Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten

von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der

Universität Dortmund

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von

Dipl.-Ing. Christian Becker

Dortmund

2000

Tag der mündlichen Prüfung:	12. Februar 2001
Hauptreferent:	Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. habil. G. Bretthauer

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund auf Anregung von Herrn Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, dem Inhaber des Lehrstuhls.

Ihm gilt mein besonderer Dank für die wohlwollende Förderung meiner Arbeit und die angenehme und vertrauensvolle Zusammenarbeit. Er brachte mir stets eine große Diskussionsbereitschaft entgegen und gab mir die Möglichkeit, meine Forschungsergebnisse auf nationalen und internationalen Konferenzen vorzustellen. Darüber hinaus ermöglichte er mir eine fachliche Weiterbildung und den Erfahrungsaustausch im Rahmen internationaler wissenschaftlicher Kontakte. Dafür danke ich Herrn Professor Handschin sehr herzlich.

Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. G. Bretthauer, dem Leiter des Instituts für Angewandte Informatik des Forschungszentrums Karlsruhe, danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferates, die kritische Durchsicht meiner Arbeit und seine wertvollen Hinweise.

Außerdem danke ich der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG), die meine Arbeit durch Sachbeihilfen gefördert hat.

Schließlich bedanke ich mich bei allen jetzigen und ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Lehrstuhls für die gute und kreative Zusammenarbeit sowie den Studenten, die in Studien- und Diplomarbeiten an den Untersuchungen mitgewirkt und mich dadurch bei meiner Arbeit maßgeblich unterstützt haben. Insbesondere danke ich den Herren Dr.-Ing. C. Lehmköster und Dr.-Ing. C. Rehtanz für die sorgfältige Durchsicht der Arbeit und die kritischen Diskussionen.

Dortmund, Februar 2001 Christian Becker

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung

Der Bereich der elektrischen Energieversorgung ist heute sowohl von grundlegenden wirtschaftlichen und politischen Veränderungen als auch von technischen Fortschritten gekennzeichnet. Einerseits schreitet der Prozess der Liberalisierung der Märkte für elektrische Energie in vielen Ländern stetig voran und ist teilweise bereits abgeschlossen. Andererseits werden neuartige, mit leistungselektronischen Komponenten ausgestattete Betriebsmittel entwickelt und erprobt, die eine erweiterte Steuerbarkeit elektrischer Energieübertragungssysteme (EÜS) bieten. Dadurch eröffnen sich den Netzbetreibern neue Möglichkeiten der Betriebsführung, denn die erweiterte Steuerbarkeit kann genutzt werden, um den veränderten technischen Anforderungen an ein liberalisiertes Energieversorgungssystem besser Rechnung zu tragen [1]. Die Komplexität der Betriebsführung nimmt dadurch jedoch zu. Sie kann bewältigt werden, indem die rasanten Entwicklungen auf dem Gebiet der Informations- und Kommunikationstechnik zu einer Steigerung der Leistungsfähigkeit der Sekundärtechnik genutzt werden.

1.1 Motivation des Einsatzes von FACTS-Geräten

Die Realisierung eines liberalisierten Marktes für elektrische Energie basiert im Wesentlichen auf der Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Transport und Verteilung, dem diskriminierungsfreien Netzzugang für Dritte und der Behandlung der vorhandenen Energieversorgungsnetze als natürliche Gebietsmonopole [2]. Dabei müssen aus der Sicht der Verbraucher und der Erzeuger die Aspekte Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit gewährleistet sein. Die Netzbetreiber agieren als natürliche Monopolisten und sind u. a. unabhängig von den Erzeugungsgesellschaften. Sie müssen ihre EÜS allen Erzeugern und Verbrauchern von elektrischer Energie in gleichem Maße diskriminierungsfrei und kostendeckend zugänglich machen. Somit müssen auch Transite zugelassen werden. Dies kann dazu führen, dass Anforderungen an die EÜS bezüglich der Übertragungsleistungen und -wege für elektrische Energie gestellt werden, die nicht erfüllbar sind. Der Grund dafür ist, dass der heutige Ausbauzustand eines Netzes zumeist den Anforderungen eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens vor Einführung der notwendigen Umstrukturierungen im Zuge der Liberalisierung entspricht. Beispielsweise können in bestimmten Fällen Energielieferverträge aufgrund von Netzengpässen nicht ausgeführt werden [3]. Eine dynamische Netzentwicklung unter wettbewerbsorientierten Bedingungen ist mit einem in [4] eingeführten Verfahren möglich. Der Zeitbereich von Ausbaumaßnahmen umfasst jedoch mehrere Jahre. Darüber hinaus sind sie aufgrund politischer und ökologischer Restriktionen nicht generell durchführbar. Die kurzfristige Anpassung eines Netzes, die den oftmals kurzen Zeithorizonten von Energielieferverträgen gerecht wird, ist damit in solchen Fällen nicht möglich.

Das Ziel ist jedoch insgesamt die Schaffung eines robusten EÜS mit definierter Zuverlässigkeit unter unsicheren Zukunftsszenarien, beispielsweise bezüglich Größe, Standort, Einsatz und Stillsetzung der Erzeugung oder hinsichtlich kurzfristiger, erheblicher Änderungen im Lastfluss infolge veränderter vertraglicher Bindungen [5]. Dazu ist eine Erhöhung der Ausnutzung des aktuellen Systems und dessen Flexibilität anzustreben.

Des Weiteren existieren heute unabhängig von jeglichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in vielen EÜS Beeinträchtigungen technischer Natur, die einer bedarfsgerechten Nutzung der Netze entgegenstehen. Im Speziellen sind dies neben Netzengpässen auch Kreisflüsse und Probleme bezüglich der Spannungshaltung und der (n-1)-Sicherheit als stationäre Kriterien [6, 7]. Im Bereich der Netzdynamik kann in großen Verbundsystemen eine Verschlechterung der statischen Stabilität, d. h. des Dämpfungsverhaltens, Folge eines synchronen Zusammenschlusses von Teilsystemen sein. Dieses wurde anhand von Simulationsstudien zum synchronen Zusammenschluss der Netze von Rumänien und Bulgarien mit dem UCTE/CENTREL-Netz gezeigt [8]. Ein schwaches Dämpfungsverhalten schränkt zusätzlich die maximal übertragbare Leistung ein, wie z. B. im brasilianischen Netz, in dem zwei Teilsysteme durch eine Leitung von 1020 km Länge miteinander verbunden sind [9]. Des Weiteren sind in Verbundsystemen oftmals Beeinträchtigungen der Spannungsstabilität von großer Bedeutung, wenn beispielsweise preisgünstige Energie von Erzeugern, die nur schwach an das zu versorgende Lastzentrum angekoppelt sind, in dieses transportiert werden soll [10]. Zustände, in denen die transiente Stabilität nicht gewährleistet ist, treten insbesondere in Netzen mit einem geringen Vermaschungsgrad bzw. bei schwach an das Verbundsystem angebundenen Generatoren auf.

Um die vorgenannten Probleme bei der Übertragung elektrischer Energie technisch zu bewältigen, ist in den letzten Jahren einhergehend mit Forschritten auf dem Gebiet der Leistungselektronik das Konzept der „Flexible AC Transmission Systems“ (FACTS) entwickelt worden. Damit bezeichnet man EÜS, in denen neuartige, mit leistungselektronischen Komponenten ausgestattete Betriebsmittel, so genannte „FACTS-Geräte“, zum Einsatz kommen, mit denen die Systeme schnell an veränderte Randbedingungen anpassungsfähig sind [11].

Sie ermöglichen kontinuierliche Eingriffe in EÜS in Form von Schrägregelung, Quer- und Längskompensation. Diese Eingriffe finden im Kurzzeitbereich statt, so dass die Geräte im Gegensatz zu konventionellen Kompensationseinrichtungen und Schrägreglern zur schnellen und stufenlosen Leistungsflussregelung, zur Spannungsregelung sowie zur Stabilitätsverbesserung genutzt werden können [12]. Aus diesen Eigenschaften resultieren für den Netzbetreiber bei geeigneter Auswahl und Platzierung der FACTS-Geräte folgende Anwendungen zur Ertüchtigung des Netzes:

- Vergrößerung der Übertragungsfähigkeit bestehender Systeme [13],
- Abbau von Netzengpässen [14],

- Einsatz von FACTS-Geräten als Alternative zu konventionellen Übertragungselementen [15],
- Minimierung von Netzverlusten [15],
- Reduzierung der Erzeugungs- und Übertragungskosten [15],
- Erhöhung der Ausfallsicherheit [16, 17],
- Vermeidung von unerwünschten Kreisflüssen [6],
- Abschirmung von Netzbereichen gegen unerwünschte Transite durch den so genannten „elektronischen Zaun“ [6],
- Einhaltung festgelegter Übergabeleistungen und Übertragungswege [1, 12],
- Verbesserung des Spannungsprofils [11] und der Versorgungsqualität [18],
- Verbesserung der dynamischen Eigenschaften, wie transiente Stabilität, statische Stabilität und Spannungsstabilität [11, 12, 13, 19].

Eine erste Realisierung des universellsten FACTS-Gerätes, des allgemeinen Lastflussreglers (Unified Power Flow Controller, UPFC, [20]), findet bei American Electric Power im US-Bundesstaat Kentucky statt [16, 17]. Dieser ist im Zuge einer Erweiterung des dort bestehenden 138-kV-Netzes infolge eines über die Jahre steigenden Lastzuwachses und einer damit verbundenen maximalen Netzauslastung installiert worden. Aufgabe des UPFC ist es u. a., die (n-1)-Sicherheit bei Ausfällen im 138-kV-Netz bzw. im überlagerten Höchstspannungsnetz wiederherzustellen. Ohne UPFC treten bei Ausfällen bestimmter Übertragungselemente im Starklastfall starke Spannungseinbrüche und Überlastungen anderer Betriebsmittel auf, was zu einem Zusammenbruch des Netzes führen kann.

Im bereits oben erwähnten brasilianischen EÜS soll die über eine lange 500-kV-Leitung bestehende Verbindung zwischen nördlichem und südlichem Netzbereich eine verbesserte Ausnutzung vorhandener Wasserkraftreserven ermöglichen. Eine dadurch auftretende unerwünschte Zwischensystemschwingungsmode (Inter-Area-Mode) mit einer Amplitude von bis zu 300 MW soll durch die Installation einer thyristorgeregelten Serienkompensation (TCSC), einer einfachen Ausführung eines FACTS-Gerätes, bedämpft werden. Die maximal übertragbare Leistung in beide Richtungen wird dadurch auf 1300 MW gesteigert [5, 9].

Im Allgemeinen wird der Einsatz von FACTS-Geräten in einem bestimmten EÜS durch eine oder mehrere der o. g. Anwendungen motiviert. Wegen hoher Investitionskosten ist dabei zusätzlich die Multifunktionalität der FACTS-Geräte auszunutzen, um deren Betrieb wirtschaftlich zu rechtfertigen [21].

1.2 Problematik der Betriebsführung von FACTS-Geräten

Gezielte leistungsflussregelnde Eingriffe durch FACTS-Geräte können eine erhebliche Verschiebung des natürlichen Leistungsflusses bewirken, welcher sich ohne das Vorhandensein dieser Betriebsmittel einstellen würde. Der Vorteil von leistungsflussregelnden FACTS-Geräten gegenüber konventionellen leistungsflussregelnden Betriebsmitteln, wie z. B. Querreglern mit mechanischer Stufenstelleinrichtung, liegt in der sehr kurzen Antwortzeit, mit der vorgegebene Sollwerte ausgeregelt werden können, der Verschleißfreiheit und dem kontinuierlichen Regelbereich. Somit besteht die Möglichkeit, bei vorteilhaften Reglereinstellungen viel höhere Regelungsgüten als mit konventionellen Betriebsmitteln zu erzielen. Ähnliches gilt für FACTS-Geräte mit querkompensierenden Eigenschaften zur Spannungsregelung.

Um diese erweiterten Steuerungsmöglichkeiten und die damit verbundenen Vorteile, die FACTS-Geräte in EÜS bieten, Gewinn bringend auszunutzen, müssen die Sollwertvorgaben für Scheinleistungsflüsse und Spannungsbeträge der FACTS-Geräte so gewählt werden, dass vorher definierte Zielvorgaben eingehalten werden. Diese können durch die Minimierung der Übertragungskosten, Minimierung der Verluste oder Maximierung der Übertragungskapazitäten des EÜS gegeben sein. Dazu müssen systemübergreifende Optimierungsrechnungen durchgeführt werden, die neben FACTS-Geräten auch Generatoreinspeisungen und Stelleingriffe konventioneller Betriebsmittel umfassen. Diese für den ungestörten, rein stationären Betrieb erforderliche globale Koordination wurde bereits in [15] umfassend behandelt.

Hinsichtlich des dynamischen Betriebes von EÜS und für Stabilitätsverbesserungen, die mit integrierten FACTS-Geräten erzielt werden können, sind FACTS-Geräte in die Koordination der Regeleinrichtungen des Systems, die die Stabilität beeinflussen, mit einzubeziehen. Das gilt für die Wahl der Regelungseigenschaften der FACTS-Geräte, der Reglerstrukturen und deren Parameter. Dies erlangt besondere Bedeutung, wenn FACTS-Geräte primär zur Stabilitätsverbesserung installiert werden und sich das System ohne FACTS-Geräte sehr nahe an der Stabilitätsgrenze bzw. sich jenseits dieser befindet. Nur durch eine derartige Koordination kann insgesamt ein Betrieb gesichert werden, in dem FACTS-Geräte zur Verbesserung der statischen und transienten Stabilität und der Spannungsstabilität beitragen.

Die Installation von FACTS-Geräten in EÜS bringt jedoch auch Probleme mit sich, die unter bestimmten Bedingungen eine Verschlechterung des Betriebes hinsichtlich der stationären und der dynamischen Netzsicherheit bewirken können [22].

Wie bereits oben erwähnt, kann ein mit FACTS-Geräten ausgestattetes EÜS näher an seiner Belastungsgrenze betrieben werden. In diesem Fall steigt jedoch die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Betriebsmittelüberlastungen, die einen gestörten stationären Betrieb bedeuten würden. Abweichend von den Vorgaben durch Optimierungsrechnungen müssen FACTS-

Geräte durch koordinierte Sollwertvorgaben das Auftreten von Betriebsmittelüberlastungen verhindern.

FACTS-Geräte sind mit Regelungen ausgestattet, die im Normalbetrieb das schnelle Reaktionsvermögen unterstützen. Dadurch können jedoch auch Beeinträchtigungen hinsichtlich der dynamischen Netzsicherheit entstehen, die hauptsächlich durch ein ungewolltes schnelles Ansprechen der FACTS-Regler verursacht werden. Dies gilt bei kritischen Ereignissen, wie z. B. Fehlern, die stark veränderte Zustände des Systems hervorrufen. FACTS-Regler reagieren auf derartige Ereignisse mit starken Stelleingriffen, um ihre Sollvorgaben einzuhalten. Da diese Ziele jedoch bei kritischen Ereignissen nicht eingehalten werden können, verursachen diese Stelleingriffe eine Verschlechterung des dynamischen Verhaltens, so dass auch hier Koordinationsmaßnahmen durch die Betriebsführung erforderlich sind.

Es besteht somit der Bedarf einer intelligenten Koordination für FACTS-Geräte in EÜS, die einerseits eine schnelle Anpassung an sich ändernde Systemzustände garantiert, welche in liberalisierten Versorgungsstrukturen zu erwarten sind. Anderseits muss sie die beschriebenen negativen Effekte, die FACTS-Geräte zwangsläufig mit sich bringen, beseitigen. Nur dadurch können die technischen und wirtschaftlichen Vorteile von FACTS durch die Netzbetreiber in vollem Umfang ausgenutzt werden.

Der Begriff „intelligent“ bedeutet in dieser Arbeit, dass auch solche Systemzustände automatisch erkannt und berücksichtigt werden können, die innerhalb des Entwurfsprozesses, z. B. eines Regelungssystems, nicht explizit vorgegeben werden oder bekannt sind.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der angesprochene Koordinationsbedarf, der mit dem Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS entsteht, umfassend analysiert. Weiterhin wird erstmals ein koordinierendes, autonomes Prozessführungssystem für FACTS entwickelt, das diese Koordinationen hinsichtlich des gestörten stationären und des gestörten und ungestörten dynamischen Betriebes gewährleistet. Es ist als Erweiterung der konventionellen Netzleittechnik in diese integrierbar und agiert vollständig automatisiert, ohne dass ein menschliches Überwachen bzw. Eingreifen notwendig ist. Mit Rücksicht auf die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten unterstützt das Prozessführungssystem dabei den multifunktionalen Einsatz von FACTS-Geräten, so dass es unabhängig der primären Aufgaben der FACTS-Geräte eingesetzt werden kann.

In Verbindung mit [15] wird durch den vorliegenden Beitrag eine vollständige Prozessführungsstrategie für FACTS vorgestellt, die den Nutzen der FACTS-Geräte wirtschaftlich attraktiv macht und zugleich die Ausnutzung der technischen Vorteile unter Beseitigung ungünstiger Randeffekte maximiert.

1.3 Vorgehensweise

In Kapitel 2 werden zunächst grundlegende Aspekte zu FACTS erläutert. Neben einer Klassifizierung unterschiedlicher Gerätetypen nach ihren technischen Eigenschaften werden die Wirkungsweise und der Aufbau typischer FACTS-Geräte behandelt. Es folgt eine Darstellung der elementaren lokalen Betriebsmittelregelungen der FACTS-Geräte, die zur Realisierung der genannten technischen Eigenschaften notwendig sind. Anschließend wird die Modellierung von FACTS-Geräten für stationäre und dynamische Simulationsrechnungen erläutert. Das für die Entwicklungen dieser Arbeit eingesetzte Software-Werkzeug ist eine in Vorarbeiten geschaffene und im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelte Simulationsumgebung für EÜS.

Kapitel 3 befasst sich mit der systemtechnischen Herleitung und Darstellung der einzelnen relevanten Koordinationsmaßnahmen, die zur Erhaltung der stationären und dynamischen Netzsicherheit notwendig sind. Im Hinblick auf die Theorie autonomer Systeme wird eine Formulierung der einzelnen Maßnahmen in Form verbaler Regeln als allgemein gültige und systemunabhängige Wissensbasis gewählt.

Die Darstellung und Aufarbeitung der Theorie autonomer Systeme zu einem von der Anwendung unabhängigen autonomen Prozessführungssystem ist Gegenstand von Kapitel 4. Autonome Systeme sind sich selbst organisierende Strukturen intelligenter autonomer Agenten, die auf dezentraler Ebene miteinander kommunizieren und globale Prozessziele selbstständig interpretieren, um ihre Prozessführungsaufgaben zu erledigen. Autonome Systeme zeichnen sich durch Lernfähigkeit aus und benötigen keine menschliche Intervention bzw. Überwachung. Echtzeitregelungen und Lernprozesse innerhalb von EÜS werden in [23] als geeignete Anwendungen autonomer Systeme erachtet.

Kapitel 5 beschreibt die Entwicklung des autonomen Systems für FACTS auf der Basis der in Kapitel 3 spezifizierten Anforderungen. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Koordinationsmaßnahmen werden neben Standardverfahren auch innovative, wissensbasierte Regelungsverfahren sowie Methoden aus dem Bereich der Informatik verwendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Einsatz der FACTS-Geräte durch ihre primären Aufgaben wirtschaftlich gerechtfertigt ist und die günstigste Anzahl und Platzierung zur Umsetzung dieser primären Aufgaben gewählt wurde.

Kapitel 6 veranschaulicht schließlich die Wirkungsweise des entwickelten Systems anhand beispielhafter Simulationsszenarien und bewertet die entwickelte Lösung. Es verifiziert neben dem Eingangs-/Ausgangsverhalten auch alle vom autonomen System während des Betriebes erzeugten Zwischenergebnisse, die nur für interne Entscheidungsprozesse des Systems benötigt werden.

2 FACTS-Geräte in elektrischen Energieübertragungssystemen

2.1 Wirkungsweise

FACTS-Geräte ermöglichen eine erweiterte Steuerbarkeit von EÜS durch ihre elektrischen Eigenschaften der Schrägregelung, Quer- und Längskompensation, welche durch Strom-, Spannungs- und Impedanzregelung realisiert werden. Die Systemeingriffe durch FACTS-Geräte erfolgen im Gegensatz zu konventionellen Kompensationseinrichtungen oder Schrägreglern kontinuierlich, verschleißfrei und im Kurzzeitbereich. Dadurch können FACTS-Geräte das dynamische Verhalten von EÜS entscheidend beeinflussen. Wesentlicher Bestandteil von FACTS-Geräten sind leistungselektronische Komponenten, die sehr kurze Antwortzeiten im Bereich einiger zehn Millisekunden aufweisen. Aufgrund dieser Eigenschaften können FACTS-Geräte zur schnellen Leistungsflussregelung, Spannungsregelung und Stabilitätsverbesserung eingesetzt werden, was dem Netzbetreiber die bereits in Kapitel 1 genannten Anwendungsmöglichkeiten eröffnet.

Es existiert eine Vielzahl verschiedenartiger FACTS-Geräte, die sich durch ihre Bauformen und elektrischen Eigenschaften unterscheiden und damit unterschiedliche Prioritäten bezüglich ihrer Einsatzbereiche aufweisen. Sie können hauptsächlich durch die Art des Einbaus in EÜS in serielle, parallele und seriell-parallele FACTS-Geräte klassifiziert werden. Serielle FACTS-Geräte werden als Längselemente seriell zu Übertragungsleitungen eingebaut und werden daher zur Längskompensation verwendet. Parallele FACTS-Geräte werden als Querelemente in Netzstationen eingebaut und dienen vornehmlich der Querkompensation. Seriell-parallele FACTS-Geräte hingegen haben sowohl eine Quer- als auch eine Längskomponente und können deshalb sowohl zur Quer- und Längskompensation als auch zur Schrägregelung eingesetzt werden. Tabelle 2.1 liefert zusammenfassend eine Übersicht der wichtigsten FACTS-Geräte und deren Einsatzbereiche mit einigen Beispielen [19]. Speichernde FACTS-Geräte, wie der supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES), werden in [24] und [25] umfassend behandelt und im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

Der UPFC kann als universell einsetzbares FACTS-Gerät aufgefasst werden, da er die Eigenschaften aller anderen aufgelisteten FACTS-Geräte vereint. Dadurch ist seine bauliche Ausführung erheblich komplexer als die der übrigen Geräte. Für Simulationsstudien wird daher im Folgenden ausschließlich der UPFC verwendet. Zur Nachbildung anderer FACTS-Geräte müssen lediglich bestimmte Funktionen des UPFC deaktiviert werden.

Für detaillierte Ausführungen zu Wirkungsweise, Aufbau, Einsatzgebieten und Modellierung von FACTS-Geräten sei an dieser Stelle auf [11, 12, 19] und [26]-[29] verwiesen.

Tabelle 2.1: Übersicht wichtiger FACTS-Geräte

Bauform	Elektrische Eigenschaft	Beispiele	Einsatzbereich		
			Leistungsflussregelung	Spannungsregelung	Stabilitätsverbesserung
parallel	querkompensierend	Static Var Compensator (SVC) Static Synchronous Compensator (STATCOM)		■	■
seriell	längskompensierend	Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC) Static Synchronous Series Compensator (SSSC)	■		■
seriell-parallel	schrägregelnd	Thyristor-Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST)	■		■
seriell-parallel	schrägregelnd, kompensierend	Unified Power Flow Controller (UPFC)	■	■	■

Der Einfluss von FACTS-Geräten auf die zwischen zwei Teilsystemen übertragene Wirkleistung kann durch Gleichung (2.1) näherungsweise beschrieben werden.

$$P_{1-2} = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta_{U1} - \delta_{U2} - \vartheta) \tag{2.1}$$

Die Anordnung der Teilsysteme ist in Bild 2.1 dargestellt. Es sind drei mögliche Einbaupositionen für FACTS-Geräte eingezeichnet. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in der Praxis nicht alle drei Geräte gleichzeitig eingesetzt werden. Die Längsreaktanz X der gesamten Anordnung setzt sich zusammen aus der Summe der Längsreaktanzen der Leitungen L_1 und L_2 und der Längsreaktanz des FACTS-Gerätes in Position 3. Letztere ist durch die Regelung des FACTS-Gerätes beeinflussbar. Mit querkompensierenden FACTS-Geräten (Position 1 und 2) kann dabei auf die Spannungsbeträge U_1 und U_2 Einfluss genommen werden. Längskompensierende Betriebsmittel (Position 3) verändern die Längsreaktanz X zwischen den Teilsystemen, schrägregelnde FACTS-Geräte (Position 3) prägen hingegen einen Zusatzwinkel ϑ in das System ein.

