

Dynamische Modellierung von Verbrauchergruppen und statischer Blindleistungskompensatoren zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Netzen

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

DOKTOR-INGENIEURS

von der Fakultät für
Elektrotechnik und Informationstechnik
der Universität Fridericiana Karlsruhe
genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Michael Merkle
aus Freiburg im Breisgau

Tag der mündlichen Prüfung: 4. November 2002
Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. A. M. Miri
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. mult. A. J. Schwab

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
2. Grundlagen	7
2.1 Stabilität von Elektroenergiesystemen	7
2.1.1 Stabilität der Wirkleistungsbalance	8
2.1.2 Stabilität der Blindleistungsbalance oder Spannungsstabilität	11
2.1.3 Methoden der Stabilitätsuntersuchung	15
2.2 FACTS (Flexible AC-Transmission Systems) in der elektrischen Energieübertragung	23
2.2.1 Einteilung und Stand der Technik	25
2.2.2 Seriengeschaltete FACTS Betriebsmittel	27
2.2.3 Parallelgeschaltete FACTS-Betriebsmittel	30
2.2.4 Kombinierte Kompensatoren	32
2.3 NETOMAC	33
3. Modellierung konventioneller Betriebsmittel in Spannungsstabilitätsuntersuchungen	35
3.1 Die Synchronmaschine und ihre Regler	35
3.1.1 Die Drehzahlregelung	35
3.1.2 Die Erregerspannungsregelung	36
3.1.3 Der Erregerstrombegrenzer	37
3.1.4 Dynamische Modellierung von AVR und OXL	37
3.1.5 Berücksichtigung von AVR und OXL in statischen Berechnungen	38
3.2 Transformatoren	46
3.2.1 Modellierung von Transformatoren in Leistungsfluß- und Stabilitätsuntersuchungen	46
3.2.2 Stufenschaltertransformatoren und ihr Ansteuerungsalgorithmus	50
3.2.3 Realisierung dieser Ansteuerung in NETOMAC	53
3.2.4 Dynamische Modellierung des LTC	53

3.2.5	System- <i>PU</i> -Charakteristik unter Berücksichtigung des LTC	56
3.3	Freileitungen und Kabel	57
3.4	Kompensationseinrichtungen	58
3.4.1	Serielle Leitungskompensation	58
3.4.2	Parallelkompensation	58
4.	Modellierung von Verbrauchern	61
4.1	Komplexität der Verbraucherzusammensetzung	62
4.1.1	Statische Modelle	63
4.1.2	Dynamische Modelle	64
4.2	Industrielle Verbraucher	65
4.3	Asynchronmaschinenmodelle	66
4.3.1	Das detaillierte Asynchronmaschinenmodell fünfter Ordnung	67
4.3.2	Das Modell dritter Ordnung	68
4.3.3	Modelle erster Ordnung	70
4.4	Durchgeführte Untersuchungen an verschiedenen Verbraucherkonfigurationen	72
4.4.1	Verwendetes Netz und Parameter des Verbrauchers	72
4.4.2	Gültigkeit der Modelle erster Ordnung und Einfluß des Anteils statischer zu dynamischer Lastkomponente	73
4.4.3	Einfluß der Last-/Schlupfkennlinie auf die Systemstabilität	76
4.4.4	Transfer der Ergebnisse auf das allgemeinen Verbrauchermodells mit Erholungsdynamik	79
4.5	Zusammenfassung	80
5.	Modellierung des STATCOM und nichtlinearer Reglerentwurf	83
5.1	Der Aufbau und die Funktionsweise des STATCOM	84
5.2	Das stationäre Modell eines STATCOM	87
5.3	Einfluß des STATCOM auf das Spannungsprofil eines Elektroenergiesystems	87
5.4	Netzwerkmodell eines STATCOM	89
5.4.1	Modell eines sechspulsigen STATCOM	90
5.4.2	Modell eines zwölfpulsigen STATCOM	94
5.4.3	Netzurückwirkung durch Harmonische	98
5.4.4	Dynamisches Verhalten des unregulierten Netzwerkmodells	98
5.5	Blindleistungsregelung des Netzwerkmodells mittels PI-Regler	101
5.5.1	Simulationsergebnisse	101
5.6	Reglerentwurf am GAM-Modell und Transfer auf das Netzwerkmodell	104

5.6.1	Vorgehensweise beim Reglerentwurf	104
5.6.2	Herleitung des GAM-Modells	105
5.6.3	Linearisierung des GAM-Modells	109
5.6.4	Regelung des STATCOM mittels PI-Regler	114
5.6.5	Regelung des STATCOM mit einem nichtlinearen Regler (Feedback-Linearisierung)	119
5.6.6	Regelung des STATCOM mittels Fuzzy-Regler	128
5.7	Zusammenfassung	141
6.	Dynamische und statische Stabilitätsanalyse	143
6.1	Spannungsstabilitätsuntersuchung am 14-Sammelschienen-Netz	143
6.1.1	Leistungsflußberechnung und Knotenspannungen im Netz	143
6.1.2	Dynamische Modellierung des 14-Sammelschienensystems	145
6.1.3	Betrachtete Szenarien	146
6.1.4	Abgeleiteter Stabilitätsindex	152
6.1.5	Anwendung des Spannungsstabilitätsindex I_{bW} auf das 14-Sammelschienensystem, Ergebnisse	153
6.2	Langzeitspannungsstabilitätsuntersuchung am BPA-Test System	154
6.2.1	Verwendung einer statischen Verbrauchermodellierung ohne STATCOM	155
6.2.2	Untersuchung der Spannungsstabilität des Systems bei Einsatz eines motorischen Verbrauchermodells	158
6.2.3	Stabilitätsanalyse des Systems mit STATCOM	160
6.3	Zusammenfassung	161
7.	Zusammenfassung	163
A.	Parameter und Daten des untersuchten IEEE 14-Sammelschienensystems	167
A.1	Ergebnis der Leistungsflußberechnung	168
A.2	Dynamische Modellierung von Generator, AVR und OXL und der Verbraucher	171
B.	Verwendete Abkürzungen, englische Bezeichnungen und Symbole	173
	Literaturverzeichnis	176

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Karlsruhe.

An dieser Stelle möchte ich allen danken, die mich bei der Anfertigung dieser Dissertation unterstützt haben:

Dem Institutsleiter Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. mult. A. J. Schwab danke ich für die Übernahme des Korreferats, die Freiheit zu eigenverantwortlicher Forschung, die hervorragenden Arbeitsmöglichkeiten und die verantwortliche Einbindung in viele interessante Aufgabenfelder.

Herrn Prof. Dr.-Ing. A. M. Miri danke ich sehr herzlich für die Unterstützung bei dieser Arbeit, die Übernahme des Hauptreferats und den Enthusiasmus während seiner Vorlesungen *Elektrische Anlagentechnik* und *Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen*, die das Fundament dieser Arbeit bildeten.

Dem IEH-Team, bestehend aus dem wissenschaftlichen Mitarbeiterstab, dem Werkstattpersonal und den Sekretärinnen danke ich für die sehr gute Zusammenarbeit. Mein besonderer Dank gilt meinen Diplomarbeiten- und Arbeitskollegen Dr.-Ing. Andreas Kühner, MbA Rajiv Kumar, Dr.-Ing. Wolfgang Kürner, Dr.-Ing. Carsten Meinecke, Dipl.-Ing. Frank Meier, Dipl.-Ing. Ricard Petranovic, Dr.-Ing. Norbert Riegel und Dr.-Ing. Jannick Yulliard.

Meinen Studienarbeitern, Diplomarbeitern und Hiwis Frau Dipl.-Ing. Henar Soto, Frau Dipl.-Ing. Erika Roedern, Dipl.-Ing. Chauhan Kalpesh, Dipl.-Ing. Atshi Harada, Dipl.-Ing. Adrian Lugo, cand.-el. Hans-Jürgen Tappe und Dipl.-Ing. Ragnar Gudmannsson danke ich für ihre tatkräftige Unterstützung und die zahlreichen Fachdiskussionen in den letzten Jahren.

Meinen Eltern danke ich für ihre Hilfe, Aufmunterung und Unterstützung während meiner akademischen Ausbildung und meiner Lebensgefährtin Ulrike Schlieper für die Fürsorge und Betreuung beim Anfertigen der Arbeit.

Karlsruhe, im November 2002

Michael Merkle

1. Einleitung

Maßnahmen zur *Erhöhung der Übertragungskapazität* und zur *Verbesserung der Spannungsstabilität* von Elektroenergiesystemen sind in einer stark belasteten elektrischen Infrastruktur erforderlich. Dies betrifft nicht nur die Netze von Schwellenländern, sondern insbesondere *Elektroenergiesysteme deregulierter Märkte* [152]. Die Einführung eines Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft führte in den USA dazu, daß durch Marktanforderungen mehr Leistung über größere Entfernungen im Übertragungsnetz befördert wird. Diese Tendenz zeichnet sich auch im seit 1998 deregulierten europäischen Markt ab. Die ursprüngliche Auslegung des Übertragungsnetzes erfolgte mit dem Zweck, geringe Reserveleistungen zwischen benachbarten Elektrizitätsversorgungsunternehmen auszutauschen. Zusätzlich wird z.B. in den USA in den nächsten zehn Jahren ein Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie um 25% erwartet [153]. Begrenzungen der Übertragungskapazität werden gemäß einer Studie der *National Energy Policy Development Group* der USA als primäre Ursache der kalifornischen black-outs angesehen. Da die Investitionen in Übertragungsnetze trotz steigender Übertragungsleistungen rückläufig sind, kommt einer *Erhöhung der bestehenden Übertragungskapazität* in einem deregulierten Markt beispielsweise durch FACTS-Betriebsmittel eine große Bedeutung zu. Der Betrieb von Netzen nahe ihrer maximalen Auslastung erfordert weiterhin eine genaue *Kenntnis der Spannungsstabilitätsreserve*.

Zur numerischen Untersuchung der Spannungsstabilität von Elektroenergiesystemen im Zeitbereich ist eine dynamische Modellierung aller Betriebsmittel im Netz notwendig [40, 65]. Da bei einer Spannungsstabilitätsuntersuchung eine Betrachtung des Gesamtsystems in der Regel über einen längeren Zeitraum stattfindet, stellt sich die Frage, *welcher Modellierungsgrad* der Systemkomponenten in Spannungsstabilitätsuntersuchungen benötigt wird [18, 56, 76, 90]. Es werden zwei Komponenten des Elektroenergiesystems diesbezüglich untersucht. Zum einen wird erörtert, wie Verbrauchergruppen, die einen hohen Anteil motorischer Verbraucher besitzen, die Systemstabilität beeinflussen. Zum anderen wird das dynamische Verhalten des Betriebsmittels STATCOM (Static Synchronous Compensator) in verschiedenen Modellen analysiert.

Numerische Simulationen im Zeitbereich erfordern im Vergleich zu *statischen Betrachtungen* sehr viel mehr Rechenzeit und höheren Modellierungsaufwand [58, 42]. Es wird untersucht, ob die aus den dynamischen Berechnungen gewonnenen Erfahrungen genutzt werden können, um statische Modelle bereitzustellen, mit deren Hilfe die dynamischen Simulationsergebnisse durch statische Methoden angenähert werden können, mit dem Ziel, neben dem Modellierungsaufwand auch die Rechenzeit zu reduzieren. Zur Beantwortung dieser Fragestellung besteht die in dieser Arbeit verwendete statische Berechnungsmethode aus einer Variation der Leistungsflüsse für eine Sequenz verschiedener Verbraucherleistungen. Das Ergebnis wird in Form von Wirkleistungs- / Spannungsprofilen (*PU-Kurven*)

dargestellt [120]. Es werden Sequenzen von System-*PU*-Kurven erzeugt, die in der Lage sind, die zeitliche Trajektorie der Zustandsgrößen zu verschiedenen Zeitpunkten anzunähern. Durch die Analyse der *PU*-Kurven in den Zeitpunkten der einzelnen Momentaufnahmen in Kombination mit der Verbraucherdynamik wird ein neuer Stabilitätsindex I_{bW} zur Bestimmung der Spannungsstabilitätsreserve eines Elektroenergiesystems vorgestellt. Die Prognose dieser statischen Vorgehensweise wird mit jener der dynamischen Simulationen verglichen und bewertet.

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in 7 Kapitel:

In *Kapitel 2* werden die Grundlagen der Stabilität von Elektroenergiesystemen erörtert, es erfolgt eine Einteilung der Stabilitätsphänomene anhand der *Stabilität der Wirkleistungsbalance* und der *Stabilität der Blindleistungsbalance*. Statische und dynamische Methoden zur Untersuchung der Spannungsinstabilität werden erläutert, dabei wird insbesondere auf das Verfahren der *PU*-Kurven und auf die Vorgehensweise bei Simulationen im Zeitbereich eingegangen. Es wird ein Überblick über den Stand der Technik von FACTS gegeben. Hier werden die Vorteile dieser Technologie und die Einteilung der Betriebsmittel in reihen- und parallelgeschaltete sowie kombinierte Elemente vorgestellt. Das Kapitel schließt mit einem Überblick über das verwendete Programmpaket NETOMAC.

In *Kapitel 3* wird die verwendete Modellierung derjenigen Betriebsmittel vorgestellt, die nicht Schwerpunkt der Untersuchung waren, aber deren Dynamik eine wichtige Rolle bei den durchgeführten Betrachtungen spielt. Dabei handelt es sich um die Synchronmaschine mit ihren Reglern (Erregerspannungsregler und Übererregerstrombegrenzer), den Stufentransformator und die Betriebsmittel Leitungen und Kompensationsanlagen.

In *Kapitel 4* wird die *Dynamik von Verbrauchergruppen* untersucht, die einen prozentual hohen Anteil rotierender Maschinen besitzen. Dazu werden die Verbraucher auf Mittelspannungsebene zunächst durch zwei Anteile modelliert: Der gesamte Verbraucher wird durch einen Teil rotierender Maschinen (dynamisches Modell) und durch einen zweiten Teil, der die übrigen Lasten repräsentiert (statisches Modell), dargestellt. Es werden drei Aspekte der dynamischen Modellierung solcher Verbrauchergruppen untersucht: Erstens, ist eine detaillierte dynamische Modellierung hoher Ordnung, [100], für die dynamische Komponente der Gesamtlast notwendig oder läßt sich die Stabilität des Systems auch unter Verwendung eines vereinfachten dynamischen Modells bewerten? Zweitens, welche Bedeutung hat die zugrunde liegende Lastmoment-/ Schlupf-Kennlinie des dynamischen Lastanteils? Drittens, welchen Einfluß hat die Gewichtung dieser beiden Lastgruppen auf die Systemstabilität? Darüberhinaus wird untersucht, wie die detaillierte Modellierung dieser Verbraucherzusammensetzung aus Sicht der einspeisenden Hochspannungssammelschiene erscheint. Die in der detaillierten Modellierung gewonnenen Erkenntnisse werden auf ein *allgemeines dynamisches Verbrauchermodell* übertragen. Es wird gezeigt, wie die Parametrierung dieses Modells von der Lastzusammensetzung abhängt.

Kapitel 5 befaßt sich mit der *Modellbildung* des FACTS (Flexible AC Transmission System)-Betriebsmittels STATCOM. Der Einfluß des Betriebsmittels auf den stationären Betrieb des Elektroenergiesystems wird mit Hilfe von *PQU*-Kurven der Verbrauchersammelschiene erklärt und visualisiert. Das elektrische Netzwerkmodell eines zwölfpul-sigen STATCOM und die Implementierung und Optimierung in NETOMAC werden vorgestellt. Das unregelte und geregelte Betriebsverhalten wird im Zeit- und Frequenzbe-

reich analysiert. Die detaillierte Modellierung der Thyristorventile des Netzwerkmodells ist mit der Notwendigkeit kleiner Zeitschritte bei der Simulation verknüpft. Weiterhin kann an diesem Modell kein optimaler Reglerentwurf stattfinden. Die Anwendung der GAM-Mittelungsmethode [79, 101] auf das in Kap. 5.4 entwickelte Netzwerkmodell führt zu einem nichtlinearen Differentialgleichungssystem, bestehend aus drei gekoppelten Gleichungen erster Ordnung, das in Kapitel 5.6 hergeleitet wird. Es werden mit Hilfe dieses GAM-Modells ein linearer PI-Regler und zwei nichtlineare Regler entworfen. Der eine Regler basiert auf der Feedback-Linearisierungs-Methode [31, 63], der andere auf der Theorie der Fuzzy-Regelung [111]. Alle Regler werden in NETOMAC implementiert und optimiert. Es folgt ein Transfer der Regler auf das Netzwerkmodell. Anschließend werden sie hinsichtlich ihrer dynamischen Funktionalität und Güte verglichen.

In *Kapitel 6* werden zwei Elektroenergiesysteme samt Verbrauchergruppen und STATCOM dynamisch modelliert. Beim ersten Elektroenergiesystem handelt es sich um ein Einebenen-345 kV-Hochspannungsnetz mit 14 Sammelschienen. Das zweite Elektroenergiesystem besteht aus 11 Sammelschienen, es enthält verschiedene Spannungsebenen sowie einen Stufentransformator, dessen Dynamik in die Betrachtungen mit einbezogen wird. Das Eintreten eines Leitungsausfalls bei starker Belastung führt die Systeme an die Grenze der Spannungsstabilität, bzw. in den spannungsinstabilen Zustand. Im Zeitbereich werden die wesentlichen Vorgänge betrachtet. Es wird untersucht, inwiefern statische Methoden unter Einbeziehung ertüchtigter statischer Betriebsmittelmodelle geeignet sind, die Ergebnisse dynamischer Methoden anzunähern. Die Untersuchung erfolgt an zwei Netzen. Es werden *dynamische Simulationen* im Zeitbereich *statischen Methoden* gegenübergestellt. Dynamische Verbrauchermodelle sowie ein dynamisches STATCOM-Modell mit Fuzzy-Regelung werden im Rahmen einer transienten Spannungsstabilitätsuntersuchung und einer Untersuchung der Langzeitspannungsstabilität im Zeitbereich in den Simulationen einbezogen. Unter Verwendung der System-*PU*-Kurven und statischer Modelle werden dynamische Lösungen angenähert und die Spannungsstabilitätsreserve des Systems nach einem neu vorgestellten Reserveindex I_{bW} bewertet. Es wird gezeigt, daß die Verbesserung der Spannungsstabilität durch den STATCOM mit Hilfe dieses Index quantifiziert werden kann.

Kapitel 7 beinhaltet die Zusammenfassung.

Die Arbeit schließt mit Daten der untersuchten Netze, der Nomenklatur sowie dem Literaturverzeichnis.

2. Grundlagen

In diesem Kapitel wird vorgestellt, was man unter einem stabilen Elektroenergiesystem versteht und in welchen Erscheinungsformen Instabilität von Elektroenergiesystemen auftreten kann. Für die untersuchte *Stabilität der Blindleistungsbalance* oder *Spannungsstabilität*, Kap. 2.1.2, wird die Klassifizierung nach Van Cutsem [104] verwendet. In Kap. 2.1.3 werden statische und dynamische Methoden der Spannungsstabilitätsanalyse präsentiert, wobei der Schwerpunkt auf dem in Kap. 6 verwendeten Verfahren der *dynamischen Simulation* und dem *Verfahren der PU-Kurven* liegt.

In Kap. 2.2 werden die auf leistungselektronischen Komponenten basierenden flexiblen Kompensationsanlagen, die sogenannten *FACTS-Betriebsmittel* klassifiziert und das Funktionsprinzip einiger dieser Betriebsmittel erläutert.

Schließlich werden in 2.3 die Besonderheiten des verwendeten Programmpakets zur Berechnung elektromagnetischer und elektromechanischer Ausgleichsvorgänge NETOMAC dargelegt.

2.1 Stabilität von Elektroenergiesystemen

Beim Betrieb eines Elektroenergiesystems muß zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein, daß das System auch im stark belasteten Zustand *unvorhergesehenen Ereignissen* (Störungen) widerstehen kann und der Betrieb nach einer Störung in einem neuen Arbeitspunkt sicher fortgesetzt werden kann. Sind diese Voraussetzung erfüllt, spricht man von einem *stabilen Betriebszustand* des Elektroenergiesystems. Im normalen Betriebszustand herrscht ein Gleichgewicht zwischen der in die Generatoren eingespeiste *mechanische Leistung* und der an die Verbraucher *abgegebenen Wirkleistung*. Im Störfall entsteht ein Ungleichgewicht zwischen diesen beiden Leistungen, deren Differenz durch die kinetische Energie der rotierenden Massen der Netze gedeckt wird.

Störungen können in große und kleine Störungen unterteilt werden:

- *Kleine Störungen* finden in Form von Verbrauchsänderungen ständig statt. Das System reagiert auf den veränderlichen Leistungsbedarf durch Anpassung der eingespeisten Leistung, wodurch sich jeweils ein neuer Gleichgewichtszustand einstellt.
- *Große Störungen* sind beispielsweise Kurzschlüsse, der unerwartete Ausfall eines Kraftwerks oder einer Übertragungsleitung. Große Störungen führen unmittelbar zu starken Veränderungen der Leistungsflüsse und des Spannungsprofils des Systems. Je nach Größe und Kurzschlußleistung des Netzes können die Rotoren einiger Synchrongeneratoren

dabei durch die plötzliche Veränderung des Wirkleistungsgleichgewichts stark beschleunigt werden und aus dem Synchronismus fallen, sogenanntes *Schlüpfen*.

Man unterscheidet beim *Wirkleistungsgleichgewicht* im wesentlichen zwischen *statischer Stabilität* und *transienter Stabilität*. Beide Erscheinungsformen werden unter den Begriffen *Polradwinkelstabilität* oder *Stabilität der Wirkleistungsbalance* zusammengefaßt und in Kapitel 2.1.1 behandelt.

Spannungsstabilität ist die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems, die Spannungsamplituden an allen Knoten im Netz innerhalb eines akzeptierbaren Bereichs zu halten. Diese Art der Stabilität ist eng verknüpft mit der Fähigkeit des Systems, den Blindleistungsbedarf aller Verbraucher zu decken. In stark belasteten Netzen kann eine Störung im *Blindleistungsgleichgewicht* zu sinkenden Spannungsamplituden an den Verbrauchersammelschienen führen. Dabei spielt insbesondere die Dynamik der Regler des Systems (Stufentransformator, Erregerstrombegrenzer, ...) eine wichtige Rolle. Die Spannungen an den Knoten des Elektroenergiesystems können aufgrund des Blindleistungsdefizits unkontrolliert absinken. Man spricht vom *Verlust der Spannungsstabilität*, deren Ursachen in Kap. 2.1.2 beschrieben werden.

2.1.1 Stabilität der Wirkleistungsbalance

Die dynamischen Vorgänge in einem Elektroenergiesystem lassen sich mathematisch durch ein *nichtlineares Gleichungssystem hoher Ordnung* beschreiben [110, 134]. Die Zustandsgrößen, die das System vollständig beschreiben, werden in diesem Gleichungssystem miteinander verknüpft. Abhängig von den Amplituden der *Störgrößen*, die auf das System einwirken, ist eine Linearisierung des Systems um den Arbeitspunkt zulässig.

Im normalen Betrieb liegen lediglich die oben definierten *kleinen Störungen*, also kleine Abweichungen vom Arbeitspunkt aufgrund von Laständerungen vor. Für diesen Fall läßt sich die Linearisierung des Systems um den Arbeitspunkt durchführen und die *statische Stabilität des Systems* bestimmen.

Bei großen Störungen im System ist eine Linearisierung des Gleichungssystems um den Arbeitspunkt nicht zulässig. Die *transiente Stabilitätsanalyse* gibt Aufschluß über die Sicherheitsreserve des Elektroenergiesystems.

2.1.1.1 Statische Stabilität

Die statische Stabilität oder Kleinstörungsstabilität (*engl.: small disturbance stability*) ist notwendige Voraussetzung für den Betrieb eines Elektroenergieversorgungssystems und muß in jedem Betriebspunkt sichergestellt sein [65]. Die statische Stabilität ist dann nicht mehr gegeben, wenn aufgrund geringfügiger Systemzustandsänderungen (kleine Störungen) der stationäre Betrieb nicht mehr aufrechterhalten bleibt, und es zu selbständig aufklingenden Pendelungen der Polradwinkel kommt, die einen großflächigen Netzzusammenbruch zur Folge haben können. Die Störungen sind klein, so daß eine *Linearisierung der Systemgleichungen* zur Untersuchung dieser Art der Stabilität zulässig ist.

Ursache für den Verlust der statischen Stabilität kann beispielsweise *mangelndes elektrisches Gegenmoment* an einem Generator sein. Dies kann zu einem *monotonen Abdriften*

des Polradwinkels aus dem synchronen Betrieb führen. Auch *unzureichende Dämpfung* kann zum Verlust der statischen Stabilität führen, dabei beginnen Polradwinkel verschiedener Generatoren, sich gegenseitig aufzuschaukeln, wodurch diese schließlich *außer Tritt* geraten.

Mechanische Leistungspendelungen können innerhalb eines Turbine-Welle-Generator Systems auftreten, was zu einer hohen *torsionalen Beanspruchung* dieser Komponenten führt. Dabei besteht die Gefahr, daß durch Resonanz zwischen der Frequenz einer elektrischen Leistungspendelung im Netz und der Eigenfrequenz der Generatorwelle die Zerstörung der Welle erfolgt. Aufgrund der langen Periodendauer solch einer Oszillation bezeichnet man dieses Phänomen auch als *Subsynchrone Resonanz* (Frequenz < Netzfrequenz).

Treten Leistungspendelungen zwischen einem Generator und dem übrigen Netz auf, so spricht man von einem *Locale Mode*. Im sogenannten *Inter-Area Mode* finden Leistungspendelungen zwischen mehreren Generatoren in einem Bereich und mehreren Generatoren eines anderen Bereichs des Elektroenergiesystems oder sogar zwischen mehreren miteinander gekoppelten Verbundnetzen statt. Nach Identifizierung der kritischen Eigenwerte können Maßnahmen zur Stabilisierung des Systems durch andere Topologie oder den Einsatz von FACTS-Betriebsmitteln getroffen werden.

Die Analyse eines Elektroenergiesystems hinsichtlich seiner statischen Stabilität erlaubt Rückschlüsse über die Dämpfung und Periodendauern von transienten Vorgängen im System infolge kleiner Abweichungen vom Arbeitspunkt. Mit Hilfe dieser Ergebnisse lassen sich Vorkehrungen zur gezielten Erhöhung der Systemstabilität durch den Einsatz sogenannter *Power System Stabilizer* oder *FACTS-Betriebsmittel* treffen [54, 105, 106].

Die Ermittlung der Eigenwerte und Eigenvektoren des Elektroenergiesystems erfolgt durch die Vorgehensweise, die aus der klassischen linearen Regelungstechnik bekannt ist:

1. Aufstellen der linearisierten Zustandsgleichungen:

Die Admittanzmatrix eines Elektroenergiesystems wird in der Leistungsflußberechnung unter Verwendung des *Newton-Raphson Algorithmus* mit Hilfe der Wirk- und Blindleistung und in Polarkoordinaten ausgedrückt. Die anschließende *Taylorreihenentwicklung* führt zum linearisierten Gleichungssystem [94]:

$$\begin{pmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\delta \mathbf{P}}{\delta \theta} & \frac{\delta \mathbf{P}}{\delta \mathbf{U}} \\ \frac{\delta \mathbf{Q}}{\delta \theta} & \frac{\delta \mathbf{Q}}{\delta \mathbf{U}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{U} \end{pmatrix} \quad \text{mit} \quad \mathbf{J} = \begin{pmatrix} \frac{\delta \mathbf{P}}{\delta \theta} & \frac{\delta \mathbf{P}}{\delta \mathbf{U}} \\ \frac{\delta \mathbf{Q}}{\delta \theta} & \frac{\delta \mathbf{Q}}{\delta \mathbf{U}} \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

Das Ziel der Leistungsflußberechnung ist die Berechnung des stationären Zustandes, die im N-R-Algorithmus auftretende *Jakobi*-Matrix \mathbf{J} ermöglicht die Berechnung der Änderung der Phasenwinkel θ und der Spannungen \mathbf{U} an den Knoten für kleine Änderungen von \mathbf{P} und \mathbf{Q} .

2. Einbeziehung von Generatormodellen höherer Ordnung

Die linearisierten Zustandsgleichungen werden noch durch linearisierte Generatormodelle mit ihren linearisierten Erregerspannungsreglermodellen erweitert [15]. Dies ist notwendig, um die entsprechenden Eigenwerte, die die Oszillationen der Generatorwellen beschreiben, zu erfassen (Sub-Synchrone Resonanz!). Jeder Generator liefert zusätzlich zehn Zustandsgrößen, dadurch entsteht die erweiterte Systemmatrix \mathbf{A} .

3. Berechnung aller Eigenwerte λ_i des System

Die Berechnung der Eigenwerte erfolgt durch die Lösung der *charakteristischen Gleichung* des Systems:

$$(\mathbf{A} - \lambda_i \mathbf{I})\Phi_i = 0$$

In dieser Gleichung ist \mathbf{I} die Einheitsmatrix, λ_i sind die Eigenwerte und Φ_i die Eigenvektoren des Elektroenergiesystems. Da dieses ein System hoher Ordnung darstellt, sind bis zu 100,000 Eigenwerte vorhanden und zu berechnen. Die Größenordnungen der Eigenwerte liegen weiterhin mehrere Zehnerpotenzen auseinander. An diesen Voraussetzungen scheitern konventionelle mathematische Codes zur Eigenwertberechnung, spezielle Algorithmen sind daher für diesen Anwendungsfall entwickelt worden.

Die Berechnung der Eigenwerte eines Elektroenergiesystems führt zu den für dieses System charakteristischen Oszillationen der Wirkleistung und ihren korrespondierenden Dämpfungen, den sogenannten *Moden*. Die Oszillationen können *lokaler oder globaler* Natur sein. Die physikalische Interpretation der Moden erfolgt mit Hilfe entsprechender Software.

Nach der Identifizierung der Gebiete im System, die am wenigsten Stabilitätsreserve besitzen, also am ehesten zur Instabilität tendieren, lassen sich dort unter Verwendung der *Modalanalyse* gezielt Maßnahmen zur Erhöhung der Stabilität ableiten.

2.1.1.2 Transiente Stabilität

Die traditionelle Art, den stabilen Zustand zu beschreiben, geschieht durch die Feststellung, daß die Polradwinkel aller Synchrongeneratoren die gleiche Rotationsgeschwindigkeit besitzen. Man spricht auch vom *synchronen Betrieb*. In diesem Betriebszustand herrscht an jedem Generator ein Gleichgewicht zwischen eingespeister mechanischer Leistung und abgegebener elektrischer Wirkleistung.

Instabilität wird erreicht, falls die Polradwinkel den synchronen Betriebszustand verlieren und die Generatoren *außer Tritt* geraten. Diese Art der Instabilität tritt nur infolge großer Störungen auf, die ein massives *Ungleichgewicht* zwischen erzeugter und verbrauchter *Wirkleistung* verursachen. Dieses Phänomen wird als Verlust der *transienten Stabilität* bezeichnet.

In der Regel muß bei einer transienten Stabilitätsuntersuchung das *nichtlineare Differentialgleichungssystem eines Mehrmaschinensystems* aufgestellt werden, das aus den Schwingungsdifferentialgleichungen aller einspeisenden Generatoren sowie den Gleichungen, die den Wirkleistungsfluß im System beschreiben, entsteht.

Man stellt zunächst die Gleichungen für alle n einspeisenden Generatoren auf [54]:

$$J_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{m,i} - P_{el,i} \quad \forall \quad i = 1, \dots, n \quad (2.2)$$

In (2.2) sind J_i das bezogene Trägheitsmoment der Generatorwelle, δ_i der Polradwinkel des Generators, P_m und P_{el} die mechanisch aufgenommene, bzw. die elektrisch abgegebene Leistung des Generators. Die elektrisch abgegebene Wirkleistung läßt sich mit Hilfe

der *reduzierten Kopplungsadmittanzen* \underline{Y}_{ij} durch die Polradspannungen aller anderen einspeisenden Generatoren ausdrücken:

$$J_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{m,i} - \operatorname{Re}(\underline{U}_i \cdot \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j^*) \quad (2.3)$$

Drückt man die resultierenden Kopplungsadmittanzen $\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$, die Umlaufadmittanzen $\underline{Y}_{ii} = G_{ii} + j \cdot B_{ii}$ sowie die komplexen Spannungen \underline{U}_i durch ihre Real- und Imaginärteile aus und setzt diese in (2.3) ein, so erhält man ein Differentialgleichungssystem der Ordnung n , welches die *Dynamik aller Polradwinkel* beschreibt [68]:

$$J_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{m,i} - G_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^n U_i U_j \cdot (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$$

Die Netztopologie wird durch die resultierenden Admittanzen $\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$ zwischen den Knoten i und j erfasst. Die Admittanzen nehmen für die drei betrachteten Zeiträume *vor*, *während* und *nach* der Störung unterschiedliche Werte an.

Das Differentialgleichungssystem ist *gekoppelt*, d.h. die Polradwinkeländerung eines Generators hängt von den Polradwinkeln aller anderen Generatoren und gleichzeitig auch von den Spannungsamplituden aller anderen Generatoren ab.

Das System ist *nichtlinear* und besitzt in der Regel eine *hohe Ordnung*, da zahlreiche Generatoren in ein Elektroenergiesystem einspeisen. Es existieren Verfahren, mehrere Generatoren zu einem sogenannten *äquivalenten Generator* zusammenzufassen, wodurch sich die Ordnung des Systems reduzieren lässt [67].

In der Praxis erfolgt die *Analyse der transienten Stabilität* durch mehrere Simulationen im Zeitbereich bei variabler Fehlerklärungszeit. Dieses Verfahren wird für verschiedene Fehlerzenarien durchgeführt, um die Schutztechnik auszulegen. Da die von den Generatoren im Fehlerfall aufgenommene kinetische Energie der Fehlerdauer direkt proportional ist, wird die transiente Stabilität durch schnellere Fehlerklärungszeiten generell verbessert. Die Lösung des Systems ist nur numerisch mit Hilfe des Computers lösbar.

2.1.2 Stabilität der Blindleistungsbalance oder Spannungsstabilität

Ein Elektroenergiesystem ist *spannungsstabil* nach CIGRE [40], wenn sich die Spannungsamplituden an allen Knoten im Hochspannungsnetz in jedem Betriebszustand innerhalb eines akzeptablen Bereichs um den Nennwert befinden.

Ein Elektroenergiesystem kann den Zustand der *Spannungsinstabilität* erreichen, wenn eine kleine oder große Störung zu einem *unkontrollierten Absinken der Knotenspannungen* an mehreren Sammelschienen im Elektroenergiesystem führt. Spannungsinstabilität tritt ausschließlich in stark ausgelasteten Systemen auf. In diesen ist die Übertragung von elektrischer Wirkleistung durch einen sehr hohen *Blindleistungsbedarf* sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite charakterisiert. Die Ursache für Spannungsinstabilität liegt

in einem *Ungleichgewicht* zwischen benötigter und zur Verfügung stehender *Blindleistung im Übertragungsnetz* [50, 104].

Das Eintreten der Spannungsinstabilität wird primär von den Blindleistung begrenzenden und Klemmenspannung kontrollierenden Reglern der Generatoren, von der Charakteristik der Verbraucher, von Blindleistungskompensationsanlagen und von spannungsregelnden Betriebsmitteln (Stufentransformatoren) beeinflusst.

Die dynamischen Vorgänge, die bei der transienten Stabilität relevant sind, sind elektromechanischen Ursprungs und besitzen Zeitkonstanten von wenigen Sekunden. Zahlreiche Komponenten, insbesondere die oben erwähnten Regler, besitzen Zeitkonstanten in der Größenordnung von mehreren Minuten. Spannungsstabilität besitzt eine dynamische Charakteristik, die eine Untersuchung in einem großen Zeitrahmen an einem Modell des gesamten Elektroenergiesystems erfordern kann. Man bezeichnet Spannungsstabilität auch als *Langzeitstabilität*.

Spannungsinstabilität resultiert aus dem Versuch der Verbraucher, mehr Leistung aus dem Netz zu entnehmen, als durch das Netz übertragen, bzw. durch die Generatoren erzeugt werden kann. Spannungsstabilität wird in diesem Kontext auch als *Verbraucherstabilität* bezeichnet. Die Bedeutung der Dynamik der Verbraucher spiegelt sich auch in ihrer benötigten dynamischen Modellierung wieder. Wie im folgenden gezeigt wird, ist die Übertragung von Blindleistung zu den Verbrauchern über große Entfernungen nicht möglich. Blindleistung muß daher im Gegensatz zur Wirkleistung *lokal* bereitgestellt werden. Dies ist die Hauptursache für Spannungsinstabilität.

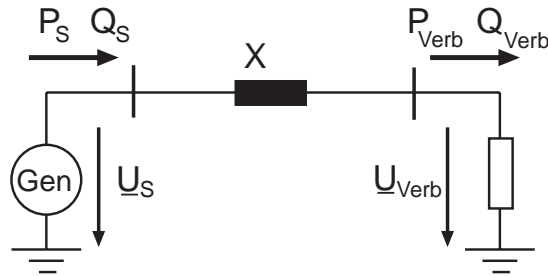


Bild 2.1. Übertragung elektrischer Leistung über eine verlustlose Leitung.

Die *Bedeutung der Blindleistung bei der Übertragung elektrischer Wirkleistung zu den Verbrauchern* und somit auf die Spannungsstabilität wird am Modell einer verlustlosen Übertragungsleitung deutlich, bei der Leistung von einem Generator zu einem Verbraucher übertragen wird, Bild 2.1. Mit den Spannungen \underline{U}_S am Anfang und \underline{U}_{Verb} am Ende der Leitung, deren Zeiger eine Phasenverschiebung δ besitzen, läßt sich die vom Verbraucher aufgenommene Scheinleistung \underline{S}_{Verb} berechnen zu

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Verb} &= P_{Verb} + jQ_{Verb} = \underline{U}_{Verb} \underline{I}^* \\ &= \frac{U_S U_{Verb}}{X} \sin \delta + j \left(\frac{U_S U_{Verb} \cos \delta - U_{Verb}^2}{X} \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Die Zerlegung von (2.4) in Real- und Imaginärteil liefert die *vom Verbraucher aufgenommene Wirk- und Blindleistung*

$$P_{Verb} = \frac{U_S U_{Verb}}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (2.5)$$

$$Q_{Verb} = \frac{U_S U_{Verb} \cos \delta - U_{Verb}^2}{X}$$

und die *vom Generator abgegebene Wirk- und Blindleistung*

$$P_S = \frac{U_S U_{Verb}}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta$$

$$Q_S = \frac{U_S^2 - U_S U_{Verb} \cos \delta}{X}$$

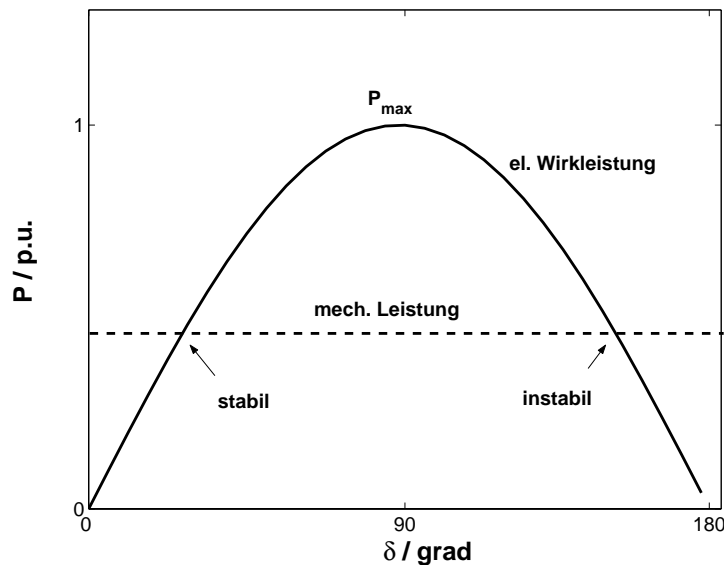


Bild 2.2. Wirkleistungs- / Leistungswinkel-Kennlinie für $U_S = U_{Verb}$.

Die übertragene *elektrische Wirkleistung* P_S besitzt ein Maximum bei einem Leistungswinkel $\delta = 90^\circ$. Die in den verlustlosen Generator eingespeiste *mechanische Leistung* P_{mech} ist konstant und bildet zwei Schnittpunkte mit der el. Wirkleistung, Bild 2.2. Der linke Schnittpunkt bildet einen *stabilen Betriebspunkt*: Erfährt das System im linken Betriebspunkt eine kleine Auslenkung um seine Ruhelage, so wirkt die resultierende Leistung in der Weise, daß die Ruhelage wieder erreicht wird.

Falls das System dagegen im rechten Punkt betrieben wird, kann der Fall eintreten, daß die in den Generator eingespeiste mechanische Leistung geringfügig erhöht wird. Dadurch geht der Schnittpunkt verloren und P_{mech} ist größer die vom Generator abgegebene elektrische Wirkleistung. Die führt nach Gleichung (2.2) zu einer Beschleunigung des Rotors und

somit zu einem größeren δ . Wie man in Bild 2.2 erkennt, verkleinert sich dadurch im rechten Arbeitspunkt die elektrische Wirkleistung. Es stellt sich kein neuer Betriebspunkt ein und der Generator wird immer weiter beschleunigt. Es handelt sich also um einen *instabilen Betriebspunkt*.

Die Leistungs-/Leitungswinkel-Kennlinie für Wirk- und Blindleistung bei gleichen Spannungsamplituden am Anfang und Ende der Leitung zeigt Bild 2.3. Sowohl die übertragene Wirkleistung P , als auch die am Leitungsanfang eingespeiste Blindleistung Q_S und die verbraucherseitig in die Leitung eingespeiste Blindleistung $-Q_{Verb}$ sind in diesem Diagramm *formal* auf die maximal übertragbare Wirkleistung P_{max} bezogen. Der Leitungswinkel wird vom Netzbetreiber unter einem Wert von etwa 30° gehalten, um statische Stabilität zu gewährleisten. In diesem Bereich können die Ausdrücke linearisiert werden und man erhält

$$\begin{aligned} P_S = P_{Verb} &\approx P_{max} \delta \\ Q_S = -Q_{Verb} &\approx \frac{U_S^2 - U_S U_{Verb}}{X} \end{aligned} \quad (2.6)$$

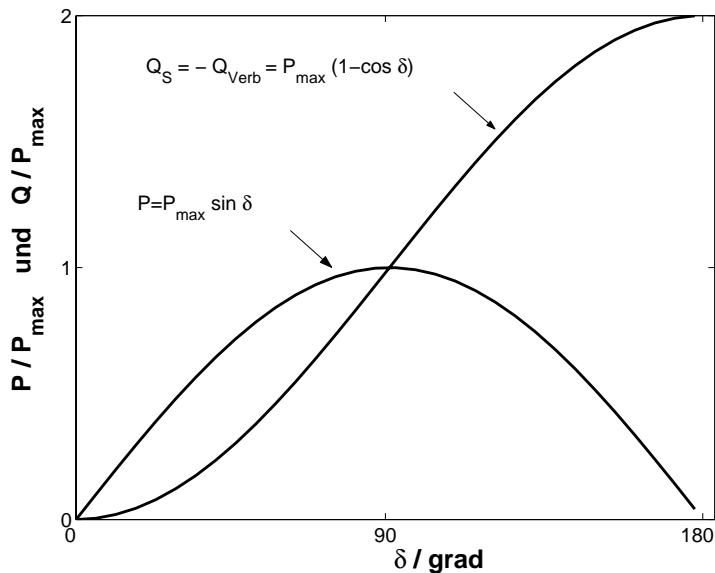


Bild 2.3. Leistungs-/ Leitungswinkel-Kennlinie für $U_S = U_{Verb}$.

Die linearisierten Gleichungen zeigen, daß der *Wirkleistungsfluß* direkt mit dem *Polradwinkel* zusammenhängt. Die *Blindleistung* zeigt große Korrelation mit den *Spannungsbeträgen* an den Knoten. Blindleistungsübertragung findet in Richtung der größeren zur kleineren Spannung statt.

In [50] wird anhand dieser Gleichungen gezeigt, daß bei großen Leitungswinkeln, also Phasenverschiebungen zwischen den Spannungszeigern am Anfang und Ende der Leitung, eine Übertragung von Blindleistung nicht möglich ist. Große Leitungswinkel treten bei langen Übertragungsleitungen und hohen Wirkleistungsübertragungen auf.

Klassifizierung der Spannungsinstabilität

Spannungsinstabilität kann verschiedene Ursachen haben. In Abhängigkeit von den beteiligten Betriebsmitteln und deren charakteristischen Zeitkonstanten entstehen unterschiedliche zeitliche Größenordnungen von einem auslösenden Ereignis bis zum Erreichen des Spannungskollaps.

Dies führt zu folgender zeitlichen Einteilung [50, 104]:

Man spricht von *Kurzzeitspannungsinstabilität* oder *transienter Spannungsinstabilität*, falls Spannungsinstabilität wenige Sekunden nach dem Auftreten eines auslösenden Ereignisses auftritt. Bei diesem Mechanismus der Instabilität spielen die Betriebsmittel mit großen Zeitkonstanten und die Regler keine Rolle. Die Hauptursache liegt in der Charakteristik motorischer Verbraucher, den Abfall an mechanischer Leistung, der durch einen Spannungsabfall verursacht wird, durch die erhöhte Aufnahme von Wirkleistung innerhalb weniger Sekunden auszugleichen.

Man spricht von *Langzeitinstabilität*, falls die Vorgänge, die zur Spannungsinstabilität führen, mehrere Minuten bis Stunden umfassen. Der dabei wirksame Mechanismus beinhaltet Regler und alle Betriebsmittel mit großen Zeitkonstanten und insbesondere die Langzeitdynamik der Verbraucher.

Diese Einteilung ist nicht auf die Vorgänge anwendbar, bei denen sich die Dynamik motorischer Verbraucher mit der Dynamik der Regler überlagert. Dies tritt beispielsweise bei der Untersuchung in Kapitel 6.2 auf. Dort wird die Spannungsinstabilität nicht allein durch das ungünstige Verhalten motorischer Verbrauchergruppen, sondern zusätzlich durch die Schalthandlungen eines Stufentransformators erreicht.

2.1.3 Methoden der Stabilitätsuntersuchung

Es existieren zahlreiche Verfahren, die Spannungsstabilität von Elektroenergiesystemen zu untersuchen, die sich in *statische* und in *dynamische Methoden* einteilen lassen [40].

Statische Analysemethoden erlauben eine Zustandsbewertung des Systems mit Hilfe der Leistungsflußgleichungen [47]. Die Singularität der Jakobimatrix, Kap. 2.1.1.1, wird in [19] mit der Spannungsstabilität assoziiert. Die Berechnung der Eigenwerte der Jakobimatrix und deren Interpretation bezüglich ihrem Beitrag zur Spannungsstabilität eines Elektroenergiesystems, die sogenannte *Modalanalyse* [33, 42], erweiterte dieses Verfahren.

In [16] wird die Methode der *Multiple-Load-Flow-Solutions* vorgestellt. Die Methode der *Bifurcation Analysis* wurde aus der allgemeinen Stabilitätsanalyse nichtlinearer Systeme auf Elektroenergiesysteme übertragen und wird zur Untersuchung der Spannungsstabilität mittels *Hopf-Bifurcation* [23, 29, 39] und *Saddle-Node-Bifurcation* [60] eingesetzt.

Die Analyse der Spannungsstabilität erfordert eine Untersuchung zahlreicher Betriebszustände und potentieller Betriebsstörungen. Statische Methoden besitzen in diesem Kontext große Attraktivität, da sie bei weitem weniger Rechenzeit benötigen als die Durchführung dynamischer Simulationen. Es wird keine dynamische Modellierung der Betriebsmittel benötigt. Weiterhin liefern statische Methoden als Ergebnis zumeist eine *skalare Größe als Stabilitätsindex*, deren Betrag die Stabilitätsreserve des Elektroenergiesystems im jeweiligen Betriebszustand angibt.

Dynamische Analysemethoden werden der Tatsache gerecht, daß Spannungsstabilität ein dynamisches Phänomen ist. Durch Simulationen im Zeitbereich lassen sich die Vorgänge, die zur Spannungsinstabilität führen, chronologisch darstellen. Die Dynamik der Regelanrichtungen, Schalthandlungen in Netzen, das Zuschalten von Kompensationsanlagen und Netzschutzmaßnahmen, beispielsweise Lastabwürfe finden im Zeitbereich überlagert statt und lassen sich mittels statischer Verfahren nur schwer berechnen, bzw. darstellen.

Statische Analyseverfahren werden in dieser Arbeit mit dynamischen Verfahren kombiniert. Die durch statische Verfahren erhaltenen Ergebnisse werden den Ergebnissen dynamischer Simulationen, Kap. 2.1.3.4, gegenübergestellt.

Die Darstellung der statischen Berechnungsergebnisse sowie der dynamischen Vorgänge findet in den späteren Kapiteln hauptsächlich in der Wirkleistungs-/Spannungs-Ebene mittels sogenannter *PU-Kurven* statt, die in 2.1.3.1 vorgestellt werden. Die Berechnung der Leistungsflüsse in progressiven Betriebspunkten zur Ermittlung der *PU-Kurven* in Verbindung mit dynamischen Simulationen führt zu *PU-Kurven für verschiedene Zeitpunkte* infolge einer Systemveränderung [48, 60]. Betrachtet man einen transienten Vorgang in verschiedenen charakteristischen Zeitbereichen, so lassen sich verschiedene *post-fault-Zeitpunkte* in mehreren *PU-Kurven* darstellen. Diese *snapshot-Methode* wird in Kap 6 angewandt.

Weitere Darstellungen erfolgen in den späteren Kapiteln in der Blindleistungs-/ Spannungsebene (*QU-Kurven*, Kap. 2.1.3.2) und in der Verbraucherleitwert-/ Leistungsebene, bzw. Verbraucherleitwert-/ Spannungsebene (*G₀P-*, und *G₀U-Kurven*, Kap. 2.1.3.3). Die erwähnten Darstellungen bieten die Möglichkeit, statische und dynamische Simulationen zu überlagern und die *Mechanismen*, die zur Instabilität führen, zu analysieren.

2.1.3.1 PU-Kurven

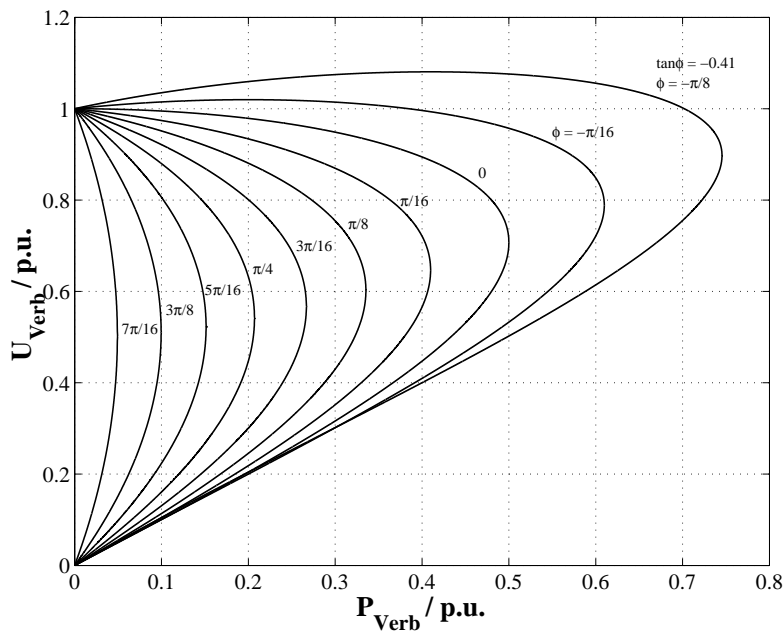


Bild 2.4. Knotenspannung U_{Verb} in Abhängigkeit von der Verbraucherleistung P_{Verb} .

In Leistungsflußberechnungen werden neben den Knotenspannungen der Netze auch die zu einem Verbraucher übertragenen Wirk- und Blindleistungsflüsse berechnet. Stellt man den Betrag einer Knotenspannung U in Abhängigkeit von der an diesem Knoten entnommenen Wirkleistung P grafisch dar, so erhält man eine Kurvenschar, die sogenannten PU -Kurven, welche sich durch die entnommene Blindleistung Q unterscheiden. Mit Hilfe diese Kurven lassen sich Aussagen über die Systemstabilität treffen.

Für das betrachtete System, Bild 2.1, kann man die Abhängigkeit der Knotenspannung U_{Verb} von der Verbraucherleistung P_{Verb} und Q_{Verb} durch eine Sequenz von Leistungsflußberechnungen bestimmen. Trägt man die Knotenspannung (z -Achse) in Abhängigkeit von der Verbraucherwirkleistung auf der x -Achse und der Verbraucherblindleistung auf der y -Achse auf, ergibt sich eine dreidimensionale Darstellung [65].

Bei konstantem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ läßt sich diese Abhängigkeit *zweidimensional* darstellen, da ein Freiheitsgrad entfällt. Es ergibt sich für die vom Verbraucher entnommene Wirkleistung der Verlauf aus Bild 2.4. Im folgenden wird die PU -Kurve, welche die in einem Elektroenergiesystem zu einem Knoten übertragbare Leistung darstellt, als *System- PU -Kurve* bezeichnet.

Für jede dieser Kurven gibt es eine *maximal übertragbare Wirkleistung* P_{max} . Je weniger induktiven Verbraucheranteil die Last besitzt, desto höher ist P_{max} und auch die Spannung, bei der die maximale Leistung übertragen wird. Im Fall, daß der Verbraucher wenig induktive Blindleistung entnimmt, z.B. bei kapazitiver Kompensation, wird die maximale Übertragungskapazität P_{max} bei Spannungen nahe der Bemessungsspannung des Netzes erreicht.

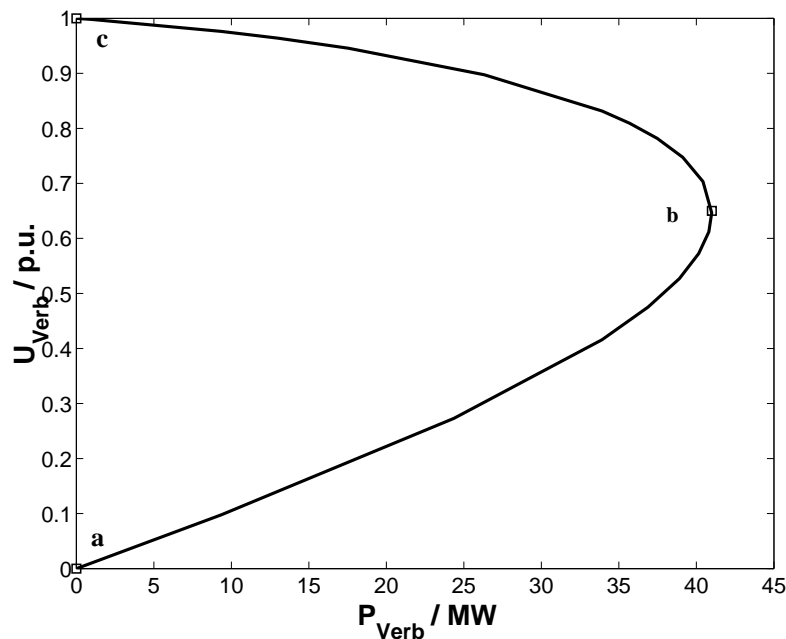


Bild 2.5. PU -Kurve einer Verbrauchersammelschiene.

Bild 2.5 zeigt eine dieser PU -Kurven mit konstantem induktiven Leistungsfaktor mit den drei charakteristischen Punkten a (Kurzschluß), b (Punkt maximal übertragbarer

Wirkleistung) und c (Leerlauf). Für eine Verbraucherleistung kleiner P_{max} existieren zwei Lösungen, die sich leicht in Abhängigkeit von der Spannung am Leitungsanfang U_S , der Leitungsreaktanz X und der Verbraucherleistung berechnen lassen [50, 94]:

$$U_{Verb} = \sqrt{\frac{U_S^2}{2} - Q_{Verb}X \pm \sqrt{\frac{U_S^4}{4} - X^2 P_{Verb}^2 - XU_S^2 Q_{Verb}}} \quad (2.7)$$

Die eine Lösung besitzt eine große Spannungsamplitude bei kleinerem Strom, die andere dagegen eine kleinere Amplitude bei höherem Strom. Die erste Lösung beschreibt den *normalen Betriebspunkt*. Der stationäre Betrieb im Punkt kleinerer Spannung ist nicht möglich, es handelt sich um einen instabilen Gleichgewichtspunkt [48, 60, 65].

Die statische Berechnung der *PU*-Kurven mittels Variantenrechnung ist aus den folgenden beiden Gründen nur in direkter Umgebung um den Arbeitspunkt gültig:

Die Einspeisung der Generatoren in der Leistungsflußberechnung wird durch Speiseknoten (*PU*-Knoten), der Leistungsbedarf der Verbraucher durch Leistungsknoten (*PQ*-Knoten) vorgegeben. Der Generator des Bilanzknotens übernimmt die Wirkleistungsdifferenz, die zur Wahrung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung der Verluste benötigt wird [121]. Bei der Berechnung der *PU*-Kurve an einem Knoten wird die eingespeiste Wirkleistung auch nur am *Slack*-Knoten variiert. Diese einseitige Belastung des Elektroenergiesystems ist nicht realistisch, da sich Lastschwankungen anteilig auf *alle* einspeisenden Generatoren verteilen.

Zweitens werden bei der Variantenrechnung die Spannungen an den Generatorsammelschienen konstant gehalten. Dynamische Simulationen zeigen, daß diese Spannungen bei zunehmender Last sinken. Dadurch können bei Verwendung dieses Verfahrens Abweichungen zwischen den System-*PU*-Kurven und den im Zeitbereich berechneten *PU*-Trajektorien entstehen.

System-*PU*-Kurven eines Elektroenergiesystems lassen sich in zwei Kategorien einteilen [158]:

1. Die *PU*-Kurve drückt den Zusammenhang zwischen der Wirkleistung eines Verbrauchers und der Spannung an der Sammelschiene seines Netzknotens aus.
2. Die *PU*-Kurve wird eingesetzt, um die Knotenspannung eines Knotens in Abhängigkeit von der entnommenen Wirkleistung an einem anderen Knoten auszudrücken. Diese *PU*-Kurve wird im folgenden als *Inter-Bus-PU-Kurve* bezeichnet.

System-PU-Kurven

In Abhängigkeit von der Systemkonfiguration, der eingespeisten Leistung und der insgesamt entnommenen Leistung verändern sich die System-*PU*-Kurven, demzufolge ändert sich die maximale Wirkleistung des Verbrauchers und das Spannungsprofil. Dies soll anhand eines Beispiels aus dem 14-Sammelschienensystem aus Kapitel 6.1 verdeutlicht werden:

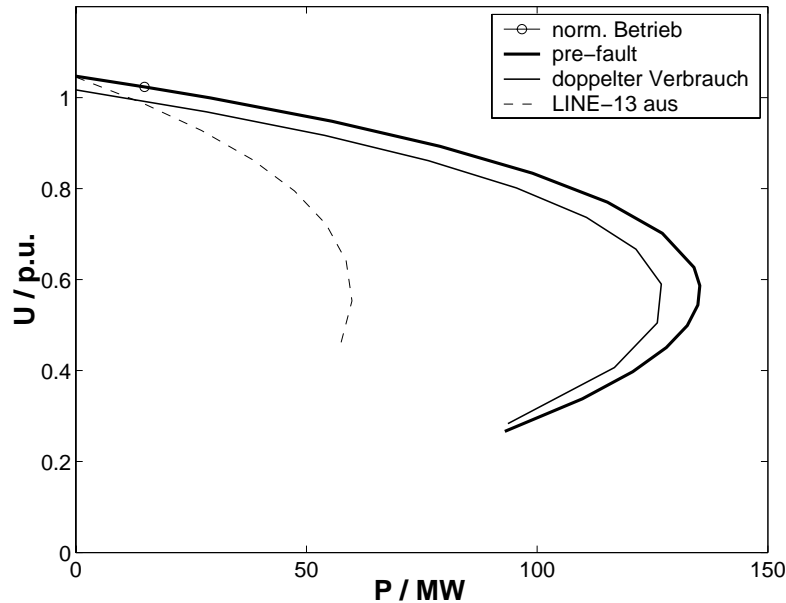


Bild 2.6. PU -Kurven verschiedener Betriebszustände.

Bild 2.6 zeigt die System- PU -Kurven des Verbraucherknottens BUS-14 (Bild 6.1) für verschiedene Systemkonfigurationen. Es sind die mittels Variantenrechnung ermittelten Kurven für den Normalbetrieb, bei doppelter Lastentnahme an allen Verbrauchern und für einen Leitungsausfall (LINE-13) dargestellt. Der Verbraucher hat im normalen Betriebspunkt (\circ) eine Wirkleistungsaufnahme von $P = 14,9$ MW. Im Störfall beträgt die maximal übertragbare Wirkleistung weniger als 50% des ursprünglichen Werts.

Verbraucher- PU -Kurven

Jeder Verbraucher besitzt eine bestimmte Abhängigkeit von der Knotenspannung, die sich durch die Wirkleistungs-/Spannungscharakteristik darstellen lässt. Die mittels dieser Charakteristik ermittelten Verbraucher-Kennlinien bilden in der PU -Ebene *Schnittpunkte* mit den System- PU -Kurven, mit deren Hilfe Betriebszustände ermittelt werden können.

Bild 2.7 zeigt die Systemkurven *vor* dem Eintritt einer Störung (*pre-fault*), unmittelbar nach Eintritt einer Störung (*post-fault, ini*) und einige Zeit nach Eintritt der Störung, nachdem die Spannungsregler der Generatoren die Einspeisung in das Netz erhöht haben (*post-fault, long*). Weiterhin ist die Verbrauchercharakteristik in Form zweier Kennlinien dargestellt. Unmittelbar nach der Störung verhält sich der Verbraucher wie eine konstante Impedanz (*Verb.char., ini*), einige Zeit nach der Störung wie eine konstante Stromquelle (*Verb.char., long*), Kap. 4.

Durch die Interpretation der Schnittpunkte als Betriebszustände und deren Zuordnung zu bestimmten Zeitpunkten lassen sich mit diesem Verfahren rechenzeitintensive Simulationen im Zeitbereich durch *statische Berechnungsmethoden* ersetzen. Mittels der PU -Kurven lassen sich stationäre Betriebszustände und die dynamischen Vorgänge mittels Trajektorien im Zustandsraum veranschaulichen [149, 159].

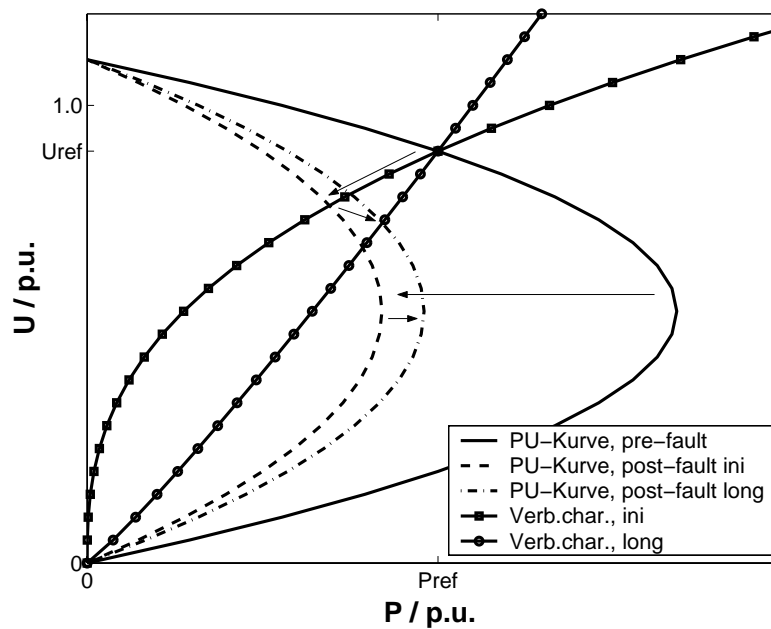


Bild 2.7. Bestimmung des Betriebszustandes zu verschiedenen Zeitpunkten durch die Schnittpunkte von System- PU -Kurven und Verbraucher- PU -Kurven.

2.1.3.2 QU -Kurven

Eine QU -Kurve stellt den Zusammenhang zwischen einer Knotenspannung U und der kapazitiven, bzw. induktiven Einspeisung von Blindleistung Q_c an diesem Knoten dar. Sie lässt sich durch eine Sequenz von Leistungsflußberechnungen ermitteln, indem ein virtueller Generator an den betrachteten Netzknoten angebracht wird, Bild 2.8. Die eingespeiste Blindleistung Q_c wird in Abhängigkeit von der Knotenspannung U aufgetragen [24, 104].

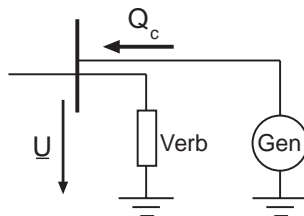


Bild 2.8. Virtueller Generator, der Blindleistung Q_c in einen Netzknoten einspeist.

Bild 2.9 zeigt QU -Kurven für einen Netzknoten in den drei Betriebszuständen des Elektroenergiesystems **A**, **B** und **C**. In dem hier betrachteten Fall, Bild 2.8, liegen drei unterschiedliche Verbraucherleistungen vor. Die Knotenspannung ist gleich der Verbraucherspannung ($U = U_{Verb}$). Der Schnittpunkt der QU -Kurve mit der $Q_c = 0$ stellt den jeweils unkompenzierten Betriebszustand dar. Kurve **A** entspricht der QU -Kurve für einen Knoten, bei dem der Verbraucher weit unter seiner maximalen Leistung betrieben wird (Normalbetrieb). Für den unkompenzierten Fall ergeben sich analog zu den PU -Kurven

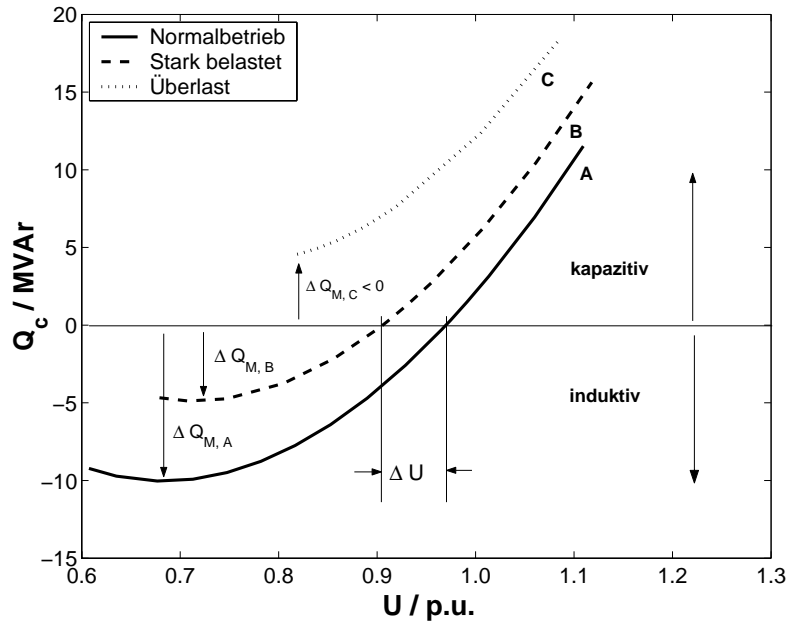


Bild 2.9. QU -Kurven für verschiedene Belastungszustände.

ein stabiler (rechts) Betriebspunkt und ein instabiler (links) Betriebspunkt bei niedriger Knotenspannung, der im Bild nicht mehr dargestellt ist.

Kurve **B** entspricht einem stärker belasteten Knoten, ohne Kompensation besitzt der Knoten eine niedrigere Spannung als im Fall **A**. Die QU -Kurve verschiebt sich nach oben und der Spannungsabfall ΔU tritt auf.

Im überlasteten Fall, Kurve **C**, tritt kein Schnittpunkt mit $Q_c = 0$ mehr auf. Das System kann ohne Kompensation im entsprechenden Knoten nicht mehr betrieben werden.

ΔQ_M gibt die Blindleistungsreserve am Knoten für den jeweiligen Betriebszustand an: Diese Reserve gibt die induktive Blindleistung an, mit der der Knoten zusätzlich belastet werden kann. Ist die Reserve negativ, so muß kapazitiv kompensiert werden, um einen Betriebspunkt zu erreichen. Die Dimensionierung von FACTS-Betriebsmitteln erfolgt unter Verwendung ihrer Blindleistungs-/ Spannungs-Charakteristik und der System- QU -Kurven [104, 158].

Diese Darstellung des Systemzustands läßt sich mit Variantenrechnung schnell durchführen. Die Beanspruchung des Systems durch einen virtuellen Blindleistungsgenerator ist jedoch lokal begrenzt und stellt eine *in der Realität nicht auftretende Belastung des Systems* dar. Aufgrund der einfachen und schnellen Berechnungsmethode wird dieses statische Verfahren trotz seiner Nachteile verwendet, um den Mechanismus der Spannungsinstabilität darzustellen.

2.1.3.3 RP -, G_0P -, G_0U -Kurven

Eine Variation der Verbraucherleistung geschieht physikalisch durch eine Änderung der Verbraucherimpedanz $\underline{Z}_{Verb} = R_{Verb} + jX_{Verb}$. Bei konstantem Leistungsfaktor läßt sich der Zusammenhang zwischen den drei Größen *Spannung am Verbraucherknoten* U , *Verbraucherstrom* I und der *Wirkleistungsaufnahme* P in Abhängigkeit von der *Verbraucherresistenz* $R = R_{Verb}$ im RP -Diagramm darstellen. Bild 2.10 zeigt diese Darstellungsform

für den Knoten BUS-14 des in Kapitel 6.1 untersuchten 14-Sammelschienensystems, Bild 6.1.

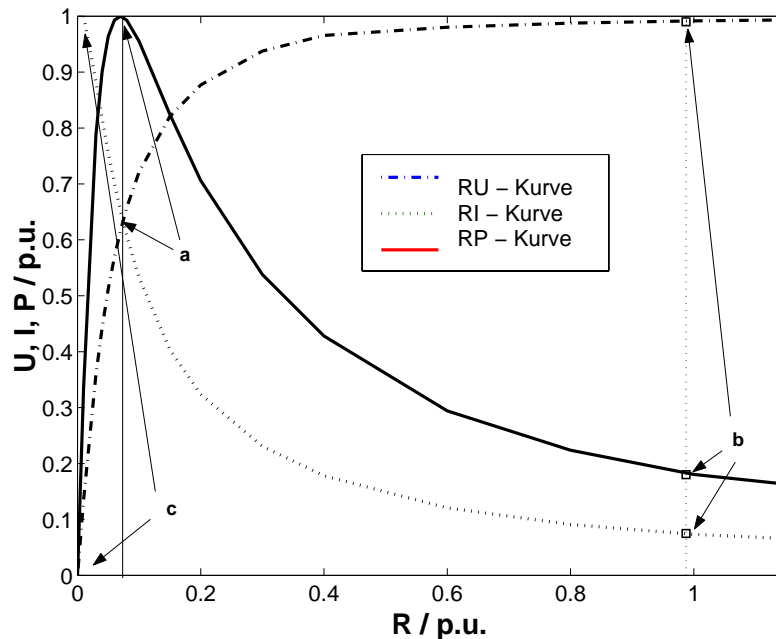


Bild 2.10. Abhängigkeit der Wirkleistung P , der Knotenspannung U und des Verbraucherstroms I von der Verbraucherresistenz R am Beispiel von BUS-14, 14-Sammelschienensystem, Kap. 6.1, Bild 6.1.

Im Punkt maximal übertragbarer Wirkleistung (a) ist die Verbraucherimpedanz gleich der komplex konjugierten Impedanz der Quelle. Im normalen Betriebspunkt (b) wird nur etwa 25% der maximal übertragbaren Leistung zum Verbraucher übertragen, die Spannung ist nahe der Nennspannung, der Strom klein. Die gleiche Wirkleistung lässt sich auch bei niedriger Spannung und hohem Strom übertragen (c), dies entspricht dem instabilen Arbeitspunkt der PU -Kurve.

Bezieht man die vom Verbraucher aufgenommene Wirkleistung und die Knotenspannung auf den Realteil der Verbraucheradmittanz G_0 , so erhält man die G_0U -, bzw. die G_0P -Diagramme [85]. Die Konduktanz wird dabei üblicherweise auf die Konduktanz G_0 des Systems vor Eintritt der Störung normiert. Das dynamische Verhalten eines Verbrauchers mit Erholungsdynamik, Kap. 4.1.2, zeigt Bild 2.11. Die statischen G_0P - sowie die G_0U -Kurven für das System vor (pre-fault) und nach (post-fault) Eintritt der Störung werden verwendet, um den dynamischen Verlauf der Verbrauchertrajektorie darzustellen. Bei der gewählten Normierung besitzen P_0 , U_0 und G_0 des *pre-fault*-Systems (0) den Wert 1 p.u. .

Unmittelbar nach Eintritt der Störung ändert sich der Admittanzwert spontan: Ausgehend vom Punkt 0 nehmen G , P und U neue Werte an (1,1'). Die Langzeitdynamik der Last bewirkt anschließend ein langsames Erholen auf den *post-fault*-Endwert (2,2').

