunkts siehe auch oben zu § 2.

Zu § 4 Anschluss verschiedener Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt

§ 4 regelt insbesondere für die Erweiterung bestehender Windparks mit neuen Windenergieanlagen, dass bestimmte Anforderungen zum Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus nur anteilig am Netzverknüpfungspunkt erbracht werden müssen. Die Anforderungen an die verfügbare Blindleistungsbereitstellung und an die Blindstrombereitstellung zur dynamischen Netzstützung können zum Teil nicht durch alte Windenergieanlagen erbracht werden.

Eine Veranschaulichung der verschiedenen Fälle bei der Erweiterung und Nachrüstung von bestehenden Windparks zeigt Abbildung 1:

Abbildung 1: Verschiedene Fälle bei der Nachrüstung von bestehenden Windparks



Teil 3 Alte Windenergieanlagen

Zu § 5 Voraussetzungen für den Systemdienstleistungs-Bonus

§ 5 regelt, welche Anforderungen Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt einhalten müssen, um den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erhalten. Nur Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, können von dem Systemdienstleistungs-Bonus für alte Windenergieanlagen profitieren. Neben einer Nachrüstung der Generatoren bzw. *Windenergie-Erzeugungseinheiten* sind auch in ihrer Wirkung vergleichbare Maßnahmen zugelassen. Hierfür kommen insbesondere Maßnahmen in Betracht, die nicht an jeder einzelnen Anlage ansetzen, sondern die Situation für den gesamten Windpark verändern.

Der Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht nur dann, wenn die Betreiberinnen oder der Betreiber sicherstellt, dass die Voraussetzungen am Netzverknüpfungspunkt oder einen Punkt zwischen dem Netzverknüpfungspunkt und der Anlage erfüllt werden. Die Erfüllung zwischen Netzverknüpfungspunkt und Anlage kommt insbesondere dann in Betracht, wenn von mehreren Anlagen, die an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, nur einige nachgerüstet werden. Damit soll sichergestellt werden, dass eine Nachrüstung im Sinne der Netzsicherheit auch in Windparks erfolgt, bei denen einzelne nur schwer oder nicht nachzurüsten sind.

§ 66 Absatz 1 Nummer 6 Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt Vergütungsbeginn und -dauer. Danach beginnt der Vergütungszeitraum zu dem Zeitpunkt, zu dem die Erfüllung der Voraussetzungen nach § 5 erstmals nachgewiesen wird.

Teil 4 Nachweis

Zu § 6 Zertifikate und Sachverständigengutachten

§ 6 regelt in welcher Form nachgewiesen werden kann, dass die Anforderungen dieser Verordnung eingehalten werden.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den Nachweis nach §§ 2 bis 4 in Verbindung mit den Anlagen 2 und 3. Dieser ist grundsätzlich durch Einheitszertifikate und ein Sachverständigengutachten zu führen. Einheitszertifikate weisen die elektrischen Eigenschaften der einzelnen Windenergieanlagen oder anderer Geräte aus, um die Konformität der Windenergieanlage (auch gemeinsam mit sonstigen Geräten) mit den Anforderungen dieser Verordnung nachzuweisen. Ein Einheitszertifikat kann auch für eine Windenergieanlagen oder ein anderes Gerät ausgestellt werden, das die Anforderungen dieser Verordnung nicht in allen Punkten erfüllt, wenn die von den Anforderungen abweichenden elektrischen Eigenschaften im Einheitszertifikat angegeben werden.

Die Einheitszertifikate sind nach dem in der Mittelspannungsrichtlinie 2008 festgelegten Verfahren auszustellen. Soweit die Einheitszertifikate für Anlagen ausgestellt werden, die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden sind die inhaltlichen Anforderungen des TransmissionCode 2007 in Verbindung mit Anlage 1 zu beachten.

Die Begutachtung der Sachverständigen oder des Sachverständigen und des Zertifizierers muss nach dem Stand der Technik durchgeführt werden. Es wird angenommen, dass die Methodik, wie sie die zwischen der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW e. V.) und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) abgestimmten Richtlinien beschreiben dem Stand der Technik entspricht. Der Stand der Technik entwickelt sich ständig weiter. Hierunter fallen insbesondere:

- Die Vorschriften für die Prüf- und Messvorschriften zur Erstellung von Einheitszertifikaten für Windenergie-Erzeugungseinheiten legt die Technische Richtlinie Teil 3: „Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel- Hoch- und Höchstspannungsnetz“ (ab Revision 19) der FGW e.V. fest.
- Die Vorschriften für die Erstellung und Validierung von Modellen für Windenergie-Erzeugungseinheiten legt die Technische Richtlinie Teil 4: „Modellbildung und -validierung von Erzeugungseinheiten“ (in Vorbereitung) der FGW e. V. fest.
- Die Vorschriften für Verfahren für die Erstellung von Einheitszertifikaten für Windenergie-Erzeugungseinheiten und Windenergie-Erzeugungsanlagen legt die Technische Richtlinie Teil 8: „Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und Erzeugungsanlagen am Mittel- Hoch- und Höchstspannungsnetz“ (in Vorbereitung) der FGW e. V. fest.

Soweit in Vorschriften anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union eine Methodik für die Durchführung der Begutachtung der Sachverständigen oder des Sachverständigen und des Zertifizierers beschrieben wird, die gleichwertige Anforderungen wie die oben genannten Richtlinien beinhaltet, wird auch für diese Vorschriften angenommen, dass sie dem Stand der Technik entsprechen.

Zur Zeit bestehen noch keine endgültigen Regelungen über das Zertifizierungssystem. Sobald ein Zertifizierungssystem, das eine hinreichende Sicherheit für die Einhaltung der Anforderungen dieser Verordnung gibt etabliert wird, plant die Bundesregierung, diese Verordnung dahingehend zu ändern, dass dieses Zertifizierungsverfahren verbindlich gemacht wird. Dies betrifft insbesondere Zertifizierungsverfahren in den oben genannten technischen Richtlinien. Bis dahin wird darauf hingewiesen, dass die Anforderung der Einhaltung des Standes der Technik für die Gutachten- und Zertifikatserstellung einen gewissen Mindeststandard garantiert.

Soweit ein Zertifizierer bereits in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union nach DIN EN 45011:1998 akkreditiert ist, bedarf es keiner erneuten Akkreditierung nach dieser Norm in Deutschland.

Zu Absatz 2

Die Vorlage eines Einheitenzertifikats für den Nachweis ist notwendig, insbesondere um sicherzustellen, dass die notwendigen Messungen nach dem Stand der Technik durchgeführt wurden und so eine plausible Grundlage für das Sachverständigengutachten vorliegt. Für die Nachrüstung bestehender Anlagen muss das Einheitenzertifikat nicht notwendigerweise nach dem Verfahren der Mittelspannungsrichtlinie 2008 erstellt worden sein. Es reicht aus, wenn das Einheitenzertifikat von einem akkreditierten Zertifizierer nach dem jeweiligen Stand der Technik erstellt wurde. Damit können bereits in der Vergangenheit ausgestellte Einheitenzertifikate als Grundlage für die Erstellung des Sachverständigengutachtens verwendet werden. Liegt ein Einheitenzertifikat nach der Mittelspannungsrichtlinie 2008 vor, kann es selbstverständlich in jedem Fall ebenfalls verwendet werden. Zusätzlich ist ein Sachverständigengutachten erforderlich um die Nachrüstung, insbesondere die zu ändernden Einstellungen des Entkupplungsschutzes zu protokollieren..

Zu Absatz 3

Mit Absatz 3 wird für Prototypen ein späterer Nachweis ermöglicht, da zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme die notwendigen Messungen für den Nachweis grundsätzlich noch nicht vorliegen können.

Zu § 7 Mehrere Windenergieanlagen

§ 7 regelt, dass die Zuordnung des Systemdienstleistungs-Bonus bei einem Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an einen Netzverknüpfungspunkt, deren Einspeisevergütung über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, über das Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge erfolgen kann.

Teil 5 Schlussbestimmungen

Zu § 8 Übergangsbestimmungen

Zu Absatz 1

§ 8 regelt den Anspruch auf Systemdienstleistungs-Bonus für Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen, deren Windenergieanlagen nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz am 1. Januar 2009 und vor dem 1. Juli 2010 in Betrieb genommen werden. Dies ist erforderlich, um zu ermöglichen, dass auch diese Anlagen, soweit sie die Anforderungen für nach §§ 2 bis 4 nachweislich erfüllen, den Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erhalten können. Damit wird ein Anreiz gegeben, dass auch die Betreiberinnen und Betreiber dieser Anlagen dafür sorgen die Netzsicherheit am Netzverknüpfungspunkt ihrer Anlagen zu erhöhen.

Außerdem wird durch Satz 2 ermöglicht, dass auch Anlagen, die die Anforderungen des TransmissionCodes 2007 zur Blindstromeinspeisung im Fehlerfall nachweislich erfüllen, den Systemdienstleistungs-Bonus erhalten.

Zu Absatz 2

Durch Absatz 2 wird ermöglicht, dass auch Anlagen nach dem 30. Juni 2010 und bis zum 30. Juni 2011 in Betrieb genommen werden, und die die Anforderungen des TransmissionCodes 2007 zur Blindstromeinspeisung im Fehlerfall nachweislich erfüllen, die Anfangsvergütung und den Systemdienstleistungs-Bonus erhalten. Dies entspricht auch der Systematik der Mittelspannungsrichtlinie 2008, nach der die Anforderungen zur dynamischen Netzstützung erst nach einer Übergangszeit eingehalten werden müssen.

