

Windenergieanlagen mit doppelt gespeister Asynchronmaschine mit verbessertem Verhalten in Bezug auf neue Netzanforderungen

Wind Energy Converters with Doubly Fed Asynchronous Generator and improved behaviour regarding new Grid Code Requirements

Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich, Universität Duisburg - Essen; Duisburg, Deutschland, Istvan.Erlich@uni-due.de

Dipl.-Ing. Christian Feltes, Universität Duisburg - Essen; Duisburg, Deutschland, Christian.Feltes@uni-due.de

Dr.-Ing. Friedrich Koch, REpower Systems, Rendsburg, Deutschland, friedrich.koch@repower.de

Dipl.-Ing. Jens Fortmann, REpower Systems, Rendsburg, Deutschland, jens.fortmann@repower.de

Dipl.-Ing. Stephan Engelhardt, Woodward SEG, Kempen, Deutschland, stephan.engelhardt@woodward.com

Dipl.-Ing. Jörg Kretschmann, Woodward SEG, Kempen, Deutschland, joerg.kretschmann@woodward.com

Kurzfassung

Das Verhalten bei zwei- und dreiphasigen Netzfehlern eines 50 MW Windparks von Windenergieanlagen mit doppelt gespeister Asynchronmaschine wird mit dem eines Kraftwerks mit Synchrongenerator verglichen. Der Synchrongenerator und Windpark zeigen dabei unterschiedliche Verhaltensweise in Bezug auf Strom und Leistung. Es werden dabei neben den Zeitverläufen der Momentanwerte auch die Mit- und Gegensystemwerte vorgestellt. Des Weiteren werden die Möglichkeiten der kontinuierlichen Spannungsregelung ohne Totband im Rahmen der Vorgaben durch den aktuellen Transmission Code und der neuen technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz mittels eines Beispiels gezeigt.

Summary

The behaviour of a 50MW wind power plant with doubly fed asynchronous generator during two and three-phase grid faults is compared to a power plant with a synchronous generator. The synchronous generator shows a different behaviour with respect to currents and power delivery than the wind power plant. Instantaneous as well as positive and negative sequence values are presented. In addition, an example of the use of a continuous voltage control without dead band is presented for the use with the German Transmission Code and the new technical guideline for power plants connected to the medium voltage Grid.

1 Einleitung

Im August 2007 wurde vom Verband der deutschen Netzbetreiber der Transmission Code 2007 (TC07) veröffentlicht. Er beinhaltet die Netz- und Systemregeln, die insbesondere die verfahrenstechnische Grundlage der Netznutzung bilden [1].

Die technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (MS08) fasst die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz zu beachten sind und ist eine Ergänzung zum TC07 [2].

Im Juni 2008 wurde diese MS08 veröffentlicht und beinhaltet in Bezug auf die dynamische Netzstützung neue Vorgaben, die im Wesentlichen eine Projizierung der bereits im Hoch- und Höchstspannungsnetz gültigen Anforderungen auf das Mittelspannungsnetz sind. Zusätzlich sind aber auch weiterführende Vorgaben und Konkretisierungen im Speziellen zum unsymmetrischen Fehlerverhalten für alle Erzeugungseinheiten definiert worden. Diese fortschreitende Vereinheitlichung der Netzanforderungen für das Hoch- und Mittelspannungsnetz ist Grund für den nachfolgend beschriebenen Vergleich zwischen einem Windpark und einem konventionellen Kraftwerk bezüglich des Verhaltens während Spannungseinbrüchen im Hochspannungsnetz. Der Windpark hat dabei seinen

Netzanschlusspunkt auf Mittelspannungsebene und das Kraftwerk üblicherweise auf der Hochspannungsebene. Die Simulationen zum Windpark sind dabei mit einem validierten Modell eines Systems, bestehend aus einem Umrichter und einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine (DASM-System), durchgeführt worden. Die Ergebnisse zur Kraftwerkssynchronmaschine wurden mittels eines Standardmodells berechnet.

2 Erzeugungsanlagen Synchrongenerator und Windpark mit DASM-System

Der Vergleich des transienten Verhaltens während eines Fehlers im überlagerten Hochspannungsnetz wird anhand eines Synchrongenerators mittlerer Leistung und eines Windparks, bestehend aus mehreren Windenergieanlagen (WEA) mit DASM-Systemen, durchgeführt. Die wichtigsten technischen Eigenschaften und Kenndaten der Erzeugungsanlagen sind nachfolgend angegeben. Eine schematische Darstellung des Kraftwerks mit Synchrongenerator einschließlich des Modells des Netzfehlers findet sich in Bild 1, die entsprechende schematische Darstellung für einen Windpark in Bild 2.