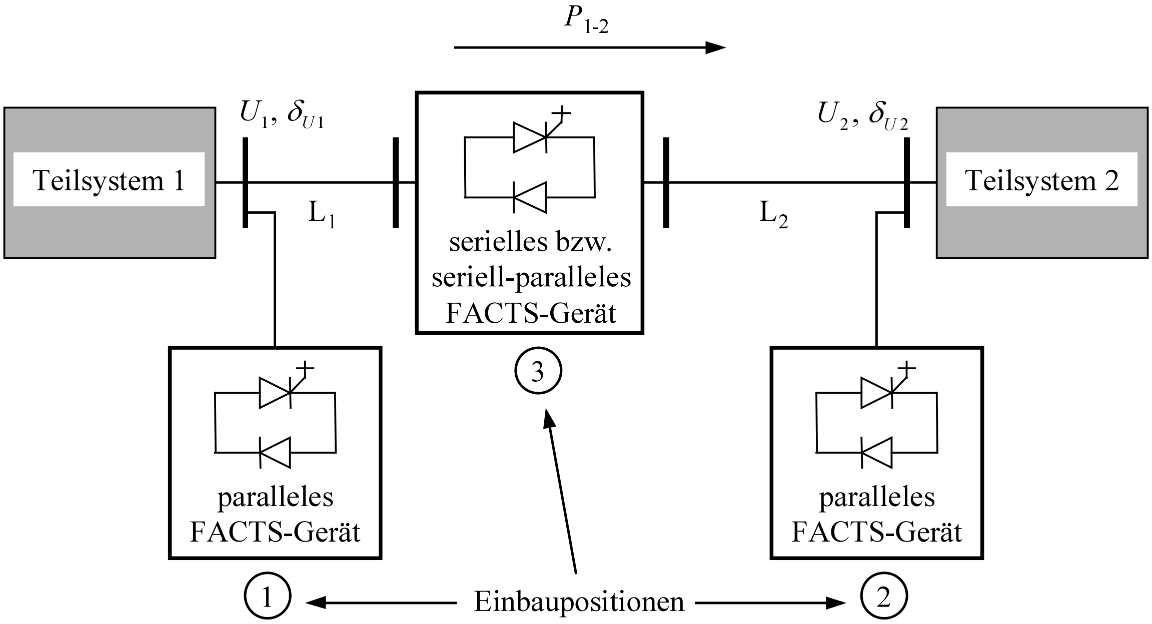


Bild 2.1: Beeinflussung der Übertragung von Wirkleistung zwischen zwei Teilsystemen mit FACTS-Geräten

Bei der Auswahl von geeigneten FACTS-Geräten zur Erweiterung der Steuerbarkeit eines bestehenden EÜS ist es im Rahmen der Einsatzplanung notwendig, den Bedarf an Funktionalitäten der FACTS-Geräte zu analysieren und die erforderliche Steuerleistung abzuschätzen. Auf dieser Grundlage können sodann geeignete Geräte ausgewählt und dimensioniert werden. Forschungsarbeiten namhafter Hersteller zielen heute darauf ab, systemorientierte FACTS-Geräte individuell an die Erfordernisse des Kunden anzupassen, um möglichst wirtschaftlich attraktive Lösungen anzubieten. Konventionelle netzseitige Regeleinrichtungen, wie z. B. schaltbare Serienkompensationen und stufbare Transformatoren, werden mit Spannungsumrichtern auf der Basis abschaltbarer Thyristoren erweitert, um ihre Regelungseigenschaften zu verbessern. Hierdurch entstehen hybride FACTS-Lösungen. Weiterhin werden FACTS-Geräte entwickelt, deren Regelbereich im Vergleich zu universellen Ausführungen, wie dem UPFC, nur auf den für den Betrieb notwendigen Ausschnitt beschränkt ist [30].

2.2 Aufbau

Die elektrischen Eigenschaften Quer-/Längskompensation und Schrägregelung werden im Wesentlichen durch den Einsatz moderner Leistungselektronik ermöglicht [27]-[29]. Durch gezielte Ansteuerung von Spannungsumrichtern, die z. B. als Konverter mit GTO-Thyristoren, IGBT oder IGCT ausgeführt sind, werden Zusatzspannungen erzeugt, die über entsprechend angeordnete Transformatoren in das EÜS eingekoppelt werden.

Schematisch kann der Aufbau der FACTS-Geräte anhand von Vierpol-Darstellungen veranschaulicht werden. Bild 2.2, Bild 2.3 und Bild 2.4 zeigen den schematischen Aufbau dreier repräsentativer FACTS-Geräte, des STATCOM als paralleles FACTS-Gerät, des SSSC als serielles FACTS-Gerät und des UPFC als seriell-paralleles FACTS-Gerät. Die GTO-Thyristor-Konverter K_S bzw. K_P bilden jeweils die Verbindung zwischen dem seriellen bzw. parallelen Transformator und einem Gleichspannungsteil, der hier als Kapazität ausgeführt ist.

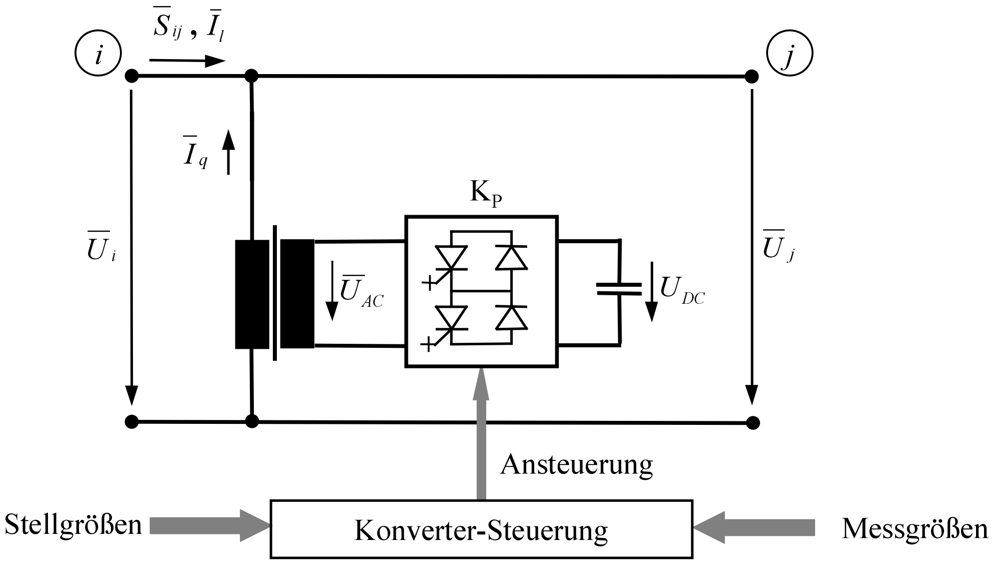


Bild 2.2: Schematischer Aufbau eines STATCOM

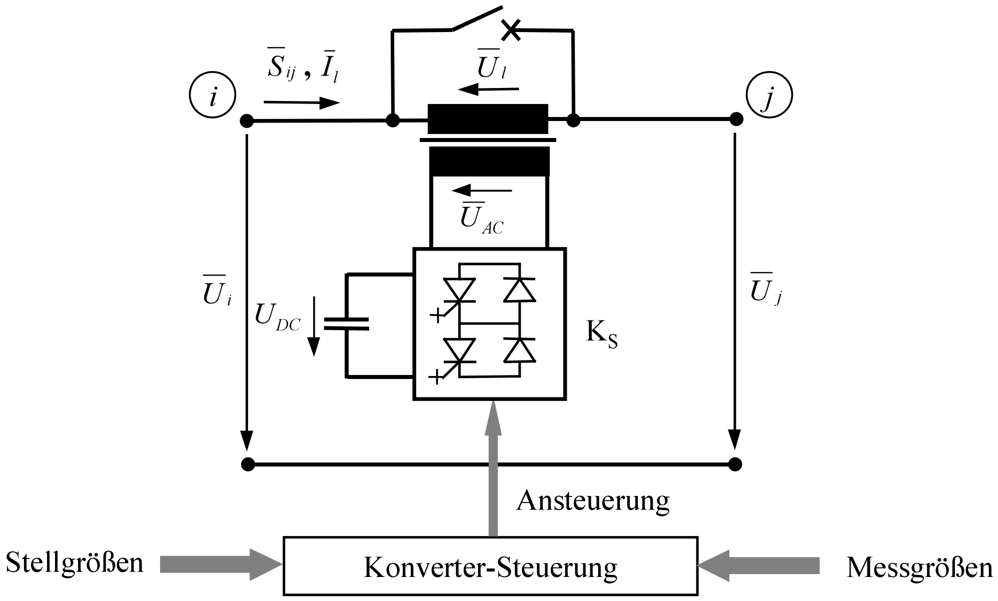


Bild 2.3: Schematischer Aufbau eines SSSC

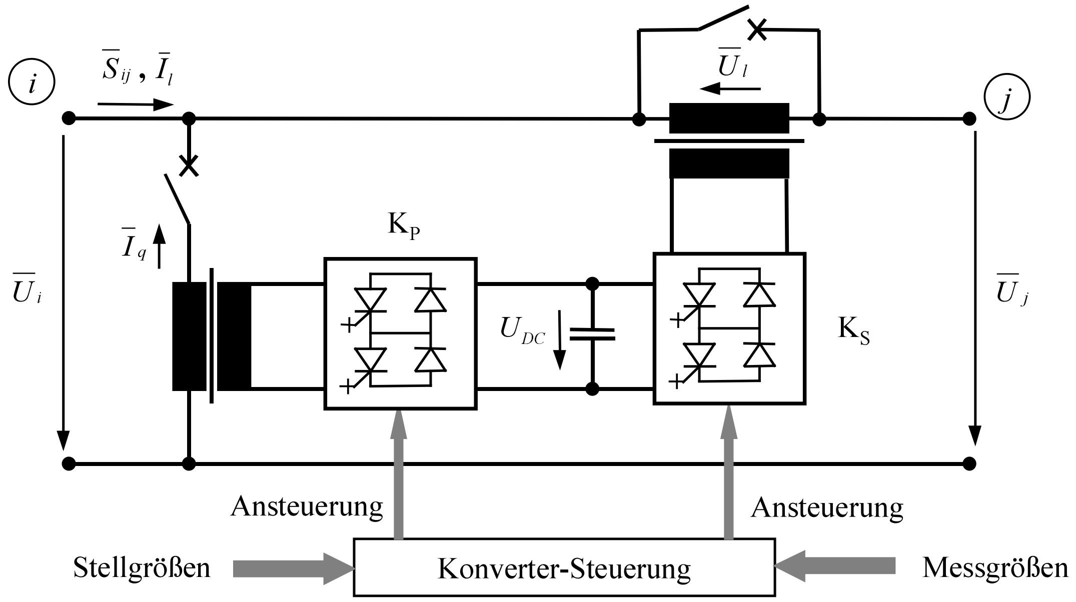


Bild 2.4: Schematischer Aufbau eines UPFC

Zur Querkompensation durch einen STATCOM wird mittels eines parallel angeordneten Transformators am Anschlusspunkt *i* ein Strom $\overline{I}_q$ in das System injiziert, der eine Phasenverschiebung von 90° zur Spannung $\overline{U}_i$ besitzt. Er wird durch die vom Konverter K_P erzeugte Spannung $\overline{U}_{AC}$ bestimmt, die ihrerseits wiederum durch eine gezielte Ansteuerung der Thyristoren des Konverters beeinflusst werden kann. Es wird zwischen zwei Arten der Thyristor-Ansteuerung unterschieden. Bei der Puls-Amplituden-Modulation wird mit einer variablen Gleichspannung U_{DC} gearbeitet, bei der Puls-Weiten-Modulation hingegen ist diese konstant. Beide Arten der Ansteuerung eignen sich zur Beeinflussung von Betrag und Phase der Spannung $\overline{U}_{AC}$. Der zur Spannungsregelung erforderliche Austausch von Blindleistung zwischen STATCOM und dem restlichen EÜS hängt naturgemäß vom Betrag des reinen Blindstromes $\overline{I}_q$ ab. Eine wichtige Eigenschaft des STATCOM ist, dass der Betrag des Stromes $\overline{I}_q$ nahezu unabhängig von der Spannung $\overline{U}_i$ geregelt werden kann. Der Betriebsbereich ist in der Strom-Spannungs-Charakteristik des STATCOM in Bild 2.5 gekennzeichnet. Bei kapazitiver Kompensation wird der Blindstrom $\overline{I}_q$ in das System injiziert, bei induktiver Kompensation entsprechend dem System entnommen. Die Steigungen des oberen und unteren Randes des Betriebsbereiches resultieren aus dem stromabhängigen Spannungsabfall über der Kurzschlussreaktanz des Transformators.

Das FACTS-Gerät SSSC ist ähnlich aufgebaut wie der STATCOM. Der SSSC wird jedoch zur Längskompensation eingesetzt, daher ist der Transformator seriell angeordnet. Er koppelt eine Zusatzspannung $\overline{U}_l$ in das Übertragungselement ein, die eine Phasenverschiebung von 90° zum Leitungsstrom $\overline{I}_l$ aufweist. Sie wird von der Spannung $\overline{U}_{AC}$ bestimmt, die in ähnlicher Weise wie beim STATCOM durch den Thyristor-Konverter K_S erzeugt wird. Dadurch wirkt das Element wie eine induktive oder kapazitive Reaktanz mit schnell veränderbarem Wert. Die Spannung $\overline{U}_l$ beeinflusst den Wirk- und den Blindleistungsfluss über das Betriebsmittel. Zum Schutz des Konverters K_S vor unzulässig hohen Fehlerströmen kann der Transformator durch eine Überbrückung mit einem Leistungsschalter kurzgeschlossen werden. Der Betrag der eingekoppelten Spannung $\overline{U}_l$ kann analog zum STATCOM nahezu unabhängig vom Längsstrom $\overline{I}_l$ geregelt werden.

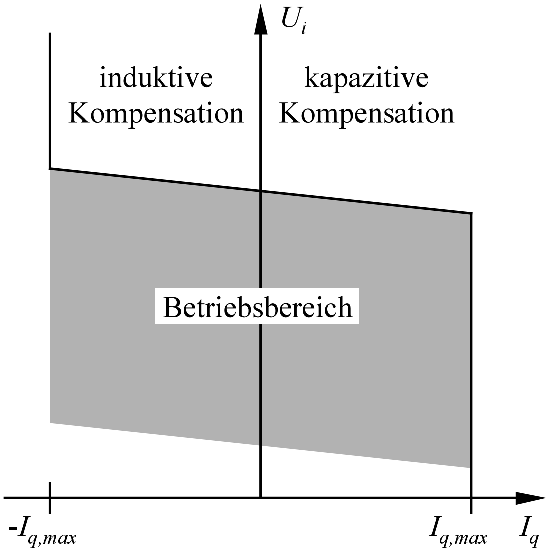


Bild 2.5: Strom-Spannungs-Charakteristik des STATCOM

Die Schrägregelung ist mit einem UPFC möglich. Er koppelt eine Spannung $\overline{U}_l$ mit einem beliebig einstellbaren Phasenwinkel seriell in das System ein. Damit können Wirk- und Blindleistungsfluss über das Betriebsmittel unabhängig voneinander geregelt werden. Zum Ausgleich der Wirkleistungsbilanz des als verlustlos betrachteten UPFC muss die durch den seriellen Transformator auf diese Weise in das System eingebrachte/entnommene Wirkleistung über den parallelen Transformator im Querzweig wieder entnommen/eingebracht werden. Unabhängig davon kann der parallele Transformator des UPFC zusätzlich zur Querkompensation genutzt werden, so dass Betrag und Phase des einzuprägenden Stromes $\overline{I}_q$ einerseits aus der Wirkleistungsbilanz und andererseits aus der auszutauschenden Blindleistung ermittelt werden müssen. Der parallele Transformator kann durch einen seriellen Schalter (siehe Bild 2.4) deaktiviert werden, falls der UPFC ausschließlich in seiner Funktion als Längskompensation betrieben werden soll.

Die Konverter-Steuerung eines FACTS-Gerätes erhält Stellgrößen von den lokalen Betriebsmittelregelungen. Sie berechnet daraus Betrag und Phase der zu erzeugenden elektrischen Größen $\overline{U}_l$ bzw. $\overline{I}_q$ und setzt diese Informationen in elektrische Größen für die Ansteuerung der Konverter um. Zusätzlich nimmt sie erforderliche Stellgrößenbeschränkungen vor, um die maximale Umrichterleistung nicht zu überschreiten. Üblicherweise benötigt die Konverter-

Steuerung in Abhängigkeit vom Betriebsmodus für die phasenrichtige Einkopplung der erzeugten elektrischen Größen zusätzlich verschiedene lokale Messgrößen, wie z. B. die Spannungen U_{DC} und $\overline{U}_i$ und die Ströme $\bar{I}_l$ und $\bar{I}_q$. Einzelheiten zu leistungselektronischen Komponenten und deren Ansteuerung in FACTS-Geräten können [27] und [28] entnommen werden. Auf die lokalen Regler der FACTS-Geräte sowie auf die von ihnen erzeugten Stellgrößen wird im folgenden Abschnitt näher eingegangen.

2.3 Regelung

In diesem Abschnitt werden verschiedene lokale Betriebsmittelregelungen vorgestellt, mit denen FACTS-Geräte ausgestattet sind, um die Eigenschaften Leistungsflussregelung, Spannungsregelung und Stabilitätsverbesserung zu realisieren. Von besonderer Bedeutung ist dabei der UPFC, der als multifunktionales FACTS-Gerät die elektrischen Eigenschaften aller anderen FACTS-Geräte aus Tabelle 2.1, d. h. Querkompensation, Längskompensation und Schrägregelung, vereint.

Es wird zwischen zwei Arten von FACTS-Reglern unterschieden. Zunächst müssen Regler vorhanden sein, die für das Einhalten eines stationären Betriebspunktes bezüglich Spannungsbeträgen an den Anschlusspunkten, Wirk- und Blindleistungsflüssen verantwortlich sind. Diese Regler erfüllen also gewissermaßen die Grundfunktionen der FACTS-Geräte und sind im Wesentlichen für den Normalbetrieb relevant. Sie sind nahe an den Betriebsmitteln angeordnet und werden im Weiteren unter dem Begriff „Arbeitspunktregler“ zusammengefasst. Darüber hinaus sind Regler vorzusehen, die die Stabilität des Gesamtsystems durch gezielte Eingriffe der FACTS-Geräte verbessern. Dazu zählen Regler zur Verbesserung der transienten Stabilität und Regler zur Erhöhung der Systemdämpfung. Bei einer dem Betrieb der FACTS-Geräte vorausgehenden Einsatzplanung werden Aufgaben und Funktionalitäten der Geräte bestimmt, wonach die notwendigen Regelungseigenschaften ausgewählt und installiert werden müssen.

2.3.1 Arbeitspunktregler

Die Arbeitspunktregler erhalten von der Betriebsführung Sollwerte für Wirk- und Blindleistungsfluss über das FACTS-Gerät ($P_{ij,soll}$ und $Q_{ij,soll}$) sowie den Spannungsbetrag am Anschlussknoten i ($U_{i,soll}$). Diese Werte können entweder als Resultat von Optimierungsrechnungen [15] vorliegen oder auch durch andere betriebliche Randbedingungen, wie beispielsweise vertragliche Bindungen, die festgelegte Leistungsflüsse auf bestimmten Übertragungselementen vorsehen, gegeben sein. Eine wichtige Eigenschaft des UPFC ist dabei, dass die drei Sollwerte unabhängig voneinander ausgeregelt werden können. Die Regler sind in ihrer minimalen Ausführung üblicherweise proportional-integrale Regler [22, 26]. Die Wahl der Reglerparameter wird im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt. Dafür gilt das in [22] beschriebene Vorgehen, das eine schnelle Ausregelung der Sollwerte ohne bleibende Regelabweichung garantiert. Bild 2.6 zeigt schematisch einen UPFC mit zugehörigem Regelungssystem, das nur die Arbeitspunktregler enthält.

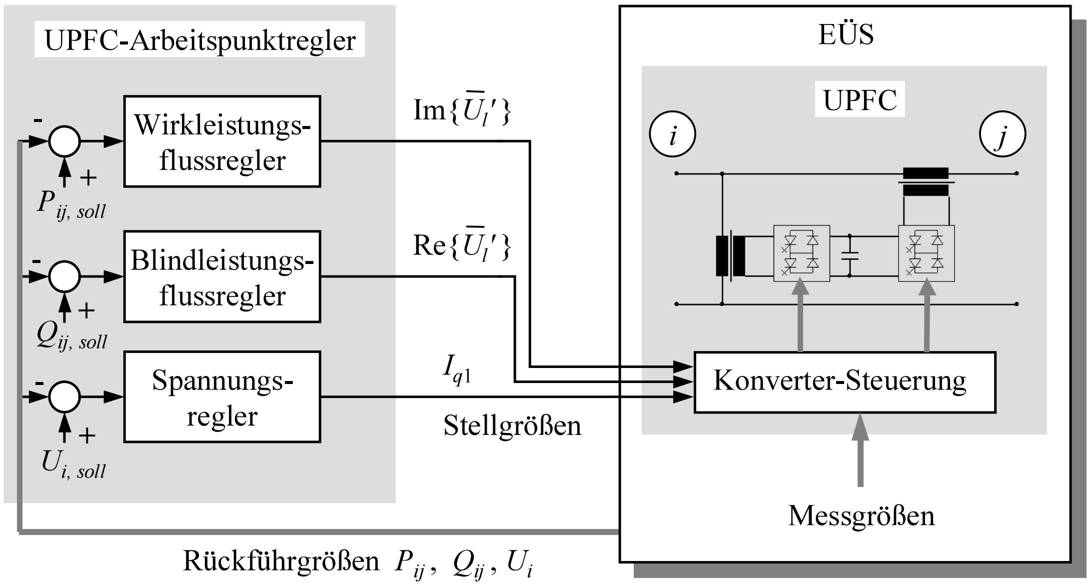


Bild 2.6: UPFC mit Arbeitspunktreglern, integriert in ein EÜS

Die drei Arbeitspunktregler bestimmen jeweils aus der Regelabweichung die Stellgrößen $\mathrm{Im}\{\overline{U}_l'\}$, $\mathrm{Re}\{\overline{U}_l'\}$ bzw. I_{q1}. Die durch den seriellen Transformator des UPFC in das System eingekoppelte Spannung $\overline{U}_l$ wird gebildet, indem die durch die Leistungsflussregler bestimmte Spannung $\overline{U}_l'$ um den Phasenwinkel der Spannung $\overline{U}_i$ gedreht wird. Den Zusammenhang zwischen den Spannungen an den Anschlussklemmen des UPFC und den Stellgrößen $\mathrm{Im}\{\overline{U}_l'\}$, $\mathrm{Re}\{\overline{U}_l'\}$ und I_{q1} verdeutlicht das Zeigerdiagramm in Bild 2.7. Die querregelnde Eigenschaft wird zur Beeinflussung des Wirk- und die längsregelnde Eigenschaft zur Beeinflussung des Blindleistungsflusses verwendet. Dies entspricht der starken Kopplung zwischen Wirkleistungsfluss und Spannungswinkeldifferenz bzw. Blindleistungsfluss und Spannungsbetragsdifferenz eines Übertragungselementes [31].

Der durch den parallelen Transformator am Anschlusspunkt i in das System eingebrachte gesamte Querstrom $\overline{I}_q$ ergibt sich aus der geometrischen Addition der Ströme $\overline{I}_{q1}$ und $\overline{I}_{q2}$. Der Betrag des Stromes $\overline{I}_{q1}$ ist die Stellgröße des Spannungsreglers und wird zur Regelung des Spannungsbetrages am Anschlusspunkt i benötigt. Er besitzt eine Phasenverschiebung von ±90° zur Spannung $\overline{U}_i$ und wirkt sich somit lediglich auf die Nettoblindleistung an diesem Punkt aus (siehe Bild 2.7). Der Strom $\overline{I}_{q2}$ wird zum Ausgleich der Wirkleistung benötigt, die der serielle Transformators des UPFC mit dem System austauscht. Er liegt daher in Phase mit der Spannung $\overline{U}_i$ und ist nicht gezielt beeinflussbar.

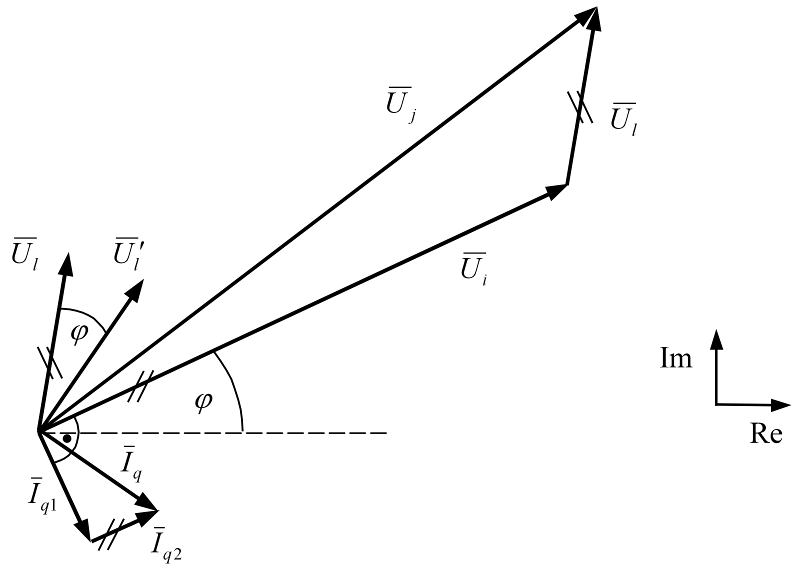


Bild 2.7: Zeigerdiagramm der Stellgrößen und Spannungen an den Anschlussklemmen des UPFC (vgl. Bild 2.4 und Bild 2.6)

2.3.2 Regler zur Beeinflussung der Stabilität

Regler, die die Stabilität des Gesamtsystems beeinflussen, befinden sich ebenfalls lokal an den FACTS-Geräten. Ähnlich wie dämpfungsverbessernde Maßnahmen am Turbosatz, z. B. Pendeldämpfungsgeräte (PSS) [32], verbessern mit Dämpfungsreglern ausgestattete FACTS-Geräte die Stabilität des Gesamtsystems und bewirken ein schnelleres Abklingen von Leistungspendelungen nach Störungen im Netz. In Netzen mit hohem Vermaschungsgrad bzw. bei Schwingungen, die zwischen benachbarten Kraftwerken auftreten (Intra-Area-Moden) eignen sich PSS eher als dämpfende Maßnahmen von FACTS-Geräten. Hingegen sind FACTS-Geräte mit entsprechenden Dämpfungsreglern besser geeignet, Leistungspendelungen, die zwischen weit entfernt liegenden Erzeugern oder Gruppen von Kraftwerken auftreten (Inter-Area-Moden), zu dämpfen [33]. Gerade längskompensierende und schrägregelnde Betriebsmittel haben durch ihren Leistungseingriff bei einer Platzierung seriell zu den Übertragungsleitungen, über welche die entsprechende Mode schwingt, ein hohes Dämpfungspotenzial [12, 34].