Zu § 9 Inkrafttreten

§ 9 regelt das Inkrafttreten der Verordnung.

Zu Anlage 1

Zu Teil I

Der TransmissionCode 2007 regelt die wirtschaftlichen und verfahrenstechnischen Grundlagen für die Nutzung der Übertragungsnetze. Er stellt ein in sich geschlossenes Dokument dar. Die Struktur des TransmissionCodes 2007 weist jedoch einige Unklarheiten auf. An mehreren Stellen im TransmissionCode 2007 finden sich außerdem inkonsistente Begriffsverwendungen oder Anforderungen. Schließlich sind bestimmte Anforderungen des TransmissionCodes 2007 im Rahmen des durch diese Verordnung geregelten Bereichs nicht notwendig.

Deshalb eignet sich der TransmissionCode 2007 in der vorliegenden Form nicht dazu, durch einfachen Verweis die technischen Anforderungen dieser Verordnung zu

spezifizieren. Es werden daher in Anlage 1 verschiedene Maßgaben definiert, unter denen die Anforderungen gemäß dem TransmissionCode 2007 im Sinne dieser Verordnung gelten.

Alle Abschnitte, für die keine Maßgaben getroffen werden, gelten unverändert.

Zu den Nummern 1 bis 5

Diese Verordnung legt nur Anforderungen an Windenergieanlagen fest. Daher sind an allen Stellen im TransmissionCode 2007 die Verweise auf andere Erzeugungsanlagen entsprechend anzupassen.

Zu Nummer 6

In Nummer 6 wird darüber hinaus das Wort „Netzanschlusspunkt“ durchgängig durch das Wort „Netzverknüpfungspunkt“ ersetzt, um eine einheitliche Terminologie für die gesamte Verordnung sicherzustellen. Dies ist keine inhaltliche Änderung verbunden, da die Begriffe „Netzverknüpfungspunkt“ und „Netzanschlusspunkt“ inhaltsgleich sind.

Teil II

Zu Nummer 1

In Nummer 1 wird geregelt, dass *Windenergie-Erzeugungsanlagen* bei Frequenzeinbrüchen gemäß Bild 3.2 des TransmissionCodes 2007 weiterhin die *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* einspeisen können müssen.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die durch den Netzbetreiber vorgegebene Wirkleistung die *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* niemals überschreitet. Die *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* kann im Einzelfall gleich der *Installierten Wirkleistung P_{inst}* sein. Es wird darauf hingewiesen, dass im anschließenden stationären Zustand wieder Bild 3.1 des TransmissionCodes 2007 gilt.

Zu Nummer 2

Nummer 2 regelt, dass die Anforderung in 3.3.7.1 auf Windenergieanlagen nicht anzuwenden ist.

Es wird aber darauf hingewiesen, dass nach Abschnitt 3.3.13.6 des TransmissionCode 2007 *Windenergie-Erzeugungsanlagen* von der Primärregelfähigkeit befreit werden können, auch wenn ihre *Installierte Wirkleistung P_{inst}* 100 MW überschreitet. Die Sicherstellung der Anschlussvoraussetzungen durch die Betreiberin oder den Betreiber einer Anlage nach § 6 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind daher nicht an die Anforderung der Primärregelfähigkeit gekoppelt. Für Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe von *Windenergie-Erzeugungsanlagen* gilt lediglich Abschnitt 3.3.13.3.

Zu Nummer 3

Es wird geregelt, dass es sich bei der Blindleistungsregelung im Normalbetrieb bzw. im stationären Fall um eine langsame Regelung im Minutenbereich handelt. Im Rahmen der zulässigen Beeinträchtigung der Netzqualität kann diese Regelung auch als diskrete Regelung zum Beispiel mithilfe von Kondensatorschaltbänken ausgeführt werden. Es soll die Blindleistung der Mitsystemkomponente der Strom-/Spannungs-Grundschiwingung gemäß IEC 61400-21 Ed. 2⁴ Annex C am Netzverknüpfungspunkt geregelt werden.

Zu Nummer 4

Nummer 4 legt die maximal zulässige Zeit, innerhalb derer der vereinbarte Blindleistungsbereich vollständig durchfahren werden können muss, auf vier Minuten fest. Ferner wird geregelt, dass die am *Netzanschlusspunkt* bereitzustellende Blindleistung auf die *Betriebsbereite installierte Wirkleistung $P_{bb\ inst}$* bezogen wird; damit wird sichergestellt, dass nur soviel Blindleistung am *Netzverknüpfungspunkt* bereitgestellt werden muss, wie es mit den betriebsbereiten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* innerhalb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* (das heißt ausgenommen *Windenergie-Erzeugungseinheiten*, die sich in Revision befinden oder defekt sind) ohne zusätzliche Einrichtungen möglich ist.

Außerdem muss sich der Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Netzanschlusses der *Windenergie-Erzeugungsanlage* aufgrund der jeweiligen Netzanforderungen auf eine der drei Varianten nach den Bildern 3.3a bis 3.3c des TransmissionCode 2007 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.

Dagegen müssen Windenergieanlagen für den Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus nicht die Anforderungen nach 3.3.7.1 Absatz 3 des TransmissionCodes 2007 erfüllen. Der Systemdienstleistungs-Bonus muss demnach auch gezahlt werden, wenn die Forderung des Netzbetreibers an die Betreiberinnen und Betreiber der *Windenergie-Erzeugungsanlage*, zusätzliche Einrichtungen bereit zu halten, um eine Spannungs-/Blindleistungsregelung im Gebiet des jeweiligen Netzbetreibers durchführen zu können, nicht erfüllt werden kann.

Zu Nummer 5

In Nummer 5 werden die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am *Netzanschlusspunkt* im Teillastbetrieb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* festgelegt. Auch hier wird die am *Netzverknüpfungspunkt* bereitzustellende Blindleistung auf die *Betriebsbereite installierte Wirkleistung $P_{bb\ inst}$* bezogen und damit sichergestellt, dass nur soviel Blindleistung am *Netzverknüpfungspunkt* bereitgestellt werden muss, wie es mit

⁴

Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei IEC International Electrotechnical Commission, ISBN 2-8318-9938-9, www.iec.ch.

den betriebsbereiten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* innerhalb einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* ohne zusätzliche Einrichtungen möglich ist.

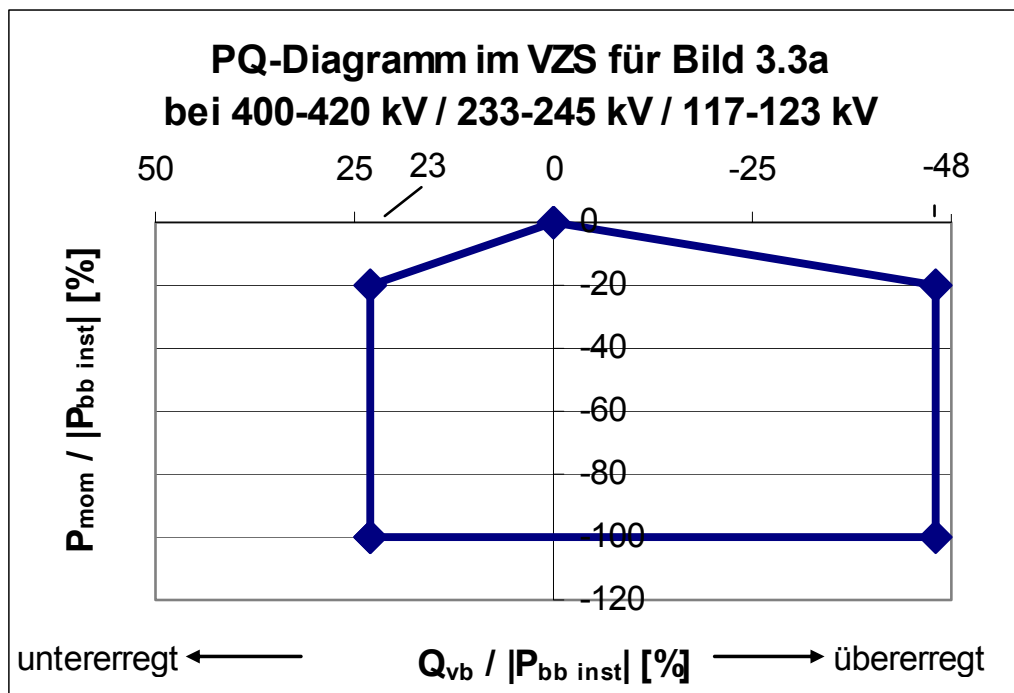
Die Formulierung im TransmissionCode 2007, nach der die Blindleistungsbereitstellung am *Netzverknüpfungspunkt* auch bei reduzierter Wirkleistungsabgabe unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsleistung und der Verluste durch den Maschinentransformator und an Maschinenleistung dem vollen Umfang des Generator *Leistungsdiagramms* entsprechen muss, bleibt uneindeutig und erlaubt einen weiten Interpretationsspielraum. Deshalb wird mit den PQ-Diagrammen in den Bildern 3.3d, 3.3e und 3.3f dieser Verordnung eindeutig festgelegt, welcher Blindleistungsbereich von *Windenergie-Erzeugungsanlagen* am *Netzverknüpfungspunkt* im Teillastbetrieb abgedeckt werden können muss.