Synchrongenerator

Vollpolmaschine mittlerer Leistung, bürstenloses Erreger-
system mit rotierenden Dioden zur Erzeugung des Haupt-
erregerstroms [3,4].

Nennleistung: 62,5 MVA (50 MW)
Arbeitspunkt vor dem Fehler: $\cos\phi = 1,0$

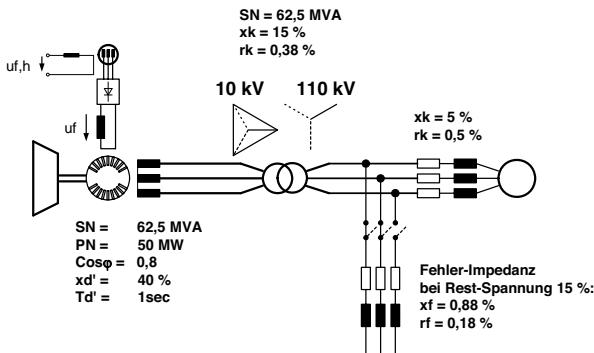


Bild 1 Schematische Darstellung der Erzeugungsanlage Synchrongenerator mit bürstenlosem Erregersystem und Kenndaten

Windpark mit DASM-Systemen

Nennleistung: 50 MW
Arbeitspunkt vor dem Fehler: $\cos\phi = 1,0$

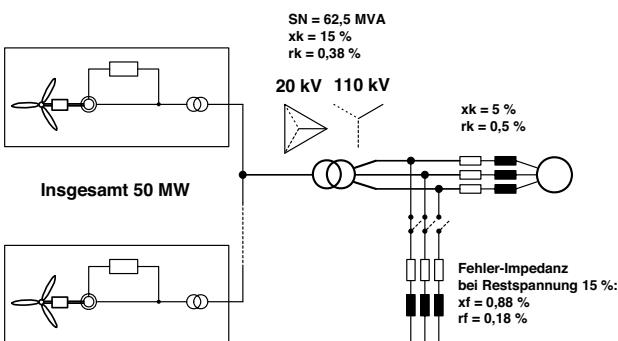


Bild 2 Schematische Darstellung der Erzeugungsanlage Windpark mit DASM-System und Kenndaten

Hauptkomponenten und Grundfunktionen des DASM-Systems

Die elektrischen Hauptkomponenten des DASM-Systems sind der Asynchron-Schleifringgenerator (Slip Ring Generator, SRG) mit dreisträngiger Stator- und Rotorwicklung und ein 4-Quadranten-IGBT-Umrichter (Insulated-Gate Bipolar Transistor) mit Spannungszwischenkreis. Dieser Umrichter besteht aus zwei Teilumrichtern, von denen der Rotorseitige (Rotor Side Converter, RSC) die Rotorwicklung mit einer Frequenz speist, die dem Schlupf des Generators entspricht. Der andere Teilumrichter (Line Side Converter, LSC) ist mit der Statorwicklung und dem Netz verknüpft.

Daraus resultiert eine funktionale Aufgabenteilung der beiden Teilumrichter derart, dass der RSC die Regelung der ins Netz eingespeisten Wirk- und Blindleistung übernimmt, während der LSC die Zwischenkreisspannung konstant hält und unabhängig davon zusätzliche Blindleistung an das Netz abgeben kann [5]. Die für das Regelungssystem des Umrichters wichtigsten elektrischen Messgrößen sind in Bild 3 dargestellt.

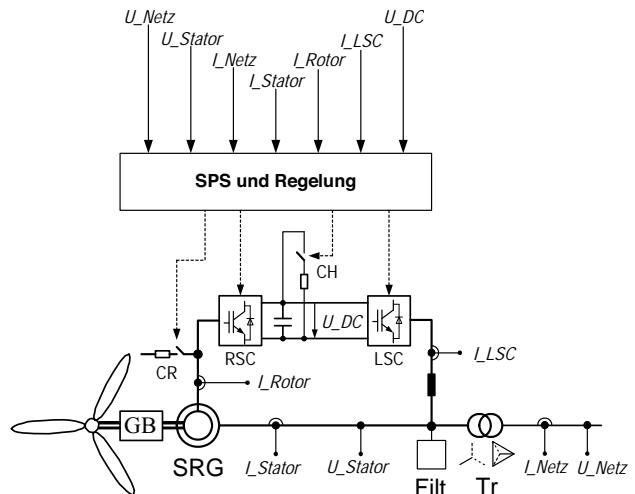


Bild 3 Windenergieanlage mit DASM-System, Hauptkomponenten und Messgrößen des Umrichters