2.1.3.4 Dynamische Stabilitätsuntersuchungen

Simulationen im Zeitbereich, die eine geeignete dynamische Modellierung aller wesentlichen Komponenten des Elektroenergiesystems beinhalten, ermöglichen die Darstellung

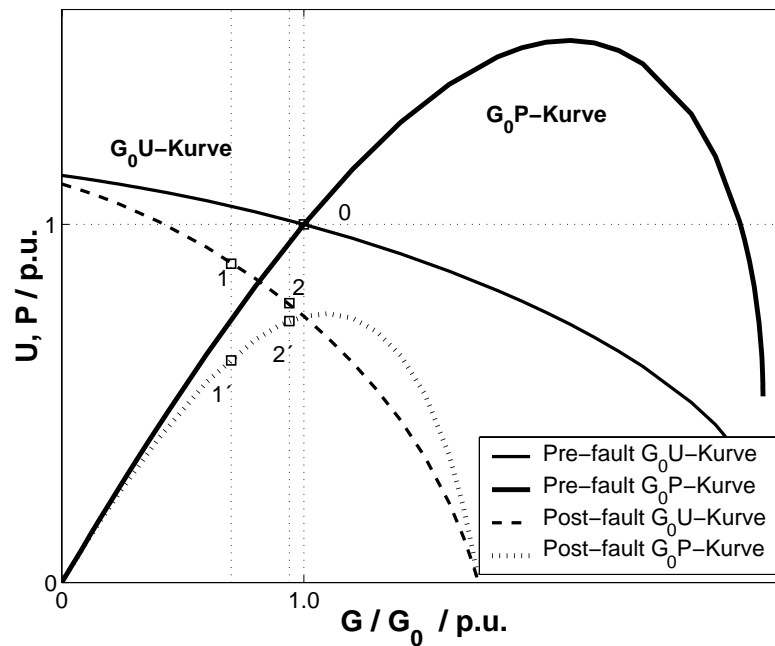


Bild 2.11. Abhängigkeit der Wirkleistung P und der Knotenspannung U von der Verbraucheradmittanz G am Beispiel von BUS-14, 14-Sammelschienensystem, Kap. 6.1, Bild 6.1.

der Ereignisse, die zur Spannungsinstabilität führen, in ihrem chronologischen Ablauf. Die dynamische Untersuchung im Zeitbereich ist allen anderen Analysemethoden hinsichtlich der Genauigkeit überlegen.

Die Nachteile der dynamischen gegenüber der statischen Stabilitätsuntersuchung liegen im Modellierungsaufwand, dem hohen Rechenzeitbedarf und der aufwendigen Interpretation der Ergebnisse. Es wird kein Index geliefert, der die Stabilitätsreserve des Elektroenergiesystems für einen bestimmten Betriebszustand angibt [40, 57].

Die in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen im Zeitbereich werden unter Berücksichtigung der dynamischen Modellierung der Betriebsmittel Synchrongenerator (3.1), Drehzahlregler (3.1.1), Erregerspannungsregler (3.1.2), Erregerstrombegrenzer (3.1.3), Stufentransformator (3.2.2) und der Verbraucher (4.1.2) durchgeführt.

Die Modellierung der Verbrauchergruppen mit einem hohem Anteil dynamischer Last wird in Kap. 4.4 durchgeführt. Die Modellierung des FACTS-Betriebsmittels STATCOM und dessen Einbindung in NETOMAC wird in Kap. 5.4 vorgestellt und in Kap. 6 in zwei Elektroenergiesystemen untersucht.

2.2 FACTS (Flexible AC-Transmission Systems) in der elektrischen Energieübertragung

FACTS ist die Abkürzung für *Flexible AC Transmission Systems*, frei übersetzt handelt es sich um eine Gruppe von Betriebsmitteln, die in der Lage sind, die konventionellen Beschränkungen der statischen und dynamischen Übertragungskapazität in elektrischen

Netzen nach oben zu verschieben. Die Betriebsmittel basieren auf Halbleiterbauelementen der Leistungselektronik (Thyristoren). Diese werden zum einen verwendet, um passive Komponenten (Drosseln und Kondensatoren) in Phasenansteuerung zu betreiben, zum anderen bilden sie in Form von Konverterschaltungen die Schnittstelle zwischen dem Drehstromnetz und einem Energiespeicher.

Aufgabe dieser Betriebsmittel ist die Einspeisung induktiver oder kapazitiver Blindleistung an diskreten Stellen im Netz, welche sich je nach Bedarf in kürzester Zeit regeln läßt. Durch die schnelle Bereitstellung von Blindleistung lassen sich zahlreiche stationäre und dynamische Übertragungseigenschaften regeln [106].

Der Begriff der Flexibilität spielt eine zentrale Rolle in der Technologie des *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)* und ist folgendermaßen definiert [91]: FACTS ist ein Drehstromübertragungssystem, welches Leistungselektronik-basierte und andere statische Regler beinhaltet, um seine Regelbarkeit zu erhöhen und seine Kapazität, elektrische Leistung zu übertragen, steigert. Im Hinblick auf stationäres und transientes Verhalten müssen dabei ausreichende Sicherheitsreserven beibehalten werden.

FACTS-Betriebsmittel sind in der Lage, die Parameter, die den Betrieb eines Elektroenergiesystems bestimmen und die Güte der Übertragung ausmachen, zu regeln. Dazu gehören die Übertragungsimpedanzen, Ströme, Spannungen und Phasenwinkel zwischen verschiedenen Sammelschienen. Eine Regelung dieser Größen erfolgt in konventionellen Elektroenergiesystemen durch mechanische Betriebsmittel wie Stufentransformatoren, Kondensatorbänke, Erregerspannungsregler und so weiter.

Mit dem Einzug der Leistungselektronik wurden um 1980 erste Prototypen für statische Blindleistungsquellen, die auf Kommutationsschaltungen basierten, entwickelt und getestet. Dabei ließ sich eine hohe Regelgeschwindigkeit verwirklichen und ein im Gegensatz zu konventionellen passiven Kompensationsmethoden viel größerer Regelbereich feststellen. Signifikante Vorzüge der FACTS-Technologie wurden weltweit erkannt und um 1990 wurde durch die Inbetriebnahme dieser Technologie eine neue Ära der Elektrizitätsübertragung eingeleitet.

Die Vorteile, die durch den Einsatz von FACTS entstehen, lassen sich in mehreren Punkten zusammenfassen [77, 80, 86, 113, 127, 156]:

- **Optimierte Verwendung bestehender Übertragungsanlagen**

Die Erweiterung bestehender Übertragungskapazitäten und die Steuerung des Leistungsflusses nach Bedarf des Netzbetreibers spielen in vielen Ländern eine wichtige Rolle. Insbesondere in einem deregulierten Elektrizitätsmarkt, in dem sich die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs häufig ändern. Der Bau neuer Übertragungsleitungen ist meist aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen schwer realisierbar. FACTS Betriebsmittel können hier eine gute Alternative darstellen.

- **Steigerung der Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit von Übertragungssystemen**

Die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von Übertragungssystemen wird von vielen Faktoren beeinflusst. FACTS-Betriebsmittel können zwar Störungen nicht vermeiden, sie können jedoch die Folgen von Netzfehlern mildern, indem sie die Anzahl notwendiger

Schalthandlungen reduzieren. Zum Beispiel können nach großen Lastabwürfen Überspannungen an Leitungen auftreten und zu einer Abschaltung der Leitung führen. SVCs und STATCOMs können dieser Überspannung entgegenwirken und die Abschaltung verhindern.

- **Verbesserte Stabilität im Netz**

Durch lange Übertragungsleitungen gekoppelte Netze in Verbindung mit großen Laständerungen können zu Leistungspendelungen und Instabilität im Netz führen. FACTS-Betriebsmittel sind in der Lage, diese Leistungspendelungen schnell und gezielt auszugleichen und erhöhen dadurch die Grenzen für einen stabilen Betrieb.

- **Erhöhung der Spannungsqualität**

Moderne Industriebetriebe hängen stark von der Qualität der Elektrizitätsversorgung ab. Diese ist charakterisiert durch einen unterbrechungsfreien Betrieb mit konstanter Netzfrequenz und konstanter Spannungsamplitude. Spannungs- und Frequenzabweichungen führen zu Störungen in industriellen Prozessen und somit zu wirtschaftlichen Schäden. FACTS können eine hohe Qualität der Spannungsversorgung gewährleisten.

Im nächsten Abschnitt wird zunächst eine Klassifizierung der FACTS-Betriebsmittel vorgestellt. In den weiteren Abschnitten werden die zugrundeliegenden Schaltungen und einzelne Betriebsmittel mit ihren Einsatzgebieten und typischen Anwendungen präsentiert.

2.2.1 Einteilung und Stand der Technik

Eine Einteilung der FACTS-Betriebsmitteln kann nach verschiedenen Schlüsseln erfolgen, z.B. nach der zugrundeliegenden Konverterschaltung, dem Anwendungsgebiet oder anhand ihrer Einbindung in das Elektroenergiesystem. Die meisten FACTS-Betriebsmittel besitzen ein breites Spektrum an potentiellen Einsatzmöglichkeiten, so daß in dieser Arbeit die Betriebsmittel anhand ihrer Verbindung mit dem Netzwerk klassifiziert werden und ihre Anwendungen individuell vorgestellt werden [91].

FACTS-Betriebsmittel sind entweder in *Parallelschaltung* mit dem Netz verknüpft, d.h. der Anschluß erfolgt zwischen einer Sammelschiene und Erde, oder sind in *Serienschaltung* in das Netz eingebunden. Weiterhin existieren FACTS-Betriebsmittel, die eine *Kombination* aus Serien- und Parallelschaltung darstellen.

Das momentan am häufigsten vorkommende Betriebsmittel ist der in Parallelschaltung betriebene *SVC* (Static VAR Compensator). Ebenfalls in dieser Gruppe findet man den *STATCOM* (Static Synchronous Compensator). Deren Beschreibung der Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten findet man in Kapitel 2.2.3.

Zur Gruppe der seriengeschalteten FACTS gehören unter anderem der *TCSC* (Thyristor Controlled Series Capacitor), der *TCSR* (Thyristor Controlled Series Reactor), der *Static Synchronous Series Compensator* (*S³C*). Ihre Wirkungsweise wird in Kapitel 2.2.2 beschrieben.

Eine Kombination aus einem *STATCOM* (Parallelgeschaltet) und einem *S³C* (Seriengeschaltet) ist ein sogenannter *Unified Power Flow Controller* (*UPFC*), der in der Lage ist, sowohl die Übertragungsspannung und -impedanz als auch die Phasenverschiebung zwischen Spannungszeigern zu regeln. Blind- und Wirkleistungsflüsse lassen sich dadurch

in einem Netz kontrolliert beeinflussen. Der *UPFC* und weitere kombinierte FACTS-Betriebsmittel werden in Kapitel 2.2.4 beschrieben.

Eine Klassifizierung der FACTS-Geräte ist hier dargestellt:

FACTS		
Parallelschaltung	Serienschaltung	Kombinierte Serien-/ Parallelschaltung
TSC	TCSC	TCPST
TCR	TCSR	UPFC
SVC	TSSC	
STATCOM	TSSR	
	S ³ C	
	IPC	

dabei haben die verwendeten Abkürzungen folgende Bedeutung:

TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
SVC	Static VAr Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor
S ³ C	Static Synchronous Series Compensator
IPC	Interphase Power Controller
TCPST	Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer
UPFC	Unified Power Flow Controller

FACTS-Betriebsmittel, in denen Thyristoren passive Komponenten in Phasenanschnittsteuerung zu-, bzw. abschalten, z.B. TCR, TSC, SVC und TCSC, sind seit Jahren in großer Anzahl in modernen Elektroenergiesystemen etabliert [105, 113]. Auf Konverterschaltungen basierende FACTS-Betriebsmittel sind erst in geringer Anzahl installiert (STATCOM [59, 79], SSSC [62, 107, 112]), bzw. befinden sich noch in Entwicklung oder sind über den Prototypen-Status noch nicht hinausgekommen, z.B. der UPFC. Die im Januar 2000 installierte Gesamtleistung aller FACTS-Komponenten beträgt ca. 40,000 MVar in mehreren hundert Installationen [144].

Bild 2.12 zeigt anhand der Wirkleistungs-/Leistungswinkel-Gleichung (2.5), auf welche Weise sich die Leistungsflüsse im Hochspannungsnetz durch ausgewählte FACTS-Betriebsmittel kontrollieren lassen [78, 105, 145].

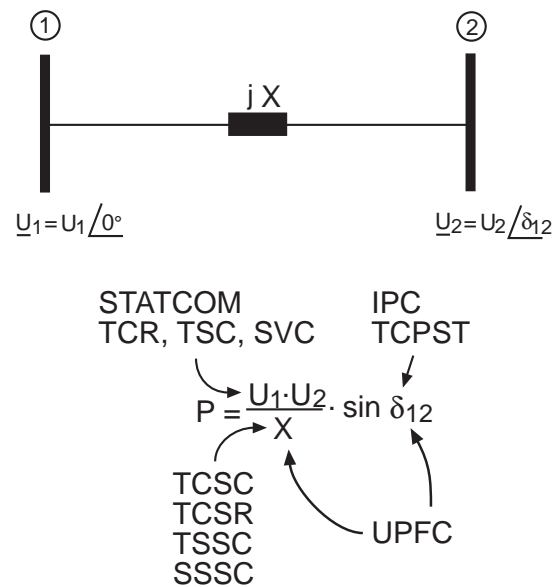


Bild 2.12. Beeinflussung der Leistungsflüsse im Netz durch FACTS-Betriebsmittel.

2.2.2 Seriengeschaltete FACTS Betriebsmittel

Die Übertragung von Wirkleistung über eine Drehstromleitung wird gemäß (2.5) durch die Serienreaktanz der Leitung begrenzt. Um die Übertragungskapazität einer Übertragungsleitung zu erhöhen, werden seit vielen Jahren seriengeschaltete Kondensatoren erfolgreich eingesetzt [93]. Dieses Konzept wird durch den Einsatz von Leistungselektronik noch flexibler und führte zur Entwicklung des *Thyristorgesteuerten Serienkondensators*, TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor). Diese Technologie ermöglicht eine genaue und schnelle Steuerung der Serienreaktanz der Leitung zu jedem Zeitpunkt mit den folgenden Anwendungen:

- Regelung des Leistungsflusses.
- Vermeidung von unerwünschten Kreisströmen im Netz.
- Minimierung der unerwünschten Folgen von Systemstörungen im Netz.
- Reduzierung von transienten Stabilitätsproblemen
- Beseitigung von Leistungspendelungen zwischen Teilnetzen.

Der Thyristorgesteuerte Serienkondensator

Bild 2.13 zeigt das Ersatzschaltbild des TCSC. Es besteht aus einem Kondensator, der mit einer thyristorgesteuerten Reaktanz parallelgeschaltet ist. In praktischen Anwendungen werden mehrere dieser einfachen Schaltungen in Serie geschaltet, um die Betriebseigenschaften bei der entsprechenden Nennspannung zu erreichen.

Die *thyristorgesteuerte Reaktanz* X_L verhält sich bei Ansteuerung mit der Grundfrequenz und bei einer Schaltverzögerung α wie eine kontinuierlich veränderbare Reaktanz, deren

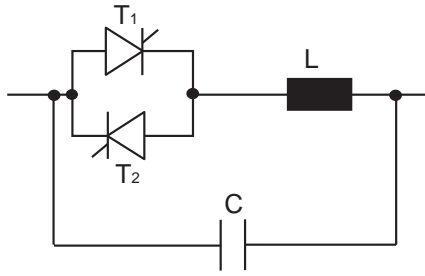


Bild 2.13. Ersatzschaltbild eines TCSC.

Wert von der Zündverzögerung α abhängt. Das Verhalten des TCSC entspricht demzufolge im eingeschwungenen Zustand einem *parallelen LC-Schaltkreis*, bestehend aus einer konstanten *kapazitiven Reaktanz* X_C und einer *variablen induktiven Reaktanz* $X_L(\alpha)$.

$$X_{TCSC} = \frac{-X_C \cdot X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (2.8)$$

Die variable induktive Reaktanz X_L hängt von der Zündverzögerung α folgendermaßen ab [106]:

$$X_L(\alpha) = \omega L \cdot \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha} \quad , \quad \omega L \leq X_L(\alpha) < \infty \quad (2.9)$$

Der TCSC bildet einen abstimmbaren parallelen LC-Kreis, der sich bei einer Änderung der variablen induktiven Reaktanz X_L folgendermaßen verhält: Betrachtet man die *Änderung der induktiven Reaktanz* $X_L(\alpha)$ von ihrem Maximalwert (unendlich) bis zu ihrem Minimalwert (ωL), so zeigt die *Gesamtreaktanz* $X_{TCSC}(\alpha)$ das in Bild 2.14 dargestellte Verhalten.

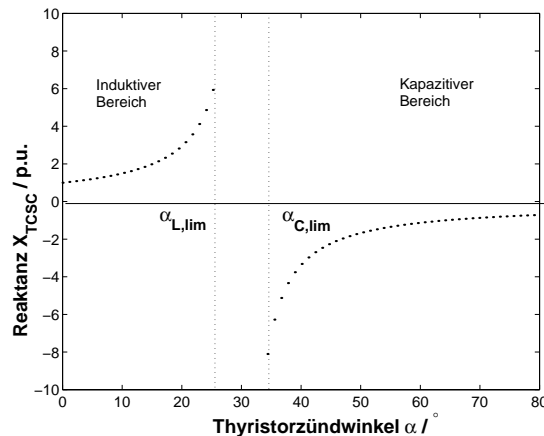


Bild 2.14. Reaktanz eines TCSC im eingeschwungenen Zustand.

Der TCSC besitzt *zwei* Ansteuerbereiche um seine Parallelresonanzstelle herum, Bild 2.14: In einem Bereich ist X_{TCSC} kapazitiv, $\alpha_{C,lim} \leq \alpha \leq \pi/2$ und im anderen Bereich ist X_{TCSC} induktiv, $0 \leq \alpha \leq \alpha_{L,lim}$:

- **Kapazitiver Bereich:**

Zwischen $\infty > X_L(\alpha) \geq X_C = \frac{1}{\omega C}$ hat X_{TCSC} kapazitives Verhalten. Von der minimalen kapazitiven Reaktanz X_C des TCSC wird die Reaktanz vergrößert, bis der Fall der Parallelresonanz auftritt und X_{TCSC} den theoretischen Wert von unendlich annimmt.

- **Induktiver Bereich:**

Eine weitere Verkleinerung von $X_L(\alpha)$ führt zu einem Wechsel von X_{TCSC} in den induktiven Bereich, zunächst auf einen unendlich hohen Wert, der dann auf den induktiven Minimalwert der Reaktanz für $\alpha = 0$ abfällt. Dann sind die Thyristoren immer kurzgeschlossen und es gilt:

$$X_{TCSC}(\alpha = 0) = \frac{-X_L \cdot X_C}{X_L - X_C} \quad (2.10)$$

Ausgehend von dieser stationären Charakteristik läßt sich der TCSC in verschiedenen Betriebszuständen betreiben.

- **Sperrbetrieb**

Wenn die Thyristoren nicht getriggert werden, werden die Ventile nie leitend und der Strom fließt ausschließlich über die Kondensatorbank. In diesem Betriebszustand verhält sich der TCSC wie eine passive Kondensatorbank.

- **Kapazitiver Betrieb mit Verstärkung**

Bei einer Triggeransteuerung zwischen $\alpha_{C,lim} \leq \alpha \leq \pi/2$ kann man eine sehr hohe kapazitive Kompensation erreichen.

- **Überbrückungsmodus**

Bei Störungen werden die Thyristoren kontinuierlich getriggert und so dauernd leitend. Der TCSC verhält sich dann wie eine Parallelschaltung der Kondensatorbank und der Reaktanz des Thyristorventils. In diesem Fall ist der Spannungsabfall an der Kondensatorbank minimiert und somit die Beanspruchung im Fehlerfall reduziert.

Eine wichtige *Anwendungsmöglichkeit* für den TCSC besteht in der Verhinderung von Leistungspendelungen bei gekoppelten Elektroenergiesystemen und der Vermeidung subsynchroner Resonanzerscheinungen bei Serienkompensation, die zur Beschädigung der Turbinen-Generator-Welle führen können.

Der statische synchrone Serienkompensator (SSSC)

Der SSSC besteht aus einer Konverterschaltung mit einem kapazitiven Energiespeicher und einem dreiphasigen Koppelkondensator, dessen Primärseite in Serie mit einer Übertragungsleitung verschaltet ist. Durch die Einprägung der primärseitigen Spannung in Reihe mit dem Spannungsabfall entlang der Leitung läßt sich der gesamte Spannungsabfall entlang der Leitung in Echtzeit verändern. Indirekt werden dadurch die resultierende Leitungsreaktanz und somit der Leitungswinkel δ kontrolliert [106, 162].

Bislang ist der SSSC nur als Bestandteil eines UPFC [43] in zwei Installationen in Elektroenergiesystemen enthalten. Eine Untersuchung über die Vorteile der Kompensation

mittels SSSC gegenüber konventioneller Serienkompensation und Kompensation mittels TCSR wurde angestellt. Die Wirksamkeit des SSSC zur Verbesserung der transienten Stabilität, zur Dämpfung elektromagnetischer Oszillationen und zur Kurzschlußstrombegrenzung wurde in [162] mittels Simulationen im Zeitbereich gezeigt.

Werden mehrere parallele Übertragungsleitungen mit SSSCs ausgestattet, so kann nach Bedarf Wirk- und Blindleistung zwischen den Leitungen ausgetauscht werden. Diese Installation wird als der IPFC (*engl.: Interphase Power Flow Controller*) [105], bzw. IPC (*engl.: Interphase Power Controller*) [130] bezeichnet.

2.2.3 Parallelgeschaltete FACTS-Betriebsmittel

Durch Parallelkompensation kann die maximal übertragbare Leistung in Netzen erhöht und das Spannungsprofil im Netz eingestellt werden. Parallelgeschaltete Induktivitäten verhindern Überspannungen bei kleinem Leistungsverbrauch, parallelgeschaltete Kondensatorbänke schützen bei starkem Leistungsverbrauch vor zu großem Spannungsabfall an Verbrauchersammelschienen [65]. Kapazitive Parallelkompensation erhöht die maximal übertragbare Leistung, regelt das Spannungsprofil im Netz und verhindert Spannungsinstabilität [93].

Thyristorgesteuerte statische Blindleistungskompensatoren

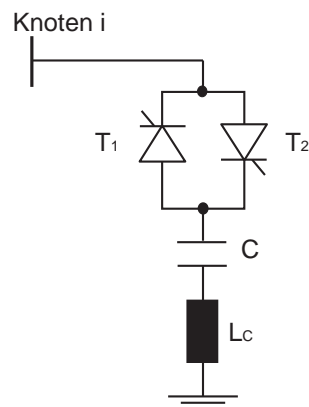


Bild 2.15. Ersatzschaltbild eines thyristorgeschalteten Kondensators (TSC).

Der TSC (*engl.: Thyristor Switched Capacitor*) in Bild 2.15 besteht aus einem Kondensator C , einem bidirektionalen Thyristorventil $T_{1,2}$ und einer relativ kleinen Induktivität L_C zur Überstrombegrenzung. Der TSC ist nicht in der Lage, Blindstrom variabler Amplitude in das Netz einzuspeisen, sondern kann nur entweder maximalen oder keinen Strom einspeisen. Die Amplitude des eingespeisten Blindstroms hängt proportional von der Klemmenspannung ab ($I_{kap} \sim U$), Bild 2.16 links.

Ein Betriebsmittel, das induktive Blindleistung bereitstellt, besteht aus einer Reaktanz, die durch Thyristoren entweder zu- oder abgeschaltet wird, TCR (*engl.: Thyristor Controlled Reactor*). Der induktive Blindstrom kann in seiner Amplitude variiert werden. Die Kombination eines TSC mit einem TCR führt zum sogenannten SVC (*engl.: Static VAR*

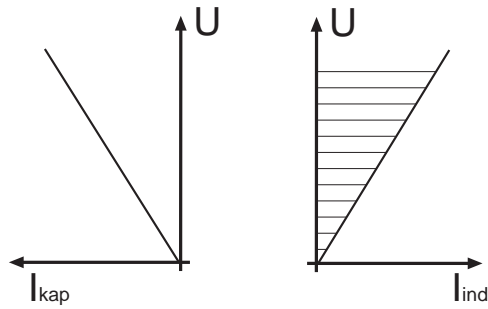


Bild 2.16. Stationärer U - I Betriebsbereich eines TSC (links) und eines TCR (rechts, schraffiert).

Compensator). Der stationäre Betriebsbereich eines SVC ist in Bild 2.17 schraffiert dargestellt.

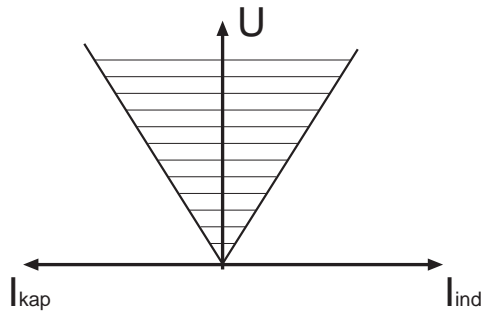


Bild 2.17. Stationärer U - I Betriebsbereich eines SVC (schraffiert).

SVCs besitzen wie auch Kondensatorbänke die Eigenschaft, daß ihre abgegebene Blindleistung proportional zum Quadrat der Knotenspannung ist ($Q_c \sim U^2$). Dies führt dazu, daß ihre Fähigkeit, Spannungen zu stützen, bei niedrigen Spannungen stark abnimmt.

Der STATCOM

Der STATCOM ist ein Betriebsmittel, das in der Lage ist, ein dreiphasiges Spannungssystem zu erzeugen, dabei sind die Spannungsamplitude und Phasenlage relativ zur Netzspannung variabel. Der STATCOM kann daher in vielen Eigenschaften analog zu einer leerlaufenden rotierenden Synchronmaschine (Phasenschieber) betrachtet werden.

Der STATCOM läßt sich in zwei Anwendungsfällen einsetzen:

- Bezüglich der Einspeisung von Blindleistung in Übertragungsnetzen ist er konventionellen Blindleistungseinspeisungen in der Regelgeschwindigkeit weit überlegen. Weiterhin ist seine abgegebene Blindleistung proportional zur Knotenspannung ($Q_c \sim U$), wodurch er selbst bei stark abfallenden Knotenspannungen in der Lage ist, den vollen Bemessungsblindstrom in den Knoten einzuspeisen und somit die Spannung zu stützen [79, 106, 127, 158].
- Wird der STATCOM auf Mittelspannungsebene in Verteilnetzen eingesetzt, um Spannungseinbrüche an Verbraucherknotten zu kompensieren, spricht man vom Distribution-STATCOM (*D-STATCOM*), der zur Gruppe der *power quality devices* gehört [143].

Diese Betriebsmittel leisten einen positiven Beitrag zur Spannungsqualität der Elektrizitätsversorgung. Wird der Kondensator durch einen Energiespeicher großer Kapazität (z.B. Batterie) ersetzt, kann der D-STATCOM über einen längeren Zeitraum Wirkleistung abgeben und als USV (unterbrechungsfreie Stromversorgung) beispielsweise für industrielle Verbraucher dienen [132, 157].

Der Aufbau sowie die stationäre und dynamische Charakteristik des STATCOM werden detailliert in Kapitel 5.1 behandelt.

2.2.4 Kombinierte Kompensatoren

Kombinierte FACTS-Betriebsmittel ermöglichen die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung in das Elektroenergiesystem und somit die Regelung der Leitungsreaktanz, des Leitungswinkels sowie der Knotenspannungen, Bild 2.12. Diese Eigenschaften ermöglichen eine gezielte Regelung der Leistungsflüsse.

Der UPFC

Der UPFC (*engl.: Unified Power Flow Controller*) besteht aus zwei Konverterschaltungen mit einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis, dem Energiespeicher C , Bild 2.18. Das Betriebsmittel entspricht dem Zusammenschluß eines SSSC und eines STATCOM unter Verwendung des gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreises. Die Konverterschaltung 2 führt die Hauptfunktion des UPFC aus: Erzeugung eines Spannungssystems mit *regelbarer Amplitude und Phasenlage* in Serie mit der Übertragungsleitung.

Die Funktion der Konverterschaltung 1 besteht in der adäquaten Bereitstellung des Wirkleistungsbedarfs der Konverterschaltung 2 über den gemeinsamen Zwischenkreis. Konverterschaltung 1 kann jedoch auch die klassischen Funktionen des STATCOM übernehmen, d.h. die Erzeugung oder Absorption von Blindleistung zur Leitungskompensation.

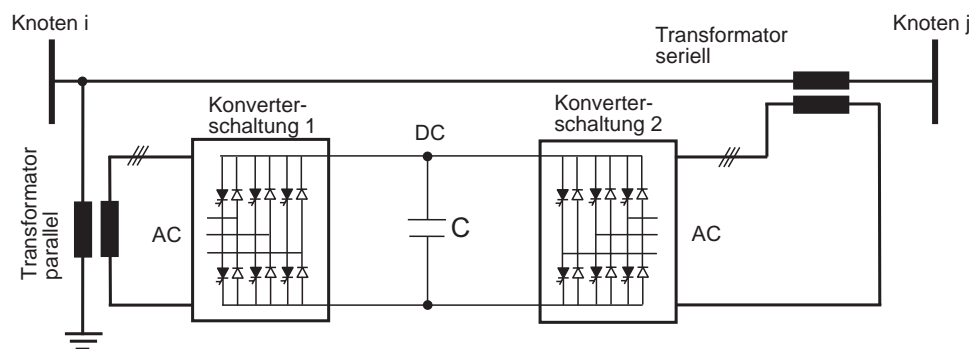


Bild 2.18. Schematischer Aufbau eines UPFC.

Ein UPFC besitzt drei Regelgrößen und kann in verschiedenen Zuständen betrieben werden. Der parallelgeschaltete Konverter regelt die Spannung an der Sammelschiene i und der seriengeschaltete Konverter ermöglicht die Wirk- und Blindleistungsregelung über die Leitung. Die Kombination dieser Eigenschaften führt zu folgenden Einsatzmöglichkeiten:

- Regelung des Spannungsprofils im Netz.
- Kontrolle der Leistungsflüsse nach Bedarf.
- Verbesserung der transienten Stabilität.
- Verbesserung der Spannungsstabilität.
- Erhöhte Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Gesamtsystems.

2.3 NETOMAC

NETOMAC ist das in dieser Arbeit eingesetzte Programmsystem zur Berechnung elektromagnetischer und -mechanischer Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen [118, 165]. Zahlreiche Betriebsmittel sind als *Makrobausteine* vorhanden, werden topologisch miteinander verknüpft und das Differentialgleichungssystem wird vom Programm nach Vorgabe der Topologie und der Daten mittels *Knotenpunktverfahren* aufgestellt. Der Lösungsalgorithmus basiert auf der Trapezregel zur numerischen Integration der Differentialgleichungen.

Im Gegensatz zum international wohl bekanntesten Netzprogramm EMTP [61] besitzt NETOMAC zwei erhebliche Vorteile [20]:

1. Numerische Oszillationen werden durch die Berücksichtigung der Stetigkeitsbedingungen für induktive und kapazitive Zweige vermieden.
2. Von der Berechnung im Momentanwertteil ist ein Übergang in den Stabilitätsteil des Programms und zurück möglich. Das Netz wird im Stabilitätsteil nicht mehr durch Differentialgleichungen sondern durch quasistationäre, komplexe Impedanzen im Frequenzbereich nachgebildet und vereinfachte Maschinenmodelle werden eingesetzt, was die Verwendung größerer Integrationszeitschritte erlaubt.

Die Dateneingabe (Topologie, Parameter) beliebiger Netze erfolgt im NETZ-File [120]. Im CONTROL-File und DISTURBANCE-File erfolgen die Definition der Rechenparameter, bzw. der Schaltvorgänge während der Simulation. Die Modellbildung beliebiger Komponenten im Netz erfolgt in Makrofiles in Form von blockorientierter Programmierung in Kombination mit FORTRAN-Statements. Auf die Vorgehensweise wird in den entsprechenden Kapiteln eingegangen.

3. Modellierung konventioneller Betriebsmittel in Spannungsstabilitätsuntersuchungen

In diesem Kapitel wird die in dieser Arbeit verwendete **dynamische Modellierung** der *Synchronmaschine* mit *Erregerspannungsregler* (engl.: *Automatic Voltage Regulator, AVR*) und *Erregerstrombegrenzer* (engl.: *Over Excitation Limiter, OXL*) und des *Stufentransformators* (engl.: *Load Tap Changing Transformer, LTC*) sowie die **statische Modellierung** der Betriebsmittel *Freileitungen und Kabel* sowie *konventioneller Kompensationsanlagen* vorgestellt. Dabei wird ihre Einbindung in das Programmpaket NETOMAC berücksichtigt. Die Modellierung von Verbrauchergruppen und des Betriebsmittels STATCOM ist Schwerpunkt dieser Arbeit, sie wird gesondert in den Kapiteln 4 und 5 behandelt.

Es wird dargestellt, wie die Komponenten AVR, OXL und LTC für Grenzbetrachtungen *statisch* modelliert werden, um *PU*-Kurven für verschiedene Systemzustände mittels Variantenrechnung zu erzeugen. Die *PU*-Kurven vor Eintritt einer Störung und verschiedene *PU*-Kurven nach Eintritt der Störung werden benötigt, um die Spannungsstabilitätsreserve eines Elektroenergiesystems zu bewerten. Die Anwendung dieser Kurven erfolgt in Kapitel 6 anhand zweier Systeme.

3.1 Die Synchronmaschine und ihre Regler

Das Betriebsverhalten von Synchronmaschinen wird in NETOMAC für elektrodynamische Ausgleichsvorgänge und für den stationären Betrieb durch das vollständige Gleichungssystem der *Zwei-Achsen-Theorie* nach Park beschrieben, bei dem die ortsfesten Ständergrößen auf Ersatzwicklungen in der Längs- und Querachse des rotierenden Läufers transformiert werden. Die Sättigung des Hauptfeldes und die transformatorischen Flüsse sind berücksichtigt [7, 65, 120, 164].

Es werden als Parameter die aus dem Ersatzschaltbild abgeleiteten Daten verwendet. Dies sind für die *Längsachse* die subtransiente Kurzschlusszeitkonstante T_d'' [s], die subtransiente Reaktanz x_d'' [p.u.], die transiente Kurzschlusszeitkonstante T_d' [s], die transiente Reaktanz x_d' [p.u.], die Synchronreaktanz x_d [p.u.] sowie für die *Querachse* die subtransiente Kurzschlusszeitkonstante T_q'' [s], die subtransiente Querreaktanz x_q'' [p.u.], die transiente Kurzschlusszeitkonstante T_q' [s], die transiente Querreaktanz x_q' [p.u.] und die synchrone Querreaktanz x_q [p.u.].

3.1.1 Die Drehzahlregelung

Die Drehzahlregelung der Generatoren erfolgt durch ein vereinfachtes PI-geregeltes Modell, welches die Dynamik der Generatorturbinen nachbildet [65]. Das Modell wurde in NETOMAC im Makrofile *FREQUENZ.mac* umgesetzt.

3.1.2 Die Erregerspannungsregelung

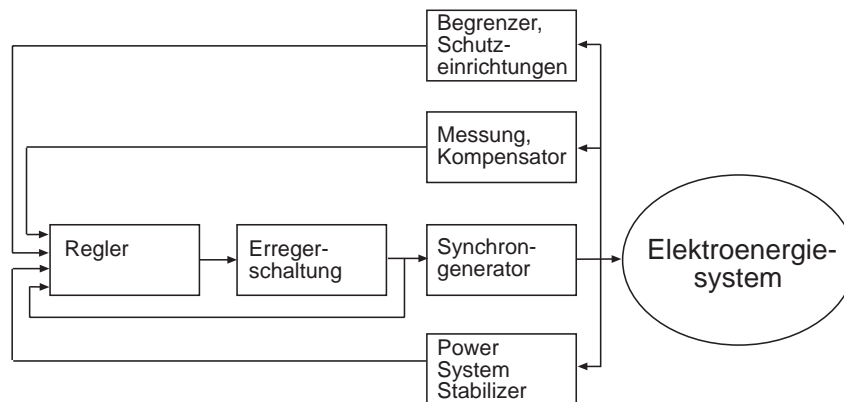


Bild 3.1. Schematische Darstellung eines Systems zur Regelung der Leistungsabgabe eines Synchrongenerators.

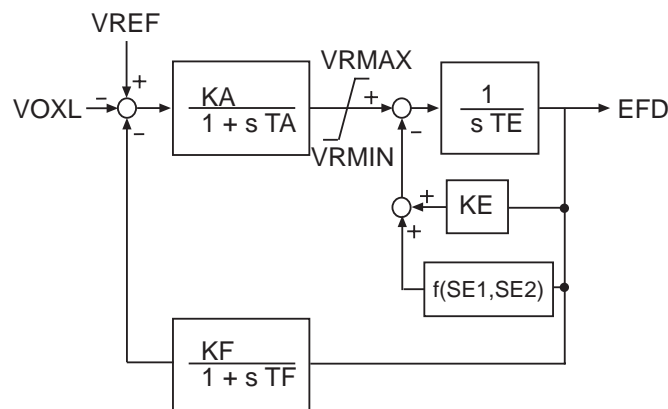


Bild 3.2. Blockschaltbild des Erregerspannungsreglers (AVR).

Bild 3.1 zeigt schematisch ein System zur Regelung der Leistungsabgabe eines Synchrongenerators; es enthält die folgenden Komponenten:

- Die *Erregerschaltung* stellt Leistung zur Speisung der Erregerwicklung mit Gleichstrom zur Verfügung.
- Der *Regler* verarbeitet alle Eingangssignale und erzeugt ein geeignetes Eingangssignal für die Erregerschaltung. Bild 3.2 zeigt das Blockschaltbild des eingesetzten Erregerspannungsreglers (AVR) vom Typ *DC1A* [44, 142].
- Der *Meßsensor für die Klemmenspannung* des Generators vergleicht das Eingangssignal mit einer Referenzspannung. Zusätzlich kann eine Kompensationseinrichtung vorhanden sein, falls nicht die Klemmenspannung, sondern eine Spannung fern vom Generator konstant gehalten werden soll.

- Der *Power System Stabilizer* PSS erzeugt ein zusätzliches Eingangssignal am Regler, um elektromechanische Oszillationen zu dämpfen.
- *Begrenzer und Schutzeinrichtungen* sorgen dafür, daß Kapazitätsgrenzen des Synchrongenerators und der Erregerschaltung eingehalten werden (z.B. Erregerstrombegrenzer zum Schutz vor thermischer Überlastung der Erregerwicklung).

3.1.3 Der Erregerstrombegrenzer

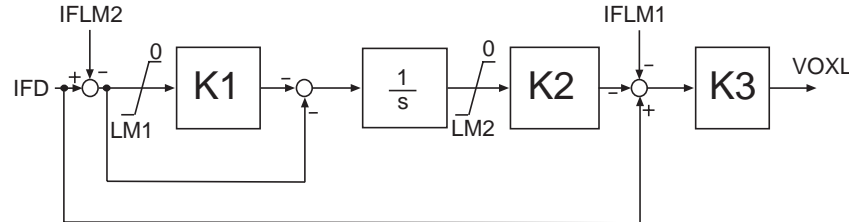


Bild 3.3. Blockschaltbild des Erregerstrombegrenzers (OXL).

Der Erregerstrombegrenzer OXL dient dem Schutz der Erregerwicklung vor thermischen Beschädigungen [73, 122]. Die Erregerwicklung darf für einen begrenzten Zeitraum mit Überstrom betrieben werden, um vorübergehend mehr Leistung bereitzustellen. Der Erregerstrom wird nach einer zeitlichen Verzögerung rampenförmig auf seinen Bemessungswert begrenzt. Das eingesetzte Blockschaltbild des OXL zeigt Bild 3.3. Die dynamische Begrenzungscharakteristik des OXL besitzt eine Verzögerung in Abhängigkeit von der Amplitude des Erregerstroms. Sofortige Limitierung tritt ein, sobald der Erregerstrom das 1,6-fache des Bemessungsstroms überschreitet.

3.1.4 Dynamische Modellierung von AVR und OXL

Die Blockschaltbilder 3.2 und 3.3 wurden mit den Parametern des AVR und des OXL gemäß Tabelle 3.1 in NETOMAC implementiert [75]. Der OXL erzeugt das Spannungssignal $VOXL$, das als zusätzlicher Eingang an den AVR, Bild 3.2, angelegt wird. Auf die Schutzabschaltung des Erregerstroms, die der Parameter $K4$ bestimmt, wurde verzichtet.

In NETOMAC wurde der AVR im Makrofile *AVR.mac* modelliert. Nicht modelliert wurden der Power System Stabilizer, der Untererregungsbegrenzer und andere in Spannungsstabilitätsuntersuchungen nicht relevante Begrenzer und Schutzeinrichtungen.

Bei den Generatoren, die zusätzlich mit einem OXL ausgestattet sind, wurden der AVR und der OXL im Makrofile *AVROXL.mac* zusammen modelliert.

Bild 3.4 zeigt die auf den Maximalwert $i_{fd} = 1,6$ p.u. ansteigenden Verläufe des Erregerstroms i_{fd} und der korrespondierenden Erregerspannung e_{fd} infolge einer erhöhten Leistungsabgabe des Generators. Aufgrund der thermischen Überlastung findet eine Begrenzung des Erregerstroms auf den maximal zulässigen Dauerstrom $i_{fd} = 1,05$ p.u. statt. Die Parameter des AVR und des OXL sind in Tabelle 3.1 gegeben.

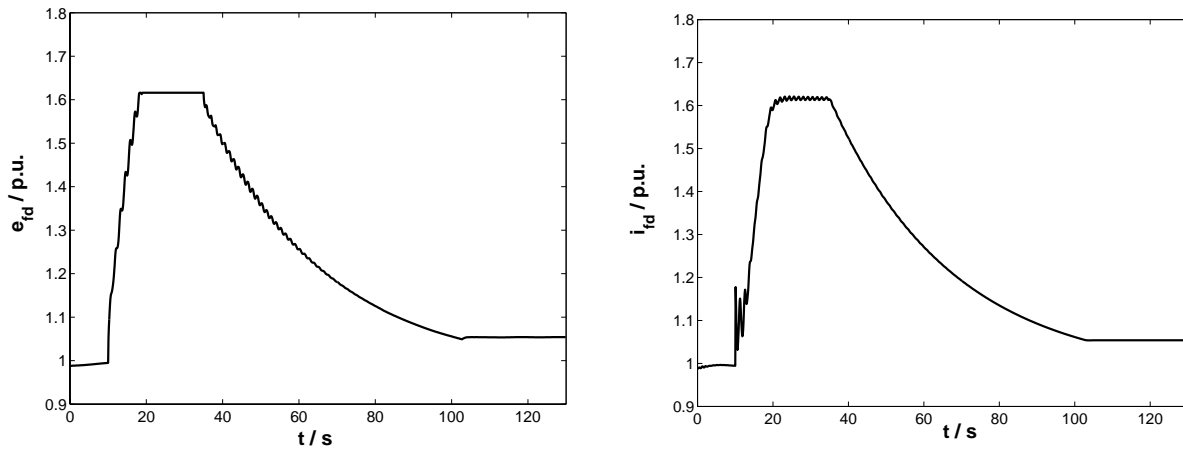


Bild 3.4. Zeitlicher Verlauf von Erregerspannung und Erregerstrom bei wirksamer Begrenzung infolge drohender thermischer Überlastung des Generators.

Tabelle 3.1. Parameter des AVR und des OXL (Verstärkungen und Zeitkonstanten)

Parameter	Wert	Parameter	Wert
KA	200	KF	0,53
TA	0,3575 s	TF	1,0 s
$VRMAX$	+6,0	K_1	150
$VRMIN$	-6,0	K_2	0,248
KE	+1,0	K_3	3,0
TE	0,073 s	$LM1$	-0,085
$SE1$	0,53	$LM2$	-5,85
$SE2$	0,74	$IFLM1$	4,1
KF	0,53	$IFLM2$	2,5

3.1.5 Berücksichtigung von AVR und OXL in statischen Berechnungen

In Kapitel 6 werden die PU -Kurven für verschiedene Betriebszustände ermittelt, um *dynamische Vorgänge* zu bestimmten Zeitpunkten *statisch anzunähern*. Mit dieser Vorgehensweise können Systemzustände der Trajektorie im Zeitbereich zu bestimmten Zeitpunkten, sogenannte *snap-shots*, ermittelt werden [48, 72, 83]. Für diese *snap-shots* lässt sich der Systemzustand durch die mittels Variantenrechnung erzeugten PU -Kurven darstellen.

In [58] erfolgt die Ermittlung verschiedener *snap-shots* durch eine manuelle Beeinflussung der Regler und Parameter des Systems. Nach *Berechnung der Jakobimatrix* für die entsprechenden *snap-shots* wird die Stabilitätsanalyse mittels Modalanalyse durchgeführt. Es wird gute Übereinstimmung zwischen den *snap-shot*-Resultaten und den Ergebnissen der dynamischen Simulation zu den betrachteten Zeitpunkten festgestellt. Die manuelle Manipulation der dynamischen Modelle erlaubt die Untersuchung großer Systeme nur mit sehr viel Zeitaufwand, statische Modelle der Betriebsmittel zur Berechnung von *snap-shots* sind nicht verfügbar.

In diesem Kapitel wird die verwendete statische Modellierung des AVR und des OXL vorgestellt. Durch die Dynamik der Generatoren ist die in das Elektroenergiesystem eingespeiste Wirk- und Blindleistung bei Änderungen der Netzkonfiguration nicht konstant. Aus dem dynamischen Modell des Generators mit AVR und OXL lassen sich jedoch Aussagen über die Änderung der eingespeisten Leistung bei Änderungen des Betriebszustands

treffen. Damit lässt sich ein für die Variantenrechnung geeignetes statisches Modell für den Generator und den AVR entwickeln.

Die transienten Vorgänge werden in der Variantenrechnung nicht berücksichtigt und es werden lediglich die Zustände vor einer Störung (*pre-fault*), unmittelbar nach der Störung (*post-fault-ini*) und nach der Störung, wenn der AVR seinen neuen Endpunkt erreicht hat (*post-fault-long*), statisch angenähert.

Mit Hilfe der in diesen Zeitpunkten berechneten Werten für die Einspeisung lassen sich in diesem Fall *drei* charakteristische *PU*-Kurven ermitteln.

Es folgt die näherungsweise Berechnung der Blindleistungs-Einspeisung eines Generators und seiner Klemmenspannung ohne und mit AVR für den eingeschwungenen Zustand nach einem Ausgleichsvorgang.

3.1.5.1 *QU*-Charakteristik eines Synchrongenerators ohne AVR

Die Wirkungsweise des AVR lässt sich im Zeigerdiagramm und in der *QU*-Ebene, bei der die vom Generator abgegebene Blindleistung Q über dem Betrag der Klemmenspannung U aufgetragen wird, verdeutlichen [158]. Es wird zunächst die Generatordynamik von GEN-06 ohne Erregerspannungsregelung aus dem untersuchten 14-Sammelschienensystem, Bild 6.1, untersucht. Die Störung besteht aus einem Abschalten des Transformators TRA4-6, Bild 6.1. Den zeitliche Verlauf der Klemmenspannung und der ins Netz abgegebenen Wirk- und Blindleistung zeigt Bild 3.5.

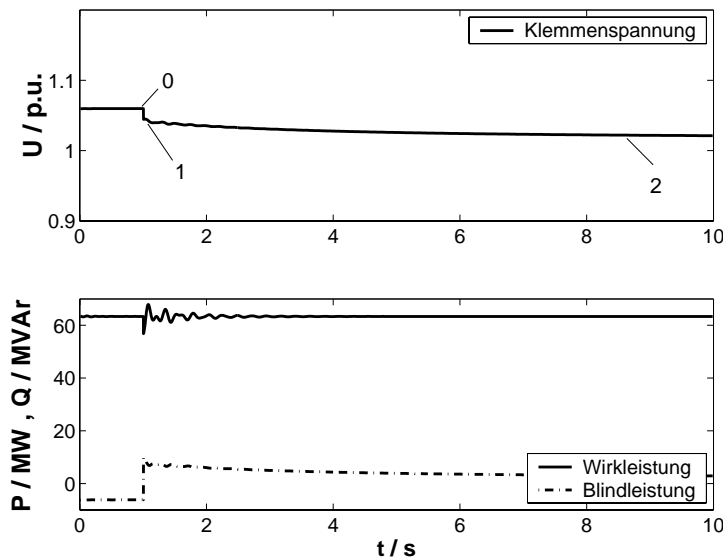


Bild 3.5. Zeitlicher Verlauf der Klemmenspannung und der abgegebenen Generatorleistung.

Durch die Veränderung der Netzreaktanz wird der Klemmenspannungsabfall ΔU hervorgerufen. Die abgegebene elektrische Wirkleistung P des Generators bleibt konstant, die elektrische Blindleistung Q ändert sich zunächst sprunghaft vom kapazitiven Bereich *vor* der Störung in den induktiven Bereich *nach* der Störung. Bei konstanter Polradspannung

E ändert sich im Zeigerdiagramm die Phasenlage zwischen Klemmenspannung \underline{U} und Klemmenstrom \underline{I} verursacht durch den Abfall der Klemmenspannung, Bild 3.6.

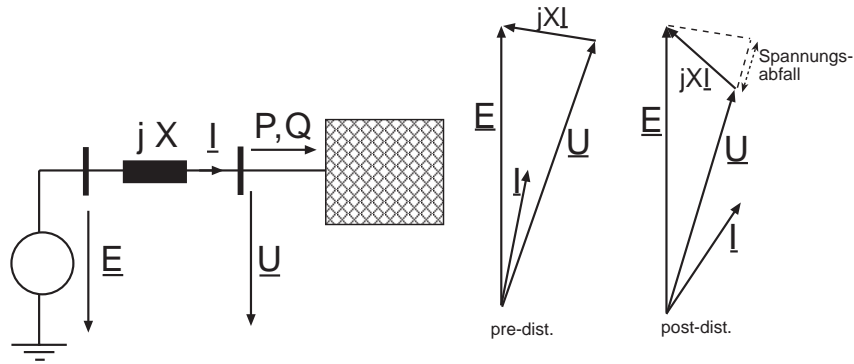


Bild 3.6. Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm des Generators *ohne AVR*, *pre-fault* und *post-fault*.

Der weitere langsame Spannungsabfall nach der Störung ist auf die Änderung der Generatorreaktanz von X_d'' für den subtransienten Fall auf X_d für den eingeschwungenen Zustand zurückzuführen. Aus dem Zeigerdiagramm läßt sich bei konstanter Polradspannung *näherungsweise* ein Zusammenhang zwischen dem Klemmenspannungsabfall und der Blindleistungsdifferenz bestimmen. Unter der Annahme konstanter elektrischer Wirkleistungsabgabe und konstanter Phasenverschiebung zwischen \underline{E} und \underline{U} kann aus der Ähnlichkeit der beiden Dreiecke im Zeigerdiagramm 3.7 abgeleitet werden:

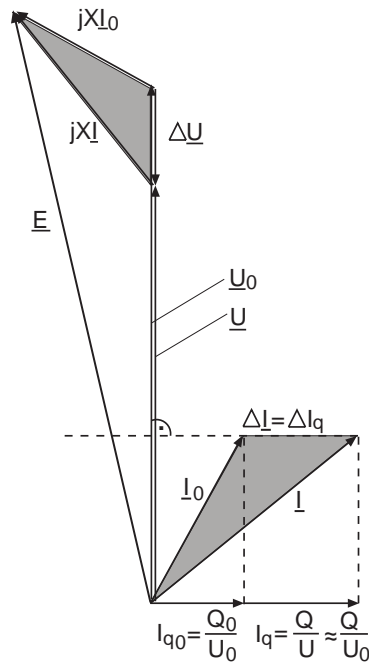


Bild 3.7. Zeigerdiagramm für den eingeschwungenen Zustand *vor* und *nach* der Störung.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta U}{XI_0} &= \frac{\Delta I_q}{I_0} \\ \frac{U_0 - U}{XI_0} &= \frac{I_q - I_{q0}}{I_0} \\ \text{und mit } I_q &= \frac{Q}{U} \approx \frac{Q}{U_0} \quad : \\ \frac{U_0 - U}{X} &= \frac{Q}{U_0} - \frac{Q_0}{U_0} \\ Q &= Q_0 - \frac{U_0}{X}U + \frac{U_0^2}{X} \end{aligned} \quad (3.1)$$

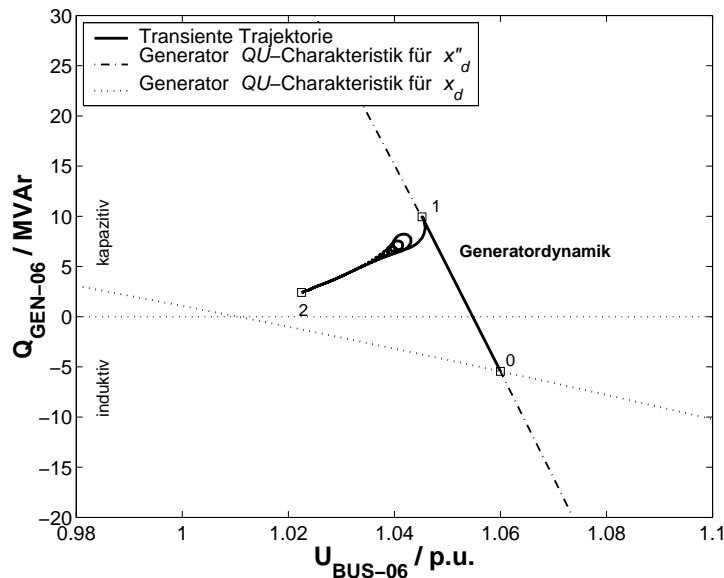


Bild 3.8. Statische und dynamische Charakteristik: Generator *ohne* AVR.

Berücksichtigt man die Änderung der Reaktanz X während des Ausgleichsvorgangs, so ergeben sich mit (3.1) zwei lineare Kennlinien im QU -Diagramm. Diese sind zusammen mit dem Ergebnis der Simulation im Zeitbereich in Bild 3.8 dargestellt.

Die Generatorparameter und elektrischen Parameter sind

$$\begin{aligned} x_d'' &= 0,134 \text{ p.u.} & x_d &= 0,122 \text{ p.u.} & Z_{base} &= 0,52 \text{ k}\Omega \\ U_0 &= 1,06 \text{ p.u.} & U_{base} &= 15,5 \text{ kV} \\ Q_0 &= 5,44 \text{ MVar} \end{aligned}$$

Die Blindleistungsänderung infolge des spontanen Spannungsabfalls (*post-fault-ini*) lässt sich sehr gut annähern, beim *post-fault-long*-Wert tritt aufgrund der Annahme konstanter

Polradspannung eine kleine Abweichung zwischen statischer und dynamischer Betrachtung auf.

3.1.5.2 *QU*-Charakteristik eines Synchrongenerators mit AVR

Bild 3.10 zeigt den zeitlichen Verlauf der Klemmenspannung und der abgegebenen Leistung eines Generators mit AVR während einer Störung im Netz. Ein unmittelbar auf die Störung folgender Klemmenspannungsabfall (*post-fault-ini*) wird durch die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung ins Netz kompensiert (*post-fault-long*).

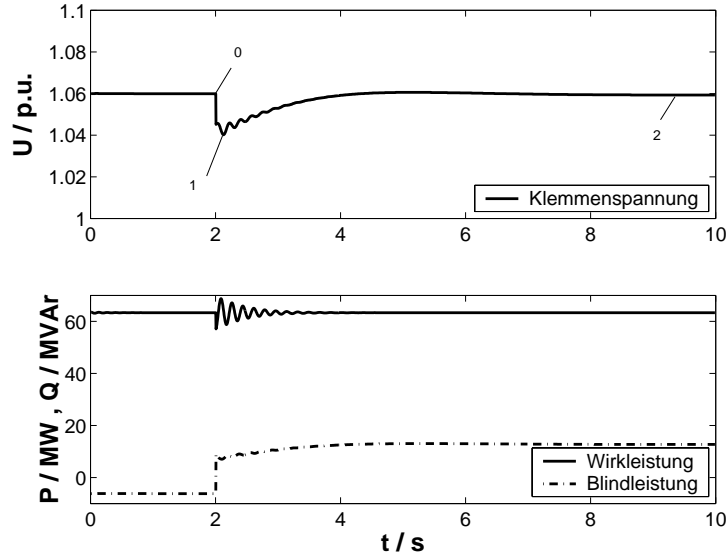


Bild 3.9. Zeitlicher Verlauf der Klemmenspannung und der Generatorleistung *mit* AVR.

Die Erhöhung der eingespeisten Blindleistung geschieht durch den AVR, indem die *Abweichung der Generatorklemmenspannung vom Sollwert* als Eingangsgröße dient. Die Ausgangsgröße Erregerspannung ändert die Polradspannung nach Bedarf. Durch den Zusammenhang der Polradspannung mit der Generatorklemmenspannung entsteht ein geschlossener Regelreis. Für den *Moment unmittelbar nach der Störung* gilt die Kennlinie für x_d'' aus Bild 3.8, da der AVR noch nicht eingreift. Nach Erhöhung der Erregerspannung ist die Klemmenspannung wieder auf ihrem Sollwert und es ergeben sich somit die zwei im *QU*-Diagramm, Bild 3.10, dargestellten Kennlinien. Diese *QU*-Kennlinien werden in das statische Modell des Generators mit AVR einbezogen, das die eingespeiste Leistung zu bestimmten Momentaufnahmen berechnet und somit die Berechnung der System-*PU*-Kurven erlaubt. Der *post-fault-ini*-Zustand ist für den Generator ohne und mit AVR identisch. Da der AVR die Abweichung der Klemmenspannung nahezu vollständig kompensiert und die abgegebene Wirkleistung konstant ist, kann bei der statischen Berechnung des *post-fault-long*-Zustands ein *PU*-Knoten verwendet werden.

Die Ergebnisse aus Kap. 3.1.5.1 zeigen, daß eine Berechnung der eingespeisten Leistung eines Generators ohne und mit AVR zu bestimmten Zeitpunkten durch eine statische Methode angenähert werden kann.

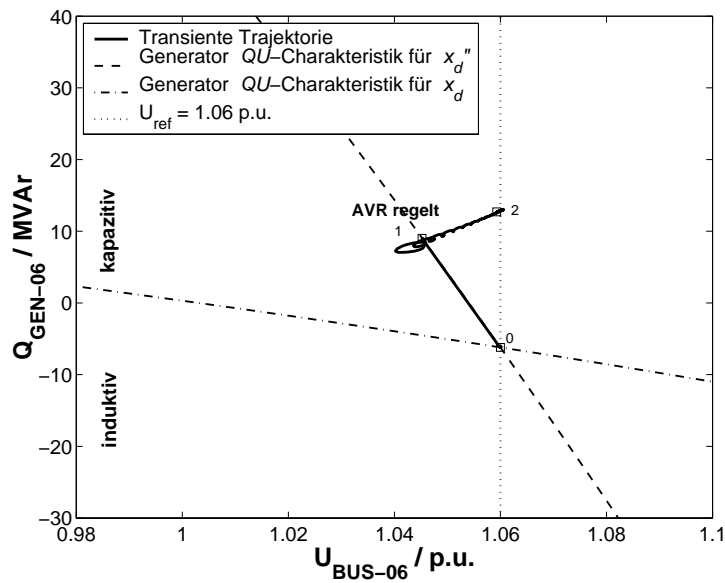


Bild 3.10. Statische und dynamische Charakteristik, Generator *mit* AVR.

3.1.5.3 Statische Charakteristik des OXL

Die Limitierung des Erregerstroms führt zu einer Begrenzung der Blindleistung, die vom Generator im Dauerbetrieb abgegeben kann. Bei der Variantenrechnung wird daher zur Erzeugung der entsprechenden PU -Kurve der Generator als PQ -Knoten modelliert, wobei für Q die maximal zulässige Blindleistung für den Dauerbetrieb eingesetzt wird. Diese Blindleistung kann in Abhängigkeit von der abgegebenen Wirkleistung dem *Generator Reactive Capability*-Diagramm entnommen werden [50].

Im folgenden Abschnitt wird der prinzipielle Einfluß der Regler AVR und OXL auf die System- PU -Kurven vorgestellt.

3.1.5.4 Statische und dynamische System-Charakteristik unter Berücksichtigung von AVR und OXL

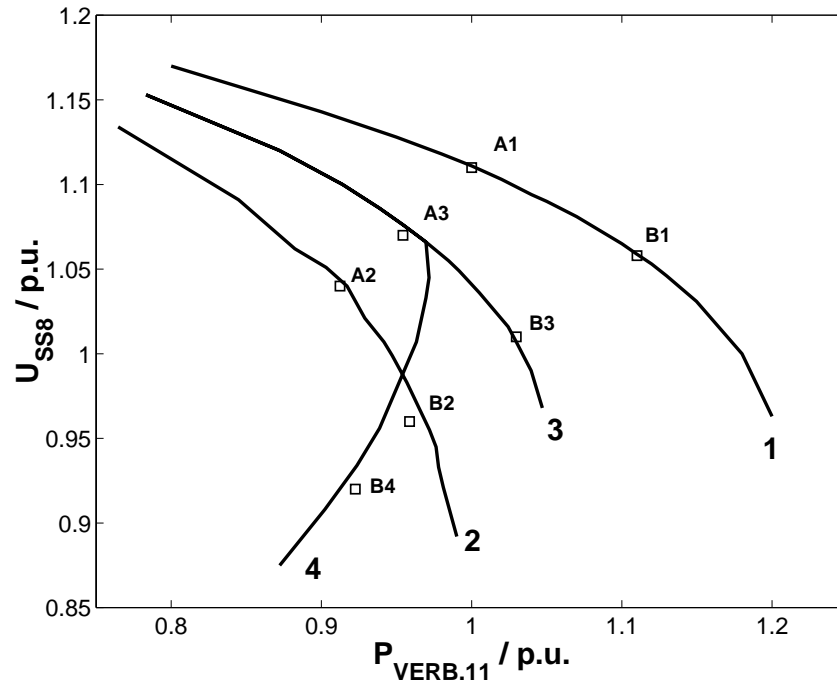


Bild 3.11. Inter-Bus- PU -Kurven an Knoten SS8 bei Variation der Verbraucherleistung VERB.11, 11-Sammelschienensystem (Bild 6.11) für *pre-fault* und drei verschiedene *post-fault*-Betriebszustände.

In diesem Abschnitt werden PU -Kurven verschiedener Momentaufnahmen für den Knoten SS8 des 11-Sammelschienensystems, Bild 6.11 aus Kapitel 6.2, vorgestellt. Diese werden dem Ergebnis einer Simulation im Zeitbereich zugeordnet. Die *System- PU -Kurven* stellen die Knotenspannung U_{SS8} in Abhängigkeit von der Variation der Leistung $P_{VERB.11}$ des Verbrauchers VERB.11 dar. Der LTC ist in dieser Untersuchung deaktiviert.

Die Erstellung der *statischen PU -Kurven* erfolgt durch *Variantenrechnung* unter Verwendung des statischen Modells für den AVR für die Generatoren GEN.2 und GEN.3 und der Berücksichtigung des OXL bei Generator GEN.3 gemäß Kap. 3.1.5.3. Die mittels statischer Modelle berechneten PU -Kurven für Knoten SS8 und Systemzustände vor und nach einem Leitungsausfall zeigt Bild 3.11:

- PU -Kurve des *pre-fault*-Systems, dabei handelt es sich um das Elektroenergiesystem vor Eintritt einer Störung (Kurve 1).
- PU -Kurve für den Zeitpunkt *unmittelbar nach* der Störung (Kurve 2).
- PU -Kurve des Systems, nachdem der AVR seine Regelung beendet hat (Kurve 3).
- PU -Kurve des Systems, nachdem der OXL seine Regelung beendet hat (Kurve 4).

Bild 3.12 zeigt den *zeitlichen Verlauf* der Verbraucherspannung U_{SS8} und der Leistung $P_{VERB.11}$ vor, während und nach einer Störung (Leitungsausfall) für zwei unterschiedliche

Belastungsfälle über einen Zeitraum von 120 s. In beiden Belastungsfällen lassen sich die im Zeitbereich berechneten Größen *zu bestimmten Zeitpunkten* durch die statisch berechneten *PU-Kurven* darstellen. Diese charakteristischen Punkte sind im Zeitbereich und im *PU*-Diagramm gegenübergestellt:

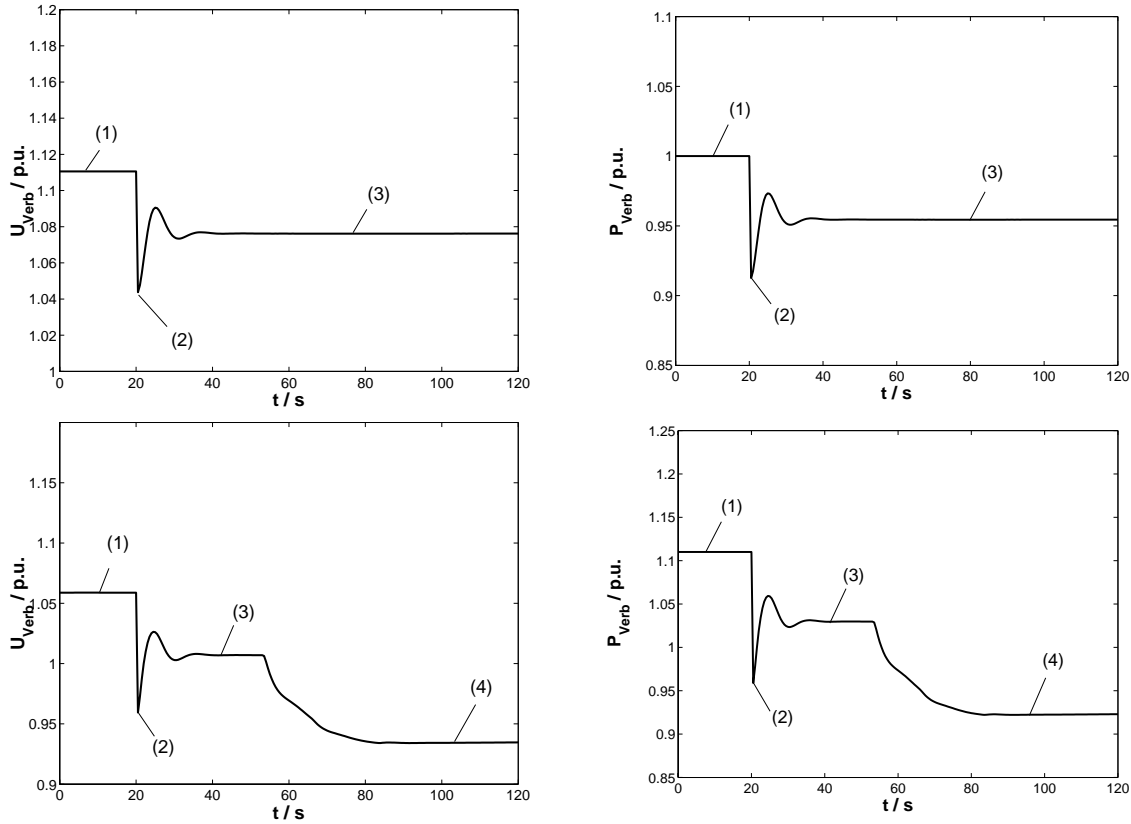


Bild 3.12. Dynamischer Verlauf der Spannung und der Wirkleistung des Verbrauchers, Belastungsfall A (oben), Belastungsfall B (unten).

Es wird zunächst *Belastungsfall A* im Zeitbereich, Bild 3.12 oben, betrachtet. In den Zeitbereichen (1) und (3) sowie zum Zeitpunkt (2) werden *Momentaufnahmen* des Systems erstellt. Die Zustände werden in das *PU*-Diagramm, Bild 3.11, übertragen und entsprechen den Punkten A1, A2 und A3.

Bei einer Verbraucherleistung von $P = 3460 \text{ MW} = 1,0 \text{ p.u.}$, *PU*-Kurve (1), Punkt A1, in Bild 3.11 erfolgt ein spontaner Spannungs- und Leistungsabfall auf die *PU*-Kurve (2), Punkt A2, die anschließende erhöhte Leistungseinspeisung führt zu einem Anstieg der Verbraucherleistung und -spannung auf *PU*-Kurve (3), Punkt A3. Kurve (4) wird nicht erreicht. Dies hat seinen Grund darin, daß der zulässige Dauerstrom der Erregerwicklung nicht überschritten wird ($i_{fd} < 1,05 \text{ p.u.}$), und somit der OXL des Generators GEN.3 nicht wirksam wird, vgl. Kap. 3.1.4.

Bei *Belastungsfall B*, d.h. einer um 13% höheren *pre-fault*-Verbraucherleistung von $P = 3900 \text{ MW} = 1,13 \text{ p.u.}$ erfolgt ein spontaner Spannungs- und Wirkleistungsabfall von (1) auf (2) mit anschließender Erholung auf (3). In diesem Fall überschreitet der Erregerstrom von GEN.3 den maximal zulässigen Dauerstrom von $i_{fd} = 1,05 \text{ p.u.}$, der OXL von GEN.3

wird nach der entsprechenden Verzögerung zum Zeitpunkt $t = 55$ s wirksam und die *reduzierte eingespeiste Leistung* führt zu einer Verkleinerung der Verbraucherleistung $P_{VERB.11}$ und -spannung U_{SS8} auf (4). Die bei Einsatz des OXL reduzierte maximal übertragbare Leistung führt zu einer Reduzierung der Stabilitätsreserve. Die dynamisch berechneten Punkte sind B1, B2, B3 und B4.

Die Ergebnisse zeigen, daß die mit Hilfe der statischen Modelle für AVR und OXL aus Kap. 3.1.5 berechneten *PU-Kurven* eine gute Übereinstimmung mit der dynamischen Simulation liefern. Um eine Bewertung des Systemzustands mittels statischer Methoden durchzuführen, muß die Verbrauchercharakteristik in die Untersuchung mit einbezogen werden.

Die Stabilitätsreserve des betrachteten Systems läßt sich durch eine Kombination der System-*PU-Kurven* und der Verbraucher-*PU-Kurven* ermitteln. Die statische und dynamische *Verbrauchercharakteristik* wird in Kap. 4 vorgestellt.

Der Einfluß der *dynamischen Kompensation* durch den STATCOM, Kap. 5, auf die System-*PU-Kurven* wird in Kap. 6.2 anhand zweier Systeme untersucht.

3.2 Transformatoren

Transformatoren bieten die Möglichkeit, verschiedene Spannungsebenen in einem Energiesystem zu nutzen. In ausgewählten Übertragungs- und Verteiltransformatoren ist die Variation des Übersetzungsverhältnisses mittels einer Regelwicklung unter Last möglich. Diese Transformatoren werden als *Stufenschaltertransformatoren* (LTC) bezeichnet. Sie werden eingesetzt, falls eine regelmäßige Änderung des Übersetzungsverhältnisses zur Betriebsführung des Netzes notwendig ist, zum Beispiel um tägliche Schwankungen der Last zu berücksichtigen. Das Übersetzungsverhältnis kann durch den Stufenschalter um etwa $\pm 10\%$ bis $\pm 15\%$ verändert werden.

Eine detaillierte Herleitung verschiedener Transformatormodelle mit Gültigkeit in verschiedenen Frequenzbereichen wird umfassend in der Literatur behandelt [9, 32, 117]. Der nächste Abschnitt behandelt die Modellierung von Transformatoren in Leistungsfluß- und Stabilitätsuntersuchungen.

3.2.1 Modellierung von Transformatoren in Leistungsfluß- und Stabilitätsuntersuchungen

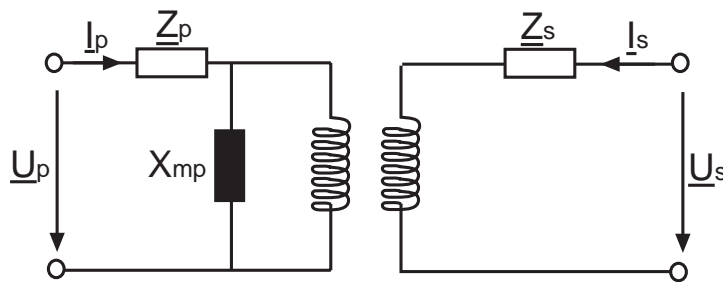


Bild 3.13. Ersatzschaltbild eines Zweiwicklungstransformators.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_p &= R_p + jX_p & \underline{Z}_s &= R_s + jX_s \\ R_p, R_s &: & \text{Ohmsche Widerstände der Wicklungen} \\ X_p, X_s &: & \text{Reaktanzen der Wicklungen} \\ n_p, n_s &: & \text{Windungszahl der Primär- / Sekundärseite} \\ X_{mp} &: & \text{Auf die Primärseite bezogene Magnetisierungsreaktanz} \end{aligned}$$

Das Ersatzschaltbild eines Zweiwicklungstransformators mit seinen charakteristischen Elementen läßt sich unter Verwendung eines *idealen Transformators* gemäß Abbildung 3.13 darstellen. Die *komplexen Impedanzen* \underline{Z}_p und \underline{Z}_s der Primär- und Sekundärseite beinhalten die ohmschen Wicklungswiderstände und die Streuimpedanzen der jeweiligen Wicklung. Die Indizes p und s stehen für Größen der Primär-, bzw. der Sekundärseite. Mit \underline{U}_p und \underline{U}_s werden die Klemmenspannungen, mit \underline{I}_p und \underline{I}_s die Klemmenströme der Primär- und der Sekundärseite bezeichnet. Die in diesem Ersatzschaltbild auf die Primärseite bezogene *Magnetisierungsreaktanz* X_{mp} ist in der Regel sehr groß und wird in Stabilitätsuntersuchungen vernachlässigt [65].

Nach der geeigneten Wahl der primär- und sekundärseitigen Bezugsgrößen kann der ideale Transformator entfernt werden und das Ersatzschaltbild wird somit vereinfacht. Es ist allerdings notwendig, die Windungszahlen in Abhängigkeit von der Stufenschalterstellung und somit vom Übersetzungsverhältnis zu berücksichtigen. Aus dem Ersatzschaltbild 3.13 ergeben sich die folgenden Gleichungen:

$$\begin{aligned} \underline{U}_p &= \underline{Z}_p \cdot \underline{I}_p + \frac{n_p}{n_s} \underline{U}_s - \frac{n_p}{n_s} \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_s \\ \underline{U}_s &= \frac{n_s}{n_p} \cdot \underline{U}_p - \frac{n_s}{n_p} \underline{Z}_p \cdot \underline{I}_p + \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_s \end{aligned}$$

Da sich das *Übersetzungsverhältnis* des LTC im Betrieb ändert, definiert man das sogenannte *Nennübersetzungsverhältnis* $\frac{n_{p0}}{n_{s0}}$ mit den folgenden Werten für die Wicklungsimpedanzen und Windungszahlen:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{p0} &= \underline{Z}_p & \text{falls Schalter der Primärseite in Nennposition} \\ \underline{Z}_{s0} &= \underline{Z}_s & \text{falls Schalter der Sekundärseite in Nennposition} \\ n_{p0} &: & \text{Windungszahl der Primärseite, Nennbetrieb} \\ n_{s0} &: & \text{Windungszahl der Sekundärseite, Nennbetrieb} \end{aligned}$$

Die Gleichungen lauten dann mit den oben für den Nennbetrieb angegebenen Werten:

$$\underline{U}_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 \underline{Z}_{p0} \cdot \underline{I}_p + \frac{n_p}{n_s} \cdot \underline{U}_s - \frac{n_p}{n_s} \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 \underline{Z}_{s0} \cdot \underline{I}_s \quad (3.2)$$

$$\underline{U}_s = \frac{n_s}{n_p} \cdot \underline{U}_p - \frac{n_s}{n_p} \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 \underline{Z}_{p0} \cdot \underline{I}_p + \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 \underline{Z}_{s0} \cdot \underline{I}_s \quad (3.3)$$

In diesen Gleichungen ist die Annahme getroffen, daß die Streureaktanzen und die Ohmschen Wicklungswiderstände proportional zum Quadrat der Windungszahlen sind. Bei dreiphasigen Transformatoren gelten diese Gleichungen zunächst nur für die Yy-Schaltung, für andere Schaltungen müssen entsprechende schaltungsabhängige Phasenverschiebungen berücksichtigt werden.

