

Insselfähigkeit von 10-kV-Mittelspannungsnetzen mit Eigenerzeugungsanlagen

S. Müller; R. Niechziol; B. R. Oswald¹

Summary

Today there is a tendency to erect more and more dispersed generators and to connect them to the existing networks. Every middle-voltage (MV) network consists of significant lengths of cable representing a certain capacitance, additional compensation and filter devices or ripple control units which supply the network with capacitive reactive power. These capacitances can also feed dispersed generators with reactive power for their magnetic excitation.

By disconnecting the MV system from the main HV network an isolated and asynchronous MV network can be formed. In this paper, examples and simulation results within voltage and frequency limits are represented.

If the main high-voltage (HV) supply system is reconnected to an asynchronous MV system, dispersed generators, synchronous and asynchronous motors can be damaged.

System planners thus have to take into account the arising problems of dispersed generators in common-use networks. They may have to add new protection equipment and/or adjust existing devices or in some cases to install new measurement equipment.

1. Einleitung

Windkraftanlagen müssen aus unterschiedlichen Gründen oftmals entfernt von den Verbrauchszentren an das existierende oder zu erweiternde weitläufige Mittelspannungsnetz des jeweiligen Verteilungsnetzbetreibers angeschlossen werden. Andere Eigenerzeugungsanlagen wie BHKW, die der Strom- und Wärmeversorgung von Wohngebieten, Gebäudekomplexen oder Industrieanlagen dienen, sind ebenfalls mit dem Stromversorgungsnetz des Netzbetreibers verbunden. In städtischen Gebieten ist dieses Netz typischerweise ein Kabelnetz mit geringem Freileitungsanteil. Bei Ausfall der Einspeisung vom Hochspannungsnetz können die Kabelkapazitäten zusammen mit den Kapazitäten von Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen und Filteranlagen unter bestimmten Bedingungen zur Selbsterregung der Asynchrongeneratoren von Windkraftanlagen führen, so daß das Mittelspannungsnetz seine Spannung weiter aufrecht erhält. Eventuell vorhandene Eigenerzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren unterstützen die Spannungshaltung. Eine sofortige Zuschaltung der Reserveeinspeisung auf das unter Spannung stehende, asynchrone Mittelspannungsnetz muß mit Rücksicht auf die Eigenerzeugungsanlagen und die motorischen Verbraucher ausgeschlossen werden. Ungünstigenfalls kommt die Wiederschaltung einer groben Fehlsynchronisation gleich, bei der unzulässig hohe Stoßströme und Stoßmomente auftreten können. Die in Zusammenarbeit mit der Universität Hannover durchgeführten Untersuchungen zu dieser Problematik sollen den Netzplanern einfache Kriterien zur Beurteilung der Insselfähigkeit von Netzen mit Eigenerzeugungsanlagen an die Hand geben.

2. Voraussetzungen

Zur Untersuchung der Inselnetzfähigkeit eines Mittelspannungsnetzes bei Ausfall der übergeordneten Einspeisung sind die Verbraucher und eventuelle Einspeisungen an den Mittelspannungssammelschienen so darzustellen, wie sie durch eine galvanische Trennung bei Umschaltungen hochspannungsseitiger oder mittelspannungsseitiger Netzeinspeisungen mit einer kurzen normalerweise spannungslosen Pause gruppiert werden. Abb. 1 zeigt die Aufteilung eines Netzes in zwei Netzgruppen.

¹ Dipl.-Ing. Stefan Müller ist Mitarbeiter der SEG-Schaltanlagen-Elektronik-Geräte GmbH in Kempen. Er war zur Zeit der Abfassung des Aufsatzes Diplomand am Institut für Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover

Dipl.-Ing. (FH) Ralf Niechziol ist Mitarbeiter der Hamburgische Electricitäts-Werke AG

Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd R. Oswald ist Leiter des Institutes für Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover

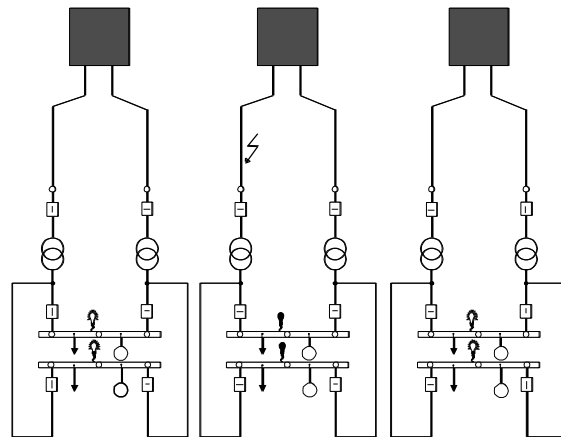
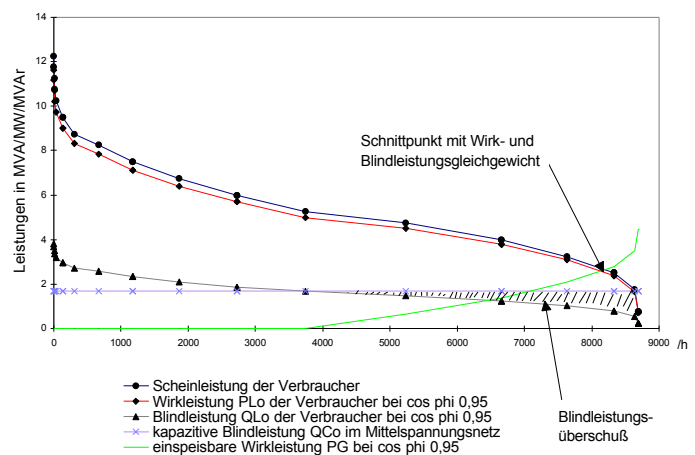


Abb. 1: Prinzipschaltbild eines Mittelspannungsnetzes mit automatisierter Umschaltung auf eine Hochspannungs-Reserveeinspeisung

Fig. 1: Principal design of medium voltage network with reserve connection to the HV network; automated transformer change after fault or disturbance on primary feeder

Den so entstehenden einzelnen Sammelschienenabschnitten sind die Betriebskapazitäten der Netzgruppe, die üblicherweise aus einer Betriebsmitteldatei ermittelt werden können sowie die Wirk- und Blindleistungen der Verbraucher, die in Meßwertstatistiken erfaßt werden, zuzuordnen. Die Leistungsverhältnisse in den Netzen bzw. Netzgruppen werden durch Jahresdauerlinien wiedergegeben. Werden der Wirk- und Blindleistungsbedarf der Verbraucher nicht einzeln meßtechnisch erfaßt, so können die Blindleistungs- und Wirkleistungsdauerlinien rechnerisch bei vorgegebenem $\cos \phi$ bestimmt werden. In Abb. 2 sind beispielhaft die Leistungsdauer-



linien dargestellt.

Abb. 2: Einspeisbare Wirkleistung und Leistungsdauerlinien eines Mittelspannungsnetzes

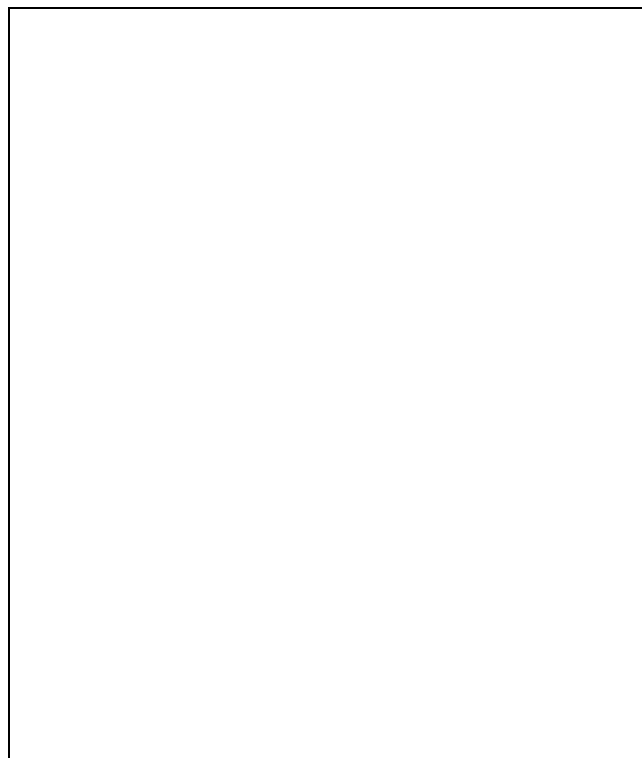
Fig. 2: Load and power characteristics and maximum input of dispersed generator power to an isolated MV network whereby reactive power is balanced