Die Hauptkomponenten der WEA sind:

- Getriebe (GB)
- Schleifringgenerator (SRG)
- Anlagentransformator (Tr) mit Kurzschlussspannung von 5 %
- Netzfilter (Filt) zur Reduktion der Oberschwingungsströme ins Netz
- Rotor-Crowbar (CR) und Chopper (CH) für den Überspannungsschutz des Umrichters

Im generatorischen Betrieb des DASM-Systems ergibt sich im Falle einer Drehzahl, die höher ist als die synchrone Drehzahl des SRG, ein Wirkleistungstransfer über den LSC ins Netz. Hingegen kehrt sich bei einer Drehzahl, die unterhalb der Synchrodrehzahl liegt, die Richtung des Wirkleistungstransfers über den LSC um. Die Blindleistung beider Teilumrichter lässt sich sowohl unabhängig von der Wirkleistung als auch unabhängig voneinander einstellen.

3 Anforderungen aus den Netzzuschlussrichtlinien

Im TC07 wird prinzipiell bei den in das Übertragungsnetz einspeisenden Erzeugungseinheiten von Synchrongeneratoren ausgegangen. In einem Unterkapitel werden die Anforderungen an die EEG-Erzeugungseinheiten noch gesondert beschrieben. Bei diesen Erzeugungseinheiten wird unterschieden zwischen direkt an das Netz gekoppelte

Synchrongeneratoren (Typ 1) und einem Typ 2 für alle anderen Erzeugungsanlagen.

Die Anforderungen bzgl. des Verhaltens bei Netzstörungen für EEG- und konventionelle Erzeugungseinheiten sind als identisch anzusehen, wenn beide einen Synchrongenerator verwenden, während zum Typ 2 Unterschiede bestehen.

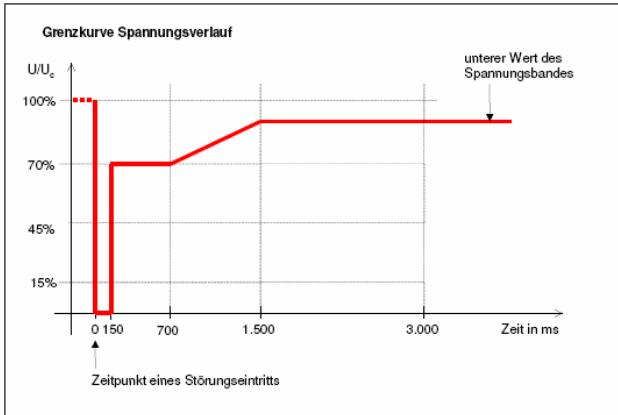


Bild 4 Grenzlinie für den Spannungsverlauf am Netzzschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1 [2]

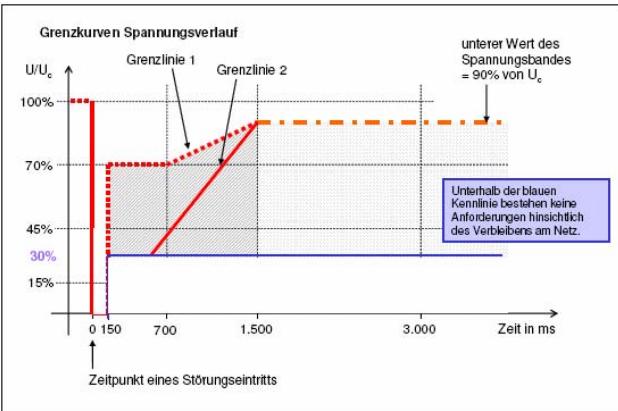


Bild 5 Grenzlinie für den Spannungsverlauf am Netzzschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2 [2]

Die MS08 folgt dem TC07 sowohl in der Unterscheidung der Erzeugungseinheiten als auch in den Anforderungen an das Verhalten von Synchrongeneratoren bei symmetrischen Netzfehlern, was in Bild 4 dargestellt ist. Die Anforderungen für den Typ 2 hingegen differieren zwischen MS08 und TC07. Bild 5 zeigt die entsprechenden Anforderungen aus der MS08.