Mit dem Zusammenhang zwischen den Bezugsspannungen und dem Nennübersetzungsverhältnis:

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{U_{p,b}}{U_{s,b}}$$

und den Ausdrücken für die *Bezugsimpedanzen*

$$U_{p,b} = Z_{p,b} \cdot I_{p,b} \quad U_{s,b} = Z_{s,b} \cdot I_{s,b}$$

ergeben sich (3.2) und (3.3) *in bezogenen Größen*:

$$\begin{aligned} \bar{U}_p &= \bar{n}_p^2 \bar{Z}_{p0} \cdot \bar{I}_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \cdot \bar{U}_s - \bar{n}_s^2 \cdot \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \cdot \bar{Z}_{s0} \cdot \bar{I}_s \\ \bar{U}_s &= \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \cdot \bar{U}_p - \bar{n}_p^2 \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \cdot \bar{Z}_{p0} \cdot \bar{I}_p + \bar{n}_s^2 \cdot \bar{Z}_{s0} \cdot \bar{I}_s \end{aligned}$$

Die Querstriche kennzeichnen die hier verwendeten bezogenen Größen. Als Bezugswerte für die Spannungen und Ströme dienen die aus der Bezugsleistung (i.d.R. $S_b = 100$ MVA) berechneten Größen. Die bezogenen Windungszahlen berechnen sich mittels

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} \quad \text{und} \quad \bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{s0}}$$

Hier sind also die Windungszahlen im Nennbetrieb die Bezugswerte.

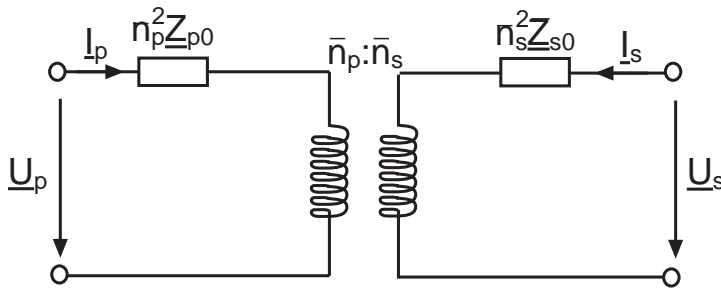


Bild 3.14. Ersatzschaltbild eines Zweiwicklungstransformators in bezogenen Größen.

Das Ersatzschaltbild in bezogenen Größen ist in Abbildung 3.14 dargestellt. Häufig wird jedoch das Ersatzschaltbild in der Weise umgeformt, daß die bezogene Impedanz der Primärseite auf die Sekundärseite bezogen wird. Dazu wird das sogenannte *bezogene Übersetzungsverhältnis* \bar{n} eingeführt:

$$\bar{n} = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} = \frac{n_p \cdot n_{s0}}{n_{p0} \cdot n_s}$$

Man erhält damit das Ersatzschaltbild 3.15 mit dem Wert für \bar{Z}_e :

$$\begin{aligned}\bar{Z}_e &= \bar{n}_s^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \\ &= \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0})\end{aligned}$$

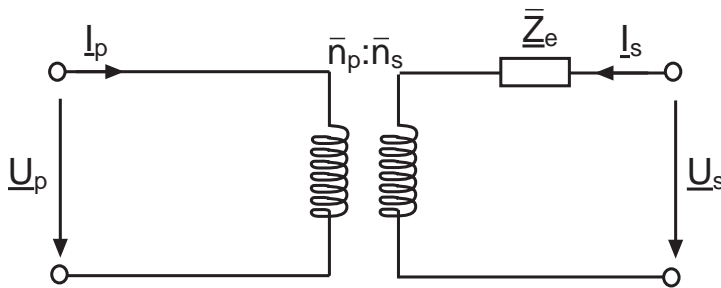


Bild 3.15. Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Zweiwicklungstransformators in bezogenen Größen.

Dieses Ersatzschaltbild wird in Leistungsfluß- und in Stabilitätsuntersuchungen eingesetzt [61, 120]. Der Wert der bezogenen Impedanz \bar{Z}_e hängt nicht von der bezogenen Wicklungszahl der Primärseite, \bar{n}_p ab. Bei einem Stufenschaltertransformator, dessen Regelwicklung an der Primärseite liegt, ändert sich bei einem Schaltvorgang nur das bezogene Übersetzungsverhältnis \bar{n} .

In Leistungsfluß- und Stabilitätsuntersuchungen ist die Darstellung eines idealen Transformators nicht vorteilhaft. Da die Gleichungen des Transformators in einer Matrixform mit dem Digitalrechner gelöst werden, wird in einem weiteren Schritt das Π -Ersatzschaltbild hergeleitet, das nur aus Admittanzen besteht. Diese Admittanzen können dann direkt in die Knotenmatrix des Netzes eingesetzt werden. Die Werte der Admittanzen sind jedoch i.a. nicht konstant, sondern hängen von der Schalterposition ab.

Die detaillierte Herleitung findet sich in [65], es ergibt sich das in Abbildung 3.16 dargestellte Π -Ersatzschaltbild:

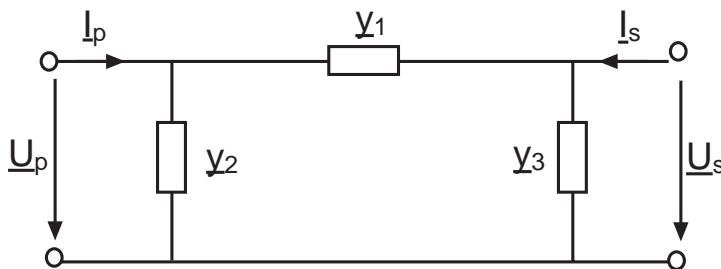


Bild 3.16. Ersatzschaltbild eines Zweiwicklungstransformators, Admittanzform für Stabilitätsuntersuchungen.

Die in diesem Ersatzschaltbild vorkommenden bezogenen Admittanzen \underline{y}_1 , \underline{y}_2 und \underline{y}_3 berechnen sich folgendermaßen:

$$\underline{y}_1 = \frac{1}{\bar{n} \cdot \underline{Z}_e}$$

$$\underline{y}_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}} \right) \frac{1}{\underline{Z}_e}$$

$$\underline{y}_3 = \left(1 - \frac{1}{\bar{n}} \right) \frac{1}{\underline{Z}_e}$$

Bild 3.13 stellt das einfache einphasige Ersatzschaltbild eines dreiphasigen Transformators dar. Um das Übersetzungsverhältnis im allgemeinen Fall auszurechnen, wird das Nennübersetzungsverhältnis $\left(\frac{n_{p0}}{n_{s0}}\right)$ mit dem Verhältnis der Bezugsphasenspannungen zwischen Primär- und Sekundärseite gleichgesetzt (Yy, Dd, Dy oder Yd). Bei Yy- und Dd-verschalteten Transformatoren führt das zu einem gleichen Verhältnis zwischen den Bezugsspannungen und den Nennwicklungszahlen der Primär- und Sekundärseite. Bei der Dy-, bzw. Yd-Schaltung muß jedoch ein Faktor $\sqrt{3}$ und eine Phasenverschiebung von 30° zwischen den Klemmenspannungen berücksichtigt werden.

3.2.2 Stufenschaltertransformatoren und ihr Ansteuerungsalgorithmus

In diesem Kapitel wird die Realisierung der Ansteuerung für den LTC beschrieben. Die Änderung des Übersetzungsverhältnisses wird durch eine Ansteuerung realisiert, die als Eingangsgröße die Spannung an der Sekundärseite des Transformators besitzt [17]. In NETOMAC ist es möglich, die Übersetzung eines Transformators unter Last durch Verwendung der Karte VARTAP zu ändern. Die Ansteuerung erfolgt durch einen Makrofile, dessen Ausgangsgröße situationsabhängig Schalthandlungen vorgibt.

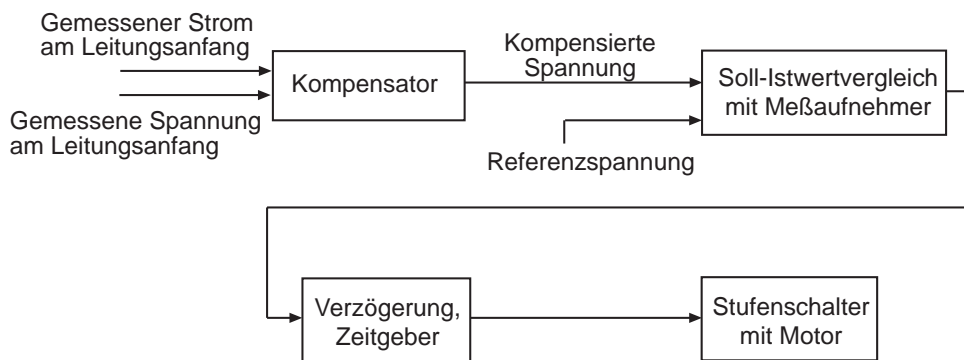


Bild 3.17. Blockschaltbild der Ansteuerung eines Stufentransformators.

Das Blockschaltbild 3.17 besteht aus den folgenden Elementen:

- *Kompensator für den Spannungsabfall an der Übertragungsleitung, deren Spannung am Leitungsende konstant gehalten wird.*

- Soll-Istwertvergleich mit Meßaufnehmer.
- Verzögerungselemente, die zu häufige und unnötige Schalthandlungen verhindern.
- Zeitgeber.
- Stufenschalter an der sekundärseitigen Regelwicklung. Dieser wird von einer Motoreinheit angetrieben.

Die Ansteuerung wird eingesetzt, um die Spannung an einem Verbraucher durch einen LTC, wie in Bild 3.18 dargestellt, konstant zu halten.

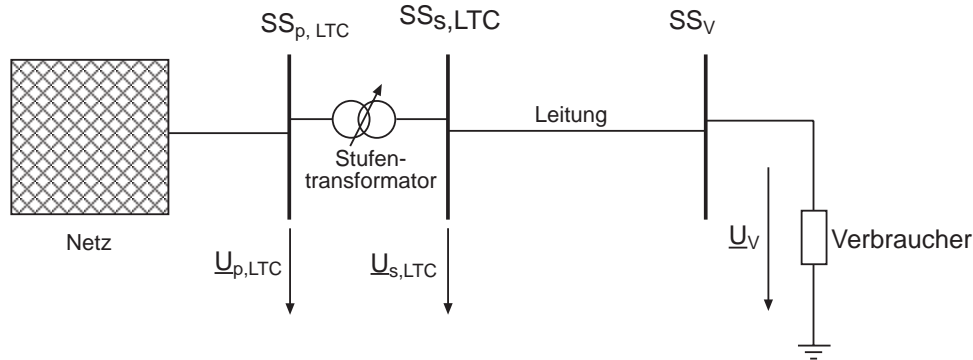


Bild 3.18. Netzausschnitt mit LTC, Leitung und Verbraucher.

Die einzelnen Elemente werden im folgenden beschrieben.

- Kompensator für den Spannungsabfall an einer Übertragungsleitung:

Zwischen dem regelbaren Stufentransformator und den von ihm gespeisten Verbrauchern liegt oft eine Übertragungsleitung, siehe Abbildung 3.18. Da die Spannung an der Verbrauchereinspeisung SS_V geregelt werden soll, ist es sinnvoll, als Eingangsgröße für den LTC nicht die Spannung an seiner Sekundärseite ($SS_{s,LTC}$), sondern die Spannung an der Sammelschiene, von der die Verbraucher abgehen, zu verwenden (SS_V).

Diese Spannung läßt sich bei bekanntem Spannungsabfall an der Übertragungsleitung leicht berechnen. Der Kompensator liefert einen Schätzwert für die Spannung an der Verbrauchersammelschiene unter Verwendung einer Kompensatorimpedanz $R_K + jX_K$. Der Betrag der kompensierten Spannung berechnet sich zu

$$\underline{U}_{V,k} = |\underline{U}_{s,LTC} - (R_K + jX_K)\underline{I}_{s,LTC}| \quad (3.4)$$

$\underline{U}_{s,LTC}$ und $\underline{I}_{s,LTC}$ sind gemessene Spannung und Strom an der Sekundärseite des Stufentransformators.

- Soll-Istwertvergleich mit Meßaufnehmer, Bild 3.19:

Die Meßaufnahme führt einen Soll-Istwert-Vergleich mit einem einstellbaren Referenzwert U_{ref} durch. Dieser Block besitzt eine Totbandcharakteristik mit Hysterese. Sein Eingang ist die Spannungsabweichung vom Sollwert:

$$\Delta U = U_{ref} - U_{V,k} \quad (3.5)$$

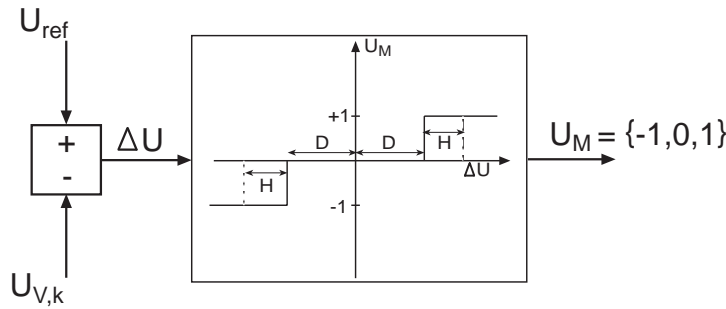


Bild 3.19. Soll-Istwertvergleich mit Meßaufnehmer.

Der Ausgangswert des Meßaufnehmerblocks ist U_M . Dieser Wert ist entweder -1, 0 oder +1, abhängig vom Wert der Spannungsabweichung vom Sollwert ΔU . Mit der Breite des Totbandes D und der Hysterese H wird der Ausgangswert U_M weitergegeben.

- Verzögerungselement mit getriggertem Zeitmessung, Bild 3.20:

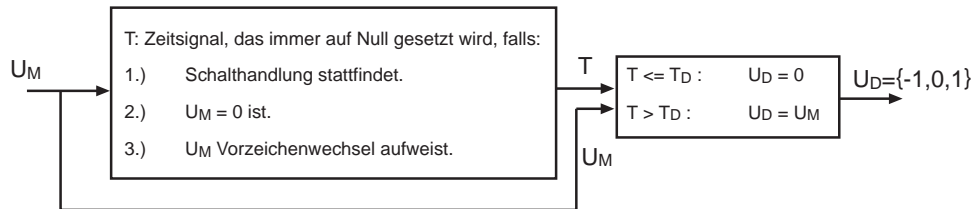


Bild 3.20. Realisierung der Schaltverzögerung durch ein triggerbares Zeitsignal.

Das **Zeitverzögerungselement** wird verwendet, um übermäßige und unnötige Schalthandlungen zu vermeiden, die durch transiente Ausgleichsvorgänge ausgelöst werden. Weiterhin gibt es die notwendige Zeitverzögerung vor einer Stufenschalterbewegung vor.

Durch das **triggerbare Zeitsignal** T wird festgestellt, wie lange ΔU außerhalb des Totbandes liegt. Der Zeitgeber wird zurückgesetzt, falls ΔU innerhalb des Totbandes liegt, eine Stufenschaltung stattfindet oder ΔU oberhalb und unterhalb des Totbandes oszilliert. Der Ausgangswert des Zeitverzögerungselements U_D ist normalerweise gleich Null. Falls jedoch die vom Zeitgeber gemessene Zeit die Zeitkonstante T_D überschreitet, wird U_D auf den aktuellen Wert von U_M gesetzt, also z.B. auf +1 oder -1.

Dabei wird dem Motor für die Stufenschaltung ein Signal gegeben, die Schalthandlung durchzuführen. Die Verzögerung vor der ersten Schalthandlung aufgrund einer Spannungsabweichung hat die Zeitdauer T_{D0} . Die Zeitspanne vor der ersten Schalthandlung wird durch die Größe der Spannungsabweichung vom Sollwert beeinflusst, indem bei einer großen Spannungsabweichung die Zeitspanne kürzer eingestellt wird als bei einer kleinen Abweichung (inverse Zeitverzögerungscharakteristik). Die Zeitspannen zwischen allen weiteren Schalthandlungen sind konstant.

- Stufenschalter und Motoreinheit, Abbildung 3.21:

Die Trägheit des Stufenschalters wird im Blockschaltbild durch die Zeitkonstante T_M berücksichtigt. Das Ausgangssignal des Blocks beinhaltet eine inkrementale Veränderung der Stufenschalterposition und kann die Werte +1, -1 und 0 annehmen. Diese Veränderung wird im Modell durch ein neues Übersetzungsverhältnis berücksichtigt.



Bild 3.21. Blockschaltbild der Motoransteuerung.

Das **bezogene Übersetzungsverhältnis** \bar{n} nach der x -ten Schalthandlung ergibt sich aus dem nach der $(x-1)$ -ten Schalthandlung zu:

$$\bar{n}_x = \bar{n}_{x-1} + \Delta\bar{n}(V_n)$$

3.2.3 Realisierung dieser Ansteuerung in NETOMAC

Die zuvor beschriebene Ansteuerung wird für in den durchgeführten Stabilitätsuntersuchungen in zwei Punkten vereinfacht:

1. Vernachlässigung transienter Ausgleichsvorgänge

Da transiente Vorgänge in den dynamischen Untersuchungen - mit Ausnahme der durch die Generatoreinheiten verursachten - generell vernachlässigt werden, treten höherfrequente Ausgleichsvorgänge in den Simulationen kaum auf. Ausgehend vom stationären Zustand, der mittels einer Leistungsflußberechnung ermittelt wurde, treten bis zur ersten Schalthandlung im Netz ohnehin keine Ausgleichsvorgänge im Netz auf, die ein zu frühes Auslösen des Stufentransformators verursachen könnten. Die Modellierung der Hysterese im Meßaufnehmer ist daher nicht notwendig.

2. Verbrauchersammelschiene liegt an der Sekundärseite des LTC

Der betrachtete 110 kV/20 kV Stufentransformator speist aus dem Übertragungsnetz direkt in eine 20 kV-Sammelschiene ein, an der die Verbraucher direkt anliegen. Die sekundärseitige Spannung an der Lastsammelschiene soll durch den LTC konstant geregelt werden und dient als Eingangsgröße. Die Modellierung der Kompensation ist nicht notwendig.

3.2.4 Dynamische Modellierung des LTC

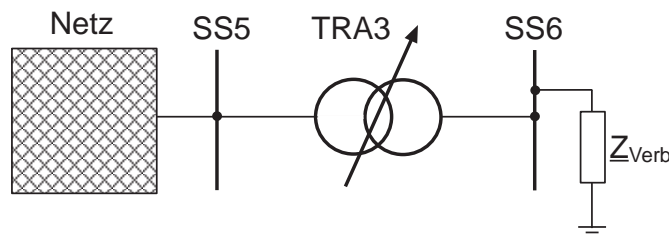


Bild 3.22. Netzausschnitt, LTC-Transformator mit Verbraucher.

Die Realisierung der Schaltlogik und die Berechnung der notwendigen Parameter wird anhand des 110 kV/20 kV Stufentransformators des in Kap. 4.4 verwendeten Netzes vorgestellt. Den relevanten Netzausschnitt zeigt Bild 3.22. Der untersuchte Transformator

besitzt die folgenden Parameter:

Nennscheinleistung S_n	200 MVA
Nennspannung, O	110 kV
Nennspannung, U	20 kV
Netzspannung, O	110 kV
Netzspannung, U	20 kV
bez. Kurzschlußwiderstand	10^{-6}
bez. Kurzschlußimpedanz	7%

Zur Bestimmung der Anfangsbedingungen der Regelung des Stufentransformators wird eine Leistungsflußberechnung für den *ungeregelten* Transformator bei Nennübersetzung durchgeführt. Die an der Sekundärseite anliegende Spannung *vor* Eintritt einer Schalthandlung oder Störung wird als Referenzspannung U_{ref} für die Regelung des äquivalenten Stufentransformators verwendet und in den Makrofile *LTC.mac* eingetragen.

Der Verbraucher hat einen Leistungsbedarf von $\underline{S} = (120, 0 + j38, 8)$ MVA. Es ergibt sich das Leistungsflußergebnis für die Sammelschienen SS5 und SS6, Bild 3.22:

	SS5	SS6
P	119.90 MW	119.90 MW
Q	38.79 MVar	38,68 MVar
U	1,009 p.u.	1,004 p.u.

Es wird ein Stufentransformator mit folgenden Daten implementiert:

Name	TRA3
Meßknoten, U	SS6
Anzahl Schaltstufen nach oben	16
Anzahl Schaltstufen nach unten	16
Änderung des bezogenen Übersetzungsverhältnisses pro Stufe	0.625 %
Obere Begrenzung, Totband	1.0 %
Untere Begrenzung, Totband	1.0 %
T_{D0}	45 s
T_D	10 s

Als erstes wird die aus dem *pre-fault*-Leistungsfluß berechnete Spannung am Verbraucher als Referenzwert im Soll-Istwertvergleich verwendet ($U_{ref} = U_{SS6} = 1, 004$ p.u.) und in den Makrofile eingetragen. Der LTC-Transformators weist bei einer Änderung der anliegenden Versorgungsspannung folgendes Verhalten auf:

Die Spannungen an der Primär- und Sekundärseite ändern sich durch eine Umschaltung in der Netzkonfiguration zum Zeitpunkt $t = 10$ s sprunghaft auf die folgenden neuen Werte:

$$U_{SS5} = 0, 882 \text{ p.u.}$$

$$U_{SS6} = 0, 880 \text{ p.u.}$$

Dies führt zu einer Abweichung im Soll-Istwertvergleich von $-0, 124$ p.u.. Die vom Verbraucher aufgenommene Leistung ändert sich spontan auf einen Wert von $S_V =$

(90, 0 + j28, 0) MVA. Die Spannungsregler der Generatoren werden aktiviert und durch die Zunahme der eingespeisten Leistung erhöhen sich die Amplituden der Spannungen U_{SS5} und U_{SS6} in einem Zeitraum von etwa 15 Sekunden. Die vom Verbraucher aufgenommene Wirkleistung erholt sich, ohne das Niveau vor der Störung wieder zu erreichen.

Die Spannungen und die Leistung des Verbrauchers bleiben danach für etwa 10 Sekunden auf Werten von $U_{SS5} = 0,921$ p.u., $U_{SS6} = 0,916$ p.u. und $S_V = (97,15 + j30,85)$ MVA konstant. Die nun folgende Verringerung der Spannungen und der Verbraucherleistung sind eine Folge der Überstrombegrenzung eines Generators im Netz. Die Regelung von AVR und OXL ist der zum Zeitpunkt $t = 55$ s einsetzenden Schalthandlung des LTC-Transformators überlagert.

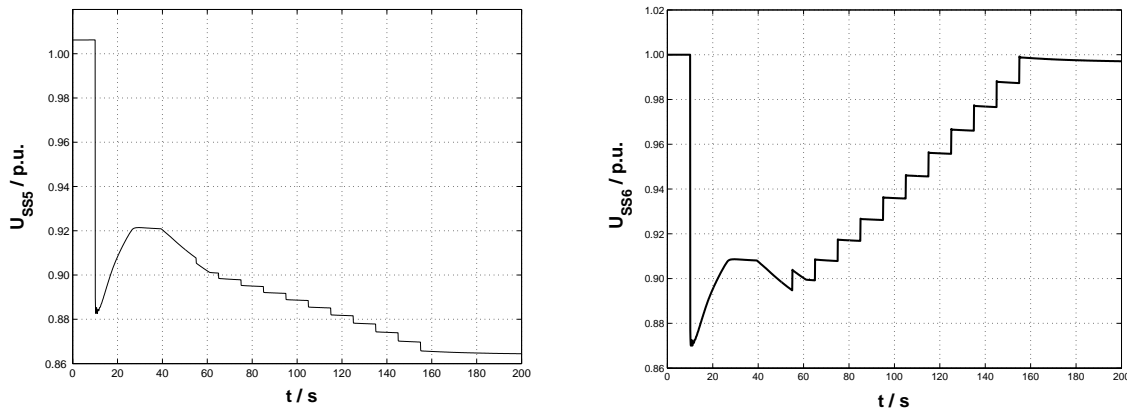


Bild 3.23. Zeitlicher Verlauf der Spannungen an den Sammelschienen SS5 und SS6.

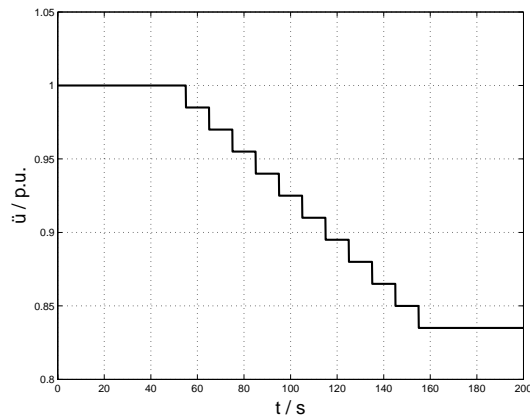


Bild 3.24. Zeitlicher Verlauf des Übersetzungsverhältnisses.

Die auftretende Abweichung zwischen der Referenzspannung $U_{V,k} = U_{SS6}$ und der eingestellten Referenzspannung U_{ref} , Bild 3.19, führen nach der Änderung der Netzkonfiguration zu einer Spannungsabweichung $\Delta U = -0,124$ p.u., die größer als die Breite des Totbandes (0,01 %) ist. U_M nimmt zu diesem Zeitpunkt den Wert -1 an.

Das Zeitsignal T beginnt sofort von Null an zu zählen. 45 Sekunden nach der Änderung der Netzkonfiguration findet die erste von mehreren Schalthandlung statt, die das Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit von der Zeit bei jeder einzelnen Schalthandlung

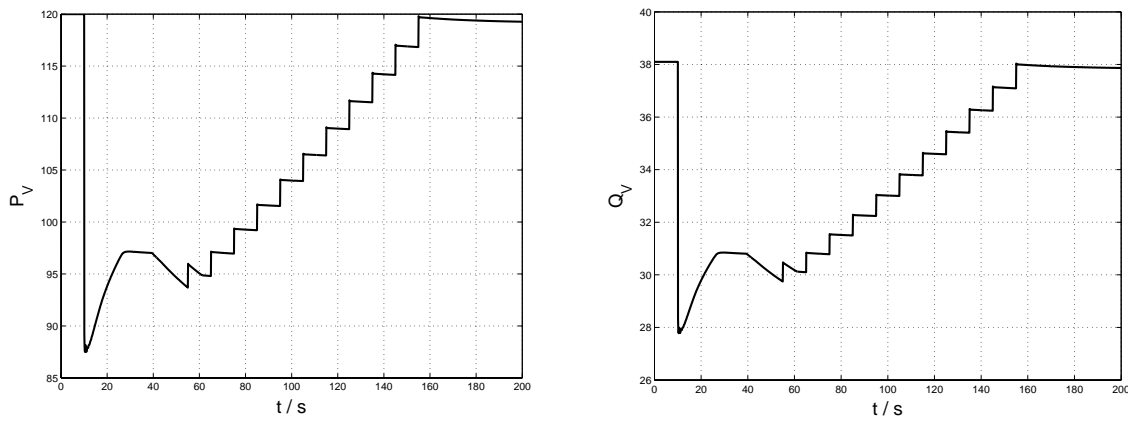


Bild 3.25. Zeitlicher Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Verbraucher.

um 0,625% verändern, Bild 3.24. Zwischen den einzelnen Schalthandlungen liegen Zeitspannen von $T_D = 10$ s. Der Einfluß des dynamischen Übersetzungsverhältnisses auf die Spannungen der Sammelschienen SS5 und SS6 sowie die Leistung am Verbraucher zeigen 3.23 und 3.25.

Die Schalthandlungen am Transformator werden unterbrochen, sobald entweder die gemessene Spannungsabweichung ΔU innerhalb des Totbandes liegt oder der Transformator seine maximale Schaltstufe erreicht hat. Im dargestellten Fall erreicht die Spannung an der Sammelschiene SS6 nach 11 Schalthandlungen ihren Sollwert.

Die Karte VARTAP ermöglicht die Variation des Übersetzungsverhältnisses in Abhängigkeit von einer Eingangsgröße während der Simulation im Zeitbereich und wird zur Realisierung eines LTC-Modells eingesetzt [120]. Die Ansteuerungslogik ist im Makrofile *LTC.m* umgesetzt.

3.2.5 System-*PU*-Charakteristik unter Berücksichtigung des LTC

Die statische Modellierung des LTC erfolgt bei der Variantenrechnung durch das dynamische LTC-Modell mit blockiertem Übersetzungsverhältnis in verschiedenen Stufenstellungen.

Für das 11-Sammelschienensystem aus Kapitel 6.2, Bild 6.11, wurden die *pre-fault PU*-Kurven für den netzseitigen Knoten SS10 und den verbraucherseitigen Knoten SS11 eines 115 kV / 13,8 kV Stufentransformators ermittelt, Bild 3.26. Der Sollwert der sekundärseitigen Spannung ist $U_{ref} = U_{SS11} = 1,068$ p.u.. Die System-*PU*-Kurven sind *ohne wirksamen LTC*, und mit einer maximalen Stufenzahl von acht, bzw. 16 dargestellt.

Die sekundärseitige Spannung U_{SS11} des LTC mit 16 verfügbaren Schaltstufen wird bei Änderungen der Verbraucherleistung in einem Bereich von etwa 0,8 p.u. bis 1,05 p.u. auf ihrem Sollwert gehalten. Stehen acht Schaltstufen zur Verfügung, so kann U_{SS11} nur in einem Leistungsbereich von 0,92 p.u. bis 1,05 p.u. konstant geregelt werden. Die Spannung U_{SS10} fällt im Bereich der Verbraucherleistung von 1,0 p.u. bis 1,05 p.u. deutlich unter ihren Ausgangswert von 1,077 p.u. ab.

Wird die Leistung darüberhinaus erhöht, fällt die Spannung U_{SS11} bei 16 Stufen weiter ab als beim Transformator mit festem Übersetzungsverhältnis. Dies hat seine Ursache im

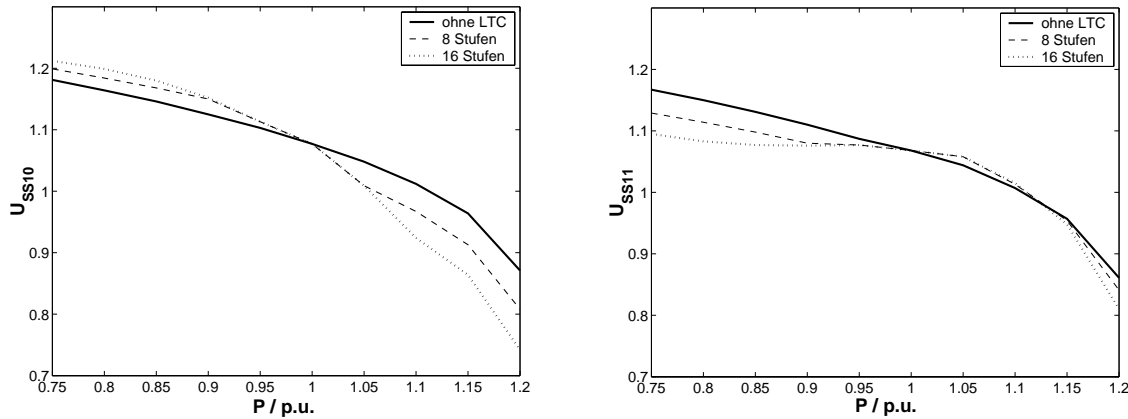


Bild 3.26. PU -Kurven des netzseitigen Knotens SS10 und des verbraucherseitigen Knotens SS11 eines LTC für unterschiedliche Stufenzahl, 11-Sammelschienensystem, Bild 6.11.

Blindleistungsdefizit an Knoten $SS10$. Es wird lokal keine Blindleistung zur Verfügung gestellt, dadurch muß die Blindleistung über die Leitung $L6$ übertragen werden. Wendet man Gleichung (2.6) auf die Leitung $L6$ an, ergibt sich

$$Q_{Verb} \approx -\frac{U_{SS9}^2 - U_{SS9}U_{SS10}}{X_{L6}} \quad (3.6)$$

Die Blindleistungsübertragung zum Verbraucher erfolgt für diesen Fall bei großer Amplitudendifferenz zwischen Leitungsanfang und Leitungsende. Beim der Maßnahme des *Under-Voltage-Load-Shedding* zur Erhöhung der Stabilitätsreserve wird das Übersetzungsverhältnis von Stufentransformatoren blockiert, dabei wird eine reduzierte Leistungsaufnahme des Verbrauchers in Kauf genommen, um dadurch die Spannungen im Übertragungsnetz auf einem höheren Niveau zu halten [50, 51].

3.3 Freileitungen und Kabel

Bei der Modellierung von Freileitungen und Kabeln sind in NETOMAC je nach Analyseverfahren grundsätzlich zwei verschiedene Möglichkeiten vorgesehen.

In dieser Arbeit werden Untersuchungen im *Momentanwertteil des Programms*, z.B. bei der Untersuchung des detaillierten STATCOM-Modells, Kap. 5.4, durchgeführt. Die dynamischen Netzbetrachtungen erfolgen dagegen ausschließlich im *Stabilitätsteil*.

Bei Berechnungen im *Momentanwertteil* wird das Netz im *RST-Originalsystem* nachgebildet und einphasig angegeben. Das Programm ergänzt die Eingabedaten zu einem dreiphasigen Netzaufbau. Ein Netzaufbau aus Einzelzweigen ist ebenfalls möglich und zur Modellierung nichtsymmetrischer Komponenten notwendig.

Die einzelnen Zweige des Netzes werden zur Integration durch reelle Differenzenleitwerte dargestellt, so gilt z.B. für eine Induktivität:

$$Y_{ik} = \frac{\Delta t}{2 \cdot L_{ik}} \quad (3.7)$$

Bei Berechnungen im *Stabilitätsteil* wird das Netz einphasig und durch komplexe Impedanzen nachgebildet. Sieben verschiedene Zweigtypen sind realisierbar:

1. Ohmscher Widerstand
2. Induktivität
3. Kapazität
4. Reihenschaltung Induktivität - Ohmscher Widerstand
5. Reihenschaltung Kapazität - Ohmscher Widerstand
6. Parallelschaltung Kapazität - Ohmscher Widerstand
7. Parallelschaltung Induktivität - Ohmscher Widerstand

Homogene *Einfach-Drehstromleitungen* werden durch das Modell nach Marti [61] modelliert. Dieses Modell beinhaltet Laufzeiteffekte und frequenzabhängige Dämpfung und ist zur Untersuchung hochfrequenter elektrischer Ausgleichsvorgänge (Blitzeinschlag, Schaltüberspannungen) geeignet. In Stabilitätsuntersuchung sind diese Ausgleichsvorgänge jedoch nicht relevant und es ist möglich, einfachere Modelle heranzuziehen. Das in dieser Arbeit verwendete Leitungsmodell besteht aus einer seriellen Verschaltung mehrerer Pi-Glieder. Die Eingabe erfolgt durch die Angaben der Leitungslänge l , des Ohmschen Widerstandsbelags R' , des induktiven Widerstandsbelags L' , der Betriebskapazität C' und der Nennspannung U_n .

3.4 Kompensationseinrichtungen

3.4.1 Serielle Leitungskompensation

Serienkompensation wird traditionell zur Verbesserung der transienten Stabilität eines Elektroenergiesystems eingesetzt. Die induktive Leitungslängsreaktanz wird dadurch reduziert. Die kapazitive Blindleistung ($I^2 X_c$) kompensiert den induktiven Blindleistungsbedarf der Leitung. Die kapazitive Serienkompensation ist proportional zum Quadrat des Stroms und kompensiert dadurch automatisch besser, wenn mehr Blindleistung benötigt wird [50].

3.4.2 Parallelkompensation

Kapazitive Parallelkompensation findet mit Kondensatorbänken statt, die sich in Schaltanlagen befinden. Durch das Zu- und Abschalten der Kondensatorbänke lässt sich die Spannung einstellen und induktiver Verbrauch kompensieren. Bei niedrigen Spannungsamplituden ist die kapazitive Kompensationsleistung solch einer Anlage sehr eingeschränkt, da $Q_c \sim U^2$ gilt. Obwohl die Zu- und Abschaltgeschwindigkeit einer Kondensatorbank sehr

hoch ist, ist zur Verhinderung zu häufiger Schalthandlungen eine zeitliche Verzögerung vorgegeben [41, 50, 65].

Die dynamische Modellierung von Kondensatorbänken erfolgt in NETOMAC durch geschaltete Kondensatoren. In statischen Untersuchungen sind die Kondensatoren in der Leistungsflußberechnung entweder aktiviert oder deaktiviert. Die Modellierung erfolgt durch sterngeschaltete Kondensatorelemente C , Bild 3.27. Beim 14-Sammelschienensystem, Bild 6.1, befindet sich am Knoten BUS-07 eine Kondensatorbank SHNT-07 mit 19 MVar Bemessungsleistung. Die tatsächliche Kompensationsleistung ist gegeben durch

$$Q_{ges} = 3\omega C \cdot U_{ph}^2 \quad (3.8)$$

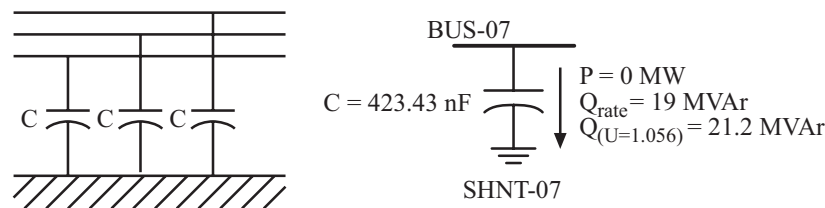


Bild 3.27. Modellierung einer Kondensatorbank.

Die einphasige Kapazität bei Bemessungsspannung $U = 345$ kV beträgt $C = 423$ nF bei der gesamten abgegebenen Leistung von $Q = 19$ MVar. Die anliegende Spannung beträgt im untersuchten Fall 1,056 p.u., was zu einer Kompensationsleistung von 21,2 MVar führt.

Der Einfluß der Parallelkompensation auf das Spannungsprofil läßt sich mittels QU -Kurven untersuchen, Bild 3.28:

Die mittels Variantenrechnung berechnete QU -Kurve **A** von BUS-07 ohne Parallelkompensation sowie der in das Diagramm eingetragenen Kennlinie (3.8) der Kondensatorbank SHNT-07 **B** werden in das Diagramm eingetragen.

Ohne Kompensation liegt die Klemmenspannung im Punkt a . Die Überlagerung der QU -Kurve ohne Kompensation **A** und der Kennlinie der Kondensatorbank **C** führen zum neuen Arbeitspunkt ab . Durch Subtraktion ergibt sich eine neue resultierende System- QU -Kurve, deren Schnittpunkt mit der $Q = 0$ -Achse den neuen Arbeitspunkt c bildet. In dieser statischen Darstellung lassen sich die Vorteile der Kompensation in Form einer höheren Betriebsspannung ($a \rightarrow c$) und erhöhter Blindleistungsreserve $Q_{res,C} = 87$ MVar direkt ablesen [158].

Der Einfluß der Parallelkompensation auf die zum Verbraucher übertragene Wirkleistung wird durch die veränderten System- PU -Kurven beschrieben. Dynamische Trajektorien im Zeitbereich lassen sich zu bestimmten Zeitpunkten durch die Kombination der System- PU -Kurven mit den Kennlinien der Verbrauchercharakteristik statisch angenähert berechnen. Die Vorgehensweise zeigt Bild 3.29, das die Schaltvorgänge einer Kondensatorbank mit zwei Schaltstufen nachbildet. Die PU -Kurven des *post-fault*-Systems sind für

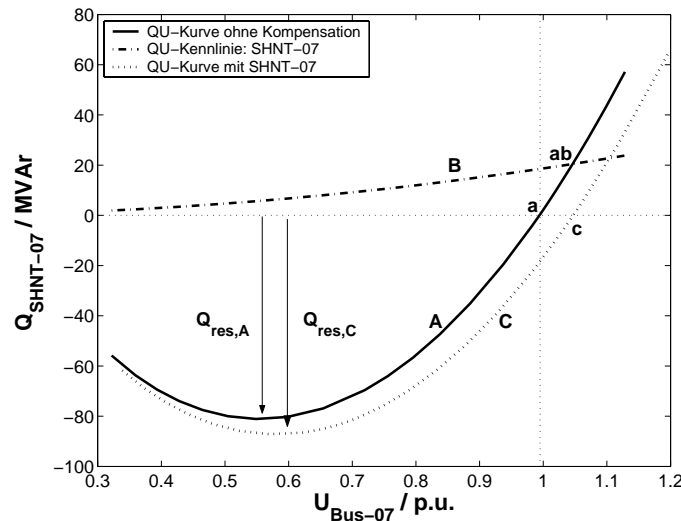


Bild 3.28. Superposition der QU -Kennlinie der Kondensatorbank mit der System- QU -Kurve.

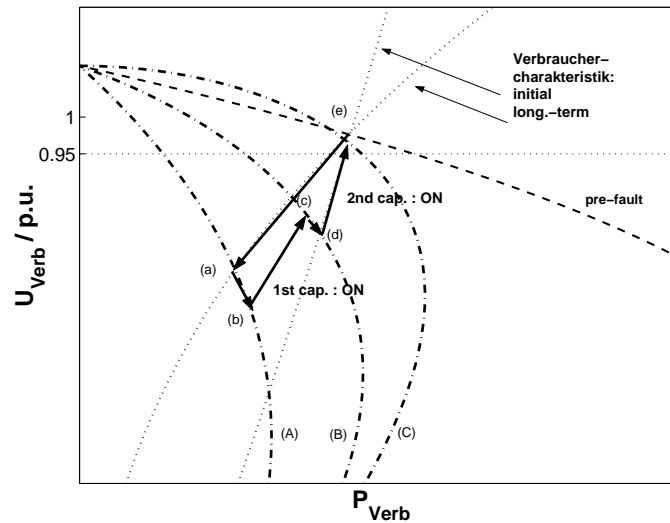


Bild 3.29. Zuschalten von zwei Kondensatorbänken, Darstellung mittels PU -Kurven.

die drei Zustände ohne Kompensation (A) und mit einer, bzw. zwei aktiven Kondensatorbänken (B und C) dargestellt. Nach einem Fehler im Netz entsteht ein kritischer Spannungsabfall (a). Die Verbrauchercharakteristik wird durch zwei statische Kennlinien für *post-fault-initial* und *post-fault-longterm* beschrieben. Dieser Übergang führt zu einem weiteren Spannungsabfall (b). Nach Ablauf der Verzögerung wird durch eine erste Schalthandlung die erste Kondensatorbank zugeschaltet, die System- PU -Kurve ändert sich spontan (b \rightarrow c). Eine zweite Schalthandlung erfolgt nach einer weiteren Verzögerung (d \rightarrow e).

4. Modellierung von Verbrauchern

Die Dynamik der Verbraucher spielt eine wesentliche Rolle bei der Spannungsstabilität von Elektroenergiesystemen [21, 35, 55]. Die Verbraucherzusammensetzung stellt sich aus den in Kapitel 4.1 erörterten Gründen zeitvariant und komplex dar, was die Modellierung erschwert. Verbraucher werden daher zusammengefaßt und aus Sicht der einspeisenden Hoch-, bzw. Mittelspannungssammelschiene modelliert [70, 90]. Eine dynamische Modellierung wird insbesondere notwendig, falls motorische Verbraucher vorhanden sind [66, 76, 90].

Modelle mit einer niedrigen Anzahl an Parametern sind wünschenswert. Dies wird vom *allgemeinen Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik*, Kap. 4.1.2, geboten, bei dem für Wirk- und Blindleistung jeweils nur drei Parameter benötigt werden [56]. In diesem Kapitel werden Verbraucher mit einem großen Anteil motorischer Lasten durch ein Modell bestehend aus einer *statischen* und einer *dynamischen Lastkomponente* detailliert modelliert, Kap. 4.2.

Die detaillierte Modellierung der dynamischen Lastkomponente erfolgt durch ein Asynchronmaschinenmodell dritter Ordnung, Kap. 4.3.1. Die Dynamik des gesamten Verbrauchers wird analysiert und bezüglich der folgenden Fragestellungen untersucht:

- Welchen Einfluß hat die Gewichtung zwischen statischem und dynamischen Verbraucheranteil auf die Stabilität eines Elektroenergiesystems und kann die dynamische Verbraucherkomponente durch ein Modell mit weniger Parametern beschrieben werden? Dazu werden verschiedene Modelle erster Ordnung, Kapitel 4.3.3, herangezogen und in 4.4.2 analysiert. Wie schon in [60] festgestellt wurde, existieren zahlreiche dynamische Modelle erster Ordnung, die das Verhalten zusammengefaßter, bzw. großer Asynchronmotoren fehlerhaft beschreiben und daher in Stabilitätsstudien evtl. nicht geeignet sind. Diese Modelle sind zum einen Teil empirisch gewonnen [55, 70], zum anderen analytisch durch Vereinfachungen aus Modellen höherer Ordnung berechnet [33, 38, 76]. In [90] wird festgestellt, daß die Dynamik der Verbrauchermodelle durch Modelle erster Ordnung hinreichend erfaßt werden kann und insbesondere bei Verbrauchern mit einem großen prozentualen Anteil an Maschinenlast eine detailliertere Modellierung nicht notwendig ist. Motiviert durch die widersprüchlichen Erfahrungen über den Wert der unerschöpflich großen Anzahl an vereinfachten mathematischen Modellen der Asynchronmaschine ist es das *Ziel der in Kapitel 4.4 durchgeführten Untersuchung*, zu ermitteln, welche Modelle als dynamischer Part des Verbrauchermodells eingesetzt werden dürfen *und* ob Modelle niedriger Ordnung im Rahmen von Spannungsstabilitätsuntersuchungen zur Verbrauchermodellierung generell zulässig sind.

- Welche Auswirkung besitzt die Lastmoment-/ Schlupfkennlinie auf die Stabilität des Elektroenergiesystems? Dies wird durch Simulationen im Zeitbereich für drei verschiedene Kennlinien in 4.4.3 untersucht.

In 4.4.4 wird mit Hilfe der gewonnenen Erkenntnisse der durchgeführten detaillierten Verbrauchermodellierung gezeigt, wie sich daraus die Parameter des allgemeinen Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik bestimmen lassen. Das Kapitel endet mit einer Zusammenfassung.

4.1 Komplexität der Verbraucherzusammensetzung

Die detaillierte Modellierung aller Verbraucher aus Sicht einer Mittel-, bzw. Hochspannungssammelschiene, siehe Bild 4.1 ist auf Grund der *großen Anzahl individueller Lasten* nicht möglich. Die *Parameter*, welche die *Spannungs- und Frequenzabhängigkeit* der individuellen Lasten (Motoren, Beleuchtung, Schaltnetzteile, ...) beschreiben, bzw. ihre elektrischen Ersatzschaltbilder sind in der Regel nicht bekannt. Weiterhin ändert sich die Lastzusammensetzung durch das *Zu- und Abschalten einzelner Verbraucher* in Abhängigkeit von der Tageszeit und den Wetterbedingungen kontinuierlich. In den USA wurde folgende *saisonale Abhängigkeit* der Zusammensetzung von resistivem und dynamischen Verbraucheranteil festgestellt: Im Winter dominieren bedingt durch elektrische Heizungen statische Verbraucher, im Sommer dagegen dynamische Verbraucher in Form von Klimaanlage. Maßnahmen zur Erhöhung der Spannungsstabilität in Form von *Under-Voltage-Load-Shedding*-Strategien können bei bekanntem Einfluß der Lastzusammensetzung auf die Spannungsstabilität saisonal unterschiedlich getroffen werden [51].

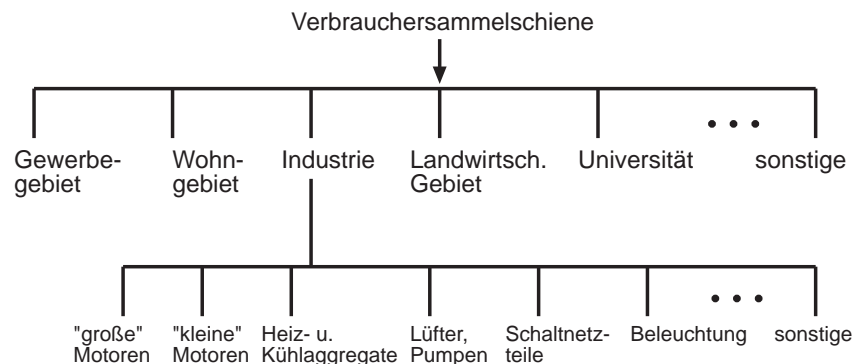


Bild 4.1. Mögliche Verbraucherzusammensetzung aus Sicht einer Mittelspannungssammelschiene.

Aufgrund dieser Komplexität besteht ein sinnvoller Ansatz der Modellierung darin, das Lastgemisch aus Sicht der Verbrauchersammelschiene durch ein *Zusammengefasstes Verbrauchermodell (ZV)* zu substituieren, welches in seinem Verhalten die Summe aller Einzellasten, die von dieser Sammelschiene versorgt werden, bestmöglich beschreibt. Es ist naheliegend, daß die Summe aller Lasten in einem Industriegebiet, die von einer gemeinsamen Sammelschiene gespeist werden, ein anderes dynamisches Verhalten aufweist, als

die Summe aller Lasten in einem Wohngebiet, Universität, Gewerbegebiet, etc. Dies hat seinen Grund in der unterschiedlichen Gewichtung typgleicher Lasten, wie beispielsweise Beleuchtung, Asynchronmotoren, elektrische Heizkörper, Klimaanlage, etc., Bild 4.1.

Verschiedene Ansätze werden verfolgt, um das Verhalten eines ZV zu beschreiben:

- Statische Verbrauchermodelle
- Dynamische Verbrauchermodelle

Die Parametrierung dieser Modelle hängt von der Lastzusammensetzung ab.

4.1.1 Statische Modelle

Statische Verbrauchermodelle beschreiben die Abhängigkeit der Leistungsaufnahme einer Last in Abhängigkeit von der Klemmenspannung an der Sammelschiene durch zwei algebraische Gleichungen, jeweils eine für die Wirk-, bzw. Blindleistungskomponente [5, 12].

Der Zusammenhang zwischen Leistung und Klemmenspannung läßt sich bei kleinen und langsamen Spannungsänderungen an der Verbrauchersammelschiene näherungsweise durch ein *Exponentialmodell* beschreiben, Gln. (4.1). U_0 , P_0 und Q_0 sind durch die Lösung der Leistungsflußberechnung gegeben, α und β sind die Parameter dieses Modells, die von der Verbraucherzusammensetzung abhängen. Typische Werte für α liegen zwischen 0,5 und 1,9 bzw. für β zwischen 1,5 und 6,0 [50].

$$\begin{aligned} P &= P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \\ Q &= Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \end{aligned} \quad (4.1)$$

Ein weiteres statisches Modell überlagert drei Anteile (konstante Impedanz Z , konstante Stromentnahme I , konstante Leistungsentnahme P) im sogenannten **ZIP-Modell** (4.2). Die Gewichtung der Einzelkomponenten erfolgt durch die Parameter p_i und q_i für Wirk-, bzw. Blindleistung [5]:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(p_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + p_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right) + p_3 \right) \\ Q &= Q_0 \left(q_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + q_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right) + q_3 \right) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Falls in den Modellen (4.1), bzw. (4.2) eine Frequenzabhängigkeit der Wirk- und Blindleistungsaufnahme berücksichtigt werden soll, so werden die zusätzlichen Terme $+K_{pf} \cdot \Delta f$ für die Wirkleistung und $+K_{qf} \cdot \Delta f$ für die Blindleistung in (4.1) und (4.2) eingebracht. $\Delta f = f - f_0$ ist die Frequenzabweichung, übliche Werte für K_{pf} liegen zwischen 0 und 3,0, für K_{qf} zwischen -2 und 0 [65, 74].

4.1.2 Dynamische Modelle

Bei großen Spannungs- und Frequenzabweichungen vom Sollwert verlieren die statischen Modelle ihre Gültigkeit. Die Notwendigkeit, in Spannungsstabilitätsuntersuchungen die Dynamik der Verbraucher einzubeziehen, wurde erkannt und untersucht [56, 99, 103]. Ebenso wurde es als sinnvoll erachtet, die Summe aller Verbraucher durch einen *statischen und einen dynamischen Anteil* zu modellieren [90]. Auf diesem Prinzip basiert auch die Modellierung dieser Arbeit.

In 4.2 werden verschiedene Möglichkeiten vorgestellt, wie sich der dynamische Anteil eines ZV beschreiben lässt, falls eine große Anzahl der Verbraucher aus rotierenden Maschinen, z.B. bei einer industriellen Last besteht. Die eingesetzten Modelle für Asynchronmotoren, beginnend mit dem dynamischen Modell fünfter Ordnung über das Modell dritter Ordnung bis hin zu den vereinfachten Modellen erster Ordnung werden in 4.3 vorgestellt.

In 4.4 erfolgt eine systematische Untersuchung der verschiedenen Ansätze zur Beschreibung des dynamischen Lastanteils. Die in Zeitbereichssimulationen gewonnenen Ergebnisse werden schließlich in 4.5 zusammengefasst.

In NETOMAC erfolgt die Umsetzung aller Verbrauchermodelle durch die Programmierung variabler PQ -Knoten in Makrofiles. Die zu jedem Zeitpunkt mit dem Netz ausgetauschte Leistung wird aus den Eingangsgrößen Klemmenspannung und Frequenz ermittelt [120].

Das dynamische Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik

Ein allgemeines dynamisches Verbrauchermodell wird durch (4.3) beschrieben [56]. Wirk- und Blindleistung eines Verbrauchers $P_{Verb}(t)$ und $Q_{Verb}(t)$ reagieren auf einen sprunghaften Abfall der Versorgungsspannung $U_{Verb}(t)$ mit einem *spontanen Leistungsabfall* und einer anschließenden *exponentiellen Erholung* auf einen neuen Wert, der niedriger als der ursprüngliche Wert liegt, Bild 4.2 links. Die Potenzen α_t und β_t in (4.3) bestimmen die Amplitude des spontanen Abfalls von Wirk- und Blindleistung, α_s und β_s dagegen den Endwert nach Ende der Leistungserholung. Die Zeitkonstanten, mit der die Erholung der Wirk- und Blindleistung stattfindet, werden als T_P und T_Q bezeichnet. (4.3) beschreibt die Dynamik von Wirk- und Blindleistungsaufnahme eines Verbrauchers im Zeitbereich.

$$\begin{aligned} P(t) &= P_0 \left(\left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\alpha_t} + \left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\alpha_s} - \left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\alpha_t} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_P}} \right) \right) \\ Q(t) &= Q_0 \left(\left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\beta_t} + \left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\beta_s} - \left(\frac{U(t)}{U_0} \right)^{\beta_t} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_Q}} \right) \right) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Die Darstellung dieses dynamischen Verbrauchermodells erfolgt im PU -Diagramm durch zwei charakteristische Kennlinien, Bild 4.2 rechts, deren Schnittpunkt (0) den Anfangszustand *vor* Eintritt einer Störung bildet. Kurve A beschreibt die spontane Charakteristik, die unmittelbar nach der Spannungsänderung auftritt, (*post-fault, ini*) durch

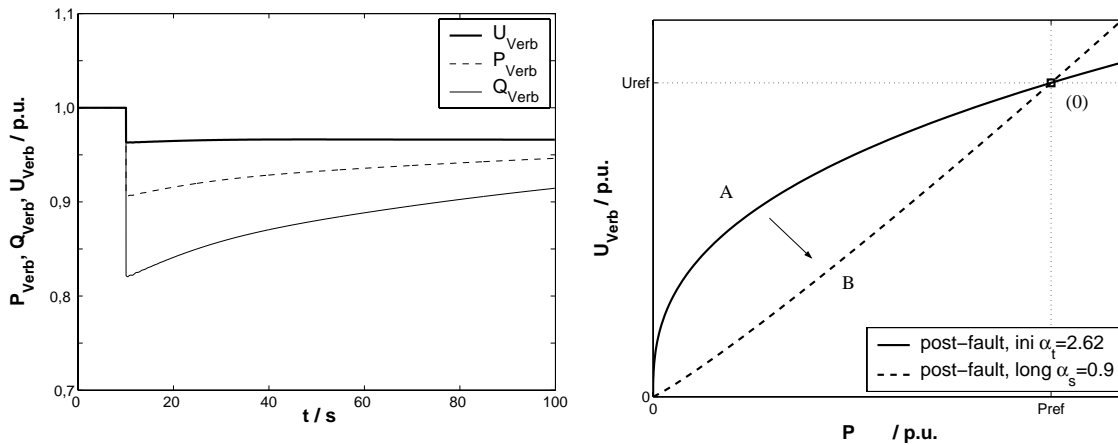


Bild 4.2. Wirk- und Blindleistungsaufnahme eines Verbrauchers als Antwort auf einen Spannungssprung im Zeitbereich (links) und Darstellung im PU -Diagramm (rechts).

$$P_{ini} = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_t} \quad (4.4)$$

und Kurve B beschreibt den Endwert der Leistung nach dem Abschluß der Erholungs-dynamik (*post-fault, long*) durch

$$P_{long} = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_s} \quad (4.5)$$

Während des Ausgleichsvorgangs erfolgt ein spontaner Sprung vom Punkt (0) auf den Schnittpunkt der Kurve A mit der entsprechenden System- PU -Kurve aus Kapitel 2.1.3.1. Es folgt ein transienter Vorgang, der seinen Endpunkt auf dem Schnittpunkt der Kurve B mit der Langzeitcharakteristik des Systems findet. Unter Verwendung dieser Kennlinien wird in Kapitel 6 die Stabilität eines Elektroenergiesystems bewertet.

4.2 Modellierung industrieller Verbraucher mit einem hohen Anteil an Asynchronmaschinenlast

Der Ansatz, der in dieser Arbeit zur Modellierung industrieller Verbraucher herangezogen wird, basiert auf der Annahme, daß sich ein ZV mit hohem motorischen Lastanteil insgesamt wie in Bild 4.3 dargestellt beschreiben läßt: Ein Anteil **M** modelliert die Summe aller motorischen Verbraucher mit Hilfe eines äquivalenten dynamischen Modells, der andere Anteil **S** faßt die Summe alle übrigen Verbraucher in einem statischen Modell zusammen.

Motorische Verbraucher haben einen großen Einfluß auf den Erhalt, bzw. den Verlust der Spannungsstabilität eines Elektroenergiesystems. Ihr Einfluß auf den Verlust der Stabilität wurde als verursachender Faktor erkannt [50, 52]. Es ist in vielen Arbeiten üblich, ein konstantes mechanisches Lastmoment T_m anzunehmen. Weitere Modelle bevorzugen eine lineare oder quadratische Abhängigkeit zwischen Lastmoment und Rotationsgeschwindigkeit [72].

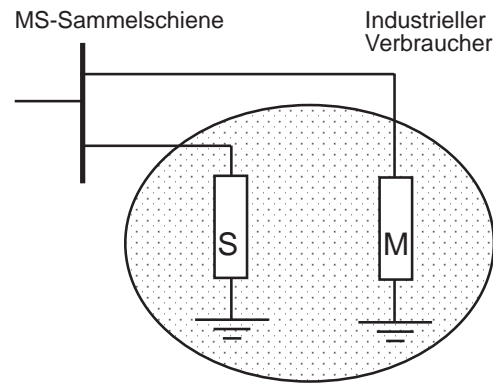


Bild 4.3. Modellierung eines industriellen Verbrauchers durch eine statische (S) und eine dynamische (M) Lastkomponente.

Modellierung der dynamischen Lastkomponente (M)

Den dynamischen Part des Verbrauchermodells **M** in Bild 4.3 wird durch die Verwendung eines Asynchronmaschinenmodells nachgebildet, weil angenommen wird, daß dieses am besten in der Lage ist, die Summe aller einzelnen rotierenden Maschinen bei einem Minimum an Parametern zu beschreiben. Das Modell erfaßt die wesentliche Dynamik aller Motoren im Verbraucher, so z.B. die in der Rotationsbewegung der Motorwellen enthaltene mechanische Energie.

Die Methodik, wie sich mehrere Asynchronmotoren durch ein einziges äquivalentes Motormodell substituieren lassen, wird als *Aggregation Theory* bezeichnet und wurde für eine rein motorische Verbraucheranordnung mit bekannter Verschaltungstopologie in [66, 124] erfolgreich durchgeführt. Diese idealen Verhältnisse sind i.d.R. jedoch nicht vorhanden. Die Parameter des entstehenden *Aggregate Models* werden beispielsweise durch kVA-Gewichtung der Parameter der einzelnen Maschinen berechnet. Die Zusammenfassung aller Maschinen zu einer Ersatzmaschine und deren Parametrierung durch Messung von Netztransienten wurde zuvor schon in [4, 18, 69] vorgestellt. In [26] werden die Motoren in zwei Gruppen bestehend aus den Maschinen großer und kleiner Leistung eingeteilt und dadurch die Parameter zweier Ersatzmaschinen bestimmt. Die Aufteilung in mehrere Maschinengruppen nach topologischer Gruppierung und eine experimentelle Bestätigung des Modells wird in [66] vorgestellt. In dieser Arbeit wird eine einzelne Maschine zur Modellierung des dynamischen Anteils **M** des ZV mit den Parametern aus Tabelle 4.1 verwendet [129].

4.3 Asynchronmaschinenmodelle

Es folgt ein Überblick über die Asynchronmaschinenmodelle, die in dieser Untersuchung zur Beschreibung der dynamischen Lastkomponente **M** des ZV-Modells eingesetzt und bewertet werden.

4.3.1 Das detaillierte Asynchronmaschinenmodell fünfter Ordnung

Motoren bilden insbesondere in Industriegebieten einen großen Anteil der Verbraucher. In diesem Kapitel wird das detaillierte Modell vorgestellt und in seiner Ordnung reduziert. Analog zur Modellierung der Synchronmaschine führt die $dq0$ -Transformation auf die Gleichungen, die den elektromagnetischen Zusammenhang der elektrischen Größen durch Stator-, Rotor- und Kopplungsinduktivitäten beschreiben [22, 65, 129, 164]. Das Gleichungssystem besitzt *fünf Zustandsgrößen* und läßt sich im dq -Basissystem und in bezogenen Größen formulieren, (4.6). Da es fünf Zustandsgrößen besitzt, wird es auch als Modell *fünfter Ordnung* bezeichnet.

$$\begin{aligned}
 \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{dS}}{dt} &= -R_S \cdot I_{dS} + \frac{\omega_e}{\omega_s} \cdot \Psi_{qS} + u_{dS} \\
 \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{qS}}{dt} &= -R_S \cdot I_{qS} - \frac{\omega_e}{\omega_s} \cdot \Psi_{dS} + u_{qS} \\
 \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{dR}}{dt} &= -R_R \cdot I_{dR} + \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_s} \cdot \Psi_{qR} \\
 \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{qR}}{dt} &= -R_R \cdot I_{qR} - \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_s} \cdot \Psi_{dR} \\
 \frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d\omega_r}{dt} &= -T_L + (\Psi_{qR} \cdot I_{dR} - \Psi_{dR} \cdot I_{qR})
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Dabei bedeuten:

- ω_s : El. Winkelgeschw. des Statorfeldes
- ω_r : El. Winkelgeschw. des Rotors
- ω_e : Winkelgeschw. des dq -Bezugssystems
- Ψ_{dqS} : Statorfluß, dq -Komponente
- Ψ_{dqR} : Rotorfluß, dq -Komponente
- R_R : Ohmscher Rotorwiderstand
- R_S : Ohmscher Statorwiderstand
- T_L : Mechanisches Lastmoment

Die Wahl des rotierenden dq -Bezugssystems erfolgt durch Synchronisierung mit dem el. Statorfeld zu $\omega_e = \omega_s$.

Die Ströme der Wicklungen sind mit den Flüssen über die Statorreaktanz X_S , die Rotorreaktanz X_R und die Magnetisierungsreaktanz X_m folgendermaßen verknüpft:

$$\begin{aligned}
 \Psi_{dS} &= X_S \cdot I_{dS} + X_m \cdot I_{dR} \\
 \Psi_{dR} &= X_m \cdot I_{dS} + X_R \cdot I_{dR} \\
 \Psi_{qS} &= X_S \cdot I_{qS} + X_m \cdot I_{qR} \\
 \Psi_{qR} &= X_m \cdot I_{qS} + X_R \cdot I_{qR}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Die Dynamik der Statorwicklungen hat sehr kurze Zeitkonstanten und ist nur bei transienten Vorgängen, nicht jedoch bei Stabilitätsuntersuchungen zu berücksichtigen.

4.3.2 Das Modell dritter Ordnung

Durch Vernachlässigung der Statortransienten $\frac{\Psi_{dqS}}{dt}$ und des ohmschen Widerstands der Statorwicklung ($R_S = 0$) entsteht das Modell dritter Ordnung.

Dieses wird durch die Gleichungen für die Statorseite (4.8) und die Rotorseite (4.9) unter Verwendung der Beziehung zwischen den Strömen und Flüssen (4.7) beschrieben. Nach der Transformation aller Rotorparameter auf die Statorseite erhält man das Ersatzschaltbild 4.4 in komplexen Größen, das für den eingeschwungenen Zustand gültig ist [22, 65].

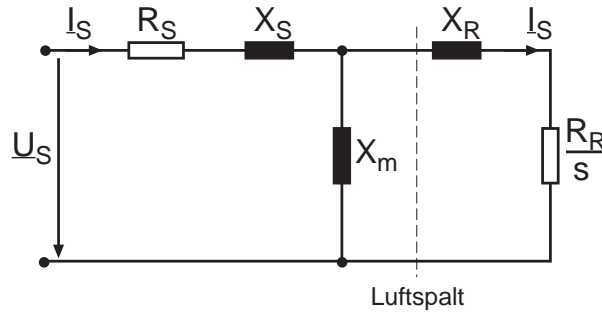


Bild 4.4. Einphasiges Ersatzschaltbild einer Asynchronmaschine für den eingeschwungenen Zustand.

Statorgleichungen:

$$\begin{aligned} 0 &= \Psi_{qS} + u_{dS} \\ 0 &= -\Psi_{dS} + u_{qS} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Rotorgleichungen:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{dR}}{dt} &= -R_R \cdot I_{dR} + \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \cdot \Psi_{qR} \\ \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{d\Psi_{qR}}{dt} &= -R_R \cdot I_{qR} - \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \cdot \Psi_{dR} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Mechanische Schwingungsdifferentialgleichung:

$$\frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = -T_m + (\Psi_{qR} \cdot I_{dR} - \Psi_{dR} \cdot I_{qR}) \quad (4.10)$$

Das an der Motorwelle anliegende mechanische Lastmoment T_m weist in der Regel eine Abhängigkeit von der momentanen Rotationsgeschwindigkeit ω und somit vom Schlupf s auf. Es werden in dieser Arbeit drei Modelle untersucht:

1. Quadratische Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie:

$$T_m = k_q \cdot \omega^2 = k_q \cdot (1-s)^2 \quad (4.11)$$

2. Lineare Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie:

$$T_m = k_l \cdot \omega = k_l \cdot (1-s) \quad (4.12)$$

3. Konstantes Lastmoment:

$$T_m = k_c \quad (4.13)$$

In mehreren Schritten wird zunächst das Modell dritter Ordnung wie in [76, 115] so modifiziert, daß die aus Sicht der Netzberechnung *abstrakten* Größen Schlupf, Fluß, Widerstand, etc. aus dem Modell eliminiert und durch die Knotenparameter der Netzberechnung ersetzt werden: Leistung P , Q , Spannung U , Frequenz ω und Spannungswinkel δ .

Anschließend wird dieses Modell dritter Ordnung, das mit (4.8) bis (4.10) identisch ist, durch weitere Annahmen weiter reduziert. Dadurch lassen sich drei Modelle erster Ordnung herleiten.

Das Modell dritter Ordnung und die drei Modelle erster Ordnung werden in das ZV implementiert und verglichen.

Die Transformation der Gleichungen (4.8) bis (4.10) erfolgt in drei Schritten:

1. Die Flüsse Ψ_{dqS} und Ψ_{dqR} in (4.9) werden mit (4.7) eliminiert, mit dem Schlupf $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ erhält man:

$$\begin{aligned} u_{dS} &= U'_d - X' \cdot I_{qS} \\ u_{qS} &= U'_q + X' \cdot I_{dS} \\ T'_0 \cdot \frac{dU'_q}{dt} &= -U'_q + \frac{X_m^2}{X_R} \cdot I_{dS} - s \cdot X_R R_R \cdot U'_d \\ T'_0 \cdot \frac{dU'_d}{dt} &= -U'_d - \frac{X_m^2}{X_R} \cdot I_{qS} + s \cdot X_R R_R \cdot U'_q \\ 2H \cdot \frac{ds}{dt} &= T_L - (U'_q \cdot I_{qS} + U'_d \cdot I_{dS}) \end{aligned} \quad (4.14)$$

mit den Abkürzungen:

$$\begin{aligned} U'_d &= -\frac{X_m}{X_R} \cdot \Psi_{qR} & U'_q &= -\frac{X_m}{X_R} \cdot \Psi_{dR} \\ X' &= \frac{X_S \cdot X_R - X_m^2}{X_R} & T'_0 &= \frac{X_R}{\omega_s \cdot R_R} \end{aligned}$$

2. Eliminieren der nicht direkt meßbaren Größen U'_{dq} und Ausdrücken der Spannungen u_{dS} und u_{qS} in Polarkoordinaten ($u \cdot e^{j \cdot \delta} = u_{dS} + j \cdot u_{qS}$) ergibt aufgelöst nach $\frac{du}{dt}$, $\frac{d\delta}{dt}$ und $\frac{ds}{dt}$:

$$\begin{aligned}
T_0' \cdot \frac{du}{dt} &= -u + X_S \cdot (I_{dS} \sin \delta - I_{qS} \cos \delta) - s \cdot \frac{X_R}{R_R} X' (I_{dS} \cos \delta + \\
&\quad + I_{qS} \sin \delta) + X' T_0' \left(\frac{dI_{dS}}{dt} \sin \delta - \frac{dI_{qS}}{dt} \cos \delta \right) \\
T_0' \cdot u \cdot \frac{d\delta}{dt} &= -s \cdot \frac{X_R}{R_R} \cdot u + X_S (I_{dS} \cos \delta + I_{qS} \sin \delta) + s \cdot \frac{X_R}{R_R} \cdot (I_{dS} \sin \delta - I_{qS} \cos \delta) + \\
&\quad + X' \cdot T_0' \left(\frac{dI_{dS}}{dt} \cos \delta + \frac{dI_{qS}}{dt} \sin \delta \right) \\
2H \cdot \frac{ds}{dt} &= T_m - u (I_{dS} \cos \delta + I_{qS} \sin \delta)
\end{aligned}$$

3. Ersetzen der Ströme I_{dqS} durch die Wirk- und Blindleistung P_L und Q_L , sowie das Ersetzen des Schlupfes s führen schließlich zum Modell dritter Ordnung aus [76]:

$$\begin{aligned}
T_0' \frac{du}{dt} &= \frac{-u + (x' + X_S) \frac{Q_L}{u} - \frac{x' X_S}{u^2} (P_L^2 + Q_L^2) + \frac{x' T_0'}{u} \left(\left(1 - \frac{x'}{u^2} Q_L\right) \frac{dQ_L}{dt} - \frac{x'}{u^2} P_L \frac{dP_L}{dt} \right)}{1 - \frac{x'^2}{u^4} (P_L^2 + Q_L^2)} \\
\frac{d\delta}{dt} &= \omega - \omega_s \\
\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} &= P_L - K_L \cdot f(P_L, Q_L, P_L^2, Q_L^2, \frac{dP_L}{dt}, \frac{dQ_L}{dt}, u, u^2, u^4, \frac{du}{dt}) \quad (4.15)
\end{aligned}$$

Dieses Modell ist *nichtlinear, implizit und hinsichtlich physikalischer Interpretationsfähigkeit sehr unübersichtlich*. Die drei Gleichungen stellen exakt die Gleichungen (4.8) bis (4.10) -ausgedrückt durch die Schnittstellengrößen der verwendeten Netzberechnungssoftware- dar. Das Modell läßt sich aufgrund seiner implizierten Darstellung nur schwer modellieren. Der Vorteil dieser Darstellung liegt in der Möglichkeit, ein implementierbares Modell kleinerer Ordnung durch vereinfachende Annahmen direkt zu erhalten.

4.3.3 Modelle erster Ordnung

Es werden in diesem Kapitel drei Asynchronmaschinen-Modelle vorgestellt. **Modell A** entsteht durch Vereinfachung der Gleichung (4.15). Unter der Annahme, daß $T_0' = 0$ und $\omega = \omega_s$ ist, erhält man ein Modell erster Ordnung, welches in ähnlicher Form empirisch gefunden wurde [21].

Eine Erweiterung des Modells um einen Term in der Gleichung für die Blindleistung liefert das in dieser Arbeit verwendete **Modell A** erster Ordnung:

$$\begin{aligned}
T_P \frac{dP_L}{dt} + P_L &= P_s(U) + k_{pu}(U) \cdot \frac{dU}{dt} \\
T_Q \frac{dQ_L}{dt} + Q_L &= Q_s(U) + k_{Qu}(U) \cdot \frac{dU}{dt} \quad (4.16)
\end{aligned}$$

mit

$$\begin{aligned} P_s(U) &= P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_s} & \text{und} & & P_t(U) &= P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \\ Q_s(U) &= Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_s} & \text{und} & & Q_t(U) &= Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t} \\ k_{pu}(U) &= T_p \cdot \frac{dP_t}{dU} & \text{und} & & k_{qu}(U) &= T_q \cdot \frac{dQ_t}{dU} \end{aligned}$$

Dieses Modell kann als dynamische Verbraucherkomponente im Modell, Bild 4.3, eingesetzt werden. Vorher sind die Parameter α_s , β_s , α_t , β_t , T_p und T_q des Modells zu bestimmen. Die Vorgehensweise wird in Kapitel 4.4.2 erläutert.