In den Bildern 3.3d, 3.3e und 3.3f dieser Verordnung sind jeweils der größte abzudeckende Blindleistungsbereich und das zugehörige Spannungsband angegeben. Die Abszisse (x-Achse) gibt die zur Verfügung zu stellende *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} bezogen auf den Betrag der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ in Prozent an. Die Ordinate (y-Achse) gibt die *Momentane Wirkleistung* P_{mom} (im *Verbraucherzählpeilsystem* negativ) bezogen auf den Betrag der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ in Prozent an.

Zur Veranschaulichung werden im Folgenden die durch die Bildern 3.3a bis 3.3c festgelegte Spannungsabhängigkeit des zur Verfügung zu stellenden Blindleistungsbereichs dargestellt.

Bild 3.3d: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem (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 TransmissionCodes 2007 werden negative Blindleistungen auf die rechte Achsenhälfte abgebildet.



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:

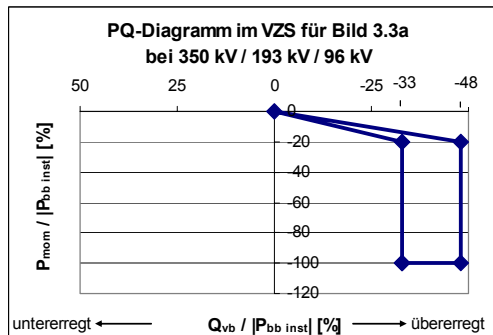
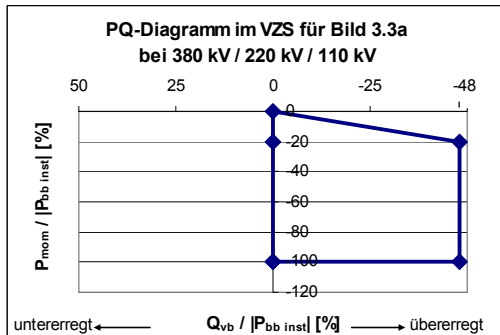
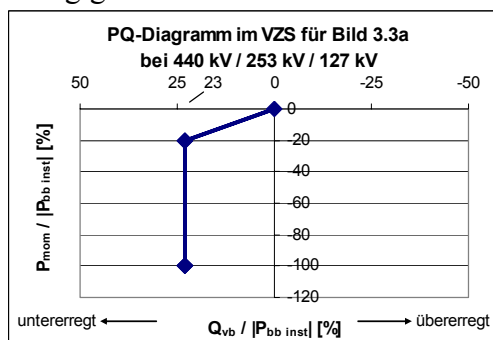
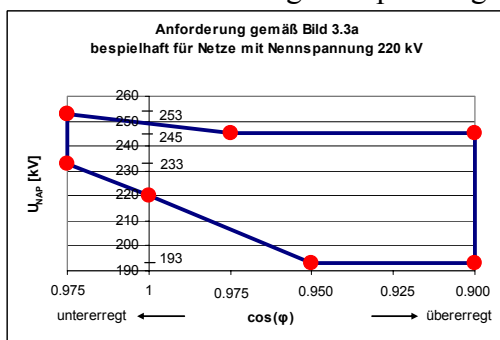
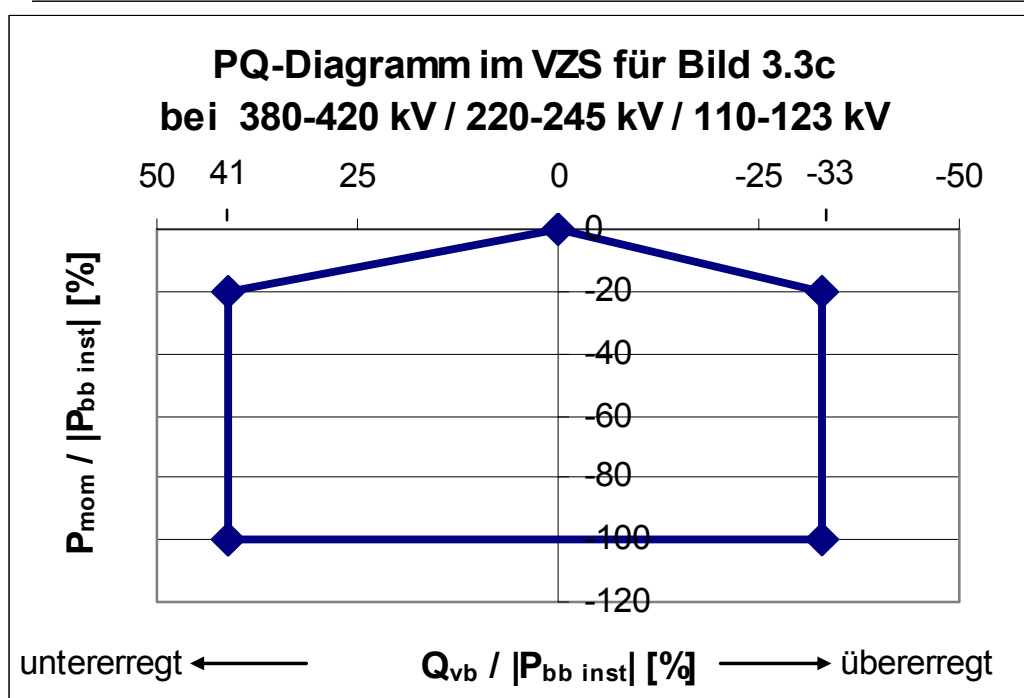


Bild 3.3e: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt im Verbraucherzählpeilsystem (VZS) für Bild 3.3b (Variante 2) und Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit

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



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:

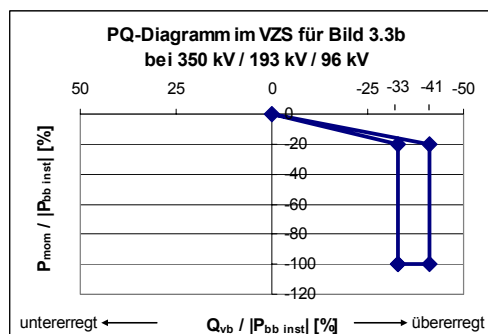
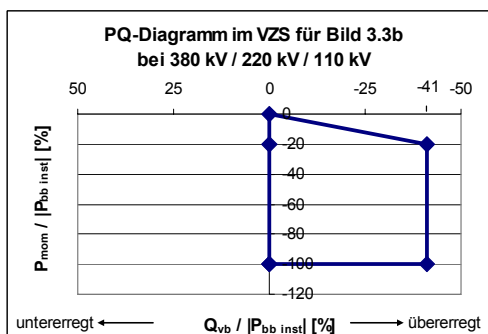
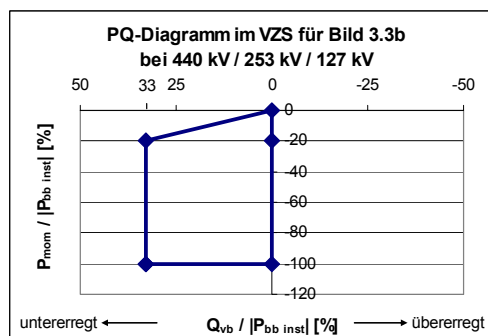
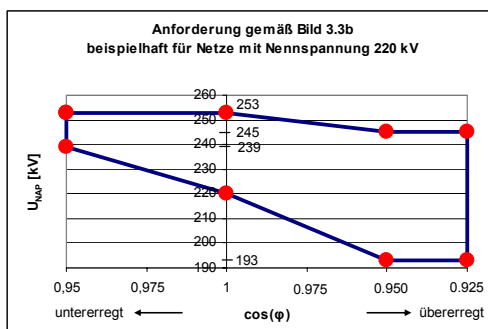
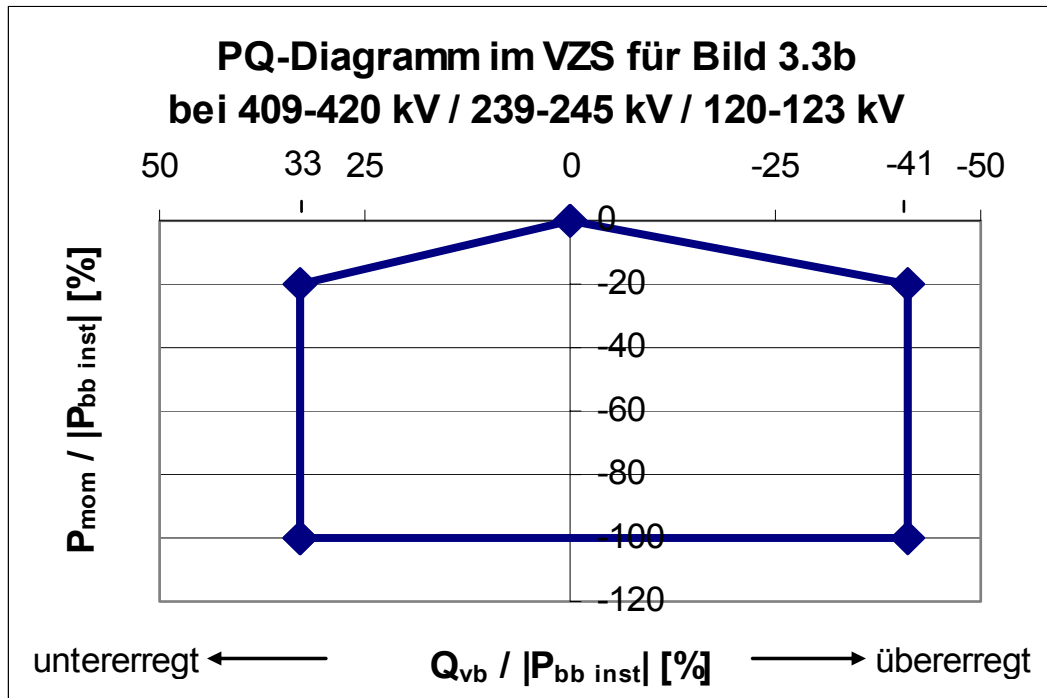
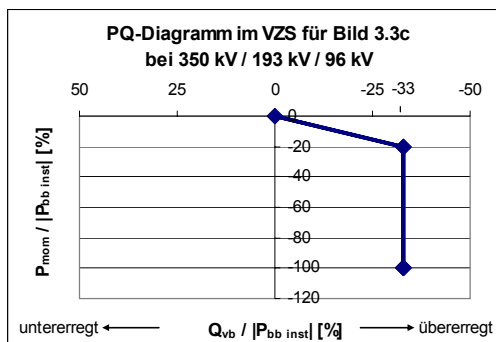
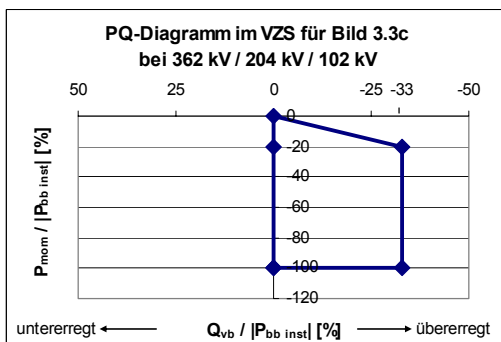
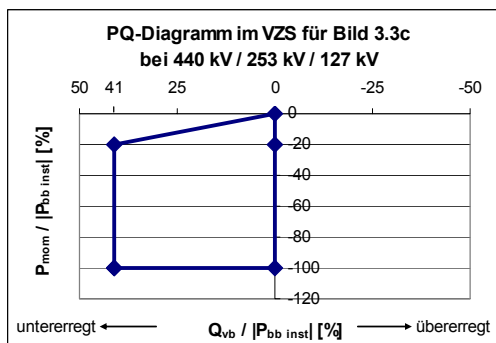
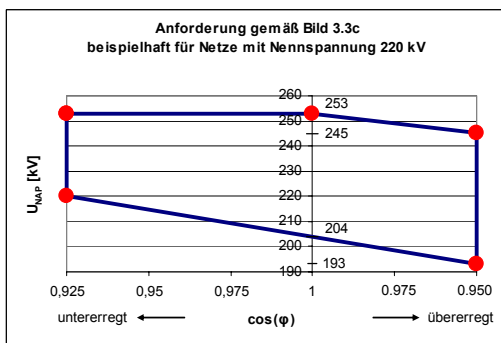