Eine konstante Spannung an der Mittelspannungssammelschiene vorausgesetzt, ist die kapazitive eines Netzes konstant. Sie bildet eine Parallele zur Abszisse im Leistungsdiagramm (Abb. 2). Die Blindleistung der Abnehmer korreliert bei festem $\cos \phi$ mit der Wirkleistung der Abnehmer. Im Schnittpunkt mit der kapazitiven Blindleistung ist die Blindleistungsbilanz des Netzes ausgeglichen. Mit weiter abnehmender Belastung (rechts vom Schnittpunkt) herrscht Überschuß an kapazitiver Blindleistung der Eigenerzeugungsanlagen, die gewöhnlich mit einem $\cos \phi$ zwischen 0,9 und 1,0 induktiv betrieben werden, als Magnetisierungsblindleistung dienen kann. Nimmt man eine völlige Ausschöpfung des kapazitiven Blindleistungsüberschusses durch Eigenerzeugungsanlagen an, so läßt sich daraus eine Einspeise-Wirkleistung, wie sie in Abb. 2 dargestellt ist, errechnen. Mit dieser Einspeisung ist die Blindleistungsbilanz des Netzes rechts vom Schnittpunkt der Blindleistungskennlinien ausgeglichen. Im Schnittpunkt der Wirkleistungen ist somit die gesamte Leistungsbilanz des Netzes ausgeglichen. In Abschnitt 4 wird gezeigt, daß bereits anhand dieser Überlegungen zur Leistungsbilanz prinzipielle Aussagen zum Spannungsverhalten des Netzes bei Trennung vom übergeordneten Netz gemacht werden können.

3. Untersuchungsrahmen

Das Ziel der vorliegenden Untersuchungen bestand darin, für ein konkretes 10-kV-Mittelspannungsnetz mit hohem Kabelanteil die Betriebsbedingungen zu identifizieren, unter denen das Netz mit seinen Eigenerzeugungsanlagen nach einem Ausfall der 110- bzw. 10-kV-Versorgung länger als 3 bis 5 Sekunden, die für den Funktionsablauf der Transformatoren-Umschaltautomatik vonnöten sind, unter Spannung bleibt. Die einzelnen Berechnungen sollen die Ausfall- und Fehlersituationen simulieren, nach denen es konzeptgemäß zu einer Trennung der 10-kV-Sammelschienen und der 110-kV-Netzeinspeisung mit Aktivierung der Transformator-Umschaltautomatik und somit der Umschaltung auf die Reserveeinspeisung kommt. Zu untersuchen und zu verifizieren sind hierbei sowohl die Bedingungen für stationär stabile Spannungszustände des Inselnetzes als auch das dynamische Spannungsverhalten und Frequenzverhalten des Inselnetzes sowie die Auswirkungen des asynchronen Zuschaltens des 110-kV-seitigen Reservebetriebsmittels auf unter Spannung befindliche 10-kV-Teilnetze. Als Kriterien für die Spannungshaltung des Inselnetzes bzw. der Teilnetze gelten die Grenzwerte für die Entkupplungseinrichtungen der Eigenerzeugungsanlagen. Die Entkupplungseinrichtungen sprechen unterhalb 48,5 Hz und/oder $0,9 \times U_{HN}$ sowie oberhalb 50,2 Hz und/oder $1,1 \times U_{HN}$ an. Die untersuchten Fehlersituationen waren:

- (1) Einpoliger Erdkurzschluß im 110-kV-Leitungsnetz mit Netztrennung und Umschaltung auf das 110-kV-Reservebetriebsmittel nach 3 bis 5 Sekunden; bei Fehlerdauern zwischen 100 und 200 ms
- (2) Einpoliger Erdkurzschluß im 110-kV-Leitungsnetz mit einpoliger Kurzunterbrechung mit einer Pause von 400 ms, Netztrennung und Umschaltung auf das 110-kV-Reservebetriebsmittel nach 3 bis 5 Sekunden; bei Fehlerdauern zwischen 100 und 200 ms
- (3) Dreipoliger Kurzschluß im 110-kV-Leitungsnetz mit nachfolgender Netztrennung und Umschaltung auf das Reservebetriebsmittel nach 3 bis 5 Sekunden; bei Fehlerdauern zwischen 100 und 200 ms
- (4) Schutzüberfunktion, d.h. unmotiviertes Auslösen des Schutzes im Bereich der 110- oder 10-kV-Einspeisungen mit Netztrennung und Umschalten auf das Reservebetriebsmittel nach 3 bis 5 Sekunden.



4. Spannungs- und Frequenzverhalten des Inselnetzes

Die Spannung im Mittelspannungsnetz mit Asynchrongenerator-Windkraftanlagen zeigt beim Übergang in den Inselbetrieb je nach Ausgangssituation die beiden in Abb. 3 dargestellten prinzipiellen Verhaltensweisen.