U_0 , P_0 und Q_0 sind die aus der Leistungsflußberechnung bekannten stationären Größen an der Verbrauchersammelschiene vor Eintritt einer Störung. Als Eingangssignal des Modells im Makrofile dient die Klemmenspannung U , die Wirk- und Blindleistungsentnahme P_L und Q_L werden zu jedem Zeitschritt an den NETOMAC-Hauptfile übergeben.

Modell B gleicht dem Modell A, es wird jedoch eine Frequenzabhängigkeit des Wirkleistungsbedarfs angenommen und dem Modell hinzugefügt. In [13] wurde durch Messungen festgestellt, daß bei Frequenzschwankungen, wie sie bei Inter-Area-Oszillationen auftreten, die Wirkleistungsaufnahme der Verbraucher eine Abhängigkeit aufweist, wohingegen die Blindleistungsaufnahme unbeeinflusst bleibt.

Modell B wird unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse aufgestellt und hat folgendes Aussehen:

$$\begin{aligned} T_P \frac{dP_L}{dt} + P_L &= P_s(U) + k_{pu}(U) \cdot \frac{dU}{dt} + k_{pf}(U) \cdot \frac{d\theta}{dt} \\ T_Q \frac{dQ_L}{dt} + Q_L &= Q_s(U) + k_{qu}(U) \cdot \frac{dU}{dt} \end{aligned} \quad (4.17)$$

mit

$$k_{pf}(U) = C_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right) \quad \text{und} \quad \frac{d\theta}{dt} = \omega - \omega_s = 2\pi \cdot \Delta f \quad (4.18)$$

Es ist für dieses Modell zusätzlich der Parameter C_1 zu ermitteln, der die Frequenzabhängigkeit der Wirkleistung angibt.

Modell C entsteht aus dem Modell dritter Ordnung (4.15) unter den Annahmen:

1. Der Schlupf s sei konstant.
2. Die Dynamik des Rotorflusses wird berücksichtigt, X' sei jedoch vernachlässigt, d.h. $X' = \frac{X_S \cdot X_R - X_m^2}{X_R} = 0$.

Diese Annahmen sind nach [35] für Motoren großer Leistung zulässig.

Es ergibt sich nach einer Umwandlung der Parameter das in dieser Arbeit verwendete Modell mit den Parametern C_1 und C_2 :

$$P_L = P_{L0} \cdot \left(\left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + C_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \cdot \frac{d\delta}{dt} \right)$$

$$Q_L = Q_{L0} \cdot \left(\left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + C_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \cdot \frac{dU}{dt} \right)$$

Modell C besitzt eine Frequenzabhängigkeit der Wirkleistung, die Blindleistung ist dagegen nicht von der Frequenz abhängig.

4.4 Durchgeführte Untersuchungen an verschiedenen Verbraucherkonfigurationen

4.4.1 Verwendetes Netz und Parameter des Verbrauchers

In dieser Untersuchung dynamischer Lastmodelle wird der Netzausschnitt gemäß Bild 4.5 verwendet [129]. Das Modell des industriellen Verbrauchers besteht aus einer dynamischen Komponente **M** und einer statischen Komponente **S**, Bild 4.3. Die Versorgung des Verbrauchers erfolgt hochspannungsseitig von der Sammelschiene SS5 über den Stufentransformator TRA3. Der einspeisende Transformator wird separat modelliert.

Als Referenzverbraucher dient das *Modell dritter Ordnung als dynamische Komponente* in Kombination mit dem *statischen ZIP-Modell als statische Komponente*.

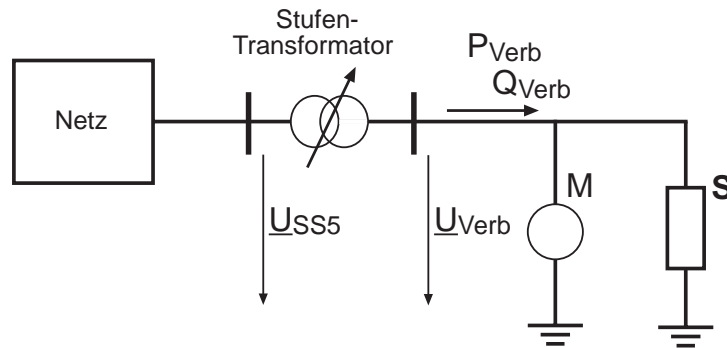


Bild 4.5. Netzausschnitt mit Stufentransformator und Verbrauchermodell.

Um die benötigten Parameter für das zusammengefasste Maschinenmodell dritter Ordnung festzulegen, wurden in der Literatur beschriebene Modelle zusammengestellt und anschließend die in dieser Untersuchung verwendeten Parameter, Tabelle 4.1, festgelegt. Die Parameter dieses Modells dienen in allen weiteren Untersuchungen als Referenz. Dies wird legitimiert durch die Tatsache, daß Modelle höherer Ordnung (z.B. fünfter Ordnung)

lediglich subtransiente Vorgänge zusätzlich beschreiben, die in Stabilitätsuntersuchungen aufgrund ihrer kleinen Zeitkonstanten keine Rolle spielen.

Tabelle 4.1. Parameter des Asynchronmaschinenmodells dritter Ordnung

Parameter	Referenz [65]	Referenz [90]	Referenz [104]	Verwendete Parameter
R_s / p.u.	0,007	0	0,013	0,005
R_r / p.u.	0,0062	0,004	0,009	0,005
X_s / p.u.	0,0818	0,113	0,067	0,112
X_r / p.u.	0,0534	0,086	0,17	0,112
X_m / p.u.	3,62	4,016	3,8	4
H / s	1,6	3,6	k. A.	1,6

4.4.2 Gültigkeit der Modelle erster Ordnung und Einfluß des Anteils statischer zu dynamischer Lastkomponente

In dieser Untersuchung wird analysiert, ob die Verwendung der Modelle niedriger Ordnung zur Substitution des Modells dritter Ordnung des ZV zulässig ist. Als Referenz dient das Modell dritter Ordnung mit *quadratischer Lastmoment-Schlupf-Kennlinie*, (4.11). Es wird dabei weiterhin untersucht, welchen Einfluß die Gewichtung statischer zu dynamischer Lastkomponente besitzt.

Parametrierung der Modelle erster Ordnung

Es ist zunächst notwendig, die Parameter der Modelle A, B und C so einzustellen, daß sie die Dynamik des Modells dritter Ordnung bestmöglich beschreiben. Um die Parameter der Modelle A, B und C zu bestimmen, wird folgendermaßen verfahren:

1. Einstellen der Parameter des Modells dritter Ordnung gemäß Tabelle 4.1.
2. Verknüpfung des Modells dritter Ordnung an eine Spannungsquelle und Erfassen der *Sprungantwort* von *Wirk-* und *Blindleistung* bei einem Spannungssprung von 1,0 p.u. auf 0,9 p.u. innerhalb eines Zeitrahmens von $T = 200$ s.
3. Einstellen und Optimierung der Parameter der Modelle erster Ordnung durch Fehlerminimierung mittels der *Least-Square-Method* [147].

Mit dieser Vorgehensweise ergeben sich die Parameter in Tabelle 4.2:

Tabelle 4.2. Parameter der Asynchronmaschinenmodelle A, B und C

Modell A	Modell B	Modell C
α_s 0,143	α_s 0,082	C_1 10
α_t 2,000	α_t 2,000	C_2 1,0
T_P 0,2	T_P 0,2	
β_s 0,24	β_s 0,24	
β_t 2,2	β_t 2,2	
T_Q 0,5	T_Q 0,5	
	C_1 5,0	

Die dynamischen Komponenten der ZV-Modelle stehen damit zur Verfügung. Die statische Komponente wird durch ein ZIP-Modell, Gln. (4.2) mit $p_1 = p_3 = q_1 = q_3 = 0,5$ und $p_2 = q_2 = 0,0$ modelliert.

Verbraucherzusammensetzung

Es werden *vier Fälle* betrachtet, die sich durch die *Zusammensetzung der statischen und dynamischen Komponente* unterscheiden. Dabei bleibt die Gesamtleistung des Verbrauchers **vor** Eintritt der Störung konstant ($S_{ges} = 217 \text{ MW} + j \cdot 106 \text{ MVar}$) :

- **Fall 1:** Etwa **54 %** des ZV sind dynamisch:

	P_{Verb} / MW	$P_{Verb} / \%$	Q_{Verb} / MVar	$Q_{Verb} / \%$
ASM-Verb. (M)	118,52	54,53	58,27	54,56
ZIP-Verb. (S)	98,81	45,47	48,34	45,35
Gesamtlast	217,32	100,00	106,60	100,00

- **Fall 2:** Etwa **58 %** des ZV sind dynamisch:

	P_{Verb} / MW	$P_{Verb} / \%$	Q_{Verb} / MVar	$Q_{Verb} / \%$
ASM-Verb. (M)	127,36	58,56	61,39	57,71
ZIP-Verb. (S)	90,14	41,44	44,98	42,29
Gesamtlast	217,50	100,00	106,37	100,00

- **Fall 3:** Etwa **62 %** des ZV sind dynamisch:

	P_{Verb} / MW	$P_{Verb} / \%$	Q_{Verb} / MVar	$Q_{Verb} / \%$
ASM-Verb. (M)	136,26	62,63	64,83	61,62
ZIP-Verb. (S)	81,28	37,37	40,89	38,38
Gesamtlast	217,53	100,00	105,72	100,00

- **Fall 4:** Etwa **66 %** des ZV sind dynamisch:

	P_{Verb} / MW	$P_{Verb} / \%$	Q_{Verb} / MVar	$Q_{Verb} / \%$
ASM-Verb. (M)	145,49	66,78	68,54	64,21
ZIP-Verb. (S)	72,38	33,22	40,89	35,79
Gesamtlast	217,86	100,00	106,74	100,00

Ergebnisse

Die Modelle A, B und C werden nun in einer dynamischen Simulation dem Modell dritter Ordnung mit *quadratischer Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie* gegenübergestellt:

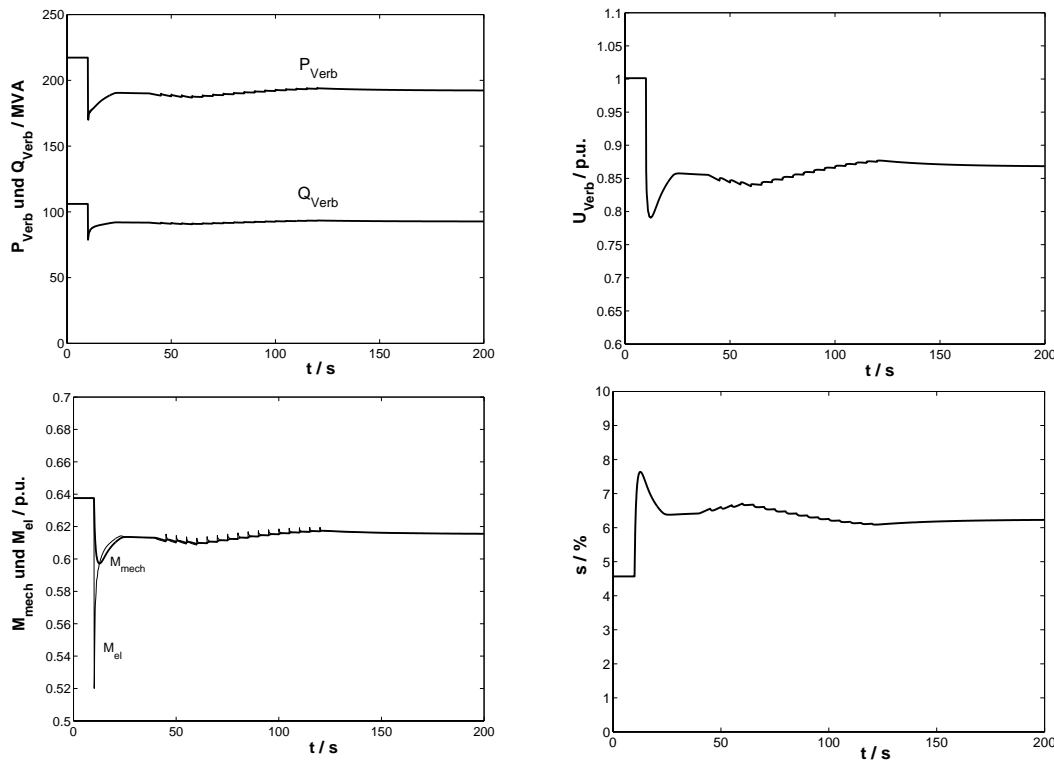


Bild 4.6. Verbraucherndynamik bei 58% dynamischer und 42% statischer Lastkomponente (Fall 2).

Die Simulation für den **Fall 2** ergibt die in Bild 4.6 dargestellten zeitlichen Verläufe für die Wirk- und Blindleistung (P_{Verb} und Q_{Verb}) des Verbrauchermodells (3. Ordnung) als Antwort auf einen Spannungssprung (U_{Verb}), der durch eine Änderung der Netzkonfiguration verursacht wird. Weiterhin sind mechanisches und elektrisches Moment (M_{mech} und M_{el}) und der Schlupf der dynamischen Lastkomponente (s), sowie die Spannung an der Verbrauchersammelschiene (U_{Verb}) dargestellt. Die Änderung der Netzkonfiguration tritt zum Zeitpunkt $t = 10$ s auf und ist mit einem Spannungsabfall an der Verbrauchersammelschiene verbunden. Unmittelbar nach der Störung beginnt die Regelung der Synchrongeneratoren (AVR), 3.1.2, die Erregerspannungen zu erhöhen, was zu einer erhöhten Leistungsabgabe und somit auch zu einer Spannungserhöhung von U_{Verb} führt. Da die Spannung U_{Verb} niedriger als ihr Sollwert ist, beginnt der Stufentransformator zum Zeitpunkt $t = 40$ s, sein Übersetzungsverhältnis zu ändern, wodurch die Spannung ansteigt und die Leistungsaufnahme des Verbrauchers sich erhöht. Fall 2 ist *spannungsstabil*.

In Bild 4.7 ist die Wirk- und Blindleistung der Modelle **A**, **B** und **C** erster Ordnung im gleichen System den Ergebnissen des Modells dritter Ordnung im Zeitbereich gegenübergestellt.

Die Simulation zeigt, daß alle vereinfachten Modelle nicht in der Lage sind, die transienten Ausgleichsvorgänge exakt zu reproduzieren. Modell **A** und **B** erreichen jedoch fast exakt die Wirkleistungs- / Spannungs-Trajektorie des äquivalenten Modells dritter Ordnung. Modell **C** beschreibt zwar den anfänglichen Spannungs- und Leistungseinbruch gleichermaßen, die Wirkleistung ist jedoch nicht in der Lage, den stationären Zustand zu

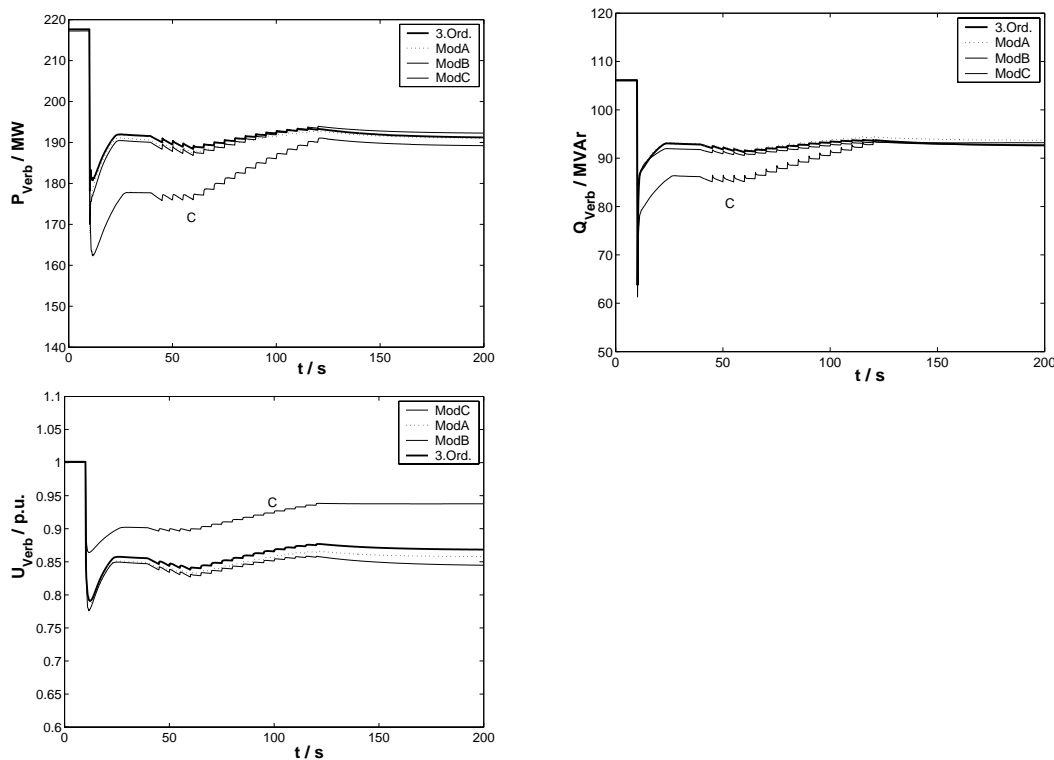


Bild 4.7. Verbraucherdynamik der Modelle A, B, C (erster Ordnung) und des Modells dritter Ordnung, System bleibt stabil (Fall 2).

erreichen. Dies führt dazu, daß die Verbraucherspannung einen höheren Endwert erreicht als bei den anderen Modellen.

Falls nun der Anteil dynamischer Last auf 66% erhöht wird, **Fall 4**, so wird das System etwa zum Zeitpunkt $t = 125$ s nach Simulationbeginn spannungsinstabil. Bild 4.8 zeigt den Zeitverlauf unter Verwendung des Modells dritter Ordnung.

Die Modelle **A** und **B** zeigen gute Korrelation mit diesem Ergebnis, Bild 4.9. Die Spannungsinstabilität tritt bei Modell **A** nahezu zum identischen Zeitpunkt ein, bei Modell **B** wird der instabile Zustand nur wenige Sekunden später erreicht. Unter Verwendung des Modells **C** tritt keine Spannungsinstabilität ein, d.h. die erwartete Spannungsinstabilität wird in einer dynamischen Simulation bei diesem Verbrauchermodell nicht erreicht.

Die Simulationen für die Belastungsfälle 1 bis 4 ergeben, daß bei Überschreitung eines dynamischen Verbraucheranteils von etwa 63% bei Annahme einer quadratischen Lastmoment-/Schlupfkennlinie Spannungsinstabilität auftritt. Tabelle 4.3 faßt die Ergebnisse für die vier Belastungsfälle und die verschiedenen Modelle zusammen. Die Parameter der Modelle A, B und C wurden unter der Annahme einer quadratischen Lastmoment-/Schlupfkennlinie getrimmt.

4.4.3 Einfluß der Last-/Schlupfkennlinie auf die Systemstabilität

Es wird in dieser Arbeit weiterhin untersucht, welchen Einfluß die Modellierung der *Lastmoment-/Schlupfkennlinie* im Modell dritter Ordnung als Bestandteil eines *Zusam-*

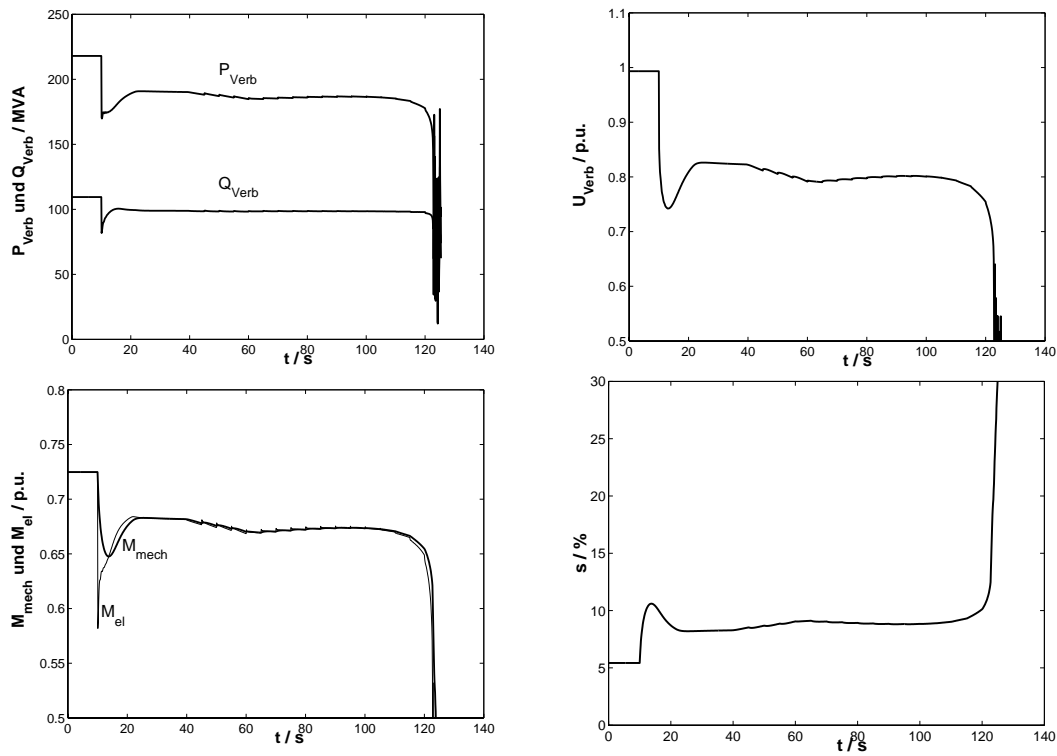


Bild 4.8. Verbraucherdynamik bei 66% dynamischer und 34% statischer Lastkomponente (Fall 4).

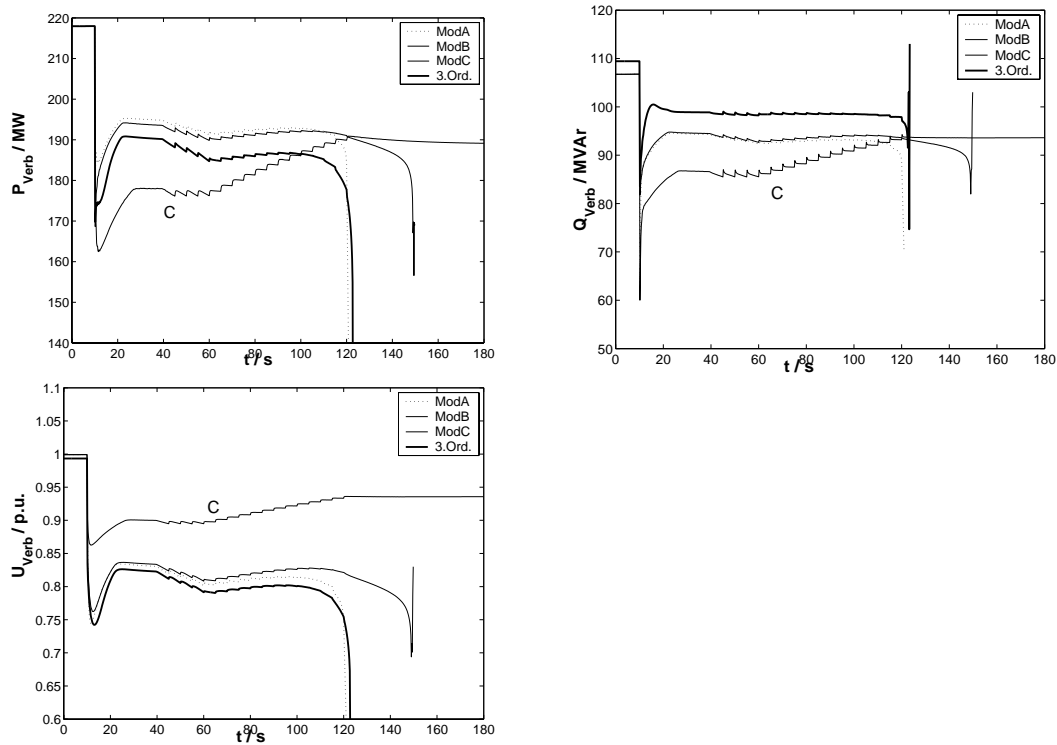


Bild 4.9. Verbraucherdynamik der Modelle A, B, C und dritter Ordnung, System wird spannungsinstabil (Fall 4).

Tabelle 4.3. Simulationsergebnis: Vergleich der vereinfachten Modelle mit dem Modell dritter Ordnung im ZV bei quadratischer Lastmoment-/ Schlupfkennlinie.

Belastungsfall	54% dyn.	58% dyn.	62% dyn.	66% dyn.
Modell dritter Ordnung	Stabil	Stabil	Stabil	Instabil (124 s)
Modell A	Stabil	Stabil	Stabil	Instabil (123 s)
Modell B	Stabil	Stabil	Stabil	Instabil (142 s)
Modell C	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil

mengefassten Verbrauchermodells auf den Ausgang der dynamischen Simulation hat. Dabei wird insbesondere eine Verbraucherkonstellation mit hohem dynamischen Lastanteil (54% bis 66%) untersucht, die durch die Belastungsfälle 1 bis 4 aus Kapitel 4.4.2 abgedeckt wird.

Die Untersuchungen wurden für eine *lineare mechanische Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie* und für *konstantes mechanisches Lastmoment* durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation im Zeitbereich sind in Bild 4.10 für **Fall 2** und **Fall 3** gegenübergestellt.

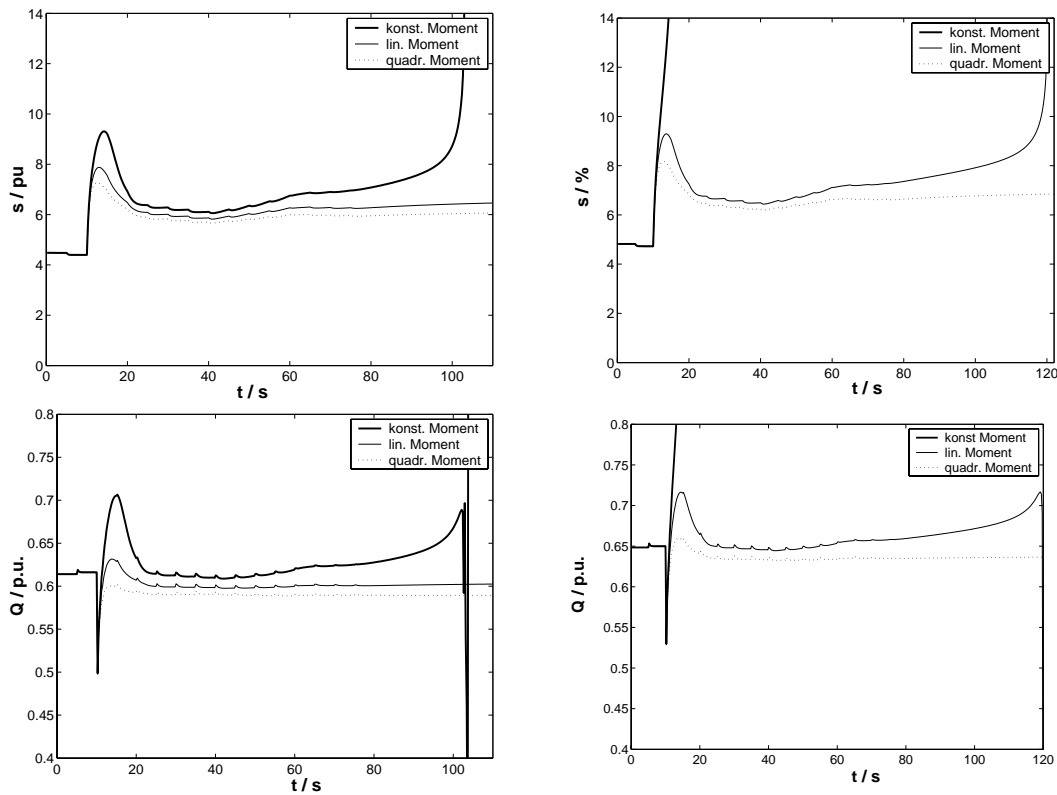


Bild 4.10. Blindleistungsaufnahme und Schlupf des dynamischen Anteils des ZV für konstantes Lastmoment, lineare und quadratische Lastmoment-/Schlupfkennlinie. **Fall 2** (links) und **Fall 3** (rechts).

Das Resultat dieser Untersuchung für alle Belastungsfälle zeigt Tabelle 4.4.

Tabelle 4.4. Simulationsergebnis: Vergleich der Modelle dritter Ordnung im ZV bei quadratischer und linearer Lastmoment-/ Schlupfkennlinie, bzw. konstantem Lastmoment.

Belastungsfall	54% dyn.	58% dyn.	62% dyn.	66% dyn.
Konst. Moment M_L	Stabil	Instabil (112 s)	Instabil (10 s)	Instabil (10 s)
$M_L \sim s$	Stabil	Stabil	Instabil (120 s)	Instabil (115 s)
$M_L \sim s^2$	Stabil	Stabil	Stabil	Instabil (142 s)

4.4.4 Transfer der Ergebnisse auf das allgemeinen Verbrauchermodells mit Erholungsdynamik

In weiteren Untersuchungen in Kap. 6 wird das Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik, Kap. 4.1.2, verwendet. Dazu werden die Parameter des Modells an die ZV-Modelle dieses Kapitels angepaßt. Dies geschieht mit der least-square-Methode in MATLAB, indem beide Modelle einem Spannungssprung unterworfen werden.

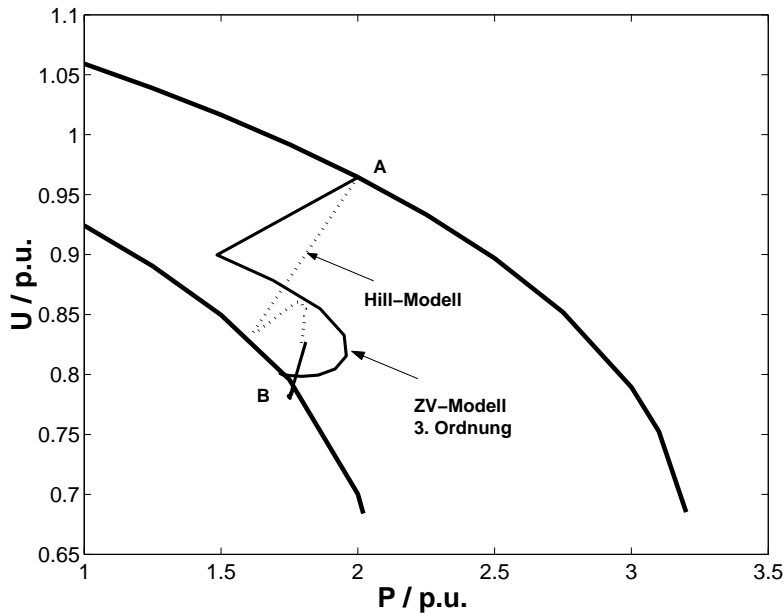


Bild 4.11. Vergleich des Verbrauchermodells mit Erholungsdynamik (Hill-Modell) mit der ZV-Modellierung dritter Ordnung.

Bild 4.11 stellt im PU -Diagramm das Modell mit Erholungsdynamik, (4.3), dem ZV-Modell (dyn. Modellierung: 3. Ordnung) gegenüber. Für den spontanen Spannungsabfall tritt eine Abweichung von etwa 10% auf, für den dynamischen Endwert und die damit verbundene Zeitkonstante läßt sich dagegen sehr gute Übereinstimmung feststellen. Während der transienten Phase zeigen beide Trajektorien unterschiedlichen Verlauf. Die Parameter α_s , α_t , β_s und β_t , sowie die Zeitkonstanten T_P und T_Q des Modells mit Erholungsdynamik hängen stark von der Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie und der Zusammensetzung des ZV-Modells ab.

Für statische Untersuchungen wird für den Moment nach der Störung (*post-fault-ini*) das statische Modell gemäß (4.4), für den Zeitpunkt lange nach der Störung (*post-fault-*

long) das statische Modell gemäß (4.5) verwendet. Dies sind die beiden Grenzfälle des dynamischen Modells.

4.5 Zusammenfassung

Verbraucherdynamik spielt eine wesentliche Rolle beim Erhalt, bzw. Verlust der Spannungsstabilität. Insbesondere der Übergang von einem Anfangszustand in einen neuen Zustand hängt von der Modellierung der Verbraucher ab. Etwa 60-70 % der gesamten erzeugten elektrischen Leistung dient zur Speisung motorischer Verbraucher. In diesem Kapitel wird eine systematische Analyse des dynamischen Verhaltens und der Stabilität eines Systems vorgestellt, das einen großen prozentualen Anteil motorischer Verbraucher besitzt.

Es werden verschiedene Modelle untersucht, die einen Anteil an motorischer Last dieser Größenordnung besitzen. Als Referenz dient ein zusammengesetztes Verbrauchermodell, bestehend aus einem statischen Anteil (ZIP-Modell) und einem dynamischen Anteil, der durch ein Asynchronmaschinenmodell dritter Ordnung beschrieben wird. Die Simulationsergebnisse zeigen, daß bei hohem dynamischen Verbraucheranteil die Spannungsstabilität eines Elektroenergiesystems leichter gefährdet ist als bei einem niedrigen dynamischen Verbraucheranteil.

Es zeigt sich, daß der Kennlinie, die den Zusammenhang zwischen dem mechanischen Moment und der Rotationsgeschwindigkeit, bzw. dem Schlupf wiedergibt, eine wesentliche Bedeutung bezüglich der Dynamik des Systems zukommt. Dazu wurden drei verschiedene Lastmoment-/Schlupf-Kennlinien im Rahmen eines ZV-Modells untersucht. Ein konstantes mechanisches Lastmoment führt eher zum Verlust der Stabilität als ein lineares, bzw. quadratisch vom Schlupf abhängiges Lastmoment [149, 150]. Dieses Resultat ist in Tabelle 4.4 zusammengefaßt.

Mit dem Ziel, ein vereinfachtes Modell niedriger Ordnung zu verwenden, erweisen sich die Modelle erster Ordnung **A** und **B** als geeignet. Modell **C** ist als dynamisches Modell nicht geeignet, da es die Dynamik nicht hinreichend genau beschreibt. Die Parametrierung der drei vereinfachten Modelle erfolgt in dieser Arbeit durch Fehlerminimierung der entsprechenden Sprungantworten durch Vergleich mit dem Modell dritter Ordnung.

Die in Messungen während Netztransienten aufgenommene Leistungsdynamik in Elektroenergiesystemen kann zur Parametrierung dieser Modelle dienen. Die Methodik zur experimentellen Aufnahme der Leistungssprungantwort ist in [25, 88, 102] angegeben.

Den Modellen A und B ist gegenüber dem Modell dritter Ordnung aus folgenden Gründen beim Einsatz in einem *zusammengefassten Verbrauchermodell* der Vorzug zu geben:

- Die geringere Zahl an Freiheitsgraden, Tabelle 4.2, erlaubt eine schnellere und einfachere Parametrierung der Modelle durch Anpassung an Meßkurven.
- Die Zeitschrittweite Δt der dynamischen Simulation kann größer gewählt werden. Eine Schrittweite von 150 ms bei den vereinfachten Modellen steht einer Schrittweite von 5 ms beim Modell dritter Ordnung gegenüber, die aufgrund der Berücksichtigung der

transienten Vorgänge notwendig ist. Dies führt zu einer signifikanten *Verkürzung der Rechendauer* um etwa den Faktor 30.

Eine *Worst-Case-Abschätzung* kann dann durch Wahl einer für die Stabilität ungünstigeren Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie erfolgen. Die Parameter aller Modelle erster Ordnung hängen in starkem Maße von der vorhandenen Lastmoment-/Schlupf-Kennlinie ab. Dies muß in Stabilitätsuntersuchungen berücksichtigt werden.

Über die Notwendigkeit, die Frequenzabhängigkeit einzubeziehen, kann im Rahmen dieser Untersuchung keine allgemeingültige Aussage getroffen werden, da die Frequenzabweichung des Systems nicht den wesentlichen Beitrag zum Verlust der Stabilität liefert.

In diesem Kapitel wird gezeigt, daß das allgemeine Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik, Kap. 4.1.2 das dynamische Verhalten eines zusammengefassten Verbrauchermodells in der *Anfangsabweichung*, dem Erreichen des *Endzustandes*, sowie den entsprechenden *Erholungszeitkonstanten* von *Wirk-* und *Blindleistung* für Stabilitätsuntersuchungen hinreichend genau beschreiben kann. Die Parametrierung des allgemeinen Verbrauchermodells mit Erholungsdynamik kann in Abhängigkeit von der zugrundeliegenden Lastmoment-/Schlupf-Charakteristik des dynamischen Verbraucheranteils durchgeführt werden.

5. Modellierung des STATCOM und nichtlinearer Reglerentwurf

In dieser Arbeit werden drei Modelle eines zwölfpulsigen STATCOM präsentiert:

- Ein *Netzwerkmodell* mit detaillierter Nachbildung der Ventile, Zuleitungen, Koppeltransformatoren und Energiespeicher zur Berechnung und Analyse der elektromagnetischen Vorgänge innerhalb des Betriebsmittels.
- Ein *nichtlineares, gekoppeltes Differentialgleichungssystem* mit den drei Zustandsgrößen i_d , i_q und u_{dc} für den Einsatz in dynamischen Stabilitätsuntersuchungen.
- Ein *stationäres Modell* für Leistungsflußberechnungen.

Je nach Zweck der Simulation (Reglerauslegung, Komponentenauslegung, Isolationskoordination, Stabilitätsuntersuchung, Untersuchung der Netzurückwirkung durch Harmonische, etc.) sollte man auf das angemessene Modell zurückgreifen, dessen Gültigkeit in dieser Arbeit diskutiert wird.

Nach einer Einführung in den Aufbau und die prinzipielle Funktionsweise des STATCOM in Kap. 5.1 wird ein stationäres Modell für Leistungsflußberechnungen in Kap. 5.2 entworfen. Der Einfluß der Kennlinie für den eingeschwungenen Zustand führt zu einer Veränderung der maximal übertragbaren Leistung und zu einer Veränderung des Spannungsprofils an Verbrauchesammelschienen. Diese Effekte werden anhand des stationären Modells in Kap. 5.3 mittels sogenannter *PQU*-Kurven untersucht.

Das Netzwerkmodell wird in Kap. 5.4 vorgestellt. Dieses bildet die elektromagnetischen Verhältnisse des Betriebsmittels dreiphasig nach und ermöglicht die Analyse zeitlichen Verläufe der elektrischen Größen [140]. Anhand dieses Modells werden für den eingeschwungenen Zustand die bedeutenden Strom- und Spannungsverläufe und die auftretenden Harmonischen untersucht. Die Untersuchungen beinhalten die Analyse sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich. Nach Einbindung des Modells in ein Elektroenergiesystem erfolgt die Regelung in 5.5 zunächst durch einen PI-Regler.

In Kapitel 5.6 wird ein Differentialgleichungsmodell, das durch eine Mittelungsmethode (*Generalised Averaging Method, GAM*) hergeleitet wird, vorgestellt. Anhand dieses GAM-Modells werden Regler (*Feedback-Linearisation*, Kap. 5.6.5.1, und *Fuzzy Control*, Kap. 5.6.6.2), für dieses nichtlineare Betriebsmittel entworfen und optimiert. Die Anwendung der Regler auf das GAM-Modell und das Netzwerkmodell wird durchgeführt und die Ergebnisse aller Regler werden bewertet.

5.1 Der Aufbau und die Funktionsweise des STATCOM

Der grundlegende Aufbau des STATCOM zur Blindleistungskompensation ist schematisch in Bild 5.1 dargestellt. Aus der Gleichspannung u_{dc} , mit der ein Kondensator C geladen ist, erzeugt eine Konverterschaltung drei regelbare Wechselspannungen $e_{a,b,c}(t)$ mit der Frequenz des Drehstromsystems. Jede erzeugte Spannung ist in Phase mit der entsprechenden Netzspannung $u_{a,b,c}(t)$, und die Spannungen sind über einen Transformator, dessen Kurzschlußersatzschaltbild die Längsreaktanz X_L besitzt, gekoppelt [134].

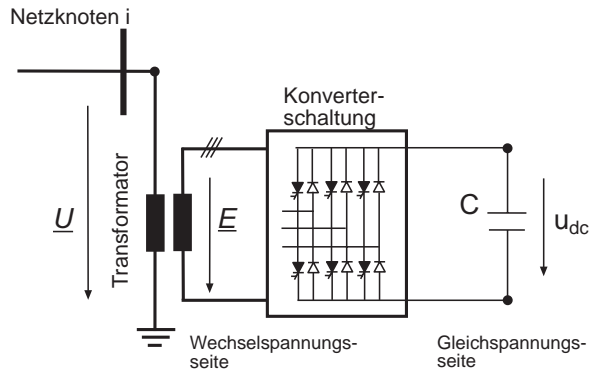


Bild 5.1. Schematischer Aufbau des STATCOM.

Durch eine Änderung der Amplitude der erzeugten Spannungen kann Blindleistung zwischen dem STATCOM und dem Netz ausgetauscht werden [57, 79, 154]. Falls die Amplitude der STATCOM-Ausgangsspannung \underline{E} größer als die der Netzspannung \underline{U} eingestellt wird, fließt ein der Netzspannung \underline{U} voreilender Strom \underline{I} über die Reaktanz X_L in das Netz und der Konverter stellt induktive Blindleistung bereit. Ist die Amplitude der erzeugten Spannung kleiner als die der Netzspannung, so nimmt die Konverterschaltung induktive Blindleistung auf. Bei gleicher Spannungsamplitude wird keine Blindleistung ausgetauscht, Bild 5.2.

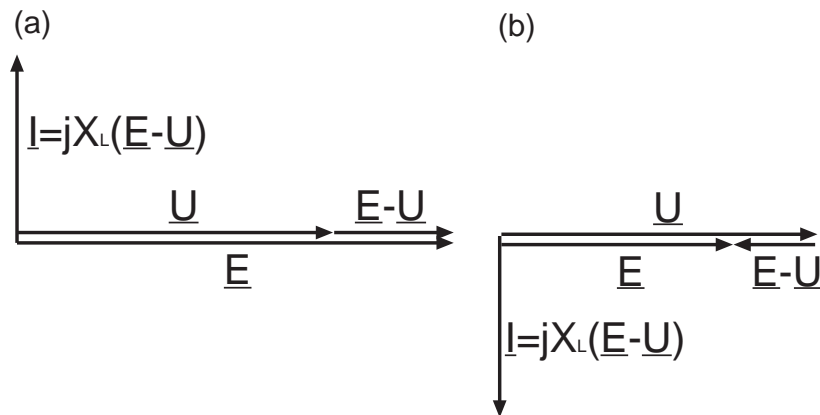


Bild 5.2. Zeigerdiagramm des verlustlosen STATCOM: (a) kapazitiver Betrieb (b) induktiver Betrieb.

Der Betrag des Blindstroms I , der in den STATCOM fließt, berechnet sich für den eingeschwungenen Zustand aus dem Betrag der Netzklemmenspannung U und dem Betrag der STATCOM-Ausgangsspannung E folgendermaßen:

$$I = \frac{U - E}{X_L} \quad (5.1)$$

Die entsprechende ausgetauschte Blindleistung berechnet sich für den eingeschwungenen Zustand zu

$$Q = \frac{1 - \frac{E}{U}}{X_L} \cdot U^2 \quad (5.2)$$

Die dreiphasige Ausgangsspannung E wird im STATCOM folgendermaßen erzeugt: Der aufgeladene Kondensator C stellt eine Gleichspannung bereit. Verschiedene auf Leistungselektronik basierende Schaltgruppen erzeugen einzelne Rechteckspannungen, die anschließend innerhalb der Konverterschaltung durch die Verschaltung der einzelnen Ventile in der Weise superponiert werden, daß sie eine Sinusfunktion optimal annähern [53, 57, 140].

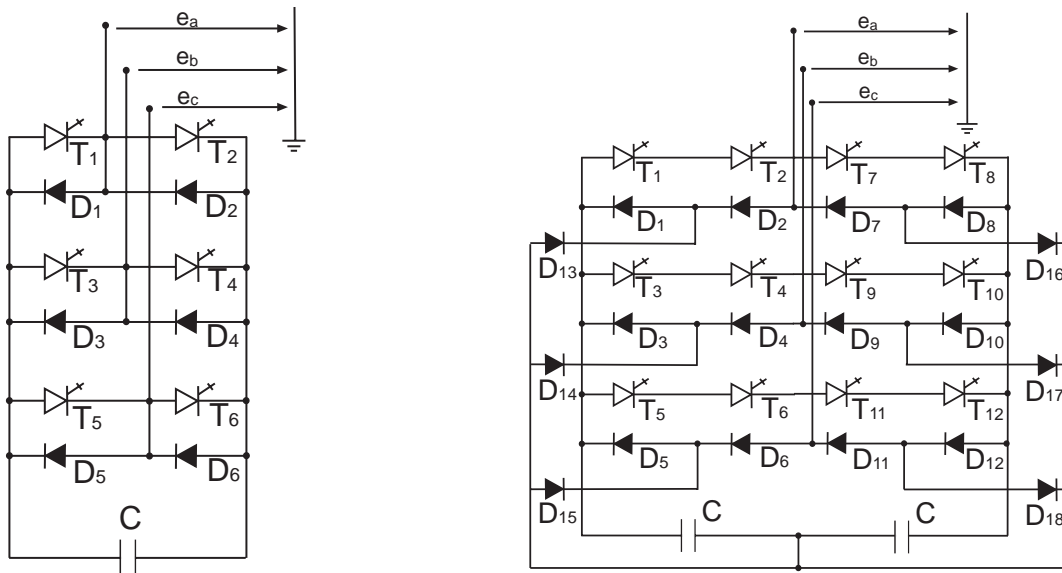


Bild 5.3. Zweistufige Sechspulsbrückenschaltung und dreistufige Zwölfpulsbrückenschaltung.

Verwendete Konverterschaltungen sind beispielsweise die dreiphasige, zweistufige Sechspulsbrücke oder die dreiphasige, dreistufige Zwölfpulsbrücke, Bild 5.3. Die Ventile innerhalb der Konverterschaltung bestehen dabei aus in Serie geschalteten Leistungshalbleitern (3-10 Stück) mit antiparallelen Dioden [57, 79].

Jedes einzelne Schaltelement innerhalb einer Konverterschaltung erzeugt eine periodische Rechteckspannung. Durch zyklisches Zünden der Thyristoren bei geeigneter Phasenverschiebung und Überlagerung dieser Signale werden drei Ausgangsspannungsformen $e_{a,b,c}(t)$ mit einer Phasenverschiebung von 120° erzeugt.

Durch entsprechende elektrische Auslegung des STATCOM können die erzeugten Spannungsformen sehr gut an die Sinusform angenähert werden, so daß nur kleine Filter zur Beseitigung der Oberschwingungen benötigt werden. Eine nahezu *perfekte* Annäherung an die Sinusform läßt sich durch die Verwendung mehrerer Brückenschaltungen im Konverter erreichen, so erhält man beispielsweise durch vier dreistufige Zwölfpulsbrücken eine 48-stufige Ausgangsspannungsform [57].

Am Kondensator liegt immer Gleichspannung an. Er kann zu keinem Zeitpunkt Blindleistung an das Netz abgeben ($f = 0$), sondern dient nur als Zwischenspeicher zur Bereitstellung der in der Kommutatorschaltung benötigten Gleichspannung.

In der Praxis sind die Schaltvorgänge nicht verlustfrei. Eine Deckung der Verluste durch die im Kondensator gespeicherte Energie ist nicht möglich, da dieser sonst nach sehr kurzer Zeit komplett entladen wäre. Man kann jedoch den zur Deckung der Verluste benötigten Bedarf durch die Entnahme von Wirkleistung aus dem AC-Netz decken. Dies erfolgt durch die Einführung einer kleinen Phasenverschiebung zwischen der erzeugten Konverterspannung und der Netzspannung. Die Verluste sind in den dynamischen Modellen dieser Arbeit berücksichtigt. Durch die Änderung dieser Phasenverschiebung kann auch der Kondensator aufgeladen oder entladen werden.

Der *stationäre Betriebsbereich* eines STATCOM ist in Bild 5.4 dargestellt. Dieser ist in der Lage, selbst bei kleinen Spannungen noch mit maximalem kapazitiven Blindstrom zu kompensieren. In seinem dynamischen Verhalten ist der STATCOM um etwa den Faktor 10 schneller als alle anderen thyristorgesteuerten Kompensatoren [77, 86, 96].

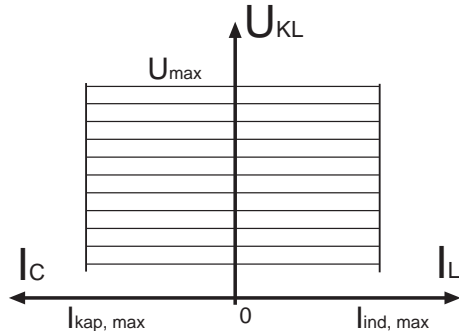


Bild 5.4. Stationärer U - I Betriebsbereich eines STATCOM.

Die Ventile werden durch Gate-Impulse angesteuert, deren zeitliches Auftreten von der gewünschten aufzunehmenden Blindleistung abhängt, um eine gewünschte dynamische Leistungsabgabe des STATCOM zu erreichen. Dies geschieht durch die *interne Konverteransteuerung*. Die Bestimmung der gewünschten Blindleistung, also des aktuellen *Leistungssollwerts*, wird dagegen vom Betreiber vorgegeben oder wird aus den Netzparametern automatisch berechnet. Man bezeichnet diese Regelung, die die Funktionalität des STATCOM bestimmt, als die *externe Regelung* [106].

Wie in Bild 5.5 schematisch dargestellt, wird aus dem Sollwert des Blindstroms $I_{Q,Soll}$, der von der *externen Regelung* bereitgestellt wird, sowie der momentan anliegenden Netzklemmenspannung \underline{U} die einzustellende STATCOM-Spannung \underline{E} und der benötigte Thyristor-Steuerwinkel α berechnet. Der Winkel α beeinflusst unmittelbar den Ladezustand des Kondensators C und somit die Gleichspannung $u_{dc}(t)$. Die Gleichspannung am Kondensator

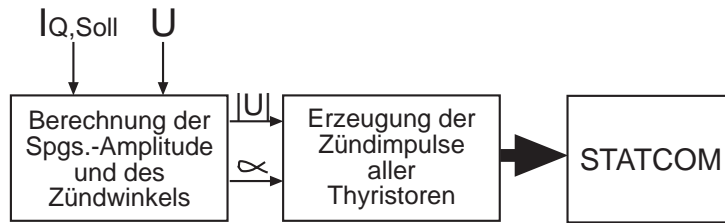


Bild 5.5. Interne Regelung eines STATCOM.

hängt direkt proportional mit der Amplitude der STATCOM-Ausgangsspannung zusammen. Wegen dieser Proportionalität kann die aufgenommene, bzw. abgegebene Blindleistung durch die Variation der Gleichspannung geregelt werden, die wiederum von der Phasenverschiebung der Spannungen \underline{E} und \underline{U} abhängt.

In einem weiteren Schritt werden durch die *interne Regelung* die sich daraus ergebenden Thyristor-Zündimpulse unter Berücksichtigung der Phasendifferenz zwischen den Spannungen \underline{U} und \underline{E} erzeugt.

In NETOMAC erfolgt die Umsetzung der internen wie auch der externen Regelung innerhalb von Makrofiles, in denen die Abfolge der Zündimpulse berechnet wird und die Triggerung der Thyristoren an die nichtlinearen Elemente im Hauptfile (*.net) übergeben wird, Kapitel 5.4.

Der STATCOM ist in der Lage, kapazitive oder induktive Blindleistung bis hin zu seiner maximalen MVA-Begrenzung in das Netz einzuspeisen. Die maximalen Blindströme $I_{kap,max}$ und $I_{ind,max}$ hängen dabei sogar bei Spannungen weit unter bzw. über Nennbetrieb *nicht* von der Klemmenspannung ab, Bild 5.4.

5.2 Das stationäre Modell eines STATCOM

Im stationären STATCOM-Modell wird die Kennlinie des Betriebsmittels, Bild 5.6 (links), in der Leistungsflußberechnung zur Verfügung gestellt. Das Modell ist mit Hilfe der Karte VARPQ in einem Makrofile realisiert. Die Parameter sind der maximale Blindstrom im kapazitiven und induktiven Betriebszustand, der Spannungssollwert, sowie die Kennliniensteigung bzw. der Wert der Spannungsabweichung, bei dem maximaler Blindstrom fließt. Eingangsgröße des Modells ist die Spannungsamplitude U der Sammelschiene, Ausgangsgröße ist die Blindleistung. Die Verluste werden in diesem Modell vernachlässigt [146].

5.3 Einfluß des STATCOM auf das Spannungsprofil eines Elektroenergiesystems

Die Abhängigkeit der Sammelschienenspannung eines Verbrauchers von der aufgenommenen Wirkleistung wird in einem PU -Diagramm dargestellt. Die PU -Kurve einer Sammelschiene in der Nähe mehrerer ohmsch-induktivem Verbraucher ist in bezogenen Größen in Bild 5.7 bei konstantem Leistungsfaktor beispielhaft dargestellt. Unter Nennlast, d.h. bei einer Verbraucherleistung von 1,0 p.u., die $(200 + j \cdot 90)$ MVA entspricht, beträgt

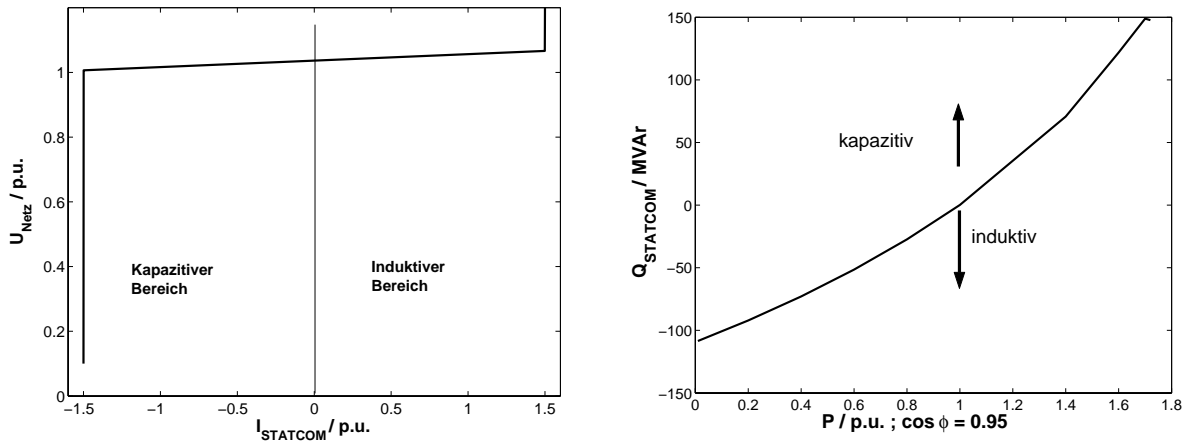


Bild 5.6. Kennlinie eines 150-MVar-STATCOM für den eingeschwungenen Zustand (links) und dessen Blindleistung in Abhängigkeit von der Verbraucherleistung (rechts).

die Spannung an der Sammelschiene etwa 1,035 p.u. Die maximale Leistung, die von den Verbrauchern entnommen werden kann, liegt bei etwa 1,6 p.u.

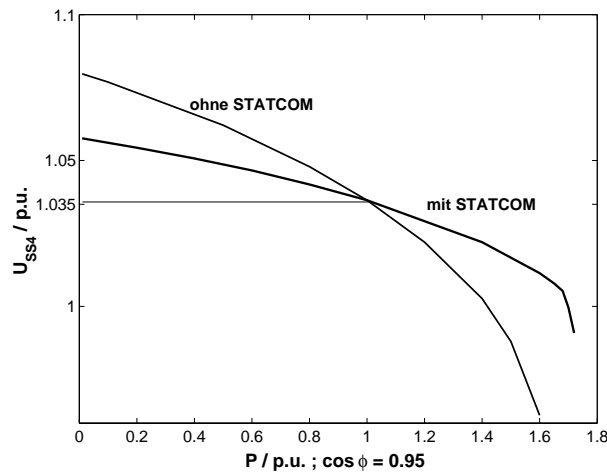


Bild 5.7. Spannungsprofil an der Sammelschiene SS4 in Abhängigkeit von der Verbraucherleistung mit und ohne STATCOM.

Wird an dieser Sammelschiene ein STATCOM mit ± 150 MVar Kompensationsleistung und der in Bild 5.6 dargestellten Charakteristik platziert, so ergibt sich die in Bild 5.7 neu berechnete *PU*-Kurve.

Der Betriebspunkt liegt bei einer Klemmenspannung von 1,0364 p.u., maximale induktive Blindleistung wird dem Netz bei einer Spannung $\geq 1,0646$ p.u. entnommen, maximale kapazitive Blindleistung dagegen bei Spannungen $\leq 1,0064$ p.u.

Das Ergebnis zeigt, daß die Parallelkompensation durch den STATCOM effizient das Spannungsstabilitätslimit nach oben verschieben kann [159]. Dies geschieht durch die gezielte Einspeisung kapazitiver, bzw. induktiver Blindleistung in das Netz, wodurch eine Glättung des Spannungsprofils ($\frac{dU}{dP}$) erreicht wird. Die STATCOM-Kompensationsleistung $Q_{STATCOM}$ ist in Bild 5.6 in Abhängigkeit von der Spannungsabweichung vom Sollwert (links) und von der Verbraucherleistung (rechts) dargestellt. Der STATCOM erreicht seine maximale induktive Auslenkung auch beim Ausfall aller Verbraucher ($P = 0$) nicht, die

maximale kapazitive Auslenkung wird bei einer Verbraucherleistung von etwa 1.68 p.u. erreicht.

Der Einfluß des STATCOM auf das Netzknotenspannungsprofil kann *für den eingeschwungenen Zustand* durch das Konzept der *PQU*-Kurven visualisiert werden [50]. Hier wird die auf Nennspannung bezogene Spannung an einem Netzknoten über der vom Verbraucher aufgenommenen Wirk-, bzw. Blindleistung P_{Verb} und Q_{Verb} aufgetragen. Im Gegensatz zur zweidimensionalen Darstellung der *PU*-Kurve handelt es sich hierbei um eine dreidimensionale Darstellung bei variablem Leistungsfaktor.

Bild 5.8 zeigt die *PQU*-Kurve ohne, bzw. mit STATCOM an einer Sammelschiene.

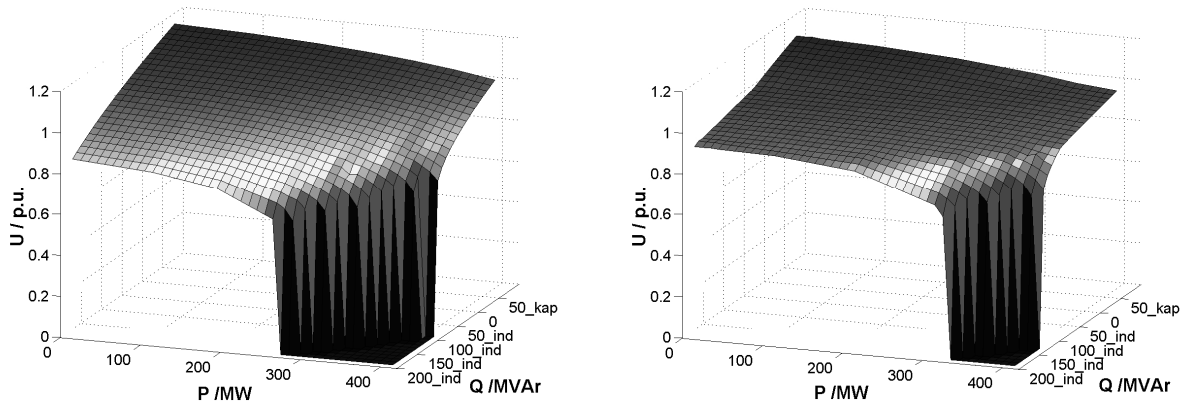


Bild 5.8. *PQU*-Kurven einer Sammelschiene ohne (links), bzw. mit (rechts) STATCOM.

Bei steigendem Wirkleistungsbedarf, bzw. höherem induktiven Blindleistungsbedarf des Verbrauchers sinkt die Spannung an der Sammelschiene. Bei Einsatz des STATCOM flacht sich das gesamte Spannungsprofil ab, da kapazitive Kompensation stattfindet, falls die Spannung kleiner als die Referenzspannung ist und induktive Kompensation stattfindet, falls die Spannung größer als die Referenzspannung ist. Weiterhin kann eine Erhöhung der übertragbaren Leistung zum Verbraucher bedingt durch die kapazitive Kompensation festgestellt werden. Aus Sicht eines zeitveränderlichen Leistungsbedarfs sind das *flachere Spannungsprofil* und *erhöhte maximal übertragbare Leistung* geeignet, die Spannungsqualität zu verbessern [80, 149].

Die *PQU*-Kurven werden in dieser Arbeit eingesetzt, um die stationären Anfangsbedingungen der dynamischen Modelle zu bestimmen.

5.4 Netzwerkmodell eines STATCOM

In dieser Arbeit wird das Betriebsmittel STATCOM durch ein *Netzwerkmodell* nachgebildet und Simulationen im Zeitbereich werden durchgeführt. Die Spannungen und Ströme an den Thyristoren, Dioden, Hilfsbeschaltungen, am Speicherkondensator und in den Zuleitungen lassen sich dadurch berechnen und darstellen. Bei dieser Art der Modellierung werden die Thyristoren und Dioden der Konverterschaltung durch nichtlineare Bauele-

mente repräsentiert. Die Berechnungen, die die detaillierte Modellbildung des STATCOM enthalten, finden im Momentanwertteil des Programms NETOMAC statt.

Der modellierte STATCOM enthält eine 12-pulsigen Konverterschaltung [160]. Dazu werden zwei Sechspulsbrücken verbunden, wobei der eine Konverter durch einen Stern-Stern geschalteten Transformator und die andere Konverterschaltung durch einen Stern-Dreieck geschalteten Transformator mit dem Netz verbunden wird.

5.4.1 Modell eines sechspulsigen STATCOM

Zunächst wird das *Modell eines sechspulsigen STATCOM* mit dem in Bild 5.9 dargestellten Aufbau untersucht.

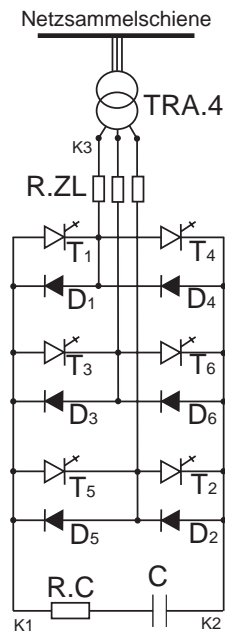


Bild 5.9. Sechspulsiges STATCOM-Modell.

Die Konverterschaltung besteht aus sechs Thyristorventilen (1-6) mit antiparallel geschalteten Dioden, die entsprechend ihrer Zündreihenfolge numeriert sind. Der Kondensator wird durch die ideale Kapazität C in Serie mit einem ohmschen Verlustwiderstand $R.C$ modelliert und ist im stationären Betrieb auf die Spannung u_{dc} aufgeladen. Nimmt man den *virtuellen elektrischen Mittelpunkt des Kondensators* als *Referenzpunkt* mit dem *Potential Null* an, so ergibt sich das Potential $u_{dc}/2$ am Knoten $K1$ und das Potential $-u_{dc}/2$ am Knoten $K2$. Durch die Ventilsteuerung werden die Spannungsformen der STATCOM-Ausgangsspannung erzeugt [59].

Jedes Ventil ist im Wechsel mit seinem im Modell gegenüberliegenden Ventil (z.B.: 1-4) während einer halben Periodendauer geschlossen, bzw. geöffnet. Die einzelnen Phasen des Knotens $K3$ nehmen in wechselnder Reihenfolge das Potential $+u_{dc}/2$, bzw. $-u_{dc}/2$ an. Dies führt zum Potentialverlauf an den einzelnen Phasen a , b und c des Knoten $K3$, der in Bild 5.10 links dargestellt ist. Die Ziffern geben die jeweils leitenden Thyristoren an. Die Phasenverschiebung zwischen den einzelnen Phasenpotentialen beträgt jeweils 120° .

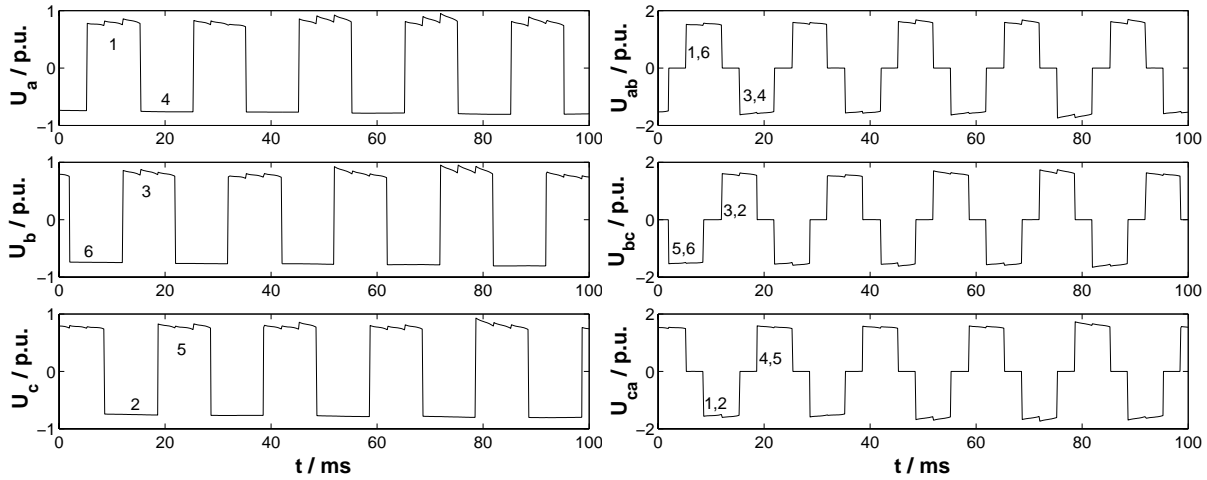


Bild 5.10. Potential in den einzelnen Phasen des Knoten K3 in Bezug zum elektrischen Mittelpunkt M des Kondensators (links) und Spannungsdifferenz zwischen den einzelnen Phasen des Knoten K3 (rechts).

Daraus lassen sich die Spannungen zwischen den einzelnen Phasen U_{ab} , U_{bc} und U_{ca} herleiten, die in Bild 5.10 rechts zu sehen sind. Die Amplitude der Spannungsdifferenz nimmt entweder den Wert Null oder das Maximum der Kondensatorspannung u_{dc} in wechselnder Polarität an. Die Spannungsdifferenz hat ein pulsierendes Verhalten, wobei die Pulsbreite jeweils $2\pi/3$ beträgt. Ein Polaritätswechsel wird von einer Zeitspanne der Länge $\pi/3$ unterbrochen, in der die Spannungsdifferenz Null ist.

Stellt man die STATCOM-Ausgangsspannungen der einzelnen Phasen in Bezug auf den Sternpunkt der AC-Seite dar, so addiert sich zu den Potentialverläufen, die sich auf den elektrischen Mittelpunkt des Kondensators beziehen, noch das zeitveränderliche Knotenpotential dieses Punkts hinzu. Für die *STATCOM-Ausgangsspannung* $e(t)$ einer Phase ergibt sich der charakteristische zeitliche Verlauf in Bild 5.21 (links). Diese Spannung kann mit der äquivalenten Phasenspannung auf Netzseite verglichen werden, um das Betriebsverhalten zu untersuchen.

Die Modellierung des sechspulsigen STATCOM erfolgt mit den folgenden Parametern:

$C = 2600 \mu\text{F}$	Speicherkondensator
$R.C = 0,2 \Omega$	Ohmscher Widerstand
Transformator:	
$u_k = 0,12 \text{ p.u.}$	
$u_r = 0,05 \text{ p.u.}$	
$S_r = 100 \text{ MVAr}$	Bemessungsleistung
Thyristoren, Dioden:	
$R = 1,0 \cdot 10^{-5} \Omega$	Widerstand, Leitfähiger Zustand
$R = 2,0 \cdot 10^{+4} \Omega$	Widerstand, Sperrzustand

Die Thyristoren werden durch einen nichtlinearen Ohmschen Widerstand, der das Schaltverhalten wiedergibt, nachgebildet. Die Ansteuerung erfolgt durch die in einem im Ma-

profile *Thyri.mac* definierte Pulsfolge, die die zyklischen Zündimpulse für die Thyristoren in den Hauptfile übergibt. Als Referenz dient der Spannungsnulldurchgang der Netzklemmenspannung der Phase *R*. Die Zündimpulse der sechs Thyristoren haben jeweils eine Phasenverschiebung von 60° . Die Ohmschen Thyristor-/ Diodenwiderstände betragen im geöffneten Zustand $0.1 \text{ m}\Omega$ und im Sperrzustand $20 \text{ k}\Omega$.

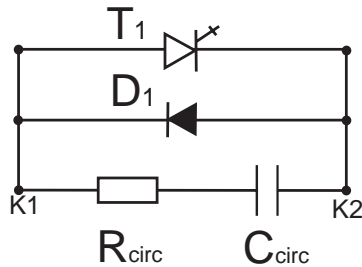


Bild 5.11. Modellierung einer Thyristor-/ Diodengruppe in NETOMAC.

Diese Modellierung führt selbst bei kleinen Zeitschritten nicht zu hinreichend stabilem Konvergenzverhalten der Simulation. Schlechtes Konvergenzverhalten tritt insbesondere beim Versuch auf, kapazitives Verhalten zu simulieren, also bei großen Kondensatorspannungen. Es treten numerische Oszillationen und fehlerhafte Strom-/ Spannungsverläufe auf [61]. Die fehlerhaft berechneten Ströme setzen sich in einem unrealistischen Ladezustand des Kondensators fort und die Amplitude der STATCOM-Ausgangsspannung \underline{E} variiert stark. Die Modellierung der Schalter wurde durch eine zusätzliche externe Beschaltung, die der Vermeidung numerischer Oszillationen dienen soll, ergänzt. Durch die Parallelschaltung von *RC*-Gliedern zu allen Thyristor-Diodengruppen, Bild 5.11, und den zusätzlichen Einsatz hochohmiger Widerstände zwischen den Knoten und Erde ließ sich das Simulationsverhalten signifikant verbessern. Bild 5.12 verdeutlicht dies anhand eines Vergleichs des Thyristor-/Diodenstroms durch das Ventil mit und ohne externe Beschaltung. Die Werte von R_{circ} und C_{circ} liegen bei $0,1 \text{ m}\Omega$ und $0,1 \text{ }\mu\text{F}$.

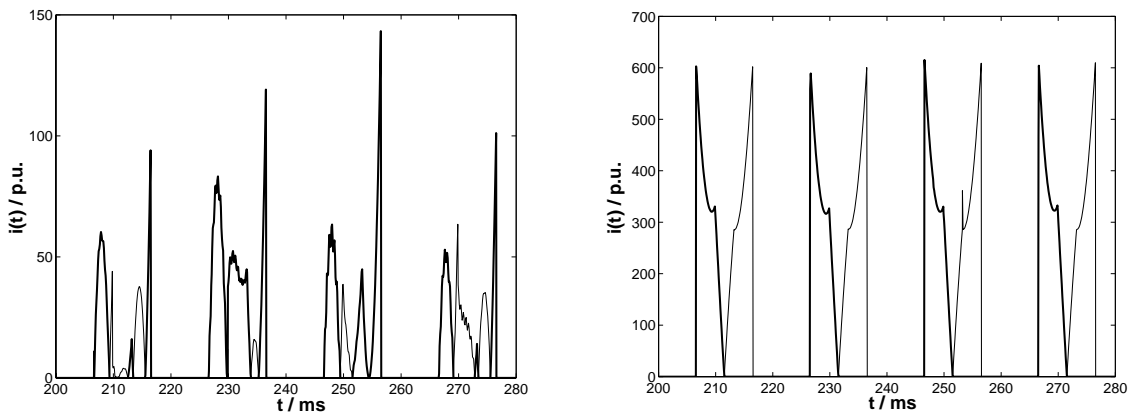


Bild 5.12. Ströme durch Diode 1 und Thyristor 1 ohne (links) und mit (rechts) externer Beschaltung.

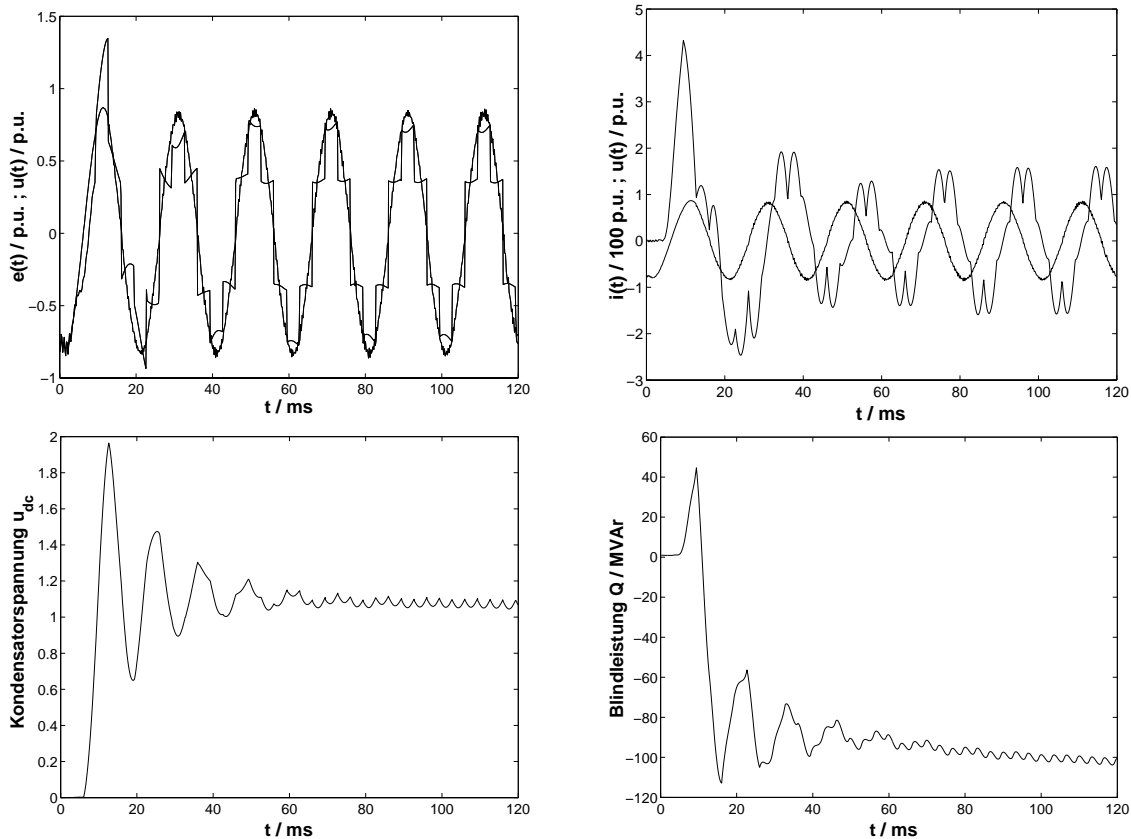


Bild 5.13. Sechspulsbrücke bei induktiver Vollausslenkung; $e(t)$, $u(t)$; $u(t)$, $i(t)$; u_{dc} ; Q .