Bild 3.3f: PQ-Diagramm der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) für Bild 3.3c (Variante 3) und Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit
 Hinweis: Aufgrund der Darstellung im VZS und der besseren Vergleichbarkeit der Blindleistungsbereiche mit Bild 3.3c des TransmissionCode 2007 werden negative Blindleistungen auf die rechte Achsenhälfte abgebildet.



Zur Veranschaulichung der Spannungsabhängigkeit:



Der untere Teil der Bilder 3.3d bis 3.3f veranschaulicht beispielhaft für Variante 1 und Netze mit einer Nennspannung von 220 kV das Folgende:

- Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* muss so dimensioniert sein und betrieben werden können, dass sie bei einer Netzspannung am *Netzverknüpfungspunkt* von 253 kV (oberer Wert des Spannungsbandes) im Betriebsbereich der *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} von 20 bis 100 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ eine *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} von 23 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ untererregt (spannungssenkend) am *Netzverknüpfungspunkt* bereitstellt.
- Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* muss so dimensioniert sein und betrieben werden, dass sie bei einer Netzspannung am *Netzverknüpfungspunkt* von 220 kV (Nennspannung des Netzes) im Betriebsbereich der *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} von 20 bis 100 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ eine *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} von 0 bis 48 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ übererregt (spannungsstützend) am *Netzverknüpfungspunkt* bereitstellt;
- Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* muss so dimensioniert sein und betrieben werden können, dass sie bei einer Netzspannung am *Netzverknüpfungspunkt* von 193 kV (unterer Wert des Spannungsbands) im Betriebsbereich der *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} von 20 bis 100 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ eine *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} von 33 bis 48 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ übererregt (spannungsstützend) am *Netzverknüpfungspunkt* bereitstellt;
- Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* hat in den drei oben genannten Fällen im Betriebsbereich der *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} von 0 bis 20 Prozent der *Betriebsbereiten installierten Wirkleistung* $P_{bb\ inst}$ nur eine *Verfügbare Blindleistung* Q_{vb} bereitzustellen, die von der Geradenschar zwischen dem für eine *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} von 20 Prozent geforderten Bereich und dem Ursprung des PQ-Diagramms begrenzt wird.

Aus den PQ-Diagrammen ist ersichtlich, dass je nach der Situation im Netz und der *Momentanen Wirkleistungsabgabe* P_{mom} eine vorrangige Bereitstellung von Blindleistung vor der Wirkleistungsabgabe möglich sein muss.

Auch für die Bilder 3.3d, 3.3e und 3.3f gilt wieder, dass jeder Punkt innerhalb der umrandeten Bereiche innerhalb von vier Minuten angefahren werden können muss. Wie nach Abschnitt 3 vorgeschrieben, muss die genaue Fahrweise zwischen dem Betreiberinnen und Betreiber der *Windenergie-Erzeugungsanlage* und dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt werden.

Zu Nummer 6

Da die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung konsequent auf den *Netzverknüpfungspunkt* bezogen werden, sind keine Vorgaben für die Auslegung der

Maschinentransformatoren notwendig. Allein das Überspannungskonzept ist, als ein für die Netzsicherheit relevantes Konzept, mit dem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen.

Zu Nummer 7

Für *Windenergie-Erzeugungsanlagen* wird im Sinne dieser Verordnung keine schnelle Blindleistungsregelung am *Netzverknüpfungspunkt* gefordert. Daher werden auch keine Vorgaben für die Generatorspannungsregelung gemäß Abschnitt 3.3.10 gemacht. Der Betreiberinnen und Betreiber einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* hat lediglich sicherzustellen, dass die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* so betrieben werden, dass die sicherheitsrelevanten Grenzwerte für Spannungen und Ströme innerhalb der ganzen *Windenergie-Erzeugungsanlage* eingehalten werden.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

Absatz 1 des Abschnitts 3.3.12 ist auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* nicht anwendbar, weil er sinnvoll nur auf direkt gekoppelte Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke mit Turbosatz angewendet werden kann.

Zu Buchstabe b

In Abschnitt 3.3.12.1 gilt mit der Maßgabe, dass die Vorschriften auch für unsymmetrische (1,2-polige) Netzkurzschlüsse gelten. Das bedeutet, dass symmetrische und auch unsymmetrische (1,2- und 3-polige) Netzkurzschlüsse im Nahbereich der *Windenergie-Erzeugungsanlage* bei Fehlerklärungszeiten von bis zu 150 ms im gesamten Betriebsbereich der *Windenergie-Erzeugungseinheit* nicht zur Instabilität führen dürfen, wenn die an der Schnittstelle „Netz – *Windenergie-Erzeugungsanlage*“ netzseitig anstehende Anfangskurzschlusswechselstromleistung (S''_{kN}) nach Fehlerklärung größer ist als der 6-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am *Netzverknüpfungspunkt* dieser *Windenergie-Erzeugungsanlage* galvanisch verbundenen *Windenergie-Erzeugungsanlagen*.

Außerdem wird geregelt, dass während des Fehlers die Wirkstromeinspeisung zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Stabilität der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* abgesenkt werden muss.

Zu Buchstabe c

Die Vorschriften zur statischen Stabilität (Netzpendelungen) in Abschnitt 3.3.12.2 gelten nur für direkt mit dem Netz gekoppelte Synchrongeneratoren und damit nur für *Windenergie-Erzeugungsanlagen*, die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* vom Typ 1 enthalten.

Zu Nummer 9

Nummer 9 regelt, dass Abschnitt 3.3.13.1 nicht auf *Windenergie-Erzeugungsanlagen* anzuwenden ist. Abschnitt 3.3.13.1 besagt, dass weiter gehende Erläuterungen im VDN-Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“⁵ detailliert beschrieben sind. Zwischen den Anforderungen dieses Leitfadens und dem TransmissionCode 2007 bestehen jedoch Widersprüche. Deshalb ist dieser Abschnitt nicht anzuwenden.

Zu Nummer 10

Zu Buchstabe a

Der Begriff „*Momentane verfügbare Leistung P_m* “ wird im TransmissionCode 2007 nicht definiert. Im Sinne dieser Verordnung wird dieser Begriff daher als *Momentane Wirkleistung P_{mom}* verstanden.