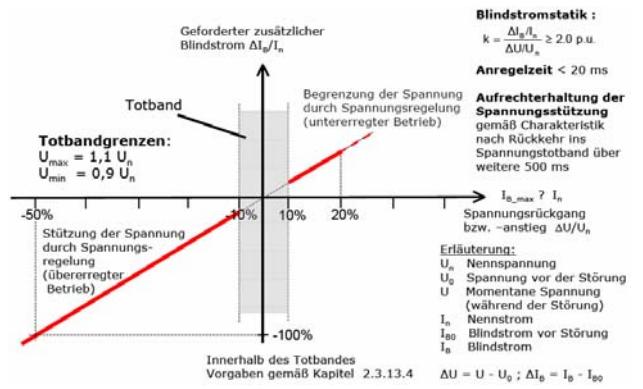


Bild 6 Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern bei EEG-Erzeugungsanlagen [1]

Zu den in Bild 6 dargestellten Anforderungen aus dem TC07 gilt nun für unsymmetrische Fehler jetzt, dass während der Fehlerdauer keine Blindströme eingespeist werden dürfen, die am Netzzschlusspunkt in den nicht fehlerbehafteten Phasen Spannungen hervorrufen, die größer als $1,1 U_c$ sind.

4 Simulationsergebnisse

Für den Vergleich der beiden vorgestellten Erzeugungsanlagen wurde die Konfiguration aus Kapitel 2 verwendet und verschiedene Fehlerszenarien simuliert. In den nachfolgenden Diagrammen werden Ströme und Leistungen für beide Erzeugungsanlagen auf Mittelspannungsseite dargestellt, da die Konkretisierung der Anforderungen bezüglich des Fehlerfalls in der Mittelspannungsrichtlinie vorgenommen wurde. Beide Erzeugungsanlagen speisen vor dem Fehler Nennwirkleistung bei einem Leistungsfaktor von 1 ins Netz. Bild 7 zeigt die Ergebnisse für einen dreipoligen Fehler im HS-Netz mit einer resultierenden Restspannung von ca. 15% der Nennspannung auf der Oberspannungsseite des Hochspannungstransformators (HS-Transformator). Die Kurzschlussströme des Synchrongenerators enthalten einen großen Gleichstromanteil, welcher im Vergleich zum DASM-System sehr langsam abklingt. Der Wirkstrom beim Synchrongenerator stellt sich während des Fehlers und nach Spannungswiederkehr in Abhängigkeit vom Polradwinkel automatisch ein. Wohingegen das DASM-System nach Spannungswiederkehr einer Anfahrrampe folgt, die durch den TC07 vorgegeben ist, aber auch einer Minderung der Schwingungen und mechanischen Belastungen im Triebstrang bewirkt. Diese Rampe ist einstellbar.