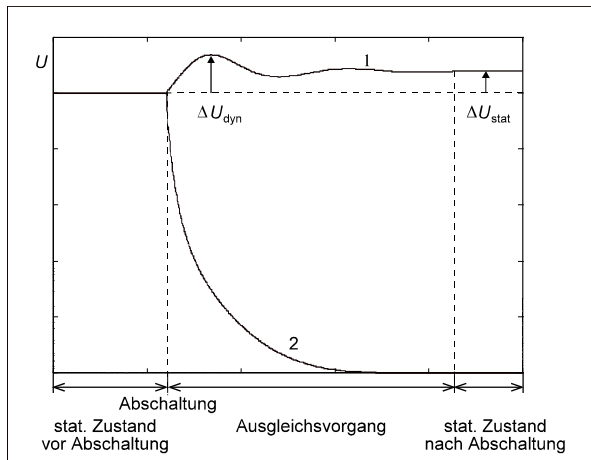


Abb. 3: *Prinzipielle Spannungsverläufe bei Netztrennung: 1 Selbsterregung der Asynchrongeneratoren; 2 Spannungszusammenbruch*

Fig. 3: *Principal dynamic voltage curves in the case of network separation: 1 self-excitation of induction generators; 2 voltage collapse*

Solange die Gesamtheit der Kapazitäten einen bestimmten Wert nicht überschreitet, bricht die Spannung exponentiell mit den Lastzeitkonstanten der Asynchrongeneratoren zusammen. Sind die Kapazitäten genügend groß, so können sie das Magnetfeld der Asynchrongeneratoren aufrechterhalten. Die Asynchrongeneratoren erregen sich dann selbst und die Spannung im Netz stellt sich auf einen stationären Wert ein, der sich um ΔU_{stat} von der Betriebsspannung U_N vor der Netztrennung unterscheidet. Die sich einstellende Spannungserhöhung oder -absenkung ΔU_{stat} ist vom Belastungszustand des Mittelspannungsnetzes vor der Netztrennung abhängig.

Die Bedingung für Selbsterregung und der neue Spannungszustand lassen sich anhand der Blindleistungsbilanz des Netzes erklären. In Abb. 4 ist eine Netzgruppe aus Abb. 2 herausgegriffen und vereinfacht dargestellt. Alle Asynchrongeneratoren sind zu einem Ersatzgenerator und alle Kapazitäten zu einem Ersatzkondensator mit der Reaktanz X_C zusammengefaßt. Die induktiven Lasten des Netzes werden durch die Parallelschaltung aus R und X_L repräsentiert. Die spannungsabhängige Hauptreaktanz der Ersatz-Asynchronmaschine ist mit X_h bezeichnet.

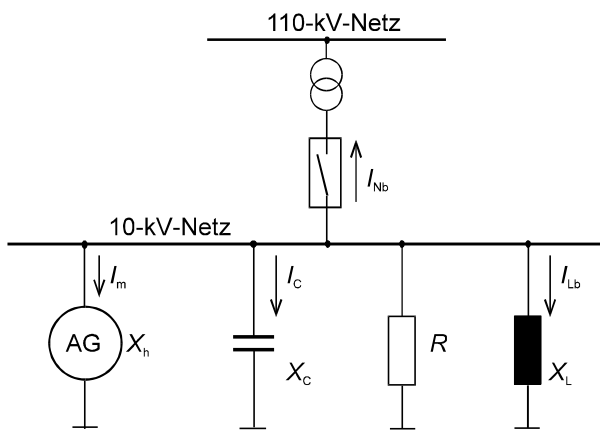


Abb. 4: *Ersatzschaltung einer Netzgruppe*
 Fig. 4: *Equivalent circuit of a MV network*

Die Abb. 5 zeigt die U-I-Kennlinien vor und nach der Netztrennung. Solange eine Verbindung zum 110-kV-Netz besteht, kann ein Blindleistungsüberschuß oder -defizit des Mittelspannungsnetzes durch das 110-kV-Netz ausgeglichen werden. In Abb. 5a ist der Fall dargestellt, daß das Mittelspannungsnetz vor der Netztrennung einen Überschuß an kapazitiver Blindleistung hat. Der entsprechende kapazitive Blindstrom I_C ist durch den Schnittpunkt der Kapazitätsgeraden X_C mit der aktuellen, durch das 110-kV-Netz diktierten Spannung U_N gegeben. Ebenso ergeben sich der Magnetisierungsstrom I_m der Asynchrongeneratoren und der induktive Blindstrom der Leitungen und Abnehmer des Mittelspannungsnetzes I_{Lb} aus dem Schnittpunkt der Magnetisierungskennlinie bzw. der Lastkennlinie mit X_L mit der Spannung U_N . Der Überschuß an kapazitiver Blindleistung,