Da sich Schwingungen in EÜS üblicherweise in Form von Wirk- und Blindleistungspendelungen über eine oder mehrere Leitungen äußern, kann die regelbare Längsspannung $\overline{U}_l$ eines UPFC aufgrund der kurzen Schaltzeiten der Konverter durch gezielte Veränderung im Kurzzeitbereich zur Beeinflussung von Leistungspendelungen verwendet werden. Aber auch die Querstromeinspeisung $\overline{I}_q$ ist prinzipiell zur Schwingungsdämpfung geeignet, da sie die mit der Leistungspendelung einhergehende Spannungsschwankung im Anschlussknoten beeinflusst.

In der Literatur sind bereits in großer Anzahl unterschiedliche Dämpfungsregler-Funktionale für FACTS-Geräte untersucht worden. Dabei sind sowohl konventionelle Regler, wie Zustandsregler und Lead-Lag-Regler, als auch moderne Regelungsverfahren, wie Fuzzy Control oder hybride Strukturen mit Künstlichen Neuronalen Netzen, untersucht worden. Repräsentativ wird dazu auf die Literaturstellen [34]-[38] verwiesen. Die Auswahl eines geeigneten Regelalgorithmus hängt auch hier stark von verschiedenen Einflussparametern des Gesamtsystems ab, in das FACTS-Geräte zwecks Dämpfung von Leistungspendelungen installiert werden sollen, sowie von der Hauptaufgabe, die die FACTS-Geräte zu erfüllen haben. Hierbei sind das Schwingungsverhalten des Systems, die Möglichkeit einer Koordination mit anderen Regeleinrichtungen im Netz sowie die Anforderungen an Adaptierbarkeit und Robustheit der Regler gegenüber Zustandsänderungen zu analysieren.

Aufgrund der großen Vielfalt der möglichen Regler-Strukturen und -Funktionale zur Dämpfung von Leistungspendelungen mit FACTS-Geräten wird in Bild 2.8 zunächst ein allgemeiner Dämpfungsregler eingeführt. Seine Struktur, Entwurfsparameter und Eingangsgrößen müssen in einem Entwurfsprozess dem Anforderungsprofil des Gesamtsystems individuell angepasst werden. Als mögliche Eingangsgrößen eines Dämpfungsregler-Funktionals können Regelabweichungen dezentral messbarer Leistungsflüsse, Ströme und Spannungen dienen. Hinsichtlich der Stellgrößen besteht die Möglichkeit, auf Längsspannung und Querstrom des UPFC additiv zu Stellgrößen der Arbeitspunktregler Einfluss zu nehmen. Eine Konkretisierung des Dämpfungsreglers erfolgt in Kapitel 5.

Eine weitere wichtige Regelungseigenschaft von FACTS-Geräten zur Beeinflussung der Dynamik von EÜS ist die Verbesserung der transienten Stabilität. Problematisch ist diese besonders in longitudinalen, schwach vermaschten Netzstrukturen, in denen bei Fehlern auf Leitungen Polräder der Generatoren nach einer Kurzunterbrechung durchschlüpfen. Dies erfordert eine sofortige Trennung des außer Tritt gefallenen Generators vom Netz. Die transiente Stabilität kann jedoch auch in vermaschten Verbundsystemen bei schwacher Netzanbindung leistungsstarker Netzeinspeisungen durch Fehler auf der einspeisenden Leitung gefährdet sein.

Werden schrägregelnde FACTS-Geräte seriell zur Übertragungsleitung zwischen einem einspeisenden Generator und dem starren Netz eingebaut, so können sie die transiente Stabilität des Generators verbessern. Die Wirkung kann anhand des Betriebsdiagramms mit dem Flächensatz [31] erläutert werden. Dazu wird eine Anordnung gemäß Bild 2.1 mit einem schrägregelnden FACTS-Gerät in Einbauposition 3 betrachtet. Teilsystem 1 besteht in diesem Fall aus einem Generator, dessen transiente Stabilität verbessert werden soll. Teilsystem 2 stellt ein starres Netz dar. In Bild 2.9 ist dazu die transiente Generatorleistung P_{Ga} des Generators in Teilsystem 1 in Abhängigkeit des Übertragungswinkels $\delta_{ü}$ aufgetragen. Dieser Winkel errechnet sich aus der Differenz zwischen dem Winkel der Polradspannung des

Generators und dem Winkel der Spannung des starren Netzes. Die als konstant angenommene mechanische Leistung der Turbine des Generators sei mit P_{T0} bezeichnet. Bei einem Fehler auf Leitung L_1 oder L_2 mit anschließender Kurzunterbrechung durchläuft der Betriebspunkt des Generators eine Linie, die die eingezeichnete Beschleunigungsfläche A_a und die Bremsfläche B_a einschließt. Die transiente Stabilität kann nur dann gewährleistet werden, wenn die Beschleunigungsfläche A_a kleiner oder gleich der Bremsfläche B_a ist.

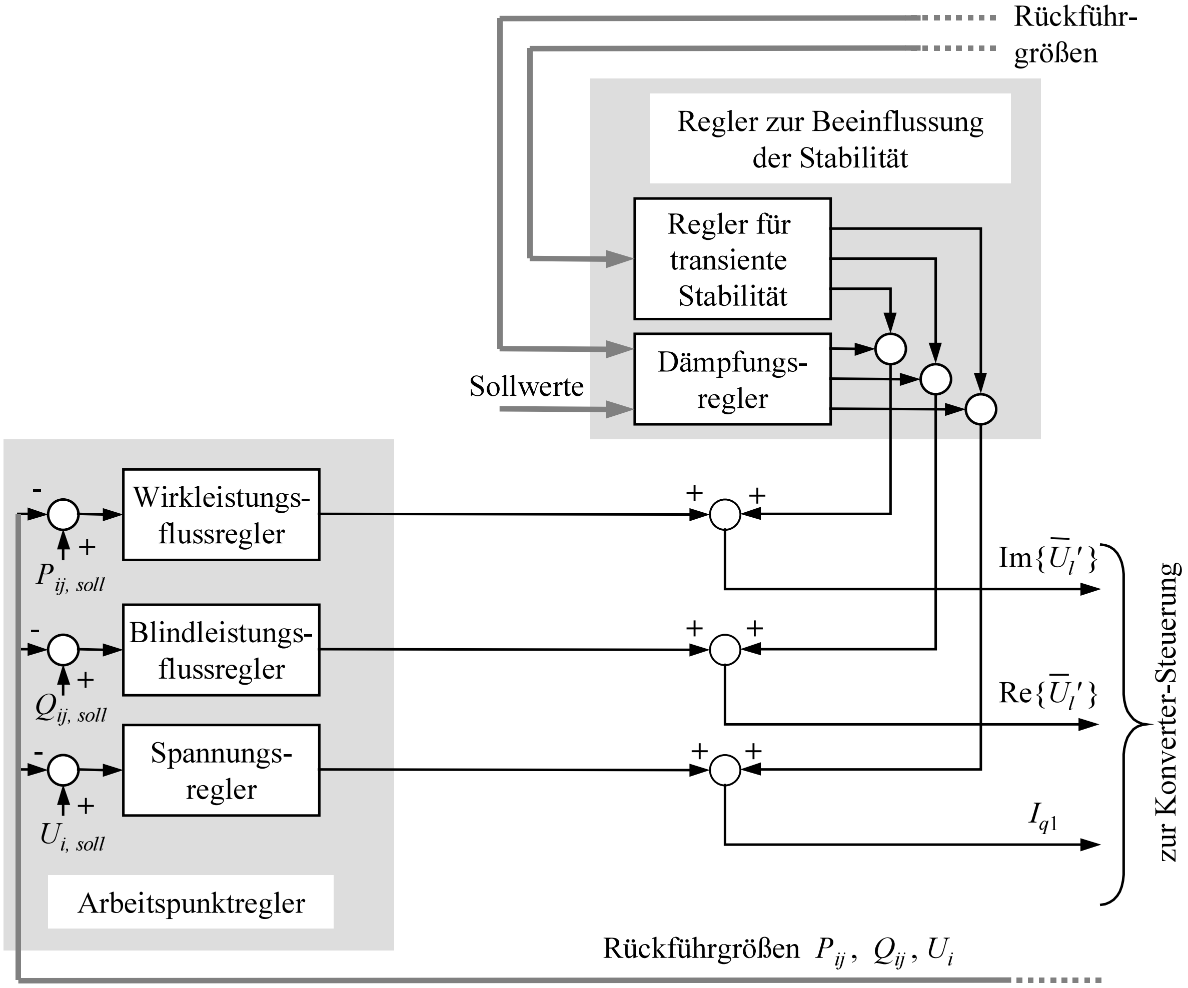


Bild 2.8: Komplettes Regelungssystem eines UPFC

Ist dies nicht gegeben, so kann zur Sicherstellung der transienten Stabilität die zwischen dem Generator und dem starren Netz übertragene transiente Generatorleistung P_{Ga} im Kurzzeitbereich durch ein schrägregelndes FACTS-Gerät in Einbauposition 3 gezielt beeinflusst werden. Mittels Einprägung einer Zusatzspannung $\overline{U}_l$ wird der Übertragungswinkel $\delta_{ü}$ um einen Winkel ϑ vergrößert, so dass sich die Kurve P_{Ga} um den Wert des Winkels ϑ auf der Abszisse nach rechts verschiebt. Dadurch bewegt sich der vom Generator durchlaufene Betriebspunkt nun auf der Kurve P_{Gb}. Die Bremsfläche wird auf diese Weise um die Fläche B_b vergrößert. Das bewirkt ein Abbremsen des Polrades, bis die transiente Stabilität gewährleistet ist. Dieses theoretische Prinzip wurde in [39] erstmals vorgestellt. Darauf basierend wurde im

Rahmen dieser Arbeit ein weiterer lokaler Regler entwickelt, der ebenfalls in das Regelungssystem eines UPFC in Bild 2.8 eingezeichnet ist. Die Eingangsgrößen dieses nichtlinearen Regler-Funktionals enthalten u. a. Informationen über die Polradbewegung des Generators in Teilsystem 1. Über dieses Prinzip hinausgehend existieren weitere Regelungsverfahren zur Verbesserung der transienten Stabilität mit FACTS-Geräten, die in [40]-[43] behandelt werden.

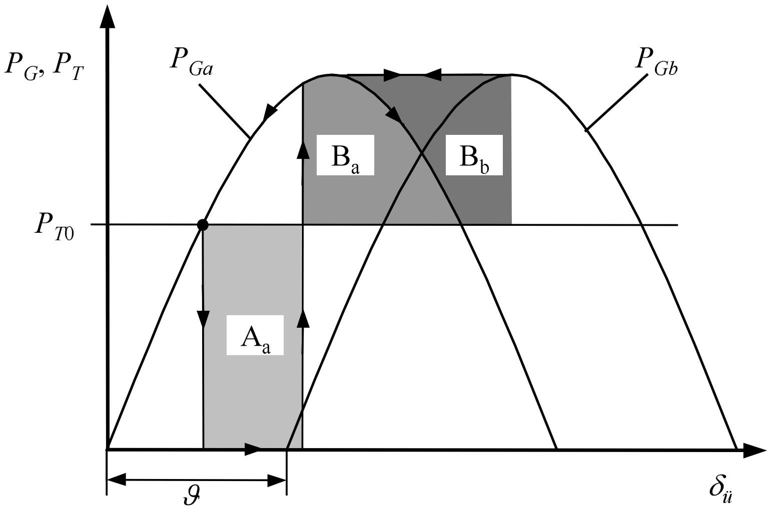


Bild 2.9: Betriebsdiagramm des Generators in Teilsystem 1 und Prinzip der Regelung zur Verbesserung der transienten Stabilität

Es sei erwähnt, dass das UPFC-Regelungssystem in der hier gezeigten Ausführung noch keine Koordinationsmaßnahmen enthält, die für den zuverlässigen Betrieb jedoch notwendig sind. Auch dazu wird auf Kapitel 5 verwiesen.

2.4 Modellierung

Zur Modellierung von FACTS-Geräten wird gemäß [26] zwischen stationärer und dynamischer Modellierung unterschieden. In beiden Fällen wird dabei analog zu der Beschreibung in Abschnitt 2.2 eine Darstellung mit Vierpolen verwendet. Die stationäre Modellierung, in der die elektrische Wirkung der FACTS-Geräte als konstant betrachtet wird, ist für Lastfluss- und stationäre Optimierungsrechnungen relevant. Für die Untersuchung des Verhaltens im Kurz- und Mittelzeitbereich hingegen und insbesondere der Regelungseigenschaften ist das dynamische Verhalten nachzubilden. Dazu müssen Vierpolelemente mit zeitlich veränderbaren Werten eingesetzt werden, die eine stufenlose und schnelle Umsetzung der vorgegebenen Stellgrößen ermöglichen.

Entsprechend der Thematik ist in der vorliegenden Arbeit besonders die dynamische Modellierung und Regelung von FACTS-Geräten von Bedeutung, wobei Modelle zur einphasigen Effektivwertberechnung verwendet werden. Die allgemeine stationäre und dynamische

Modellierung war bereits Gegenstand vieler Forschungsarbeiten [15, 22, 26, 27]. Daher wird im Folgenden hauptsächlich auf die Modellierung eingegangen, wie sie speziell für die Berechnungen und Simulationen im Rahmen dieser Arbeit verwendet wurde. Zunächst wird ein stationäres Modell eines UPFC vorgestellt. Die Querkompensation des UPFC wird durch eine Spannungsquelle $\overline{U}_q$ mit nachgeschalteter Admittanz $\overline{Y}_q$ im Querzweig modelliert. Längskompensation und Schrägregelung werden durch einen idealen Transformator mit komplexem Übersetzungsverhältnis $\overline{ü}$ repräsentiert. Die Kurzschlussimpedanz des für die Einkopplung der Längsspannung eingesetzten Transformators wird durch eine Admittanz $\overline{Y}_l$ im Längszweig berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich ein Vierpolersatzschaltbild gemäß Bild 2.10.

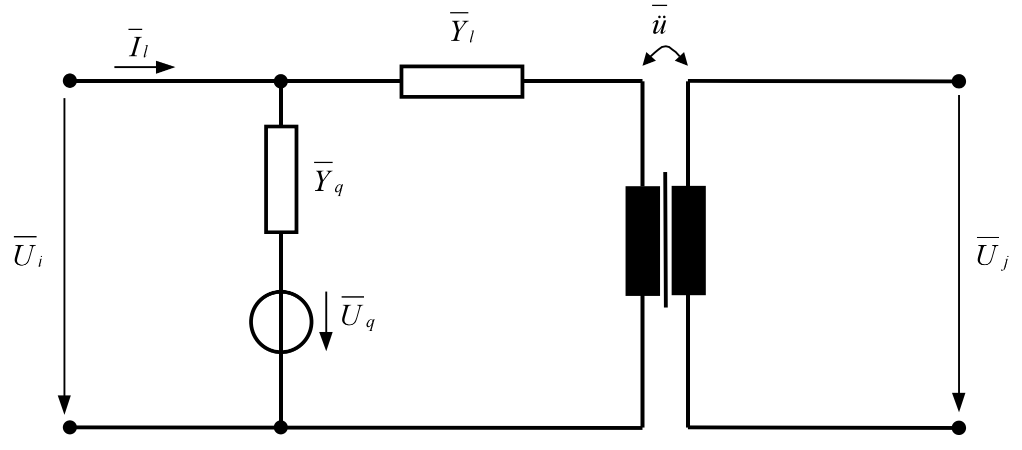


Bild 2.10: Stationäres Modell eines UPFC

Die dynamische Modellierung des Betriebsverhaltens von FACTS-Geräten erfolgt durch zeitveränderliche Spannungs- und Stromquellen im Längs- und Querzweig. Diese Quellen ersetzen die durch Umrichter gesteuerten Transformatoren. Der Vorteil einer zeitveränderlichen Stromquelle im Querzweig gegenüber einer zeitveränderlichen Admittanz besteht in der spannungsunabhängigen Blindstrombereitstellung, wie sie ein STATCOM und ein UPFC ermöglichen. Die Spannungsquelle im Längszweig kann schrägregelnd und längskompensierend wirken und den Einfluss der Kurzschlussimpedanz des Serientransformators nachbilden.

Die thyristorgesteuerten Spannungsumrichter besitzen annähernd VZ-1-Verhalten mit einer Zeitkonstante T_c, deren Wert zwischen 15 und 30 ms liegt [26]. Aufgrund der Baugleichheit der Umrichter wird für alle Elemente der gleiche Wert gewählt. Die Konverter-Steuerung kann im Modell folgendermaßen vereinfacht werden: Die explizite Nachbildung der Ansteuerung der Thyristoren durch Zündimpulse ist nicht erforderlich, da die einzukoppelnden Spannungen und Ströme aus den Stellgrößen der Regler zur Verfügung stehen und nach der Verarbeitung in der Konverter-Steuerung und gemäß oben erwähnter VZ-1-Filterung direkt auf die Quellen im Vierpolelement geschaltet werden können. Das Modell der Konverter-

Steuerung hat lediglich für die phasenrichtige Einkopplung der Spannungen und Ströme zur Kompensation bzw. Schrägregelung und für die Stellgrößenbegrenzung zu sorgen. Zur Berechnung der korrekten Phasenwinkel müssen der Steuerung die Größen $\bar{I}_l$ und $\bar{U}_i$ zugeführt werden.

Die lokalen Betriebsmittelregelungen können wie in Bild 2.8 ausgeführt in das Simulationsmodell übernommen werden. Insgesamt ergibt sich das in Bild 2.11 dargestellte dynamische Gesamtmodell.

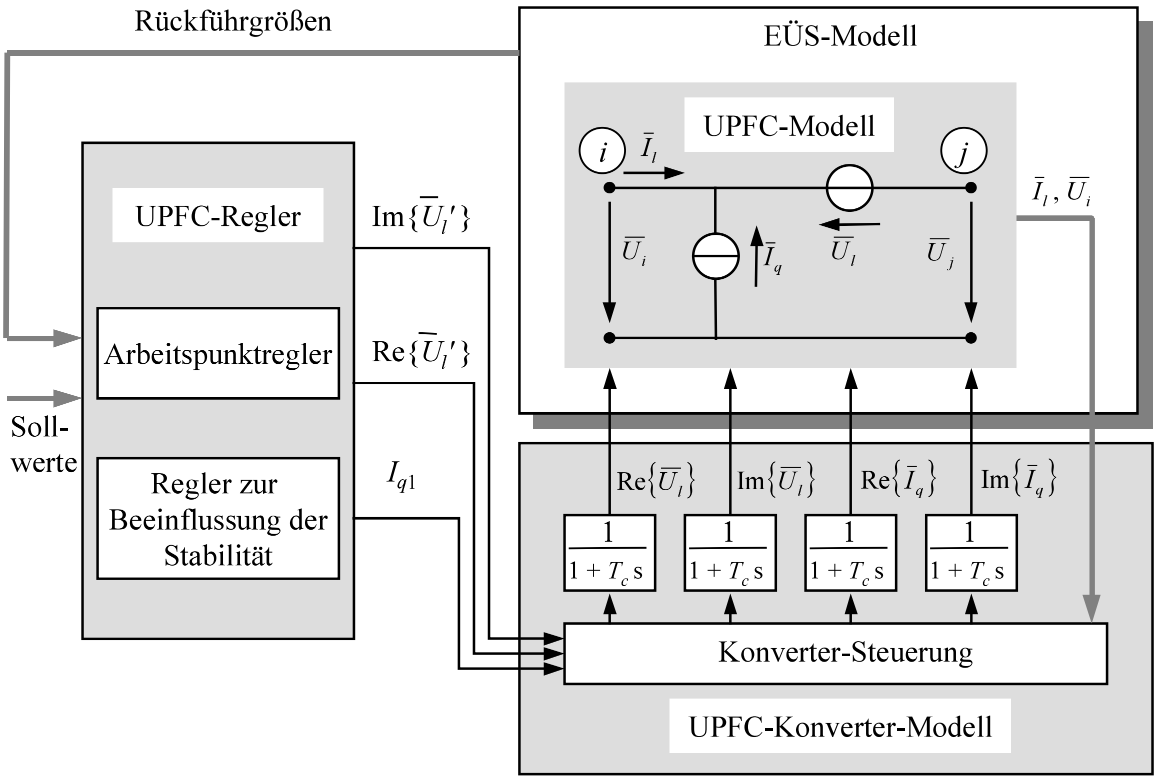


Bild 2.11: Modell eines geregelten UPFC, integriert in ein EÜS
(zur Wahl der Rückführgrößen siehe Bild 2.8 und Abschnitt 5.5)

2.5 Integration in die Simulationsumgebung

Zur dynamischen Simulation von EÜS mit FACTS-Geräten muss ein geeignetes Werkzeug zur Verfügung stehen, mit dem Untersuchungen im Kurz-, Mittel- und Langzeitbereich möglich sind. In [24] wurde eine objektorientierte Simulationsumgebung für 1-phasige dynamische Effektivwertsimulationen für die oben genannten Zeitbereiche unter MATLAB®/ SIMULINK® entwickelt. Diese Simulationsumgebung wurde dort hauptsächlich für die Nachbildung von Vorgängen in Bezug auf Spannungsstabilität und den Einsatz von Energiespeichern für spannungsstabilisierende Maßnahmen verwendet. Im Rahmen der vorliegenden

Arbeit wurde diese Simulationsumgebung weiterentwickelt und an die zu behandelnden Aufgabenstellungen angepasst.

Mit dem stationären Teil der Simulationsumgebung können Anfangswerte mittels Lastflussberechnung für eine folgende dynamische Simulation berechnet werden. Der dynamische Teil stellt Modellkomponenten von Kraftwerken und dynamische Lastmodelle zur Verfügung, die in Form einer Bibliothek abgelegt sind. Ein Kraftwerk kann je nach gewünschtem Umfang und Genauigkeit des Modells aus einem transienten oder subtransienten Generatormodell und Modellen von Erregersystemen, Spannungsreglern, PSS, Kesseln, Turbinen und Leistungs-Frequenz-Regeleinrichtungen zusammengesetzt werden. Die Modelle dieser Teilsysteme sind in der Literatur [22, 24, 25, 44] eingehend beschrieben worden und werden hier nicht näher behandelt.

Aus den zur Verfügung stehenden Komponenten können vollständige dynamische Modelle elektrischer Energieübertragungssysteme erzeugt werden. Mit den in MATLAB®/SIMULINK® vorhandenen Lösungsalgorithmen zur numerischen Integration von nichtlinearen Differenzialgleichungssystemen können dann nach der Anfangswertberechnung beliebige Vorgänge im System dynamisch simuliert werden.

Unterstützt durch die offene Systemarchitektur wurde die Simulationsumgebung im Rahmen dieser Arbeit um die oben beschriebenen dynamischen Modelle typischer FACTS-Geräte, wie STATCOM, SSSC und UPFC, erweitert. Sie müssen dazu analog zu sämtlichen anderen Modellkomponenten eines EÜS in spannungsgeführte und spannungsgeregelte Zweipole sowie Vierpole umgewandelt werden.

Zu den spannungsgeführten Zweipolen zählen spannungsabhängige Lasten, Energiespeicher und der STATCOM als FACTS-Gerät. Spannungsgeregelte Zweipole sind Kraftwerks- und starre Netzeinspeisungen. Vierpole sind zu verwenden, wenn ein Betriebsmittel durch zwei Anschlusspunkte mit dem EÜS verbunden ist. Dies ist bei Transformatoren, Schrägreglern, Serienkompensationen, SSSC und UPFC der Fall. Die Ausgangsspannungen aller spannungsgeregelten Zweipole sind im Vektor $\boldsymbol{u}_r$ zusammengefasst, die Ströme an ihren Eingängen im Vektor $\boldsymbol{i}_r$. Spannungsgeführte Zweipole und Vierpole erhalten die Spannungen $\boldsymbol{u}_f$ als Eingang und liefern die Ströme $\boldsymbol{i}_f$ als Ausgang, die in das System injiziert werden.