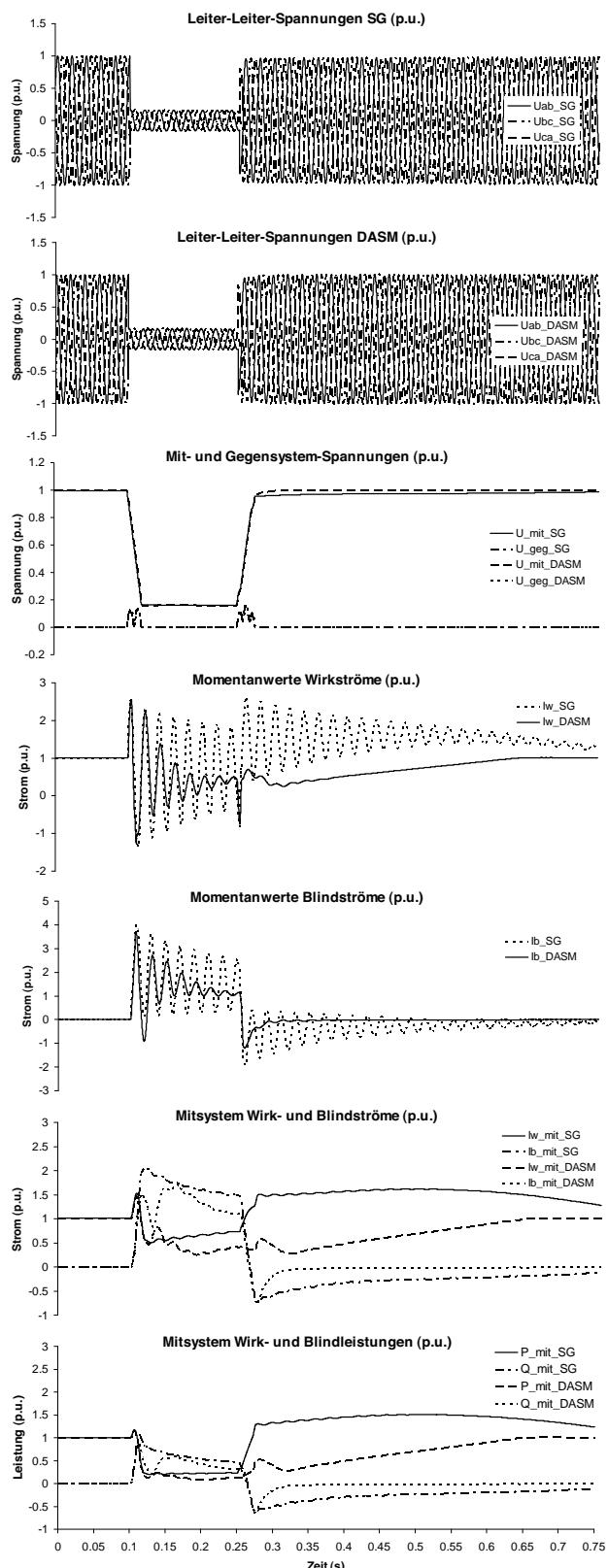


Bild 7 Simulationsergebnisse während eines 3-poligen Fehlers ohne Erdberührung im 110kV Netz mit resultierendem Spannungseinbruch auf ca. 15% der Nennspannung auf der 110kV Seite des HS-Transformators für ein Kraftwerk mit Synchrongenerator (SG) und einen Windpark mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DASM), gezeigte Spannungen auf 110kV Ebene, Ströme und Leistungen auf 20kVEbene