Der Überschuss an kapazitiver Blindleistung,

ausgedrückt durch den Strom I_{Nb} , wird an das 110-kV-Netz abgegeben. Er kann in Abb. 5a als Differenz zwischen der Kapazitätsgeraden und der mit X_L gesicherten Magnetisierungskennlinie bei der Spannung U_N abgelesen werden.

Nach der Netztrennung (Abb. 5b) muß das Mittelspannungsnetz seinen Blindleistungshaushalt selbst ausgleichen. Die Spannung U_{SE} stellt sich im Schnittpunkt der gesicherten Magnetisierungskennlinie mit der Kapazitätsgeraden ein, für den die Bedingung $I_C = I_m + I_{Lb}$ erfüllt ist.

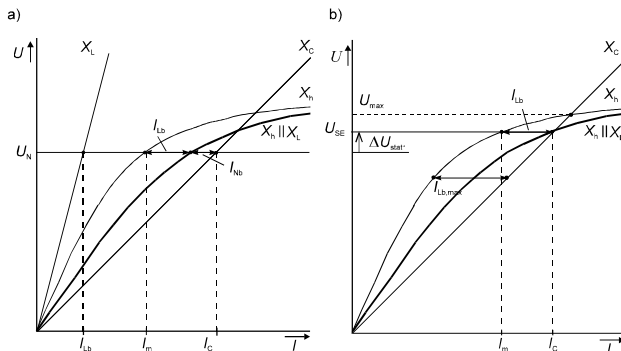


Abb. 5: Strom-Spannungskennlinie vor und nach der Netztrennung: a) vor der Netztrennung; b) nach der Netztrennung

Fig. 5: Current-voltage characteristic a.) before and b.) after network separation

Anhand von Abb. 5b ergeben sich folgende Schlußfolgerungen für das Spannungsverhalten:

1) Die höchste Spannung U_{max} im Inselnetz würde sich ergeben, wenn außer den Asynchrongeneratoren keine weitere Blindleistungsabnahme im Netz erfolgen würde. Die Kennlinie $X_H // X_L$ würde dann mit der Magnetisierungskennlinie übereinstimmen.

2) Selbsterregung ist nur möglich, wenn die Kapazitäten des 10-kV-Netzes so groß sind, daß es zu einem Schnittpunkt der Kapazitätsgeraden mit der gesicherten Magnetisierungskennlinie kommt (notwendige Bedingung). Ist diese Bedingung erfüllt, so erregt sich das Netz nur selbst, wenn der induktive Blindleistungsbedarf der Leitungen und Abnehmer

einen Maximalwert $I_{Lb,max}$ nicht überschreitet (hinreichende Bedingung). Dieser maximale Blindstrom ergibt sich aus dem größten Abstand zwischen der Magnetisierungskennlinie und der Kapazitätsgeraden bei gleicher Spannung (s. Abb. 5b).

Diese notwendige Bedingung für Selbsterregung bedeutet, daß im Leistungsdiagramm nach Abb. 2 ein Bereich existiert, in dem die kapazitive Blindleistung größer als die induktive Blindleistung zunächst ohne Eigenerzeuger ist. In Abb. 2 ist das der schraffierte Bereich. Durch die hinreichende Bedingung wird der Leistungsbereich, der bei Netztrennung zur Selbsterregung führt, insofern weiter eingeschränkt, als zur Deckung einer bestimmten Blindleistung auch eine bestimmte Eigenerzeuger-Wirkleistung erforderlich ist. Solange das Mittelspannungsnetz mit dem 110-kV-Netz verbunden ist, gibt dieses die Frequenz vor. Im Inselbetrieb stellen sich die Frequenz und der Schlupf der Asynchrongeneratoren nach der Wirkleistungsbilanz ein.