Verbindet man das Modell dreiphasig mit einer Netzsammelschiene konstanter Spannung und Phase, so lassen sich durch die Variation des Thyristorzündwinkels α *drei charakteristische Zustände* einstellen:

- Induktive Vollaussteuerung, Bild 5.13:
Die Blindleistung hat einen Wert von -100 MVar, die STATCOM-Ausgangsspannung ist kleiner als die Spannung an der Sammelschiene und die Kondensatorspannung ist klein.
- Kein resultierender Blindleistungsaustausch, Bild 5.14:
Zwischen Netz und STATCOM wird keine Blindleistung ausgetauscht, die STATCOM-Ausgangsspannung besitzt die gleiche Amplitude wie die Spannung an der Sammelschiene.
- Kapazitive Vollaussteuerung, Bild 5.15:
Die Blindleistung hat einen Wert von $+100$ MVar, die STATCOM-Ausgangsspannung ist größer als die Spannung an der Sammelschiene und die Kondensatorspannung nimmt einen hohen Wert an.

Für jeden dieser Zustände sind die Kondensatorspannung u_{dc} , die STATCOM-Ausgangsspannung $e(t)$ mit der korrespondierenden Netzspannung (Phasenspannung), $u(t)$ und Strom $i(t)$ in der Zuleitung einer Phase und die Blindleistung Q in ihrem Einschwingvorgang bei Simulationsbeginn dargestellt.

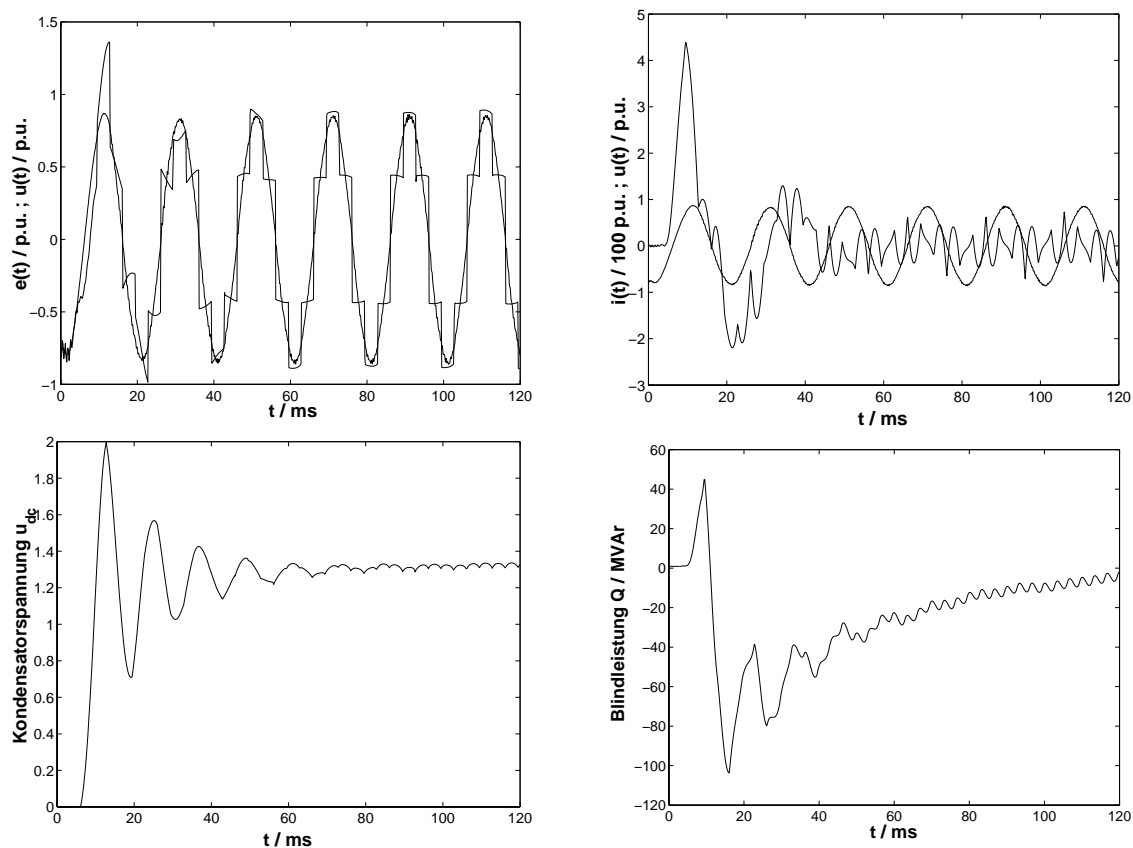


Bild 5.14. Sechspulsbrücke bei $Q \approx 0$; $e(t)$, $u(t)$; $u(t)$, $i(t)$; u_{dc} ; Q .

Die Ausgangsspannung eines sechspulsigen STATCOM enthält harmonische Oberschwingungen der Frequenzen $(6n \pm 1)f$ mit $n \in \mathbf{N}$, wobei $f = 50$ Hz die Netzfrequenz ist. Um die Oberschwingungen der Ausgangsspannungen zu reduzieren, werden mehrpolige Brückenschaltungen verwendet. Diese können aus mehreren Sechspulsbrücken bestehen, deren Koppeltransformatoren gleichspannungsseitig parallel und wechsellspannungsseitig in Serie geschaltet sind.

5.4.2 Modell eines zwölfpulsigen STATCOM

Für das untersuchte STATCOM-Modell werden zwei Sechspulsbrücken verbunden, die eine 12-Puls-Brücke bilden. Die eine Konverterschaltung ist durch einen Stern-Stern geschalteten Transformator mit dem Netz verbunden, der zweite Transformator ist primärseitig sterngeschaltet und sekundärseitig in Dreieckschaltung mit der Konverterschaltung verbunden, wobei eine Phasenverschiebung von 30° zwischen der Netzspannung und der Ausgangsspannung der zweiten Konverterschaltung entsteht. Weiterhin muß der zweite Transformator sekundärseitig eine um den Faktor $\sqrt{3}$ höhere Windungszahl als der andere Transformator besitzen. Die Primärseiten beider Transformatoren werden seriell verschaltet, dabei ergibt sich das Anschlußschema gemäß Bild 5.16.

Die Umsetzung dieser Verschaltung macht in NETOMAC die Verwendung von sechs einphasigen Transformatoren notwendig, da die vorhandenen dreiphasigen Modelle einphasigen

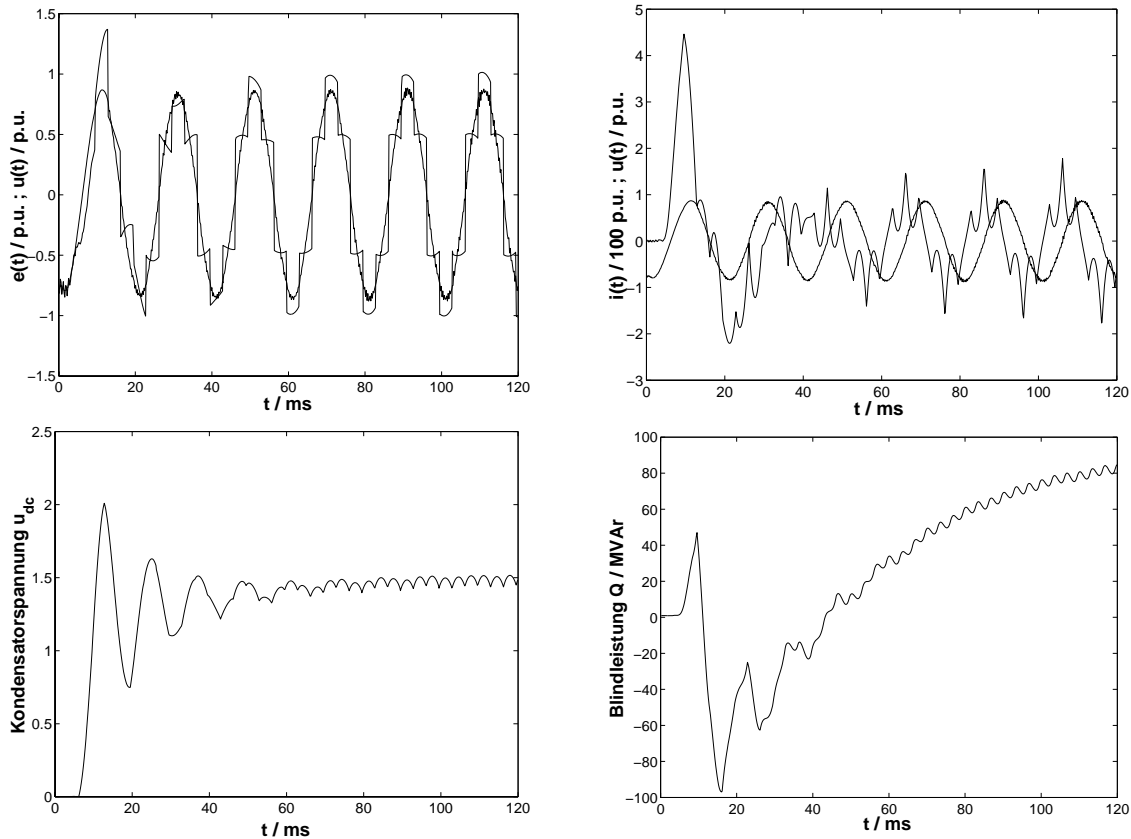


Bild 5.15. Sechspulsbrücke bei kapazitiver Vollausslenkung; $e(t)$, $u(t)$; $u(t)$, $i(t)$; u_{dc} ; Q .

Zugriff auf die Klemmen nicht erlauben. Die einphasigen Transformatoren enthalten jedoch keine Reaktanz, sondern nur einen ohmschen Widerstand. Die Reaktanz wird deshalb durch das induktive Zweigelement LL4 auf der 110 kV-Ebene nachgebildet. Das Element F erlaubt den Übergang zwischen der dreiphasigen Modellierung der Brückenschaltung und der einphasigen Modellierung des Netzes. LL1, ..., LL4 sind niederohmige Widerstände, die nicht explizit im Schaltbild dargestellt sind. Der Sternpunkt STARBS ist geerdet. In der Zwölfpulsbrücke ist ein Speicherkondensator C vorhanden. Das gesamte Modell zeigt Bild 5.17.

Werden die Zündpulse der zweiten Konverterschaltung um 30° gegenüber denen der ersten verzögert, so ergeben sich für die bezogenen Ausgangsspannungen der beiden Konverterschaltungen $U_{S,R-ST1S}$ und $U_{ST1S-STARBS}$ folgende Zeitverläufe, Bild 5.18 links. Die charakteristische Ausgangsspannung des 12-pulsigen STATCOM $U_{S,R-S,S}$ ist im Bild rechts dargestellt.

Eine Vorgabe von Anfangswerten ist nicht notwendig, das System stellt selbständig seinen stationären Arbeitspunkt ein. Dies wird durch die Kondensatorspannung u_{dc} und die korrespondierenden Thyristor-/ Diodenströme i_{T1} und i_{D1} in Bild 5.19 für den Einschwingvorgang verdeutlicht.

Bild 5.20 zeigt den Momentanwert des Stroms in der Phase R der Zuleitung LL4 im kapazitiven und induktiven Betrieb. Durch die Schaltvorgänge besitzt dieser eine charak-

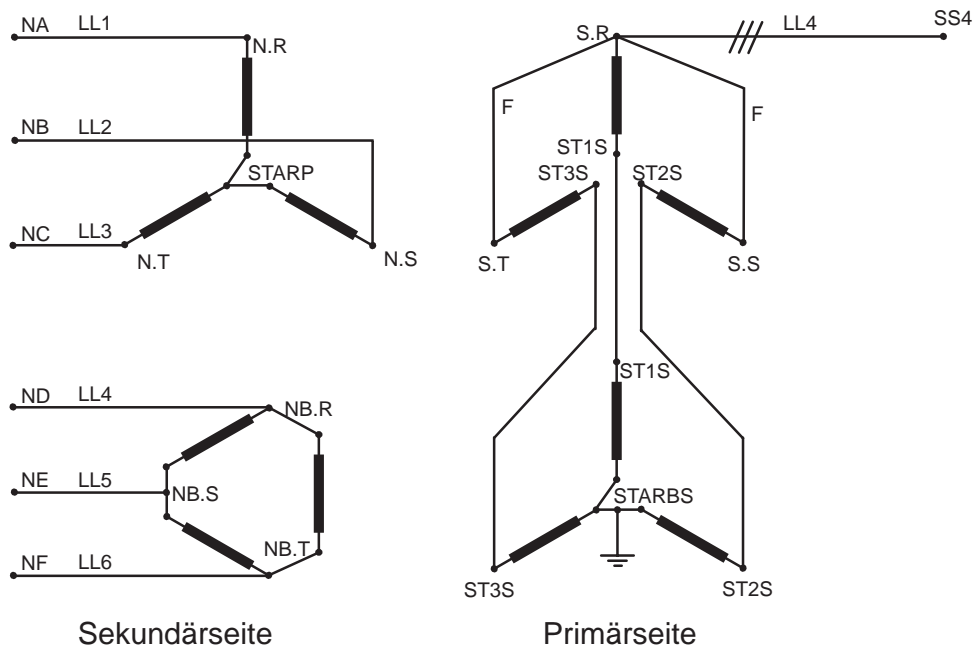


Bild 5.16. Ausschnitt des Modells: Transformatorverschaltung der Zwölfpulsbrücke.

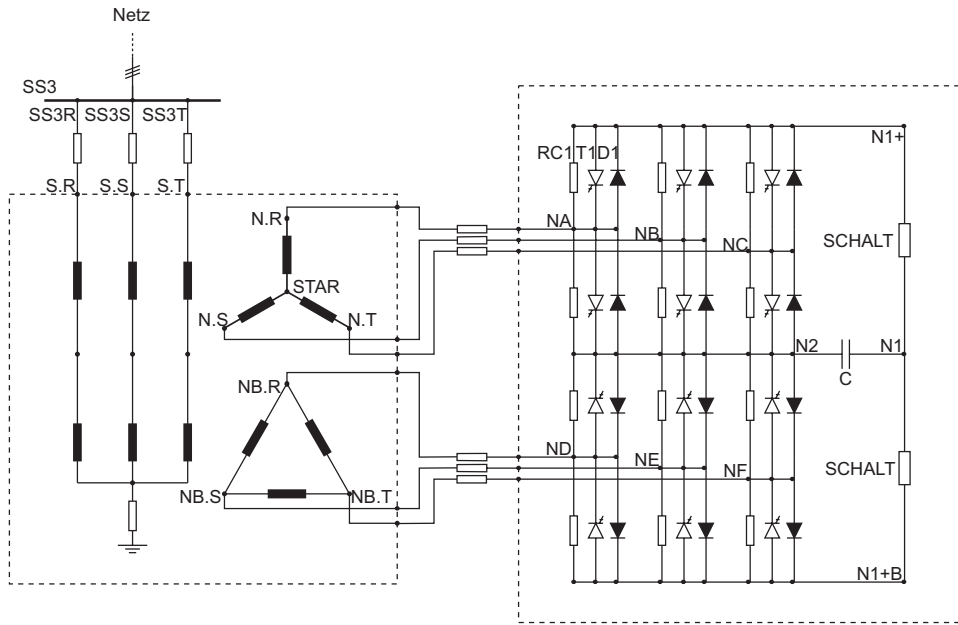


Bild 5.17. Netzwerkmodell eines 12-pulsigen STATCOM ohne Hilfsbeschaltung und Regler.

teristische Schwingungsform, die durch die Messungen aus [27, 106] bestätigt werden. Die Frequenzen der Harmonischen entsprechen denen der STATCOM-Ausgangsspannung.

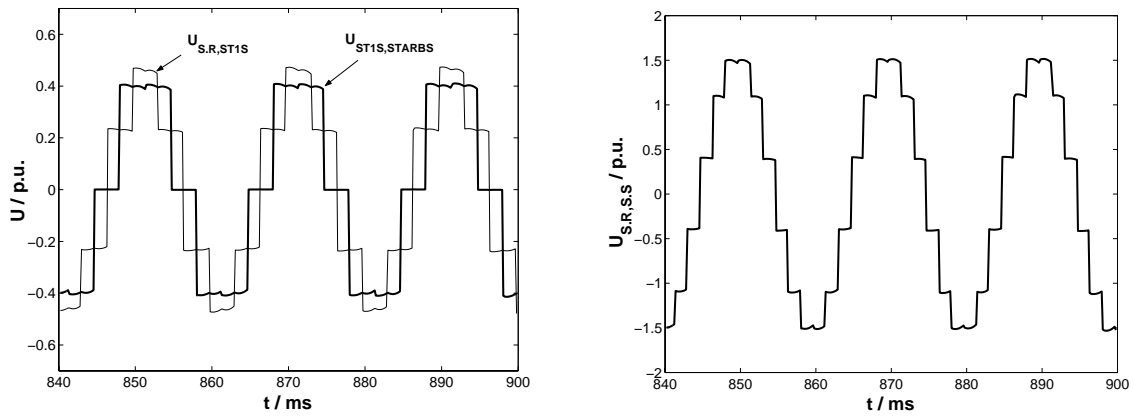


Bild 5.18. Ausgangsspannungen der Sechspulsbrücken (links) und der Zwölfpulsbrücke (rechts).

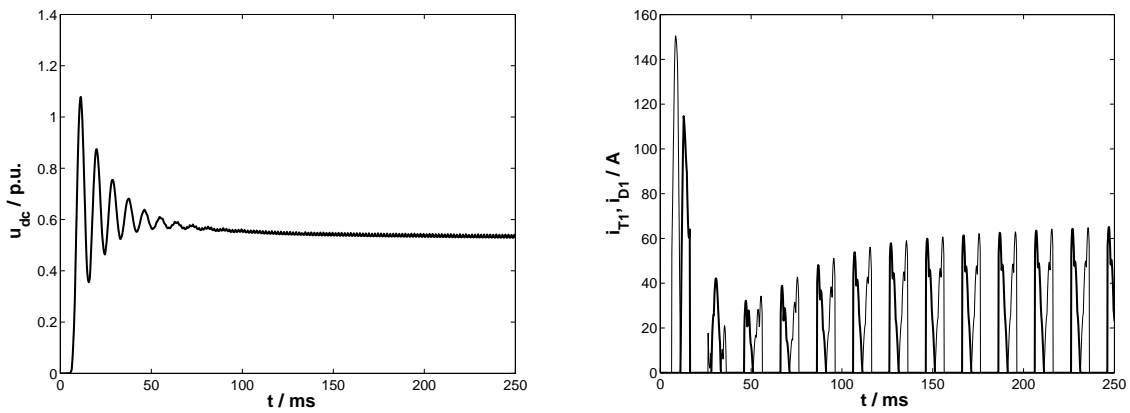


Bild 5.19. Transienter Einschwingvorgang der Kondensatorspannung u_{dc} und des Thyristor-/Diodenstroms i_{T1}, i_{D1} der Zwölfpulsbrücke.

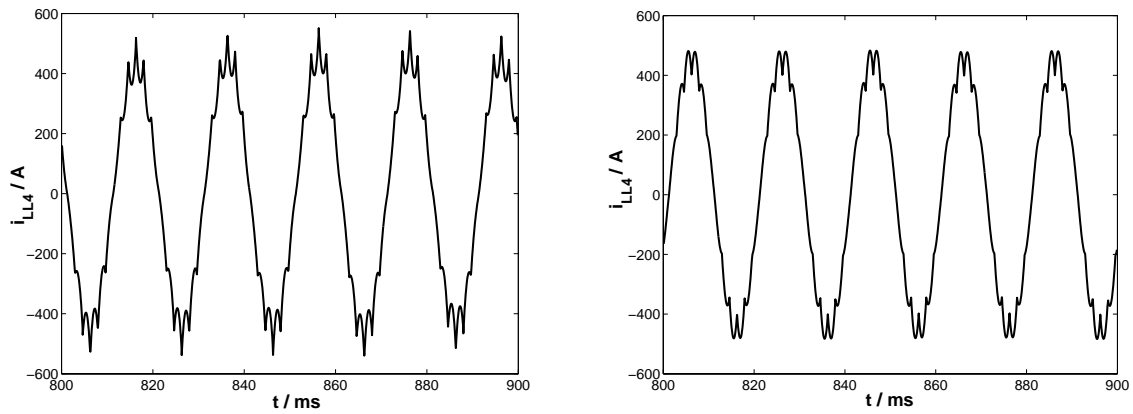


Bild 5.20. Strom in der Phase R der Zuleitung LL_4 im kapazitiven und induktiven Betrieb.

5.4.3 Netzzrückwirkung durch Harmonische

In den folgenden Untersuchungen werden die STATCOM-Ausgangsspannungen der Sechspulsbrückenschaltung und der Zwölfpulsbrückenschaltung untersucht und verglichen. Die Ausgangsspannungen haben keinen rein sinusförmigen Verlauf, sondern sind mit Oberschwingungen behaftet, die durch die Schaltvorgänge der Konverterschaltung unvermeidlich entstehen.

Die Harmonischen der Sechspulsbrückenschaltung

Bild 5.21 zeigt die Spannung am Knoten N.R zu Erde und die Frequenzanteile innerhalb des Zeitsignals $u_{N,R}(t)$, die mittels einer FASTFOURIER-Transformation berechnet wurden [147]. Das Frequenzspektrum des Zeitsignals ist auf die Amplitude der Grundschwingung normiert (100%). Es treten Oberschwingungen bei den folgenden Vielfachen der Grundfrequenz auf: 5, 7, 11, 13, 17, 19, ...

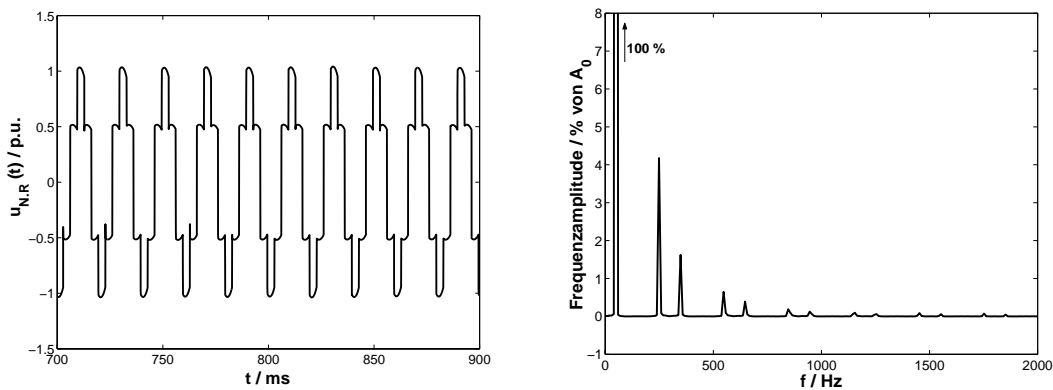


Bild 5.21. Zeitlicher Verlauf der Strangspannung an N.R der Sechspulsbrücke und Ergebnis einer 1024-Punkte FFT.

Die Harmonischen der Zwölfpulsbrückenschaltung

Die Spannung zwischen dem Knoten S.R und Erde hat keinen sinusförmigen Verlauf und enthält ebenfalls Oberschwingungen, Bild 5.22. Diese haben die folgenden Vielfachen der Grundfrequenz: 11, 13, 23, 25, 35, 37, ...

Das Frequenzspektrum des Zeitsignals ist auf die Amplitude der Grundschwingung normiert (100%).

5.4.4 Dynamisches Verhalten des unregelmäßigten Netzwerkmodells

Das *unregelmäßige STATCOM-Modell* wird nun in seinem *dynamischen Verhalten* untersucht. Dazu wird der Zündwinkel α sprunghaft verändert, um den transienten Ausgleichsvorgang vom *voll induktiven zum voll kapazitiven Betriebszustand* zu realisieren.

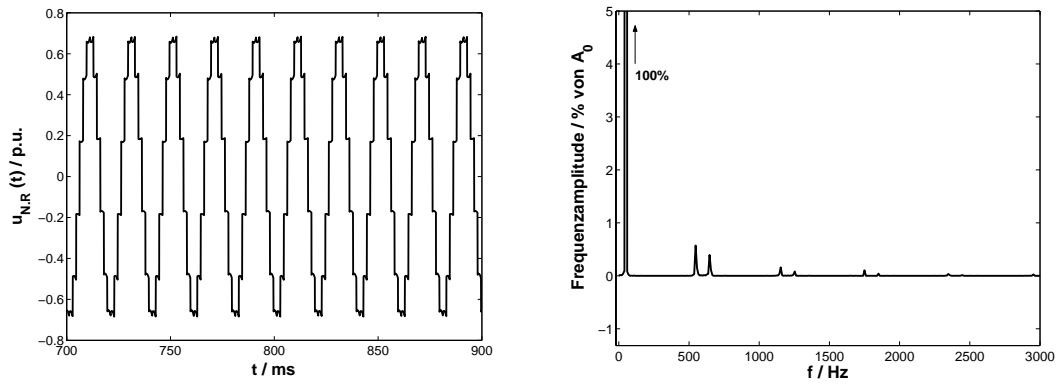


Bild 5.22. Zeitlicher Verlauf der Strangspannung an N.R der Zwölfpulsbrücke und Ergebnis einer 1024-Punkte FFT.

Hierzu wird in NETOMAC zum Zeitpunkt $t = 300$ ms, also nach Abklingen des Einschwingvorgangs in den induktiven Bereich, der Zündwinkel von $\alpha = 248,3^\circ$ auf $\alpha = 246,3^\circ$ verändert. Bild 5.23 zeigt den vom STATCOM aufgenommenen Strom der Phase R und die entsprechende Phasenspannung. Es tritt ein Phasensprung des Stroms um 180° auf, der den Wechsel vom induktiven zum kapazitiven Betriebszustand charakterisiert. Die Änderung der Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom erfolgt innerhalb einer Periodendauer, der Ausgleichsvorgang ist innerhalb weniger Periodendauern abgeschlossen.

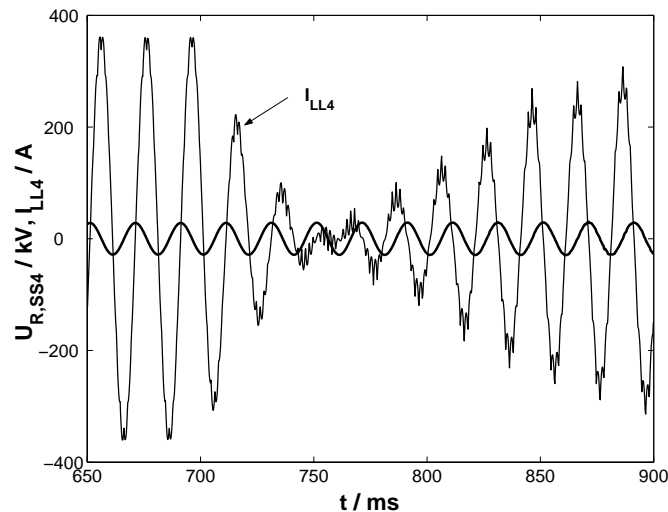


Bild 5.23. Spannung der Phase R zu Erde; Strom in der Zuleitung der Phase R .

Bild 5.24 zeigt die resultierende Änderung der Blindleistung $Q_{STATCOM}$ und der Kondensatorspannung u_{dc} beim Übergang vom induktiven in den kapazitiven Bereich.

Im kapazitiven Betriebszustand variiert die abgegebene Leistung um etwa ± 5 MVar. Diese niederfrequenten Änderungen sind auf die Variation der Kondensatorspannung u_{dc} im kapazitiven Bereich zurückzuführen. Falls der STATCOM an einer Spannungsquelle konstanter Amplitude und Phasenlage angeschlossen ist, ist diese Schwankung nicht

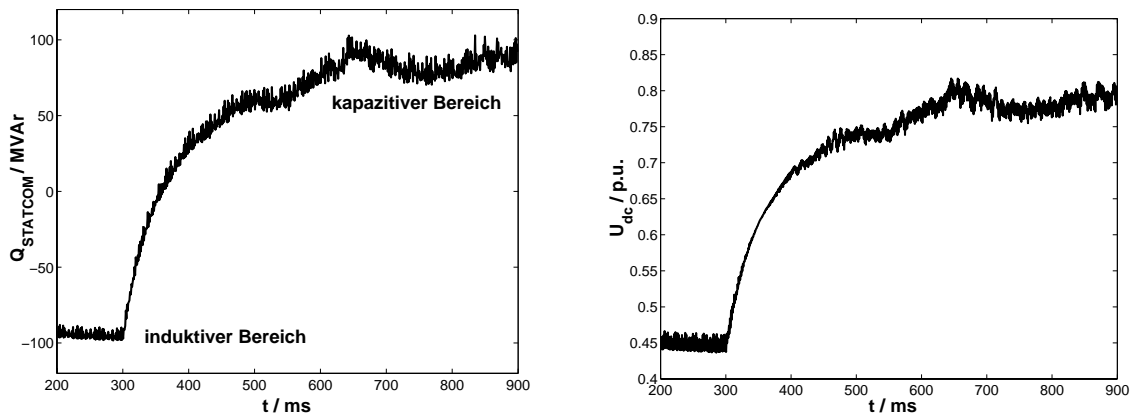


Bild 5.24. Blindleistung $Q_{STATCOM}$ und Kondensatorspannung u_{dc} .

festzustellen. Es handelt sich dabei offensichtlich um einen Effekt, der nur bei Netzknospen mit variabler Amplitude und Phasenlage auftritt [140]. Durch Einfügen eines Reglers lässt sich diese Problematik beseitigen, wie später gezeigt wird.

Schließlich zeigt Bild 5.25 die STATCOM-Ausgangsspannung $e(t)$ und die Netzspannung $u(t)$ für diesen Ausgleichsvorgang. Die Änderung der Amplitude der STATCOM-Ausgangsspannung E führt bei konstanter Netzspannung U zu einer Umkehr des Blindstroms, wie im Zeigerdiagramm 5.2, dargestellt.

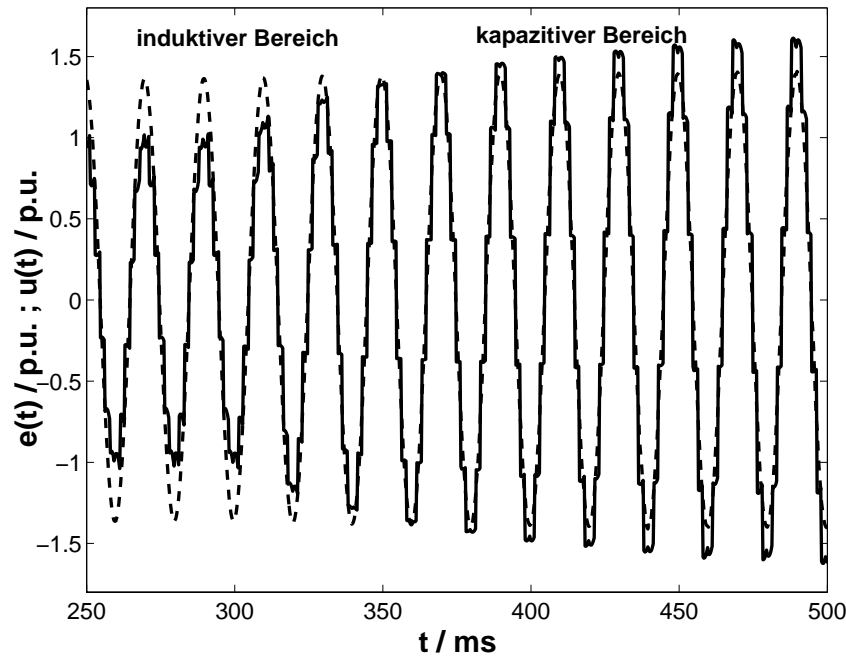


Bild 5.25. STATCOM-Ausgangsspannung $e(t)$ und Netzspannung $u(t)$ (gestrichelt) einer Phase.

5.5 Blindleistungsregelung des Netzwerkmodells mittels PI-Regler

Um die Regelung eines ± 50 MVar-STATCOM mit einem PI-Regler zu realisieren, werden die Parameter der stationären Kennlinie aus Bild 5.4 bestimmt. Dies ermöglicht die Berechnung des Sollwerts für den Blindstrom $I_{Q,soll}$ aus einer vorhandenen Spannungsabweichung ΔU am Netzknoten:

Der STATCOM wird eingesetzt, um die Spannung am Netzknoten auf einem Wert von 1,00 p.u. konstant zu halten. Maximale induktive, bzw. kapazitive Blindleistung soll bei Spannungen von 1,05 p.u., bzw. 0,95 p.u. mit dem Netz ausgetauscht werden. Da die mit dem Netz ausgetauschte Blindleistung begrenzt ist, ergeben sich für die Sollwerte des Blindstroms bei einer Nennspannung von 110 kV die folgenden Effektivwerte als Begrenzungen:

- Strombegrenzung im kapazitiven Betriebszustand:

$$I_{kap,max} = \frac{50}{0,95 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \text{kA}_{\text{eff}} = 291,59 \text{A}_{\text{eff}}$$

- Strombegrenzung im induktiven Betriebszustand:

$$I_{ind,max} = \frac{50}{1,05 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \text{kA}_{\text{eff}} = 262,43 \text{A}_{\text{eff}}$$

Aus der aktuellen Spannungsabweichung vom Sollwert wird im Makrofile des Reglers der Sollwert für den Blindstrom $I_{Q,soll}$ unter Berücksichtigung der Limitierungen berechnet. Die Abweichung dieses Sollwerts vom aktuellen Blindstrom dient als Eingang des PI-Reglers. Eine Messung der aktuellen *Blindstromkomponente des Stroms* i_q ist deshalb erforderlich. Dazu werden die Phasenströme in der primärseitigen Zuleitung des Transformators gemessen. Mit Hilfe der $dq0$ -Transformation berechnet sich die q -Komponente des Stroms zu

$$i_q = -k_q \cdot \left(i_a \cdot \sin \theta + i_b \cdot \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \quad (5.3)$$

Der PI-Regler erhält nun als Eingangsgröße $i_q - I_{Q,soll}$ und berechnet als Ausgangsgröße die benötigte Variation des Zündwinkels α . Das Blockschaltbild des Reglers mit der Messaufnahme, STATCOM und dem Elektroenergiesystem zeigt Bild 5.26. Um numerische Stabilität in NETOMAC zu gewährleisten, ist eine Filterung der erfaßten Eingangsspannung U zur Berechnung von $I_{Q,soll}$ notwendig. Dies wird durch ein Verzögerungsglied vom Typ PT1 mit einer Zeitkonstanten von 12 ms realisiert [46].

5.5.1 Simulationsergebnisse

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens des geregelten STATCOM wird dieser in ein Zwei-Sammelschienen-System implementiert, in welchem Leistung von der Generatorsammelschiene zu einem Verbraucher über parallele Leitungen übertragen wird.

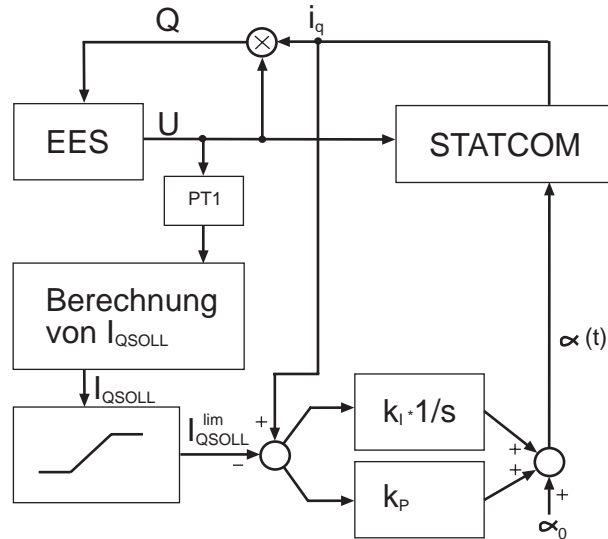


Bild 5.26. PI-Regler mit ± 50 -MVar-STATCOM und Elektroenergiesystem (EES).

Der STATCOM ist an der Verbrauchersammelschiene angeschlossen. Spannungsabfälle an der Verbrauchersammelschiene können einfach durch das Abschalten einer oder mehrerer Übertragungsleitungen dreiphasig simuliert werden.

Bild 5.27 links zeigt den zeitlichen Verlauf der Spannung an der Verbrauchersammelschiene ohne STATCOM. Nach einer Sekunde werden zwei parallele Übertragungsleitungen abgeschaltet und 500 ms später wieder zugeschaltet. Dies führt zu einem Spannungsabfall von 1,0 p.u. vor der Störung auf einen Wert von 0,93 p.u. während der Störung und zu einer temporären Reduzierung der vom Verbraucher aufgenommenen Wirk- und Blindleistung, Bild 5.28.

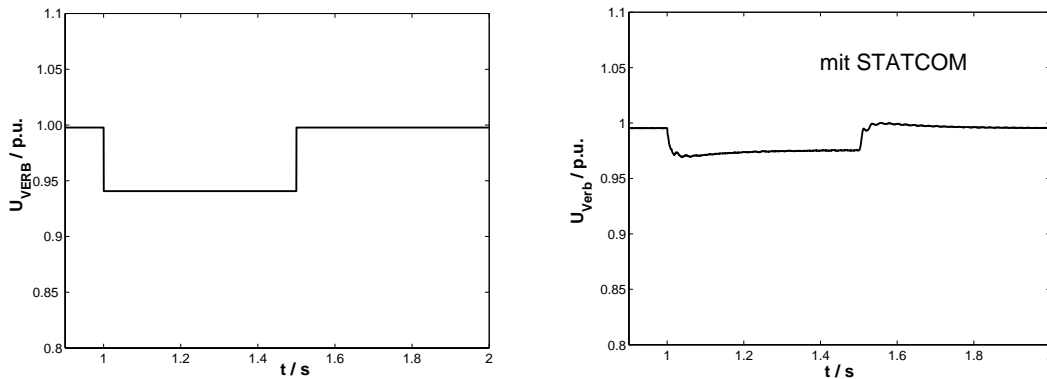


Bild 5.27. Spannungsverlauf an der Verbrauchersammelschiene ohne (links) und mit (rechts) STATCOM.

Schließt man den ± 50 -MVar-STATCOM mit PI-Regler an die Verbrauchersammelschiene an, wobei die Reglerverstärkungen zu $K_P = 0,5$ und $K_I = 4,0$ eingestellt werden, so ergibt sich der Verlauf der Spannung an der Verbrauchersammelschiene in Bild 5.27 rechts.

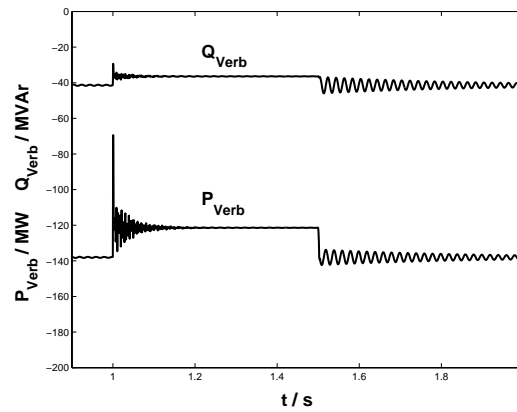


Bild 5.28. Leistungsaufnahme des Verbrauchers ohne STATCOM.

Der STATCOM ist unmittelbar nach Beginn der Störung in der Lage, durch kapazitive, bzw. induktive Kompensation die Spannung innerhalb des vorgegebenen Bandbereichs $0,95 \text{ p.u.} \leq U \leq 1,05 \text{ p.u.}$ zu erhalten.

Der vom PI-Regler berechnete limitierte Blindstromsollwert $I_{Q,Soll}$ und der tatsächlich abgegebene Blindstrom i_q sind in Bild 5.29 links, der Zündwinkel der Thyristoren α im Bild rechts dargestellt. Die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen des PI-geregelten Modells zeigen bei sprunghaften Änderungen der Klemmenspannung große Oszillationen während des Einschwingvorgangs.

Weitere Zeitverläufe dieses Netzwerkmodells werden unter dem Einsatz anderer Regelstrategien in Kapitel 5.6 vorgestellt und verglichen.

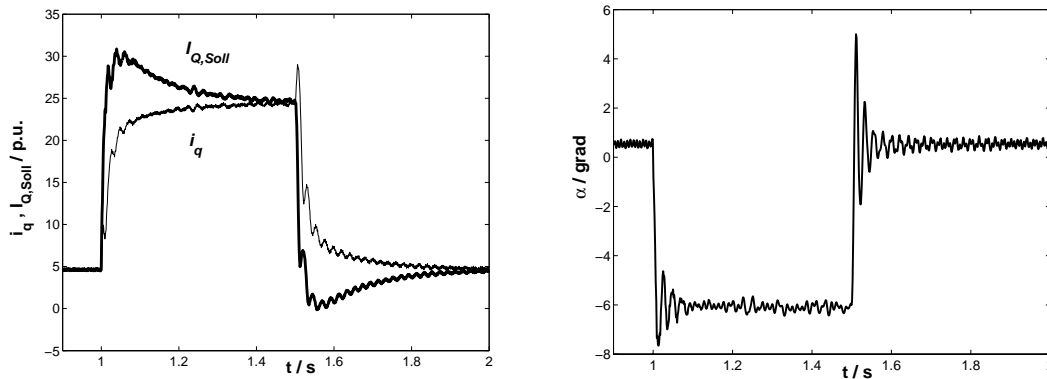


Bild 5.29. Aus der Kennlinie berechneter Sollwert des Blindstroms und tatsächlich abgegebener Blindstrom (links); Zündwinkel der Thyristoren (rechts).

5.6 Reglerentwurf am GAM-Modell und Transfer auf das Netzwerkmodell

Um Regler zur Thyristoransteuerung zu entwerfen oder den Einfluß des STATCOM auf das Elektroenergiesystem zu untersuchen, ist die Modellierung in Form eines Netzwerkmodells, Kapitel 5.4, nicht notwendig. Sinnvolle Vereinfachungen erlauben die Untersuchungen des Systemverhaltens und vermeiden gleichzeitig Kosten und Rechenzeit. Mit Hilfe der Raumzeiger-Methode und einer Modellierung der Konverterschaltung durch gesteuerte Spannungsquellen ist eine stationäre und transiente Untersuchung des STATCOM möglich, ohne Informationen über das interne elektrische Verhalten zu verwenden [78].

Die Vereinfachung des detaillierten Modells durch eine mathematische Mittelungsmethode führt zu einem *vereinfachten kontinuierlichen Modell*. Die Mittelungsmethode für Konverterschaltungen ist unter dem Namen *Generalized Averaging Method (GAM)* bekannt, das Modell wird im folgenden als GAM-Modell bezeichnet [49]. Dieses wird durch *gekoppelte nichtlineare Differentialgleichungen* beschrieben und ermöglicht im Gegensatz zum detaillierten Modell den systematischen Reglerentwurf.

Am GAM-Modell, Kap. 5.6.2 werden verschiedene lineare und nichtlineare Regler entworfen und hinsichtlich ihrer dynamischen Performance untersucht:

In Kapitel 5.6.3 werden die Zustandsgrößen im stationären Betrieb berechnet, die als Anfangsbedingungen für alle dynamischen Untersuchungen benötigt werden. Das GAM-Modell wird linearisiert und hinsichtlich seiner Stabilität im Arbeitspunkt untersucht.

In 5.6.4 wird das dynamische Verhalten des *PI-geregelten STATCOM* am Netzwerkmodell und am GAM-Modell verglichen und bewertet.

In 5.6.5 wird ein nichtlinearer Regler basierend auf der *Methode der Feedback-Linearisierung* auf das GAM-Modell angewendet und anschließend am Netzwerkmodell implementiert. Die Limitation dieser Methodik wird aufgezeigt.

In 5.6.6 wird ein *Fuzzy-Regler* an beiden Modellen implementiert und in seinem dynamischen Verhalten untersucht.

Die Ergebnisse der drei Reglertypen werden verglichen und bewertet.

5.6.1 Vorgehensweise beim Reglerentwurf

Die Implementierung der nichtlinearen Regler erfolgt gemäß der im Bild 5.30 dargestellten Strategie:

Aus dem Netzwerkmodell wird das äquivalente GAM-Modell abgeleitet, der nichtlineare Regler wird auf das GAM-Modell angewendet und optimiert. Der Regler wird anschließend auf das Netzwerkmodell transferiert. Zusätzliche Maßnahmen werden getroffen, um den Regler einsetzen zu können. Diese Maßnahmen erfordern wiederum die Anpassung der Parameter, um die dynamische Performance zu optimieren.

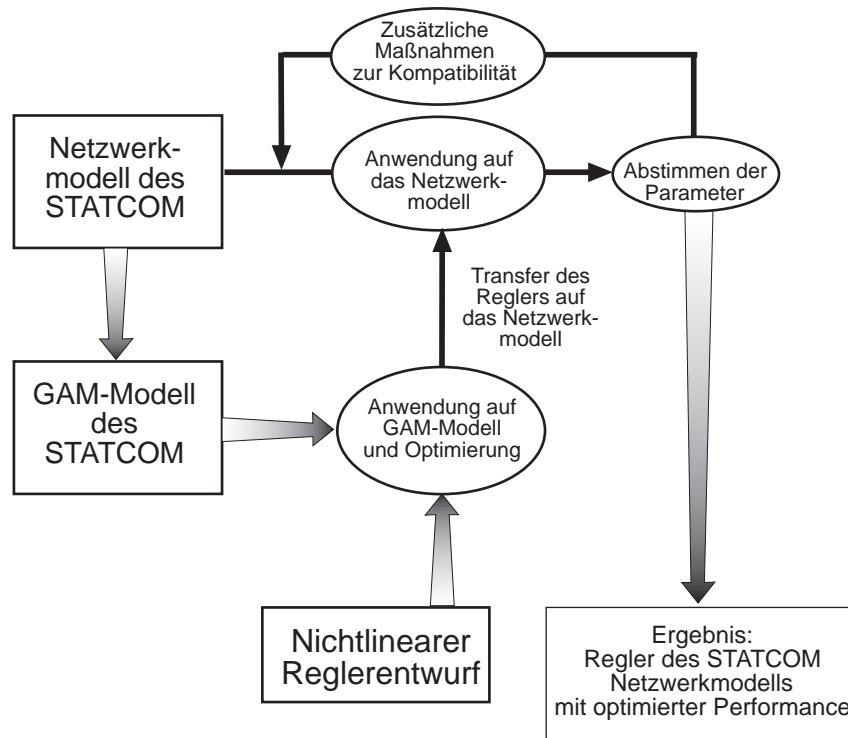


Bild 5.30. Vorgehensweise beim Reglerentwurf.

5.6.2 Herleitung des GAM-Modells

Bild 5.31 zeigt ein vereinfachtes Ersatzschaltbild des STATCOM. Es besteht aus einem *Energiespeicher* (Kondensator C) auf der Gleichspannungsseite, einer *Konverterschaltung* und aus jeweils einer *Serieninduktivität* L_s pro Phase auf der AC-Seite. Diese Induktivitäten repräsentieren im Ersatzschaltbild die Streufeldreaktanzen der Kopplungstransformatoren, Bild 5.16.

Weiterhin gibt es einen mit dem Kondensator parallelgeschalteten Ohmschen Widerstand R_p , der die Schaltverluste in der Konverterschaltung repräsentiert und Ohmsche Widerstände R_s in den zuführenden Leitungen, die im Modell die Transformator- und Leitungsverluste repräsentieren.

Im Zeitbereich lauten die Kirchhoffschen Gleichungen der *Wechselspannungsseite* folgendermaßen:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i'_a \\ i'_b \\ i'_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i'_a \\ i'_b \\ i'_c \end{pmatrix} + \frac{\omega_b}{L'} \begin{pmatrix} e'_a - u'_a \\ e'_b - u'_b \\ e'_c - u'_c \end{pmatrix} \quad (5.4)$$

Die in diesen Gleichungen auftretenden Größen sind auf ein Basissystem bezogen, wobei die bezogenen Größen durch einen Strich gekennzeichnet werden und Umrechnung zwischen absoluten und bezogenen Größen (Einheit: per unit (p.u.)) in dieser Weise erfolgt:

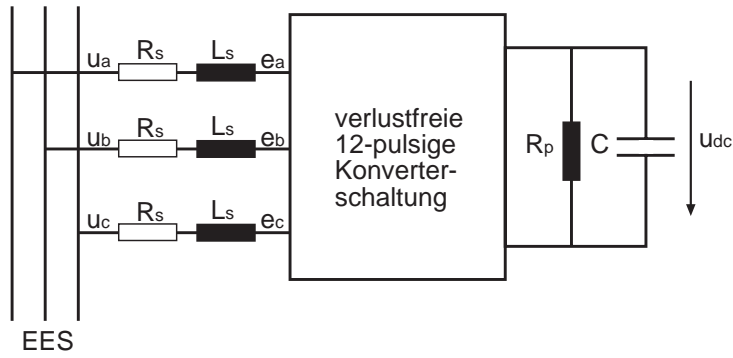


Bild 5.31. Ersatzschaltbild des STATCOM.

$$\begin{aligned}
 L' &= \frac{\omega_b L_s}{Z_{bez}} & C' &= \frac{1}{\omega_b C Z_{bez}} & R'_s &= \frac{R_s}{Z_{bez}} & R'_p &= \frac{R_p}{Z_{bez}} \\
 i'_{abc} &= \frac{i_{abc}}{I_{bez}} & u'_{abc} &= \frac{u_{abc}}{U_{bez}} & e'_{abc} &= \frac{e_{abc}}{U_{bez}} & Z_{bez} &= \frac{U_{bez}}{I_{bez}}
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

Dieses Gleichungssystem wird der $dq0$ -Transformation unterworfen. Unter der Annahme symmetrischer Belastung ist die Nullkomponente des Stroms gleich null, d.h. $i_0 = 0$, und man erhält:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{-R'_s \omega_b}{L'} & \omega \\ -\omega & \frac{-R'_s \omega_b}{L'} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \end{pmatrix} + \frac{\omega_b}{L'} \begin{pmatrix} (e'_d - |u'|) \\ e'_q \end{pmatrix} \tag{5.6}$$

Bei positivem i'_q hat der STATCOM induktives Verhalten, bei negativem i'_q kapazitives Verhalten aus Sicht des Netzes.

Da die Konverterschaltung im Modell verlustlos ist, kann man die *Leistungsbilanz* auf Gleich- und Wechselspannungsseite folgendermaßen aufstellen:

$$u'_{dc} \cdot i'_{dc} = \frac{3}{2} (e'_d i'_d + e'_q i'_q) \tag{5.7}$$

Die Differentialgleichung für den Auf- und Entladevorgang des Kondensators C lautet:

$$\frac{d}{dt} u'_{dc} = -\omega_b C' \left(i'_{dc} + \frac{u'_{dc}}{R'_p} \right) \tag{5.8}$$

Die symmetrischen Komponenten der Spannung auf der Wechselstromseite der Konverterschaltung lassen sich durch Mittelung der nichtkontinuierlichen Schaltvorgänge [79] mit der Kondensatorspannung u'_{dc} folgendermaßen ins Verhältnis setzen:

$$\begin{aligned} e'_d &= k u'_{dc} \cos \alpha \\ e'_q &= k u'_{dc} \sin \alpha \end{aligned} \quad (5.9)$$

wobei k der Faktor ist, der den Zusammenhang zwischen der Spannung auf der DC-Seite mit der Spannungsamplitude der Wechselspannung bildet.

(5.9) basiert auf einer Mittelwertbildung und ist keine physikalisch exakte Darstellung. Die zugrundeliegende Theorie wurde in [36] anhand der Modellbildung von Leistungselektronik-Schaltungen hergeleitet und in [49] auf eine größere Klasse von Konverterschaltungen basierend auf leistungselektronischen Systemen verallgemeinert. Bei Konverterschaltungen lassen sich die physikalischen Vorgänge exakt nur durch eine *nicht-kontinuierliche Differentialgleichung* beschreiben, da sich die Topologie des Konverters zu jedem Schaltzeitpunkt ändert. Die GAM ermöglicht eine mathematische Beschreibung aller einzelnen Schaltvorgänge mit hohen Repetitionsraten, wie sie bei Konverterschaltungen typischerweise auftreten, durch eine *kontinuierliche Differentialgleichung*.

Ansteuerung der Thyristoren (Phasenanschnittsteuerung / Pulsweitenmodulation)

Prinzipiell gibt es bei der Konverterschaltung des STATCOM zwei Möglichkeiten der Ansteuerung:

1. Ansteuerung mittels *variabler Pulsweitenmodulation (PWM)*:

Diese Art der Ansteuerung erlaubt eine unabhängige Änderung der beiden Größen α und k in (5.9). Dadurch kann bei einem ausreichend großen u'_{dc} eine unabhängige Regelung der Größen e'_d und e'_q erfolgen. Die dafür notwendige PW-Modulation benötigt allerdings sehr kurze Schaltzyklen, die hohe Verluste und Wärmeentwicklung mit sich bringen. Diese Art der Ansteuerung wird in leistungsstarken STATCOM-Anwendungen als *unwirtschaftlich* angesehen.

2. Ansteuerung des STATCOM erfolgt nur durch Variation von α in (5.9):

In diesem Fall erfolgt die Ansteuerung unter Konstanthaltung des Faktors k nur durch Variation des Zündwinkels α (*Phasenanschnittsteuerung*). Dabei entspricht der Schaltzyklus der Grundfrequenz ω_0 . Die *Verluste der Konverterschaltung* sind weit geringer. Diese Ansteuerung wird für den STATCOM verwendet und im folgenden untersucht.

GAM-Modell bei Phasenanschnittsteuerung

Durch Kombination der Gleichungen (5.6) bis (5.9) erhält man die in dieser Arbeit verwendeten *Zustandsgleichungen des STATCOM in Matrixschreibweise*:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{\omega_b}{L'} \cdot |u'| \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (5.10)$$

mit

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \omega & \frac{k \omega_b}{L'} \cdot \cos \alpha \\ -\omega & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \frac{k \omega_b}{L'} \cdot \sin \alpha \\ -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot \cos \alpha & -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot \sin \alpha & -\frac{\omega_b C'}{R'_p} \end{pmatrix} \quad (5.11)$$

Die *Reglereingangsgröße* ist der Steuerwinkel α , bzw. $(\sin \alpha)$ und $(\cos \alpha)$ in (5.11). Der Eingangsvektor \mathbf{u} wird folgendermaßen definiert:

$$\mathbf{u} = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin \alpha \\ \cos \alpha \end{pmatrix} \quad (5.12)$$

Die *Zustandsgrößen* sind im Zustandsgrößenvektor definiert:

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} \quad (5.13)$$

Die *bezogenen Parameter* des GAM-Modells werden mittels (5.5) aus den Größen des in Kapitel 5.4 entwickelten Netzwerkmodells berechnet.

Dazu werden die elektrischen Parameter des Betriebsmittels (Bild 5.9 und Bild 5.16) ermittelt und anschließend in bezogene Größen umgerechnet. Das Bezugssystem wird aus der Kondensatorspannung im Nennbetrieb ($u_{bez} = 13,2 \text{ kV}$) und der Nennleistung des STATCOM ($S_{bez} = 50 \text{ MVar}$) gebildet:

$$\begin{aligned} L'_s &= 0,150 \text{ p.u.} & C' &= 0,185 \text{ p.u.} & k &= 0,525 \\ R'_s &= 0,006 \text{ p.u.} & R'_p &= 800 \text{ p.u.} & \omega_b &= \omega_0 = 2\pi \cdot 50 \end{aligned}$$

Zustandsgrößen im eingeschwungenen Betriebszustand

Die Lösung dieses Differentialgleichungssystem im stationären Zustand ergibt sich durch das Nullsetzen aller zeitlichen Ableitungen von (5.10):

$$\dot{\mathbf{x}} = \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} = 0 \quad (5.14)$$

Die Lösung liefert für die Zustandsgrößen im stationären Zustand die folgenden Gleichgewichtspunkte in Abhängigkeit von den Zündwinkeln der Thyristoren α_0 :

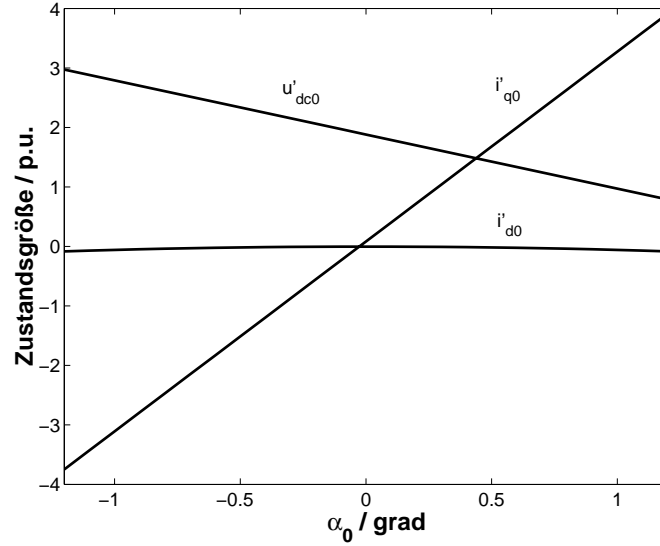


Bild 5.32. Arbeitspunkte des STATCOM im stationären Betriebszustand.

$$\begin{aligned}
 i'_{d0} &= \frac{-2\omega_b^2 R'_s |u'_0| - 3k^2 \omega_b^2 R'_p |u'_0| \sin^2 \alpha}{2L_s'^2 \omega_0^2 + 2\omega_b^2 R_s'^2 + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \cos^2 \alpha + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \sin^2 \alpha} \\
 i'_{q0} &= \frac{2L_s' \omega_b \omega_0 |u'_0| + 3k^2 \omega_b^2 R'_p |u'_0| \cos \alpha \sin \alpha}{2L_s'^2 \omega_0^2 + 2\omega_b^2 R_s'^2 + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \cos^2 \alpha + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \sin^2 \alpha} \\
 u'_{dc0} &= \frac{-3R'_p |u'_0| (-k\omega_b^2 R'_s \cos \alpha + k'_s \omega_b \omega_n \sin \alpha)}{2L_s'^2 \omega_0^2 + 2\omega_b^2 R_s'^2 + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \cos^2 \alpha + 3k^2 \omega_b^2 R'_p R'_s \sin^2 \alpha}
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Die stationären Betriebspunkte der Zustandsgrößen sind für das detaillierte Modell des 12-pulsigen STATCOM aus Kapitel 5.4 in Bild 5.32 für eine drehstromseitige Klemmenspannung $|u'_0| = 1,0$ p.u. dargestellt. Bei anderer Spannung an der Netzsammelschiene zeigen die Kurven qualitativ gleiches Verhalten [146]. Die stationären Werte der Zustandsgrößen bilden die Anfangswerte der dynamischen Simulation. Bei der Realisierung des GAM-Modells in NETOMAC findet vor der dynamischen Simulation die Berechnung der Anfangswerte mittels (5.15) statt, um die Konvergenz der dynamischen Simulation zu erreichen.

5.6.3 Linearisierung des GAM-Modells

Das mathematische Modell des STATCOM (5.27) wird jetzt um den Arbeitspunkt α_0 , i'_{d0} , i'_{q0} , u'_{dc0} und für eine bestimmte Klemmenspannung $|u'_0|$ linearisiert. Veränderliche Größen werden dabei mit einem vorangestellten Δ gekennzeichnet. Dieses linearisierte Modell ist nur für kleine Abweichungen um den Arbeitspunkt näherungsweise gültig. Die Linearisierung nach Taylor führt zu den Gleichungen:

$$\begin{aligned}
\frac{d}{dt} \Delta i'_d &= -\frac{R_s \omega_b}{L'} \cdot \Delta i'_d + \omega \cdot \Delta i'_q + \frac{k \omega_b}{L'} \cos \alpha_0 \cdot \Delta u'_{dc} - \\
&\quad - \frac{\omega_b}{L'} \cdot \Delta |u'| - \frac{k \omega_b}{L'} \sin \alpha_0 u'_{dc0} \cdot \Delta \alpha \\
\frac{d}{dt} \Delta i'_q &= -\omega \cdot \Delta i'_d - \frac{R'_s \omega_b}{L'} \cdot \Delta i'_q + \frac{k \omega_b}{L'} \sin \alpha_0 \cdot \Delta u'_{dc} + \\
&\quad + \frac{k \omega_b}{L'} u'_{dc0} \cos \alpha_0 \cdot \Delta \alpha \\
\frac{d}{dt} \Delta u'_{dc} &= -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cos \alpha_0 \cdot \Delta i'_d - \frac{3}{2} k C' \omega_b \sin \alpha_0 \cdot \Delta i'_q - \\
&\quad - \frac{\omega_b C'}{R'_p} \cdot \Delta u'_{dc} + \frac{3}{2} k C' \omega_b (\sin \alpha_0 i'_{d0} - \cos \alpha_0 i'_{q0}) \cdot \Delta \alpha
\end{aligned}$$

In Matrixschreibweise mit den Eingangsgrößen $\Delta |u'|$ und $\Delta \alpha$ lautet das System:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \Delta i'_d \\ \Delta i'_q \\ \Delta u'_{dc} \end{pmatrix} = \mathbf{A}_\Delta \cdot \begin{pmatrix} \Delta i'_d \\ \Delta i'_q \\ \Delta u'_{dc} \end{pmatrix} + \mathbf{B}_\Delta \cdot \begin{pmatrix} \Delta |u'| \\ \Delta \alpha \end{pmatrix} \quad (5.16)$$

mit

$$\mathbf{A}_\Delta = \begin{pmatrix} -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \omega & \frac{k \omega_b}{L'} \cos \alpha_0 \\ -\omega & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \frac{k \omega_b}{L'} \sin \alpha_0 \\ -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cos \alpha_0 & -\frac{3}{2} k C' \omega_b \sin \alpha_0 & -\frac{\omega_b C'}{R'_p} \end{pmatrix} \quad (5.17)$$

und

$$\mathbf{B}_\Delta = \begin{pmatrix} -\frac{\omega_b}{L'} & -\frac{k \omega_b}{L'} \sin \alpha_0 u'_{dc0} \\ 0 & \frac{k \omega_b}{L'} \cos \alpha_0 u'_{dc0} \\ 0 & \frac{3}{2} k C' \omega_b (\sin \alpha_0 i'_{d0} - \cos \alpha_0 i'_{q0}) \end{pmatrix} \quad (5.18)$$

Das nichtlineare Differentialgleichungssystem (5.10) wurde mit der Software SIMULINK [155] modelliert und ist in Abbildung 5.33 dargestellt. Die Linearisierung und Berechnung der Eigenfrequenzen und Übertragungsfunktionen wurde an diesem Modell durchgeführt.

Es werden *verschiedene Arbeitspunkte* bei einer konstanten Spannung an der Sammelschiene von $|u'_0| = 1,0$ p.u. betrachtet:

5.6.3.1 Fall 1: STATCOM unter kapazitiver Vollaussteuerung; $|u'_0| = 1,0$ p.u.

Bei kapazitiver Aussteuerung hat der Blindstrom, der vom STATCOM in das Netz eingespeist wird, negatives Vorzeichen. Der STATCOM stellt dann kapazitive Blindleistung bereit. Der Blindstrom hat einen maximalen kapazitiven Wert von $-1,01$ p.u.; dies entspricht einem Zündwinkel α_0 von etwa $-0,345^\circ$, Bild 5.32.

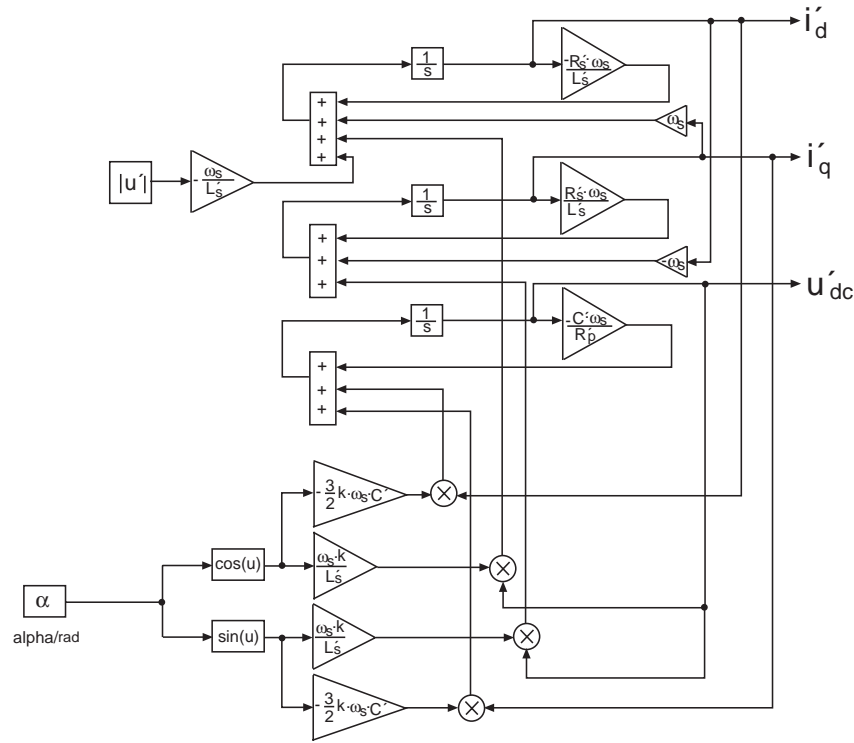


Bild 5.33. GAM-Modell des STATCOM in Simulink.

Die Zustandsgrößen haben in diesem Fall die folgenden Werte:

$$i'_{q0} = -1,01 \text{ p.u.} \quad i'_{d0} = -0,01 \text{ p.u.} \quad u_{dc0} = 2,19 \text{ p.u.} \quad (5.19)$$

Die Eingangsgröße, die variiert wird, ist der Zündwinkel α und die interessierende Ausgangsgröße ist der Blindstrom i'_q . Eine analytische Berechnung der Übertragungsfunktion $\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)}$ ist ohne starke Vereinfachungen nicht möglich. Numerisch lässt sich die Übertragungsfunktion jedoch einfach in MATLAB erzeugen und für verschiedene Arbeitspunkte darstellen.

Die Übertragungsfunktion *bei kapazitiver Vollaussteuerung* wurde numerisch berechnet (5.20) und liefert im Bodediagramm für Betrag und Phase das in Bild 5.34 links dargestellte Ergebnis,

$$\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)} = \frac{2395 \cdot s^2 + 3,65E4 \cdot s + 2,95E9}{s^3 + 45,41 \cdot s^2 + 1,51 \cdot s + 2,98E7} \quad (5.20)$$

Das System besitzt in diesem Arbeitspunkt 2 Nullstellen (\circ) und 3 Pole (\times): einen reellen Pol und ein komplex konjugiertes Polpaar. Das Pol-Nullstellen-Diagramm ist in Bild 5.34 rechts dargestellt.

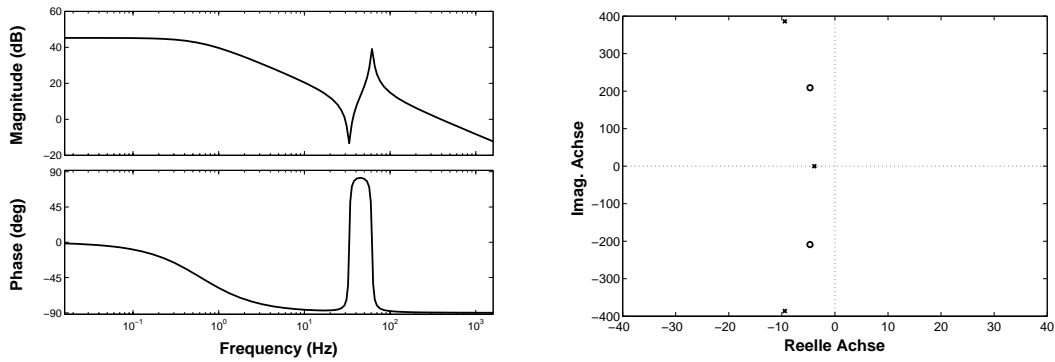


Bild 5.34. Übertragungsfunktion $\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)}$ und Pol-Nullstellendiagramm für $\alpha_0 = -0,345^\circ$ (voll kapazitiver Betrieb).

5.6.3.2 Fall 2: STATCOM unter induktiver Vollaussteuerung; $|u'_0| = 1,0$ p.u.

Bei induktivem Betrieb hat der Blindstrom positives Vorzeichen und bei Vollaussteuerung einen Wert von $i'_q = +1,04$ p.u.; Dies entspricht einem Zündwinkel α_0 von etwa $+0,30^\circ$.

Die Zustandsgrößen haben die folgenden Werte:

$$i'_{q0} = +1,04 \text{ p.u.} \quad i'_{d0} = -0,01 \text{ p.u.} \quad u_{dc0} = 1,608 \text{ p.u.} \tag{5.21}$$

Für die Übertragungsfunktion ergibt sich:

$$\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)} = \frac{1761 \cdot s^2 + 3,372E4 \cdot s + 2,95E9}{s^3 + 45,41 \cdot s^2 + 1,51 \cdot s + 2,98E7} \tag{5.22}$$

Das Bode-Diagramm und das Pol-Nullstellen-Diagramm sind in Bild 5.35 für diesen Fall dargestellt.

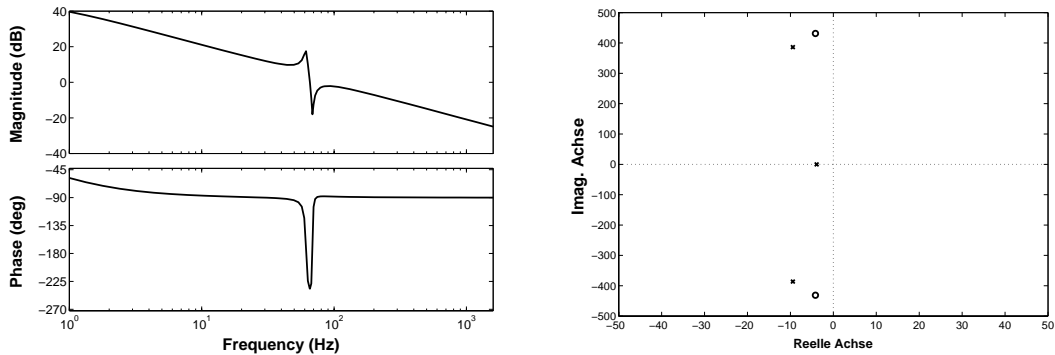


Bild 5.35. Übertragungsfunktion $\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)}$ und Pol-Nullstellendiagramm für $\alpha_0 = +0,305^\circ$ (voll induktiver Betrieb).

5.6.3.3 Fall 3: STATCOM ohne Blindleistungsabgabe; $|u'_0| = 1,0 \text{ p.u.}$

Bei einem Zündwinkel von $\alpha = -0,02^\circ$ haben die Zustandsgrößen die folgenden Werte:

$$i'_{q0} = 0.02 \text{ p.u.} \quad i'_{d0} = -0.003 \text{ p.u.} \quad u_{dc0} = 1,90 \text{ p.u.} \quad (5.23)$$

Die Übertragungsfunktion lautet:

$$\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)} = \frac{2092 \cdot s^2 + 5,072E4 \cdot s + 2,95E9}{s^3 + 45,41 \cdot s^2 + 1,51 \cdot s + 2,98E7} \quad (5.24)$$

Das Bodediagramm und das Pol-/Nullstellendiagramm sind in Bild 5.36 dargestellt.

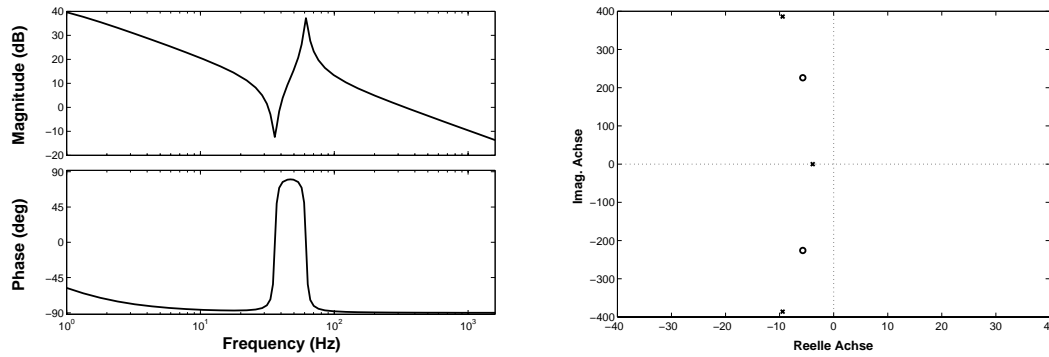


Bild 5.36. Übertragungsfunktion $\frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)}$ und Pol-Nullstellendiagramm für $\alpha_0 = +0,002^\circ$ (Blindleistung des STATCOM gleich Null).

Ergebnis der Linearisierung

Das linearisierte Zustandsmodell (5.16) des STATCOM besitzt *zwei Nullstellen* und *drei Pole*. Die Pole des Systems sind vom Arbeitspunkt unabhängig, d.h. ihre Lage ist für die Fälle 1 bis 3 stationär. Die Lage der Nullstellen ist stark von der Wahl des Arbeitspunkts abhängig. Dies spiegelt sich natürlich auch in den Übertragungsfunktionen des Ein-/ Ausgangsverhältnisses der drei Fälle wieder. Die Nennerfunktionen sind jeweils identisch, während die Zählerfunktionen sich unterscheiden.