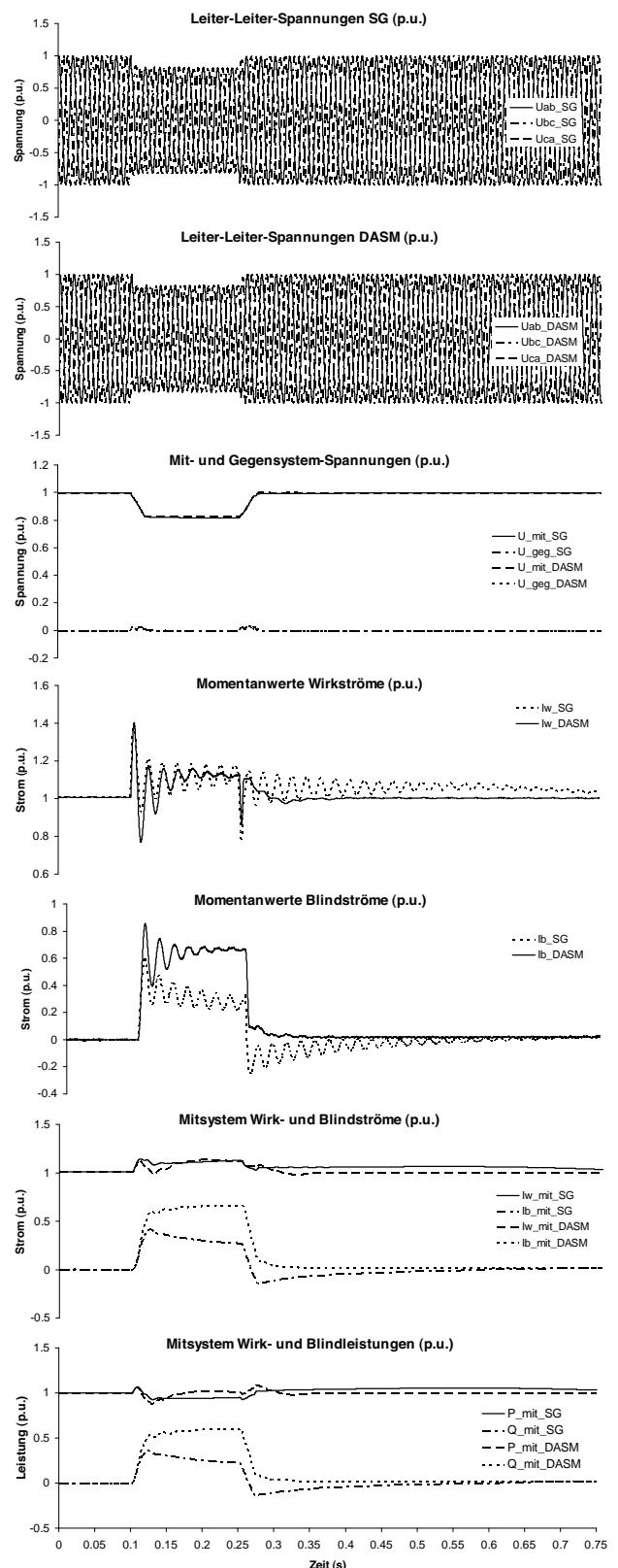


Bild 8 Simulationsergebnisse während eines 3-poligen Fehlers ohne Erdberührung im 110kV Netz mit resultierendem Spannungseinbruch auf ca. 80% der Nennspannung auf der 110kV Seite des HS-Transformators für ein Kraftwerk mit Synchrongenerator (SG) und einen Windpark mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DASM), gezeigte Spannungen auf 110kV Ebene, Ströme und Leistungen auf 20kV Ebene

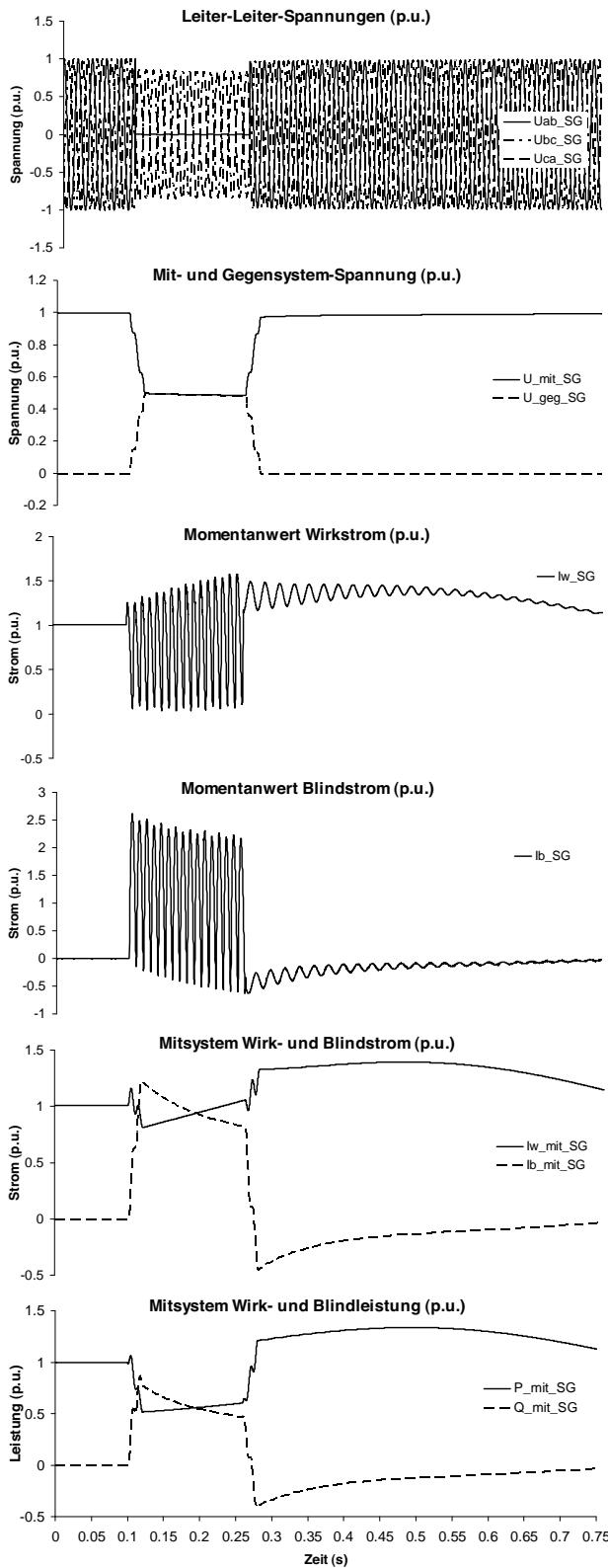


Bild 9 Simulationsergebnisse während eines 2-poligen Fehlers ohne Erdberührung auf der 110kV Sammelschiene des HS-Transformators für ein Kraftwerk mit Synchrongenerator (SG), Spannungen auf 110kV Ebene, Ströme und Leistungen auf 20kV Ebene