5. Untersuchungsergebnisse

Zur Untersuchung möglicher *stationärer Selbsterregungszustände* wurde die Wirk- und Blindleistungsbilanz des Mittelspannungsnetzes aufgestellt und ausgewertet. Die Asynchrongeneratoren wurden dabei durch ihre bekannte stationäre T-Ersatzschaltung /1/, allerdings mit nichtlinearer Magnetisierungskennlinie und die daraus abgeleitete KLOSS'sche Drehmomentgleichung nachgebildet. Spannungs-, Frequenz- und Schlupfabhängigkeit der Leistungen wurden somit voll berücksichtigt. Vorgabewerte waren die Generatorleistung P_{G0} , die kapazitive Leistung des Netzes Q_{C0} vor der Netztrennung und die zulässigen Spannungs- und Frequenzänderungen ΔU_{stat} und Δf_{stat} nach der Netztrennung. Durch Variation der Netzbelastung P_{L0} und Q_{L0} wurde das *Betriebsfenster* ermittelt, innerhalb dessen sich Selbsterregung bei Einhaltung des vorgegebenen Spannungs- und Frequenzbandes einstellt. Abb. 6 zeigt beispielhaft das Fenster für $P_{G0} = 2$ MW und $0,9 U_{nN} \leq U_N \leq 1,1 U_{nN}$ sowie $48,5 \text{ Hz} \leq f_N \leq 50,2 \text{ Hz}$ mit dem Verhältnis P_{G0}/P_{L0} auf der Ordinate und dem Verhältnis der gesamten induktiven zur kapazitiven Blindleistung $(Q_{G0} + Q_{L0})/Q_{C0}$ auf der Abszisse. Diese Verhältnisse sind aus den Leistungsverhältnissen des Netzes vor der Netztrennung bekannt.

Man sieht in Abb. 6 bestätigt, daß Selbsterregung nur möglich ist, wenn sich insbesondere das Blindleistungsverhältnis nicht allzusehr von 1 unterscheidet. Auch findet man die bereits an Abb. 5 qualitativ gewonnenen Aussagen zum Spannungsverhalten bestätigt, wonach bei ausgeglichener Wirkleistungsbilanz

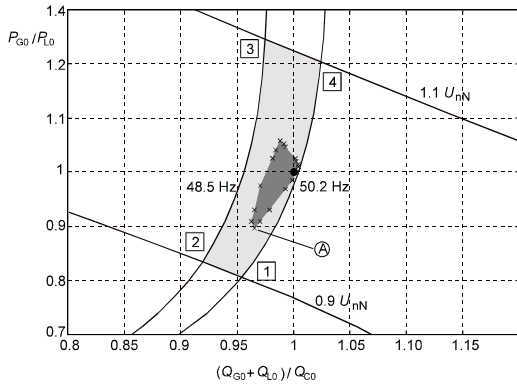


Abb. 6: Stationäres und dynamisches Fenster für Selbsterregung, ausgehend von $P_{G0}=2,0$ MW

Fig. 6: Steady-state and dynamic window for self-excitation where actual input from dispersed generators to network is approximately 2.0 MW

ein Überschuß an kapazitiver Blindleistung vor der Netztrennung für Selbsterregung erforderlich ist. Im Punkt 1,1 sind die Wirk- und Blindleistungsbilanz im Mittelspannungsnetz vor der Netztrennung ausgeglichen. Bei Netztrennung ausgehend von diesem Zustand würde sich keine Frequenz- und Spannungsänderung ergeben. Bei der Ermittlung des stationären Selbsterregungsfensters war angenommen worden, daß die Netztrennung ohne Ausgleichsvorgänge vonstatten geht. Für die Einbeziehung der unter Abschnitt 3 genannten Ereignisse, die gewöhnlich zur Netztrennung führen, ist das stationäre Modell nicht genügend aussagefähig.

Es wurden deshalb für die Nachbildung der Fehlerfälle mit anschließender Netztrennung weitere Untersuchungen an einem ausführlichen *dynamischen Modell* des Netzes und der Asynchrongeneratoren vorgenommen. Dabei zeigte sich, daß bei *allen* der Netztrennung vorangehenden einpoligen und dreipoligen Fehlern im von der Sternpunktbehandlung her niederohmig geerdet betriebenen 110-kV-Netz

die vorgegebenen Toleranzbänder für die Spannung und Frequenz im Mittelspannungsnetz entweder verlassen werden oder die Spannung entsprechend der Kurve 2 in Abb. 3 zusammenbricht. Der Spannungsabstieg nach der Netztrennung verläuft mit den Lastzeitkonstanten der Asynchronmaschine, die um einiges größer als die Kurzschlußzeitkonstanten sind, so daß auch im Fall des Spannungszusammenbruches bis in den Sekundenbereich mit einer Restspannung gerechnet werden muß.