Die Verschaltung aller Teilkomponenten zu einem Gesamtmodell geschieht nach Gl. (2.2) über einen Netzverknüpfungsblock, in dem u. a. die Knotenadmittanzmatrix des Gesamtsystems in reduzierter Form abgelegt ist [24]. Durch Trennung der Variablen ergeben sich für die praktische Berechnung der Ausgangsgrößen dieses Blockes Gl. (2.3) und Gl. (2.4).

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{i}_r \\ \boldsymbol{0} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{Y}_{11} & \boldsymbol{Y}_{12} \\ \boldsymbol{Y}_{21} & \boldsymbol{Y}_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{u}_r \\ \boldsymbol{u}_f \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & -\boldsymbol{1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{i}_f \end{pmatrix} \tag{2.2}$$

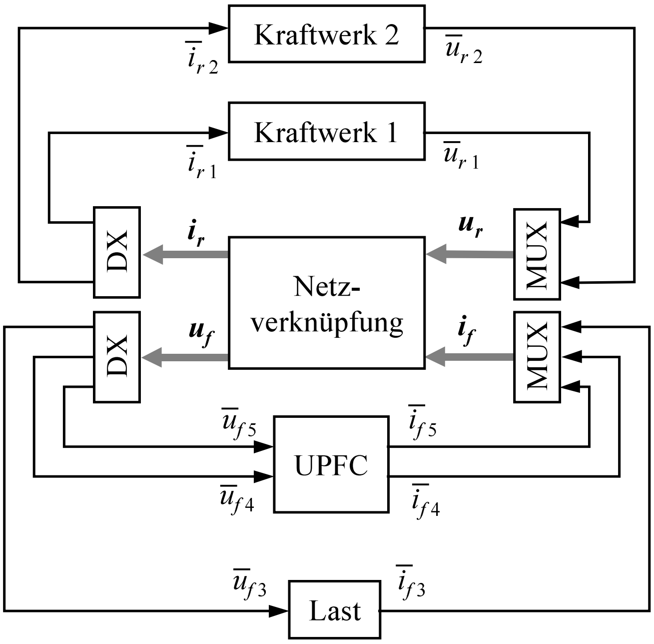
$$\boldsymbol{i}_r = \left(\boldsymbol{Y}_{11} - \boldsymbol{Y}_{12}\,\boldsymbol{Y}_{22}^{\;-1}\,\boldsymbol{Y}_{21}\right)\boldsymbol{u}_r + \boldsymbol{Y}_{12}\,\boldsymbol{Y}_{22}^{\;-1}\,\boldsymbol{i}_f \tag{2.3}$$

$$\boldsymbol{u}_f = -\boldsymbol{Y}_{22}^{\;-1}\left(\boldsymbol{Y}_{21}\,\boldsymbol{u}_r - \boldsymbol{i}_f\right) \tag{2.4}$$

Die Signalflüsse im Simulationssystem und die Verschaltung der Teilsysteme werden anhand des Beispielsystems in Bild 2.12 schematisch veranschaulicht. Dort ist ein System dargestellt, das aus zwei Kraftwerken, einer dynamischen Last und einem UPFC besteht. Für dieses System gelten die folgenden Beziehungen:

$$\boldsymbol{u}_r = \left(\bar{u}_{r1}\;\bar{u}_{r2}\right)^T \qquad \boldsymbol{i}_r = \left(\bar{i}_{r1}\;\bar{i}_{r2}\right)^T \tag{2.5}$$

$$\boldsymbol{u}_f = \left(\bar{u}_{f3}\;\bar{u}_{f4}\;\bar{u}_{f5}\right)^T \qquad \boldsymbol{i}_f = \left(\bar{i}_{f3}\;\bar{i}_{f4}\;\bar{i}_{f5}\right)^T \tag{2.6}$$



Bedeutung der Multiplexer (MUX) und Demultiplexer (DX) im Simulationssystem:
MUX : Zusammenfassung einzelner Signale zu einem Vektor von Signalen
DX : Zerlegung eines Vektors von Signalen in einzelne Signale

Bild 2.12: Verschaltung eines Beispielsystems

Das erläuterte Simulationssystem dient als Entwicklungsumgebung für das koordinierende Prozessführungssystem, dessen Realisierung in Kapitel 5 vorgestellt wird. Die dort beschriebenen Verfahren und Komponenten des Systems wurden innerhalb dieser Entwicklungsumgebung in MATLAB®/SIMULINK® implementiert [45].

In diesem Kapitel wurden wesentliche Aspekte zu Wirkungsweise, Aufbau, Regelung und Modellierung von FACTS-Geräten in EÜS zusammengestellt. Darauf basierend werden im folgenden Kapitel betriebliche Fragestellungen im Zusammenhang mit FACTS und die dabei im Einzelnen auftretenden Probleme untersucht.

3 Koordinationsbedarf

Bevor FACTS-Geräte in EÜS installiert werden, muss zunächst ihr individuelles Aufgabenspektrum entsprechend den Anforderungen des betreffenden Systems bestimmt werden (siehe Abschnitt 1.1). Um ihr technisches und wirtschaftliches Anwendungspotenzial möglichst effektiv ausnutzen zu können, müssen im Rahmen einer vorausgehenden Einsatzplanung Art, Anzahl, Dimensionierung und mögliche Standorte der Betriebsmittel festgelegt werden. Die Fragestellungen bezüglich der Wahl des Einsatzortes ist in Vorarbeiten und der Literatur bereits behandelt worden [22, 46], so dass bei den Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit von einer festgelegten Anordnung bestimmter FACTS-Geräte in den jeweils betrachteten Systemen ausgegangen wird. Darüber hinaus wird vorausgesetzt, dass der Einsatz der FACTS-Geräte durch deren primäre betriebliche Aufgaben wirtschaftlich gerechtfertigt ist.

Die Wirkung der FACTS-Geräte kann den Zustand eines Netzes sowohl in stationärer als auch in dynamischer Hinsicht maßgeblich verändern. Auch in größerer räumlicher oder elektrischer Entfernung kann ihr Einfluss auf die Lastflussverhältnisse von ausschlaggebender Bedeutung sein. Darüber hinaus können FACTS-Geräte in EÜS in bestimmten Situationen verschiedene unerwünschte Effekte, wie z. B. Überlastungen von Betriebsmitteln oder eine Verschlechterung des dynamischen Verhaltens, hervorrufen.

Folglich muss die Integration von FACTS-Geräten in die Netzbetriebsführung bestehender Systeme mit umfangreichen Koordinationsmaßnahmen[1] einhergehen. Sollwertvorgaben und Reglerparameter für einzelne FACTS-Geräte sind mit allen anderen veränderbaren Parametern des Systems zu koordinieren, um einen stationär und dynamisch sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Im Einzelnen muss der Betrieb von FACTS-Geräten in EÜS mit

- Erzeugungseinheiten,
- Verbrauchern,
- Stell- und Regeleinrichtungen im Netz und
- Komponenten der Schutztechnik

koordiniert werden. Bei Vorhandensein mehrerer FACTS-Geräte muss deren Betrieb zusätzlich untereinander koordiniert werden. Koordinationsmaßnahmen erstrecken sich im stationären und dynamischen Fall sowohl auf den gestörten als auch auf den ungestörten Betrieb der Geräte.

---

[1] Mit dem Begriff „Koordination“ wird ein gegenseitiges Abstimmen bezeichnet.

Die Koordination hinsichtlich des ungestörten stationären Betriebes ist notwendig, wenn mit FACTS-Geräten optimale Betriebszustände bezüglich Kosten, Verlustleistungen oder Übertragungskapazitäten hergestellt werden sollen. In diesen Fällen müssen Optimierungsrechnungen durchgeführt werden, die alle möglichen Stelleingriffe in das System und veränderbaren Parameter einschließlich der Sollwerte der FACTS-Geräte miteinander koordinieren. Dadurch werden Sollwerte für Leistungsflüsse oder Spannungswerte ermittelt, die durch FACTS-Geräte auszuregeln sind, so dass die Optimalitätsbedingung erfüllt wird. Diese Aufgabe ist bereits in [15] gelöst worden.

Die betriebliche Aufgabe von FACTS-Geräten kann jedoch auch durch andere Vorgaben bestimmt sein, wie beispielsweise die Abschirmung von Netzbereichen gegen bestimmte Leistungsflüsse oder die Einhaltung festgelegter Übergabeleistungen oder Übertragungswege. Dies kann ebenfalls durch Optimierungsrechnungen unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen geschehen, die die betreffenden betrieblichen Vorgaben beinhalten.

Durch Optimierungen können somit individuelle Lösungen zur Koordination im stationären ungestörten Betrieb gefunden werden, die den spezifischen Aufgaben der FACTS-Geräte und den technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten des Energieversorgungssystems und der benachbarten Netze entsprechen.

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Behandlung der notwendigen Koordinationsmaßnahmen im ungestörten und gestörten dynamischen sowie im gestörten stationären Betrieb, die durch den Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS erforderlich werden. Hierbei handelt es sich um Probleme, die den dynamischen und stationären Betrieb in bestimmten Situationen erheblich verschlechtern. Sie treten unabhängig von den betrieblichen Vorgaben und den jeweiligen Aufgaben auf, die die FACTS-Geräte im ungestörten stationären Betrieb übernehmen sollen. Die Notwendigkeit des Handlungsbedarfs bezüglich dieser Maßnahmen wird durch eine systemtechnische Betrachtungsweise konkreter Fälle im folgenden Unterkapitel hergeleitet und begründet. In [22] wurden bereits grundlegende Untersuchungen angestellt, deren Ergebnisse in die Zusammenstellung dieser Anforderungen an das zu entwickelnde übergeordnete koordinierende Prozessführungssystem eingeflossen sind. Der Einsatz von FACTS-Geräten ist bisher nicht verbreitet, da ihr Betrieb in der Praxis ohne ein solches koordinierendes Prozessführungssystem technisch nicht sinnvoll ist. Kapitel 5 behandelt die Entwicklung dieses Systems.

Nicht betrachtet werden erforderliche Anpassungen an das Schutzkonzept. Diese Thematik wird aufgrund ihres Umfanges Gegenstand künftiger Forschungsarbeiten sein. Erste Lösungsansätze dazu sind in [47] zu finden.

Bild 3.1 veranschaulicht in einer Übersicht die erläuterte Einbindung der FACTS-Geräte in den Prozess der Koordination des Betriebes innerhalb des Gesamtsystems.

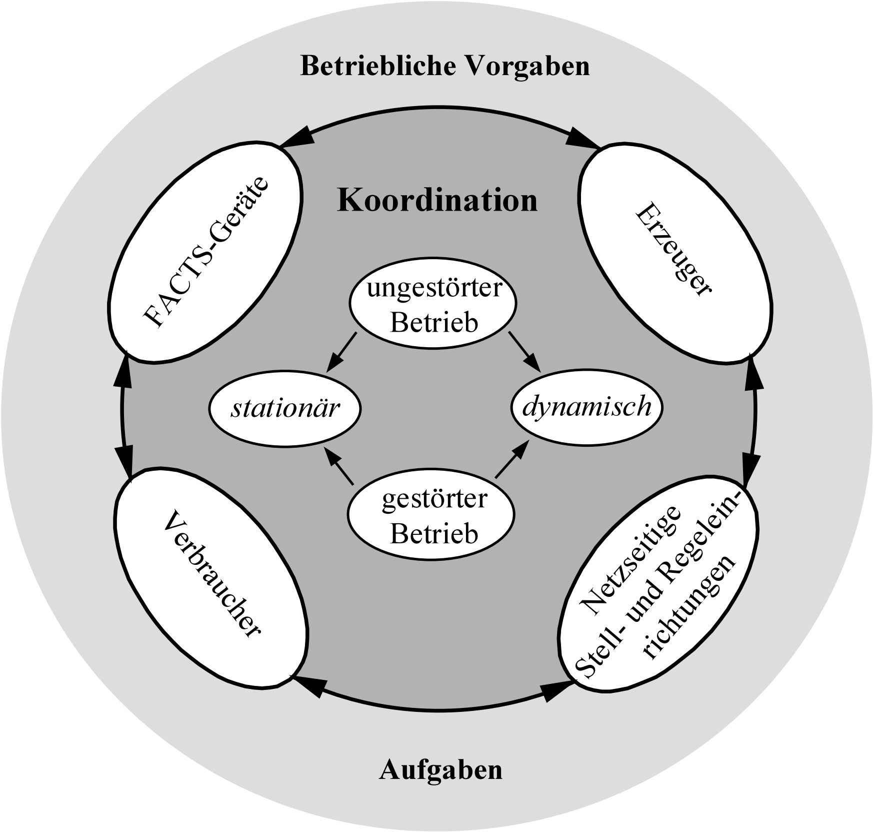


Bild 3.1: Koordinationsbedarf in EÜS

3.1 Relevante Koordinationsmaßnahmen

Die in dieser Arbeit behandelten Koordinationsmaßnahmen werden für multifunktionale FACTS-Geräte, wie den UPFC, erläutert und gelten in entsprechend reduzierter Form auch für FACTS-Geräte mit eingeschränkter Funktionalität gemäß Kapitel 2. Zuvor jedoch sollen anhand von Bild 3.2 zwei in diesem Zusammenhang wichtige Begriffe an einer elementaren Beispiel-Topologie erläutert werden.

In vermaschten Systemen werden leistungsflussregelnde Betriebsmittel typischerweise so eingebaut, dass der Scheinleistungsfluss, der durch diese Betriebsmittel beeinflusst werden soll, durch parallel zum FACTS-Gerät liegende Übertragungselemente ausgeglichen werden kann. Durch Vorgabe von Sollwerten für Wirk- und Blindleistungsfluss verschiebt sich der Leistungsfluss, welcher ohne FACTS-Geräte existieren würde, vom Regelungspfad auf einen Parallelpfad bzw. umgekehrt.

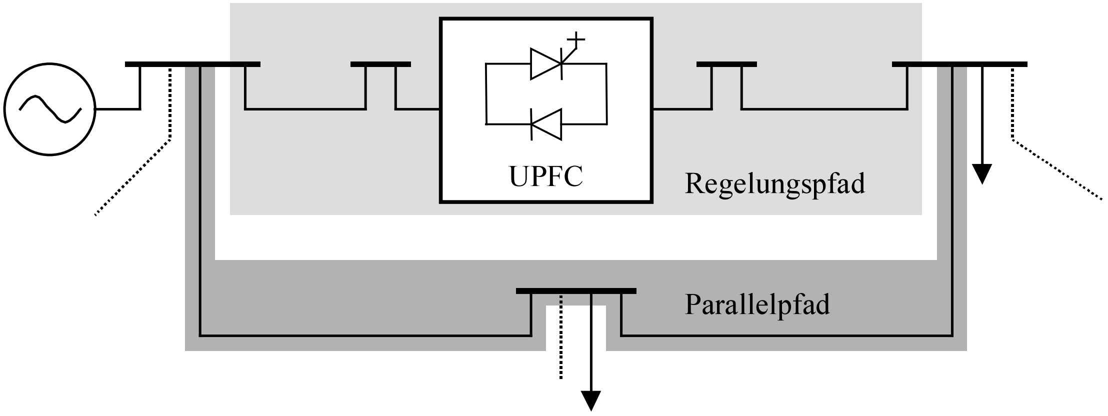


Bild 3.2: Beispielhafte Einbausituation eines UPFC

Mit „Regelungspfad“ wird in diesem Kontext *ein Leitungszug* bezeichnet, *der zwischen seinem Anfangs- und Endknoten ein leistungsflussregelndes Betriebsmittel (z. B. UPFC) enthält und nur an seinem Anfangs- und Endknoten Verzweigungen aufweist.*

Ein „Parallelpfad“ ist *ein zu einem Regelungspfad paralleler Leitungszug, der Anfangs- und Endknoten des Regelungspfades miteinander verbindet, jedoch kein leistungsflussregelndes Betriebsmittel und keine geschlossenen Zyklen enthält. Verzweigungen an den Knoten innerhalb eines Parallelpfades sind dabei erlaubt.*

Sowohl der Regelungspfad als auch der/die Parallelpfad/e enthalten somit mehrere in Serie geschaltete Übertragungselemente. Ein leistungsflussregelndes Betriebsmittel ist in der Lage, den Scheinleistungsfluss über den zugehörigen Regelungspfad auszuregeln. Die Existenz mindestens eines Parallelpfades ist notwendig, wenn FACTS-Gräte mit serieller Komponente innerhalb eines vermaschten Netzes zur schnellen Leistungsflussregelung verwendet werden. FACTS-Geräte, bei denen diese Regelungseigenschaft nicht ausgeführt ist, können die übrigen Funktionen Spannungsregelung, Verbesserung der transienten Stabilität und Verbesserung des Dämpfungsverhaltens auch ohne die Existenz eines Parallelpfades ausführen. Ein Betrieb leistungsflussregelnder FACTS-Geräte ohne Parallelpfad ist auch denkbar, wenn zwischen zwei voneinander unabhängigen Netzen ein festgelegter Leistungsaustausch stattfinden soll.

3.1.1 Überlastung von Betriebsmitteln

Leistungsflussregelnde FACTS-Geräte sind in der Lage, Überlastungen auf Übertragungselementen schnell abzubauen. Notwendige Voraussetzung dafür ist, dass die zu entlastenden Leitungen sich auf dem Regelungs- bzw. einem Parallelpfad zum FACTS-Gerät befinden. Dann ist es möglich, durch Veränderung der Sollwerte der Leistungsflussregelungen des FACTS-Gerätes den Leistungsfluss vom Regelungs- auf die Parallelpfade zu verlagern und umgekehrt. Dieser Funktion kommt dann besondere Bedeutung zu, wenn die Übertragungskapazität in Netzen mittels FACTS-Geräten erhöht werden soll. In einem solchen Fall wird für bestimmte Übertragungselemente ein Betrieb nahe ihrer Belastungsgrenze angestrebt. Hierbei kann durch normale Ereignisse, wie z. B. wechselnde Belastungssituationen im Verlauf eines Tages, eine unzulässige Überlastung auftreten. Diese Betriebsmittelüberlastungen müssen durch gezielte und koordinierte Veränderungen der Sollwerte für Wirk- und Blindleistungsflüsse der FACTS-Geräte unmittelbar abgebaut werden.

Wie in [15] ausgeführt, können nicht (n-1)-sichere Zustände bezüglich der Überlastung von Betriebsmitteln bei einer Optimierung zur Ermittlung der Sollwerte für FACTS-Geräte in Form von Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Jedoch muss dazu vor Ausführung der Berechnung bekannt sein, welche Betriebsmittel im konkreten Fall der Gefahr einer Überlastung ausgesetzt sind, so dass für diese Betriebsmittel Nebenbedingungen eingeführt werden können. Weiterhin erlaubt das Zeitintervall von beispielsweise 15 min für eine Optimierung keine kurzfristigen Reaktionen auf Überlastungen. Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit zu realisierende koordinierende Leistungsflussregelung bezüglich der Überlastung von Übertragungselementen muss folglich unter Ausnutzung der Reaktionsgeschwindigkeit der FACTS-Geräte eine Überlastung unmittelbar nach deren Auftreten beseitigen. Zusätzlich muss diese Regelung auf unvorhersehbare Betriebsmittelüberlastungen reagieren, so dass alle im Einflussbereich von FACTS-Geräten befindlichen Leitungen und Transformatoren beobachtet werden und vor Überlast geschützt sind.

Dabei muss im Voraus unter Kenntnis der aktuellen Netztopologie der Einflussbereich eines FACTS-Gerätes bezüglich der Leistungsflüsse über andere Betriebsmittel bestimmt werden (siehe Abschnitt 5.1.2.2). Er kennzeichnet die Teilmenge aller Übertragungselemente eines Netzes, deren Scheinleistungsflüsse durch das FACTS-Gerät maßgeblich beeinflusst werden können. Ebenso muss die Wirkungsrichtung einer Veränderung von Sollwerten eines FACTS-Gerätes auf die Leistungsflüsse einzelner Betriebsmittel errechnet werden.

EÜS sind üblicherweise dynamische, schwingungsfähige Systeme, in denen auch im ungestörten Betrieb Ausgleichsvorgänge zwischen zwei Betriebszuständen auftreten können. Da bei Übertragungselementen wie Freileitungen die Überschreitung des zulässigen thermischen Grenzstromes für eine gewisse Zeit tolerierbar ist, muss bei der Einstellung der koordinierenden Regelung zum Abbau von Überlastungen eine Empfindlichkeit festgelegt werden. Dadurch kann verhindert werden, dass die Regelung bei nur kurzzeitigen Überlastungen durch Ausgleichsvorgänge, z. B. schnell abklingende Leistungspendelungen, ungewollt anspricht.

Falls nach Abklingen der dynamischen Vorgänge eine Betriebsmittelüberlastung nach einigen Sekunden jedoch weiterhin besteht, muss die koordinierende Regelung unmittelbar eingreifen und einen sicheren Zustand herstellen, bis die Betriebsführung dies in einer erneuten Optimierung (OPF) berücksichtigen kann. Das Zusammenwirken der Sollwertübermittlung durch die Betriebsführung und der zu entwerfenden koordinierenden Regelung ist in Bild 3.3 über der

Zeitachse aufgetragen. Eine Betriebsmittelüberlastung wird in diesem Kontext als kritisches Ereignis aufgefasst. Sieht die Betriebsführung nicht vor, Sollwerte für FACTS-Geräte durch Optimierungsrechnungen zu bestimmen, so werden sie durch andere Kriterien, wie z. B. Lieferverträge, bestimmt. Dies geschieht in Zeitintervallen, die durch die vertraglichen Konditionen festgelegt sind. Die Zeitintervalle können daher unregelmäßiger sein, als es bei einer Optimierung der Fall ist.

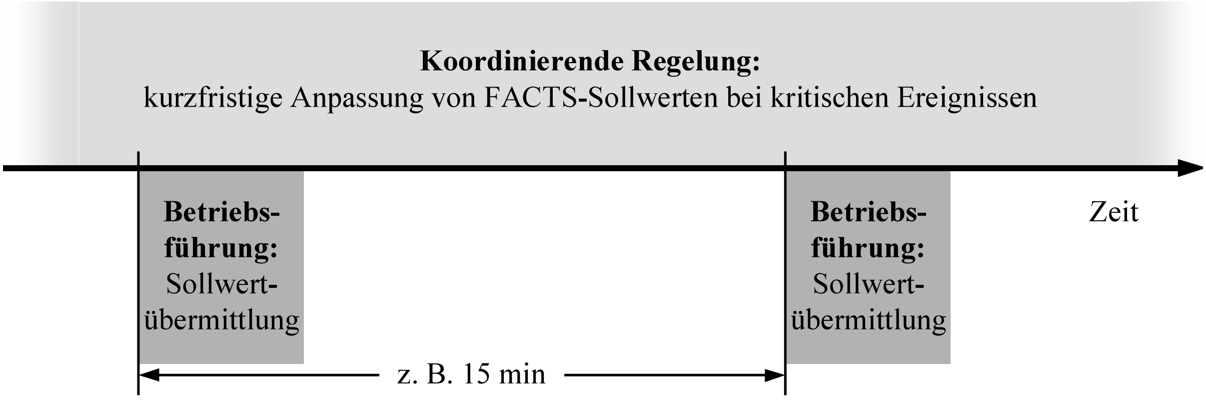


Bild 3.3: Zeitliches Zusammenwirken der koordinierenden Regelung und der Sollwertübermittlung durch die Betriebsführung

3.1.2 Ausfall von Betriebsmitteln

Wie oben erwähnt, kann ein leistungsflussregelndes FACTS-Gerät innerhalb eines Netzes seine Funktion nur dann erfüllen, wenn mindestens ein Parallelpfad zum Ausgleich des durch das FACTS-Gerät beeinflussten Leistungsflusses vorhanden ist. Bei einem Ausfall eines Betriebsmittels, der zum Wegfall aller Parallelpfade führt, kann die Leistungsflussregelung die ursprünglichen Sollwerte nicht mehr ausregeln. Aus diesem Grunde muss eine Deaktivierung der Regler für Wirk- und Blindleistungsfluss erfolgen. Anderenfalls würde aufgrund der schnellen Reaktion der FACTS-Geräte durch die Regler eine rasche Stellgrößenerhöhung bis zur Stellgrößenbegrenzung stattfinden, da die vorgegebenen Sollwerte für Wirk- und Blindleistungsfluss nicht mehr ausgeregelt werden können. Bei einem Wiederzuschalten der Leitung wären starke Leistungspendelungen die Folge, bedingt durch die aufgeschaltete maximale Stellgröße. Dies wird als Falschregeleffekt bezeichnet, der darüber hinaus durch unnötig hohe Stellgrößen zu einer unwirtschaftlichen Betriebsweise der FACTS-Geräte führt.

Da ein temporärer Betriebsmittelausfall, der den Wegfall aller Parallelpfade eines FACTS-Gerätes nach sich zieht, nicht in jedem Fall zu einer dauerhaften vollständigen Deaktivierung des FACTS-Gerätes führen soll, muss das koordinierende Prozessführungssystem die Leistungsflussregler des FACTS-Gerätes in diesem Fall temporär deaktivieren. Diese Deaktivierung soll bis zum erneuten Einschalten des ausgefallenen Betriebsmittels andauern. Das verhindert einen unnötigen Stellgrößenanstieg und nachfolgende Leistungspendelungen, nachdem das ausgefallene Betriebsmittel wieder zugeschaltet wird.