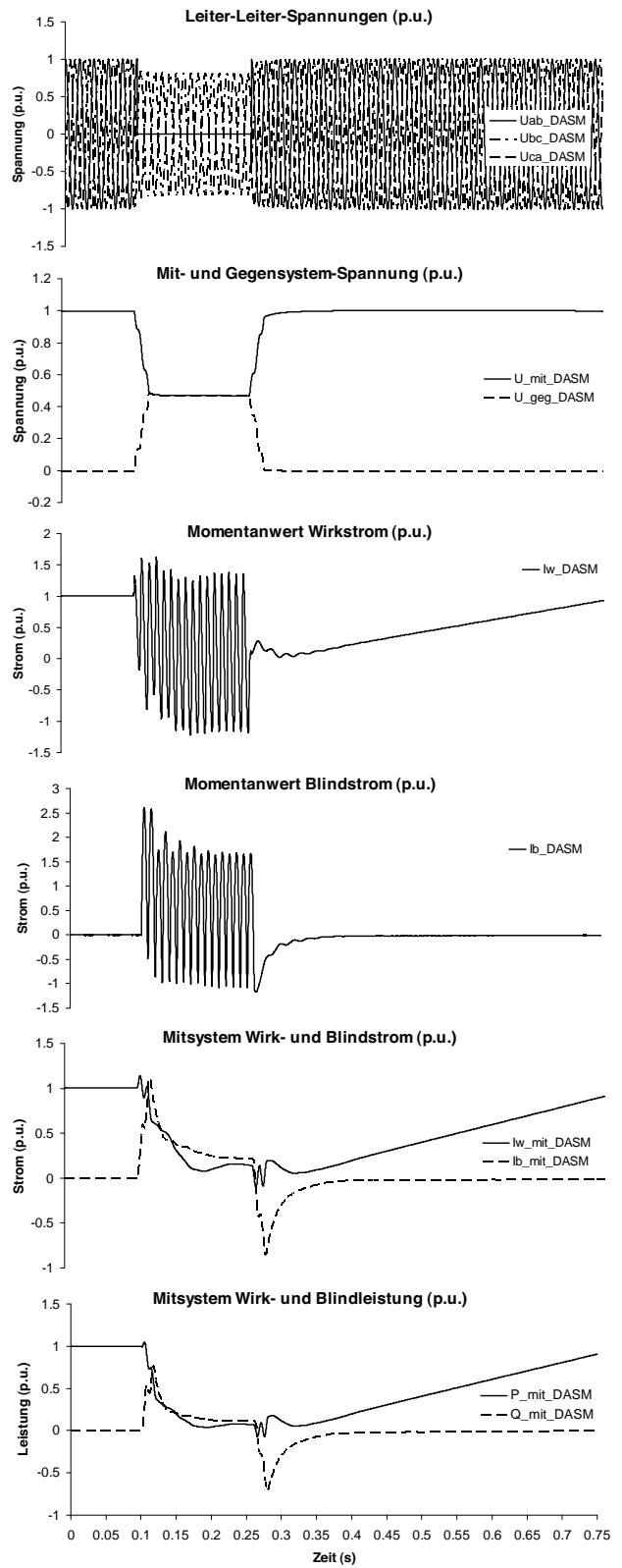


Bild 10 Simulationsergebnisse während eines 2-poligen Fehlers ohne Erdberührung auf der 110kV Sammelschiene des HS-Transformators für einen Windpark mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DASM), Spannungen auf 110kV Ebene, Ströme und Leistungen auf 20kV Ebene

Der Synchrongenerator liefert während des Fehlers einen etwas höheren Blindstrombeitrag, der während des Fehlers mit Änderung des Polradwinkels leicht abklingt. Das DASM-System wird in diesem Beispiel nach den Mindestanforderungen aus Bild 6 geregelt. Nach Fehlerklärung fährt das DASM-System den Blindstrom wieder schnell auf 0 zurück, wohingegen der Synchrongenerator über einen Zeitraum von etwa einer Sekunde im untererregten Betrieb verbleibt. Zusammen mit der erhöhten Wirkstromeinspeisung wirkt dieses Verhalten der Spannungswiederkehr entgegen.