Lediglich für die Schutzüberfunktion (Fehlersituation (4) nach Abschnitt 3) können sich stationäre Selbsterregungszustände ausbilden. In Abb. 7 sind Berechnungsergebnisse mit dem dynamischen Modell bei Schutzüberfunktion ausgehend von durch die Eckpunkte 1 bis 4 gekennzeichneten Betriebszuständen vor der Netztrennung dargestellt. Diese Eckpunkte sind identisch mit den in Abb. 6 dokumentierten Schnittpunkten der Spannungs- und Frequenzlinien des statischen Fensters.

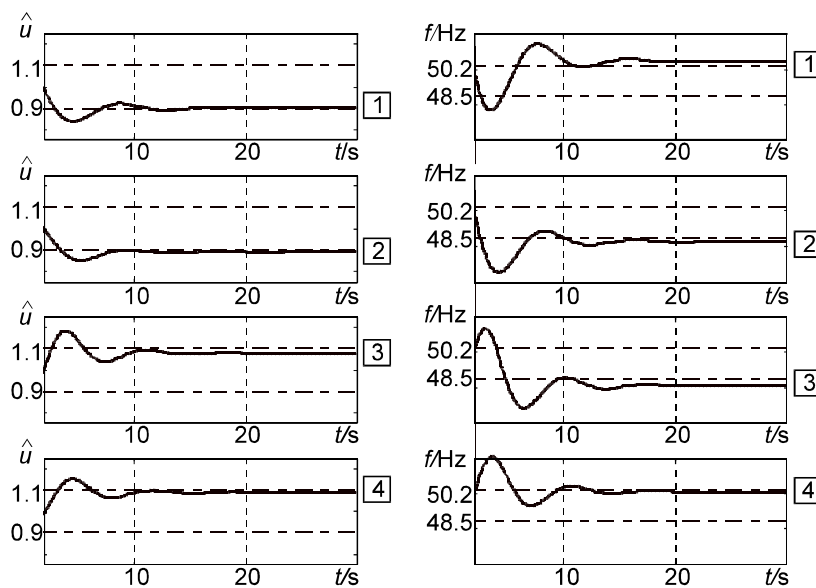


Abb. 7: Spannungs- und Frequenzverläufe für die Eckpunkte aus Abb. 6 für $P_{G0} = 2,0 \text{ MW}$

Fig. 7: Simulation of dynamic voltage and frequency curves of points 1-4 in Fig. 6 after disconnection from the HV network

Zunächst ist ersichtlich, daß sich für $t \rightarrow \infty$ die gleichen stationären Spannungs- und Frequenzwerte wie in Abb. 6 einstellen. Zum anderen wird deutlich, daß sich vorübergehend, wie bereits in Abb. 3 angedeutet, größere dynamische Spannungs- und Frequenzabweichungen ergeben. Legt man die gleichen Grenzwerte für die Spannungs- und Frequenzabweichungen wie in Abb. 6 zugrunde, so zieht sich das Fenster für die zur Selbsterregung führenden Anfangswerte der Netzbelastung auf einen wesentlich kleineren Bereich um den Punkt 1,1 zurück. Dieses *dynamische Fenster* ist in Abb. 6 dunkelgrau eingetragen. Die Größe und die Ausrichtung des statischen und dynamischen

Fensters verändert sich dabei mit der Summe der angeschlossenen Generatorleistungen.

Ein weiteres Untersuchungsziel waren die Ausgleichsvorgänge, die sich bei Zuschaltung des Reservebetriebsmittels auf das selbsterregte Mittelspannungsnetz ergeben. Im allgemeinen Fall stellt sich im Inselnetz eine von der Netzfrequenz verschiedene Frequenz ein, so daß neben einer Spannungsdifferenz auch eine Phasendifferenz beim Wiederzuschalten der Versorgung zu erwarten ist. Dies bewirkt Stoßströme und Stoßmomente, die eine erhöhte Beanspruchung bedeuten. Ausgangspunkt der Untersuchungen ist, als eine Art worst-case, ein äußerer Punkt auf dem dynamisch ermittelten Gebiet (Punkt A in Abb. 6). Die Generatoren speisen 2,0 MW Windenergie in das Netz, die Verbraucher nehmen 2,23 MW bei einem $\cos \varphi$ von 0,95 auf, der Eintritt der Inselung erfolgt durch Schutzüberfunktion. Die Ergebnisse sind in Abb. 8 bezogen auf die Generatorbemessungswerte dargestellt.