Aufgrund der schnellen Reaktion der Leistungsflussregler von FACTS-Geräten muss diese Deaktivierung innerhalb kürzester Zeit nach dem detektierten Betriebsmittelausfall erfolgen. Dies kann nur dann garantiert werden, wenn das koordinierende Prozessführungssystem im ungestörten Betriebszustand eine Analyse des Netzes durchführt. Dazu sind alle Übertragungselemente zu analysieren, um eine Zuordnung von Parallelpfaden zu bestehenden Regelungspfaden vorzunehmen. Dadurch wird bestimmt, welche potenziellen Betriebsmittelausfälle zu einem Auftrennen aller Parallelpfade eines FACTS-Gerätes führen und eine Deaktivierung der Leistungsflussregler erfordern. Eine temporäre Deaktivierung von FACTS-Regelungen kann durch das Nullsetzen der Reglerparameter mittels eines adaptiven Eingriffs geschehen. Die auf diese Weise bestimmten konkreten Anweisungen müssen daraufhin dezentral in den Steuerungen der betreffenden FACTS-Geräte abgelegt werden, um bei einem Betriebsmittelausfall schnell ausgeführt werden zu können. Ein FACTS-Gerät kann dann im laufenden Betrieb die zuvor bestimmten relevanten Leitungen, Transformatoren etc., die sich auf Parallelpfaden befinden, überwachen und bei einem erkannten kritischen Ausfall sofort mit einer Deaktivierung der Regelungen reagieren. Diese Funktionen sind in das koordinierende Prozessführungssystem für FACTS-Geräte zu implementieren.

Ein Sonderfall tritt auf, wenn durch den Ausfall eines Übertragungselementes innerhalb eines Netzes zwei oder mehr leistungsflussregelnde FACTS-Geräte, deren Regelungspfade zueinander parallel liegen, keinen Parallelpfad mehr besitzen (siehe Bild 3.4). In diesem Fall regeln die FACTS-Geräte gegeneinander. Dann genügt es, die Leistungsflussregler nur eines FACTS-Gerätes zu deaktivieren, da auf diese Weise ein neuer Parallelpfad für die übrigen FACTS-Geräte hergestellt wird. Automatisch und ebenfalls innerhalb kurzer Zeit muss ein FACTS-Gerät ausgewählt werden, dessen Leistungsflussregler zu deaktivieren sind. Für diese Maßnahme können unterschiedliche Strategien verfolgt werden. Mit Rücksicht auf vertragliche Konditionen oder Engpässe können von vornherein FACTS-Geräte bestimmt werden, die in solchen Fällen von einer Deaktivierung ihrer leistungsflussregelnden Funktion ausgenommen werden müssen. Eine weitere Möglichkeit ist, dasjenige FACTS-Gerät mit der geringsten noch vorhandenen Stellgrößenreserve der Leistungsflussregler zu deaktivieren, um ausreichend Regelreserve für eventuell folgende Arbeitspunktänderungen vorzuhalten.

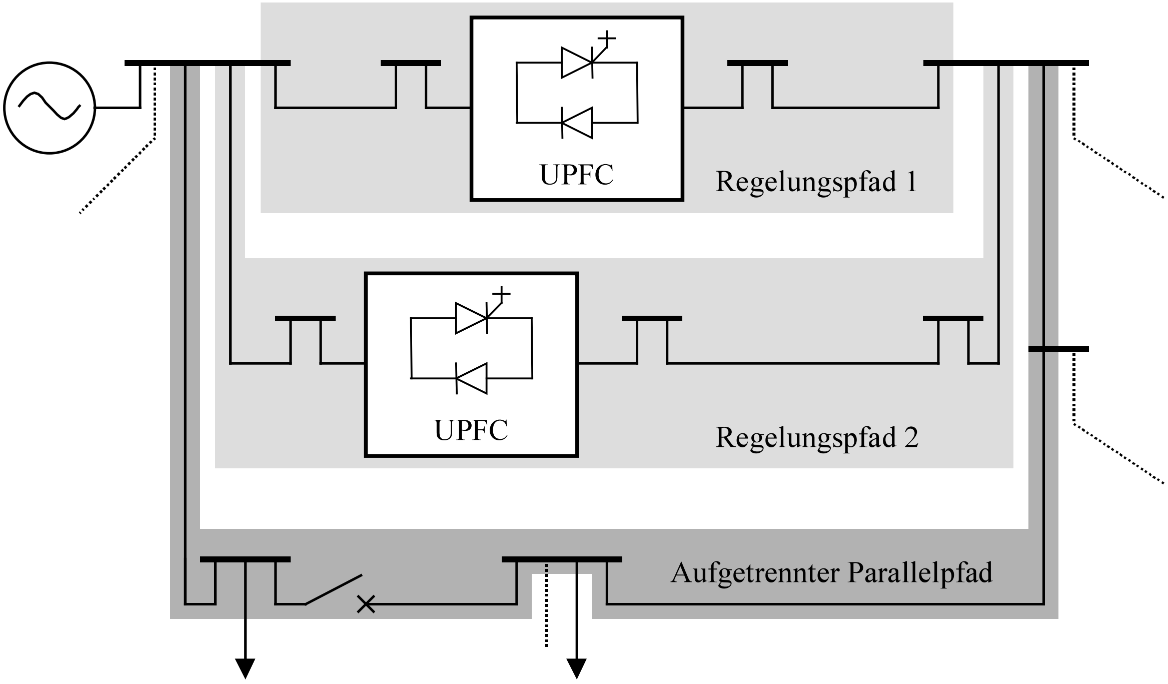


Bild 3.4: Wegfall von Parallelpfaden bei mehr als einem FACTS-Gerät

3.1.3 Verletzung des zulässigen Spannungsbandes

Mit den Eigenschaften der schnellen Blindleistungsfluss- und Spannungsregelung, die getrennt und unabhängig voneinander durch FACTS-Geräte ausgeführt werden können, steht neben konventionellen Einrichtungen, wie Erregungsregelung, statischen Kompensationen und stufbaren Transformatoren, die Möglichkeit zur Verfügung, das Spannungsprofil eines Netzes gezielt und schnell zu beeinflussen. Ähnlich wie bei der Frequenz-Leistungsregelung existiert auch bezüglich der Spannungsregelung eine Unterteilung in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung [48].

Wie in Abschnitt 3.1.1 für Überlastungen von Betriebsmitteln beschrieben, besteht die Möglichkeit, potenzielle Verletzungen des Spannungsbandes im Rahmen von Optimierungsrechnungen in ähnlicher Weise als Nebenbedingungen zu berücksichtigen. Damit kann folglich im Zeitintervall der Optimierung die (n-1)-Sicherheit bezüglich der Spannungen hergestellt werden. Analog zur Überlastung von Betriebsmitteln ist es wünschenswert, auf Spannungsbandverletzungen zwischen zwei Sollwertvorgaben durch die Betriebsführung bzw. Tertiärregelung reagieren zu können. FACTS-Geräte können durch ihre Fähigkeit der schnellen dezentralen Bereitstellung oder Entnahme von Blindleistung (Primärregelung) schnelle Korrekturen von zu hohen bzw. zu niedrigen Knotenspannungen vornehmen. Für den zeitlichen Rahmen solcher Eingriffe, die durch eine übergeordnete koordinierende Regelung umgesetzt werden sollen, trifft ebenfalls die Darstellung in Bild 3.3 zu. Die koordinierenden Regeleingriffe beziehen sich dabei auf Sollwertveränderungen der FACTS-Geräte, speziell der Blindleistungsflüsse und Spannungen, im Rahmen der Sekundärspannungsregelung.

In [49] wird ein verbessertes hierarchisches Regelungsverfahren für eine koordinierte Spannungsregelung in großen Verbundsystemen vorgestellt. Dieses Regelungsverfahren basiert auf der bereits oben erwähnten Einteilung in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung der Spannungen. Für die hier gestellte Aufgabe der Koordination kann das in [49] behandelte Pilotknotenverfahren in Verbindung mit der Sekundärspannungsregelung verwendet werden. Es lässt sich ohne Einschränkungen auf spannungsregelnde und blindleistungsflussregelnde FACTS-Geräte übertragen. Die detaillierte Realisierung dieser Koordinationsmaßnahme wird daher im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter behandelt.

Bei einer Umsetzung ist ergänzend zu berücksichtigen, dass eine Regelung zur Verbesserung des Spannungsprofils auf der Basis dezentraler Beeinflussungen der Blindleistung nur dann effektiv arbeitet, sofern sich das System mit hinreichendem Abstand unterhalb der Grenze der Spannungsstabilität befindet [24].

3.1.4 Auftreten eines Fehlers

3.1.4.1 Arbeitspunktregelungen

Findet ein Fehler mit oder ohne anschließender Kurzunterbrechung auf einer Leitung innerhalb eines mit FACTS-Geräten ausgestatteten EÜS statt, so verschlechtert sich das dynamische Verhalten des Gesamtsystems aufgrund der kurzen Antwortzeiten der lokalen Arbeitspunktregelungen von FACTS-Geräten erheblich. Während eines Fehlers treten starke Veränderungen der Leistungsflüsse in einem großen Bereich um die Fehlerstelle auf. Es fließt vorwiegend ein hoher Blindstrom in Richtung des Fehlerortes. Die Leistungsflussregler der FACTS-Geräte sprechen aufgrund ihrer Schnelligkeit umgehend an, da sie die starke Änderung der Leistungsflüsse auf ihren Regelungspfaden über die Rückführgrößen detektieren, und versuchen, die vorgegebenen Sollwerte einzuhalten. Ähnliches gilt für die Spannungsregler. Ein Fehlerereignis beeinflusst das Spannungsprofil erheblich, so dass auch die Spannungsregler der FACTS-Geräte unmittelbar nach dem Eintritt des Fehlers versuchen, die Spannungen zu korrigieren. Die Stellgrößen der Arbeitspunktregler werden in kurzer Zeit folglich stark erhöht. Da der von den Reglern ausnutzbare Stellgrößenbereich in der Regel zu klein ist, um nach Auftreten des Fehlers die Sollwerte weiterhin einzuhalten, erreichen die Regler ihre Begrenzung, noch bevor der Fehler geklärt[2] ist und eine eventuelle Kurzunterbrechung eingeleitet wird. Nach Beendigung der Kurzunterbrechung bzw. nach Ende des Fehler-

---

[2] Die Dauer eines Kurzschlusses wird in dieser Arbeit mit dem Begriff „Fehlerklärungszeit“ bezeichnet.

zustandes führen diese hohen Stellgrößen, wie auch beim Ausfall von Betriebsmitteln auf Parallelpfaden (siehe Abschnitt 3.1.2), zu starken Leistungspendelungen. Abhilfe gegen diese Art Falschregeleffekt kann durch eine Verlangsamung der Arbeitspunktregler geschaffen werden, so dass diese ihre Stellgrößen während des Fehlers kaum verändern. Dazu müssen analog die Reglerparameter durch kurzfristige adaptive Eingriffe verringert oder sogar zu Null gesetzt werden. Notwendigerweise muss daher den FACTS-Geräten ein Fehlerereignis unmittelbar mitgeteilt werden, um die erforderliche Reaktion durch die koordinierende Regelung mit kleinst möglichem zeitlichen Verzug einleiten zu können.

Der Leistungsfluss kann durch FACTS-Geräte hauptsächlich auf deren Regelungs- und Parallelpfaden beeinflusst werden. Da diese Wirkungsrichtung auch umgekehrt gültig ist, erscheint es sinnvoll, Leitungen auf diesen Pfaden hinsichtlich möglicher Fehler und folgender Reaktionen der FACTS-Geräte zu überwachen. Zusätzlich ist es vorteilhaft, in einem gewissen Einflussbereich, der z. B. durch die elektrische Entfernung vom FACTS-Gerät festgelegt wird, auch solche Leitungen zu überwachen, die sich nicht auf Parallelpfaden zum FACTS-Gerät befinden. Das gilt besonders hinsichtlich der Spannungsregelung, da ihr Einfluss auf benachbarte Betriebsmittel unabhängig davon ist, ob sich diese auf Parallelpfaden befinden.

3.1.4.2 Regler zur transienten Stabilität

In Abschnitt 2.3.2 wurde ein Verfahren zur Verbesserung der transienten Stabilität mit FACTS-Geräten vorgestellt. Zur Umsetzung dieses Prinzips ist eine Abstimmung zwischen dem schrägregelnden FACTS-Gerät und dem zu stabilisierenden Generator notwendig, damit die im transienten Zeitbereich stattfindende Winkeländerung durch die Zusatzspannung $\overline{U}_l$ des FACTS-Gerätes der Polradbewegung des Generators nachgeführt werden kann. Diese Abstimmung ist ebenfalls Aufgabe der übergeordneten koordinierenden Regelung.

3.1.4.3 Zeitlicher Reglereinsatz

Werden alle bei einem Fehler notwendigen koordinierenden Eingriffe in die Regelung eines FACTS-Gerätes in ihrer zeitlichen Abfolge betrachtet, so wird durch die Koordination die in Bild 3.5 gezeigte zeitliche Trennung der Regeleingriffe nach Eintritt eines Fehlers unter Einbeziehung einer möglichen Dämpfungsregelung erreicht.

Die Arbeitspunktregelung wird idealerweise nach Erkennen des Fehlereintrittes, wie bereits oben beschrieben, stark verlangsamt bzw. kurzzeitig ganz außer Kraft gesetzt. Die Regelung zur Verbesserung der transienten Stabilität arbeitet im Anschluss daran vorrangig bis zur Sicherstellung des Synchronismus des Generators mit dem starren Netz. Die nachfolgenden Schwingungen können durch eine Dämpfungsregelung abgedämpft werden, so dass nach Abklingen der dynamischen Vorgänge die Arbeitspunktregelung erneut aktiviert werden kann, um die ursprünglichen Sollwerte auszuregeln. Harte Umschaltvorgänge zwischen den Reglern können ein EÜS leicht zu zusätzlichen unerwünschten Leistungspendelungen anregen, so dass ein kontinuierlicher Übergang beim Einsatz der Dämpfungsregelung und der erneuten Aktivierung der Arbeitspunktregelungen, wie in Bild 3.5 angedeutet, erforderlich ist.

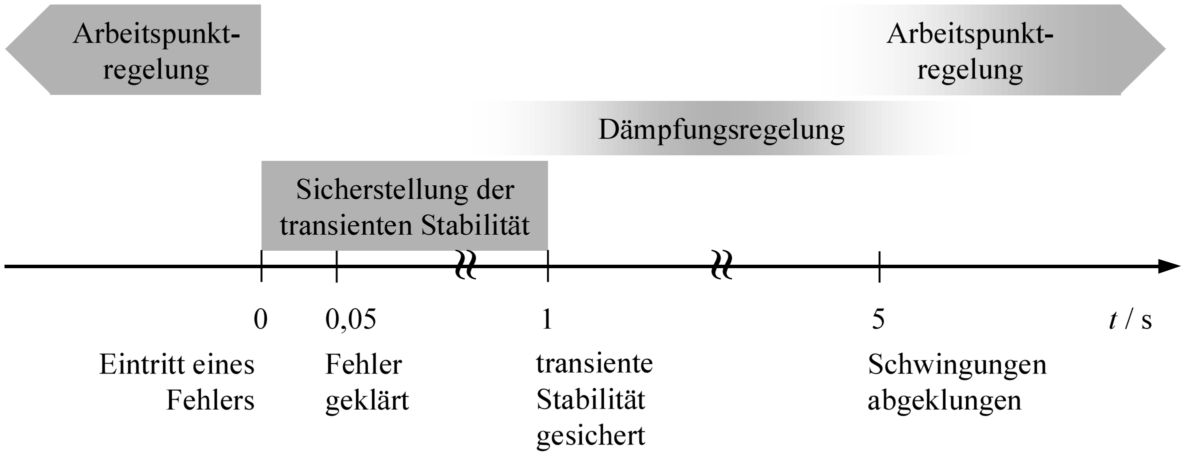


Bild 3.5: Zeitlicher Ablauf der Regeleingriffe bei einer Störung (Zeitangaben beispielhaft)

3.1.5 Veränderung des Betriebszustandes

Das dynamische Modell eines EÜS ist durch ein ausgeprägtes nichtlineares Verhalten gekennzeichnet. Darüber hinaus treten durch wechselnde Versorgungs- und Belastungssituationen, Einspeisemuster und Netztopologien stark unterschiedliche Systemzustände auf, zwischen denen im täglichen Betrieb eines EÜS kontinuierliche Übergänge stattfinden.

Regeleinrichtungen innerhalb eines EÜS haben die Aufgabe, notwendige betriebliche Anforderungen, wie die Einhaltung vorgegebener Spannungen oder Frequenzen, zu erfüllen. Zusätzlich existieren Regler, die zur Verbesserung der Stabilität installiert sind. Dazu zählen PSS, Dämpfungsregler von FACTS-Geräten und Regler zur Verbesserung der transienten Stabilität. Unabhängig davon, ob es sich um kraftwerks- oder netzseitige Regeleinrichtungen handelt, ist es wünschenswert, deren Regler derart auszuführen, dass in allen möglichen Systemzuständen eine gleich bleibend hohe Regelungsgüte erzielt wird. Voraussetzung für eine hohe Regelungsgüte ist eine hinreichend genaue Modellierung des EÜS als Regelstrecke für den Reglerentwurf. Zusätzlich muss beim Entwurf der Regler idealerweise der gesamte Zustandsraum, der vom System eingenommen werden kann, berücksichtigt werden.

In vielen Fällen werden Regler in EÜS aufgrund ihrer Transparenz und der hohen Verfügbarkeit von Syntheseverfahren als lineare Funktionale ausgeführt. Da sich der Entwurf derartiger Regler zumeist auf die Linearisierung des Prozessmodells um einen Arbeitspunkt stützt, muss bei ihrem Entwurf eine hinreichende Robustheit gegenüber Arbeitspunktänderungen des Systems angestrebt werden. Werden Verfahren zum Entwurf robuster Regelungssysteme angewendet [50], ist eine Änderung des Systemzustandes innerhalb gewisser Grenzen zwar tolerierbar, es besteht jedoch besonders in liberalisierten Energieversorgungssystemen durch die Dynamik des globalen Energiehandels die Gefahr, dass diese Grenzen überschritten werden. Bei größeren Änderungen des Systems, wie beispielsweise der synchronen Zusammenschaltung von Verbundsystemen, der Inbetriebnahme oder der Abschaltung von Erzeugungseinheiten, ist eine ausreichende Regelungsgüte gegebenenfalls nicht mehr vorhanden [8]. Auch bei Veränderungen der Netztopologie durch Schaltvorgänge und Lastflussänderungen entsprechend der Tageslastverteilung kann sich das dynamische Verhalten eines EÜS entscheidend verändern [51]. Bei einer dadurch nicht mehr angepassten Parametrierung besteht die Möglichkeit, dass sich Dämpfungsregler von FACTS-Geräten gegenseitig ungünstig beeinflussen [34]. Die Regeleingriffe von FACTS-Geräten an verschiedenen Standorten im Netz können sich gegenseitig kompensieren. Im ungünstigsten Fall arbeiten die Regler gegeneinander, was eine Verstärkung der eigentlich zu dämpfenden Schwingung zur Folge haben kann.

Aus regelungstechnischer Sicht handelt es sich um eine zeitvariante Regelstrecke, so dass eine simultane Nachoptimierung der Reglereinstellungen, insbesondere der die Stabilität verbessernden Regler, erforderlich ist. Sie wird in der Praxis oftmals mit einem vorausgehenden rechnergestützten Neuentwurf manuell vorgenommen. Bei einfachen Standard-Reglerfunktionalen und ausreichender Kenntnis des Prozessverhaltens können im Falle einer überschaubaren Systemgröße erforderliche Nachoptimierungen auch heuristisch vorgenommen werden.

Manuelle Änderungen der Parametrierung sind zur Erhaltung einer gewünschten Regelungsgüte zwar notwendig, sind aber mit hohen Kosten und großem zeitlichen Aufwand verbunden. In jedem Fall muss der geänderte Systemzustand vom Betriebspersonal zunächst erkannt werden, bevor korrigierende Maßnahmen ergriffen werden können. Oftmals ist bei häufigen oder wiederkehrenden wesentlichen Änderungen der Systemzustände eine Nachführung der Reglerparameter oder gar eine Änderung der Reglerfunktionale aus Gründen des betrieblichen Aufwandes nicht möglich.

Vorteile bieten diesbezüglich Verfahren, die automatisch auf Veränderungen innerhalb des Systems reagieren und globale Neu- oder Umparametrierungen von Reglern oder Strukturumschaltungen zwischen verschiedenen Regler-Alternativen vornehmen. Dabei treten folgende Schwierigkeiten auf:

- Zur Detektion und Bewertung wesentlicher Veränderungen des Systemzustandes hinsichtlich des dynamischen Verhaltens eines EÜS sind geeignete Informationen aus messbaren Größen abzuleiten. Dazu ist jedoch eine hinreichend genaue Modellierung des gesamten Prozesses notwendig. In diesem Zusammenhang sind die Eigenwerte eines Systems zu nennen, die Rückschlüsse auf das Schwingungsverhalten zulassen. Ferner stellt sich die Frage, welches Ausmaß von Zustandsänderungen eine erneute Reglerparametrierung erfordert.

- Für den automatisierten Reglerentwurf muss ein dynamisches Modell des Gesamtsystems vorhanden sein, das ständig den Veränderungen im System nachgeführt wird. Das erfordert umfangreiche Erweiterungen der Netzleittechnik hinsichtlich zusätzlicher Funktionen und Rechenleistung sowie eine direkte Ankopplung des dynamischen Modells an das Netzleitsystem zur Übermittlung von Prozessdaten. Es existieren bereits Ansätze zur Integration eines echtzeitfähigen Simulationssystems für dynamische Vorgänge in ein Netzleitsystem [52].

- Aufgrund der möglichen Wechselwirkungen und gegenseitigen Beeinflussungen von Regeleinrichtungen ist es zur Verbesserung der Stabilität sinnvoll, alle adaptierbaren Reglerparameter und Reglerstrukturen in einem globalen Optimierungsprozess an die Erfordernisse des geänderten Systems anzupassen [34, 53]. Das führt leicht zu Systemen mit sehr großer Dimension. Ein solcher automatisierter Optimierungsprozess zur koordinierten Parametrierung stellt daher ebenfalls hohe Anforderungen an die Rechenleistung.

- Kritische Netzänderungen entstehen durch Störfälle, wie Ausfälle von Erzeugungseinheiten oder Übertragungselementen, da diese große Änderungen des Systemzustandes nach sich ziehen. Wegen ihrer Unvorhersehbarkeit und der großen Anzahl möglicher Szenarien sind sie im Voraus schwer zu berücksichtigen. Eine zur jeweiligen Störung optimale Neuparametrierung der Regler ist wegen der kurzen Zeitspanne, die dann für eine Optimierung zur Verfügung steht, mit großen Schwierigkeiten verbunden.

FACTS-Geräte können gemäß der Ausführungen zu ihren Regelungseigenschaften in Kapitel 2 wesentlichen Einfluss auf die Dynamik des Gesamtsystems ausüben. Im Rahmen des koordinierenden Prozessführungssystems für FACTS-Geräte sind deren parametrierbare Regler in einen solchen automatisierten Entwurfsprozess einzubeziehen. Um unerwünschte Wechselwirkungen zwischen den dynamischen Teilsystemen der Kraftwerke und den FACTS-Geräten zu beherrschen, ist ein globaler Entwurf aller Parameter zu realisieren. In diesem Zusammenhang ist der große Einfluss von FACTS-Geräten auf die Dämpfung von Netzpendelungen wichtig [12, 34]. Daher sollen vornehmlich für Dämpfungsregler von FACTS-Geräten und ggf. kraftwerksseitige Regeleinrichtungen (PSS) neue Parametersätze berechnet und die Regler adaptiert werden. Das zu entwickelnde System soll dabei automatisch auf mögliche Zustandsänderungen des Systems reagieren.

3.2 Zusammenfassung der Koordinationsmaßnahmen

Die in den vorigen Abschnitten behandelten Koordinationsmaßnahmen können in übersichtlicher Form als Wissensbasis dargestellt werden. Dabei wird zunächst eine Darstellung in Form generischer Regeln gewählt, die allgemein gültig sind und sich nicht auf spezielle Netzkonfigurationen oder Betriebsmittel beziehen [54]. Die Zusammenstellung zeigt Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Wissensbasis der notwendigen Koordinationsmaßnahmen

	WENN	**DANN**
1	Überlastung eines Betriebsmittels auf einem Parallelpfad	Verändere die Sollwerte der Leistungsflussregelung des FACTS-Gerätes
2	Ausfall eines Betriebsmittels auf einem Parallelpfad UND kein weiterer Parallelpfad vorhanden	Deaktiviere die Leistungsflussregelung des FACTS-Gerätes
3	Verletzung des zulässigen Spannungsbandes	Verändere die Sollwerte der Blindleistungsfluss- und Spannungsregelung des FACTS-Gerätes
4	Fehler auf einem Regelungs- oder Parallelpfad	Verlangsame die Arbeitspunktregelungen des FACTS-Gerätes
5	Veränderung des Betriebszustandes	Adaptiere die Dämpfungsreglerparameter des FACTS-Gerätes

3.3 Anforderungen an das koordinierende Prozessführungssystem

Das koordinierende Prozessführungssystem muss im Wesentlichen die oben beschriebenen Koordinationsmaßnahmen umsetzen. Darüber hinaus müssen in diesem Zusammenhang durch die Prozessführung weitere Anforderungen erfüllt sein, die im Folgenden erläutert werden:

- Das Prozessführungssystem muss ein hohes Maß an Flexibilität gewährleisten, so dass der koordinierte Betrieb unabhängig von betrieblichen Vorgaben und Zustand des Systems möglich ist. Es muss einerseits die Erfüllung der primären Aufgaben der FACTS-Geräte und andererseits durch die Koordinationsmaßnahmen einen sicheren stationären und dynamischen Betrieb des Gesamtsystems garantieren.