Die Übertragungsfunktion kann analytisch berechnet werden, führt jedoch zu einem sehr umfangreichen Ausdruck. Unter der Annahme, daß $R'_s = 0$ und $R'_p \rightarrow \infty$ ist, vereinfacht sich der Ausdruck zu folgendem Ergebnis:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta i'_q(s)}{\Delta \alpha(s)} &= \frac{(i'_{d0} \sin \alpha_0 - u'_{dc} \cos \alpha_0) k L' C' \cdot s^2 + k C' L \omega_b \sin \alpha_0 \cdot i'_{d0}}{s \cdot (k^2 C' \cos^2 \alpha_0 \omega_b + \frac{2}{3} L' \omega_b + \frac{2L'}{3\omega_b} s^2 + C' k^2 \omega_b \sin^2 \alpha_0)} \\ &+ \frac{-C' \cos^2 \alpha_0 k^2 \omega_b^2 i'_{q0} - C' \cos \alpha_0 k L' \omega_b^2 i'_{q0} - C k^2 \omega_b^2 \sin^2 \alpha_0 u'_{dc0}}{s \cdot (k^2 C' \cos^2 \alpha_0 \omega_b + \frac{2}{3} L' \omega_b + \frac{2L'}{3\omega_b} s^2 + C' k^2 \omega_b \sin^2 \alpha_0)} \end{aligned}$$

Die Bodediagramm zeigen, daß die Eigenfrequenz, gegeben durch die Lage der Pole, nicht vom Betriebszustand abhängt. Die Eigenfrequenz liegt bei $f_0 = 65$ Hz.

Im Zeitbereich wird das nichtlineare Verhalten des STATCOM beim Übergang vom voll induktiven in den voll kapazitiven Betriebszustand und umgekehrt sichtbar. Die Systemdynamik ist unterschiedlich. So ist die Dämpfung von i_q beim Übergang vom kapazitiven in den induktiven Betriebszustand kleiner als umgekehrt. Die Auswirkungen, solch ein *nichtlineares System* durch einen *linearen Regler* kontrollieren zu wollen, sehen verallgemeinert folgendermaßen aus:

Es treten Oszillationen auf, die durch den linearen Regler nicht geeignet kompensiert werden können. Sogenanntes *Tracking*, d.h. das Führen der Trajektorie der Zustandsgrößen innerhalb eines engen Korridors, ist durch den PI-Regler aufgrund der nichtlinearen Systemdynamik nicht realisierbar [37]. Die Regelgeschwindigkeit des PI-Reglers ist begrenzt, da dieser das nichtlineare System zu jedem Zeitpunkt stabil regeln können muß und sich demzufolge die maximale Regelgeschwindigkeit nicht beliebig erhöhen läßt [63, 92].

Aus den Ergebnissen des linearisierten Modells können lediglich Aussagen über die Stabilität des Systems bei kleinen Abweichungen vom Betriebspunkt gemacht werden. Über die Dynamik des STATCOM im gesamten Betriebsbereich liefert die durchgeführte Betrachtung jedoch keine Aussage.

5.6.4 Regelung des STATCOM mittels PI-Regler

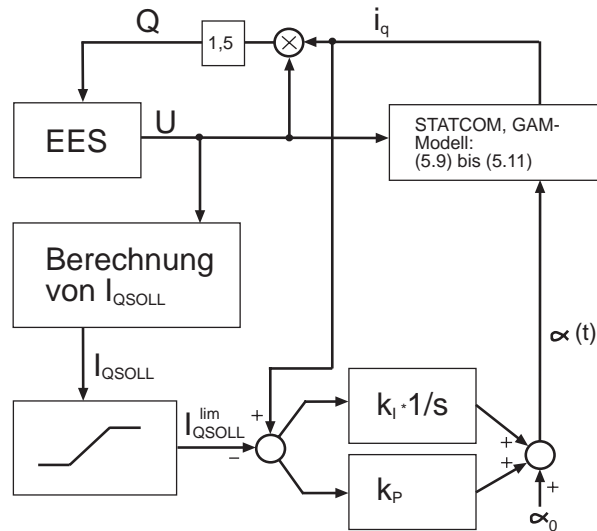


Bild 5.37. STATCOM mit PI-Regler, GAM-Modell.

Die Funktionsweise des PI-Reglers am GAM-Modell entspricht prinzipiell der PI-Regelung am detaillierten Modell, Kap. 5.5. Aufgrund der unterschiedlichen Betriebsmodi in NETOMAC (Netzwerkmodell: dreiphasige Modellierung im Zeitbereich; GAM-Modell: Einphasige Modellierung im Stabilitätsmodus) sind *zwei Unterschiede in der Modellierung der Regler* vorhanden:

1. Die *Glättung der Eingangsspannung* wird beim GAM-Modell *nicht* benötigt, da im Stabilitätsteil des Programms keine transienten Vorgänge mit kleinen Zeitkonstanten vorkommen.
2. Die Zustandsgrößen i_q und i_d sowie der Zündwinkel α haben in beiden Modellen entgegengesetzte Vorzeichen, sie werden in den folgenden Bildern im GAM-Modell invertiert dargestellt. Die Ströme i_q und i_d des *GAM-Modells* erfüllen die Gleichungen $Q = -\frac{3}{2}|U| \cdot i_q$ und $P = -\frac{3}{2}|U| \cdot i_d$.

Die aus den Strömen $i_{a,b,c}$ berechneten Ströme i_d und i_q des *Netzwerkmodells* erfüllen allerdings die Gleichungen $Q = |U| \cdot i_q$ und $P = |U| \cdot i_d$. Die unterschiedlichen Koeffizienten liegen in den unterschiedlichen Festlegungen bezogener Ströme in [65] und [120] begründet. Im Post-processing werden in dieser Arbeit die Ströme des detaillierten Modells mit dem Faktor $2/3$ multipliziert. Da sich in beiden Modellen durch die unterschiedlichen Stromamplituden auch das Eingangssignal der Regler unterscheidet, werden die Koeffizienten aller Reglern angepaßt. Beim PI-Regler gilt $k_I^{GAM} = \frac{3}{2} \cdot k_I^{det}$ und $k_P^{GAM} = \frac{3}{2} \cdot k_P^{det}$.

Glättung durch Filterblöcke

In der dreiphasigen Modellierung benötigt der Regler Eingangssignale, die aus den drei Phasenspannungen, bzw. -strömen abgeleitet werden, z.B. der *Betrag der Klemmenspannung* U , die *Wirk- und Blindstromkomponente* i'_d und i'_q , etc. Bei der Berechnung dieser indirekten Größen entsteht in der Simulation ein dem Signal überlagertes Rauschen. Dieses erschwert nicht nur das Ablesen der Werte im Postprocessing, sondern führt auch zu Konvergenzproblemen, falls diese Signale in der Regelschleife verwendet werden.

In dieser Arbeit werden solche Signale durch den Einsatz von Filterblöcken geglättet. Die Übertragungsfunktion lautet:

$$G_F(s) = \frac{1}{1 + s \cdot \tau_F} \quad (5.25)$$

Die Filterzeitkonstante τ_F muß dabei groß genug gewählt werden, um Konvergenz zu erhalten. Eine zu große Zeitkonstante verzögert jedoch die Signale und führt zu unrealistischen Ergebnissen. In den durchgeführten Simulationen werden die Zeitkonstanten immer so klein wie möglich gewählt. Insbesondere bei der Eingangsgröße *Spannungswinkel an der Sammelschiene* beim *FL-Regler*, Kap. 5.6.5.4, führt eine zu große Filterzeitkonstante zu einer massiven Verschlechterung der Reglerperformance.

Modellierung in Simulink

Simulink wird eingesetzt, um die *Implementierung der Reglermodelle* in NETOMAC dieser Arbeit vorzubereiten, zu optimieren und zu verifizieren. Dies wird durch die fortschrittlichen Eingabe- und Analysemethoden von Simulink ermöglicht, z.B. grafischer Pre-Prozessor, moderne Lösungsverfahren, Debugging, Stabilitätsanalysen und Vereinfachung von Parameterstudien.

Die in NETOMAC erhaltenen Ergebnisse werden durch eine Simulation mit dem Programmpaket SIMULINK verifiziert [155]. Das Simulink-Modell beschreibt die Dynamik des STATCOM in Kombination mit seinem PI-Regler, hat jedoch *keine Kopplung* des STATCOM mit dem Elektroenergiesystem.

5.6.4.1 Das untersuchte Elektroenergiesystem und seine Modellierung

Beide STATCOM-Modelle werden in ein Elektroenergiesystem longitudinaler Struktur [80] implementiert, in dem der STATCOM verbraucherseitig angeschlossen wird. Elektrische Wirk- und Blindleistung wird über drei parallele Übertragungsleitungen zum Verbraucher gespeist. Der Ausfall einer Übertragungsleitung führt zu einem verbraucherseitigen Spannungsabfall. Die Ausfalldauer beträgt $t = 500$ ms.

Für das GAM-Modell ist eine *einphasige Modellierung* des Netzes ausreichend, für das detaillierte Modell muß das Netz dagegen *dreiphasig* modelliert werden.

Einphasiges und dreiphasiges elektrisches Modell des EES ohne STATCOM

Bevor die vergleichende Untersuchung beider STATCOM-Modelle durchgeführt wird, wird das dynamische Verhalten der elektrischen Größen beider EES-Modellierungen gegenübergestellt:

Die Simulation des einphasigen Systems zur Untersuchung des GAM-Modells erfolgt im *Stabilitätsteil* von NETOMAC, die Simulation des dreiphasigen Systems zur Untersuchung des Netzwerkmodells dagegen im *Momentanwertteil* des Programms. Beide Modi liefern aufgrund der unterschiedlichen Modellierung der Betriebsmittel und der Störungen abweichende Verläufe der elektrischen Größen, die bei der Interpretation der STATCOM-Dynamik berücksichtigt werden müssen.

Bild 5.38 zeigt im Vergleich beider Netzmodelle die Spannung an der Verbrauchersammelschiene U_{Verb} , Wirk- und Blindleistung des Verbrauchers P_{Verb} , Q_{Verb} und den sich aus der Kennlinie des STATCOM ergebenden Blindstromsollwert $I_{Q,Soll}$. Der Blindstromsollwert wird nach Mittelung des Spannungssignals durch ein PT1-Filter mit der Zeitkonstanten von $\tau_F = 1,5$ ms berechnet.

5.6.4.2 Berechnungsergebnisse unter Verwendung des GAM-Modells

An die Sammelschiene SS3 wird ein ± 50 MVar-STATCOM angeschlossen. Die Modellierung erfolgt mit einem GAM-Modell, dessen Parameter aus dem äquivalenten Netzwerkmodell berechnet wurden (5.5). Dazu werden die Gleichungen zur Berechnung der Anfangsbedingungen (5.15) sowie das nichtlineare Differentialgleichungssystem (5.10) in einen Makrofile in NETOMAC mittels BOSL [120] implementiert und mit dem Hauptfile verknüpft.

Die Rückkopplung im Regelkreis, Bild 5.37, erfolgt mit der Regelgröße I_q . Im linearisierten Modell besteht die Strecke aus der Übertragungsfunktion $G_s = \frac{\Delta I_q}{\Delta \alpha}$.

Die Reglercharakteristik bei der in dieser Arbeit verwendeten Festlegung der Proportionalitätskonstanten k_P und Integrationskonstanten k_I wird durch die Funktion $G_R = k_P + \frac{k_I}{s}$

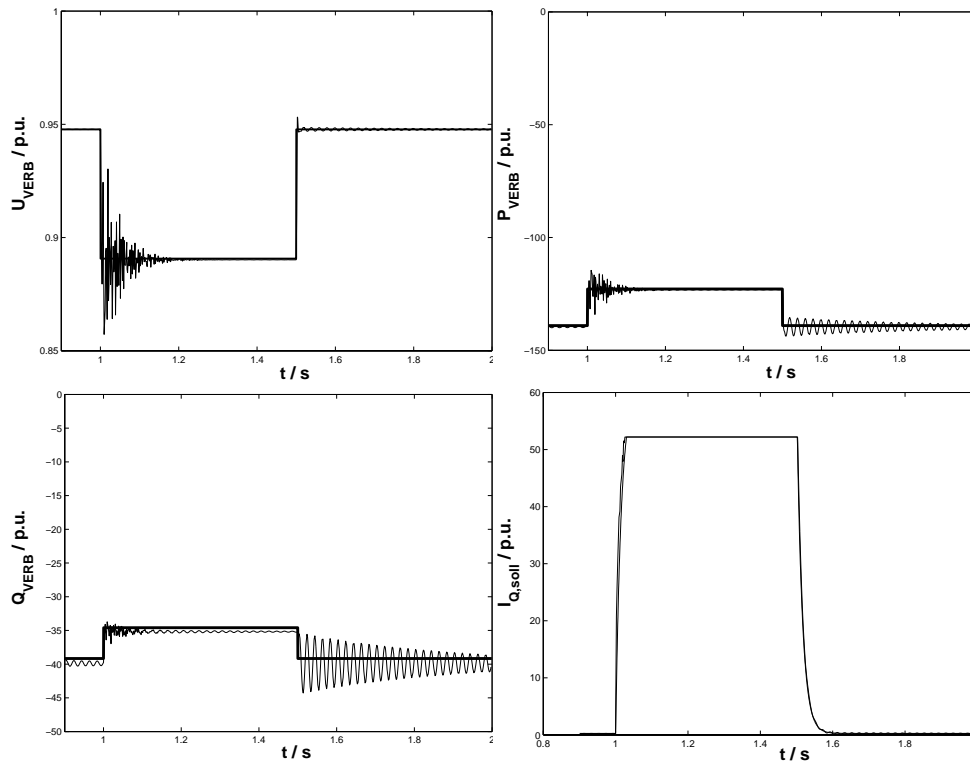


Bild 5.38. Spannung am Verbraucherknotten U_{Verb} , Verbraucherleistung P_{Verb} , Q_{Verb} und Sollwert der STATCOM-Blindleistung $I_{Q,soll}$ bei deaktiviertem STATCOM für ein Netz in einphasiger und dreiphasiger Modellierung.

beschrieben. Mittels dieser Gleichungen lassen sich die Wertebereiche der Reglerkoeffizienten für stabilen Betrieb durch das Nullsetzen des Nenners der *Übertragungsfunktion des geschlossenen Systems* berechnen:

$$G_W = \frac{G_R \cdot G_S}{1 + G_R \cdot G_S} \quad (5.26)$$

Durch die Bestimmung der Wertebereiche für die beiden charakteristischen Betriebsbereiche *voll induktiv* und *voll kapazitiv* lassen sich durch Bildung der Schnittmenge die Koeffizienten des PI-Reglers abschätzen. Nach anschließender manueller Einstellung wurden sie zu $k_I = 6,0$ und $k_P = 0,75$ gewählt.

Im stationären Zustand gibt der STATCOM keine Blindleistung ab. Durch einen Leitungsausfall fällt die Spannung an SS3 zum Zeitpunkt $T = 1$ s nach Simulationsbeginn ab. Die Störung dauert 500 ms an. Der zeitliche Verlauf der Zustandsgrößen des GAM-Modells (i_q , i_d und u_{dc}) sowie des Sollwerts des Blindstroms $I_{Q,soll}$ sind in Bild 5.39 dargestellt.

5.6.4.3 Berechnungsergebnisse des Netzwerkmodells

Das PI-geregelte detaillierte Modell wurde in Kapitel 5.6.4 bereits ausführlich untersucht. Um die Parameter des GAM-Modells zu verifizieren, werden die Zustandsgrößen beider Modelle gegenübergestellt, Bild 5.39 und 5.40 zeigen bezüglich ihrer Einschwingcharakteristik (Frequenz und Dämpfung) und ihres stationären Verhaltens gute Übereinstimmung.

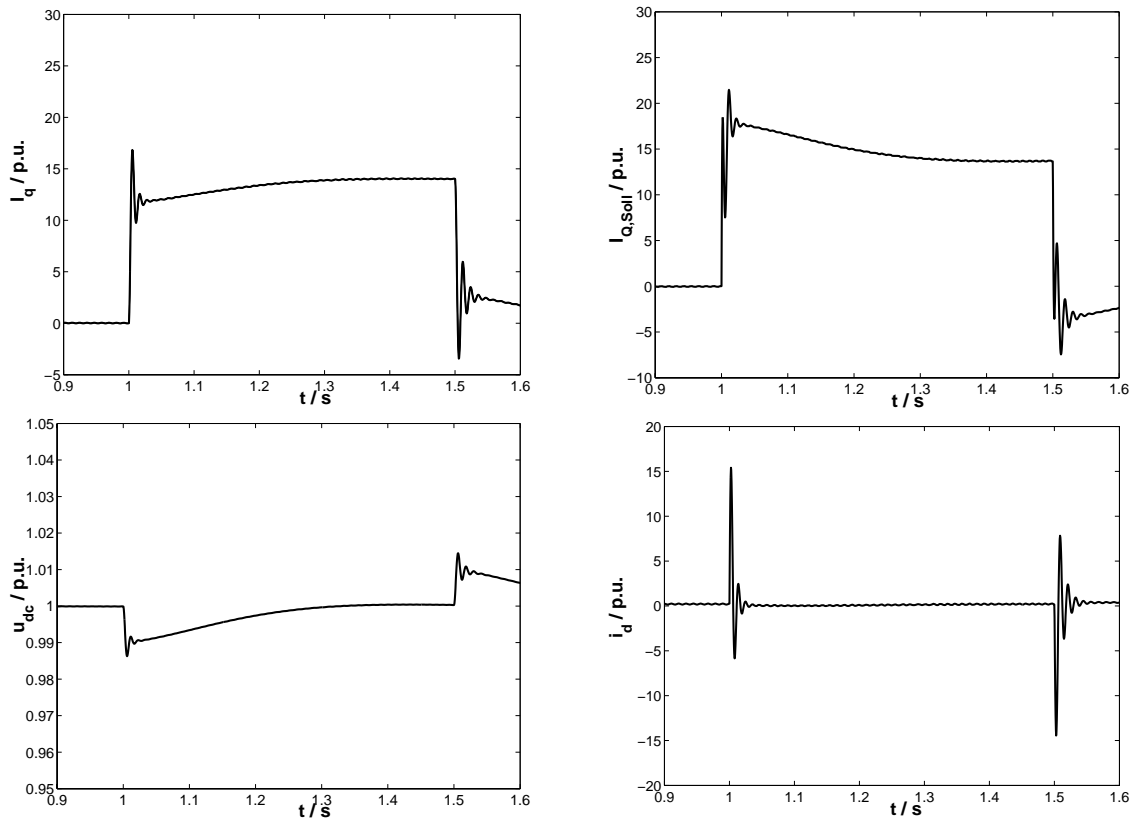


Bild 5.39. Zeitlicher Verlauf der Zustandsgrößen sowie des Sollwerts des Blindstroms des PI-geregelten GAM-Modells.

Das GAM-Modell besitzt jedoch im Moment des Schaltvorgangs eine ausgeprägtere Spitze im Sollwert des Blindstroms und im Blindstrom selbst. Dies ist auf den steileren Spannungsgradienten im Schaltvorgang bei der einphasigen Modellierung zurückzuführen. Bei Verwendung der detaillierten dreiphasigen Modellierung wird die im Regler verwendete Eingangsgröße (Spannung U_{SS3}) durch ein PT1-Dämpfungsglied gefiltert, um numerische Stabilität der Simulation zu gewährleisten.

Bild 5.41 zeigt die Spannung an der Sammelschiene SS3 im Vergleich für beide Modelle.

Man erkennt die Wirkungsweise des STATCOM durch den Vergleich der Spannungen an der Verbrauchersammelschiene ohne und mit STATCOM, Bild 5.38 und Bild 5.41. Die Spannung fällt ohne STATCOM auf einen Wert von 0,88 p.u. ab, mit STATCOM dagegen nur auf einen Wert von etwa 0,925 p.u.

Der Nachteil des linearen Reglers liegt darin, daß sich die Oszillationen des Einschwingvorgangs nicht vermeiden lassen. Diese besitzen die Resonanzfrequenz von etwa 65 Hz, die durch den Kondensator auf DC-Seite und die Reaktanz auf AC-Seite bestimmt wird.

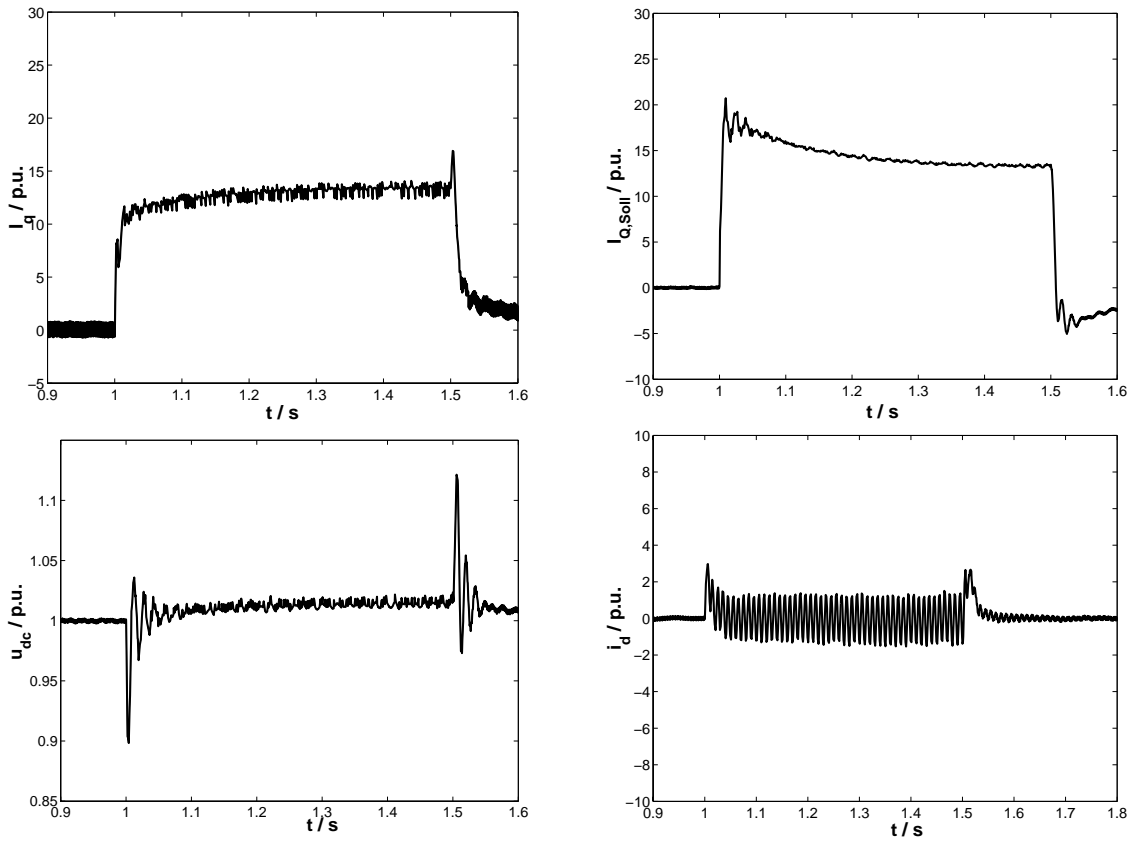


Bild 5.40. Zeitlicher Verlauf der Zustandsgrößen sowie des Sollwerts des Blindstroms des PI-geregelten detaillierten Modells.

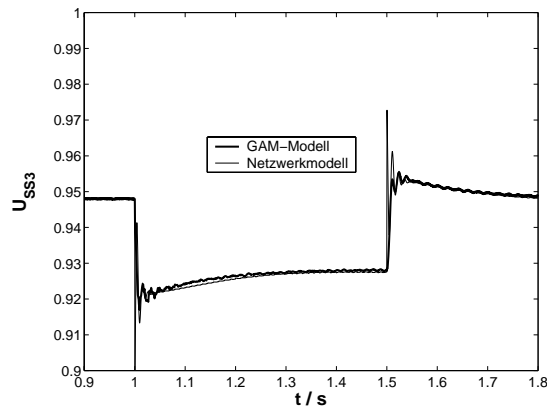


Bild 5.41. Spannung an der Sammelschiene SS3 bei beiden STATCOM-Modellen, PI-Regler.

5.6.5 Regelung des STATCOM mit einem nichtlinearen Regler (Feedback-Linearisierung)

Wie in Kapitel 5.6 gezeigt wurde, führt die Anwendung der GAM auf das folgende Differentialgleichungssystem des STATCOM:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{\omega_b}{L'} \cdot E \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (5.27)$$

mit

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \omega & \frac{k\omega_b}{L'} \cdot \cos \alpha \\ -\omega & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} & \frac{k\omega_b}{L'} \cdot \sin \alpha \\ -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot \cos \alpha & -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot \sin \alpha & -\frac{\omega_b C'}{R'_p} \end{pmatrix} \quad (5.28)$$

In einigen Anwendungen werden bei Systemen mit ähnlicher Dynamik *nichtlineare Regler* eingesetzt, insbesondere die *Linearisierung mittels Feedback Regelung* [31, 37]. Genannt seien die nichtlineare Regelung von Asynchronmotor- und Servoantrieben [30, 84] und die Regelung der ebenfalls auf Halbleitertechnik basierenden PWM Controller [108].

Das GAM-Modell (5.27), (5.28) wird mit der Methode der Input/Output-Linearisierung linearisiert, dabei wird ein nichtlinearer Regler basierend auf der Theorie der *Feedback-Linearisierung* entworfen. Im nächsten Abschnitt wird die Theorie zur Feedback-Linearisierung vorgestellt und auf das *GAM-Modell* angewendet. Es folgt der Transfer des Reglers auf das *Netzwerkmodell* aus Kap. 5.4.

5.6.5.1 Feedback-Linearisierung von MIMO-Systemen

Feedback-Linearisierung ist eine Methodik des nichtlinearen Reglerentwurfs, in der die nichtlineare Systemdynamik algebraisch transformiert wird, um eine *vollständige oder teilweise lineare Dynamik* zu erhalten. Die Vorgehensweise eignet sich auch für Systeme mit mehreren Eingangs- und Ausgangsgrößen (MIMO-System).

Um die Methode der Feedback-Linearisierung anzuwenden, muß das System die gleiche Anzahl an Eingangs- und Ausgangsgrößen besitzen. Es muß sich also um ein *quadratisches System* handeln [37]. Das MIMO-System kann auf die folgende Form gebracht werden:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{g}_1(\mathbf{x}) \cdot u_1 + \cdots + \mathbf{g}_m(\mathbf{x}) \cdot u_m \\ y_1 &= h_1(\mathbf{x}) \\ &\vdots \\ y_m &= h_m(\mathbf{x}) \end{aligned}$$

wobei \mathbf{x} der Vektor der Zustandsgrößen ist, $u_1, \dots, u_i, \dots, u_m$ sind die Eingangsgrößen und $y_1, \dots, y_j, \dots, y_m$ die Ausgangsgrößen, \mathbf{f} und die \mathbf{g}_i 's sind differenzierbare Vektorfelder, und die h_j 's sind differenzierbare Skalarfunktionen. Durch das Zusammenfassen der Gleichungen und der Eingangsgrößen in einen Vektor \mathbf{u} , der Ausgangsgrößen in einen Vektor \mathbf{y} und der Vektoren \mathbf{g}_i 's in eine Matrix \mathbf{G} kann das System zusammengefaßt formuliert werden:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{G}(\mathbf{x})\mathbf{u} \quad (5.29)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) \quad (5.30)$$

Die Methodik, die Input-Output-Linearisierung des MIMO-Systems durchzuführen besteht darin, die Ausgänge y_i des Systems solange wiederholt abzuleiten, bis die Eingangsgröße auftaucht. dies führt zur folgenden ersten Ableitung der Spalte j in (5.29):

$$\dot{y}_j = L_{\mathbf{f}}h_j + \sum_{i=1}^m (L_{\mathbf{g}_i}ih_j)u_i \quad (5.31)$$

$L_{\mathbf{f}}h_j$ und $L_{\mathbf{g}_i}h_j$ sind die sogenannten *Lie-Ableitungen* von h bezogen auf \mathbf{f} , bzw. \mathbf{g} und es handelt sich dabei um eine Ableitung von h in Richtung des entsprechenden Vektorfeldes \mathbf{f} bzw. \mathbf{g} [63].

Falls nach dem Ableiten der Term $L_{\mathbf{g}_i}ih_j(\mathbf{x}) = 0$ für alle i ist, tauchen die Eingangsgrößen nicht auf und mindestens eine weitere Ableitung ist notwendig. Es sei r_j die Anzahl der Ableitungen, die notwendig sind, bis eine Eingangsvariable auf der rechten Seite erscheint. Dann kann man für die Ableitung $y_j^{(r_j)}$ schreiben:

$$y_j^{(r_j)} = L_{\mathbf{f}}^{r_j}h_j + \sum_{i=1}^m L_{\mathbf{g}_i}L_{\mathbf{f}}^{r_j-1}h_ju_i \quad (5.32)$$

und es ist $L_{\mathbf{g}_i}L_{\mathbf{f}}^{r_j-1}h_j(\mathbf{x}) \neq 0$ für mindestens ein i . Diese Operation führt man für alle Ausgangsgrößen y_j aus, man erhält dann schließlich m Gleichungen, die in der Matrixschreibweise so lauten:

$$\begin{pmatrix} y_1^{(r_1)} \\ \vdots \\ y_m^{(r_m)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_{\mathbf{f}}^{r_1}h_1(\mathbf{x}) \\ \vdots \\ L_{\mathbf{f}}^{r_m}h_m(\mathbf{x}) \end{pmatrix} + \mathbf{E}(\mathbf{x}) \begin{pmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_m \end{pmatrix} \quad (5.33)$$

dabei ist die $m \times m$ Matrix $\mathbf{E}(\mathbf{x})$ so definiert:

$$\mathbf{E}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} L_{\mathbf{g}_1}L_{\mathbf{f}}^{r_1-1}h_1 & \dots & L_{\mathbf{g}_m}L_{\mathbf{f}}^{r_1-1}h_1 \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \vdots & \dots & \vdots \\ L_{\mathbf{g}_1}L_{\mathbf{f}}^{r_m-1}h_m & \dots & L_{\mathbf{g}_m}L_{\mathbf{f}}^{r_m-1}h_m \end{pmatrix} \quad (5.34)$$

Die Matrix $\mathbf{E}(\mathbf{x})$ wird als *Entkopplungsmatrix* für das MIMO-System bezeichnet. Falls diese Matrix nicht-singulär ist, ist sie invertierbar und die Eingangstransformation kann folgendermaßen vollzogen werden um einen lineare differentielle Beziehung zwischen den Ausgangsgrößen \mathbf{y} und dem *neuen Eingangsvektor* \mathbf{v} zu erzeugen:

$$\mathbf{u} = -\mathbf{E}^{-1} \begin{pmatrix} L_{\mathbf{f}}^{r_1} h_1(\mathbf{x}) \\ \cdots \\ \cdots \\ L_{\mathbf{f}}^{r_m} h_m(\mathbf{x}) \end{pmatrix} + \mathbf{E}^{-1} \begin{pmatrix} v_1 \\ \cdots \\ \cdots \\ v_m \end{pmatrix} \quad (5.35)$$

Der *lineare* Zusammenhang zwischen den *Ausgangsgrößen* \mathbf{y} und den *neuen Eingangsgrößen* \mathbf{v} lautet wie folgt:

$$\begin{pmatrix} y_1^{(r_1)} \\ \cdots \\ \cdots \\ y_m^{(r_m)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_1 \\ \cdots \\ \cdots \\ v_m \end{pmatrix} \quad (5.36)$$

Dieser Zusammenhang zwischen den differentiellen Ausgangsgrößen und den Eingangsgrößen führt zu einer Entkopplung der Gleichungen. Eine Eingangsgröße v_i beeinflusst also nur eine einzige Ausgangsgröße y_i , alle anderen jedoch nicht, es handelt sich somit um ein *entkoppeltes Reglergesetz*.

Die Anwendung dieser nichtlinearen Regelungstheorie auf das STATCOM-Modell setzt also zusammengefaßt zwei wesentliche Punkte voraus:

1. Das System muß quadratisch sein, d.h. man benötigt ebensoviele Eingangsgrößen wie Ausgangsgrößen.
2. Die Entkopplungsmatrix $\mathbf{E}(\mathbf{x})$ muß invertierbar sein.

Die Invertierbarkeit der Entkopplungsmatrix $\mathbf{E}(\mathbf{x})$ ist gegeben. Da mit dem Zündwinkel α nur *eine Eingangsgröße* vorhanden ist, kann im Modell (5.27) nur *eine Zustandsgröße* linearisiert geregelt werden, damit die Bedingung des quadratischen Systems erfüllt ist.

5.6.5.2 Anwendung der Feedback-Linearisierung auf das GAM-Modell

Zunächst wird das STATCOM-Modell (5.27) auf die benötigte Form, siehe Gleichung (5.29) gebracht. Die *Zustandsgrößen* sind:

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i'_d \\ i'_q \\ u'_{dc} \end{pmatrix} \quad (5.37)$$

Der Eingangsgrößenvektor wird folgendermaßen definiert:

$$\mathbf{u} = \begin{pmatrix} \sin \alpha \\ \cos \alpha \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix} \quad (5.38)$$

Dieser Vektor enthält lediglich eine Eingangsgröße, da $\sin \alpha$ und $\cos \alpha$ voneinander abhängig sind und somit eine Kopplung zwischen u_1 und u_2 besteht ($\sqrt{\sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha} = 1$).

Die hier verwendete Darstellung bietet jedoch den Vorteil der Übersichtlichkeit und eine einfachere Umsetzung im Modell.

Zunächst wird versucht, einen Regler zu entwerfen und zu dimensionieren, der in der Lage ist, mittels (5.38) die *Blindstromkomponente* i'_q des 12-pulsigen STATCOM zu regeln. Für eine Sechspulsbrücke in GAM-Modellierung wurde dieser Regler bereits in [98] umgesetzt. Dieses Modell wird jedoch mit einer Sammelschiene konstanter Phasenlage (Slack) verbunden. Eine Realisierung des Reglers mit Feedback-Linearisierung am Netzwerkmodell eines 12-pulsigen STATCOM, welches an einer Sammelschiene variabler Phasenlage Leistung mit dem Netz austauscht, wird in dieser Arbeit präsentiert.

Die Regelung der *Wirkstromkomponente* i'_d und der *Kondensatorgleichspannung* u_{dc} kann in Ermangelung weiterer Eingangsgrößen nicht zusätzlich realisiert werden, sondern bleibt der Eigendynamik des Systems überlassen.

Das System lautet in der Form von (5.29) umgeschrieben:

$$\dot{\mathbf{x}} = \begin{pmatrix} -\frac{R'_s \omega_b}{L'} \omega & 0 \\ -\omega & -\frac{R'_s \omega_b}{L'} 0 \\ 0 & 0 & -\frac{\omega_b C'}{R'_p} \end{pmatrix} \cdot \mathbf{x} + \begin{pmatrix} 0 & \frac{k\omega_b}{L'} \cdot x_3 \\ \frac{k\omega_b}{L'} \cdot x_3 & 0 \\ -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot x_2 & -\frac{3}{2} k C' \omega_b \cdot x_1 \end{pmatrix} \cdot \mathbf{u} - \begin{pmatrix} \frac{\omega_b E}{L'} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (5.39)$$

Die Ausgangsgröße, die geregelt werden soll, ist $y_1 = x_2 = i'_q$, d.h. aus der zweiten Gleichung dieses Systems läßt sich die Transformationsvorschrift herleiten:

$$\dot{y}_1 = -\omega x_1 - \frac{R'_s \omega_b}{L'} x_2 + \frac{k\omega_b}{L'} x_3 \cdot u_1 \quad (5.40)$$

In Gleichung (5.40) tritt die lineare differentielle Abhängigkeit zwischen der Ausgangsgröße y_1 und der Eingangsgröße $u_1 = \sin \alpha$, (5.32), bereits nach dem ersten Ableiten auf. Der Reglereingang wird durch Umformen von (5.40) folgendermaßen gewählt:

$$u_1 = \frac{\nu + \omega x_1 + \frac{R'_s \omega_b}{L'} x_2}{\frac{k\omega_b}{L'} x_3} \quad (5.41)$$

wobei ν die *neue Eingangsgröße* ist, die geregelt wird. Die Nichtlinearität zwischen dem Zündwinkel und dem Erregerstrom in (5.40) wird dadurch kompensiert. Man erhält eine einfache lineare integrale Beziehung zwischen der Ausgangsgröße $y_1 = i'_q$ und der neuen Eingangsgröße ν :

$$\dot{y}_1 = \nu \quad (5.42)$$

Das System in Kombination mit der durchgeführten Feedback-Linearisierung hat die in Abbildung 5.42 gezeigte Struktur.

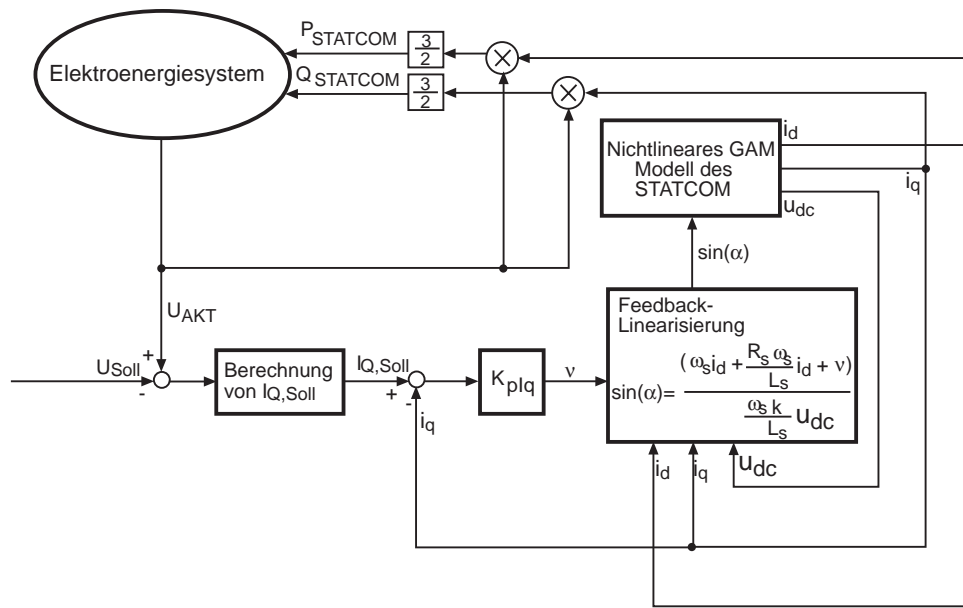


Bild 5.42. STATCOM-Modell mit der FL-Linearisierung der Ausgangsgröße i'_q .

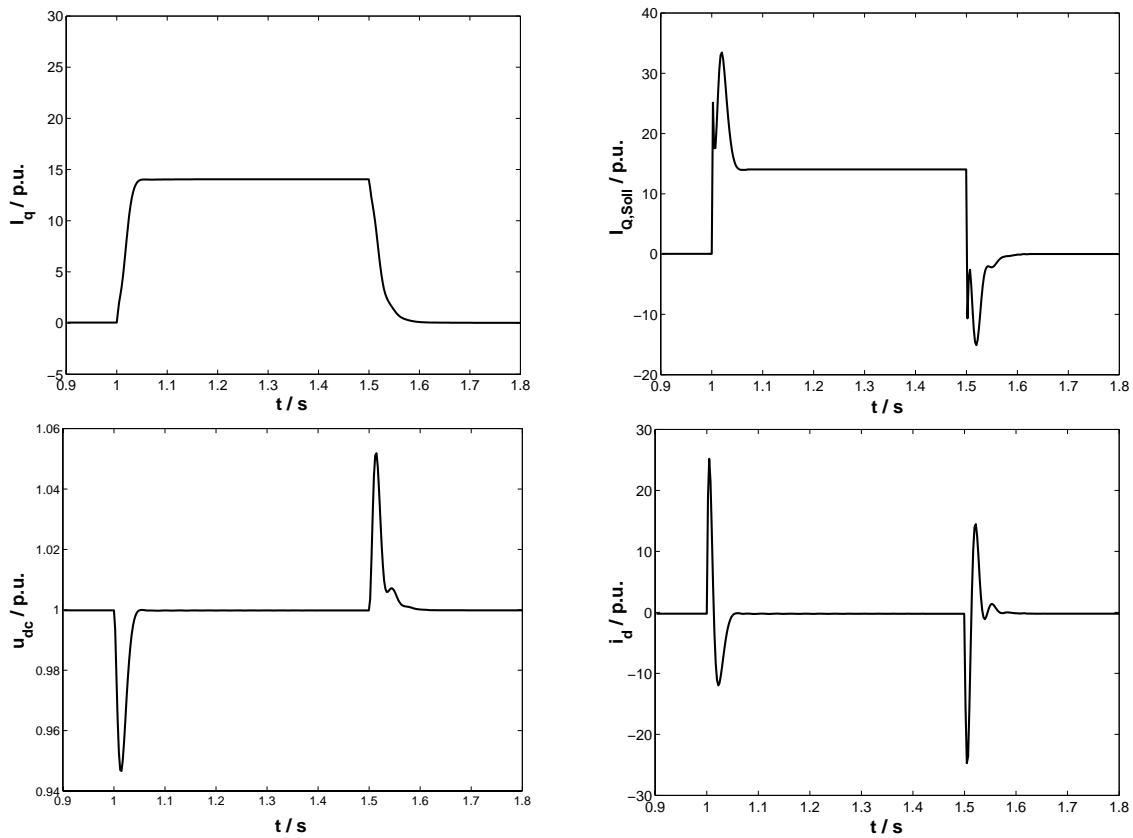


Bild 5.43. Zeitlicher Verlauf der Zustandsgrößen sowie des Sollwerts des Blindstroms des FL-geregelten GAM-Modells.

5.6.5.3 Berechnungsergebnisse am GAM-Modell

In der Umsetzung des FL-Reglers gemäß Bild 5.42 erfolgt die Regelung mit der Proportionalitätskonstante K_{pIq} .

Der Blindstrom i_q besitzt bei Anwendung eines FL-Reglers, Bild 5.43, eine deutlich verbesserte Charakteristik im Vergleich zum linear geregelten Fall, Bild 5.39. Der Blindstrom erreicht asymptotisch bei kurzer Anstiegszeit (< 50 ms) seinen neuen Sollwert.

Oszillationen treten nicht auf. Die Auslenkungen der beiden anderen Zustandsgrößen während des Ausgleichsvorgangs werden deutlich erhöht. Die Auslenkung der Kondensatorspannung u_{dc} um ihren Gleichgewichtspunkt wird im Vergleich mit dem linearen Regler nahezu verfünffacht.

5.6.5.4 Anwendung auf das Netzwerkmodell

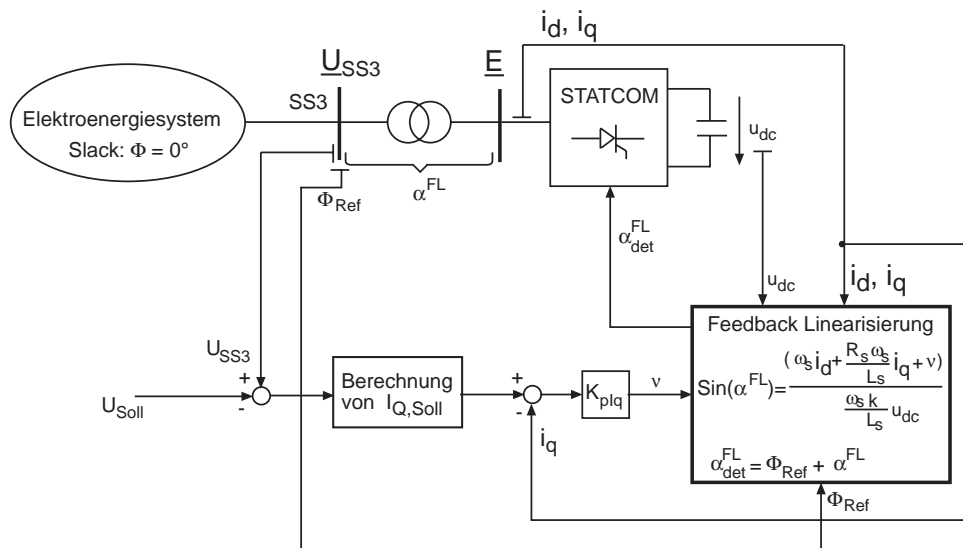


Bild 5.44. Netzwerkmodell bei FL-Linearisierung der Ausgangsgröße i'_q .

Die Implementierung des FL-Reglers am Netzwerkmodell erfordert während der Simulation die exakte Determinierung des Phasenwinkels ϕ_{Ref} am Netzknoten SS3, Bild 5.44. Dieser Phasenwinkel wird auf den *slack*-Knoten bezogen und variiert in Abhängigkeit von Leistungsverbrauch und Netztopologie (Schaltvorgänge). Bei der hier betrachteten Leitungsabschaltung im Netz ändert sich ϕ_{Ref} sprunghaft.

Der FL-Regler berechnet zu jedem Zeitpunkt aus $(I_{Q,Soll} - i_q)$ die *benötigte Winkeldifferenz* zwischen der STATCOM-Ausgangsspannung \underline{E} und der Spannung \underline{U}_{SS3} an der Sammelschiene SS3, die als α^{FL} bezeichnet wird. Während beim GAM-Modell diese Winkeldifferenz direkt das Eingangssignal im Modell bildet, wird das Zündsignal der Thyristoren beim Netzwerkmodell aus der Summe dieser Winkeldifferenz und des Phasenwinkels gebildet, d.h.:

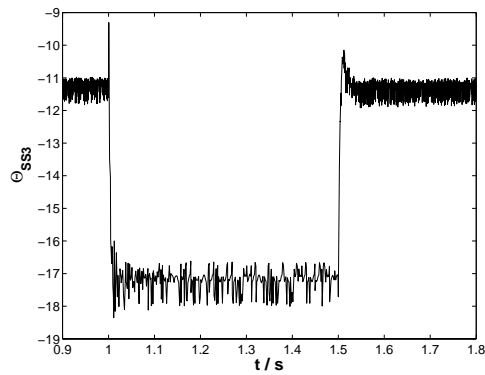


Bild 5.45. Phasenlage der Spannung an der STATCOM-Sammelschiene im Netz.

$$\alpha^{det,FL} = \Phi_{Ref} + \alpha^{FL} \tag{5.43}$$

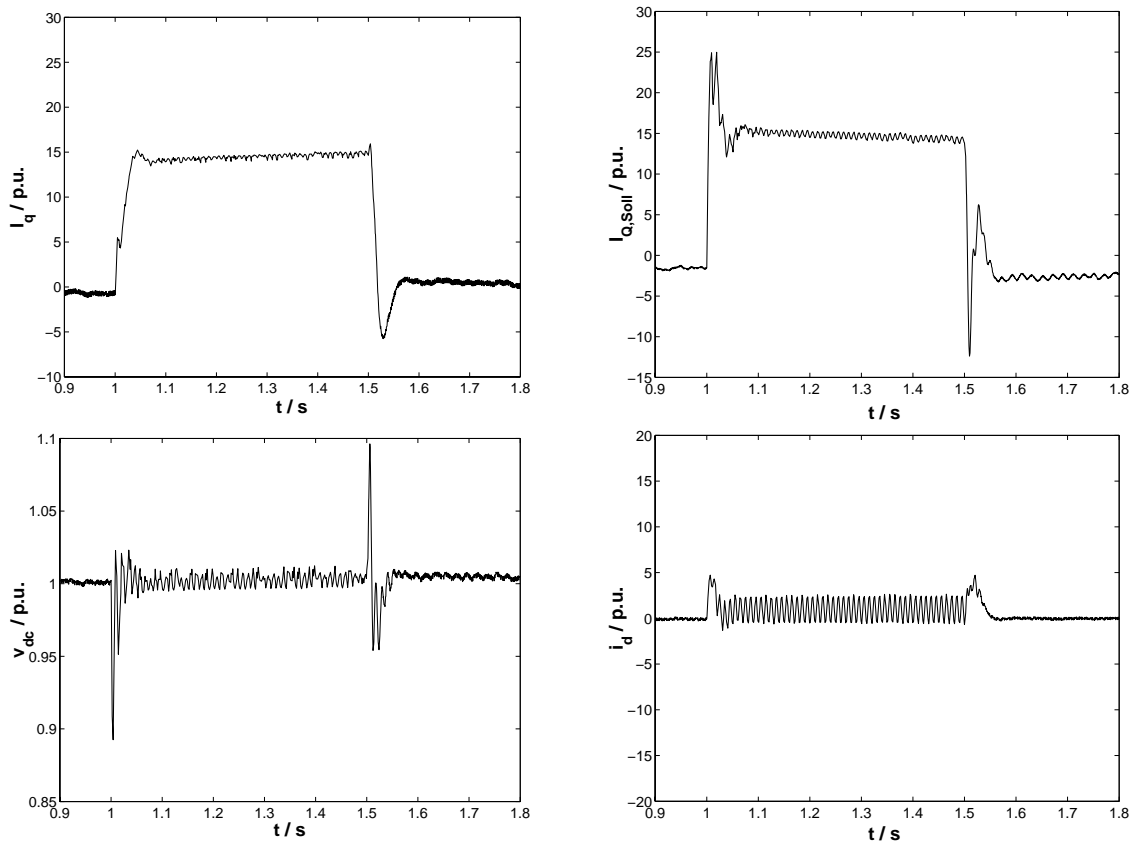


Bild 5.46. Zeitlicher Verlauf der Zustandsgrößen sowie des Sollwerts des Blindstroms des FL-geregelten Netzwerkmodells.

Zur Glättung der Eingangsspannung U_{SS3} wird ein Filter mit $\tau_F = 1$ ms verwendet. Der Phasenwinkel ϕ_{Ref} der Spannung wird mittels einer *Phase-Locked Loop* (PLL) in Echtzeit aufgenommen [6]. Bild 5.45 zeigt das Signal während der Leitungsabschaltung. Es tritt

ein Phasensprung auf, dem Signal ist ein Rauschsignal überlagert. Die für die Konvergenz benötigte Glättung wird durch ein Filter mit der Zeitkonstanten $\tau_F = 2$ ms erreicht.

In die Feedback-Gleichung (5.41) werden die Signale der Zustandsgrößen i_q , i_d und u_{dc} rückgekoppelt. Diese Signale müssen mittels Tiefpass gefiltert werden. Weiterhin muß vermieden werden, daß in (5.41) die Zustandsgröße $x_3 = u_{dc}$ den Wert null annimmt. Dies spielt insbesondere bei Simulationsbeginn eine Rolle, da sich der Kondensator dann im entladenen Zustand befindet und somit spannungslos ist. Durch die Einführung einer abklingenden Initialisierungsfunktion, die zusätzlich einen Term im Nenner bildet, wird die Gleichung bei Simulationsbeginn lösbar. Das Modell ist schematisch in Bild 5.44 dargestellt. Glättungsfilter und die Initialisierung sind nicht dargestellt.

Die Glättung des Phasenwinkels an SS3 (ϕ_{Ref}) bewirkt allerdings eine Verzögerung, die den zeitlichen Verlauf des Blindstroms nicht in der Form verlaufen läßt, wie beim GAM-Modell.

Das Tracking-Verhalten mit asymptotischer Annäherung an den neuen Sollwert ist nicht perfekt realisierbar. Dies zeigen die Simulationsergebnisse in Bild 5.46 und 5.47. Es treten in beide Richtungen Überschwingungen auf. In Richtung des induktiven Bereichs ist das Überschwingen stärker ausgeprägt. Oszillationen im Zeitverlauf des Blindstroms treten nicht auf.

5.6.5.5 Diskussion der Ergebnisse der FL-Methode

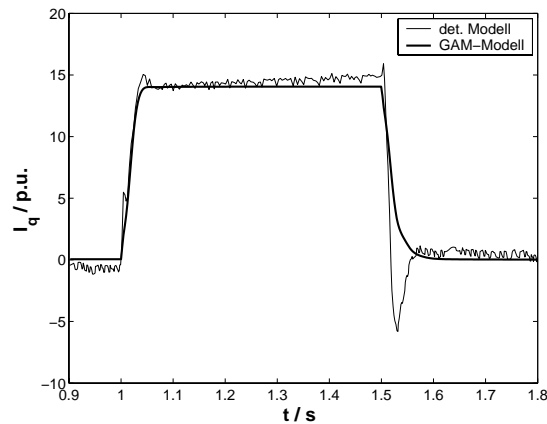


Bild 5.47. Vergleich der Ausgangsgröße i'_q bei FL-Linearisierung, Netzwerkmodell und GAM-Modell.

Die Anwendung der Feedback-Linearisierung funktioniert am GAM-Modell, falls der STATCOM an einem Slack-Knoten angebracht ist. Dies wurde in den Berechnungen in [87, 98, 160] demonstriert.

Die Ergebnisse der durchgeführten Arbeit zeigen *am Netzwerkmodell*, daß sich die Regelung des Systems STATCOM durch die FL-Methode im Vergleich zum linearen Regler verbessern läßt. Die Verknüpfung des STATCOM mit dem Elektroenergiesystem *an einem Knoten mit variablem Spannungswinkel* erfordert die Messung elektrischer Größen, deren Werte dem Regler zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen müssen. Dies sind

die Zustandsgrößen i_q , i_d und u_{dc} sowie der Phasenwinkel der Spannung am Netzknoten ϕ_{Ref} . Bedingt durch die Filterung der Zustandsgrößen und die damit verbundene zeitliche Verzögerung der Signale ist *ideales asymptotisches Tracking* nicht realisierbar.

5.6.6 Regelung des STATCOM mittels Fuzzy-Regler

Die Fuzzy-Regelung bietet eine Möglichkeit, Informationen über das zu regelnde Objekt, die sich verbal formulieren lassen, in einen Regler zu implementieren. Die *Regel-Basis* beinhaltet eine Sammlung von Regeln, die in einem Erfahrungsschatz ausdrücken, wie sich das Objekt bestmöglich regeln läßt. Ein Fuzzy-Regler besteht aus vier Hauptkomponenten, Bild 5.48.

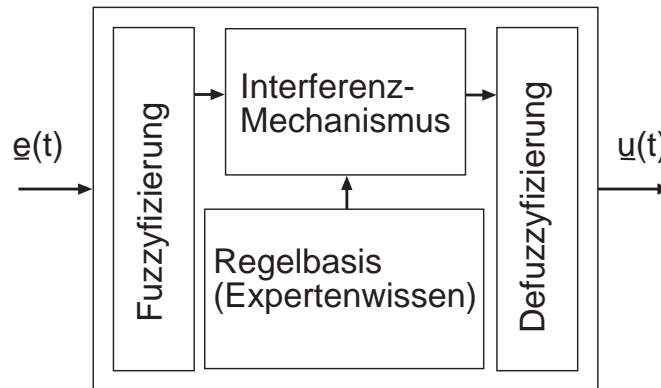


Bild 5.48. Architektur eines Fuzzy-Reglers.

Die *Regelbasis* beinhaltet den Erfahrungsschatz (= Expertenwissen) im Sinne von formulierten *WENN-DANN*-Regeln. Der *Interferenzmechanismus* ermittelt, welche dieser Regeln in der momentanen Situation relevant sind und entscheidet, welchen Wert die Eingangsgröße des Objekts annehmen soll. Das *Fuzzyfizierungs-Interface* transformiert die physikalischen Eingangswerte so, daß sie interpretiert werden können und als Eingang der Regel-Basis angewendet werden können. Schließlich konvertiert das *Defuzzifizierungs-Interface* die vom Interferenzmechanismus gezogenen Schlüsse in die Eingänge des Objekts. Es handelt sich also bei der Fuzzy-Regelung um eine Hin- und Rücktransformation zwischen einer sprachlichen und einer technischen Ebene, Bild 5.49.

Der Fuzzy-Regler sammelt die Ausgangsgrößen $y(t)$ des Prozesses, vergleicht sie mit dem Sollwert $\underline{r}(t)$, bildet daraus sein Eingangssignal $\underline{e}(t)$ und trifft die Entscheidung, welches Eingangssignal $\underline{u}(t)$ am Prozess anliegen muß, um die gewünschte Performance zu erfüllen.

5.6.6.1 Grundlagen der Fuzzyregelung und die Anwendung auf den STATCOM

Zur *Regelung des gewünschten dynamischen Verhaltens des STATCOM* werden für den Fuzzyregler zwei Eingangsgrößen und eine Ausgangsgröße (Änderung des Thyristorzündwinkels) verwendet. Die Eingangsgrößen des Reglers sind:

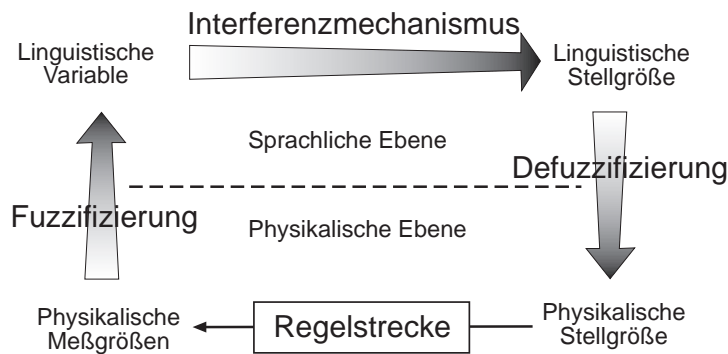


Bild 5.49. Sprachliche und physikalische Ebene eines Fuzzy-Systems.

- Die Abweichung des momentanen Blindstroms i_q von seinem Sollwert $I_{Q,Soll}$.

$$e_1(t) = i_q - I_{Q,Soll}$$
- Die zeitliche Änderung der Abweichung des Blindstroms von seinem Sollwert.

$$e_2(t) = \frac{d}{dt}(i_q - I_{Q,Soll}) = \frac{d}{dt}(e_1(t))$$

Die Fuzzyfizierung der Eingangsgrößen

Die reellwertigen Eingangsgrößen $e_1(t)$ und $e_2(t)$ werden durch die Fuzzyfizierung in sogenannte *linguistische Variablen* übersetzt. Um einer gemessenen Eingangsgröße $e_i(t)$ den Wert einer linguistischen Variablen zuzuweisen, bedient man sich der *Zugehörigkeitsfunktionen* $\mu_i(t)$ (eng.: membership functions).

Für das Eingangssignal $e_1(t)$ werden die folgenden Variablenwerte verwendet:

- Abweichung positiv, groß: *POSLAR*
- Abweichung positiv, klein: *POSSMA*
- Abweichung Null: *ZERO*
- Abweichung negativ, klein: *NEGSMA*
- Abweichung negativ, groß: *NEGLAR*

Das Eingangssignal $e_2(t)$ kann dagegen die folgenden Werte annehmen:

- Änderung der Abweichung positiv, groß: *POSGRO*
- Änderung der Abweichung positiv, klein: *POSKLE*
- Änderung der Abweichung Null: *NULL*
- Änderung der Abweichung negativ, klein: *NEGKLE*
- Änderung der Abweichung negativ, groß: *NEGGRO*

Die linguistischen Variablen haben einen Wertebereich zwischen $0 \leq \mu \leq 1$. Bild 5.50 zeigt den Wertebereich der Variablen $e_1(t)$ und $e_2(t)$ des GAM-Modells. Dieser unterscheidet sich von dem des detaillierten Modells nur durch das zugrunde liegende System

der bezogenen Größen. Die Begrenzungen der einzelnen Zugehörigkeitsfunktionen werden nach Abschätzung des maximal möglichen Wertebereichs und anhand der am PI-Regler gewonnenen Erfahrungswerte bezüglich Anstiegszeit, Überschwingen, etc. zunächst grob eingestellt und später einem iterativen Verbesserungsprozess unterworfen.

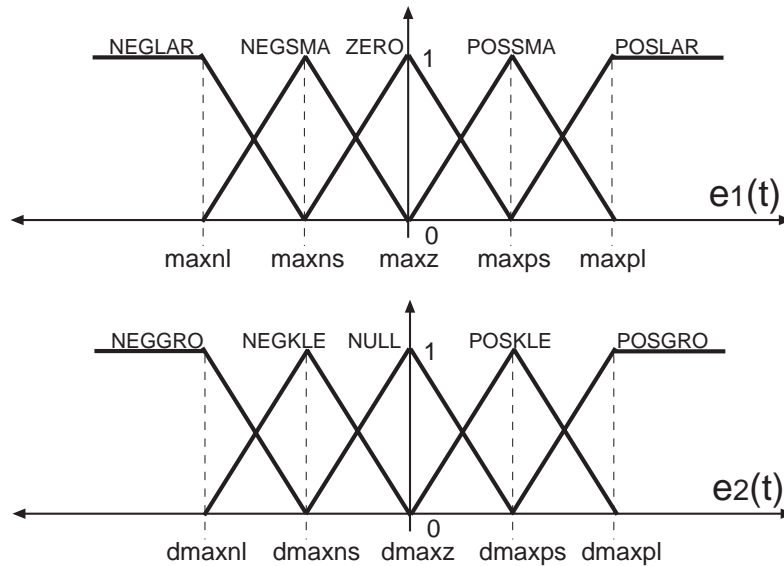


Bild 5.50. Zugehörigkeitsfunktionen der Eingangsgrößen $e_1(t)$ und $e_2(t)$.

Der Wert, den die Zugehörigkeitsfunktion μ annimmt, gibt an, mit welcher *Sicherheit* eine linguistische Variable zutrifft. So ist beispielsweise bei einer kleinen negativen Spannungsabweichung $\mu_{NEGLAR} = 0$, $\mu_{NEGSMA} = 0,1$, $\mu_{ZERO} = 0,9$, $\mu_{POSSMA} = 0$ und $\mu_{POSLAR} = 0$. Die Aussage, $e_1(t)$ gehört zu *NEGSMA* bedeutet, die aktuelle Spannung ist wenig unterhalb des Sollwerts, aber nicht wenig genug um diese Abweichung als Null zu bezeichnen und nicht weit genug unterhalb des Sollwerts, um diese Abweichung als groß zu bezeichnen. Die Aussage, $e_1(t)$ gehört zu *ZERO* bedeutet dagegen, die aktuelle Spannung ist nahezu gleich dem Sollwert, dabei ist ein Toleranzband enthalten, in welchem man die Spannungsabweichung noch nicht als *NEGSMA* oder *POSSMA* bezeichnen würde.

Die verwendeten Zugehörigkeitsfunktionen sind dreieckförmig, die äußeren dagegen haben einen linearen Anstieg und nehmen nach Erreichen ihres Maximums den konstanten Wert 1 an.

Die Regelbasis

Die linguistischen Variablen, die aus den beiden reellwertigen Eingangssignalen entstanden sind, werden verwendet, um Regeln zu spezifizieren. Die Regeln haben dabei folgendes Aussehen:

- Falls $e_1(t) \in NEGLAR$ und $e_2(t) \in NEGGRO$, muß der Zündwinkel stark vergrößert werden.
- Falls $e_1(t) \in ZERO$ und $e_2(t) \in NULL$, ist keine Änderung des Zündwinkels notwendig.

- Falls $e_1(t) \in \text{NEGSMA}$ und $e_2(t) \in \text{POSGRO}$, muß der Zündwinkel langsam verkleinert werden, um dem schnellen Anstieg der Spannung bei gleichzeitiger kleinen negativen Abweichung entgegenzuwirken.

Dies ist ein kleiner Auszug aus der zugrundeliegenden Regelbasis. In einer Matrix, Tabelle 5.1 sind die gewählten Regeln für alle Zustände, die sich als Konsequenz einer Regel ergeben können, dargestellt, dabei bedeuten:

Starke positive Änderung von α	+2
Schwache positive Änderung von α	+1
Keine Änderung von α	0
Schwache negative Änderung von α	-1
Starke negative Änderung von α	-2

In Klammern ist die Nummer der entsprechenden Regel dargestellt.

Tabelle 5.1. Regelbasis

	NEGLAR	NEGSMA	ZERO	POSSMA	POSJAR
NEGGRO	-2 ₍₁₎	-2 ₍₂₎	-2 ₍₃₎	-1 ₍₄₎	0 ₍₅₎
NEGKLE	-2 ₍₆₎	-2 ₍₇₎	-1 ₍₈₎	0 ₍₉₎	-2 ₍₁₀₎
NULL	-2 ₍₁₁₎	-1 ₍₁₂₎	0 ₍₁₃₎	+1 ₍₁₄₎	+2 ₍₁₅₎
POSKLE	-1 ₍₁₆₎	0 ₍₁₇₎	+1 ₍₁₈₎	+2 ₍₁₉₎	+2 ₍₂₀₎
POSGRO	0 ₍₂₁₎	+1 ₍₂₂₎	+2 ₍₂₃₎	+2 ₍₂₄₎	+2 ₍₂₅₎

Der Interferenzmechanismus

Der *Interferenzmechanismus* besteht aus zwei Schritten:

- Die Voraussetzungen aller Regeln werden mit den Eingangssignalen des Reglers zu jedem Zeitschritt verglichen, um zu bestimmen, welche Regel momentan gültig ist. In diesem *Matching-Prozeß* wird die Sicherheit bestimmt, mit der eine Regel erfüllt ist. Regeln mit höherer Sicherheit werden in Schritt 2 stärker gewichtet.
- Das *Ausgangssignal*, welches der Regler erzeugt, wird unter Verwendung der Regeln bestimmt, die momentan gültig sind. Das Ausgangssignal wird mittels eines Fuzzy-Sets berechnet, in dem die Gewichtung der Regeln berücksichtigt wird.

Im Interferenzmechanismus wird bestimmt, welches Ausgangssignal eingestellt wird. Dieses hängt von den Regeln ab, die zum betrachteten Zeitpunkt erfüllt sind. Dazu werden alle Regeln unabhängig voneinander untersucht und die Empfehlungen für das Ausgangssignal jeder Regel bestimmt. Anschließend werden die Empfehlungen, die sich aus den Regeln ergeben, gewichtet und zu einem resultierenden Ausgangssignal für die Zündwinkeländerung zusammengefaßt.

Die Sicherheit, mit der eine Regel erfüllt ist, berechnet sich aus dem Minimum der Sicherheit beider Anteile.

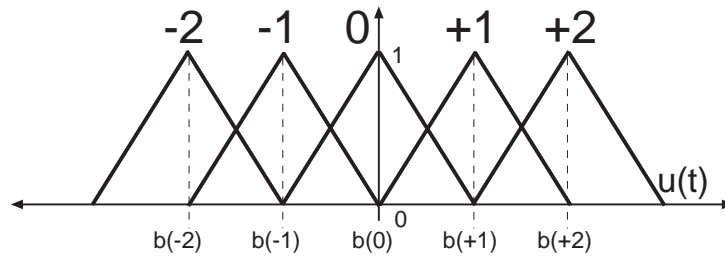


Bild 5.51. Das implizierte Fuzzy-Set zur Bestimmung der Ausgangsgröße u_{crisp} .

Die Defuzzifizierung

Die Defuzzifizierung, Bild 5.48, gewichtet die Entscheidungen im implizierten Fuzzy-Set des Inferenzmechanismus und ermittelt daraus den Wert des *Ausgangssignals*. Im Fall des STATCOM-Reglers erfolgt die Defuzzifizierung nach der Schwerpunkts-Methode (*engl.: Center of Gravity Method, COG*) um die Empfehlungen aller Regeln zu gewichten.

Das Ausgangssignal u_{crisp} ergibt sich aus der Sicherheit, mit der ein Ausgangssignal anliegen sollte und wird als gemeinsamer Schwerpunkt der Flächen unter der entsprechenden Zugehörigkeitsfunktion des implizierten Fuzzy-Sets interpretiert, Bild 5.52.

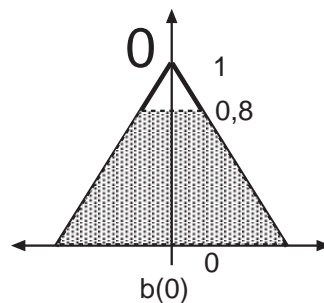


Bild 5.52. Gewichtung der Ausgangsgröße $u = 0$ mit der Sicherheit $\mu = 0,8$.

u_{crisp} berechnet sich allgemein zu

$$u_{crisp} = \frac{\sum_i b_i \int \mu_i}{\sum_i \int \mu_i} \quad (5.44)$$

wobei b_i der Wert des Maximums der Zugehörigkeitsfunktion ist, die sich als Konsequenz der Regel i ergibt. Die Zugehörigkeitsfunktionen des implizierten Fuzzy-Sets bestehen aus überlappenden Dreiecksfunktionen. Der Wertebereich des erzeugten Ausgangssignals wird durch die Maxima der äußeren Dreiecksfunktionen limitiert. Die COG-Methode kann keine Ausgangssignale erzeugen, die außerhalb dieser Begrenzung liegen.

Das Ausgangssignal u_{crisp} ergibt sich aus der Sicherheit, mit der ein Ausgangssignal anliegen sollte, und wird als gemeinsamer Schwerpunkt der Flächen unter der entsprechenden Zugehörigkeitsfunktion des implizierten Fuzzy-Sets interpretiert, Bild 5.52.

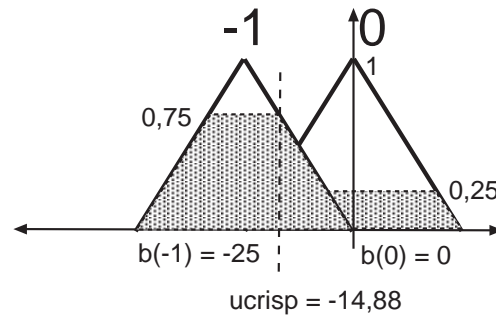


Bild 5.53. Gewichtung der Ausgangsgröße $u = -1$ mit der Sicherheit $\mu_{-1} = 0,75$ und $u = 0$ mit $\mu = 0,25$ mit resultierendem u_{crisp} .

Bild 5.53 zeigt ein Beispiel für die Berechnung des Ausgangssignals u_{crisp} für zwei anliegende Empfehlungen mit den Sicherheiten 0,75 für einen Wert von $b_{-1} = -25$, bzw. 0,25 für einen Wert $b_0 = 0$.

Das erzeugte Ausgangssignal im Fall des STATCOM-Modells ist die empfohlene Änderung für den Thyristorzündwinkel α . Bei Anwendung auf das GAM-Modell wird das Ausgangssignal des Reglers integriert um α zu erhalten.

5.6.6.2 Anwendung der FUZZY-Regelung auf das GAM-Modell

Die Anwendung des Fuzzy-Reglers zur Regelung der Blindleistungsabgabe des STATCOM beim dynamischen GAM-Modell erfolgt gemäß des in Bild 5.54 dargestellten Schemas. Die Implementierung in NETOMAC wird in den folgenden Schritten erläutert:

Fuzzyfizierung

Mittels der stationären Kennlinie werden aus der Spannungsabweichung vom ihrem Sollwert der Sollwert des Blindstroms berechnet. Um die Verzögerung eines Meßaufnehmers zu modellieren, wird das Eingangssignal mittels PT1-Filter mit der Zeitkonstanten τ_U verzögert. Dieser Filter ist im Schema nicht dargestellt.

Diese Größen dient als Referenzwert der Eingangssignale des Fuzzy-Reglers.

$$e_{1,soll}(t) = I_{Q,soll}$$

$$e_{2,soll}(t) = \frac{dI_{Q,soll}}{dt} = 0$$

Die Eingangssignale sind im stationären Zustand beide null. Ihre Fuzzyfizierung erfolgt durch trianguläre Funktionen gemäß folgender Zugehörigkeitsfunktionen:

$$e_1(t):$$

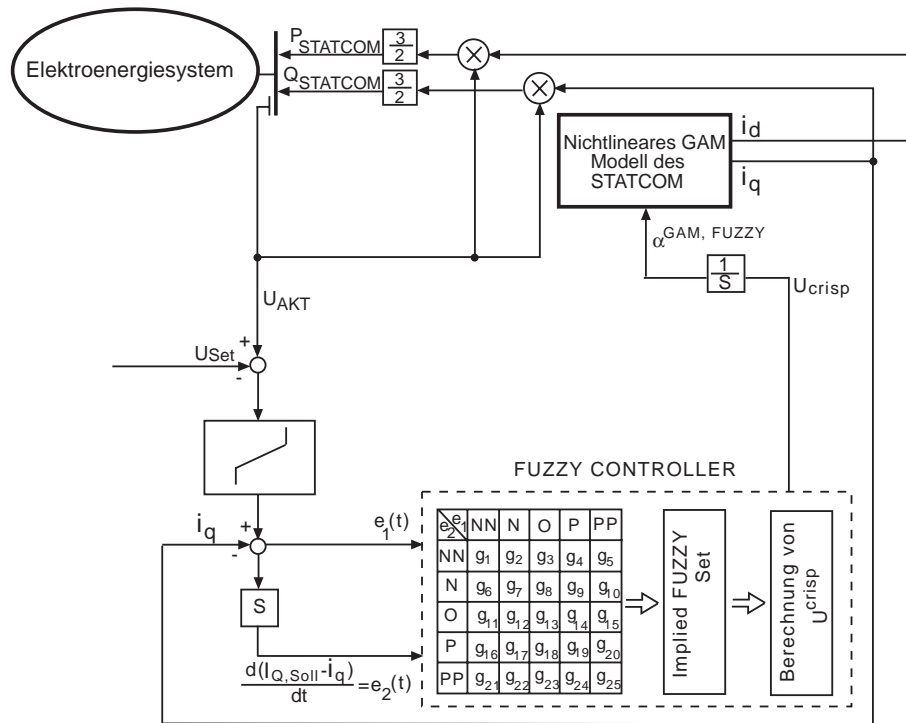


Bild 5.54. Umsetzung eines Fuzzyreglers mit den Eingangsgrößen $e_1(t) = (i_q - i_{Q,Soll})$ und $e_2(t) = \frac{d}{dt}(i_q - I_{Q,Soll})$ GAM-Modell.

Funktion	linke Begrenzung	Maximum	Rechte Begrenzung
NEGLAR	$-\infty$	-0,5	-0,075
NEGSMA	-0,25	-0,125	0
ZERO	-0,125	0	0,125
POSSMA	0	0,125	0,25
POSLAR	0,075	0,5	∞

$e_2(t)$:

Funktion	linke Begrenzung	Maximum	Rechte Begrenzung
NEGGRO	$-\infty$	-0,15	-0,05
NEGGLE	-0,1	-0,05	0
NULL	-0,05	0	0,05
POSKLE	0	0,05	0,1
POSGRO	0,05	0,15	∞

Die Begrenzungsparameter der Zugehörigkeitsfunktionen $\mu_i(t)$ wurden zunächst eingestellt, indem der bei den Simulationen mit PI-Regelung auftretende Wertebereich für die Eingangsgrößen vorausgesetzt wurde. Anschließend wurden die Parameter gemäß der in [111] empfohlenen Vorgehensweise iterativ verbessert.