Bild 8 zeigt die Simulationsergebnisse bei einem Spannungseinbruch auf 80% der Nennspannung. In diesem Fall wurde für das DASM-System eine kontinuierliche Spannungsregelung ohne Totband mit einer höheren Verstärkung ($\Delta I_B / \Delta U = 6,6 \text{ p.u.}$) gewählt. Der TC07 fordert eine zusätzliche Blindstrombereitstellung mit einer Verstärkung von mindestens 2 p.u., so dass bei Einbrüchen der Spannung auf 50% der Endwert von 100% Blindstrom erzielt wird. Durch die Wahl einer höheren Verstärkung kann schon bei sehr viel kleineren Spannungseinbrüchen der maximale Blindstrom eingespeist werden, bei der hier gewählten Verstärkung von 6,6 p.u. ist dies schon bei einem Einbruch um 15% der Fall. Durch den Verzicht auf ein Totband sind WEA mit DASM-System auch bei entfernten Kurzschlüssen, in der Lage, nennenswert zur Spannungsstützung beizutragen. Aus den Simulationsergebnissen ist erkennbar, dass das DASM-System in diesem Szenario einen ungefähr doppelt so hohen Blindstrom liefert wie der Synchrongenerator. Nach Fehlerklärung nimmt der Synchrongenerator zeitweilig Blindleistung auf.

Die Verläufe der Wirkströme sind in diesem Fall für beide Erzeugungsanlagen ähnlich. Da die Wirkleistung während des Fehlers nicht reduziert wird, gibt es bei dem DASM-System keine Anfahrrampe nach Spannungswiederkehr.

Bild 9 und Bild 10 zeigen die Simulationsergebnisse für einen 2-poligen Fehler an der Oberspannungsseite des HS-Transformators. Beim DASM-System wird der Mittystemstrom stark reduziert, da der Gegensystemstrom im unsymmetrischen Fall sehr groß wird und der Umrichter somit an seinen thermischen Stromgrenzen betrieben wird. Beim Synchrongenerator gibt es dieses Verhalten nicht, da das Gegensystem in der Dämpferwicklung kurzgeschlossen wird und die Rückwirkung auf den Erregerkreis kleiner ist. Zudem ist dieser für die erhöhten Ströme in solchen Situationen ausgelegt, da eine schnelle Strombegrenzung mit dem SG ohnehin nicht möglich ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Das Verhalten eines Kraftwerks mit Synchrongenerator und eines Windparks mit DASM-System bei 2- und 3phasigen Netzfehlern wurde gegenübergestellt. Die Simulationen ergaben, dass bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen der Synchrongenerator während des Fehlers mehr Blindstrom als das DASM-System ins Netz liefert. Nach Fehlerklärung, also bei Spannungswiederkehr bezieht der

Synchrongenerator aber Blindleistung aus dem Netz. Das DASM-System hingegen speist Blindstrom ins Netz. Bei geringeren Spannungseinbrüchen speiste das DASM-System aufgrund der höher gewählten Verstärkung deutlich mehr Blindstrom als ein Synchrongenerator ins Netz. Bei 2-phasigen Fehlern wiederum kann die Synchronmaschine mehr Wirkleistung liefern als das DASM-System. Die Spannungsverläufe für beide Erzeugungsanlagen zeigen kein auffälliges Verhalten in Bezug auf die in der MS08 neu ausgewiesene Anforderung, dass am Netzzchlusspunkt in den nicht fehlerbehafteten Phasen keine Spannungen durch die eingeforderte zusätzlich Blinstroneinspeisung hervorgerufen werden, die größer als das 1,1fache der Betriebsspannung sind.

Beide Erzeugungsanlagen erfüllen die im TC07 und MS08 aufgestellten Anforderungen zum Verhalten bei Netzfehlern, aber beide Erzeugungsanlagen zeigen auch situationsbedingte Stärken, die es zu bewerten gilt.

Eine Aufteilung der Richtlinien nach Spannungsebenen ist nach Aussage des BDEW sinnvoll, da die spezifischen Anforderungen zu unterschiedlich sind, um sie in einer Richtlinie zusammenfassen zu können [2].

Von daher gilt es genauer zu untersuchen, in wieweit eine Vereinheitlichung der Anforderungen über die Spannungsebenen hinweg sinnvoll ist oder ob es vielleicht sinnvoller wäre unabhängig vom Typ der Erzeugungsanlage oder gerade nach Typen und deren Stärken die Anforderungen zu gestalten.

6 Literatur

- [1] VDN: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007
- [2] BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [3] Prahba Kundur: Power System Stability and Control, Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, 1994
- [4] IEEE: "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Standard 421.5-1992, August, 1992.
- [5] I. Erlich, J. Kretschmann, J. Fortmann, et al.: Modeling of Wind Turbines based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies, IEEE 2007 Transactions on Power Systems, Volume 22, Issue 3, Pages 909-919