- Die erforderlichen Maßnahmen zur Koordination sowohl der FACTS-Geräte mit übrigen Einrichtungen im System als auch der FACTS-Geräte untereinander beinhalten ein hohes Maß an Komplexität. Bei Koordinationsmaßnahmen, die in engem Zusammenhang mit der Topologie des Netzes stehen, wie beispielsweise die Überwachung von Betriebsmittelbelastungen auf Parallelpfaden, steigt die Komplexität der Koordination zudem mit der Größe und dem Vermaschungsgrad des Netzes stark an. Zusätzlich bestehen aufgrund der sehr kurzen Antwortzeiten von FACTS-Geräten hinsichtlich ihrer Regelungseigenschaften hohe Anforderungen an die Geschwindigkeit, mit der diese Onlinekoordination erfolgen muss. Das Betriebspersonal eines EÜS wäre aufgrund dieser Tatsachen mit der manuellen Koordination überfordert, so dass ein möglichst hoher Grad an Autonomie des koordinierenden Prozessführungssystems gewährleistet sein muss. Der Prozessbediener soll dadurch so weit als möglich entlastet werden und lediglich kontrollierende Funktionen übernehmen.

- Räumlich ausgedehnte Verbundsysteme sind unterteilt in mehrere Teilnetze unterschiedlicher Länder, Energieversorgungsunternehmen oder Netzbetreiber. Der Betreiber eines Teilnetzes, welches in ein Verbundsystem eingebettet ist, ist beim Einsatz von FACTS-Geräten innerhalb seines Netzes bemüht, deren technische und wirtschaftliche Vorteile in vollem Umfang auszunutzen. Wenn koordinierender Handlungsbedarf besteht, sollen notwendige Stelleingriffe durch FACTS-Geräte aus Kostengründen möglichst nur durch kritische Ereignisse im eigenen Netz ausgelöst werden (Betriebsmittelüberlastungen, Spannungsbandverletzungen). Kritische Ereignisse in benachbarten Netzen sollen nur dann zu Koordinationsmaßnahmen führen, wenn dadurch Gefährdungen der stationären oder dynamischen Netzsicherheit zu erwarten sind (Fehler, Zustandsänderungen). Auf diese Weise sind die Bereiche eines EÜS, in denen das Auftreten von kritischen Ereignissen zu koordinierenden Eingriffen führen soll, beschränkt. Aufgrund der begrenzten Steuerleistung von FACTS-Geräten ist in vermaschten Systemen darüber hinaus eine natürliche Einschränkung des physikalischen Wirkungsradius eines FACTS-Gerätes gegeben. Somit reduziert sich der Umfang notwendiger Koordinationsmaßnahmen. FACTS-Geräte dürfen jedoch andererseits durch ihre Stelleingriffe keine kritischen Ereignisse in benachbarten Netzbereichen auslösen. Das koordinierende Prozessführungssystem muss diese Begrenzungen des notwendigen und möglichen Handlungsspielraumes der FACTS-Geräte berücksichtigen.

- Maßnahmen zur Onlinekoordination von FACTS-Geräten erfordern aufgrund der Notwendigkeit der Autonomie das Vorhandensein von Computational Intelligence (CI). Aufgrund der Vielzahl zu verarbeitender Messgrößen ist dabei ein hohes Aufkommen an Daten zu erwarten, die zwischen dezentralen Einheiten eines EÜS, wie Kraftwerken, FACTS-Geräten und Stationen, ausgetauscht werden müssen. Zusätzlich muss das System im Einklang mit den im Kurzzeitbereich stattfindenden Eingriffen der FACTS-Geräte eine ebenso schnelle Reaktion garantieren. Dies steht im Widerspruch zu der bisherigen Struktur der Leittechnik, in der intelligente Betriebsführungsaufgaben überwiegend zentral angeordnet sind. Daher entstehen relativ lange Antwortzeiten, bis eine daraus resultierende Aktion zur Ausführung gelangt. Die Verarbeitung aller notwendigen Daten in der Netzleitstelle würde zudem dort ein sehr großes Datenvolumen hervorrufen. Die Planung koordinierender Regeleingriffe an zentraler Stelle könnte die erforderlichen kurzen Antwortzeiten nicht einhalten.

Aus diesen Gründen muss die bestehende Leittechnik vor einer Inbetriebnahme von FACTS-Geräten um Möglichkeiten zur Implementierung von CI-Methoden an dezentralen Stellen und Möglichkeiten des schnellen Austausches großer Datenmengen zwischen diesen erweitert werden. Wichtig ist in diesem Zusammenhang die informationstechnische Realisierung von Kommunikationswegen zwischen dezentralen Stellen, ohne die Netzleitstelle für die Verteilung der Information zu nutzen. In kritischen Zeitbereichen muss die Steuerung eines FACTS-Gerätes ausschließlich mit dezentral verfügbaren Informationen auskommen. Dies wird besonders bei der notwendigen schnellen Reaktion auf Fehler bezüglich der Verlangsamung von Arbeitspunktregelungen deutlich.

- Heutige Verbundsysteme zeichnen sich durch eine große Komplexität und Dimension aus. Trotz gegenwärtig verfügbarer leistungsfähiger Rechner wird daher eine automatische Generierung von betriebsmittelspezifischen Koordinationsmaßnahmen für FACTS-Geräte der Forderung nach einer schnellen Onlinekoordination nicht nachkommen können. Beispielhaft sind hier Berechnungen topologischer Informationen sowie systemweite Optimierungen zu nennen. Daher ist es wichtig, dass das koordinierende Prozessführungssystem im Ruhezustand, in dem kein koordinierender Handlungsbedarf besteht, präventiv geeignete konkrete Koordinationsmaßnahmen generiert. Dabei müssen alle Ereignisse berücksichtigt werden, die ausgehend vom aktuellen Betriebszustand eintreten können und koordinierende Eingriffe erfordern. Bei Eintritt eines solchen kritischen Ereignisses können sodann die zuvor generierten Handlungsanweisungen dezentral und unmittelbar abgerufen und mit der notwendigen Geschwindigkeit angewendet werden. Diese Anforderung an das koordinierende Prozessführungssystem wird in [22] als präventive Koordination bezeichnet.

- Autonomie und die automatische Erzeugung präventiver ereignisbezogener Handlungsanweisungen bedingen Funktionen des maschinellen Lernens [55]. Diese Funktionen müssen ebenfalls im zu entwerfenden koordinierenden Prozessführungssystem abgelegt werden. Um Rechenleistung einzusparen, ist das System mit einer geeigneten Datenbankstruktur auszustatten, in der bereits gelerntes Wissen abgelegt wird. Für den Fall der Wiederkehr von Topologien oder Zuständen, für die bereits Handlungsanweisungen gelernt wurden, können diese dann abgerufen werden.

Dieser Anforderungskatalog stellt die Basis für das nachfolgend zu entwickelnde koordinierende Prozessführungssystem dar. Im folgenden Kapitel wird zunächst die Theorie vorgestellt, auf die sich die Entwicklung des Systems stützt.

4 Theorie autonomer Systeme

Wesentliche Aufgabe des Prozessführungssystems ist die Konkretisierung und Ausführung der abstrakten Wissensbasis aller notwendigen Koordinationsmaßnahmen (Tabelle 3.1) mit einem möglichst hohen Grad an Autonomie. Die Theorie autonomer Systeme beschreibt allgemein Prozessführungssysteme, die aufgrund ihrer funktionalen Architektur abstrakt vorgegebene Steuerungsziele selbstständig, d. h. autonom, interpretieren und konkret ausführen können. Sie ermöglichen dieses auch bei stark variierenden Prozesszuständen. Zur Umsetzung der in Kapitel 3 formulierten Aufgaben und spezifizierten Eigenschaften eines übergeordneten, präventiv koordinierenden Prozessführungssystems für FACTS-Geräte in EÜS bietet sich daher das Konzept der autonomen Systeme an [23, 56].

Zur Veranschaulichung folgt eine allgemeine und prozessunabhängige Darstellung von Begriffen, Eigenschaften, Struktur, Architektur und funktionalem Aufbau autonomer Systeme, die zur intelligenten Regelung komplexer technischer Prozesse eingesetzt werden können.

Die Implementierung der Koordinationsmaßnahmen für FACTS-Geräte in das Netzleitsystem setzt voraus, dass die autonome Systemstruktur, die in den folgenden Unterkapiteln beschrieben wird, durch das Netzleitsystem umgesetzt werden kann. Das Netzleitsystem muss zu diesem Zweck um entsprechende Funktionalitäten erweitert werden.

4.1 Begriffsdefinitionen und Eigenschaften autonomer Systeme

Das Konzept der autonomen Systeme bietet die informationstechnische Grundlage einer zentral sowie dezentral, kooperativ arbeitenden Echtzeitsteuerung komplexer Systeme. Es ist einerseits aus Anwendungen von Methoden aus dem Bereich der innovativen Informationsverarbeitungstechnologien und andererseits aus der Synthese dieser Verfahren mit konventionellen Algorithmen hervorgegangen. Dabei bedingt die Bezeichnung eines technischen Systems als autonomes System nicht zwangsläufig die Beschreibung des Anwendungsgebietes. Vielmehr deuten bestimmte Eigenschaften eines technischen Systems auf Autonomie hin.

Autonomie wird dabei definiert als die *Fähigkeit, als ein Element oder eine unabhängige Einheit innerhalb einer ausgedehnten Zeitspanne zu agieren, indem eine Vielfalt bestimmter Handlungen ausgeführt wird, die notwendig sind, um ein vorher bestimmtes Ziel zu erreichen.* Dabei wird auf Anreize reagiert, die von integrierten Sensoren geliefert werden [57]. Das impliziert insgesamt die Fähigkeit, ohne menschliche Hilfe oder Kontrolle handeln zu können [58].

Ein autonomes System besteht allgemein aus autonomen Komponenten, so genannten autonomen oder intelligenten Agenten. In [59] wird ein intelligenter Agent wie folgt definiert:

Ein intelligenter Agent ist ein in eine Umgebung integriertes Computersystem, das in der Lage ist, diese Umgebung wahrzunehmen und darin autonom zu agieren, während es gleichzeitig bestimmte Aufgaben ausführt, für die es entwickelt worden ist.

Ein intelligenter Agent besitzt die Kompetenz, mit ähnlichen Agenten zusammenzuarbeiten. Wird innerhalb eines autonomen Systems eine Anfrage an eine autonome Komponente gerichtet, bearbeitet die Komponente diese Anfrage somit autonom, so dass nur das Ziel der Anfrage vorgegeben wird und der Weg zum Ergebnis selbstständig gewählt wird. Je stärker diese Eigenschaft ausgeprägt ist, desto höher ist der Grad an Autonomie der autonomen Komponente bzw. des autonomen Systems.

Ein autonomes System wird als autonomes Regelungssystem bezeichnet, wenn es hauptsächlich zur Regelung eines Prozesses eingesetzt wird und folgende Eigenschaften hat:

- Es kann die Reaktion des Prozesses aufgrund von Systemzuständen oder Ereignissen, die lokal bestimmt werden können, verändern und
- die Reaktionen des Gesamtsystems beurteilen, um daraus kontinuierlich die Reglerwirkung zu optimieren und Erfahrungen in zukünftige Handlungspläne umzusetzen.

Ein autonomes System wird als autonome Komponente bezeichnet, wenn es Bestandteil eines komplexen technischen Prozesses ist. Wird die Reaktion dieses Systems darüber hinaus durch die Kommunikation mit weiteren autonomen Komponenten innerhalb dieses Prozesses bestimmt, dann wird diese zielgerichtete Kommunikation als Kooperation bezeichnet. Eine autonome Komponente ist durch Kooperation in der Lage, anderen autonomen Komponenten Handlungsbeschränkungen oder Handlungsverstärkungen aufzuerlegen, um betriebliche Teilziele möglichst optimal zu erreichen.

Wesentliche charakteristische Eigenschaften autonomer Systeme sind

- Toleranz gegenüber Störungen,
- Orientierung an vorgegebenen Aufgaben,
- Fähigkeit, automatisch Handlungsabfolgen zu planen,
- Transparenz der ausgeführten Handlungsabfolgen und deren Planung,
- automatische Adaption an Struktur- und Parameteränderungen des Prozesses,
- Selbstorganisation,
- Lernfähigkeit und
- dezentral angeordnete CI-Methoden.

Sie führen dabei in der praktischen Anwendung zu folgenden Vorteilen innerhalb des Gesamtsystems:

- Betrieb ohne notwendige menschliche Intervention oder Überwachung,
- einfachere Lokalisierung, Abgrenzung und Behebung von Störungen innerhalb des technischen Prozesses,
- höhere Verfügbarkeit des Gesamtsystems,
- kurze Reaktionszeiten und
- hohes Maß an Anpassungsfähigkeit an wechselnde Zustände, einschließlich neuer Zustände, die erstmalig eintreten.

Autonome Systeme werden auf dem Gebiet der Robotik angewendet [56], sowie im Bereich der Produktionsautomatisierung [60] und der Fahrzeugsteuerung [61]. Dort wird ein hierarchisches Konzept zur Anwendung von autonomen Systemen für ein Verkehrsleitsystem vorgestellt.

Anwendungen aus dem Bereich der elektrischen Energieversorgung sind bereits mehrfach vorgeschlagen worden. Zur Steigerung der Zuverlässigkeit und der Wartbarkeit werden in [62] autonome Komponenten als zukünftige offene Systemarchitektur für Leitwarten vorgeschlagen. Am Beispiel der Fehleranalyse in Energieübertragungssystemen wird dort ein Ansatz zum Entwurf und zur Entwicklung von autonomen Komponenten vorgestellt. In [63] wird die Lösungsstruktur der autonomen Systeme auf die Netzsicherheitsplanung angewendet.

Bei zunehmender Größe und Komplexität des Prozesses können autonome Systeme in schwierig diagnostizierbaren oder zeitkritischen Zuständen selbstständig Entscheidungen treffen und Eingriffe in den Prozess vornehmen. Gegenüber einem menschlichen Prozessbediener können sie viel mehr Informationen gleichzeitig und in kürzerer Zeit berücksichtigen. Auch bei geringer Erfahrung des Prozessbedieners ist der Einsatz eines autonomen Systems von Vorteil. In [64] wurden vor diesem Hintergrund Anwendungen eines autonomen Expertensystems zum Energiemanagement einer im Inselbetrieb arbeitenden Photovoltaikanlage, zum Netzwiederaufbau großer Energieversorgungssysteme und zur Planung von Schaltsequenzen behandelt.

Autonome Agenten werden in [65] eingesetzt, um Verhandlungsaktivitäten in liberalisierten Märkten automatisiert auszuführen. Diese Agenten suchen in Analogie zu menschlichen Marktteilnehmern mögliche Partner für einen Zusammenschluss und verhandeln sodann selbsttätig mit anderen Agenten. Dort werden menschliche Akteure zwar nicht gänzlich durch intelligente Agenten ersetzt, es werden ihnen jedoch wesentliche Prozesse der Entscheidungsfindung durch Agenten abgenommen. Das setzt voraus, dass der Agent Verhaltensweisen und Neigungen des menschlichen Benutzers lernen kann und mit ihm zusammenarbeitet [59].

Bei der Entwicklung eines autonomen Regelungssystems ist Autonomie als Ziel anzusehen, welches durch den Einsatz intelligenter Regler erreicht werden kann. Dabei können sowohl Verfahren aus dem Bereich der konventionellen Regelungstechnik als auch Verfahren aus dem Bereich der innovativen Informationsverarbeitungstechnologien zum Einsatz kommen. Ein autonomes Regelungssystem muss die Eigenschaft haben, erforderliche Stellgrößensequenzen zu planen, um eine gegebene Aufgabe zu lösen. Darüber hinaus muss es über die Eigenschaft verfügen, sowohl mit anderen autonomen Komponenten, als auch mit dem Betriebspersonal zu kommunizieren. Um diese Eigenschaften zu erreichen, müssen konventionelle Regelungssysteme mit Verfahren zur Handlungsplanung, Entscheidungsfindung, Diagnose etc. zusammenarbeiten. Diese Erweiterung bedingt einerseits den Entwurf von autonomen Komponenten, die Aufgaben aus dem Bereich der Diagnose und Optimierung vornehmen und in diesem Sinne zur Realisierung höherwertiger Prozessführungsfunktionen eingesetzt werden können. Andererseits erfordert ein autonomes System Komponenten zur Realisierung eines Regelungssystems.

4.2 Architektur

Die Darstellungsweise dieses Abschnittes stützt sich auf Ausführungen in [56] und [61], aus denen ein vollständiges Architekturkonzept autonomer Systeme zur Prozessführung entwickelt und aufbereitet wird.

In Anlehnung an die Definition autonomer Systeme kann deren Architektur in verschiedene Komponenten, die miteinander kommunizieren, untergliedert werden. Die Funktionalität dieser Komponenten ergibt sich aus der Platzierung in unterschiedlichen Hierarchieebenen eines Prozesses. Die Realisierung dieser Komponenten ist durch eine spezielle Aufgabe, z. B. eine Regelung oder Überwachung, vorbestimmt. Dadurch entsteht ein autonomes System aus mehreren autonomen Komponenten, die nebeneinander arbeiten.

Hier wird ein verallgemeinerter Ansatz gewählt, bei dem ein autonomes System aus miteinander kooperierenden autonomen Komponenten (Agenten) besteht, die jeweils die Eigenschaften „Management”, „Koordination” und „Ausführung” besitzen. Jede dieser Eigenschaften wird durch eine Instanz innerhalb einer autonomen Komponente repräsentiert (siehe Bild 4.1).

Die Kommunikationsmöglichkeiten autonomer Komponenten untereinander werden nicht vorstrukturiert, und es wird eine Architektur gewählt, bei der autonome Komponenten mit unterschiedlich stark ausgeprägten Eigenschaften bezüglich „Management“, „Koordination“ und „Ausführung“ ausgestattet sind (integrierte Architektur). Dadurch wird die Eigenschaft der Selbstorganisation durch den Aufbau beliebiger Kommunikationswege zugelassen. Hervorzuheben ist, dass die Kommunikationswege zwischen autonomen Komponenten unabhängig von deren hierarchischer Anordnung zugelassen werden.

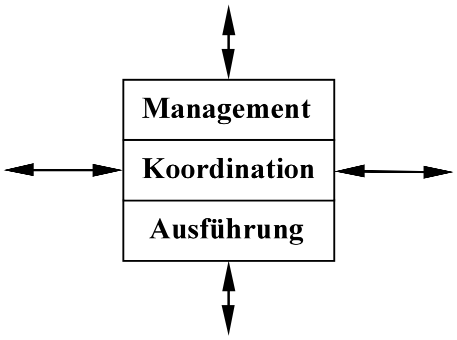


Bild 4.1: Struktur einer autonomen Komponente

Eine ideale Form autonomer Systeme ist eine flache Anordnung autonomer Agenten ohne jegliche Hierarchie, in der nur laterale Kommunikationsverbindungen auftreten [66]. Basierend auf der systemtechnischen Realisierung des Prozesses der Energieübertragung wird hier jedoch beim Entwurf einer Referenzarchitektur autonomer Komponenten der Prozess in drei Hierarchiestufen untergliedert. Diese Aufteilung folgt in Anlehnung an das hierarchische Modell der Prozessleittechnik nach [67]. Sie macht keine Angaben über die räumliche Platzierung der autonomen Komponenten, sondern stellt lediglich eine informationstechnische Untergliederung dar. Danach ergibt sich abhängig von den betrachteten Eingangs- und Ausgangsinformationen eine Unterteilung in

- Einzelleitebene,
- Gruppenleitebene,
- Prozessleitebene.

Das autonome System besteht damit aus gleichartig aufgebauten autonomen Komponenten, die Methoden zum „Management”, zur „Koordination” und „Ausführung” besitzen, die auf den unterschiedlichen Hierarchieebenen verschieden stark ausgeprägt sein können. Der Ausführungsteil umfasst das konkrete Weiterleiten von Handlungsanweisungen an andere autonome Komponenten und die Überwachung der Umsetzung. Die Handlungsanweisungen werden von der Instanz „Management“ generiert, die abstrakte Teilziele aus einer höheren Abstraktionsebene interpretiert und verschiedene Aufteilungsvarianten entwickeln, bewerten und auswählen kann. Des Weiteren formuliert diese Instanz den Koordinationsbedarf zum Erreichen von abstrakten Zielen. Die autonomen Komponenten auf der untersten Ebene besitzen aufgrund der Nähe zum Prozess eine besonders ausgeprägte Ausführungskomponente. Auf höheren Leitebenen bekommen der Management- und der Koordinationsteil eine größere Bedeutung (siehe Bild 4.2). Dadurch sind die Aufgaben autonomer Komponenten auf der Gruppen- und besonders auf der Prozessleitebene durch einen höheren Abstraktionsgrad gekennzeichnet. Üblicherweise steigt die Antwortzeit des autonomen Systems in Bezug auf eine dezentral auszuführende Handlung von der Einzelleitebene in Richtung der Prozessleitebene.

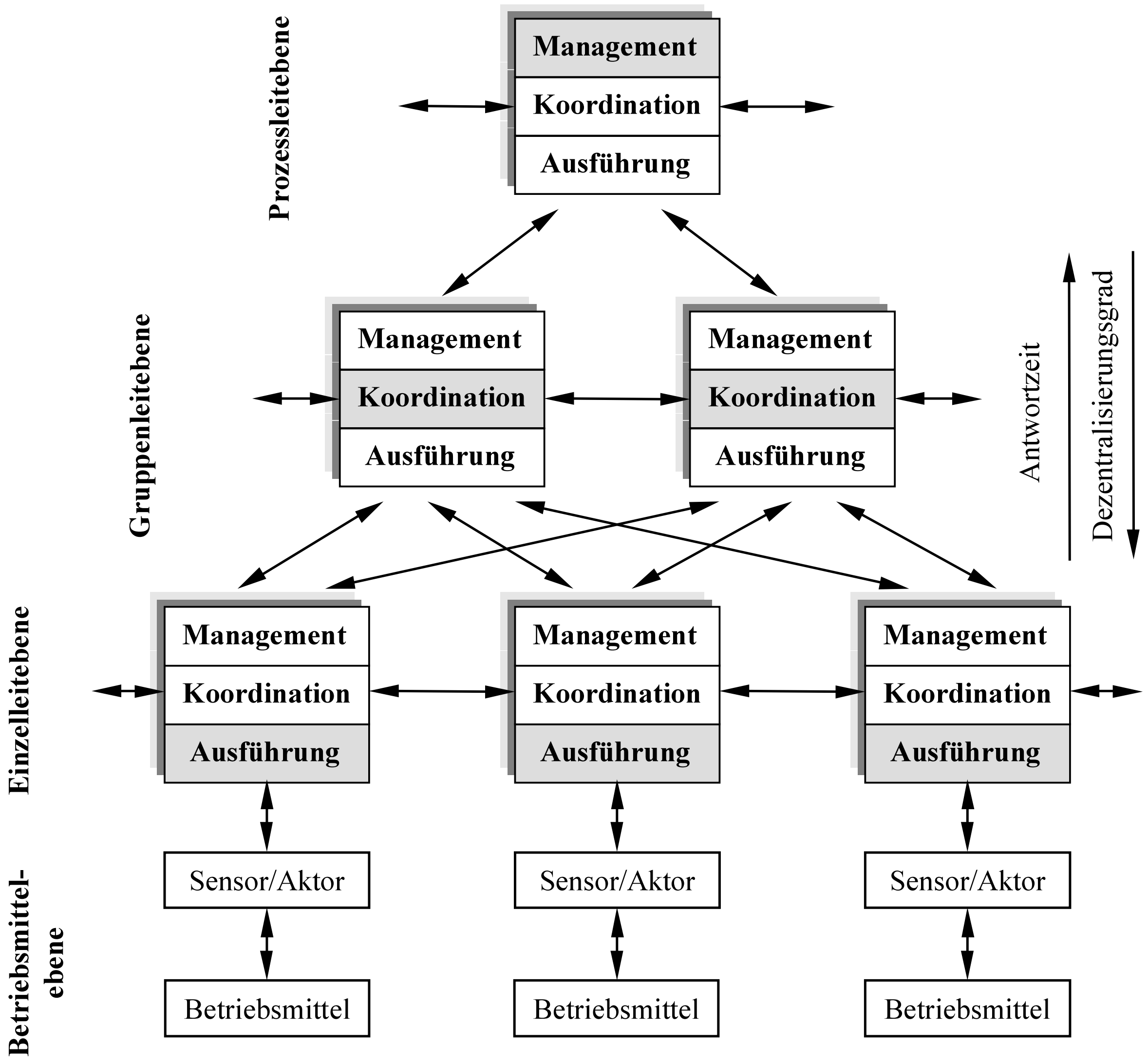


Bild 4.2: Architektur eines autonomen Systems

Teilaufgaben, die schnelle Antwortzeiten erfordern (z. B. Reaktionen auf Störungen), können aus diesem Grund dezentral auf der Ausführungsebene und durch intelligente Eigenschaften wie „Management" und „Koordination" effektiver erfolgen, während zeitlich unkritische Aufgaben weiterhin zentral realisiert werden. In [22] wird für die Prozessleittechnik eine Reaktionsklassifikation beschrieben, in der bestimmten leittechnischen Teilaufgaben Prioritäten zugeordnet werden. Dadurch kann im Zusammenhang mit autonomen Systemen der Handlungsablauf der autonomen Komponenten bestimmt werden.