Regelbasis und Interferenzbildung

Bei der Interferenzbildung muß das Vorzeichen des Eingangssignals des GAM-Modells $\alpha^{Fuzzy,GAM}$ mit der willkürlichen Festlegung der Zugehörigkeitsfunktionen richtig gewählt werden. Die *Gewichtung aller Kombinationen der Eingangssignale* erfolgt durch die Parameter g_i wie in Bild 5.54.

Die *Wahl der Gewichtungen* erfolgt zunächst sehr grob, kann jedoch iterativ einfach optimiert werden, indem die momentan vorliegenden Zugehörigkeitsfunktionen mit dem berechneten Ausgangssignal des Fuzzyreglers verglichen werden. Dabei lassen sich durch *Variation der Gewichtungsfaktoren* die Ursachen von Überschwingern identifizieren, Anstiegszeiten erhöhen und Oszillationen im stationären Zustand vermeiden. Nach Wahl der Gewichtungsfaktoren ergibt sich die Regelbasis nach Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2. Regelbasis

	NEGLAR	NEGSMA	ZERO	POSSMA	POSLAR
NEGGRO	$-22_{(1)}$	$-15_{(2)}$	$-7_{(3)}$	$-6_{(4)}$	$-4_{(5)}$
NEGKLE	$-7_{(6)}$	$-3, 5_{(7)}$	$-3_{(8)}$	$-2_{(9)}$	$5_{(10)}$
NULL	$-4, 5_{(11)}$	$-2, 0_{(12)}$	$0_{(13)}$	$1, 5_{(14)}$	$3_{(15)}$
POSKLE	$-2, 5_{(16)}$	$1, 8_{(17)}$	$+2_{(18)}$	$+2, 5_{(19)}$	$4, 5_{(20)}$
POSGRO	$5_{(21)}$	$7_{(22)}$	$10_{(23)}$	$14_{(24)}$	$22_{(25)}$

Die Interferenzbildung wird durch die Minimalwertbildung der jeweils vorliegenden Sicherheiten der Zugehörigkeitsfunktionen berechnet.

Defuzzifizierung

Die Berechnung der Reglerausgangsgröße u_{crisp} erfolgt gemäß der COG-Methode nach (5.44). Dabei muß eine Initialisierung vorgenommen werden um sicherzustellen, daß der Nenner der Gleichung bei Simulationsbeginn einen Wert ungleich null annimmt.

5.6.6.3 Berechnungsergebnisse am GAM-Modell

Die Anpassung der Zugehörigkeitsfunktionen sowie die Wahl der Gewichtungen erfolgt nach Analyse der beiden Eingangssignale $e_1(t)$ und $e_2(t)$. Der Vergleich des Eingangssignals $e_1(t)$ mit den korrespondierenden Zugehörigkeitsfunktionen POSLAR, POSSMA, ZERO, NEGSMA, und NEGLAR während der Simulation zeigt, welche Werte die Zugehörigkeitsfunktionen *vor*, *während* und *nach* der Störung annehmen. Die Begrenzungen der triangularen Funktionen werden an diesen Verlauf angepaßt. Bild 5.55 stellt das Eingangssignal und die Zugehörigkeitsfunktionen bei Störungseintritt dar.

Man erkennt die Überlappung der Zugehörigkeitsfunktionen, so wird das Eingangssignal zum Zeitpunkt $t = 1,025$ s zu etwa gleichem Anteil den Variablen ZERO und POSSMA zugeordnet. Zum Zeitpunkt $t = 1,050$ s wird das Signal zu 95% der Variablen ZERO und zu 5% der Variablen NEGSMA zugeordnet.

Die berechneten Zeitverläufe für die Zustandsgrößen i_q , i_d und u_{dc} sowie den Sollwert des Blindstrom zeigt Bild 5.56. Bei dieser Berechnung ist die *Filterzeitkonstante der Klemmenspannung* $\tau_U = 1$ ms. Der Blindstrom erreicht innerhalb von etwa 50 ms den neuen Sollwert. Der stark gedämpfte Einschwingvorgang findet bei einer Frequenz von etwa 22 Hz statt.

Es zeigt sich in den Simulationen, daß die Reglerdynamik eine große Abhängigkeit von der Verzögerung der Spannungsmessung besitzt. Dies verdeutlicht Bild 5.57, in dem der

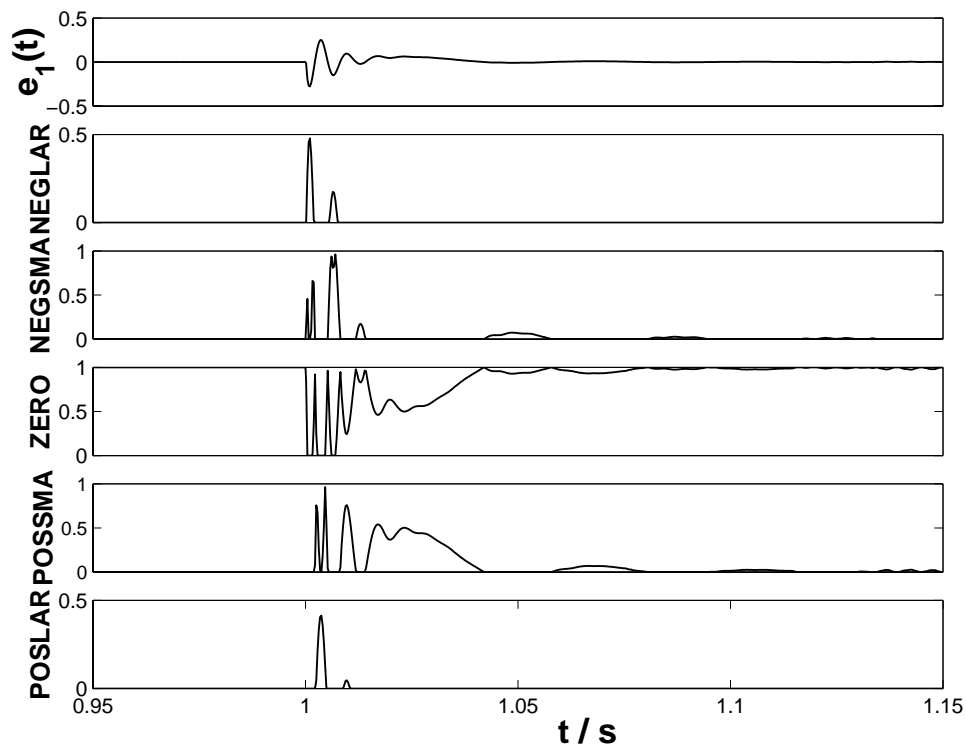


Bild 5.55. Eingangssignal des Reglers $e_1(t)$ und die Zugehörigkeitsfunktionen POSLAR, POSSMA, ZERO, NEGSMA, NEGLAR bei Eintritt der Störung, GAM-Modell.

Blindstrom für zwei verschiedene Verzögerungen τ_U dargestellt ist. Bei einer Verzögerung von $\tau_U = 5$ ms treten schwach gedämpfte Oszillationen auf. Der Regler verliert seine Wirksamkeit. Erhöht man die Verzögerung weiter auf $\tau_U = 15$ ms, so zeigt sich, daß der Fuzzyregler wieder geeignet ist, die Blindstromregelung geeignet durchzuführen. Die Spannungsverläufe an der Sammelschiene SS3 ist für die Zeitkonstanten $\tau_U = 1$ ms und $\tau_U = 15$ ms in Bild 5.57 gegenübergestellt.

Die Untersuchung der Blindstromdynamik des GAM-Modells wurde in Abhängigkeit von der Verzögerungszeitkonstanten durchgeführt um kritische Bereiche zu identifizieren. Verzögerungen zwischen 1 und 10 ms müssen vermieden werden, um Resonanzerscheinungen zu vermeiden.

5.6.6.4 Anwendung des FUZZY-Reglers auf das Netzwerkmodell

Die Umsetzung des Fuzzyreglers erfolgt prinzipiell wie beim GAM-Modell. Die Begrenzungen der Zugehörigkeitsfunktionen und die jeweiligen Gewichtungsfaktoren müssen jedoch mit dem Faktor $\frac{2}{3}$ skaliert werden, da sich die Ströme i_q und i_d in beiden Modellen um diesen Faktor unterscheiden.

Die Eingangsgröße des Reglers, die Spannung an der STATCOM-Sammelschiene SS3 muß geglättet werden, um numerische Stabilität zu gewährleisten, vgl. Kap. 5.6.4 und 5.6.5.2. Dies ist notwendig, da aus dem Momentanwert der Spannung der Sollwert des Blindstroms berechnet wird, aus dem die zweite Eingangsgröße des Reglers durch Bildung der Ableitung numerisch berechnet wird. Die Glättung mit der Filterzeitkonstanten τ_U erlaubt

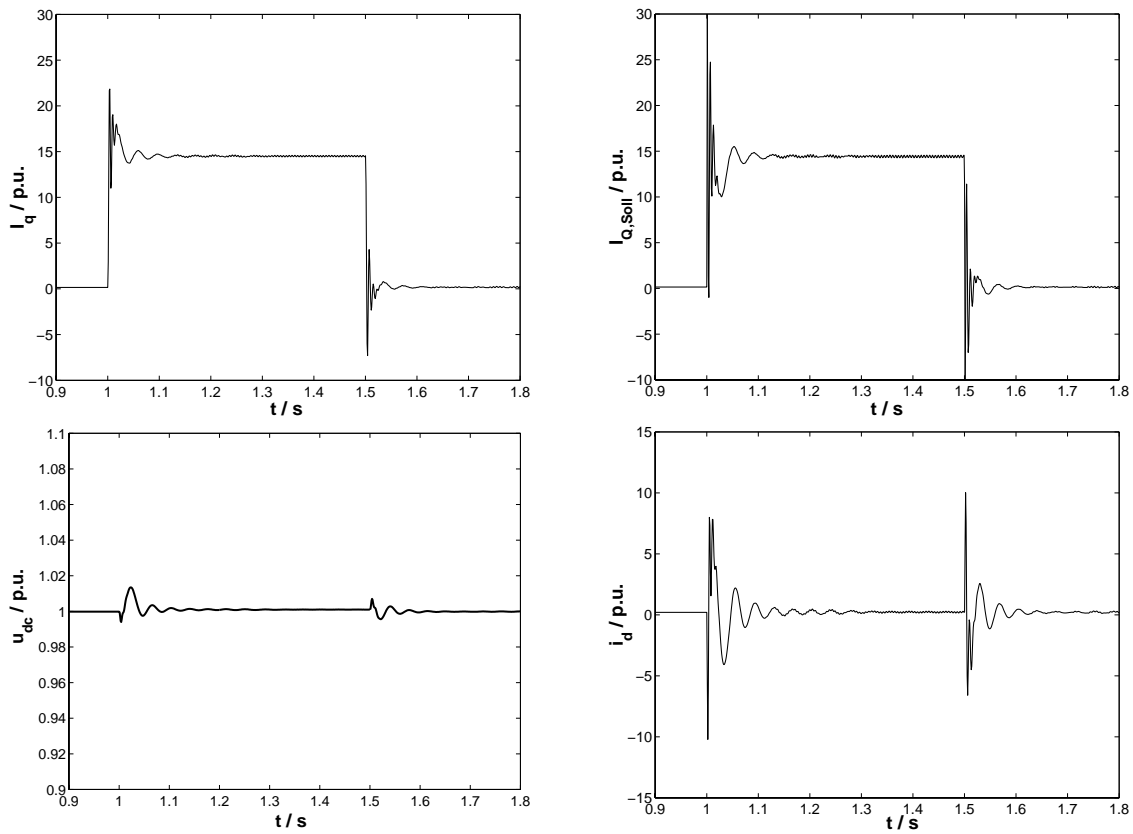


Bild 5.56. Zeitlicher Verlauf der Zustandsgrößen sowie des Sollwerts des Blindstroms beim Fuzzy-geregelten GAM-Modells, $\tau_U = 1\text{ms}$.

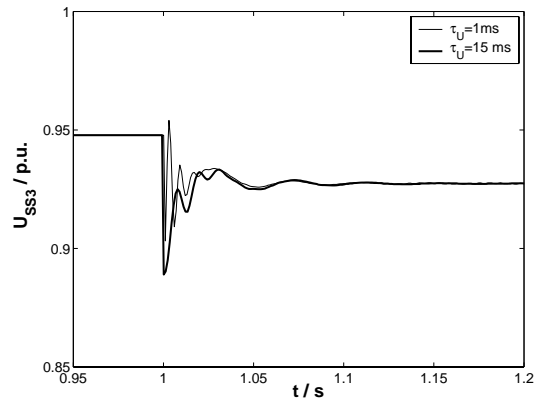


Bild 5.57. Spannung an der Sammelschiene SS3 bei verschiedenen Zeitkonstanten der Spannungsmessung, Fuzzy-geregeltes GAM-Modell ohne PLL.

eine sinnvolle Berechnung der Ableitung. Der Einfluß der Verzögerungszeitkonstanten der Glättung der Eingangsspannung auf die Reglerdynamik wurde im vorangegangenen Kapitel am GAM-Modell untersucht. Die beim Netzwerkmodell verwendete Konstante wurde zu $\tau_U^{detmod} = 14\text{ms}$ gewählt. Die Durchführung der numerischen Ableitung ist mit der Zeitkonstanten τ_{Diff} verknüpft.

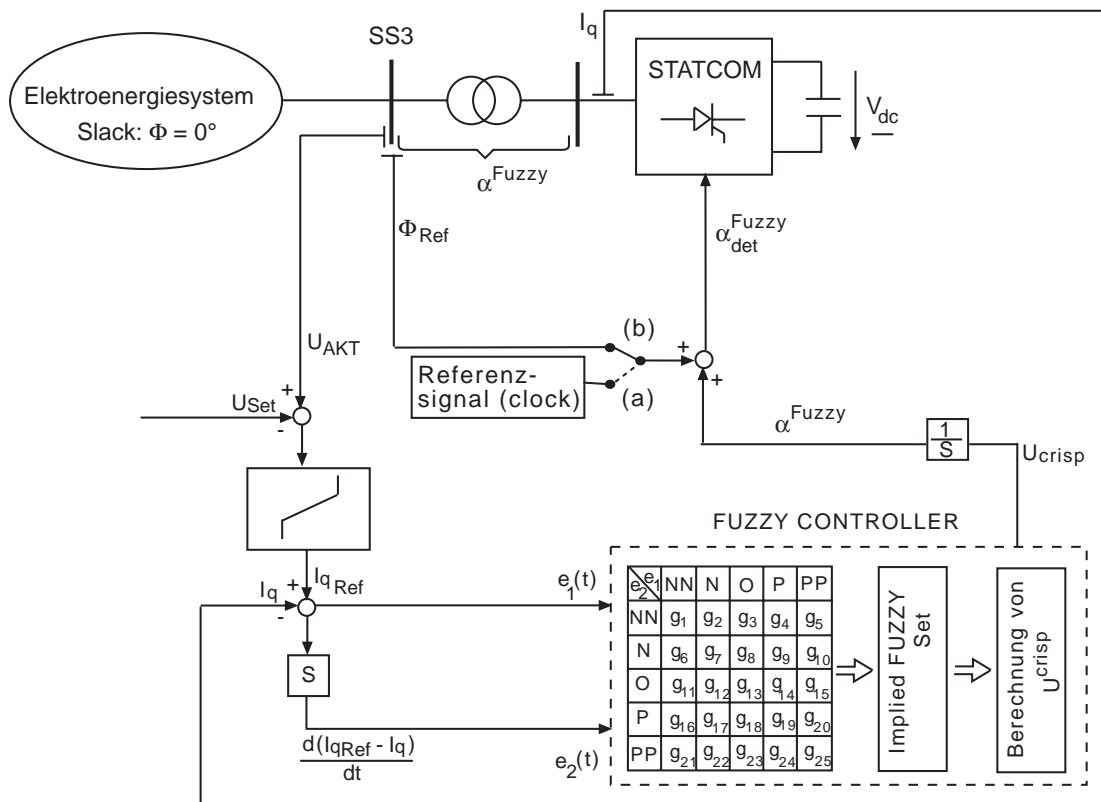


Bild 5.58. Fuzzy-geregeltes Netzwerkmodell, ohne PLL (a) und mit PLL (b).

Schließlich entsteht bei der Integration des vom Fuzzyregler errechneten Ausgangssignals u_{crisp} noch die Verzögerung durch die *Integrationszeitkonstante* τ_{Int} . Bei der Implementierung des Fuzzy-Reglers am Netzwerkmodell existieren zwei Möglichkeiten, das Referenzsignal für den Zündwinkel zu definieren, Bild 5.58:

- (a) Der Zündwinkel wird in auf den Winkel des Slack-Knotens bezogen. α_{det}^{Fuzzy} setzt sich dann aus zwei Anteilen zusammen, dem Spannungswinkel an der STATCOM-Sammelschiene relativ zu Slack (Φ_{Ref}) und der Phasenverschiebung zwischen der Spannung an der STATCOM-Sammelschiene und der STATCOM-Ausgangsspannung (α^{Fuzzy}). Ein Fuzzy-Regler kann entworfen werden, ohne daß eine Phasenmessung an der STATCOM-Sammelschiene mittels PLL erfolgt. Der Zündwinkel kann jedoch großen Auslenkungen unterworfen sein.

Ein *Slack*-Knoten stellt lediglich einen für die Simulation relevanten Bezugsknoten für die Phasenlagen aller Spannungen an den Sammelschienen dar. In der Praxis kann anstelle solch eines *virtuellen Referenzsignals* ein *mit Netzfrequenz getaktetes Zeitsignal* direkt am STATCOM verwendet werden.

- (b) Der Zündwinkel wird auf den Phasenwinkel an der STATCOM-Sammelschiene (Φ_{Ref}) bezogen. Diese Vorgehensweise wurde bereits in 5.6.5.4 vorgestellt. Dabei ist jedoch eine Erfassung des Phasenwinkels mittels PLL und eine Filterung des Phasensignals notwendig. Die auftretenden Eingangssignale des Fuzzy-Reglers nehmen dabei viel

kleinere Werte an. Bei dieser Vorgehensweise entspricht der Zündwinkel α^{Fuzzy} des Netzwerkmodells dem des GAM-Modells.

5.6.6.5 Berechnungsergebnisse am Netzwerkmodell

Simulation ohne Phase-Locked Loop

Zunächst wird der erste Fall (a) untersucht, bei dem der Winkel des Slack-Knotens als Referenzwinkel dient, Bild 5.58 (a). Die Reglerparameter müssen aufgrund der zu erwartenden großen Auslenkungen von α_{det}^{Fuzzy} neu bestimmt werden und entsprechen nicht denen des GAM-Modells, Tabelle 5.2.

Es ergibt sich für die Ströme i_q , i_d , $I_{Q,Soll}$ sowie die Kondensatorspannung der in Bild 5.59 dargestellte zeitliche Verlauf. Der Strom i_q erreicht den Sollwert nach etwa 100 ms. Dieser stark gedämpfte Ausgleichsvorgang wird von Oszillationen der Frequenz 22 Hz begleitet. Im Moment des Schaltvorgangs treten sowohl in kapazitive als auch in induktive Richtung Stromspitzen auf.

Die Auslenkung der Gleichspannung u_{dc} liegen in der Größenordnung von $\pm 10\%$.

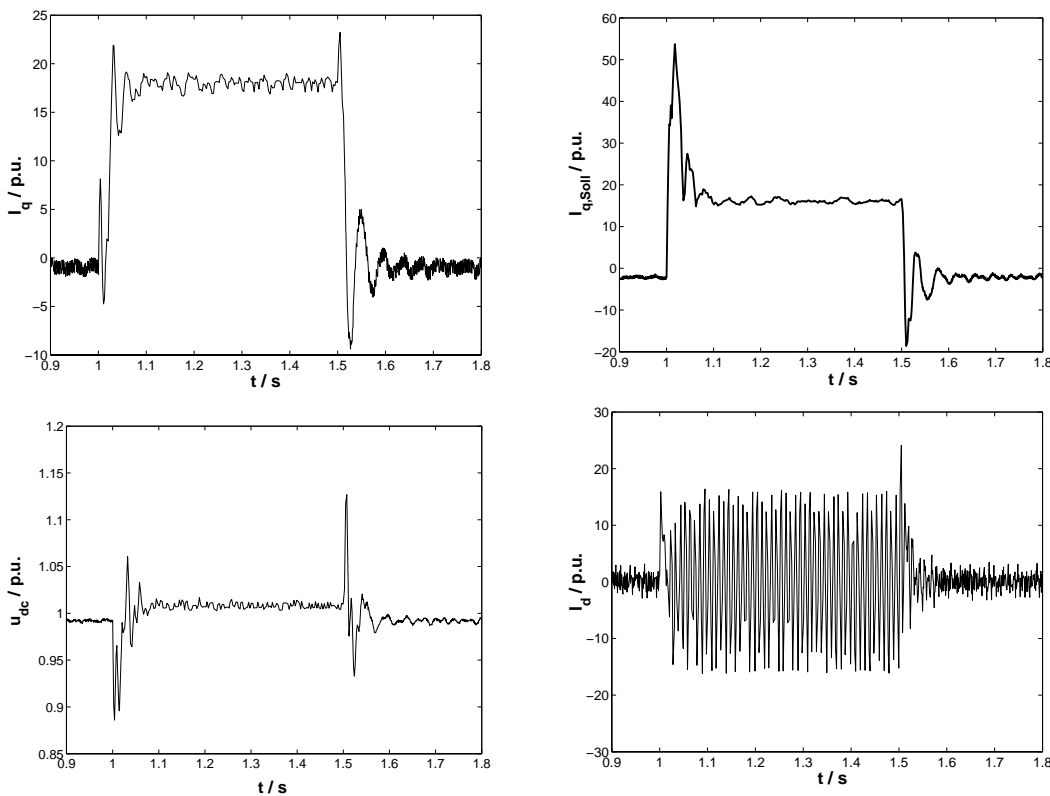


Bild 5.59. Zeitlicher Verlauf der Ströme i_q , i_d und des Sollwerts des Blindstroms $I_{Q,Soll}$ sowie der Kondensatorspannung u_{dc} beim Fuzzy-geregelten Netzwerkmodell ohne PLL.

Die Reglerdynamik führt zum in Bild 5.60 dargestellten Spannungsverlauf an der Sammelschiene SS3.

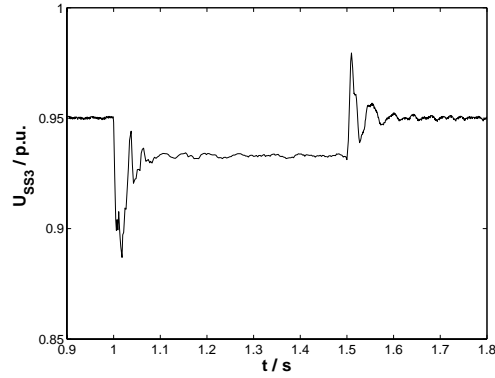


Bild 5.60. Spannung an der Sammelschiene SS3 unter Verwendung des Netzwerkmodells bei Fuzzy-Regelung ohne PLL.

Simulation mit Phase-Locked Loop

Bei dieser Vorgehensweise wird der Phasenwinkel an der STATCOM-Sammelschiene mittels PLL erfaßt und gefiltert, Bild 5.58 (b). Der Zündwinkel wird gebildet aus:

$$\alpha^{det,Fuzzy} = \Phi_{Ref} + \alpha^{Fuzzy} \tag{5.45}$$

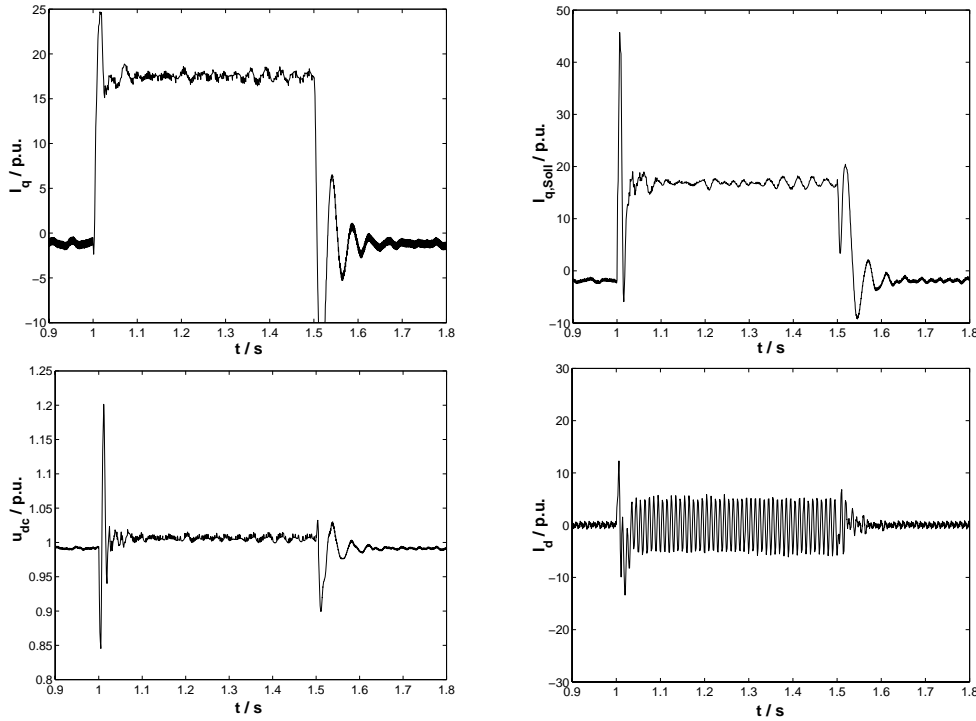


Bild 5.61. Zeitlicher Verlauf der Ströme i_q , i_d und des Sollwerts des Blindstroms $I_{Q,Soll}$ sowie der Kondensatorspannung u_{dc} beim Fuzzy-geregelten Netzwerkmodell mit PLL.

In Bild 5.61 sind die Zustandsgrößen des Fuzzy-geregelten Netzwerkmodells unter Verwendung der Erfassung des Phasenwinkels mittels Phase-Locked Loop an der Netzsammelschiene dargestellt. Die Wirksamkeit der PLL wird deutlich, wenn man die Ergebnisse mit und ohne PLL, Bild 5.59 vergleicht. Der Phasensprung an der Netzsammelschiene im Moment des Leitungsabfalls und -zuschaltens wird erkannt, wodurch die beim Modell *ohne* PLL auftretenden Stromspitzen infolge der Schaltvorgänge ($t = 1,00$ s und $t = 1,50$ s) beim Modell *mit* PLL ganz vermieden werden. Diese Spitzen treten *ohne* PLL sowohl bei i_q als auch bei i_d auf.

Die Vermeidung dieser Stromspitzen kann nur unter Verwendung einer großen Reglergeschwindigkeit und Dynamik erreicht werden: Der Sollwert des Blindstroms $I_{Q,Soll}$ muß zur Vermeidung dieser Stromspitzen im Moment des Schaltvorgangs auf den Wert seiner maximalen Auslenkung und zurück auf den Wert von etwa null springen. Diese Dynamik des Blindstromsollwerts tritt auch bei der Verwendung des nichtlinearen Reglers auf.

Weiterhin läßt sich feststellen, daß sich beim Fuzzy-geregelten Modell eine sehr kleine Anstiegszeit des Blindstroms i_q realisieren läßt. Nach etwa 20 ms hat die Blindstromkomponente i'_q und somit die Blindleistung $Q_{STATCOM}$ ihren neuen stationären Endwert erreicht. Beim Übergang in den induktiven Bereich treten Oszillationen mit einer Frequenz von etwa 22 Hz auf. In weiteren Untersuchungen kann abgeklärt werden, ob diese durch Modifikation der elektrischen Parameter oder optimierter Trimmung der Parameter des Fuzzy-Reglers verkleinert werden können.

Die Simulationsergebnisse zeigen, daß der Fuzzy-Regler zur Regelung des Betriebsmittels STATCOM in hohem Maße geeignet ist. Eine Rückführung der Zustandsgrößen in den Regler ist nicht notwendig. Dies vereinfacht den Implementierungsaufwand und die Zuverlässigkeit im Vergleich zum FL-Regler maßgeblich.

5.7 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden ein stationäres Modell, ein Netzwerkmodell und ein dynamisches STATCOM-Modell basierend auf der GAM-Methode vorgestellt. Das GAM-Modell ist aus dem 12-pulsigen Netzwerkmodell aus Kapitel 5.4 abgeleitet. Es besteht aus gekoppelten, nichtlinearen Differentialgleichungen mit drei Zustandsgrößen. Es wird eine Analyse des linearisierten Systems durchgeführt und diskutiert. Darüberhinaus werden verschiedene Reglertypen eingesetzt und untersucht. Der Transfer dieser nichtlinearen Regler vom GAM-Modell auf das STATCOM-Netzwerkmodell wird präsentiert.

Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, daß das GAM-Modell für den Reglerentwurf grundlegend geeignet ist, die direkte Übertragung der Regelung auf das Netzwerkmodell jedoch weitere Überlegungen bezüglich der Filterung und der damit verbundenen Verzögerung der Eingangssignale sowie der Behandlung der Phase notwendig macht.

Ausgehend von der Kennlinie des STATCOM für den eingeschwungenen Zustand wird der Einfluß dieses Betriebsmittels auf das Spannungsprofil und die maximal zum Verbraucher übertragbare Leistung gezeigt. Dieses Modell wird in den *statischen Spannungsstabilitätsuntersuchungen*, Kap. 6, verwendet.

Es wird ein *Netzwerkmodell des zwölfpulsigen* STATCOM entwickelt, mit dem sich alle elektrischen Größen im Zeitbereich darstellen lassen und das alle Komponenten enthält. Die Zeitverläufe wurden durch den Vergleich mit Messungen [27, 106] verifiziert. Das Modell kann erweitert werden, um höherpulsige Konverterschaltungen zu analysieren. Weitere Transformatorverschaltungen lassen sich durch die Verwendung einphasiger Modelle schnell implementieren und untersuchen [53]. Die Anbindung eines größeren Energiespeichers zur Simulation eines D-STATCOM als Power-Quality Device, sowie die Regelung mittels Pulse-Width Modulation kann am Netzwerkmodell leicht erfolgen. Durch Parametervariationen einzelner Komponenten des Modells ist die Optimierung dieses Betriebsmittels hinsichtlich seiner elektrischen Belastung, seiner Netzzrückwirkungen und seines dynamischen Verhaltens in Simulationen möglich. Das Modell ist insbesondere geeignet, um das Verhalten des STATCOM bei unsymmetrischen Belastungen zu studieren.

Für *dynamische Netzstudien im Langzeitbereich* ist das Netzwerkmodell aufgrund der benötigten kleinen Zeitschrittweite ($\Delta t \approx 10^{-5}$ s) für Simulationen des gesamten Energiesystems nicht geeignet. Es wurde gezeigt, daß das korrespondierende *GAM-Modell* die Dynamik des *Netzwerkmodells* sehr gut annähert. Es ist aufgrund der größeren Zeitschrittweite für dynamische Untersuchungen der Spannungsstabilität geeignet und wird in den dynamischen Untersuchungen in Kap. 6 eingesetzt.

6. Dynamische und statische Stabilitätsanalyse

In diesem Kapitel werden *zwei Elektroenergiesysteme* durch eine vollständige *dynamische Modellierung* ihrer Betriebsmittel nachgebildet. Es werden statische Methoden zur Prognose der Spannungsstabilität dynamischen Simulationen gegenübergestellt. Dazu wird folgendermaßen vorgegangen:

In *dynamischen Simulationen* werden Fehler im Netz nachgebildet, dabei wird in Abhängigkeit von der Belastung und der Schwere des Fehlers Spannungsinstabilität erreicht. Es wird gezeigt, daß während des Ausgleichsvorgangs *zu bestimmten Zeitpunkten* verschiedene *charakteristische Zustände* auftreten.

Zu diesen Zeitpunkten wird jeweils eine *Momentaufnahme des Systemzustands* unter Verwendung *statischer Betriebsmittelmodelle* angenähert. Es wird eine *Bewertung der Stabilität* unter Berücksichtigung der System-*PU*-Kurven und der Verbrauchercharakteristik durchgeführt. Ein neuer Stabilitätsindex I_{bW} wird vorgestellt. Die zur Berechnung der *PU*-Kurven in den entsprechenden Momentaufnahmen eingesetzte Vorgehensweise wird beschrieben.

Die Ergebnisse der dynamischen Simulation werden mit denen der statischen Vorgehensweise verglichen und bewertet.

Beim ersten in Kapitel 6.1 betrachteten Netz handelt es sich um das IEEE-14-Sammelschienensystem [166]. Das zweite in Kapitel 6.2 betrachtete Netz ist das in [34] vorgestellte *BPA-Test System*. In beiden Netzen werden dynamische Verbraucher berücksichtigt, und der Einfluß des STATCOM auf die Systemstabilität wird untersucht.

6.1 Spannungsstabilitätsuntersuchung am 14-Sammelschienen-Netz

6.1.1 Leistungsflußberechnung und Knotenspannungen im Netz

Die Daten und Parameter des Netzes, Bild 6.1, sind in Tab. A.1 bis A.4 gegeben. Das Leistungsflußergebnis zeigt, daß alle Verbraucher mit Bemessungsspannung versorgt werden und somit im stationären Fall die Spannungsqualität an allen Verbraucherknoten gewährleistet ist, Tab. A.5. Dies wird durch mehrere Maßnahmen erreicht, die einen spannungsstabilen Betriebszustand erst ermöglichen. Ihre Konsequenzen sind in Bild 6.2 dargestellt:

1. Wirk- und Blindleistung wird lediglich von den Generatoren GEN-01 und GEN-02 bereitgestellt. Decken diese Generatoren allein den gesamten Blindleistungsbedarf des Netzes, so ergeben sich an den Netzknoten die in Bild 6.2, Kurve (1), dargestellten

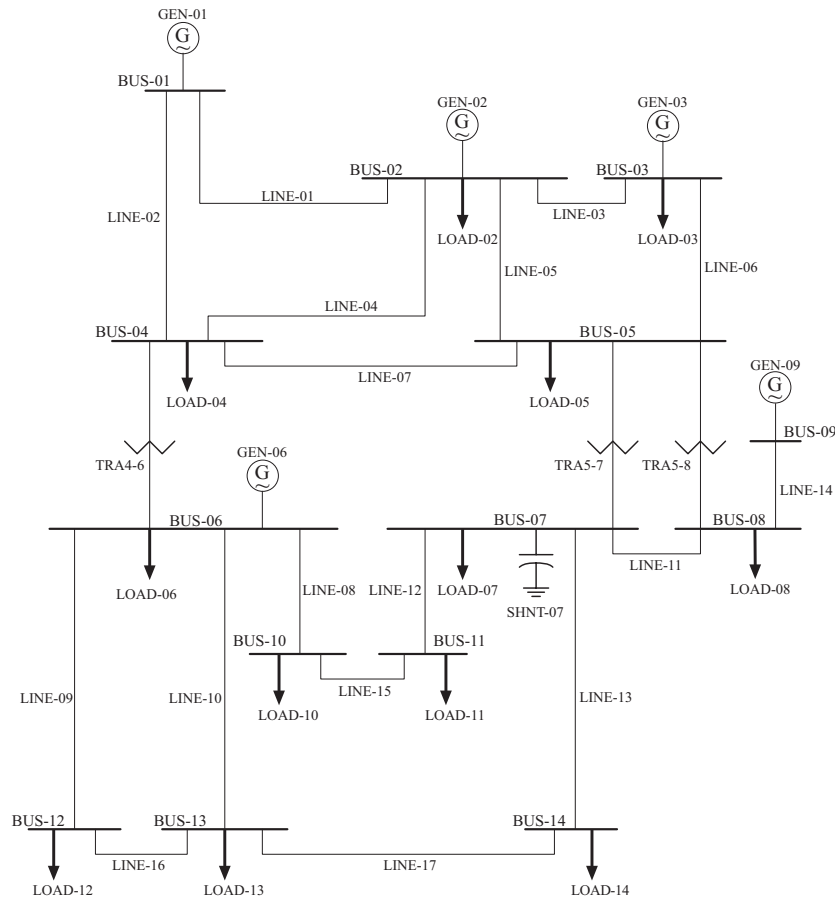


Bild 6.1. IEEE 14-Sammelschienensystem.

Spannungen. Wird zusätzlich Blindleistung durch die Generatoren GEN-03, GEN-06 und GEN-09 im Netz bereitgestellt, werden alle Spannungen angehoben. Insbesondere im südlichen Teil des Netzes (BUS-06 bis BUS-14) liegen die Spannungen immer noch auf niedrigem Niveau, Kurve (2).

2. Die Anhebung der Knotenspannungen an BUS-06 bis BUS-14 geschieht durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren TRA4-6, TRA5-7 und TRA5-8 gemäß Tab. A.4, Kurve (3). Das Übersetzungsverhältnis weicht dabei von der Nennübersetzung ab (*engl.: Off-Nominal Ratio, ONR*).
3. Durch zusätzliche Parallelkompensation mittels SHNT-07 am zentralen Netzknoten BUS-07 werden der maximale Spannungsabfall im Netz von 20 % auf weniger als 3% und die Übertragungsverluste von 7,2 % auf 0,47 % reduziert, Kurve (4).

Die mittels NETOMAC berechneten Leistungsflüsse im betrachteten Elektroenergiesystem sind den in [145] berechneten Leistungsflüssen in Tabelle A.7 gegenübergestellt.

In [145] wird ein hinsichtlich der auftretenden Verluste optimierter Leistungsfluß im Netz berechnet. Dies geschieht durch eine Änderung der Einspeisung, dabei wird die eingespeiste Wirkleistung auf alle fünf Generatoren gemäß Tabelle A.8 verteilt. Ausgehend

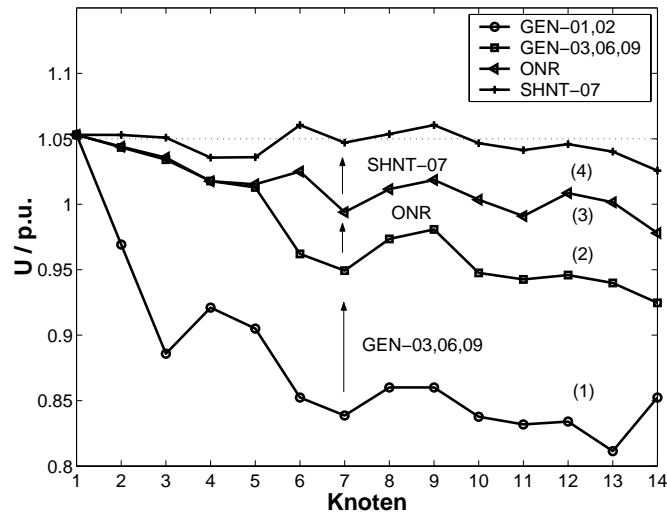


Bild 6.2. Verbesserung des Spannungsprofils im Netz durch verschiedene Maßnahmen.

vom *optimierten Leistungsflußergebnis*, Tabelle A.8, werden alle weiteren Untersuchungen durchgeführt.

6.1.2 Dynamische Modellierung des 14-Sammelschienensystems

Eine dynamische Stabilitätsuntersuchung erfordert die dynamische Nachbildung der Betriebsmittel Generator, AVR, OXL und der Verbraucher. Da deren Parameter für das 14-Sammelschienensystem aus der Literatur nicht bekannt sind, wurde auf typische Parameter zurückgegriffen [50, 54, 65] und das Elektroenergiesystem um dynamische Modelle der oben genannten Komponenten erweitert.

6.1.2.1 Dynamische Modellierung der Generatoren mit AVR und OXL

Die dynamische Berücksichtigung dieser Komponenten erfolgt wie in den Kapiteln 3.1, 3.1.2 und 3.1.3 beschrieben. Die Parameter sind in den Tabellen A.9, A.10 bzw. für den OXL in [65] angegeben.

6.1.2.2 Dynamische Modellierung der Verbraucher

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.5 gewonnenen Erkenntnisse werden die Verbraucher aus Sicht der Hochspannungssammelschiene durch das Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik berücksichtigt. Die Parameter, Tab. A.11, werden für alle 12 Verbraucher gleich gewählt.

6.1.3 Betrachtete Szenarien

Unter Verwendung der dynamischen Modellierung des Elektroenergiesystems werden drei Simulationen im Zeitbereich für verschiedene Belastungsfälle durchgeführt. In allen drei Fällen werden Momentaufnahmen des Systemzustands mittels stationärer Betriebsmittelmodelle berechnet und in der PU -Ebene dargestellt.

6.1.3.1 Fall 1: Ausfall der Leitung LINE-13, Normalbetrieb ohne STATCOM

Der erste Störfall entsteht durch den Ausfall der Übertragungsleitung LINE-13. Der Verbraucher LOAD-14 am Netzknoten BUS-14 wird während der Störung nur noch über LINE-17 versorgt.

Dynamische Simulation

Bild 6.3 zeigt das Ergebnis der dynamischen Simulation, die zeitlichen Verläufe der Knotenspannung U_{BUS-14} und der Verbraucherwirkleistung $P_{LOAD-14}$. Die Ausgleichsvorgänge sind nach etwa 50 s vollständig beendet, Spannungsinstabilität tritt nicht ein.

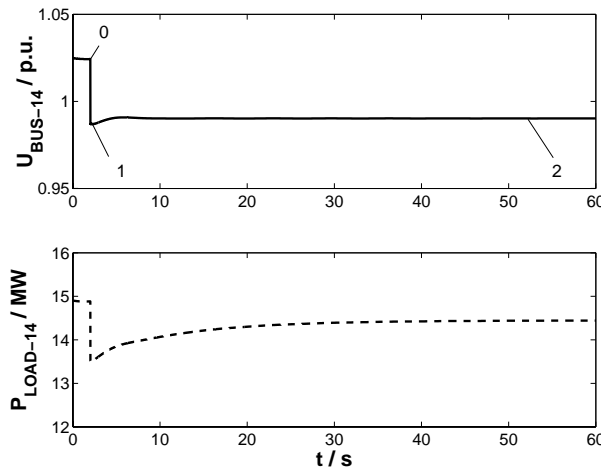


Bild 6.3. Spannung an BUS-14, Wirkleistungsaufnahme von LOAD-14.

Statische Betrachtung

Der Störfall wird in der PU -Ebene analysiert, Bild 6.4 links. Die dargestellten Kurven werden folgendermaßen berechnet:

- Die *transiente Trajektorie* ist die Darstellung der dynamischen Simulation, Bild 6.3 im Zustandsraum, $P_{LOAD-14}$ und U_{BUS-14} werden zu jedem Zeitpunkt aufgetragen. Alle Generatoren und Verbraucher sind vollständig dynamisch modelliert.

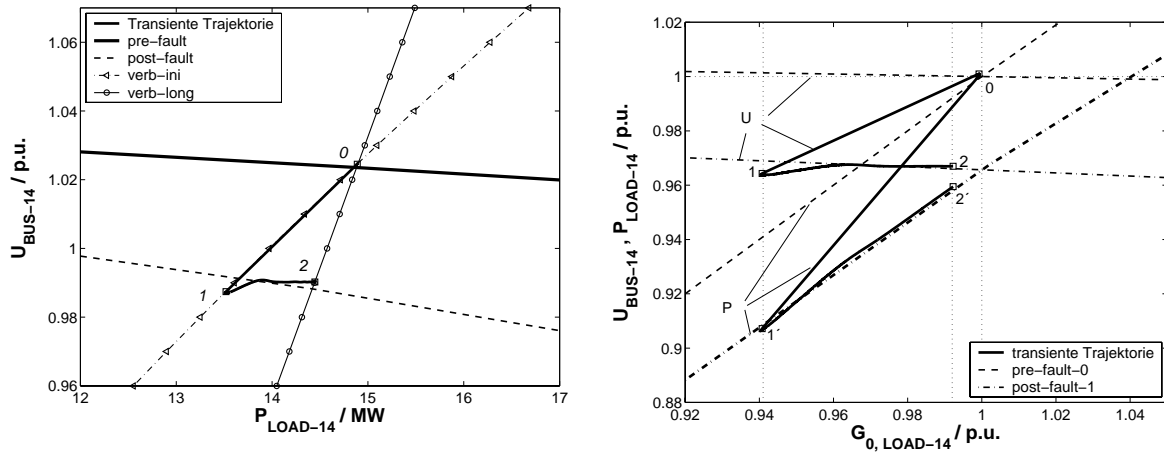


Bild 6.4. Trajektorie der Wirkleistung von LOAD-14 und der Knotenspannung an BUS-14 im PU - und im G_0U -, G_0P -Diagramm.

- Die *pre-fault*-Kurve ist die System- PU -Kurve vor Eintritt der Störung. Sie ergibt sich durch eine Sequenz von Leistungsflußberechnungen bei variabler Leistungsaufnahme von LOAD-14. Alle Generatoren mit Ausnahme von GEN-01 (Bilanz-Knoten) werden durch PU -Knoten repräsentiert. Die Verbraucher werden durch ihre Spontancharakteristik ($\alpha = \alpha_t$, $\beta = \beta_t$) statisch durch Gln. (4.1) modelliert.
- Die *post-fault*-Kurve ist die System- PU -Kurve für den Systemzustand nach Abschluß des Ausgleichsvorgangs. Die Generatoren werden mit Ausnahme von GEN-01 (Bilanz-Knoten) durch PU -Knoten repräsentiert. Alle Verbraucher werden statisch durch ihre Langzeitcharakteristik, Gln. (4.1), mit $\alpha = \alpha_s$ und $\beta = \beta_s$ modelliert. Die Leistungsbegrenzung der Generatoren wird nicht erreicht.
- Die *statischen Verbraucherkenlinien* für das spontane Verbraucherverhalten (*verb-ini*) und die Langzeitcharakteristik (*verb-long*) werden aus Gln. (4.1) mit den entsprechenden Parametern ermittelt.

In diesem Fall existiert lediglich *eine* System- PU -Kurve für den *post-fault*-Zustand. Auf die Darstellung der System- PU -Kurve unmittelbar nach der Störung wurde verzichtet, da diese nahezu mit der Langzeit- PU -Kurve übereinstimmt.

Ausgehend vom *pre-fault*-Betriebspunkt (0) läßt sich im Schnittpunkt der *post-fault*-Systemkurve und der spontanen Verbrauchercharakteristik der Zustand unmittelbar nach der Störung (1) annähern. Der Schnittpunkt der *post-fault*-Systemkurve mit der Langzeitcharakteristik des Verbrauchers (2) bildet den statisch berechneten Zustand nach Abklingen des Ausgleichsvorgangs. Die statisch berechneten Schnittpunkte in Bild 6.4 links zeigen gute Übereinstimmung mit der dynamischen Berechnung, Bild 6.3.

Bild 6.4 rechts zeigt die transienten Trajektorien der dynamischen Simulation in der G_0U - und G_0P -Ebene (vgl. Kap 2.1.3.3) mit den jeweils statisch berechneten System-Kennlinien für den *pre-fault*- und den *post-fault*-Systemzustand. Um sowohl die Wirkleistung als auch die Knotenspannung auf der Abszisse darzustellen, werden beide Größen auf den *pre-fault*-Wert von 1,0 p.u. normiert. Die charakteristischen Betriebspunkte *pre-fault* (0), *post-fault-ini* (1,1') und *post-fault-long* (2,2') sind dargestellt. Die vertikalen Linien geben

den zeitlichen Verlauf des Realteils der Verbraucheradmittanz $G(t)$ während der Störung und somit die Lastcharakteristik an. Der Wert von $G(t)$ während des Ausgleichsvorgangs wurde aus den Momentanwerten der Wirkleistungsaufnahme des Verbrauchers und der Knotenspannung berechnet.

6.1.3.2 Fall 2: Ausfall der Leitung LINE-13, Überlast ohne STATCOM

Allein durch einen Leitungsausfall von LINE-13 kann kein spannungsinstabiler Systemzustand erhalten werden, wie in 6.1.3.1 gezeigt wurde. Um einen spannungsinstabilen Zustand zu provozieren und die Gegenüberstellung statischer und dynamischer Berechnungsverfahren für diesen Fall zu ermöglichen, wird das System übermäßig belastet. Dazu wird der Verbrauch an der Sammelschiene BUS-14 auf $\underline{S} = (100 + j33)$ MVA erhöht. Diese punktuelle Erhöhung der Verbraucherleistung im Netz führt bei einem Leitungsausfall zu Spannungsinstabilität.

Dynamische Simulation

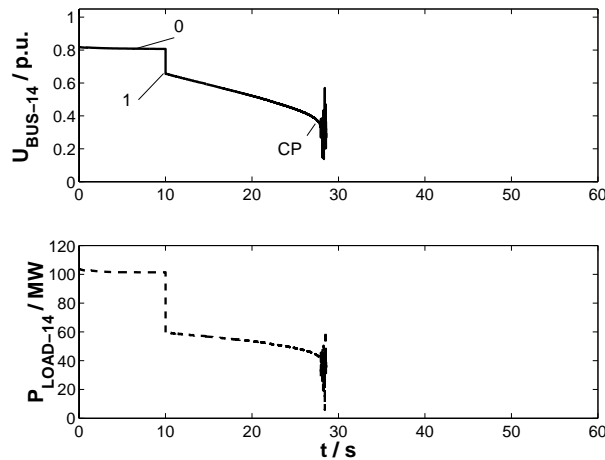


Bild 6.5. Spannung an BUS-14, Wirkleistungsaufnahme von LOAD-14.

Für diesen Fall zeigt die Dynamik von Verbraucherleistung $P_{LOAD-14}$ und Knotenspannung U_{BUS-14} des Verbrauchers, Bild 6.5, daß etwa 18 s nach dem Leitungsausfall Spannungsinstabilität eintritt. Es sind drei charakteristische Punkte vorhanden, der Zustand vor dem Fehler (0), der Moment unmittelbar nach dem Fehlereintritt (1) und der Punkt, bei dem die Systemstabilität verloren geht (CP). Nach Erreichen des Spannungskollaps (CP) wird die Berechnung manuell abgebrochen. Der zeitliche Verlauf der Knotenspannungen im Netz *vor* der Spannungsinstabilität ist durch einen monotonen Abfall charakterisiert, der durch erhöhte Einspeisung nicht verhindert werden kann.

Um den Mechanismus zu identifizieren, der zur Spannungsinstabilität führt, erfolgt der Übergang zur statischen Betrachtung des Systems.

Statische Betrachtung

In Bild 6.6 links sind die System-*PU*-Kurven für die Zustände *pre-fault* **A** und *post-fault* **B** mit den Verbraucher-*PU*-Kurven für spontane **C** und Langzeit-Charakteristik **D** dargestellt. Die Berechnung erfolgt wie in 6.1.3.1. Im Moment nach dem Auftreten der Störung zeigt sich gute Übereinstimmung zwischen den Ergebnissen der dynamischen Simulation (1) und der statischen Berechnung (1'). Der folgende Spannungsabfall wird durch die sich ändernde Verbrauchercharakteristik von **C** nach **D** verursacht.

Zur statischen Approximierung des Kollapspunktes (CP) muß zusätzlich noch die Änderung der System-*PU*-Kurve betrachtet werden. Diese Änderung hat ihre Ursache in der Begrenzung der vom Generator GEN-06 eingespeisten Leistung durch den *Erregerstrombegrenzer* OXL. Eine *grenzwertige Betrachtung* mit dem maximal zulässigen Dauererregerstrom i_{fd} liefert die maximale Generatorleistung. Die reduzierte Generatorleistung führt im *post-fault*-System zu einer reduzierten Generatorklemmenspannung ($U = 0,95$ p.u.). Wird diese Spannung für das *post-fault*-System in der Leistungsflußberechnung (*PU*-Knoten für GEN-06) appliziert, läßt sich die *post-fault*-Systemcharakteristik **F** berechnen, Bild 6.6 rechts. Der Schnittpunkt dieser System-*PU*-Kurve **F** mit der Verbraucherlangzeitcharakteristik **D** liefert den statisch angenäherten Kollapspunkt. Dieser ist instabil, da er sich im unteren Teil der System-*PU*-Kurve befindet.

Die Ergebnisse der dynamischen Simulation und der statischen Vorgehensweise zeigen gute Übereinstimmung.

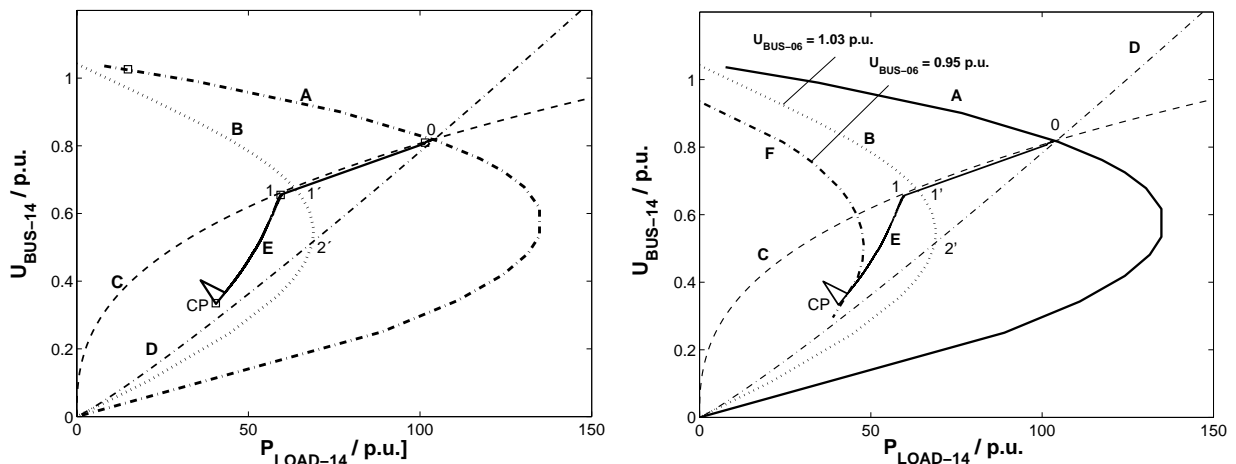


Bild 6.6. System- und Verbraucher-*PU*-Kurven, BUS-14, System wird spannungsinstabil.

6.1.3.3 Fall 3: Ausfall der Leitung LINE-13, Normalbetrieb mit STATCOM

Um die Spannungsstabilitätsreserve des Elektroenergiesystems zu erhöhen, wird ein 50 MVar-STATCOM am Knoten BUS-14 installiert.

Dimensionierung des STATCOM

Bild 6.7 zeigt die *pre-fault*-*QU*-Kurve von BUS-14 ohne STATCOM, die *QU*-Kennlinie des 50 MVar-STATCOM und die *QU*-Kurve von BUS-14 des Systems mit STATCOM,

die sich aus der Überlagerung der beiden ersten Kurven ergibt. Die Blindleistungsreserve wird um etwa 30 % erhöht.

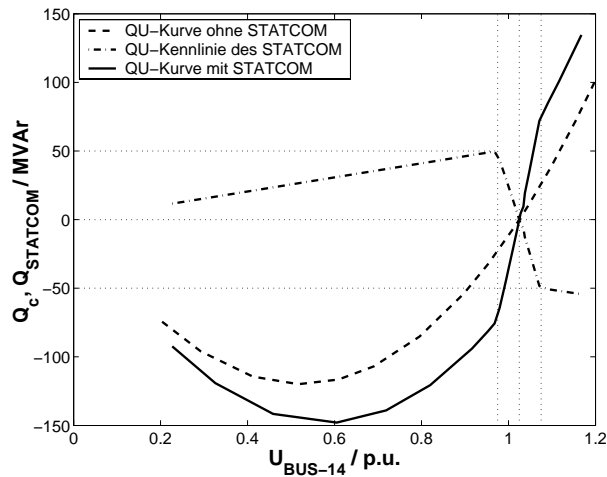


Bild 6.7. Dimensionierung des STATCOM.

Dynamische Simulation

Die dynamische Modellierung des STATCOM erfolgt durch das PI-geregelte GAM-Modell aus Kapitel 5.6.4, dessen grundlegende Äquivalenz mit dem Netzwerkmodell in Kapitel 5.6 vorgestellt wurde. Die Zeitverläufe der vom Verbraucher LOAD-14 aufgenommenen Wirkleistung $P_{LOAD-14}$ und der Knotenspannung U_{BUS-14} an BUS-14 sowie die vom STATCOM aufgenommene kapazitive Blindleistung $Q_{STATCOM}$ zeigt Bild 6.8.

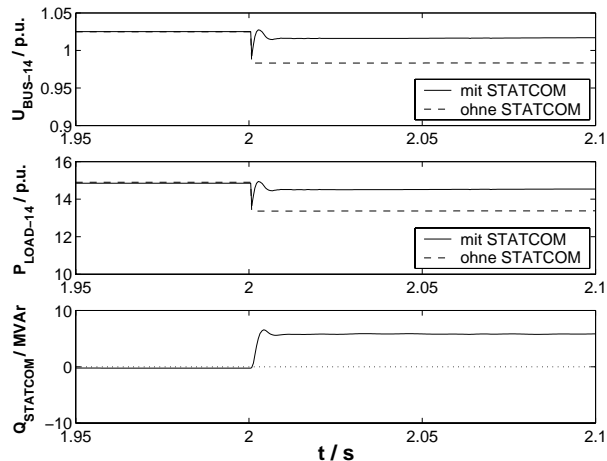


Bild 6.8. Knotenspannung an BUS-14 U_{BUS-14} , vom Verbraucher LOAD-14 aufgenommene Wirkleistung $P_{LOAD-14}$ und STATCOM-Blindleistung $Q_{STATCOM}$.

Ist der STATCOM an BUS-14 installiert, so speist dieser im Fehlerfall, d.h. bei Verlust der Leitung LINE-13, unmittelbar Blindleistung in den Knoten ein. Dadurch erholt sich die Spannung nahezu auf den *pre-fault*-Wert. Dieser Vorgang ist nach wenigen ms abgeschlossen. Die Konsequenz dieses Ausgleichvorgangs auf die Wirkleistung des Verbrauchers LOAD-14 und die Knotenspannung U_{BUS-14} läßt sich im *PU*-Diagramm, Bild 6.9 visualisieren, in dem der Zustand mit und ohne STATCOM gegenübergestellt ist.

Ohne STATCOM fällt die Spannungs-/Leistungscharakteristik auf den Punkt (1) ab und erholt sich in den folgenden mehreren 10 s auf den Punkt (2) reduzierter Spannung und Wirkleistungsaufnahme. Dieses Verhalten wurde bereits in Kap. 6.1.3.1 diskutiert.

Mit STATCOM fällt die Spannungs-/Leistungscharakteristik auf den Punkt (1') ab. Der Abfall ist aufgrund der sofort stattfindenden Blindleistungsbereitstellung des STATCOM nicht so ausgeprägt. Die anschließende Erholung auf den Wert (2') findet innerhalb weniger Millisekunden statt, vgl. Bild 6.8. Die Verbraucherdynamik spielt dabei keine Rolle, da deren Zeitkonstanten mehrere Größenordnungen darüber liegen .

Statische Betrachtung

Der Einfluß des STATCOM auf die Bewertung des Systemzustands mittels einer statischen Methode läßt sich durch die Analyse des Ausgleichvorgangs in Bild 6.9 erhalten. Dazu betrachtet man den Einfluß des STATCOM auf den Verlauf der *post-fault*-System-*PU*-Kurven:

Ohne STATCOM erhält man die *post-fault-PU*-Kurve **B**. Nachdem der Ausgleichsvorgang der Blindleistungskompensation durch den STATCOM abgeschlossen ist, ist die *post-fault-PU*-Kurve **B'** gültig. Diese kann mit dem in 5.2 Kapitel vorgestellten stationären STATCOM-Modell berechnet werden. Der STATCOM kann also wie ein Generator behandelt und als Teil des Systems der System-*PU*-Kurve zugeschlagen werden. Dies ist insbesondere aufgrund seiner kleinen Zeitkonstanten möglich.

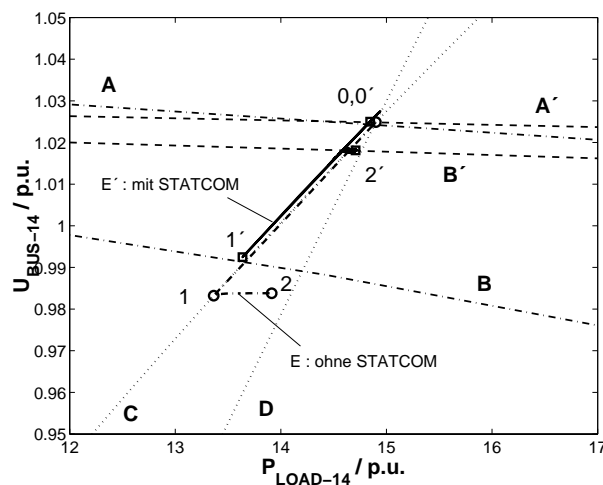


Bild 6.9. Einfluß des STATCOM auf die *PU*-Kurve.

6.1.4 Abgeleiteter Stabilitätsindex

Es stellt sich die Frage, wie die Spannungsstabilität des Systems in einem bestimmten Betriebszustand beurteilt und somit anhand einer *skalaren Größe* eine Entscheidung getroffen werden kann, ob die Plazierung eines STATCOM sinnvoll ist. In diesem Kapitel wird eine auf statischen Berechnungen basierende Methode vorgestellt, die auf Erkenntnissen der vorangegangenen Abschnitte beruht. Es wird untersucht, ob das System nach einem *definierten Fehler* in der Lage ist, einen stabilen Betriebspunkt zu erlangen.

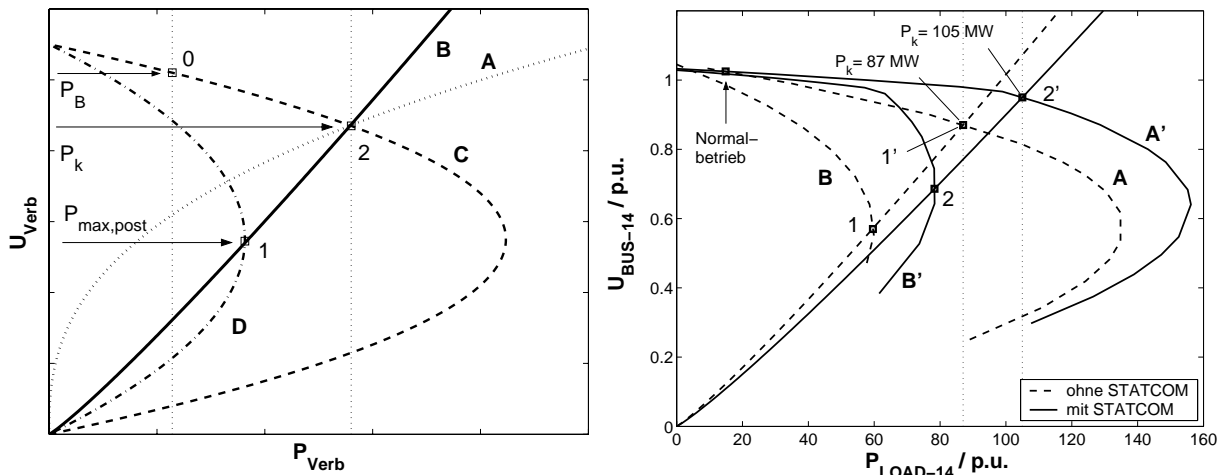


Bild 6.10. Stabilitätsindex I_{BW} und dessen Anwendung auf das 14-Sammelschienensystem.

In Bild 6.10 links sind dazu die folgenden benötigten Kennlinien im PU -Diagramm dargestellt:

Die Kurven **A** und **B** beschreiben die spontane, bzw. die Langzeit-Verbrauchercharakteristik des Verbrauchers an derjenigen Sammelschiene im Netz, die tendenziell am meisten zur Instabilität neigt. Für das 14-Sammelschienensystem ist dies der Knoten BUS-14. Zur Ermittlung dieser Sammelschiene stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, auf die hier nicht eingegangen wird [50, 104].

Kurve **C** ist die *pre-fault*-System- PU -Kurve des untersuchten Elektroenergiesystems. Der Schnittpunkt mit der Verbrauchercharakteristik (2) bildet den *pre-fault*-Betriebspunkt. Kurve **D** ist die statisch berechnete *post-fault*-System- PU -Kurve für den Zustand, in dem alle Ausgleichsvorgänge abgeschlossen sind.

Damit das System nach dem Abklingen aller Ausgleichsvorgänge in einem *stabilen Betriebspunkt* arbeitet, muß die Langzeitcharakteristik des Verbrauchers **B** die Langzeit-System- PU -Kurve im oberen Bereich schneiden. Das Stabilitätslimit ist in Bild 6.10 links durch den grenzwertigen Punkt (1) dargestellt. Ausgehend von Punkt (1) kann unter Verwendung der Langzeitverbrauchercharakteristik **B** der *pre-fault*-Punkt (2) ermittelt werden. Das Erreichen des stabilen Langzeit-Betriebspunkts (1) setzt also voraus, daß die Verbraucherleistung im Betriebspunkt P_B vor Eintritt der Störung den im Punkt (2) gegebenen Wert P_k nicht übersteigt. Ist die Verbraucherleistung dagegen vor Eintritt des Fehlers größer als die im Punkt (2) gegebene *kritische Leistung* P_k , so erreicht die

dynamische Trajektorie keinen stabilen Betriebspunkt, der Fall des Spannungskollaps, wie in Kapitel 6.1.3.2 beschrieben, tritt ein.

Die Bedingung, die angibt, ob das System trotz der Störung spannungsstabil bleibt, ist somit durch die folgende Ungleichung gegeben:

$$P_B - P_k < 0 \quad (6.1)$$

Ein Kriterium zur Bewertung des momentanen Betriebszustands ist also durch die Differenz der vom Verbraucher momentan entnommenen Wirkleistung des *pre-fault*-Systems P_B und der durch den Punkt (2) gegebenen Leistung P_k gegeben.

Bezieht man die Leistung im Betriebspunkt P_B auf die durch den Punkt (2) bestimmte Wirkleistung, so gibt ein sich daraus ergebender *Index* I_{bW} die *bezogene Wirkleistungsreserve im momentanen Betriebspunkt* an:

$$I_{bW} = \frac{P_B}{P_k} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

Dieser Index hat die folgende Bedeutung:

Die Stabilitätsreserve des Systems ist für $I_{bW} = 100\%$ erschöpft. Ist $I_{bW} < 100\%$, so prognostiziert der Index, daß das System auch nach dem Fehler spannungsstabil bleibt. Je kleiner der Index ist, desto mehr Sicherheitsreserve ist vorhanden. Für einen Wert $I_{bW} > 100\%$ prognostiziert der Index die Spannungsinstabilität des Systems nach Eintritt des Fehlers. Der Index gibt an, um wieviel Prozent die kritische Wirkleistung über-, bzw. unterschritten ist.

6.1.5 Anwendung des Spannungsstabilitätsindex I_{bW} auf das 14-Sammelschienensystem, Ergebnisse

Die Anwendung des Index I_{bW} auf das Netz, Bild 6.1, zeigt Bild 6.10 rechts. Die folgenden statischen Kurven für den Knoten BUS-14 sind dargestellt:

- Die *pre-fault*-System-*PU*-Kurve ohne STATCOM: **A**
- Die *pre-fault*-System-*PU*-Kurve mit STATCOM: **A'**
- Die *post-fault-long*-System-*PU*-Kurve ohne STATCOM: **B**
- Die *post-fault-long*-System-*PU*-Kurve mit STATCOM: **B'**
- Zwei Kurven, die das *Langzeitverhalten des Verbrauchers* LOAD-14 für den Grenzwert des stabilen Betriebs für das System ohne und mit STATCOM beschreiben.

Die grenzwertigen Verbrauchercurven werden durch (4.1) beschrieben und durch Variation von U_0 so in das *PU*-Diagramm eingepaßt, daß sie die Punkte maximal übertragbarer Leistung des *post-fault*-Systems (1), (2) schneiden. Die Schnittpunkte dieser Verbrauchercurven mit den *pre-fault*-Kurven (1'), (2') ergeben die kritische Leistung P_k . Die

kritische Leistung für das System ohne STATCOM beträgt 87 MW. Bei Einsatz eines STATCOM wird die kritische Leistung auf 105 MW erhöht.

Der Stabilitätsindex für den normalen Betriebspunkt, Kap. 6.1.3.1, nimmt ohne STATCOM einen Wert von $I_{bW} = 17,2\%$ und mit STATCOM einen Wert von $I_{bW} = 14,2\%$ an. Die Spannungsstabilität des Systems bleibt in beiden Fällen gewahrt.

Für den Betrieb mit erhöhter Belastung, Kap. 6.1.3.2, ergibt sich *ohne STATCOM* ein Wert von $I_{bW} = 115\%$, d.h. das System verliert die Stabilität. *Mit STATCOM* ergibt sich ein Wert von $I_{bW} = 95,2\%$, das System bleibt stabil.

Vergleich der Prognosen von I_{bW} und VCPI mit dem Ergebnis der dynamischen Simulation

Der aus den System-*PU*-Kurven und der Langzeitcharakteristik der Verbraucher bestimmte Stabilitätsindex I_{bW} prognostiziert ab einer Wirkleistung des Verbrauchers von $P_{LOAD-14} = 87$ MW Spannungsinstabilität infolge eines Fehlers. Durchgeführte dynamische Simulationen ergeben als Stabilitätslimit eine kritische Verbraucherwirkleistung von $P_{LOAD-14} = 95$ MW.

Der hier vorgestellte Index liefert eine konservative Prognose mit einer Abweichung von 8,4%.

Der in [119] vorgeschlagener *Voltage Collapse Proximity Indicator* VCPI berücksichtigt das Langzeitverhalten des Verbrauchers nicht und liefert eine kritische Wirkleistung des *pre-fault*-Systems von $P_{LOAD-14} = 62$ MW. Diese konservative Prognose hat eine Abweichung von 34,7% gegenüber dem Ergebnis der dynamischen Simulation.

6.2 Langzeitspannungsstabilitätsuntersuchung am BPA-Test System

In diesem Kapitel wird der in Bild 6.11 dargestellte Netzausschnitt untersucht, dessen Betriebsmittel- und Reglerparameter, Zweigelementdaten und Leistungsflußergebnis in [34, 71] gegeben sind. Der Netzausschnitt hat im wesentlichen eine longitudinale Struktur mit großem Wirkleistungsfluß von der Sammelschiene SS6 zur Sammelschiene SS7 über fünf parallele Übertragungsleitungen L1 bis L5. Generator GEN.1 stellt ein benachbartes Netz dar, mit denen der betrachtete Netzausschnitt Leistung austauscht.

Das dynamische Zusammenwirken des Stufentransformators, der Erregerspannungsregelungen und des Erregerstrombegrenzers von GEN.2 und GEN.3 wird in 6.2.1 und 6.2.2 vorgestellt. Bei Eintritt einer Störung tritt in Abhängigkeit von der Verbraucherleistung Spannungsinstabilität auf.

Durch Abschalten *einer* der parallelen Übertragungsleitungen (L1) zwischen Sammelschiene SS6 und Sammelschiene SS7 wird eine *Störung* simuliert, die in der dynamischen Betrachtung jeweils 20 Sekunden nach Simulationsbeginn eintritt. In Kapitel 6.2.3 wird die Wirksamkeit eines STATCOM auf die Stabilität des Systems untersucht.

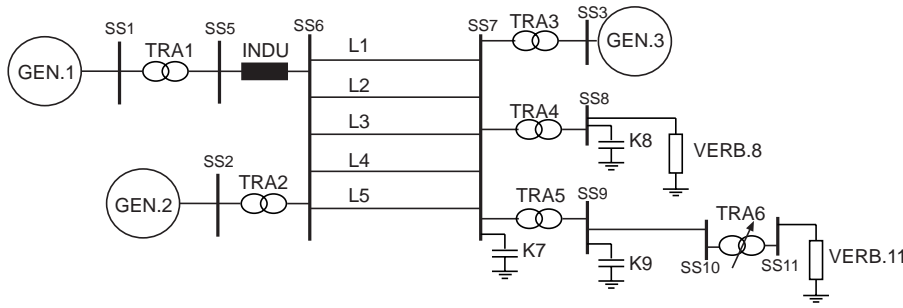


Bild 6.11. Netzausschnitt: 11-Sammelschienensystem (BPA-Test System).

Es werden *drei Szenarien* untersucht, dabei werden dynamische Simulationen den Ergebnissen der statischen Vorgehensweise gegenübergestellt und bewertet.

6.2.1 Verwendung einer statischen Verbrauchermodellierung ohne STATCOM

In der ersten Betrachtung wird eine ausschließlich statische Verbrauchermodellierung durchgeführt [65]. Die Verbrauchermodellierung für VERB.8 und VERB.11 erfolgt durch das ZIP-Modell, Gln. (4.2), mit den Parametern:

$$\begin{aligned} \text{VERB.8 : } & p_1 = q_1 = 0,0 \quad p_2 = q_2 = 0,0 \quad p_3 = q_3 = 1 \\ \text{VERB.11 : } & p_1 = q_1 = 0,5 \quad p_2 = q_2 = 0,5 \quad p_3 = q_3 = 0,0 \end{aligned}$$

Zwei Belastungsfälle mit den Verbraucherleistungen werden betrachtet:

- Belastung 1: $\underline{S}_{\text{VERB.8}} = (3276 + j1016)$ MVA und $\underline{S}_{\text{VERB.11}} = (2978 + j855)$ MVA
- Belastung 2: $\underline{S}_{\text{VERB.8}} = (3272 + j1016)$ MVA und $\underline{S}_{\text{VERB.11}} = (3232 + j927)$ MVA

Der Regler des Stufentransformators befindet sich vor der Störung bei Fall 1 und Fall 2 auf den Positionen -16, bzw. -9.

6.2.1.1 Ergebnis der dynamischen Simulation für beide Belastungsfälle

Bild 6.12 zeigt die Spannung an der Verbrauchersammelschiene SS11, Bild 6.13 links die vom Generator GEN.3 abgegebene Blindleistung $Q_{\text{GEN.3}}$, und Bild 6.13 rechts die prozentuale Abweichung von der Nennübersetzung des Stufentransformators für die beiden Belastungsfälle während der Simulation.