Hierdurch wird sichergestellt, dass die Wirkleistungsreduktion relativ zu der tatsächlich momentan eingespeisten Wirkleistung reduziert wird unter Berücksichtigung bereits bestehender Vorgabewerte durch den Netzbetreiber sowie des gegebenenfalls schwankenden Windangebots. Die bisherige Praxis, nach der die Wirkleistung relativ zu dem Wert der *Momentanen Wirkleistung P_{mom}* , der bei Überschreiten der Frequenz von 50,2 Hz bestand („Zeitpunkt der Anforderung; Einfrieren des Wertes“), reduziert wird, hat folgende Nachteile:

- Steigt die *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* nach dem Überschreiten der Frequenz von 50,2 Hz aufgrund höheren Windangebots an, so kann die Wirkleistungseinspeisung von *Windenergie-Erzeugungsanlagen* auch bei größeren Frequenzabweichungen nicht ausreichend abgesenkt werden.
- Sinkt die *Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* nach dem Überschreiten der Frequenz von 50,2 Hz aufgrund geringeren Windangebots ab, so kann die Wirkleistungseinspeisung von *Windenergie-Erzeugungsanlagen* bereits bei kleinen Frequenzabweichungen auf null abgesenkt werden.

Zu Buchstabe b

Da alle Anforderungen konsequent auf den *Netzverknüpfungspunkt* bezogen werden, wird die Vorschrift in Absatz 3, dass diese Regelung dezentral (an jedem einzelnen Generator) ausgeführt wird, gestrichen.

⁵ Zu beziehen beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin.

Zu Buchstabe c

In Buchstabe c wird ein neuer Absatz 4 eingefügt, nach dem die Regelung zur Wiederkehr von Wirkleistung nach Rückkehr der Frequenz auf einen Wert $f \leq 50,05$ Hz im *ungestörten Betrieb* wahlweise dezentral oder zentral ausgeführt werden kann. Allerdings muss aus Gründen der übergeordneten Systemsicherheit stets sichergestellt werden, dass für den Fall von Störungen innerhalb der übergeordneten Regelung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* geeignete Maßnahmen zur Wirkleistungsreduktion von *Windenergie-Erzeugungseinheiten* bei Überfrequenz dezentral bereitgestellt werden. Die Schnelligkeit der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz sollte im Bereich der Stellgeschwindigkeit der Pitchregelung der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* liegen, d. h. der Leistungsgradient muss nicht größer sein als 100 % der *Momentanen Wirkleistung* P_{mom} pro 5 Sekunden.

Der bisherige Absatz 4 weist rein erläuternd darauf hin, dass für *Windenergie-Erzeugungsanlagen*, die sich bei Überfrequenz vom Netz getrennt haben, ein Konzept für das Wiedersynchronisieren mit dem Netz erarbeitet werde. Dieser Absatz wird durch einen neuen Absatz 5 ersetzt, nach dem auf Anforderung des Netzbetreibers (zum Beispiel per Funkrundsteuerung o. Ä.) die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln ans Netz zu blockieren ist. Die Notwendigkeit einer solchen Funktion hat sich zum Beispiel beim Versorgungswiederaufbau nach einem Stromausfall herausgestellt. Weitere Anforderungen bleiben hiervon unberührt.

Zu Nummer 11

Diese Maßgaben verdeutlichen ein weiteres Mal, dass es sich bei der Blindleistungsregelung im Normalbetrieb bzw. im stationären Fall um eine langsame Regelung im Minutenbereich handelt. Die Blindleistungsvorgabe muss innerhalb von vier Minuten dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwert entsprechen. Dies gilt im Sinne dieser Verordnung auch für den Fall der Online-Sollwertvorgabe.

Zu Nummer 12.

Zu Buchstabe a

Die Regelung in Abschnitt i schreibt vor, dass sich die Anforderungen für das Verhalten der Windenergie-Erzeugungseinheiten bei Netzstörungen auf die Mitsystemkomponenten der Grundschiwingung von Strom und Spannung gemäß IEC 61400-21 Ed. 2⁶ Annex C beziehen. Da ein Grid Code auf detaillierte Vorschriften zur Umsetzung der jeweiligen Anforderungen verzichten sollte, sind hier keine weiteren Erläuterungen notwendig.

Die Präzisierungen nach Abschnitt ii und iii verdeutlichen, dass als Mindestanforderung die in den Absätzen 2, 7, 8, 11 und 17 festgelegten Anforderungen an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators erfüllt werden müssen. Davon abweichend ist es aber auch erlaubt, einen anderen Bezugspunkt (zum Beispiel die

⁶ Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei IEC International Electrotechnical Commission, ISBN 2-8318-9938-9, www.iec.ch.

Oberspannungsseite des Maschinentransformators) zu wählen, solange nachgewiesen wird, dass sich daraus das gleiche Betriebsverhalten am *Netzverknüpfungspunkt* ergibt. Diese Präzisierungen verfolgen das Ziel, alle Anforderungen konsequent für den *Netzverknüpfungspunkt* festzulegen und so wenige Anforderungen an die Ausführung der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* zu stellen wie möglich. Hierdurch wird auch der Einsatz innovativer Lösungen auf Windparkebene erlaubt.

Zu Buchstabe b

In Abschnitt 3.3.13.5 schreibt Absatz 8 die Anforderung an den Überspannungsschutz der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* vor, der bei Anstieg und Verbleib der Spannung auf der Unterspannungsseite jedes einzelnen Maschinentransformators auf und über einen Wert von 120 % des oberen Wertes des Spannungsbandes (zum Beispiel $690 \text{ V} \times 1,05 \times 1,2 = 870 \text{ V}$) die betroffene *Windenergie-Erzeugungseinheit* mit einer Zeitverzögerung von 100 ms vom Netz trennen muss. Der Spannungswert bezieht sich auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen; das bedeutet, dass die zwei anderen verketteten Netzspannungen sich zum Teil zeitweise über einem Wert von 120 % des oberen Wertes des Spannungsbandes befinden dürfen, ohne dass der Überspannungsschutz der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* auslösen muss.

Es wird darauf hingewiesen, dass zum einen die Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe im Abschnitt 3.3.6 des TransmissionCode 2007 beachtet werden müssen: Gemäß Bild 3.1 des TransmissionCodes 2007 wird eine Abgabe von Wirkleistung nur bis zu einer maximalen Netzspannung von 440 / 253 / 127 kV gefordert. Darüber hinaus werden keine Anforderungen gestellt.

Zusätzlich wird mit dem neuen Absatz 8b auf die Bildunterschrift zu Bild 3.1 im TransmissionCode 2007 verwiesen, nach der Spannungsgradienten von kleiner/gleich 5 % pro Minute innerhalb der im Bild 3.1 angegebenen Spannungsbänder zulässig sind und nicht zur Trennung der *Windenergie-Erzeugungsanlagen* führen dürfen. Sofern größere Spannungsgradienten auftreten, bestehen ebenfalls keine Anforderungen an die Abgabe von Wirkleistung.

Schließlich wird darauf hingewiesen, dass an dieser Stelle auch die Maßgabe nach Buchstabe d beachtet werden muss, nach der die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des *Blindstroms* stützen sollen. Diese Anforderung führt zum Teil dazu, dass einer Überspannung an der *Windenergie-Erzeugungseinheit* im Zeitbereich der geforderten *Blindstromabweichung* bei Auftreten einer *Signifikanten Spannungsabweichung* entgegengewirkt wird.

Zu Buchstabe c

Durch Buchstabe c wird, wie auch die Maßgaben zu Abschnitt 3.3.12.1 geregelt, dass nicht nur dreipolige, sondern auch einpolige und zweipolige Kurzschlüsse mit und ohne Erdberührung und nicht nur störungsbedingte symmetrische, sondern auch unsymmetrische Spannungseinbrüche oberhalb der Grenzlinie 1 in Bild 3.5 nicht zur Instabilität oder zum Trennen der *Windenergie-Erzeugungsanlage* vom Netz führen dürfen. Es wird auch klargestellt, dass diese Anforderung nur dann greifen kann, wenn

sich der Spannungswert in Bild 3.5 auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen bezieht.

Die Anforderungen an das Verhalten bei Netzstörungen mit unsymmetrischen Fehlern können bedeuten, dass sich *Windenergie-Erzeugungsanlagen* auch dann nicht vom Netz trennen dürfen, wenn sich ein oder zwei der drei verketteten Netzspannungen weit unterhalb eines Wertes von 45 % der Nennspannung U_N des Netzes (zum Beispiel bei 15 % U/U_N) befinden.

Die Absätze 14 und 15 in Abschnitt 3.3.13.5 des TransmissionCodes 2007 legen die zugelassenen Abweichungen von der grundsätzlichen Anforderung fest, dass alle symmetrischen und unsymmetrischen Spannungseinbrüche nicht zur Instabilität oder zum Trennen der *Windenergie-Erzeugungsanlage* vom Netz führen dürfen.

Zu Buchstabe d

Die Formulierung nach Absatz 17 und die Darstellung nach Bild 3.6 des TransmissionCodes 2007 im Abschnitt 3.3.13.5 des TransmissionCode 2007, nach der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des *Blindstroms* stützen sollen, hat in der Praxis häufig zu Missverständnissen geführt. In Absatz 17 Buchstabe a wird daher der Geltungsbereich, in Absatz 17 Buchstabe b das grundsätzliche Verhalten und in Absatz 17 Buchstabe c der Zeitverlauf der präzisierten Anforderung zur Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung beschrieben.