Die Struktur der autonomen Systeme ermöglicht die weitere Verwendung bestehender Verfahren und leittechnischer Einrichtungen, die um geeignete Methoden zur Kooperation, Handlungsbeschränkung und -verstärkung bzw. CI-Methoden erweitert werden.

In den folgenden Unterkapiteln werden autonome Komponenten und ihre Aufgaben prozessunabhängig auf allen Leitebenen näher betrachtet.

4.2.1 Einzelleitebene

Die Architektur autonomer Komponenten auf der Einzelleitebene ist durch die Generierung von Stellgrößen bestimmt. Die Sensorik und Stellglieder spiegeln die physikalische Kopplung der autonomen Komponente mit dem Prozess wider. Hier müssen alle messbaren und im Rahmen der Informationsverarbeitung des Gesamtsystems erforderlichen Daten aufgenommen werden. Ein Teil davon wird als Eingangsgrößen für die momentan aktiven Regler über die Informationsverteilungseinheit weitergeleitet. Im Hinblick auf eine Handlungsbeurteilung dieser Komponenten durch andere Komponenten wird die Systemantwort als Folge der aufgeschalteten Stellgröße analysiert, um daraus Informationen bezüglich der Effektivität der Regelungsaktion abzuleiten. Damit kann einerseits in der betriebsmittelnahen Komponente eine Parameteradaption vorgenommen und andererseits den Komponenten, die hauptsächlich planerische Aufgaben durchführen, die erforderliche Rückkopplung gegeben werden (siehe Bild 4.3).

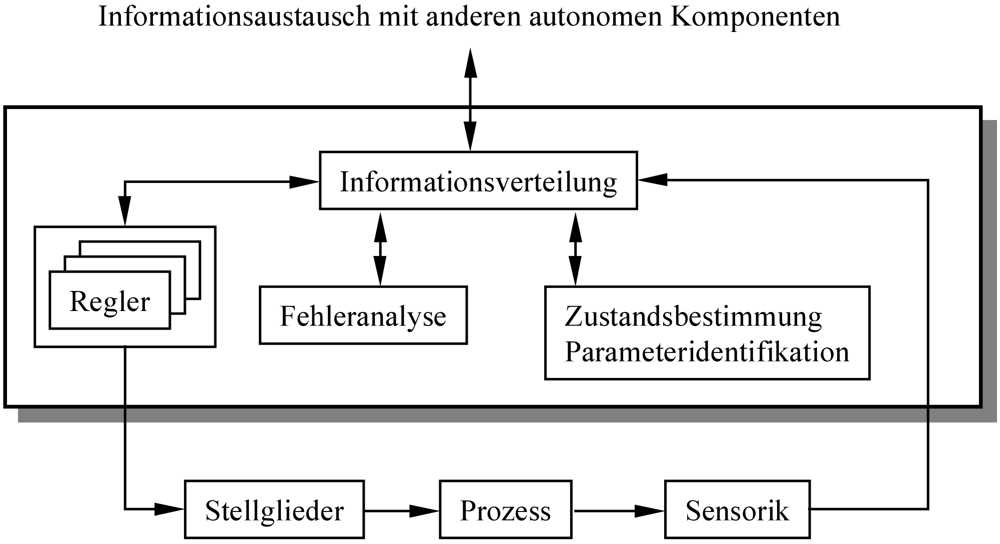


Bild 4.3: Architektur einer autonomen Komponente auf der Einzelleitebene

Das Regelungssystem besteht aus einer Vielzahl von konventionellen Regelungseinheiten, deren Parameter Adaptionsmechanismen unterworfen sind. Dabei werden sowohl die durch die Sensorik aufgenommenen Messwerte als auch geschätzte Zustandsgrößen weiterverarbeitet, um während der Regelung die Parametrierung des Reglers an den Betriebszustand anzupassen. Die hier implementierten Algorithmen können die gesamte Bandbreite der adaptiven Regelungen umfassen.

Die Kommunikation mit anderen autonomen Komponenten ermöglicht die Vorgabe von Sollwerten, Gütemaßen und Strukturvorgaben.

Die Instanz zur Informationsverteilung hat die Aufgabe, bedarfsorientiert Informationsflüsse bezüglich der aufgenommenen Messdaten, Zustandsabschätzungen und Parameteridentifikationen zu koordinieren. Da sich die Reglerstrukturen sowie die Algorithmen zur Parameteridentifikation und Zustandsabschätzung während des Betriebes ändern können, besteht hier die Notwendigkeit einer Informationsübertragung zwischen den in dieser autonomen Komponente realisierten Instanzen ebenso wie zwischen dieser und weiteren autonomen Komponenten.

Autonome Systeme sind in der Lage, Parameteränderungen in den Regelungssystemen zu planen. Im Hinblick darauf werden in der Instanz zur Zustandsbestimmung und Parameteridentifikation die Parametersätze der aktiven Regelkreise auf ihre Eignung bezüglich des Betriebszustandes überprüft und gegebenenfalls modifiziert. Die Methoden, nach denen ein Zustand klassifiziert werden kann, welche Messdaten dafür geeignet sind und welche qualitativen Änderungen des Regelkreises daraus folgen, werden über den Kommunikationspfad von weiteren autonomen Komponenten vorgegeben. Zusätzlich dient der Kommunikationspfad zur Erfragung von Statusinformationen.

Die Instanz zur Fehleranalyse ermittelt Fehler im Betrieb der autonomen Komponente, die einerseits durch den Ausfall eines Regelungssystems oder andererseits durch physikalische Defekte im Bereich der Stellglieder oder Sensorik auftreten. Ähnlich der Funktionalität der Instanz zur Zustandsbestimmung und Parameteridentifikation werden hier Informationen über die erreichbare Funktionalität der autonomen Komponente vorgehalten.

4.2.2 Gruppenleitebene

Autonome Komponenten, die auf der Gruppenleitebene eingesetzt werden, wirken vorwiegend koordinierend. Diese autonomen Komponenten erhalten Anweisungen, vordefinierte Regelungsaufgaben zu gewährleisten. Diese werden zerlegt und in Form von Regelalgorithmen und Identifikationsverfahren an die autonomen Komponenten der Einzelleitebene weitergeleitet (siehe Bild 4.4). Über die Instanz Funktionalitätsbestimmung und Funktionalitätsdelegation wird basierend auf den Eingangsinformationen benachbarter autonomer Komponenten die Funktionalität der betriebsmittelnah angeordneten autonomen Komponenten bestimmt. Hier kann in bestimmtem Maße auf Fehlreaktionen im System reagiert und durch geeignete Handlungspläne ein gestörtes System in den sicheren Zustand überführt werden.

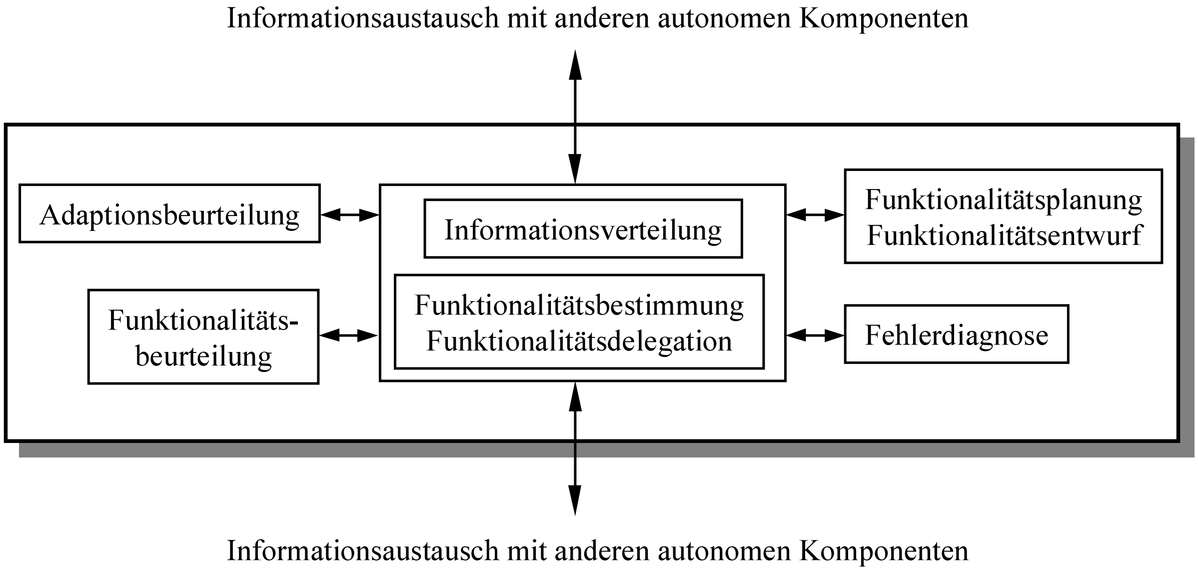


Bild 4.4: Architektur einer autonomen Komponente auf der Gruppenleitebene

Die durch die Instanz Funktionalitätsbestimmung erstellten Regeleingriffe werden durch die Instanz Funktionalitätsdelegation an autonome Komponenten der Einzelleitebene delegiert. Beispielsweise ist hier aufgrund der Kenntnis der in einer betriebsmittelnahen autonomen Komponente verfügbaren Regelalgorithmen deren Verhalten bestimmbar. Die Entscheidung, welches Verhalten geeignet ist, kann unter Verwendung der lokal verfügbaren oder erfragbaren Informationen getroffen werden.

Neben der Festlegung und Delegation des Systemverhaltens bezüglich anderer autonomer Komponenten können zusätzlich Methoden weitergeleitet werden, die eine Zustandsbestimmung und Parameteridentifikationen erfordern. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, betriebsmittelnahe autonome Komponenten derart zu beeinflussen, dass diese ohne vorherige Kommunikation auf unerwartete Ereignisse vollständig dezentral reagieren können (Übermittlung von Ereignis-Reaktions-Mustern).

Zusätzlich zu dieser koordinierenden Eigenschaft ist eine Kommunikation zwischen verschiedenen autonomen Komponenten derselben Hierarchieebene erforderlich, um geeignete Informationen über den Prozesszustand und die aktiven Betriebsmittel zu erhalten. Die Instanz Informationsverteilung bereitet Informationen für die Instanzen derselben autonomen Komponente auf. Eine weitere Aufgabe ist die geeignete Zerlegung von Handlungsaufträgen der auf der Prozessleitebene angeordneten autonomen Komponente mit dem Ziel, über einen möglichst weiten Betriebsbereich des Prozesses eine angepasste Regelung zu gewährleisten.

Im Hinblick auf eine kontinuierliche Verbesserung des Verhaltens dieser autonomen Komponente gewinnt die Eigenschaft des Lernens an Bedeutung. Dadurch wird erreicht, dass Ereignis-Reaktions-Muster und Parametersätze für Regelungssysteme generiert werden können.

Darüber hinaus können - in Analogie zu einer Bedienperson - vollständig neue Regel-, Adaptions- und Identifikationsalgorithmen, die durch die Prozessleitebene vorgegeben werden, unmittelbar in die Funktionalitätsbestimmung einbezogen werden.

Die Instanz Funktionalitätsbeurteilung führt basierend auf den verfügbaren Daten eine Wertung der Effektivität der delegierten Funktionalitäten durch. Hier wird entschieden, aufgrund welcher Informationen eine Veränderung der Funktionalität der betriebsmittelnahen autonomen Komponenten erfolgen soll. Um diese Entscheidung treffen zu können, sind Informationen bezüglich der aktuellen Betriebsführungsstrategie erforderlich, die von den autonomen Komponenten der Prozessleitebene erfragt werden muss. Im Rahmen der Adaptionsbeurteilung wird in Analogie zur Funktionalitätsbeurteilung geprüft, ob ein zuvor delegierter Adaptionsalgorithmus bezüglich der Betriebssituation geeignet ist.

Die Aufgabe der Fehlerdiagnose ist die Überwachung und Parametrierung der in den betriebsmittelnahen autonomen Komponenten angeordneten Fehlererkennungen. Zusätzlich hat die Instanz Fehlerdiagnose die Aufgabe, eine Konsistenzanalyse durchzuführen, so dass fehlerhafte Reaktionen der autonomen Komponenten, die durch Störungen in der Sensorik, der Stellglieder und auch im Kommunikationssystem entstehen, vermieden werden.

Die Instanz Funktionalitätsentwurf generiert Methoden, mit denen auf in der Entwurfsphase der betriebsmittelnah angeordneten autonomen Komponenten nicht berücksichtigte Ereignisse angemessen reagiert werden kann. Dazu sind Informationen der Fehlerdiagnose ebenso erforderlich wie Daten bezüglich des aktuellen Betriebszustandes. Eine weitere wichtige Aufgabe besteht darin, die Ereignis-Reaktions-Muster zu generieren, aufgrund derer die Instanzen Funktionalitätsbestimmung und -delegation die Funktionalität der auf der Einzelleitebene arbeitenden autonomen Komponenten festlegen.

Ausgehend von der Bedarfsermittlung durch die Instanz Funktionalitätsbestimmung werden durch die Funktionalitätsplanung unter Einbeziehung potenzieller Veränderungen im Prozess neue Funktionalitäten entwickelt. Diese Instanz generiert bei der Forderung, den gesamten Prozess in einen neuen Betriebszustand zu überführen, u. a. die erforderlichen nacheinander einzustellenden Regelungseigenschaften der betriebsmittelnahen autonomen Komponenten.

Zur Realisierung dieser Eigenschaften einer autonomen Komponente der Gruppenleitebene eignen sich besonders wissensbasierte Verfahren, die aufgrund der Verarbeitung von Heuristiken einen transparenten Entwurf der einzelnen Instanzen ermöglichen.

4.2.3 Prozessleitebene

Autonome Komponenten der Prozessleitebene arbeiten mit Informationen, die ein leittechnisches Prozessabbild in der Leitwarte repräsentieren. Darüber hinaus ist über eine Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS) die Kommunikation mit einem Prozessbediener möglich (siehe Bild 4.5).

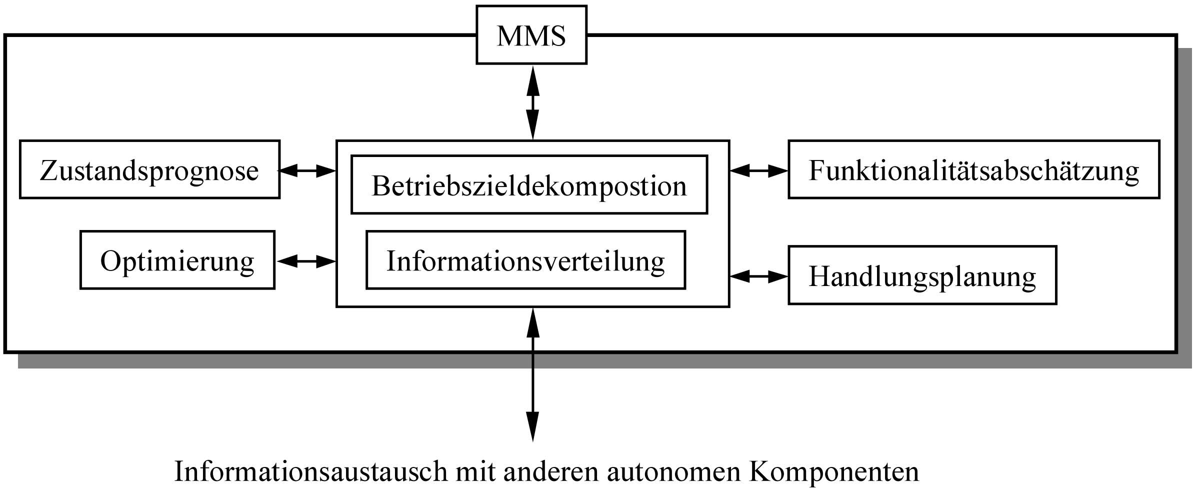


Bild 4.5: Architektur einer autonomen Komponente auf der Prozessleitebene

Die Hauptaufgabe dieser autonomen Komponente besteht in der Dekomposition einer Betriebsaufgabe mit der einhergehenden Planerstellung zur Aufgabenerfüllung. Über die Instanz Funktionalitätsabschätzung wird die Kommunikation dieser autonomen Komponente mit weiteren autonomen Komponenten bestimmt, da nicht gewährleistet sein kann, dass der empfangene Handlungsauftrag vollständig durch diese autonome Komponente bearbeitet werden kann. Darüber hinaus besteht die Aufgabe der Funktionalitätsabschätzung darin, die von der Handlungsplanung generierten Handlungspläne autonomen Komponenten derselben oder anderer Hierarchieebenen zuzuordnen. Unter Berücksichtigung einer Zustandsprognose besteht hier die Möglichkeit, im Rahmen der Handlungsplangenerierung prognostizierbares Prozessverhalten zu berücksichtigen. Bei der Umsetzung von Handlungsaufträgen auf der Prozessleitebene können Optimierungsrechnungen zum Erreichen optimaler Betriebszustände notwendig sein, die ebenfalls durch autonome Komponenten auf dieser Leitebene ausgeführt werden.

4.2.4 Zusammenfassung der Referenzarchitektur

In Zusammenfassung ergibt sich für die hier beschriebene Referenzarchitektur eines autonomen Systems ein informationstechnisch hierarchischer Aufbau, bei dem die Instanzen „Management“, „Koordination“ und „Ausführung“ unter Verwendung unterschiedlich abstrakter Informationen arbeiten (siehe Tabelle 4.1).

Diese Zusammenfassung verdeutlicht die den einzelnen Hierarchieebenen zugeordnete Funktionalität. Während auf der Prozessleitebene vorwiegend eine Aufgabendekomposition und Handlungsplangenerierung realisiert wird, gewährleistet die Gruppen- und Einzelleitebene eine koordinierende Prozessführung von Betriebsmitteln. Unter Bezug auf diese allgemeine, prozessunabhängige Referenzarchitektur eines autonomen Systems sind die einzelnen Funktionalitäten in der Schutz- und Leittechnik für EÜS näher spezifizierbar.

Tabelle 4.1: Funktionalität der autonomen Komponenten der allgemeinen Referenzarchitektur

	Planung	**Koordination**	**Ausführung**
Prozess-leitebene	• Zerlegung eines Betriebszieles in Teilaufgaben • Prüfung der Realisierbarkeit von Betriebszielen • Planung optimaler Aufgabenverteilungen	• Koordination der Durchführung von Prozesseingriffen unter Einbeziehung der Funktionalität weiterer autonomer Komponenten	• Kommunikation mit Bedienpersonal • Informationsaustausch mit weiteren autonomen Komponenten
Gruppen-leitebene	• Bestimmung von Verfahren zur Adaption, Regelung, Zustandserkennung etc. • Generierung von Ereignis-Reaktions-Mustern	• Koordination der Systemidentifikationsverfahren • Bestimmung autonomer Komponenten für den Informationsaustausch • Ermittlung des Änderungsbedarfes im Verhalten weiterer autonomer Komponenten	• Erfragen und Bereitstellung von Informationen • Auslösung von Strukturumschaltungen
Einzel-leitebene	• Adaption von Parametern des Regelkreises unter Anwendung vorgegebener Algorithmen	• Informationsverteilung innerhalb der Komponente und mit anderen autonomen Komponenten	• Anwendung gegebener Regelalgorithmen • Anwendung von Adaptionsverfahren • Ausführung von Strukturumschaltungen aufgrund gegebener Ereignis-Reaktions-Muster

4.3 Technische Realisierung

Um aus einem System zur Prozessführung ein autonomes System mit den genannten Eigenschaften und der vorgestellten Architektur zu entwickeln, müssen einerseits intelligente Softwarekomponenten in das System integriert werden, mit denen die einzelnen Aufgaben der autonomen Agenten realisiert werden. Andererseits müssen geeignete Erweiterungen bezüglich der Hardware vorgenommen werden, um beispielsweise schnell und dezentral Daten zwischen autonomen Komponenten auszutauschen. Die Spezifikation der Algorithmen, die in den einzelnen autonomen Komponenten umgesetzt werden sollen, ist nur unter Kenntnis des zu beherrschenden Prozesses möglich. Sie ist für die autonome Regelung in FACTS Gegenstand des nächsten Kapitels. Dabei wird die Frage, welche Voraussetzungen bezüglich der Hardware zu schaffen sind, um die Implementierung des autonomen Systems zu ermöglichen, im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht behandelt. Dazu sei auf die Literaturstellen [68] und [69] verwiesen. Der Vollständigkeit halber sollen hier jedoch grundsätzliche Fragestellungen in prägnanter Form angesprochen werden.

In heutigen Netzleitsystemen für Energieversorgungssysteme findet ein direkter Datenaustausch aufgrund der zentralisierten Struktur der Leittechnik hauptsächlich zwischen leittechnischen Komponenten auf unterschiedlichen Hierarchieebenen statt und weniger zwischen Komponenten, die sich auf derselben Leitebene befinden. Ist ein Daten- oder Informationsfluss zwischen leittechnischen Komponenten auf gleicher Leitebene notwendig, so wird in der Regel der Kommunikationsweg über eine übergeordnete Komponente geschlossen. Wesentliches Merkmal des vorgestellten Architekturkonzeptes autonomer Systeme ist jedoch, dass als Voraussetzung der Selbstorganisation zwischen allen Komponenten des Systems bedarfsabhängig direkte Kommunikationsverbindungen aufgebaut werden können. Damit diese Forderung gewährleistet werden kann, muss das betreffende Netzleitsystem mit modernen Verfahren der Kommunikationstechnik ausgestattet werden. Dazu zählen Feldbus-Technologien, Netzwerktechnologien, wie LAN/WAN-Technologien, sowie Kopplungen zwischen Datennetzen. Ein Lösungsansatz dazu wird in [70] vorgeschlagen. In diesem Zusammenhang ist das ATM-Verfahren zur Datenübertragung in LAN und WAN hervorzuheben, mit dem es möglich ist, multimediale Daten in effizienter Weise zu übertragen.

Ein weiteres Merkmal heutiger Netzleitsysteme ist die zentrale Abwicklung intelligenter Verfahren der Betriebsführung durch Prozessrechner bzw. menschliches Eingreifen auf der Netzleitebene. Im Sinne einer Verkürzung der Reaktionszeiten und einer unüberwachten Betriebsweise erfordern autonome Systeme zusätzlich die Anordnung von CI-Methoden an dezentraler Stelle (d. h. Management- und Koordinationsaufgaben auf der Einzel- und der Gruppenleitebene). Auch dieser Punkt kann nur durch geeignete Erweiterungen der Hardware bestehender Leitsysteme erreicht werden. In [68] wird dazu ein Stationsleitsystem als verteiltes Rechnersystem vorgeschlagen.

4.4 Gegenüberstellung von Eigenschaften und Anforderungen

Nachdem die Eigenschaften autonomer Systeme und deren allgemeines Architekturkonzept vorgestellt wurden, werden an dieser Stelle die in Abschnitt 3.3 genannten Anforderungen an das koordinierende Prozessführungssystem den Eigenschaften autonomer Systeme gegenübergestellt. Tabelle 4.2 zeigt, welche Eigenschaften autonomer Systeme im Einzelnen den Anforderungen entsprechen.

Tabelle 4.2: Zuordnung von Eigenschaften und Anforderungen

Anforderungen an das koordinierende Prozessführungssystem	**Korrespondierende Eigenschaften autonomer Systeme**
Konkretisierung und Realisierung der Koordinationsmaßnahmen als abstrakt formulierte Prozessziele	2, 3, 5, 6, 7
Sicherstellung, dass primäre Aufgaben der FACTS-Geräte erfüllt werden	2
Unabhängigkeit der Wirkungsweise vom Systemzustand	5
Hohe Geschwindigkeit der Koordinationsmaßnahmen bei gleichzeitig hoher Komplexität ⇒ Autonomie ohne notwendiges menschliches Eingreifen	3, 4, 5, 6, 7, 8
Berücksichtigung der Begrenzungen des Handlungsspielraumes	3, 5, 6
Implementierung von CI-Methoden an dezentralen Stellen	8
Schneller Austausch großer Datenmengen zwischen dezentralen Stellen	6 (Aufbau beliebiger Kommunikationswege)
Präventive Koordination	1, 2, 3, 5, 6, 7
Maschinelles Lernen	6, 7

Eigenschaften autonomer Systeme:	▼
Toleranz gegenüber Störungen	1
Orientierung an vorgegebenen Aufgaben	2
Fähigkeit, automatisch Handlungsabfolgen zu planen	3
Transparenz der ausgeführten Handlungsabfolgen und deren Planung	4
automatische Adaption an Struktur- und Parameteränderungen des Prozesses	5
Selbstorganisation	6
Lernfähigkeit	7
dezentral angeordnete CI-Methoden	8

Die Zuordnung lässt deutlich erkennen, dass das Konzept der autonomen Systeme sehr gut geeignet ist, um das koordinierende Prozessführungssystem zu realisieren und motiviert ein solches Vorgehen. Das folgende Kapitel befasst sich eingehend mit dieser Thematik.