Das Ergebnis läßt eine Aufteilung in 3 verschiedene *post-fault*-Zeitbereiche zu, in denen verschiedene charakteristische Zeitpunkte identifiziert werden können:

- Zeitbereich 1 beinhaltet die Dynamik unmittelbar nach der Störung mit dem Ausgleichsvorgang, der von den Erregerspannungsreglern verursacht wird.

- Zeitbereich 2 beginnt mit dem Zeitpunkt der ersten Schalthandlung des Stufentransformators.
- Zeitbereich 3 beginnt mit der Begrenzung des Erregerstroms durch den OXL von GEN.3.

Zeitpunkt (0) charakterisiert das System *vor* Eintritt der Störung, Zeitpunkt (1) ist der Punkt *unmittelbar nach* Eintritt der Störung, in welchem der maximale Spannungsabfall auftritt. Zeitpunkte (2) und (3) sind die stationären Zustände nachdem der AVR, bzw. der LTC ihre Regelung beendet haben. Im Punkt (3) erreicht die Verbraucherspannung von SS11 ihren Sollwert, wodurch die Regelung des LTC beendet wird.

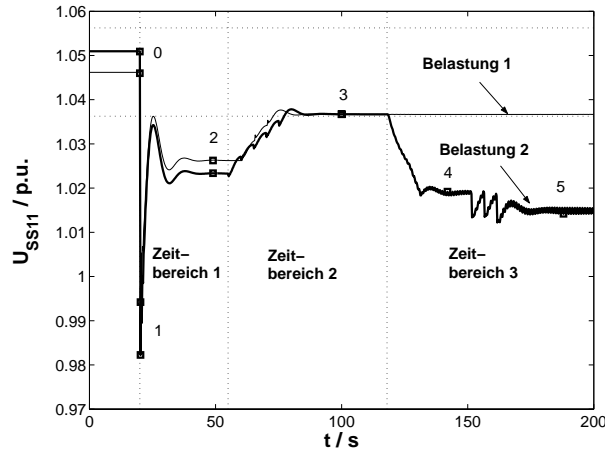


Bild 6.12. Spannung an der Verbrauchersammelschiene SS11, 11-Sammelschienensystem.

Der OXL von GEN.3 wird in Zeitbereich 3 nur bei Belastungsfall 2 wirksam, die Blindleistungsbegrenzung von GEN.3 (Q_{lim}) führt zu einem Spannungsabfall an SS11 auf den stationären Zustand (4). Weitere auf dieses Ereignis folgende Schalthandlungen des LTC sind bei Belastungsfall 2 nicht in der Lage, die Spannung an SS11 anzuheben. Das Eintreten von Spannungsinstabilität wird verhindert, indem der Regler des LTC nach drei weiteren Schalthandlungen blockiert wird und der stationäre Zustand (5) erreicht wird. Die Verbraucherspannung U_{SS11} bleibt in diesem Endzustand auf einem niedrigeren Niveau als bei Belastung 1.

Bei Belastung 1 bleibt das System spannungsstabil, ohne das hier durchgeführte *Blockieren des LTC* tritt bei Belastung 2 Spannungsinstabilität ein.

6.2.1.2 Statische Analyse

Bild 6.14 zeigt die System-*PU*-Kurven des Verbraucherknötens SS11. Die *PU*-Kurven des pre-fault-Systems (rot) unterscheiden sich für beide Fälle aufgrund der unterschiedlichen Position des Stufenschalters.

Der Stufentransformator erzeugt eine Schar von *post-fault-PU*-Kurven, die mit einem Index versehen sind, der die entsprechende Stufenposition angibt. Die *PU*-Kurven ohne OXL sind für die Positionen -16 bis -3 jeweils nur in einem kleinen Abschnitt dargestellt. Bei aktivem OXL von GEN.3 ist die zum Verbraucher VERB.11 übertragbare

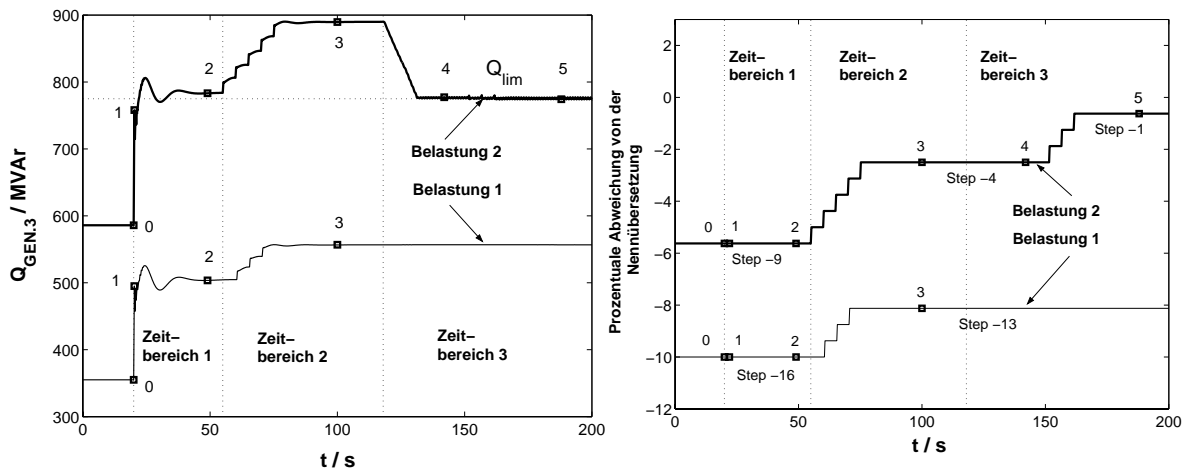


Bild 6.13. Blindleistungsabgabe von GEN.3 (links) und prozentuale Abweichung von der Nennübersetzung des LTC (rechts) für zwei Belastungen, 11-Sammelschienensystem.

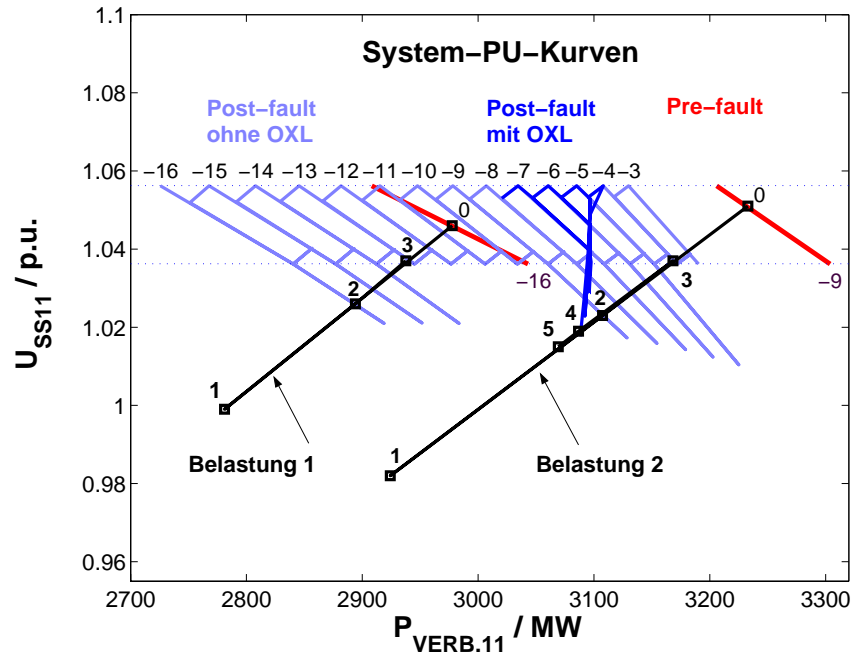


Bild 6.14. Statisch berechnete PU -Kurven für Knoten SS11 und dynamische Trajektorien für 2 Belastungsfälle, 11-Sammelschienensystem.

Wirkleistung $P_{VERB.11}$ begrenzt. Die Berechnung dieser *pre-fault*- und *post-fault*-Kurven erfolgt unter Verwendung statischer Betriebsmittelmodelle aus Kapitel 3. Die statische *Verbrauchercharakteristik* folgt der durch Gln. (4.2) gegebenen Kennlinie.

Für *Belastung 1* ist die dynamische Trajektorie des PU -Verlaufs an SS11 in Bild 6.14 dargestellt. Man stellt für die Punkte (0), (2) und (3) gute Übereinstimmung zwischen statischer und dynamischer Berechnung fest. Durch die Schaltvorgänge des LTC verändert sich die jeweils gültige System- PU -Kurve von Position -16 bis -13. Die PU -Kurve für (1) wurde nicht berechnet.

Bei *Belastungsfall 2* unterscheiden sich die System-*PU*-Kurven im Langzeitbereich aufgrund der Blindleistungsbegrenzung von GEN.3 prinzipiell von denen des Belastungsfalls 1, Bild 6.14 rechts. Der Langzeitbereich beginnt ab etwa einer Zeit von 120 s und enthält die Punkte (4) und (5).

6.2.2 Untersuchung der Spannungsstabilität des Systems bei Einsatz eines motorischen Verbrauchermodells

Bei dieser Vorgehensweise wird der Verbraucher VERB.8 durch ein Asynchronmaschinenmodell dritter Ordnung mit konstanter Lastmoment-/ Schlupf-Kennlinie modelliert. Die Modellierung von VERB.11 bleibt unverändert wie in 6.2.1.

Es werden zwei Belastungsfälle untersucht:

- Belastung 1: $\underline{S}_{VERB.8} = (2957 + j1889)$ MVA und $\underline{S}_{VERB.11} = (3342 + j959)$ MVA
- Belastung 2: $\underline{S}_{VERB.8} = (2959 + j1882)$ MVA und $\underline{S}_{VERB.11} = (3479 + j998)$ MVA

Der Regler des Stufentransformators befindet sich vor der Störung bei Fall 1 und Fall 2 auf den Positionen -10, bzw. -5.

6.2.2.1 Ergebnis der dynamischen Simulation

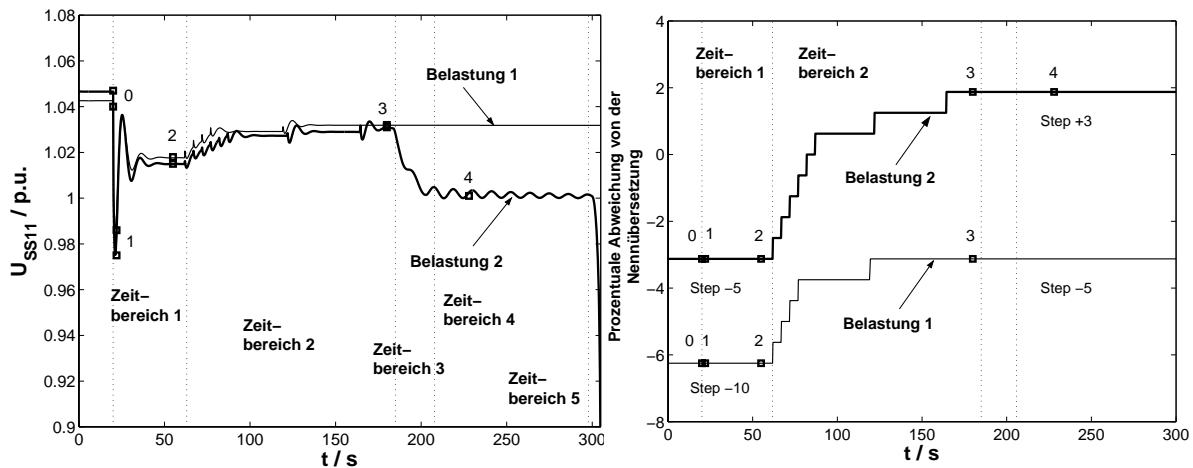


Bild 6.15. Spannung am Knoten SS11 (links) und prozentuale Abweichung von der Nennübersetzung des LTC (rechts) für zwei Belastungen, 11-Sammelschienensystem.

Bild 6.15 links zeigt die Spannung am Knoten SS11 und Bild 6.15 rechts die prozentuale Abweichung von der Nennübersetzung des Stufentransformators für beide Belastungsfälle. Auch hier wird eine Einteilung in verschiedene Zeitbereiche des *post-fault*-Systems anhand der *dynamischen Ereignisse* vorgenommen:

- Zeitbereich 1 beinhaltet den Ausgleichsvorgang unmittelbar nach Eintritt der Störung.
- Zeitbereich 2 beginnt mit der ersten Schalthandlung des LTC.
- Zeitbereich 3 beginnt mit der Erregerstrombegrenzung durch den OXL von GEN.3.

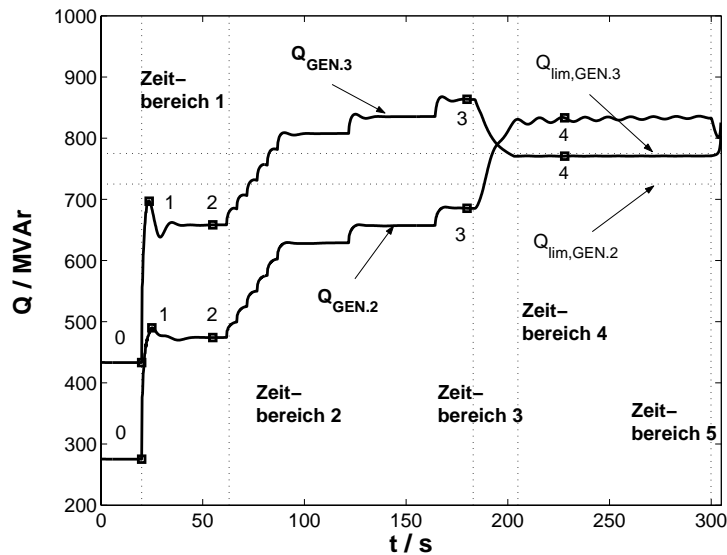


Bild 6.16. Blindleistungsabgabe von GEN.2 und GEN.3 für den Belastungsfall 2, 11-Sammelschienensystem.

- Zeitbereich 4 beginnt mit dem Abschluß der Erregerstrombegrenzung durch den OXL von GEN.3.
- Zeitbereich 5 wird schließlich durch die beginnende Erregerstrombegrenzung von GEN.2 ($t = 300$ s) eingeleitet.

Die dynamische Simulation prognostiziert einen spannungsstabilen Verlauf bei Belastung 1 und Spannungsinstabilität des Systems bei Belastung 2, die etwa 285 s nach Eintritt der Störung erreicht wird.

6.2.2.2 Statische Analyse

Die Darstellung der System-*PU*-Kurven für den Knoten SS11 zeigt Bild 6.17. Die beiden Anfangswerte (0) der dynamischen Simulationen liegen auf den jeweiligen *pre-fault*-Kurven (rot) für die LTC-Positionen -10 und -5.

Bei *Belastungsfall 1* springt die Trajektorie spontan auf den Punkt (1), erreicht nach dem Ausgleichsvorgang des AVR den Punkt (2) und endet schließlich nach *fünf Schalthandlungen* des LTC auf dem Punkt (3).

Die Trajektorie bei Belastungsfall 2 durchläuft ebenfalls die charakteristischen Punkte (1), (2) und (3), jedoch für andere Positionen des LTC. Aufgrund des höheren Leistungsniveaus liegen zwischen den Punkten (2) und (3) *acht Schalthandlungen*. Man erkennt im *PU*-Diagramm, daß die *Anzahl der Schalthandlungen*, die notwendig sind um die Mindestspannung an SS11 einzuhalten, nicht linear mit der *Leistungsaufnahme des Verbrauchers* zusammenhängt. Die *post-fault*-Kurven ohne OXL erlauben bei der Position +3 einen Wirkleistungsverbrauch $P_{VERB,11}$ von über 3400 MW. Nach Limitation des Erregerstroms von GEN.3 auf den maximal zulässigen Wert wird der Punkt (4) erreicht. Bei Erreichen von Punkt 4 gelten die *PU*-Kurven (post-fault mit OXL, GEN.3).

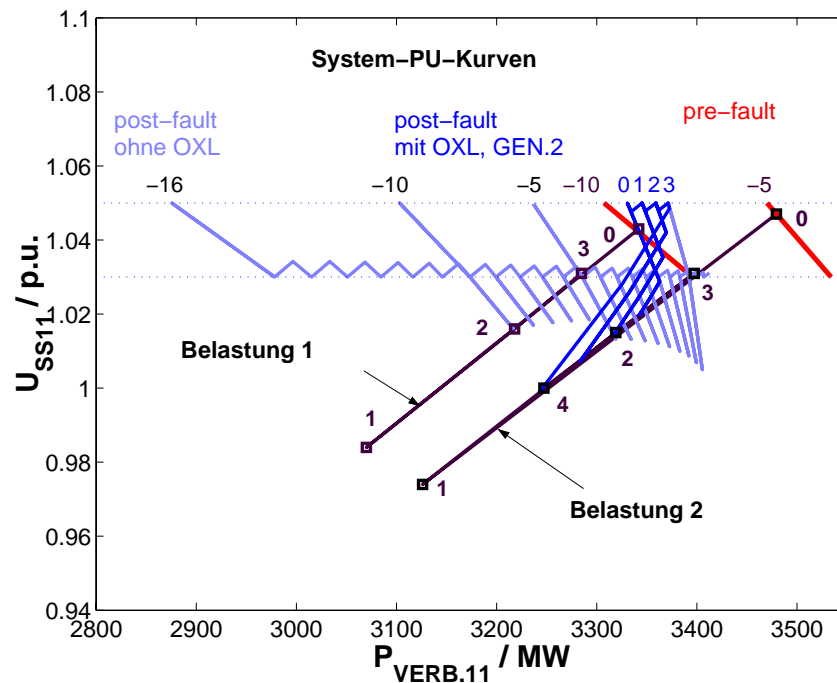


Bild 6.17. Statisch berechnete PU -Kurven für Knoten SS11 und dynamische Trajektorien für 2 Belastungsfälle, 11-Sammelschienensystem.

Das Ergebnis der statischen Simulation zeigt deutlich, daß ein Schaltvorgang von Stufenschalterposition 3 auf 4, mit dem Ziel, die Spannung an SS11 zu erhöhen, zu einem weiteren Spannungsabfall an SS11 führt. Aus diesem Grund wird in der Simulation der LTC sofort blockiert. In Punkt (4) arbeitet das System vorübergehend spannungsstabil.

Bei diesem Leistungsverbrauch ist der Erregerstrom von GEN.2 über seinem dauerhaft zulässigen Wert. Die Blindleistungsabgabe von GEN.2 wird zum Zeitpunkt $t = 300$ s in Zeitbereich 5 begrenzt. Die System- PU -Kurven für die Begrenzung des GEN.2 durch den OXL sind in 6.17 nicht dargestellt. Das System wird jedoch sofort spannungsinstabil.

Die Simulation zeigt, daß das Blockieren des LTC nicht in jedem Fall Spannungsinstabilität verhindern kann. Die Oszillationen der Spannung U_{SS11} für Belastung 2 im Zeitbereich 4 zeigen an, daß sich das System bereits an der Stabilitätsgrenze befindet.

6.2.3 Stabilitätsanalyse des Systems mit STATCOM

Um die Spannungsstabilität des Elektroenergiesystems zu verbessern, wird das System in der Konfiguration aus Kap. 6.2.2 an der Verbrauchersammelschiene SS11 mit einem 50 MVar-STATCOM kompensiert. Die maximal zum Verbraucher VERB.11 übertragbare Leistung wird erhöht und die Stabilität wird signifikant verbessert. Die PU -Kurven des Systems mit STATCOM zeigt Bild 6.18. Zwei dynamisch berechnete Belastungsfälle werden in das Diagramm eingetragen. In beiden Fällen bleibt das System infolge der Störung spannungsstabil. Es läßt sich auch für diesen Fall sehr gute Übereinstimmung zwischen beiden Berechnungsmethoden feststellen.

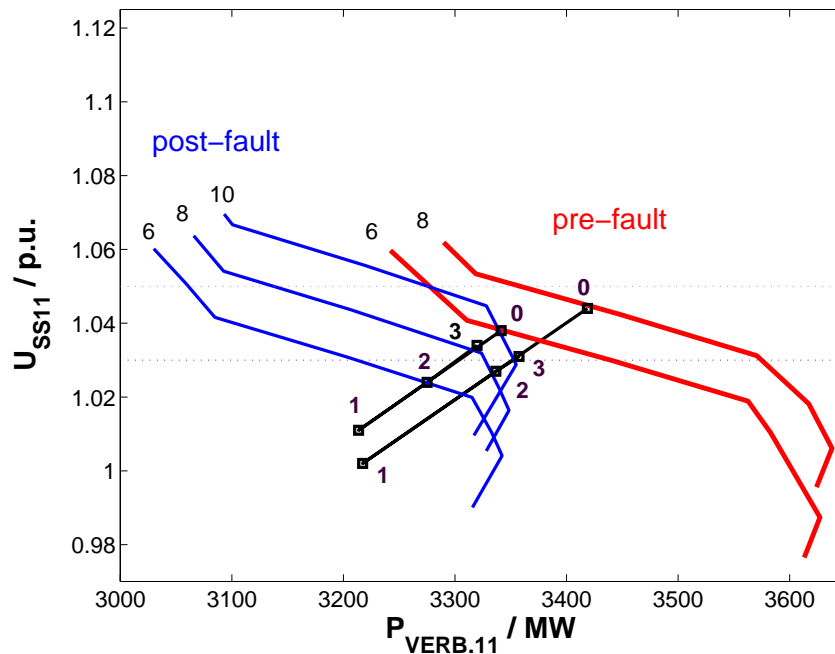


Bild 6.18. Statisch berechnete PU -Kurven für Knoten SS11 und dynamische Trajektorien für 2 Belastungsfälle, 11-Sammelschienensystem mit STATCOM.

6.3 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden zwei Elektroenergiesysteme vollständig dynamisch modelliert und Simulationen im Zeitbereich durchgeführt. Fehler im Netz führten in Abhängigkeit von der Belastung im Netz zu Spannungsinstabilität. Für charakteristische Zeitpunkte vor und nach Eintritt der Störung wurde der Systemzustand unter Verwendung statischer Modelle angenähert.

Unter Verwendung der resultierenden statischen Modellierung wurden System- PU -Kurven erzeugt, die die jeweiligen Systemzustände repräsentieren. Das dynamische Verbraucherverhalten wurde für die zwei Zeitpunkte unmittelbar nach Eintritt der Störung, bzw. lange nach Abklingen der Verbraucherdynamik statisch angenähert. Die System- PU -Kurven wurden in dieser Arbeit durch manipulierte Leistungsflußberechnungen erzeugt.

Es wurde gezeigt, daß der Systemzustand zu allen relevanten Zeitpunkten des *pre-fault*- und des *post-fault*-Systems zuverlässig abgeschätzt werden kann. Der Mechanismus, der in den beiden betrachteten Fällen zu Spannungsinstabilität führt, wurde unter Verwendung der System- PU -Kurven und der Verbraucher- PU -Kurven identifiziert. Ein neuer Stabilitätsindex I_{bW} , der unter Verwendung der System- PU -Kurven und der Verbrauchercharakteristik ein Maß für die Spannungsstabilitätsreserve des Systems vor Eintritt einer Störung liefert, wurde vorgeschlagen und seine Anwendung am 14-Sammelschienennetz vorgestellt. Ein Vergleich mit einem konventionellen statischen Index (VCPI) zeigt eine deutliche Verbesserung der Prognose. Dies wurde durch die dynamische Simulation bestätigt.

Die Mechanismen, die die Systemstabilität beeinflussen, lassen sich aus der Kombination statischer und dynamischer Verfahren ableiten und analysieren. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine gezielte Verbesserung der Spannungsstabilitätsreserve durch den Einsatz von Maßnahmen, die über den Einsatz von FACTS hinausgehen. Der Mechanismus einer dieser Maßnahmen, die Blockierung des LTC zur Vermeidung der Spannungsinstabilität, wurde mit Hilfe der statischen Methode analysiert und vorgestellt.

Es wurde gezeigt, daß das Betriebsmittel STATCOM die Spannungsstabilitätsreserve beider Netze erhöht. Durch den vorgeschlagenen Stabilitätsindex I_{bW} kann die Verbesserung zuverlässig quantifiziert werden.

7. Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Beitrag zur Abschätzung der Spannungsstabilitätsreserve in Elektroenergiesystemen unter Berücksichtigung der Verbraucherdynamik geliefert. Spannungsstabilität ist eine notwendige Voraussetzung für den sicheren Betrieb eines Elektroenergiesystems. Sie ist in stark belasteten Netzen dadurch gefährdet, daß an lokalen Punkten im Netz ein Blindleistungsdefizit auftritt und Knotenspannungen unkontrollierbar abfallen.

Die Analyse der Vorgänge, die zur Spannungsinstabilität führen, muß alle Betriebsmittel beinhalten, welche die Blindleistungsflüsse beeinflussen. Um der Dynamik der Vorgänge, die zum Verlust der Spannungsstabilität führen, gerecht zu werden, ist zu ihrer Untersuchung eine *vollständige dynamische Modellierung* dieser Betriebsmittel notwendig. *Simulationen im Zeitbereich* erlauben bei einer geeigneten dynamischen Modellierung sehr genaue Prognosen. Ein Maß für die Stabilitätsreserve eines Systems wird mit dieser Vorgehensweise nicht geliefert. Zur Untersuchung der Spannungsstabilität von Elektroenergiesystemen stehen neben den dynamischen auch *statische Verfahren* zur Verfügung, die mit Hilfe der Leistungsflussgleichungen Aussagen über die Stabilitätsreserve liefern.

Eine *Untersuchung der Spannungsstabilität* wird an *zwei Elektroenergiesystemen* durchgeführt, die zu diesem Zweck vollständig dynamisch modelliert werden. Die untersuchten Netze sind ein *14-Sammelschienen-Einebenen-Netz* und ein *11-Sammelschienennetz mit mehreren Spannungsebenen*. In Abhängigkeit von der Belastung tritt der Verlust der Spannungsstabilität der Systeme ein. Es werden mehrere Fälle mittels Simulationen im Zeitbereich betrachtet. Die Ergebnisse werden einer statischen Untersuchung gegenübergestellt. Bei der eingesetzten statischen Methode werden Erkenntnisse einbezogen, die im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchungen über die Dynamik von *Verbrauchergruppen mit hohem motorischen Lastanteil* und des *Betriebsmittels STATCOM* gewonnen wurden.

Die *Dynamik von Verbrauchern* hat einen wesentlichen Einfluß auf die Spannungsstabilität eines Elektroenergiesystems. Ihr Blindleistungsbedarf muß zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein. In dieser Arbeit werden Verbrauchergruppen mit einem hohen Anteil motorischer Verbraucher durch ein Modell, bestehend aus einem statischen (ZIP-Modell) und einem dynamischen Anteil (ASM-Modell dritter Ordnung) nachgebildet. Ihr Einfluß auf die Spannungsstabilität wird im Zeitbereich untersucht. Die Ergebnisse zeigen, welche Rolle die Gewichtung statischer zu dynamischer Lasten an einer Verbrauchersammelschiene spielt. Weiterhin stellen die Ergebnisse die Auswirkungen der zugrundeliegenden Lastmoment-/Schlupfkennlinie auf die Spannungsstabilität vor. Drei vereinfachte Modelle erster Ordnung werden zur Modellierung des dynamischen Anteils eingesetzt. Die Gültig-

keit der vereinfachten Modelle als Substitut für das Modell dritter Ordnung wird mit den durchgeführten Simulationen für zwei dieser Modelle bestätigt.

Der Transfer der Ergebnisse der dynamischen Simulation für die verwendete detaillierte Verbrauchermodellierung auf ein allgemeines dynamisches Verbrauchermodell mit Erholungsdynamik wird vorgestellt. Die Ergebnisse zeigen, daß die Parametrierung dieses Modells in starkem Maße von den zugrundeliegenden Annahmen bei der detaillierten Modellierung abhängt. Bei Berücksichtigung der Voraussetzungen zeigt der Vergleich der Ergebnisse eine gute Übereinstimmung. Der vorgestellte Transfer der detaillierten Modellierung auf das allgemeine dynamische Modell mit Erholungsdynamik führt zu einer *Reduzierung der Parameter* und zu einer *größeren Zeitschrittweite* bei der dynamischen Simulation. Es werden zwei statische Kennlinien aus dem Verbrauchermodell in der statischen Spannungsstabilitätsanalyse zur Berechnung der bezogenen Wirkleistungsreserve verwendet.

Ein detailliertes Netzwerkmodell eines *zölpulsigen STATCOM* (Static Synchronous Compensator) wird präsentiert. Anhand dieses Modells lassen sich alle elektrischen Größen des Betriebsmittels darstellen. Der Vergleich mit Messungen liefert die Validierung des Modells. Unter Verwendung der *Generalized-Averaging-Methode* (GAM) wird gezeigt, daß das Betriebsmittel nichtlineares Verhalten aufweist. Es wird unter Verwendung des entstehenden nichtlinearen Differentialgleichungssystems ein *nichtlinearer Reglerentwurf* durchgeführt. Die entworfenen Regler werden auf das Netzwerkmodell transferiert. Die dabei notwendigen Modifikationen werden vorgestellt. Vor- und Nachteile des linearen Proportional-Integral-Reglers sowie der eingesetzten nichtlinearen Regler basierend auf der *Feedback-Linearisierungsmethode* und der *Fuzzy-Theorie* werden bezüglich der Regelgeschwindigkeit, Implementierungsaufwand und Stabilität diskutiert. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Netzwerkmodell läßt sich auf weitere magnetische und elektrische Konfigurationen des Betriebsmittels übertragen. Für den Einsatz in dynamischen Simulationen zur Analyse der Spannungsstabilität wird aufgrund der um den Faktor 30 größeren Zeitschrittweite das GAM-Modell anstelle des Netzwerkmodells verwendet.

Die eingesetzte *statische Methode* dieser Arbeit beruht auf Wirkleistungs-/ Spannungsprofilen, den sogenannten *PU-Kurven*. Es werden für die vollständig dynamisch modellierten Betriebsmittel korrespondierende statische Modelle vorgestellt, die eine Abschätzung des Systemzustands zu charakteristischen Zeitpunkten während der Zeitbereichssimulation durchführen und die Berechnung der *PU-Kurven* für diese Zeitpunkte ermöglichen. Mit dieser Vorgehensweise werden System-*PU-Kurven* generiert, die eine Änderung des Systemzustands vom spannungsstabilen in den spannungsinstabilen Zustand beschreiben. Durch Überlagerung dieser Kurven mit der Verbrauchercharakteristik werden *Mechanismen*, die zur *Spannungsinstabilität* führen, identifiziert. Am Beispiel eines Stufentransformators wird gezeigt, daß die Methode der *PU-Kurven* unter Verwendung der statischen Betriebsmittelmodelle geeignet ist, die Notwendigkeit des Blockierens eines Stufentransformators sinnvoll zu prognostizieren. Es wird ein neuer Index I_{bW} vorgestellt, der die *bezogene Wirkleistungsreserve des Systems* vor dem Eintritt einer Störung, die die Spannungsinstabilität auslöst, angibt. Die Überlegenheit des vorgestellten Index durch die *Integration der Verbrauchercharakteristik* wird durch die Gegenüberstellung mit dem in [119] vorgestellten *Voltage Collapse Proximity Index* VCPI demonstriert. Es wird am Beispiel des STATCOM gezeigt, wie sich der Index I_{bW} wirksam einsetzen läßt, um die Verbes-

serung der Spannungsstabilität, die durch Kompensation mittels FACTS-Betriebsmitteln erreicht wird, zu quantifizieren.

A. Parameter und Daten des untersuchten IEEE 14-Sammelschienensystems

Das *IEEE 14-Sammelschienensystem* stellt das 345 kV-Höchstspannungsnetz der USA im Jahr 1962 dar. Die zur Leistungsflußberechnung benötigten Parameter sind in [166] verfügbar. Die einphasige Darstellung zeigt Bild 6.1. Die Bezugsgrößen des *p.u.*-Systems sind $U_{bez} = 345$ kV und $S_{bez} = 100$ MVA.

Die Eingabe aller Netzdaten und statischer sowie dynamischer Betriebsmittelparameter in NETOMAC erfolgt gemäß der Eingabevorschrift [120] und wird in [129, 146, 158] detailliert vorgestellt.

Verbraucherdaten

Verbraucher an 11 der 14 Sammelschienen werden mit elektrischer Leistung $P_{Verb} + jQ_{Verb}$ gemäß Tabelle A.1 versorgt.

Tabelle A.1. Verbraucherleistung

Verbrauchername	Sammelschiene	P_{Verb} / MW	Q_{Verb} / MVar
LOAD-02	BUS-02	21.7	12.7
LOAD-03	BUS-03	94.2	19.
LOAD-04	BUS-04	7.6	1.6
LOAD-05	BUS-05	47.8	-3.9
LOAD-06	BUS-06	11.2	7.5
LOAD-07	BUS-07	29.5	16.6
LOAD-08	BUS-08	0.	0.
LOAD-10	BUS-10	3.5	0.
LOAD-11	BUS-11	9.	5.8
LOAD-12	BUS-12	6.1	1.6
LOAD-13	BUS-13	13.5	5.8
LOAD-14	BUS-14	14.9	5.

Daten der Erzeugung

Tabelle A.2. Erzeugungsdaten, 14-Sammelschienensystem.

Generator	P_{max} / MW	P_{min} / MW	Q_{max} / MVar	Q_{min} / MVar	S_{max} / MVA
GEN-01	332.4	0.	10.	0.	332.55
GEN-02	140.	0.	50.	-40.	148.66
GEN-03	100.	0.	40.	-6.	107.7
GEN-06,09	100.	0.	24.	-6.	102.84

Daten der Übertragungsleitungen

Die Daten der Übertragungsleitungen [166] wurden in die von NETOMAC benötigten Größen umgerechnet, Tabelle A.3, die Leitungslänge wird einheitlich zu 1 km gewählt.

Tabelle A.3. Übertragungsleitungen

Leitung	Sammelschiene 1	Sammelschiene 2	$R' / (\Omega/\text{km})$	$X' / (\Omega/\text{km})$	$C'_b / (\text{nF}/\text{km})$
LINE-01	BUS-01	BUS-02	23.07	70.43	117.7
LINE-02	BUS-01	BUS-04	69.16	265.4	109.6
LINE-03	BUS-02	BUS-03	55.93	235.6	97.62
LINE-04	BUS-02	BUS-04	67.78	207.	75.78
LINE-05	BUS-02	BUS-05	69.17	209.1	83.34
LINE-06	BUS-03	BUS-05	79.76	203.6	77.1
LINE-07	BUS-04	BUS-05	15.89	50.12	28.52
LINE-08	BUS-06	BUS-10	113.	236.7	0.
LINE-09	BUS-06	BUS-12	146.3	304.5	0.
LINE-10	BUS-06	BUS-13	78.74	155.1	0.
LINE-11	BUS-07	BUS-08	0.	130.9	0.
LINE-12	BUS-07	BUS-11	37.86	100.6	0.
LINE-13	BUS-07	BUS-14	151.3	321.8	0.
LINE-14	BUS-08	BUS-09	0.	209.7	0.
LINE-15	BUS-10	BUS-11	97.66	228.6	0.
LINE-16	BUS-12	BUS-13	263.0	237.9	0.
LINE-17	BUS-13	BUS-14	203.4	414.2	0.

Transformatoren

Die Übersetzungsverhältnisse der drei 345 kV/345 kV-Transformatoren weichen von der Nennübersetzung ab, die entsprechenden ONRs (Off-Nominal-Ratios) sowie die übrigen Daten sind in Tabelle A.4 gegeben.

Tabelle A.4. Transformatoren

Sammelschiene 1	Name	Verschaltung	Tra.HV	Sys.HV	S_n / MVA	$u_r / \%$	$u_k / \%$
Sammelschiene 2		Phasenverschiebung	Tra.LV	Sys.LV			
BUS-04	TRA-46	YY	321.5	345	100.	1E-6	25.2
BUS-06		00	345	345			
BUS-05	TRA-57	YY	334.3	345	100.	1E-6	25.2
BUS-07		00	345	345			
BUS-05	TRA-46	YY	337.4	345	100.	1E-6	25.2
BUS-08		00	345	345			

A.1 Ergebnis der Leistungsflußberechnung

Nach Eingabe der Daten werden die in NETOMAC berechneten (NET) Spannungsamplituden U , -phasenwinkel θ und die Leistungsflüsse mit den in [145] (HIT) gegebenen Werten verglichen, Tabellen A.5, A.6 und A.7. Für den stationären Fall zeigt sich eine

gute Übereinstimmung der Lösungen, die Abweichungen lassen sich auf die Rundung bei der Umrechnung der Systemparameter zurückführen.

Tabelle A.5. Spannungsamplituden und -phasen der Sammelschienen.

Sammelschiene	U_{HIT} / p.u.	U_{NET} / p.u.	ΔU / %	θ_{HIT} / °	θ_{NET} / °	$\Delta\theta$ / °
BUS-01	1.060	1.060	0.	0.	0.	0.
BUS-02	1.045	1.045	0.	-4.981	-4.992	-0.22
BUS-03	1.010	1.010	0.	-12.718	-12.732	-0.11
BUS-04	1.020	1.020	0.	-8.783	-8.792	-0.1
BUS-05	1.019	1.018	-0.01	-10.324	-10.333	-0.09
BUS-06	1.070	1.070	0.	-14.223	-14.235	-0.06
BUS-07	1.056	1.056	0.	-14.947	-14.956	-0.06
BUS-08	1.062	1.062	0.	-13.368	-13.377	-0.07
BUS-09	1.090	1.090	0.	-13.368	-13.377	-0.07
BUS-10	1.057	1.057	0.	-14.795	-14.806	-0.07
BUS-11	1.051	1.051	0.	-15.104	-15.114	-0.07
BUS-12	1.055	1.055	0.	-15.077	-15.090	-0.08
BUS-13	1.050	1.050	0.	-15.159	-15.171	-0.08
BUS-14	1.036	1.036	0.	-16.039	-16.049	-0.06

Tabelle A.6. Leistungsflußergebnis: Erzeugung

Generator	P_{HIT} / MW	P_{NET} / MW	ΔP_{gen} / %	Q_{HIT} / MVar	Q_{NET} / MVar	ΔQ_{gen} / %
GEN-01	232.39	232.62	0.099	-16.89	-18.03	-6.75
GEN-02	40	40.	0.	42.4	43.01	1.44
GEN-03	0.	0.	0.	23.39	23.61	0.94
GEN-06	0.	0.	0.	12.24	12.51	2.21
GEN-09	0.	0.	0.	17.36	17.45	0.52

Tabelle A.7. Leistungsflußergebnis: Leitungen

Leitung	$P_{1,HIT}$ / MW	$P_{2,HIT}$ / MW	$Q_{1,HIT}$ / MVar	$Q_{2,HIT}$ / MVar
	$P_{1,NET}$ / MW	$P_{2,NET}$ / MW	$Q_{1,NET}$ / MVar	$Q_{2,NET}$ / MVar
LINE-01	-156.83	152.54	20.39	-27.66
	-157.16	152.85	20.48	-27.79
LINE-02	-75.55	72.79	-3.50	-2.58
	-75.45	72.49	-2.44	-3.59
LINE-03	-73.19	70.87	-3.57	-1.58
	-73.23	70.90	-3.56	-1.60
LINE-04	-41.51	40.61	-0.76	1.63
	-41.58	40.67	-1.10	1.95
LINE-05	-56.14	54.46	2.29	-3.39
	-56.35	54.66	2.14	-3.27
LINE-06	23.33	-23.70	-2.81	5.42
	23.29	-23.67	-3.01	5.62
LINE-07	-61.74	61.22	-15.67	15.37
	-61.50	60.98	-16.13	15.84
LINE-08	-7.34	7.29	-3.47	3.36
	-7.34	7.29	-3.51	3.39
LINE-09	-7.78	7.71	-2.49	2.34
	-7.78	7.71	-2.50	2.35
LINE-10	-17.74	17.53	-7.17	6.75
	-17.74	17.53	-7.19	6.77
LINE-11	28.09	-28.09	4.99	-5.80
	28.09	-28.09	4.99	-5.79
LINE-12	-5.24	5.23	-4.31	4.27
	-5.24	5.22	-4.27	4.24
LINE-13	-9.44	9.32	-3.67	3.42
	-9.44	9.32	-3.64	3.40
LINE-14	0.00	0.00	16.91	-17.36
	0.00	0.00	17.00	-17.45
LINE-15	-3.79	3.77	-1.56	1.53
	-3.79	3.78	-1.59	1.56
LINE-16	-1.61	1.60	-0.74	0.74
	-1.61	1.61	-0.75	0.74
LINE-17	-5.63	5.58	-1.69	1.58
	-5.63	5.58	-1.71	1.60

Tabelle A.8. Optimiertes Leistungsflüßergebnis des 14-Sammelschienensystems

Sammelschiene	U / p.u.	θ / °	P_{GEN} / MW	Q_{GEN} / MVar	P_{Verb} / MW	Q_{Verb} / MVar
BUS-01	1.05300	0.	5.86982	2.21319		
BUS-02	1.05275	0.13019	62.91	12.55	-21.7	-12.7
BUS-03	1.05030	-0.54768	100.	19.52	-94.2	-19.
BUS-04	1.03473	-0.93393			-7.6	-1.6
BUS-05	1.03494	-1.52405			-47.8	3.9
BUS-06	1.05722	0.08215	63.35	-6.	-11.2	-7.5
BUS-07	1.04352	-3.14325			-29.5	-16.6
BUS-08	1.05098	-1.63147			0.	0.
BUS-09	1.05823	0.66651	23.76	4.58		
BUS-10	1.04294	-1.5548			-3.5	-1.8
BUS-11	1.03758	-2.87769			-9.	-5.8
BUS-12	1.04221	-0.98269			-6.1	-1.6
BUS-13	1.03654	-1.23989			-13.5	-5.8
BUS-14	1.02205	-3.33371			-14.9	-5.

A.2 Dynamische Modellierung von Generator, AVR und OXL und der Verbraucher

Die Parameter der fünf einspeisenden Synchrongeneratoren, Tab. A.9 wurden [54] entnommen und besitzen die Bezeichnung nach [134].

Tabelle A.9. Elektrische und mechanische Parameter der Synchrongeneratoren, 14-Sammelschienensystem

Parameter	GEN-01	GEN-02	GEN-03,09	GEN-06
S_n	384.	147.1	125.0	125.0
U_n	24.	15.5	15.50	15.50
f_n	60.	60.	60.	60.
T_A	0.450	0.470	0.390	0.390
r_a	0.0014	0.0034	0.004	0.004
x_a	0.1930	0.133	0.078	0.078
T_d''	0.035	0.035	0.023	0.023
x_d''	0.260	0.216	0.134	0.134
T_d'	0.159	0.159	1.128	1.128
x_d'	0.324	0.299	0.174	0.174
x_d	1.798	1.537	1.220	1.220
T_q''	0.581	0.0072	0.023	0.023
x_q''	0.255	0.216	0.134	0.134
T_q'	0.581	0.581	0.640	0.640
x_q'	1.051	0.976	0.250	0.250
x_q	1.778	1.520	1.160	1.160

Tabelle A.10. Parameter des Erregerspannungsreglers AVR, 14-Sammelschienensystem

Parameter	GEN-01,02,03,06,09
K_A	187
T_A	0,98
$V_{R,max}$	1,7
$V_{R,min}$	-1,7
T_E	1,15
T_C	0,173
T_B	0,06
K_F	0,058
T_F	0,62

Tabelle A.11. Parameter der Verbraucher, 14-Sammelschienensystem

Parameter	LOAD-01, . . . ,LOAD-14
α_t	2,6
α_s	0,9
β_t	5,2
β_s	0,9

B. Verwendete Abkürzungen, englische Bezeichnungen und Symbole

Verwendete Abkürzungen und Englische Bezeichnungen

Begriff	Bedeutung
AVR	Automatic Voltage Regulator, Erregerspannungsregler
BPA	Bonneville Power Administration [71]
BOSL	Block-Oriented Simulation Language [120]
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
CP	Collapse Point, Betriebspunkt, bei dem die Systemstabilität verloren geht
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GAM	Generalized Averaging Method, Mittelungsmethode zur Erzeugung eines kontinuierlichen Differentialgleichungssystems
LTC	Load Tap Changing Transformer, Stufentransformator
MIMO	Multiple-Input / Multiple-Output
NETOMAC	Network Torsion Machine Control, Programm zur Berechnung elektrischer Systeme der SIEMENS AG [120]
N-R-Algorithmus	Newton-Raphson-Algorithmus
OXL	Over Excitation Limiter, Überstrombegrenzer für den Erregerstrom
Pi-Regler	Proportional-Integral-Regler
post-fault-ini	Systemzustand unmittelbar nach Eintritt einer Störung
post-fault-long	Systemzustand lange Zeit nach Eintritt einer Störung
pre-fault	Systemzustand vor Eintritt einer Störung
PSS	Power System Stabilizer
PT1	Verzögerungselement erster Ordnung
<i>PU</i> -Kurven	Wirkleistungs-/ Spannungsprofil
<i>QU</i> -Kurven	Blindleistungs-/ Spannungsprofil
<i>Slack</i> -Knoten	Knoten in der Leistungsflußberechnung, bei dem Spannungsamplitude und -phase vorgegeben sind
snap-shot	Momentaufnahme des Systemzustands
STATCOM	Static Synchronous Compensator
VCPI	Voltage Collapse Proximity Index [119]
ZIP-Modell	Statisches Verbrauchermodell mit den drei Anteilen konstanter Leistungsaufnahme, Stromaufnahme und konstanter Impedanz
ZV	Zusammengefasstes Verbrauchermodell

Symbole

Symbol	Einheit	Bedeutung
α	°	Zündwinkel der Thyristoren, entspricht der Phasenverschiebung zwischen U und E
B	S	Suszeptanz
C	F	Speichercondensator
δ_i	°	Polradwinkel des Generators i
$E, e_{a,b,c}(t)$	p.u.	Statcom-Ausgangsspannung
$e_i(t)$	p.u.	Eingangsgröße i des Fuzzy-Reglers
f	Hz	Netzfrequenz
G	S	Konduktanz
H	s	Anlaufzeitkonstante der Asynchronmaschine
I		Einheitsmatrix
I_{bW}	%	In Kapitel 6 vorgeschlagener Stabilitätsindex
$I_{kap,max}$	p.u.	Blindstrom des STATCOM bei kapazitiver Vollaussteuerung
$I_{ind,max}$	p.u.	Blindstrom des STATCOM bei induktiver Vollaussteuerung
$I_{Q,Soll}$	p.u.	Sollwert für den Blindstrom des STATCOM
J	MVA / °; MVA / kV	Jakobi-Matrix
J_i	p.u.	Bezogenes Trägheitsmoment der Generatorwelle i
k_c	-	Parameter, konstantes Lastmoment
k_l	-	Parameter, lineares Lastmoment
k_q	-	Parameter, quadratisches Lastmoment
λ_i	p.u.	Eigenwerte der charakteristischen Gleichung
M_L	p.u.	mechanisches Lastmoment der Asynchronmaschine
μ	-	Zugehörigkeitsfunktion des Fuzzyreglers
n	-	Windungszahl, Übersetzungsverhältnis
P	MW	Wirkleistung
$P_{el,i}$	p.u.	Elektrisch abgegebene Wirkleistung von Generator i
$P_{m,i}$	p.u.	Mechanische Leistung von Generator i
Φ_i	p.u.	Eigenvektoren der charakteristischen Gleichung
R_r	p.u.	Ohmscher Widerstand der Rotorwicklung, Asynchronmaschine
R_s	p.u.	Ohmscher Widerstand der Ständerwicklung, Asynchronmaschine
Q	MVA _r	Blindleistung
Q_{SC}	MVA _r	Blindleistung, die der STATCOM vom Netz aufnimmt
R	Ω	Ohmscher Widerstand
s	-	Schlupf
S	MVA	Scheinleistung
$T'_{d,q}$	s	transiente Kurzschlußzeitkonstante, d- und q-Komponente
$T''_{d,q}$	s	subtransiente Kurzschlußzeitkonstante, d- und q-Komponente
T_m	p.u.	mechanisches Lastmoment
θ	°	Phasenwinkel der Spannung
U	p.u.	Klemmenspannung
u_{dc}	p.u.	Kondensatorspannung des STATCOM
$x_{d,q}$	p.u.	synchrone Reaktanz, d- und q-Komponente
$x'_{d,q}$	p.u.	transiente Kurzschlußreaktanz, d- und q-Komponente

Symbol	Einheit	Bedeutung
$x''_{d,q}$	p.u.	subtransiente Kurzschlußreaktanz, d- und q-Komponente
X_L	p.u.	Transformatorlängsreaktanz im Kurzschlußersatzschaltbild
X_m	p.u.	Magnetisierungsreaktanz
X_r	p.u.	Reaktanz der Rotorwicklung, Asynchronmaschine
X_s	p.u.	Reaktanz der Ständerwicklung, Asynchronmaschine
Y	S	Admittanz
Z	Ω	Impedanz

Literaturverzeichnis

1. EL-ABIAD A., NAGAPPAN K.,
Transient Stability Regions of Multimachine Power Systems, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1966, Vol PAS-85, No.2, 1966.
2. GLESS G. E.,
Direct Method of Liapunov Applied to Transient Power System Stability, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1966.
3. DOMMEL H.,
Berechnung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge mit Digitalrechnern, Bull. SEV 60, 1969.
4. ILICETO F., CAPASSO A.,
Dynamic Equivalents of Asynchronous Motor Loads in System Stability Studies, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 93, 1974.
5. CONCORDIA C.,
Representation of Loads, IEEE PES Winter Meeting, 1975.
6. BEST R.,
Theorie und Anwendung des Phase-Locked Loops, AT Verlag, Stuttgart, 1976.
7. NODA J.,
Modeling and Analysis of Synchronous Machines in Power System Studies, The University of Texas, 1976.
8. RAVINDRANATH B., CHANDER M.,
Power System Protection and Switchgear, Wiley Eastern Limited, New Dehli Bangalore Bombay Calcutta, 1977.
9. H. HAPPOLDT, D. OEDING,
Elektrische Kraftwerke und Netze, 5. Auflage, Springer-Verlag, 1978.
10. ELGERD O.I.,
Electric Energy Systems Theory, McGraw-Hill, Inc., New York, 1982.
11. GREENWOOD A.,
Electric Transients in Power Systems, John Wilney & Sons, Inc. New York, 1982.
12. MEYER F., LEE K.,
Improved Dynamic Load Model for Power System Stability Studies, IEEE Trans. on PAS, Vol.101, No.9, 1982.
13. SABIR S., LEE D. C.,
Dynamic Load Models Derived from Data Acquired during System Transients, IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, No. 9, 1982.
14. STEVENSON W.D.,Jr,
Elements of Power System Analysis, McGraw-Hill Book Company Auckland, 1982.
15. KUNDUR P.,
Implementation of Advanced Generator Models into Power System Stability Programs, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 102, No. 7, 1983.
16. TAMURA Y., MORI H., IWAMOTO S.,
Relationship between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, 1983.

17. CALOVIC M. S.,
Modeling and Analysis of Under-Load Tap-Changing Transformer Control Systems, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1984.
18. DIMANNO J., ROGERS G., ALDEN R.,
An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants, IEEE Trans. on PAS, Vol.103, No. 4, Apr. 1984.
19. GALIANA F.,
Load Flow Feasibility and the Voltage Collapse Problem, Proceedings of the 23rd IEEE Conference on Decision and Control, 1984.
20. KULICKE B.,
Programmsystem zur Berechnung elektromechanischer und -magnetischer Ausgleichsvorgänge, ETZ Archiv, Bd. 6, 1984.
21. KARLSSON D., PEHRSSON T.,
A Dynamic Power System Load Model and Methods for Power System Load Estimation, Technical Report, Chalmers University, Sweden, 1985.
22. MÜLLER, G.,
Betriebsverhalten rotierender elektrischer Maschinen, VDE-Verlag, Berlin, 1985.
23. KWATNY H., PASRIJA A., BAHAR L.,
Static Bifurcation in Electric Power Networks: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse, IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol. 33, 1986.
24. CIGRE,
Planning against Voltage Collapse, Cigre Task Force 38-01-03, Cigre Publication 1987.
25. DE KOCK J., VAN DER MERWE F., VERMEULEN H.,
Induction Motor Parameter Estimation through an Output Error Technique, IEEE Trans., EC-9, 1987.
26. NOZARI F., KANKAM M., PRICE W.,
Aggregation of Induction Motors for Transient Stability Load Modeling, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 2, No. 4, Nov. 1987.
27. EDWARDS C., NANNERY P.,
Advanced Static VAR Generator Employing GTO Thyristors, IEEE Trans. Power Delivery, 1988.
28. MELIOPOULOS A.P.S.,
Power System Grounding and Transients, Marcel Dekker Inc., New York, 1988.
29. CHIANG H., DOBSON I. et. al.,
On Voltage Collapse in Electric Power Systems, IEEE Trans. in Electric Power Systems, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, 1990.
30. KIM D. I., HA, I.J., KO M. S.,
Control of Induction Motor via Feedback Linearisation with Input-Output Decoupling, Int. J. Contr., Vol.51, No. 4, pp. 863-886, Mar. 1990.
31. ISIDORI A., BYRNES C.,
Output Regulation of Nonlinear Systems, IEEE Trans. on Automatic Control, 1990.
32. S. A. NASAR,
Electric Power Systems, Schaum's Outlines, McGraw-Hill, 1990.
33. SAUER P., PAI M.,
Power System Steady-State Stability and the Load Flow Jacobian, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 4, 1990.
34. TAYLOR C.W.,
Voltage Stability: Load Characteristics and R&D Needs, EPRI Symposium, California, 1990.
35. JIMMA K., TOMAC A.,
A Study of Dynamic Load Models for Voltage Collapse Analysis, Proc. Bulk Power System Phenomena, Deep Creek Lake, Aug. 1991.

36. SANDERS S., NOWOROLSKI J., LIU X., VERGHESE C.,
Generalised Averaging Method for Power Conversion Circuits, IEEE Trans. on Power Electronics, 1991.
37. SLOTINE J.-J., LI W.,
Applied Nonlinear Control, Prentice Hall, Inc., 1991.
38. ZAID S., TALEB M.,
Structural Modeling of Small and Large Induction Machines Using Integral Manifolds, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 6, No. 3, Sep. 1991.
39. AJJARAPU V., LEE B.,
Bifurcation Theory and its Application to Nonlinear Dynamical Phenomena in an Electrical Power System, Vol. 7, 1992.
40. CIGRE,
Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena, Cigre Technical Brochure, 1993.
41. FURUMASU B., HASIBAR R.,
Design and Installation of 500 kV Back-to-Back Shunt Capacitor Banks, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, 1992.
42. GAO B., MORISON G., KUNDUR P.,
Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 4, 1992.
43. GYUGYI L.,
Unified Power Flow Control Concept for Flexible AC Transmission Systems, IEE Proc. on Generation and Transmission, Vol. 139, No. 4, 1992.
44. IEEE STANDARDS BOARD,
IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE, 1992.
45. LEE S., BHATTACHARYA S. et al.,
Detailed Modeling of Static VAR Compensators Using the Electromagnetic Transients Program (EMTP), IEEE Trans. Power Delivery, 1992.
46. LEONHARD W.,
Einführung in die Regelungstechnik, lineare und nichtlineare Regelvorgänge, Vieweg, 1992.
47. NELLES D.,
Lastfluß und Stabilität, Technischer Bericht, Forum Spannungsstabilität, Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V., Mannheim, 1992.
48. RAJAGOPALAN C., LESIEUTRE B., SAUER P., PAI M.,
Dynamic Aspects of Voltage-/ Power Characteristics, IEEE Trans. on Power Systems, 1992.
49. SUN J., GROSTOLLEN H.,
Averaged Modeling of Switching Power Converters: Reformulation and Theoretical Basis, IEEE, 1992
50. TAYLOR C. W.,
Voltage Stability, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc. New York, 1992.
51. TAYLOR C. W.,
Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.7, No. 2, 1992.
52. WILLIAMS B.,
Transmission Voltage Recovery Delayed by Stalled Air Conditioner Compressors, IEEE Trans. on Power Systems, 1992.
53. WUEST D., STEMMLER H., SCHEUER G.,
A Comparison of Different Circuit Configurations for an Advanced Static VAR Compensator (ASVC), IEEE 1992.
54. ANDERSON P.M., FOUAD A.A.,
Power System Control and Stability, IEEE Press, 1993.
55. BRUCOLI M., SCALA M., SBRIZZAI R.,
Voltage Stability Analysis of Electric Power Systems with Frequency Dependent Loads, IEE Proc.-C, Vol. 140, No. 1, 1993.

56. HILL D.J.,
Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies, IEEE Trans. on Power Systems, Feb. 1993.
57. MORI S., MATSUNO K., TAKEDA M., SETO M.,
Development of a Large Static VAR Generator Using Self Comutated Inverters for Improving Power System Stability, IEEE Trans. on Power Systems, 1993.
58. MORISON G., GAO B., KUNDUR P.,
Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, 1993.
59. SCHAUDER C., MEHTA H.,
Vector Analysis and Control of Advanced Static VAR Compensators, IEEE, 1993
60. CROW M. L.,
Dynamics of Voltage Instability and Collapse, Electric Power and Energy Systems, Vol. 16, No. 4, 1994.
61. EMTP,
Electromagnetic Transients Program, The Rule Book, 1994.
62. GYUGYI L.,
Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, 1994.
63. ISIDORI A.,
Nonlinear Control Systems, 3rd Edition, Springer-Verlag, 1994.
64. KARLSSON D., HILL D.J.,
Modelling and Identification of Nonlinear Dynamic Loads in Power Systems, IEEE Trans. on Power Systems, Feb. 1994.
65. KUNDUR P.,
Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc. New York, 1994.
66. LEM T., ALDEN R.,
Comparison of Experimental and Aggregate Induction Motor Responses, Vol. 9, No. 4, Nov. 1994.
67. PAI M.A., LAUFFENBERG M., SAUER P.W.,
Some Clarifications in the Transient Energy Function Method, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 18, No.1, 1994.
68. PAVELLA M., MURTHY P.G.,
Transient Stability of Power Systems, John Wiley and Sons, 1994.
69. TALEB M., AKBABA M., ABDULLAH E.,
Aggregation of Induction Machines for Power System Dynamic Studies, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Nov. 1994.
70. XU W., MANSOUR Y.,
Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, 1994.
71. CIGRE Task Force 38.02.08,
Long Term Dynamics, Final Report, March 1995.
72. CUTSEM VAN T., VOURNAS C.,
Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 1, 1995.
73. GIRGIS G.,
Verification of Limiter Performance in Modern Excitation Control Systems, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol.10, No. 3, 1995.
74. IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance,
Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation, IEEE 1995.

75. IEEE Task Force on Excitation Limiters,
Recommended Models for Overexcitation Limiting Devices, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 10, No. 4, 1995.
76. LESIEUTRE B., SAUER P., PAI M.,
Development and Comparative Study of Induction Machine Based Dynamic P, Q Load Models, IEEE Trans. on Power Systems, Feb. 1995.
77. MOORE P., ASHMOLE P.,
Flexible AC Transmission Systems, Four Tutorials, PART 1, Power Engineering Journal, 1995 - 1998.
78. POVH D., WEINHOLD M., PAPIĆ I.,
Efficient Computer Simulation of STATCON, IPST'95 - International Conference on Power System Transients, Lisbon, 3.-7. September 1995.
79. SCHAUDER C., GERNHARDT M., STACEY E., LEMAK T., GYUGYI L., CEASE T., EDRIS A.,
Development of a ± 100 MVar Static Condenser for Voltage Control of Transmission Systems, IEEE Trans. on Power Delivery, July 1995.
80. BERIZZI A., SILVESTRI A., TIRONI E., ZANINELLI D., MARANNINO P.,
Power Flows and Voltage Control in Electric Systems by Traditional and Innovative Devices, IEEE 1996.
81. BESANGER Y., PASSELERGUE J., HADJSAID N.,
Improvement of Power System Performance by Inserting FACTS Devices, IEE Conference Publication No. 423, AC and DC Power Transmission, 1996.
82. CROW M.L., CHEN J.G.,
The Multirate Simulation of FACTS Devices in Power System Dynamics, IEEE Trans. Power Systems, 1996.
83. EJEBE G., IRISARRI G.,
Methods for Contingency Screening and Ranking for Voltage Stability Analysis of Power Systems, IEEE Power Systems Computer Applications Conference, Salt Lake City, 1996.
84. GRČAR, B., CAFUTA, P., ZNIDARIĆ, M.,
Nonlinear Control of Synchronous Servo Drive, IEEE Trans. Contr. Syst. Techn., Vol. 4, pp. 177-184., Mar. 1996.
85. HAMMAD A. E.,
Comparing the Voltage Control Capabilities of Present and Future VAr Compensating Techniques in Transmission Systems, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.11, No. 1, 1996.
86. MOORE P., ASHMOLE P.,
Flexible AC Transmission Systems, Four Tutorials, PART 2, Power Engineering Journal, 1995 - 1998.
87. PETITCLAIR P., BACHA S., ROGNON J. P.,
Averaged Modelling and Nonlinear Control of an ASVC, IEEE, 1996.
88. JU P., HANDSCHIN E., KARLSSON D.,
Nonlinear Dynamic Load Modelling: Model and Parameter Estimation, IEEE Trans. PWRs-11, 1996.
89. BARBOSA P., LIMA A.D., WATANABE E.,
Teaching Shunt FACTS Devices with the EMTP, International Conference on Power System Transients, IPST, Seattle 1997.
90. BORGHETTI A., CALDON R., MARI A., NUCCI C.,
On Dynamic Load Models for Voltage Stability Analysis, IEEE Trans. on Power Systems, Feb. 1997.
91. EDRIS A-A. et al., Task Force of FACTS Working Group,
Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission Systems (FACTS), IEEE Trans. Power Delivery, 1997.
92. FÖLLINGER,
Nichtlineare Regelungstechnik, Band I und II, Huethig Verlag 1997.
93. KIRBY B., HIRST E.,
Ancillary Service Details: Voltage Control, Oak Ridge National Laboratory, US Department of Energy, December 1997.

94. MIRI A.M.,
Elektroenergiesysteme und elektrische Anlagen, Vorlesungsbegleitendes Skriptum, Institut für Hochspannungstechnik und Elektroenergiesysteme, Universität Karlsruhe (TH), 1997.
95. MOORE P., ASHMOLE P.,
Flexible AC Transmission Systems, Four Tutorials, PART 3, Power Engineering Journal, 1995 - 1998.
96. MOORE P., ASHMOLE P.,
Flexible AC Transmission Systems, Four Tutorials, PART 4, Power Engineering Journal, 1995 - 1998.
97. PETITCLAIR P., BESANGER Y., BACHA S., HADJSAID N.,
FACTS Modelling and Control: Applications to the Insertion of a STATCOM on Power System, IEEE Trans. Industrial Applications, 1997.
98. PETITCLAIR P., BACHA S., FERRIEUX J.,
Optimized Linearization via Feedback Control Law for a STATCOM, IEEE Trans. Industrial Applications, 1997.
99. PRASAD G., AL-MULHIM M.,
Performance Evaluation of Dynamic Load Models for Voltage Stability Analysis, IEEE 1997.
100. Summercourse on Rotating Machines,
University of Leuven, Belgium, 1997.
101. SUN J., GROSTOLLEN H.,
Symbolic Analysis Methods for Averaged Modeling of Switching Power Converters, IEEE Trans. Power Electronics, 1997.
102. XU W., VAAHEDI E., MANSOUR Y., TAMBY J.,
Voltage Stability Load Parameters from Field Tests on B.C. Hydro's System, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, 1997.
103. ZENG Y., BERIZZI A., MARANNINO P.,
Voltage Stability Analysis Considering Dynamic Load Model, APSCOM-97, Hong-Kong, 1997.
104. VAN CUTSEM T., VOURNAS C.,
Voltage Stability of Electric Power Systems, Kluwer Academic Publishers, U.S.A. 1998.
105. GYUGYI L.,
Converter-Based FACTS Controllers, IEE, Savoy Place, 1997.
106. HINGORANI N. G., GYUGYI L.,
Understanding FACTS, IEEE Press, 1999.
107. KANNAN S., JAYARAM S.,
Fuzzy Logic Based Supplementary Controller for SSSC, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 98, Vol. 2, 1998.
108. LEE D.-C., LEE K.-D., LEE G.-M.,
Voltage Control of PWM Converters Using Feedback Linearization, IEEE, 1998.
109. LI C., JIANG Q., WANG Z., RETZMANN D.,
Design of a Rule-Based Controller of a STATCOM, IEEE, 1998.
110. MIRI A. M., ZIEGLER S., MERKLE M.,
Investigation of the Transient Behaviour of Three Parallel Connected Synchronous Generators with Large Load Changes and Control of Active and Reactive Power, IPST 1208-003, International Conference on Power System Transients, Budapest, June 1999.
111. PASSINO K., YURKOVICH S.,
Fuzzy Control, Addison Wesley Longman, Inc., 1998.
112. SEN K.,
SSSC: Theory, Modelling and Application, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, 1998.
113. WESTERMANN D., RAHMANI M., STEMMLER H., BEER A.,
Customized FACTS Devices for Cost Effective System Solutions, IPST 98, Beijing, China, 1998.

114. YAO Z., DONESCU V., LEVECHIN N., RAJAGOPALAN V.,
Nonlinear Control for STATCOM Based on Differential Algebra, IEEE 1998.
115. BALANATHAN R., PAHALA N., ANNAK U.,
Undervoltage Load Shedding for Induction Motor Dominant Loads Considering P, Q Coupling, IEE Proc. Gen. Transm. Distr., Vol. 146, No. 4, 1999.
116. GRÜNBAUM R., NOROOZIAN M., THORWALDSSON B.,
FACTS - Powerful Systems for Flexible Power Transmission, ABB Review 5 / 1999.
117. KÜHNER A.,
Dreidimensionale FEM-Modellierung von Hochspannungsleistungstransformatoren zur Untersuchung ihres transienten Verhaltens, Dissertation, IEH, Universität Karlsruhe, Logos Verlag Berlin, 1999.
118. KULICKE B.,
Skript zur Vorlesung: Digitale Simulation elektromagnetischer und -mechanischer Ausgleichsvorgänge, Institut für Hochspannungstechnik und Starkstromanlagen, Technische Universität Berlin, 1999.
119. MOGHAVVEMI M., FARUQUE M.O.,
Estimation of Voltage Collapse from Local Measurement of Line Power Flow and Bus Voltages, PowerTech Budapest 99. International Conference on Electrical Engineering, 1999.
120. Siemens AG,
Network Torsion Machine Control; Eingabevorschrift für das Programm NETOMAC, 1999.
121. SCHWAB A.J.,
Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Vorlesungsbegleitendes Skriptum, Institut für Hochspannungstechnik und Elektroenergiesysteme (unveröffentlicht), Universität Karlsruhe (TH), 1999.
122. VOURNAS C., MANOS G., SAUER P., PAI M.,
Effect of Overexcitation Limiters on Power System Long-Term Modeling, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, 1999.
123. AMMARI S. BESANGER Y., HADJSAID N. GEORGES D.,
Robust Solutions for the Interaction Phenomena between Dynamic Loads and FACTS Controllers, IEEE 2000.
124. BLANES J., QUIJANO A.,
Simulation of Induction Motors Behaviour during Voltage Disturbances Using an Aggregate Model, EEUG News, Aug.-Nov. 2000.
125. CANIZARES C.,
Power Flow and Transient Stability Models of FACTS Controllers for Voltage and Angle Stability Studies, IEEE 2000.
126. CHATTERJEE K., FERNANDES B. G., DUBEY K.,
A Simplified Control Strategy for a High-Power Low-Distortion Synchronous Link Converter VAR Compensator, IEEE Trans. on Power Delivery, 2000.
127. CHEN H., ZHOU R., WANG Y.,
Analysis of Voltage Stability Enhancement by Robust Nonlinear STATCOM Control, IEEE 2000.
128. EDRIS A.,
FACTS Technology Development: An Update, IEEE Power Engineering Review, March 2000.
129. SOTO H.,
Dynamic Modelling of Industrial Loads for the Purpose of Voltage Stability Studies, Diplomarbeit am Institut für Elektroenergiesysteme u. Hochspannungstechnik (unveröffentlicht), Universität Karlsruhe, 2001.
130. LEMAY J., BROCHU J. BEAUREGARD F., PELLETIER P.,
Interphase Power Controllers- Complementing the Family of FACTS Controllers, IEEE Canadian Review, 2000.
131. LEE D.-C.,
Advanced Nonlinear Control of Three-Phase PWM Rectifiers, IEE Proc. Electr. Power Appl., Vol.147, No. 5, September 2000.

132. LEE D. C., LEE G. M., LEE K. D.,
DC-bus Voltage Control of Three Phase AC/DC PWM Converters Using Feedback Linearisation, IEEE Trans. on Industrial Appl., 2000.
133. MIRI A., MERKLE M., ZIEGLER S.,
Methods to Evaluate Transient Stability in Multimachine Power Systems, OPTIM 2000, Brasov, Romania, May 2000.
134. MIRI A.M.,
Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2000.
135. POVH D.,
Modeling of FACTS in Power System Studies, IEEE 2000.
136. RAO P., CROW M. L., YANG Z.,
STATCOM Control for Power System Voltage Control Applications, IEEE Trans. Power Delivery 2000.
137. SINGH B. N., CHANDRA A., AL-HADDAT K.
DSP-Based Indirect Current-Controlled STATCOM, Part I: Evaluation of Current Control Techniques, IEE Proc. Electric. Power Appl., Vol. 147, No. 2, March 2000.
138. SINGH B. N., CHANDRA A., AL-HADDAT K.
DSP-Based Indirect Current-Controlled STATCOM, Part II: Multifunctional Capabilities, IEE Proc. Electric. Power Appl., Vol. 147, No. 2, March 2000.
139. YANG Z., SHEN C. CROW M.L. ZHANG,
An Improved STATCOM Model for Power Flow Analysis, IEEE, 2000.
140. DE ASSIS T. M. L., WATANABE E. H., PILOTTO L. A. S.
Analysis of Steady State and Dynamic Performance of a Static Synchronous Compensator (STATCOM), IPST'01, International Conference on Power System Transients, Rio de Janeiro, Brazil, JUNE, 24.-28., 2001.
141. DONG S., ZHONGHONG W., CHEN J. Y., SONG Y. H.,
Harmonic Resonance Phenomena in STATCOM and Relationship to Parameters Selection of Passive Components, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 1, Jan. 2001.
142. DKE,
Drehende Elektrische Maschinen, Teil 16: Erregersysteme für Synchronmaschinen, Kap. 2: Modelle für Netzstudien, IEC 60034-16-2, Sep. 2001.
143. GIROUX P., SYBILLE G.,
Modelling and Simulation of a Distribution STATCOM using Simulink's Power System Blockset, IECON 2001, IEEE Industrial Electronics Society, 2001.
144. HABUR K., O'LEARY D.,
FACTS for Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy, Siemens Power Transmission and Distribution Group, 2001.
145. HITZEROTH H.V.,
Influence of FACTS Devices on Voltage Stability of Power Systems and Wheeling Transactions, Dissertation, Universität Erlangen, 2001.
146. LUGO GONZALEZ A. A.,
Dynamic Modelling of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) for Voltage Stability Investigations, Diplomarbeit am Institut für Elektroenergiesysteme u. Hochspannungstechnik (unveröffentlicht), Universität Karlsruhe, 2001.
147. MATLAB, Ver.5,
The MathWorks Inc., 2001.
148. MENDALEK N., FNAIECH F., AL-HADDAT K., DESSAINT L. A.,
Input-State Feedback Control of a Shunt Active Power Filter, IEEE Canadian Conference of Electric and Computational Engineering, Toronto 2001.
149. MERKLE M., MIRI A. M.,
Modelling of Industrial Loads for Voltage Stability Studies in Electric Power Systems, IEEE Canadian Conference of Electric and Computational Engineering, Toronto 2001.

150. MERKLE M., MIRI A. M.,
A Study of Different Models for Industrial Loads in Power Systems for Voltage Stability Analysis, Proc. Vol.1, SIELA 2001, Plovdiv, Bulgaria, May 2001.
151. MOHADDES M., GOLE A. M., ELEZ S.,
Steady-State Frequency Response of STATCOM, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.16, No. 1, January 2001.
152. MOHAN A.,
Power Transmission in India, Power Grid Corporation of India Ltd., India (unveröffentlicht), 2001.
153. Report of the National Energy Policy Development Group,
Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future, U.S. Government Printing Office, 2001.
154. SENSARMA P., PADIYAR K.,
Analysis and Performance Evaluation of a Distribution STATCOM for Compensating Voltage Fluctuations, IEEE Trans. on Power Delivery, April 2001.
155. SIMULINK, Ver.5,
Dynamic System Simulation for MATLAB, The MathWorks Inc., 2001
156. WEINHOLD M., FLOTTEMESCH J.,
Leistungselektronik kontrolliert Leistungsflüsse in Verteilungsnetzen, Elektrizitätswirtschaft, JG 100, Heft 18, 2001.
157. YANG Z., SHEN C., ZHANG L., CROW M. L., ATCITY S.,
Integration of a STATCOM and Battery Energy Storage, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No.2, May 2001.
158. HARADA A.
Investigation of Voltage Stability in a 14-Bus System, Studienarbeit am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (unveröffentlicht), Universität Karlsruhe, 2002.
159. MERKLE M., BÖRNINCK S.,
Ausfallkosten industrieller Verbraucher durch Stromversorgungsunterbrechungen und deren Vermeidung durch den Einsatz parallelgeschalteter FACTS-Betriebsmittel, ENOV 2002, Universität Graz, Jan. 2002.
160. MERKLE M., MIRI A.,
Detailed Dynamic Modelling of a 50 MVar-STATCOM via Network Simulations in Time Domain, OPTIM 2002, Brasov, Romania, May 2002.
161. MERKLE M., MIRI A.,
Detailed Dynamic Modelling of a 50 MVar-STATCOM via Network Simulations in Time Domain, www.jee.ro, 2002.
162. ROEDERN E.,
SSSC - Modelling, Control, and Application Study, Diplomarbeit am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (unveröffentlicht), Universität Karlsruhe, 2002.
163. MERKLE M., HARADA A., KUMAR R., MIRI A.,
Voltage Stability Investigation of the IEEE 14-bus Power System and Enhancement with a STATCOM - A Simulation Study, MED-POWER Conference 2002, 4.-6. Nov. 2002, Athens.
164. SCHWAB A.J. et al.,
Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer Verlag, im Druck.
165. www.netomac.com, 2002.
166. ftp://166.111.60.30/ywzhang/daten/014bus, 2002.