Der neu gefasste Absatz 17 Buchstabe a beschränkt den Geltungsbereich zur verpflichtenden Einhaltung der Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung auf Netzfehler mit einem Verlauf des größten Wertes der drei verketteten Netzspannungen oberhalb der Grenzlinie 1 in Bild 3.5 des TransmissionCode 2007. Bei einem Verlauf unterhalb der Grenzlinie 1 und oberhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 des TransmissionCodes 2007 sollte zwar grundsätzlich ein gleiches Verhalten der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* sichergestellt werden, es darf jedoch unter bestimmten Voraussetzungen von den Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern abgewichen und – wenn außerdem notwendig – in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber eine kurzzeitige Trennung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* (KTE) vom Netz durchgeführt werden. Unterhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 des TransmissionCodes 2007 ist eine KTE vom Netz immer erlaubt. Im Falle einer KTE müssen die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung nur so weit erfüllt werden, wie es das Netzanschlusskonzept der *Windenergie-Erzeugungseinheit* ermöglicht.

Der neu gefasste Absatz 17 Buchstabe b beschreibt das grundsätzliche Verhalten wie im Folgenden dargestellt:

Bei *Spannungsabweichungen* ΔU innerhalb des *Spannungstotbands* U_t gelten die Anforderungen für „Normalen Betrieb“ nach Abschnitt 3.3.13.4 des TransmissionCode 2007.

Die *Blindstromabweichung* (ΔI_B), also eine Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des *Blindstroms* I_B , muss relativ zu dem Blindstrom erfolgen, der sich durch die jeweiligen

Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb des Netzes und der zwischen dem Betreiberinnen und Betreiber der *Windenergie-Erzeugungsanlage* und dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmten Fahrweise nach Abschnitt 3.3.13.4 des TransmissionCodes 2007 ergibt.

Die *Blindstromabweichung* (ΔI_B) der *Windenergie-Erzeugungseinheiten* muss dabei im eingeschwungenen Zustand proportional zur *Relevanten Spannungsabweichung* (ΔU_r) erfolgen. K gibt die stationäre Blindstrom-Spannungscharakteristik an: $\Delta I_B / I_{BN} = K * \Delta U_r / U_N$. Der zulässige Bereich, in dem die stationäre Blindstrom-Spannungscharakteristik K liegen muss, wird im neu gefassten Bild 3.6 durch den gelb schraffierten Bereich gekennzeichnet. Dieser Bereich wird durch $2 \leq K \leq 10$ definiert; er umfasst damit die Mindestanforderung des TransmissionCodes 2007, lässt aber darüber hinaus auch eine wünschenswerte stärkere Blindstrom-Spannungscharakteristik K zum Beispiel moderner *Windenergie-Erzeugungseinheiten* zu. Es sollte allerdings beachtet werden, dass je nach Netzsituation keine so starke Blindstrom-Spannungscharakteristik gewählt wird, dass die *Windenergie-Erzeugungseinheit* instabil wird oder der Generatorschutz anspricht.

Die Konstante K der Blindstrom-Spannungscharakteristik muss einstellbar sein. Allerdings ist es ausreichend, wenn die Konstante K auf schriftliche Anfrage des Netzbetreibers eingestellt werden kann. Eine Online-Sollwertvorgabe für die Konstante K ist nicht erforderlich. Der Einstellwert für die Konstante K sollte je nach Netzsituation mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden; im Einzelfall kann der Netzbetreiber die Deaktivierung der Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung fordern ($K = 0$).

Die Schwankungsbreite des gemessenen Blindstroms, der sich aus der eingestellten Blindstrom-Spannungscharakteristik ergibt, muss zwischen -10 % und +20 % des Nennstroms liegen. Weitere Anforderungen an die Genauigkeit der Blindstromregelung werden später in einem entsprechenden Zertifizierungsverfahren festgelegt.

Im Bezug auf den maximal möglichen einzuspeisenden gesamten *Blindstrom* I_B wird eine Unterscheidung zwischen den Fehlertypen wie folgt getroffen:

- Für 3-polige Fehler müssen *Windenergie-Erzeugungseinheiten* technisch in der Lage sein, bei diesen Fehlertypen einen *Blindstroms* I_B mindestens 100 % des Nennstroms erreichen können. Eine obere Grenze für die *Blindstromabweichung* ΔI_B sollte sich allein aus dem herstellereigenen Anlagenkonzept und der Dimensionierung der *Windenergie-Erzeugungseinheit* ergeben.
- Für 1,2-polige Fehler müssen *Windenergie-Erzeugungseinheiten* technisch in der Lage sein, bei diesen Fehlertypen einen *Blindstrom* I_B von mindestens 40 % des Nennstroms einzuspeisen. Die Einspeisung des Blindstroms darf die Anforderungen an das Durchfahren von Netzfehlern nicht gefährden. Es ist wünschenswert, dass die *Windenergie-Erzeugungseinheit* den maximal möglichen *Blindstrom* I_B *eingespeist*, den die Dimensionierung der *Windenergie-Erzeugungseinheit* unter Beachtung eines gleichzeitig fließenden Stroms im Gegensystem zulässt.

Während *Signifikanter Spannungsabweichungen* U_s muss der *Wirkstroms* I_W zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Anlagenstabilität ausreichend abgesenkt werden.

Der neu gefasste Absatz 17 Buchstabe c beschreibt die Anforderungen an den Zeitverlauf der Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung wie im Folgenden dargestellt.

Das dynamische Verhalten der Blindstromstützung wird durch die *Sprungantwort des Blindstroms* I_B charakterisiert, wie sie näherungsweise zum Beispiel in folge von Netzkurzschlüssen auftreten kann.

Im Fall einer *Signifikanten Spannungsabweichung* U_s muss die *Sprungantwort des Blindstroms* I_B folgende Anforderungen erfüllen:

- Anschlagzeit: 30 ms
- Einschwingzeit: 60 ms

Während des Spannungserholungsvorgangs darf der Verlauf des *Blindstroms* keine Unstetigkeiten aufweisen, die die Netzqualität in negativer Weise beeinflussen können. Dies gilt insbesondere auch für den Übergang zwischen *Signifikanter Spannungsabweichung* U_s und normalem Betriebsbereich der Spannung.

Die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung sind „beobachtend“ zu verstehen, nicht als Anleitung zum Design eines Reglers. Wesentlich ist dabei, dass nachgewiesen werden kann, dass die Regelung so ausgelegt ist, dass folgende Anforderungen erfüllt sind:

- Die *Blindstromabweichung* ΔI_B ist proportional zur *Relevanten Spannungsabweichung* (ΔU_r). Ein Umschalten zwischen zwei oder mehreren diskreten Werten des *Blindstroms* I_B ist nicht erlaubt.
- Im Verlauf des *Blindstroms* I_B dürfen keine Unstetigkeiten auftreten, die nicht durch die Blindstrom-Spannungscharakteristik nach Bild 3.6 vorgesehen sind und zu negativen Netzurückwirkungen führen könnten. Dies gilt insbesondere beim Übergang zwischen dem Betrieb bei *Spannungsabweichungen* ΔU innerhalb des *Spannungstotbands* U_t und dem Betrieb bei *Signifikanter Spannungsabweichungen* U_s .
- Die gestellten Anforderungen berücksichtigen ausschließlich die aus den Mitsystemkomponenten des Grundschwingungsanteils ermittelten Spannungs- und Blindstromänderungen und sind (wie alle Anforderungen) als Mindestanforderungen zu verstehen.
- Eine Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung mithilfe einer übergreifenden Einrichtung ist bei nachgewiesen gleichem Betriebsverhalten am *Netzverknüpfungspunkt* zulässig.

Zu Buchstabe e

Buchstabe e regelt, dass Abschnitt 3.3.13.5 Absatz 18 nicht anzuwenden ist, weil die geänderte Regelung in Absatz 17 diese Regelung entbehrlich macht.

Zu Buchstabe f

Buchstabe f regelt, dass Abschnitt 3.3.13.5 Absatz 19 nicht anzuwenden ist, das heißt, es handelt sich nicht um Anforderungen nach § 6 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 29 Absatz 2 Satz 4 und § 30 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bleibt von dieser Zusatzanforderung unberührt.

Zu Buchstabe g

Buchstabe g betrifft zu große Entfernungen zwischen den *Windenergie-Erzeugungseinheiten* der *Windenergie-Erzeugungsanlage* und dem *Netzverknüpfungspunkt*, die zu einer Unwirksamkeit der Spannungsregelung führen. In diesem Fall fordert der Netzbetreiber von der Betreiberin oder dem Betreiber der *Windenergie-Erzeugungsanlage* die Messung des Spannungseinbruchs am *Netzverknüpfungspunkt* und die Spannungsregelung dort abhängig von diesem Messwert.

Eine Entfernung, die zu einer Unwirksamkeit der Spannungsregelung führt, liegt zum Beispiel dann vor, wenn die Impedanz zwischen den *Windenergie-Erzeugungseinheiten* und dem *Netzverknüpfungspunkt* so groß ist, dass ein Netzfehler am *Netzverknüpfungspunkt* nur zu einer für den Netzbetreiber unzureichenden Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung führt. Die Entscheidung, welche Spannung als Bezugsspannung für die Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung verwendet wird, fällt der Netzbetreiber je nach Netzsituation. Um der Anforderung des Netzbetreibers im Einzelfall nachkommen zu können, müssen die *Windenergie-Erzeugungseinheiten* daher in der Lage sein, statt der Spannung an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators eine außerhalb der *Windenergie-Erzeugungseinheit* liegende Bezugsspannung zu verwenden. Diese kann messtechnisch oder in geeigneter Weise in Abstimmung mit dem Netzbetreiber rechnerisch ermittelt werden, um den hieraus zusätzlich entstehenden Aufwand für den Betreiberinnen und Betreiber einer *Windenergie-Erzeugungsanlage* zu reduzieren.