Der Maximalwert des Stoßstromes tritt bekanntlich dann auf, wenn sich die Zeiger von Netz- und Sammelschienenspannung gegenüberstehen (Phasenwinkel 180°), während das Stoßmoment bei einer Phasendifferenz von 120° und 240° maximal wird. Der maximale Stoßstrom ist ungefähr doppelt so groß wie der dreipolige Kurzschlußstrom an der Sammelschiene, das maximale Stoßmomente wird ebenfalls größer als bei dreipoligem Sammelschienenkurzschluß.

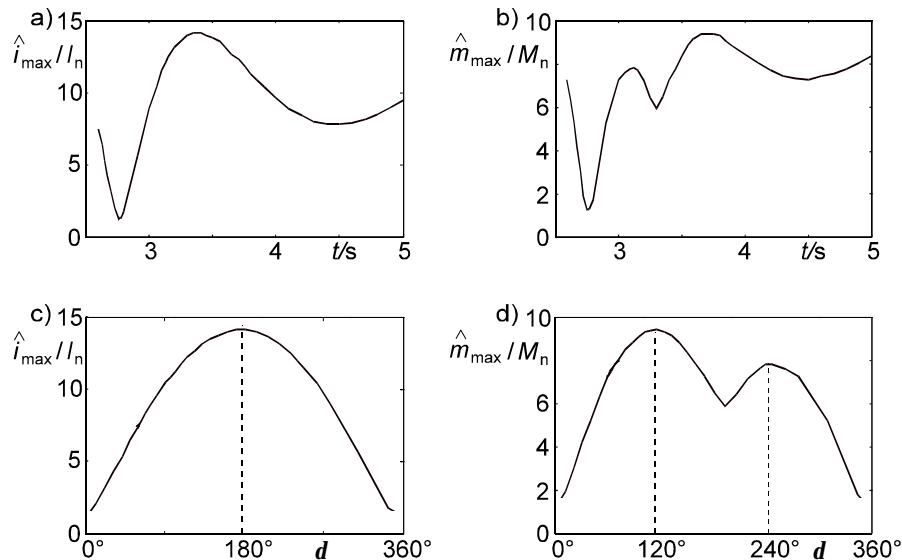


Abb. 8: Auf Nenngrößen bezogene Stoßströme und Stoßmomente nach Wiederschalten der Versorgung in Abhängigkeit von Zeit und Phasendifferenz der Sammelschienen- und Netzspannung

- a) Stoßstrom als Funktion der Zeit
- b) Stoßmoment als Funktion der Zeit
- c) Stoßstrom als Funktion des Phasenwinkels im Moment der Zuschaltung
- d) Stoßmoment als Funktion des Phasenwinkels im Moment der Zuschaltung

Fig. 8: Peak currents and torques per-unit of nominal values after reconnecting isolated MV network to the main HV network depending on time and phase shift

- a) peak current as a function of time
- b) peak transient torque as a function of time
- c) peak current as a function of phase angle in the moment of reconnection
- d) peak transient torque as a function of phase angle in the moment of reconnection

6. Zusammenfassung

Durch Trennen von der hoch- oder mittelspannungsseitigen Netzeinspeisung kann es im Mittelspannungsnetz mit Asynchrongeneratoren in Verbindung mit den vorhandenen Kapazitäten zur Selbsterregung kommen. Es treten unter Umständen kritische Ausgleichsvorgänge auf, wenn plangemäß nach drei bis fünf Sekunden auf das 110-kV-Reservebetriebsmittel umgeschaltet wird und die Spannung und Frequenz im Inselnetz innerhalb der Grenzen bleiben, die durch die Auslösekennlinien der Schutzrelais definiert sind. Untersuchungen an der Leistungsbilanz des Netzes und an einfachen stationären Modellen gestatten bereits Aussagen über die Selbsterregungsbedingungen und die sich bei Selbsterregung einstellenden stationären Spannungs- und Frequenzwerte. Die Untersuchungsmethodik wird an einem Beispielnetz vorgestellt. Selbsterregung eines Netzes oder einer Netzgruppe ist prinzipiell nur möglich, wenn vor der Netztrennung ein Überschuß an kapazitiver Blindleistung herrscht. Bei Wiederschaltung der übergeordneten Netzeinspeisung auf ein unter Spannung stehendes Netz können an den Eigenerzeugungsanlagen Stoßströme und Stoßdrehmomente auftreten, die um ein Mehrfaches größer als bei dreipoligem Kurzschluß sind.

7. Literatur

- /1/ Fischer, R.: Elektrische Maschinen. 3. überarbeitete Auflage. Carl-Hanser-Verlag München Wien 1979