Zu Buchstabe h

Buchstabe h regelt, dass Abschnitt 3.3.13.6 des TransmissionCode 2007 keine Anwendung findet. Abschnitt 3.3.13.6. des TransmissionCode 2007 sieht vor, dass *Windenergie-Erzeugungsanlagen* von der Primärregelfähigkeit befreit werden können, auch wenn ihre *Installierte Wirkleistung* P_{inst} 100 MW überschreitet.

Zu Buchstabe i

Nach Buchstabe ist der Abschnitt 3.3.13.7 nicht anzuwenden. Er legt lediglich spezielle Anforderungen beim Anschluss von Offshorewindenergie-Erzeugungsanlagen fest. Diese Verordnung bezieht sich jedoch ausschließlich auf Windenergieanlagen an Land; daher ist Abschnitt 3.3.13.7 für *Windenergie-Erzeugungsanlagen* im Sinne dieser Verordnung nicht anzuwenden.

Zu Teil IV

Die Analyse der bestehenden technischen Richtlinien hat gezeigt, dass bisher keine einheitlichen Begriffsbestimmungen verwendet werden. Zwar führen der VDN-Leitfaden 2004 und die Mittelspannungsrichtlinie 2008 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

Vor diesem Hintergrund wird Abschnitt 9.2 des TransmissionCodes 2007 durch die Präzisierungen um eine Vielzahl von Definitionen ergänzt. Diese Definitionen werden im Folgenden weiterführend erläutert und in Abbildungen veranschaulicht.

Zu Nummer 1

Der Begriff „Anschwingzeit“ wird durch **Abbildung 2** veranschaulicht.

Zu Nummer 2

Der Begriff „Betriebsbereite installierte Wirkleistung $P_{bb\ inst}$ “ wird durch **Abbildung 3** veranschaulicht.

Zu Nummer 3

Der Begriff „Blindstrom I_B “ ist der „Induktive Blindstrom“. Dieser ist entsprechend der Festlegung auf das Verbraucherzählpeilsystem mit positivem Vorzeichen versehen und wirkt spannungssenkend. Ein „Kapazitiver Blindstrom“ ist entsprechend der Festlegung auf das Verbraucherzählpeilsystem mit negativem Vorzeichen versehen und wirkt spannungsstützend.

Zu Nummer 4

Definiert die „Blindstromabweichung ΔI_B “.

Zu Nummer 5

Der Begriff „*Einschwingzeit*“ wird durch **Abbildung 2** veranschaulicht.

Zu Nummer 6

Nummer 6 definiert den Begriff „*gestörter Betrieb*“. Ein *gestörter Betrieb* liegt zum Beispiel im Fall der übergeordneten Regelung der *Windenergie-Erzeugungsanlage* vor.

Zu Nummer 7

Der Begriff „*Installierte Wirkleistung P_{inst}* “ wird durch **Abbildung 3** erläutert.

Zu Nummer 8

In Nummer 8 wird der Begriff des „*Leistungsdiagramm*“ definiert.

Zu Nummer 9

Der Begriff „*Momentane Blindleistung Q_{mom}* “ wird in **Abbildung 5** erläutert.

Zu Nummer 10

Der Begriff „*Momentane Wirkleistung P_{mom}* “ wird mit **Abbildung 3** erläutert.

Zu Nummer 11

Nummer 11 definiert den „*Nennbetriebspunkt einer Windenergieanlage*“.

Zu Nummer 12

Der „*Netzanschlusspunkt*“ hat vor allem Bedeutung im Zusammenhang mit der Netzplanung. Eine Unterscheidung zwischen Netzanschlusspunkt und Verknüpfungspunkt ist nicht in allen Fällen erforderlich (siehe **Abbildung 4**) und wird hier nicht getroffen.

Zu Nummer 13

Nummer 13 definiert den Begriff „*Relevante Spannungsabweichung ΔU_r* “.

Zu Nummer 14

Nummer 14 definiert den Begriff „*Signifikante Spannungsabweichung ΔU_s* “.

Zu Nummer 15

Nummer 15 definiert den Begriff „*Spannung U_I* “.

Zu Nummer 16

Nummer 16 definiert den Begriff „*Spannungsabweichung ΔU* “.

Zu Nummer 17

Nummer 17 definiert den Begriff „*Spannungstotband U_t* “.

Zu Nummer 18

Nummer 18 definiert den Begriff „*Sprungantwort des Blindstrom I_B* “.

Zu Nummer 19

Nummer 19 definiert den Begriff „*Stationärer Endwert*“.

Zu Nummer 20

Unter „*Statische Blindleistungskompensation*“ fallen unter anderem geschaltete Kondensatorbänke oder auch FACTS wie zum Beispiel Static Var Compensator (SVC) und STATCOM.

Zu Nummer 21

Nummer 21 definiert den Begriff „*Strom I_I* “.

Zu Nummer 22

Nummer 22 definiert den Begriff „*Ungestörter Betrieb*“.

Zu Nummer 23

„*Verbraucherzählpeilsystem (VZS)*“ ist ein einheitlichen Zählpeilsystem und hat für den Netzbetreiber – insbesondere für den Betrieb von Zählleinrichtungen an Anschlusspunkten mit ständig wechselnder Richtung der Wirkleistung – Vorteile. In dieser Verordnung wird das VZS auf Verbraucherinnen und Verbraucher, die an das Netz angeschlossen sind ebenso wie auf Erzeugerinnen und Erzeuger angewendet. Ströme und Spannungen in Pfeilrichtung werden positiv gezählt. Die Zuordnung der Betriebszustände erfolgt in Anlehnung an Bild B.4-3 der MS-Richtlinie 2008 (siehe auch **Abbildung 5**). Dabei ist der Blindleistungsaustausch mit dem Netz bei Windenergie-Erzeugungsanlagen im untererregten Betrieb positiv und im übererregten Betrieb negativ. Zu beachten ist, dass auch die Wirkleistung bei Einspeisung ins Netz ein negatives Vorzeichen hat.

Zu Nummer 24

Nummer 24 definiert die „*Verfügbare Blindleistung Q_{vb}* “.

Zu Nummer 25

Die „*Verfügbare Wirkleistung P_{vb}* “ von *Windenergie-Erzeugungsanlagen* ist zeitabhängig; grundsätzlich hängt sie vom aktuellen Windangebot sowie dem Zustand (in Betrieb, in Revision, defekt, etc.) ab. Weitere, durch äußere Einflüsse vorgegebene Faktoren, wie zum Beispiel eine Drehzahlbegrenzung während der Nacht können ebenfalls die *Verfügbare Wirkleistung* begrenzen. Eine eventuelle Begrenzung durch den Netzbetreiber bleibt dabei unberücksichtigt.

Der Begriff wird im VDN-Leitfaden 2004, im TransmissionCode 2007 und der MS-Richtlinie 2008 als „momentan verfügbare Wirkleistung“ bezeichnet.

Zu Nummer 26

Der Begriff „*Windenergie-Anschlussanlage*“ wird in **Abbildung 4** näher erläutert.

Zu Nummer 27

In Anlage 1 der Verordnung wird grundsätzlich zwischen „*Windenergie-Erzeugungsanlage*“ und „*Windenergie-Erzeugungseinheit*“ unterschieden:

Die „*Windenergie-Erzeugungsanlage*“ kann auch als „Windpark“ oder „Windkraftwerk“ bezeichnet werden und ist eine Anlage, in der sich eine oder mehrere Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie (*Windenergie-Erzeugungseinheit*)

(einschließlich der Anschlussanlage) und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden. *Windenergie-Erzeugungsanlagen* sind sowohl einzelne an ein Netz angeschlossene, als auch mehrere, über eine interne Windparkverkabelung miteinander gemeinsam an ein Netz angeschlossene Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie. Eine *Windenergie-Erzeugungsanlage* kann aus unterschiedlichen *Windenergie-Erzeugungseinheiten*-Typen bestehen. Die entsprechenden Begriffe sind „Anlage“ im Erneuerbare-Energien-Gesetz und „Erzeugungseinheit“ im TransmissionCode 2007.

Zu Nummer 28

„*Windenergie-Erzeugungseinheit*“ ist eine einzelne Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie. Der entsprechende Begriff ist „*Generator*“ im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im TransmissionCode 2007. Die Bezeichnungen „*Windenergieanlage*“ oder „*Windturbine*“ sind ebenfalls gebräuchlich.

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

Zu Nummer 29

Nummer 29 definiert den Begriff „*Wirkstrom I_W* “.

Abbildung 2: Charakteristische Größen der Sprungantwort des *Blindstroms* I_B bei Eintreten einer *Signifikanten Spannungsabweichung* U_s

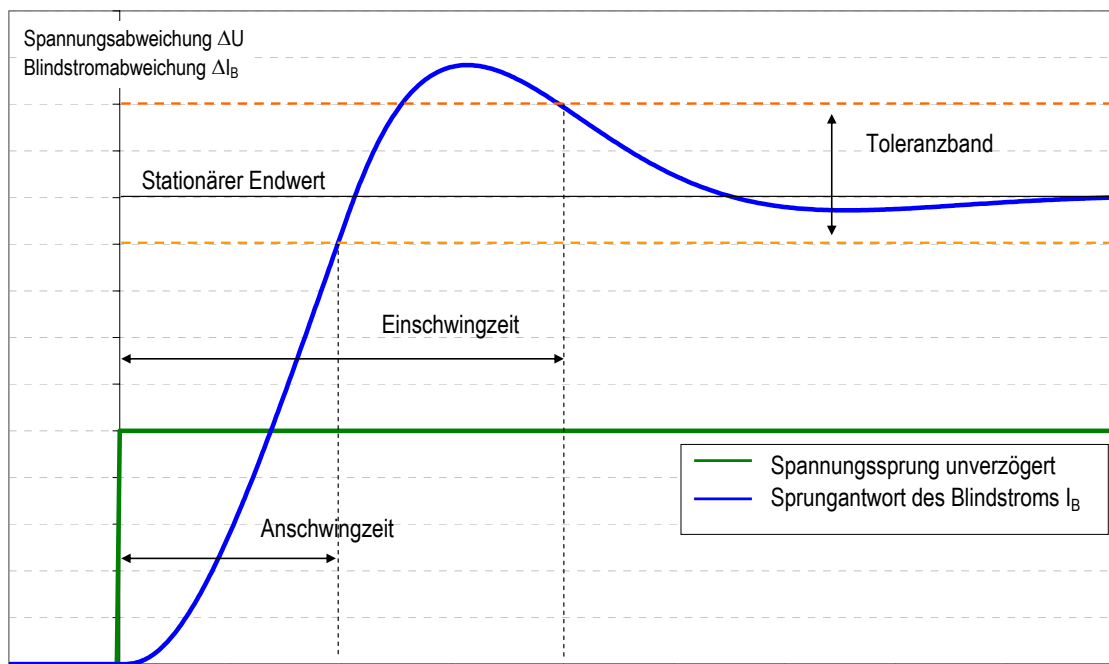


Abbildung 3: Veranschaulichung der verschiedenen Leistungsbegriffe

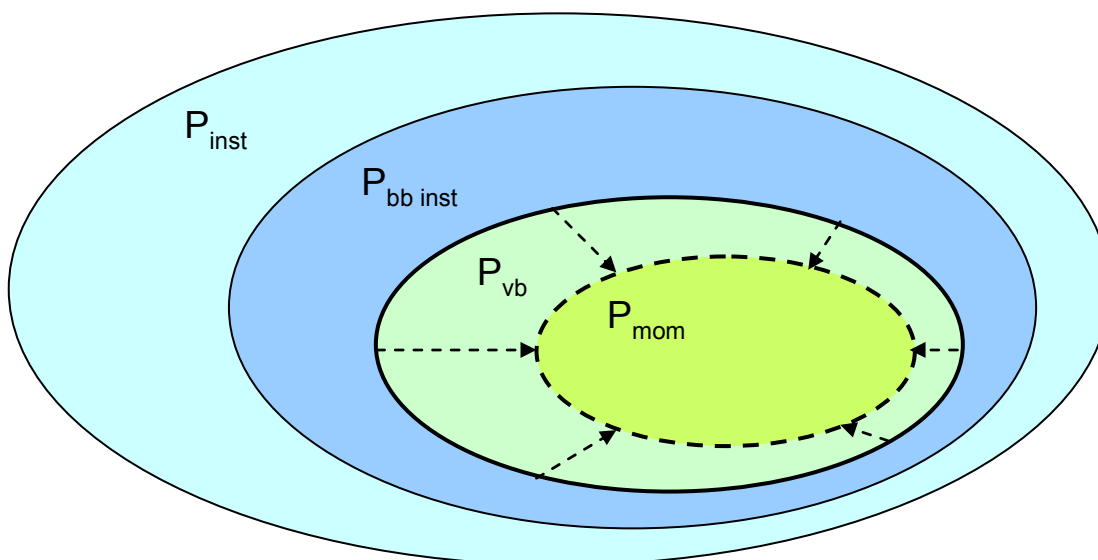


Abbildung 4: Erläuterung von Begriffen (entspricht Bild „Begriffe“ der Mittelspannungsrichtlinie 2008)

- ① Netzanschlusspunkt
- ② Windenergie-
Erzeugungsanlage
- ③ Windenergie-
Anschlussanlage *
- ④ Windenergie-
Erzeugungseinheit

* Die Windenergie-
Anschlussanlage
besteht i. d. R. aus
Mittelspannungsleitun-
gen und einer
Übergabestation.

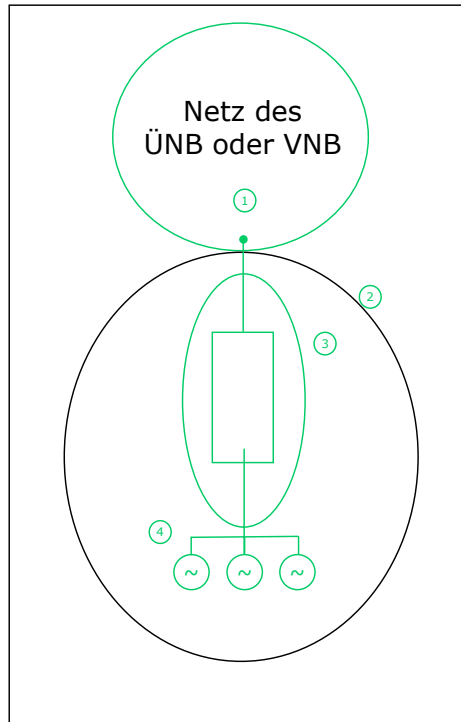
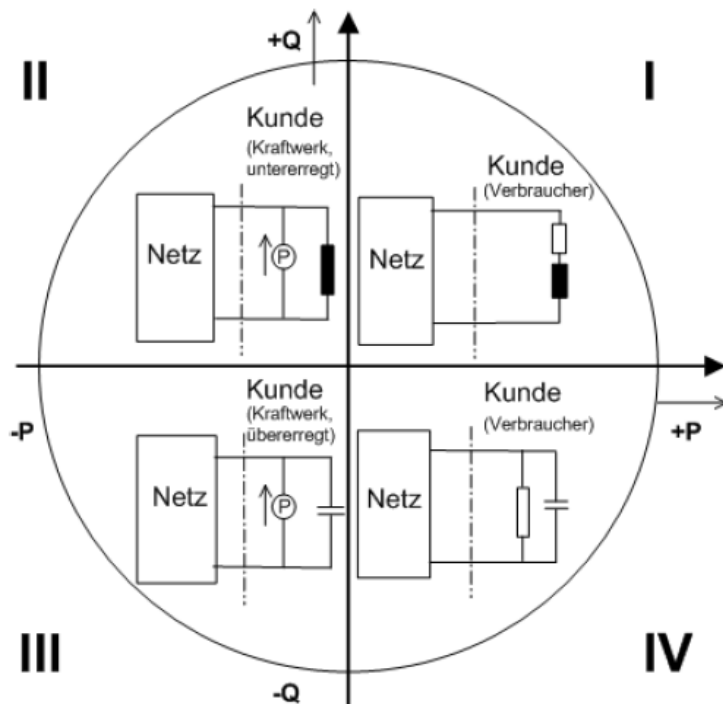


Abbildung 5: Darstellung im Verbraucherzählpfeilsystem (entspricht Bild B.4-3 der Mittelspannungsrichtlinie 2008)



Zu Anlage 2

Anlage 2 spezifiziert die Berechnungsvorschrift, nach der die anteilige Erfüllung der Anforderung an die verfügbare Blindleistungsbereitstellung durch *Windenergie-Erzeugungsanlagen*, die an einen *Verknüpfungspunkt* bzw. *Netzverknüpfungspunkt* zusammen mit anderen *Windenergie-Erzeugungsanlagen* angeschlossen werden, von denen mindestens eine vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurde. Der zu erbringende Anteil bildet sich aus dem Verhältnis der Summe über die *Betriebsbereit installierte Wirkleistung $P_{bb-inst}$* aller neu errichteten oder repowerten *Windenergie-Erzeugungseinheiten* und der gesamten Summe über die *Betriebsbereite installierte Wirkleistung $P_{bb-inst}$* aller alten und neuen *Windenergie-Erzeugungseinheiten* in der erweiterten *Windenergie-Erzeugungsanlage*.

Zu Anlage 3

Anlage 3 schreibt die Anforderungen vor, die *Windenergie-Erzeugungseinheiten*, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, erfüllen müssen, wenn sie infolge einer Nachrüstung oder einer in ihrer Wirkung vergleichbaren Maßnahme innerhalb der zugehörigen *Windenergie-Erzeugungsanlage* vor dem 1. Januar 2011 nachgerüstet werden und den Anspruch auf den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erhalten wollen.

Die Anforderungen an alte Windenergieanlagen schreiben maßgeblich vor: das Durchfahren von Fehlern im Netz; die Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz; und die Möglichkeit auf Anforderung des Netzbetreibers die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln an das Netz zu blockieren. Eine Blindstromeinspeisung im Fehlerfall wird nicht gefordert.