5 Synthese des autonomen Regelungssystems für FACTS

Nachdem in Kapitel 3 die Anforderungen an das koordinierende Prozessführungssystem für FACTS in Form der notwendigen Koordinationsmaßnahmen und technischen Randbedingungen formuliert worden sind, wurde im vorhergehenden Kapitel das theoretische Konzept autonomer Systeme erläutert. In diesem Kapitel wird das koordinierende Prozessführungssystem für FACTS-Geräte als autonomes System entwickelt. Dabei ist es nicht erforderlich, möglichst alle allgemeinen Funktionalitäten eines autonomen Systems gemäß Kapitel 4 abzubilden. Im Vordergrund steht vielmehr die zuverlässige Umsetzung der Anforderungen an das System (siehe Abschnitt 3.3). Die in Form generischer Regeln ausgedrückten Koordinationsmaßnahmen werden als abstrakte Handlungsanweisungen oder Betriebsziele aufgefasst, die von der Netzleitebene vorgegeben werden und durch das autonome System konkretisiert werden müssen. Statt der in Kapitel 4 verwendeten Begriffe für die Leitebenen eines technischen Prozesses werden in Anlehnung an die Leittechnik von EÜS die entsprechenden Begriffe Feld-, Stations- und Netzleitebene verwendet.

Eigene Vorarbeiten zu einzelnen Realisierungen wurden bereits in [71]-[75] veröffentlicht. Zu jeder notwendigen Koordinationsmaßnahme wird die jeweilige Realisierung dieser Teilaufgabe innerhalb des gesamten autonomen Systems in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt. Tabelle 5.1 ordnet vorab die wichtigsten Komponenten des autonomen Systems in einer Gesamtübersicht den in Kapitel 3 erläuterten Koordinationsmaßnahmen zu.

Tabelle 5.1: Zuordnung der autonomen Komponenten zu den Koordinationsmaßnahmen

<table>
<tr><th></th><th>Abschnitt 5.1</th><th>Abschnitt 5.2</th><th>Abschnitt 5.3</th><th>Abschnitt 5.5</th></tr>
<tr><td><i>Ereignis</i></td><td><i>BTM-Überlastung</i></td><td><i>BTM-Ausfall</i></td><td><i>Fehler</i></td><td><i>Veränderung des Betriebszustandes</i></td></tr>
<tr><td><i>Reaktion</i></td><td><i>Sollwertanpassung</i></td><td colspan="2"><i>Adaption der Arbeitspunktregler</i></td><td><i>Aktualisierung der Dämpfungsreglerparameter</i></td></tr>
<tr><td colspan="5">Autonome Komponenten (AK)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Netzleitebene</td><td colspan="3">AK zur Topologieanalyse</td><td>AK zur Analyse der Dynamik</td></tr>
<tr><td colspan="2">AK zur Berechnung der Einflüsse</td><td></td><td>AK zur Parameteroptimierung mit SA</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Stations- und Feldleitebene</td><td>AK zur Handlungsbestimmung bei Überlast</td><td colspan="2">AK zur Fuzzy-Regelgenerierung</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>Zustandsautomat</td><td>AK zur Behandlung des Sonderfalls</td><td rowspan="2">Fuzzy-Modul 2</td></tr>
<tr><td>überlagerte Integral-Regelung</td><td>Fuzzy-Modul 1</td></tr>
</table>

Die autonomen Komponenten werden in den betreffenden Abschnitten im Einzelnen erläutert. Bei der Entwicklung des autonomen Systems ist bei den einzelnen Koordinationsaufgaben eine sukzessive Umsetzung der Maßnahmen von der Feldleitebene hin zur Netzleitebene sinnvoll. Auf diese Weise werden Aufgaben mit einem niedrigen Abstraktionsgrad, wie sie vornehmlich auf der Feldleitebene zu finden sind, vor Aufgaben auf den höheren Leitebenen gelöst, die durch einen höheren Abstraktionsgrad gekennzeichnet sind.

5.1 Überlastung von Betriebsmitteln

Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, kann ein leistungsflussregelndes FACTS-Gerät, beispielsweise ein UPFC, überlastete Betriebsmittel, die sich auf seinem Regelungs- oder einem Parallelpfad befinden, durch gezielte Veränderung der Sollwerte seiner Leistungsflussregelung entlasten (siehe auch Regel Nr. 1 in Tabelle 3.1). Im Folgenden wird erläutert, wie ein autonomes Regelungssystem im Netz auftretende Betriebsmittelüberlastungen automatisch durch Sollwertanpassungen leistungsflussregelnder FACTS-Geräte abbaut. Diese Sollwertanpassungen bei Betriebsmittelüberlastungen beziehen sich auf die Sollwerte für den Wirkleistungsfluss leistungsflussregelnder FACTS-Geräte. Der Blindleistungsfluss wird zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen nicht gezielt verändert. Da für die Belastung von Betriebsmitteln der tatsächlich fließende Strom über die Betriebsmittel und für die Überlastung der thermische Grenzstrom entscheidend ist, stellt die ausschließliche Betrachtung des Wirkleistungsflusses eine Näherung dar, die in [3] und [15] als zulässig erachtet wird, da Überlastungen bzw. Engpässe im Übertragungsnetz in erster Linie durch Wirkleistungstransporte ausgelöst werden. Die anderen lokalen FACTS-Regler werden durch diese Maßnahmen nicht beeinflusst, da alle Regler, wie in Kapitel 2 beschrieben, unabhängig voneinander arbeiten.

5.1.1 Autonome Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene

Zunächst wird in Bild 5.1 das Strukturbild aufgezeigt, das alle zur Lösung der Aufgabe notwendigen Elemente des autonomen Regelungssystems auf der Feld- und Stationsleitebene enthält. Die folgenden Abschnitte behandeln sukzessive die einzelnen Teilkomponenten. Zur Wahrung der Allgemeinheit wird ein EÜS mit mehreren integrierten UPFC vorausgesetzt.

Der Vektor $\boldsymbol{P}_k$ bezeichnet den Vektor der Wirkleistungsflüsse aller Betriebsmittel. Der Vektor $\boldsymbol{P}$ enthält nur die für UPFC$_{ij}$ relevanten Elemente des Vektors $\boldsymbol{P}_k$. $\boldsymbol{P}_{max}$ enthält die maximal zulässigen Wirkleistungsflüsse dieser Betriebsmittel.

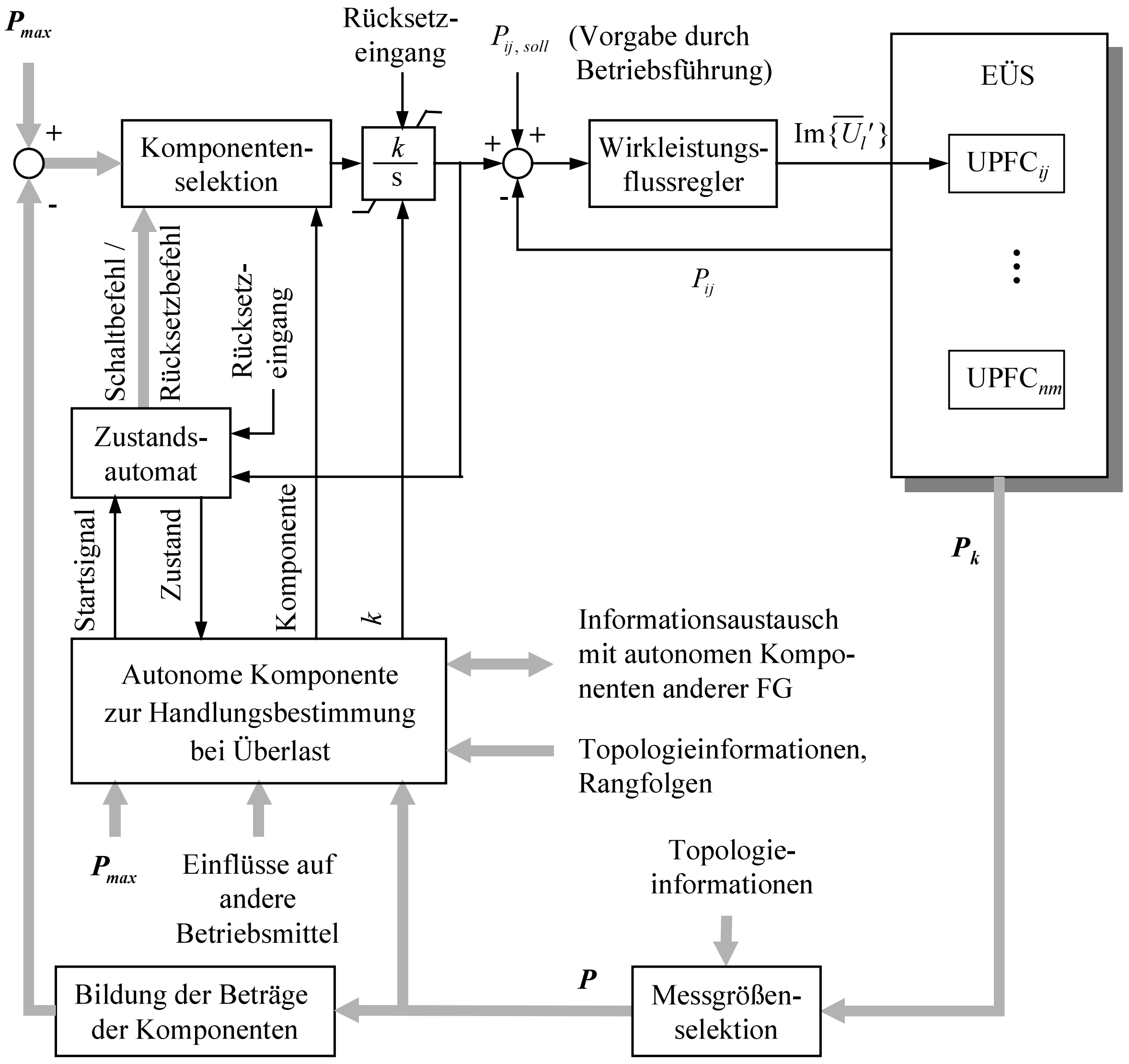


Bild 5.1: Wirkleistungsflussregler mit überlagertem I-Regler von UPFC_{ij}

5.1.1.1 Integral-Regler

Die Veränderung des Sollwertes der Wirkleistungsflussregelung geschieht auf dezentraler Ebene durch einen überlagerten Integral-Regler gemäß des Strukturbildes in Bild 5.1. Folgende Vorteile dieser Art von Regler sind für seinen Einsatz ausschlaggebend:

- Es kann keine bleibende Regelabweichung auftreten.
- Der Eingriff durch den Regler ist transparent.
- Mehrere Übertragungselemente im Einflussbereich des FACTS-Gerätes müssen gleichzeitig überwacht werden. Die Sensitivitäten der Leistungsflüsse über diese Elemente bezüglich des P-Sollwertes können hinsichtlich ihrer Wirkungsrichtungen gegensätzlich

sein. Hier bietet sich die Veränderung des Vorzeichens der Übertragungskonstante k des I-Reglers je nach ausgewähltem überlasteten Übertragungselement im EÜS als eine unkomplizierte Anpassung an.

- Die Stabilität der auf diese Weise entstandenen Kaskadenstruktur des Regelkreises ist gewährleistet, sofern der innere Regelkreis, der durch den Wirkleistungsflussregler als PI-Regler gebildet wird, schneller ist als der äußere Regelkreis, der durch den Integral-Regler gebildet wird. Durch eine vergleichsweise kleine Einstellung der Übertragungskonstante k des I-Reglers kann dies leicht erzielt werden.

Die gemessenen Wirkleistungsflüsse $\boldsymbol{P}$ der Betriebsmittel im Einflussbereich werden als Regelgrößen zurückgeführt. Eine Überlastung eines Betriebsmittels wird durch eine Überschreitung des maximalen Wirkleistungsflusses erkannt. Wird auf diese Weise im Einflussbereich des UPFC$_{ij}$ eine Betriebsmittelüberlastung detektiert, so erzeugt der Integral-Regler nach seiner Aktivierung einen zusätzlichen Sollwert für den Wirkleistungsfluss P_{ij}, um die Überlastung auf diesem Übertragungselement vollständig abzubauen. Der dem Integral-Regler zugeführte Sollwert entspricht dem Betrag des maximalen Wirkleistungsflusses über das überlastete Betriebsmittel. Der Regler regelt somit den Wirkleistungsfluss auf dem überlasteten Betriebsmittel auf den gerade noch zulässigen Maximalwert P_{max} aus. Die aktuellen Wirkleistungsflüsse über die zu überwachenden Übertragungselemente sowie die maximal zulässigen Beträge als Sollwerte sind in den Vektoren in Gl. (5.1) zusammengefasst.

$$\boldsymbol{P} = \begin{pmatrix} P_{x1y1} \\ P_{x2y2} \\ \vdots \\ P_{xnyn} \end{pmatrix}, \quad \boldsymbol{P}_{max} = \begin{pmatrix} P_{x1y1,max} \\ P_{x2y2,max} \\ \vdots \\ P_{xnyn,max} \end{pmatrix} \tag{5.1}$$

Dabei kann aufgrund der gegebenen Netztopologie der UPFC$_{ij}$ Einfluss auf die Leistungsflüsse über die Übertragungselemente 1, 2, ..., n nehmen[3]. Topologieinformationen bestimmen, welche Betriebsmittel dies sind, so dass aus dem Vektor der Wirkleistungsflüsse aller Betriebsmittel $\boldsymbol{P_k}$ durch eine Messgrößenauswahl die betreffenden Komponenten ausgewählt werden können. Bei gleichzeitigem mehrfachen Auftreten von Überlastungen kann ein leistungsflussregelndes FACTS-Gerät nicht mehr als eine Betriebsmittelüberlastung gezielt beeinflussen, da die Anpassung des P-Sollwertes für ein FACTS-Gerät nur einen Freiheitsgrad zur Beeinflussung des EÜS darstellt. Aus diesem Grund wählt der Block „Komponentenselektion“ nach dem Empfang eines Schaltbefehls von einem Zustandsautomaten eine Komponente des Summenvektors $\boldsymbol{P_{max}} - \boldsymbol{P}$ aus, die für das Übertragungselement gilt, dessen

---

[3] In der gewählten Nomenklatur wird für ein allgemeines konventionelles Betriebsmittel i der Anfangsknoten mit xi und der Endknoten mit yi bezeichnet.

Überlastung abgebaut werden soll. Auf welche Weise dies geschieht, wird im nächsten Abschnitt erläutert.

5.1.1.2 Zustandsautomat

Die Aktivierung und Deaktivierung der überlagerten Integral-Regelung geschieht über die Ansteuerung des Blockes „Komponentenselektion" durch einen Zustandsautomaten. Dieser kann zwei definierte Zustände einnehmen, die mit „I-Regelung aktiv" und „I-Regelung inaktiv" bezeichnet werden. Ist zu einem bestimmten Zeitpunkt aus dem Vektor $\boldsymbol{P}_{max} - \boldsymbol{P}$ eine Komponente ausgewählt, so ist die Integral-Regelung aktiv, und die Überlastsituation des gewählten Übertragungselementes wird gegenwärtig abgebaut. Ist keine Komponente ausgewählt, so wird dem Integrierglied der Wert 0 zugeführt, die Integral-Regelung ist inaktiv. Eine Aktivierung der Regelung durch den Zustandsautomaten kann nur aus dem Ruhezustand heraus erfolgen, d. h. wenn der Ausgang des Integriergliedes Null beträgt. Bei der Aktivierung durch den Schaltbefehl des Zustandsautomaten wird die betreffende Komponente des Vektors $\boldsymbol{P}_{max} - \boldsymbol{P}$ ausgewählt und aufgeschaltet, bis die Regelung zu einem späteren Zeitpunkt deaktiviert wird. Nach erfolgter Aktivierung der Regelung und dem Abbau der Überlastsituation des selektierten Betriebsmittels bleibt der Zustand „I-Regelung aktiv" so lange erhalten, bis die Ursache der Überlastsituation nicht mehr besteht. Dieses erfährt der Integral-Regler durch einen sich ändernden Leistungsfluss P_{xiyi} auf dem selektierten Betriebsmittel i. Er verringert dadurch den Betrag seiner Stellgröße, bis diese schließlich den Wert 0 erreicht. Auf dem zuvor überlasteten Betriebsmittel kann sich also ein Wirkleistungsfluss unterhalb des Maximalwertes ohne einen korrigierenden Eingriff des Integral-Reglers einstellen. Der Integral-Regler wird sodann durch den Zustandsautomaten deaktiviert, indem dieser einen Rücksetzbefehl an den Block „Komponentenselektion" liefert. Dadurch wird dem Integrierglied wieder der Wert 0 zugeführt. Die Regelung kann zusätzlich über je einen Rücksetz-Eingang des Integriergliedes und des Zustandsautomaten deaktiviert werden. Dies ist erforderlich, wenn durch die Betriebsführung neue P-Sollwerte übermittelt werden, durch die die Überlastung ebenfalls dauerhaft beseitigt wird, und geschieht gemäß Bild 3.3 zyklisch.

Der Zustandsgraf des Automaten in Bild 5.2 verdeutlicht dessen Funktionsweise. Der Eingangsvektor $\boldsymbol{x}_z = (x_1 \;\; x_2 \;\; x_3)$ und der Ausgangsvektor $\boldsymbol{y}_z = (y_1 \;\; y_2)$ enthalten Boolesche Variablen mit folgenden Bedeutungen:

x_1:	Ausgang des Integriergliedes ungleich Null
x_2:	Startsignal
x_3:	Rücksetzen
y_1:	Schaltbefehl
y_2:	Rücksetzbefehl

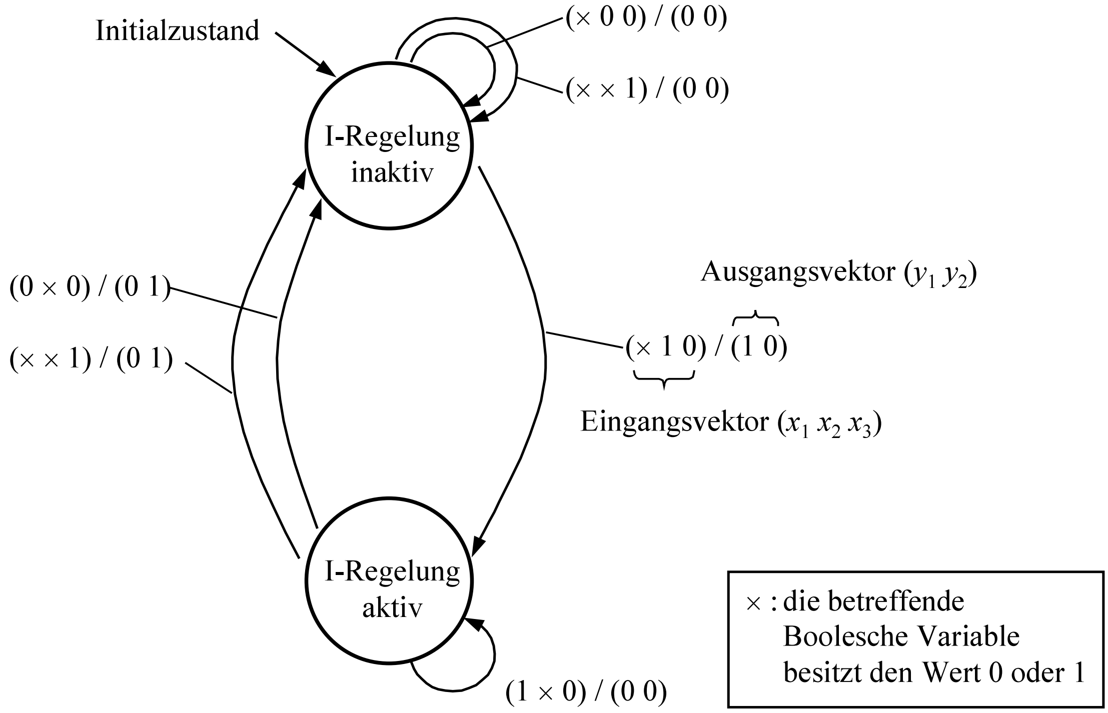


Bild 5.2: Zustandsgraf des Zustandsautomaten

Die Strategie, nach der das Startsignal für die Integral-Regelung zum Abbau einer Überlastsituation auf einem überwachten Betriebsmittel an den Zustandsautomaten gegeben wird, wird von einer autonomen Komponente zur Handlungsbestimmung umgesetzt.

5.1.1.3 Autonome Komponente zur Handlungsbestimmung bei Überlast

Die einzelnen Aufgaben dieser autonomen Komponente sind aufgrund der vielen verschiedenen Fälle hinsichtlich Netztopologie und Lastfluss, die bei der Entscheidungsfindung zum Ausregeln einer Überlastsituation zu beachten sind, sehr komplex. Sie können mit den Begriffen Zustandsbestimmung, Funktionalitätsplanung, Funktionalitätsentwurf, Funktionalitätsprognose und Informationsaustausch zunächst allgemein überschrieben werden. An dieser Stelle sollen im ersten Schritt alle Aspekte, die zum Treffen einer Entscheidung durch die autonome Komponente berücksichtigt werden müssen, erläutert werden. Abschließend werden diese Aspekte zur Darstellung der gesamten Funktionsweise in einem Ablaufdiagramm miteinander verknüpft.

Die autonome Komponente agiert grundsätzlich nur, sofern sich der Zustandsautomat im Zustand „I-Regelung inaktiv“ befindet. Nur in diesem Zustand ist das Signal zum Start der Regelung und Auswahl einer Komponente des Vektors $\boldsymbol{P}_{max} - \boldsymbol{P}$ für die Ausregelung sinnvoll.

Der autonomen Komponente werden online Informationen über den tatsächlichen und den maximal zulässigen Wirkleistungsfluss aller zu überwachenden Betriebsmittel dezentral zugeführt. Die Komponente prüft aus diesen Daten, ob Überlastsituationen vorliegen und entscheidet selbstständig, ob Handlungsbedarf besteht. Das geschieht durch kontinuierliche Berechnung des Ausdruckes in Gl. (5.2).

$$b_i = P_{xiyi,max} - \left|P_{xiyi}\right| \quad \forall\; i = 1,2,\ldots,n \tag{5.2}$$

Ist der Wert von b_i für das Betriebsmittel i größer oder gleich Null, so liegt keine Überlastung vor, ist der Wert kleiner als Null, ist das Betriebsmittel überlastet. Kurzfristige Überlastungen von Betriebsmitteln können bei einem Betrieb nahe ihrer Belastungsgrenzen bei Leistungspendelungen nach kleinen oder größeren Störungen auftreten. Solche Überlastungen gefährden üblicherweise den sicheren Betrieb nicht. Damit das autonome System in diesen Fällen nicht kurzfristige und damit unnötige Sollwertanpassungen vornimmt, liefert die autonome Komponente bei einer Überlast nur dann das Startsignal zum Zustandsautomaten, wenn sichergestellt ist, dass bei einer detektierten Überlastung der eingeschwungene Zustand vorliegt. Dies geschieht durch die Berechnung eines Gütemaßes, das quantifiziert, wie stark eine Leistungspendelung abgeklungen ist bzw. ob eine solche überhaupt vorliegt. Das Gütemaß ist durch das in Bild 5.3 als Strukturbild abgebildete Funktional innerhalb der autonomen Komponente realisiert.

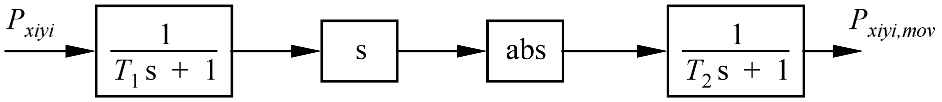


Bild 5.3: Strukturbild des Gütemaß-Funktionals

Wird auf dieses System ein Signal P_{xiyi} gegeben, das eine abklingende Schwingung repräsentiert, so wird durch Tiefpassfilterung, Differenziation, Bildung des Absolutbetrages und erneute Tiefpassfilterung ein Ausgangssignal $P_{xiyi,mov}$ gebildet, das zunächst einen großen Wert annimmt, der mit abklingender Schwingung geringer wird. Ermittelt die autonome Komponente bei einem überlasteten Betriebsmittel gleichzeitig bei allen überwachten Betriebsmitteln einen geringen Wert von $P_{xiyi,mov}$, so kann davon ausgegangen werden, dass die Überlastung im eingeschwungenen Zustand des Systems vorliegt. Die Zeitkonstanten der Tiefpassfilter T_1 und T_2 müssen einmalig in Abhängigkeit des charakteristischen Schwingungsverhaltens des EÜS so gewählt werden, dass das Ausgangssignal eine sichere Unterscheidung zwischen schwingendem und eingeschwungenem Zustand erlaubt. Der Zahlenwert $P_{mov,e}$, den das Signal $P_{xiyi,mov}$ unterschreiten muss, damit eine Schwingung von P_{xiyi} als abgeklungen bezeichnet werden kann, wird als Empfindlichkeit der autonomen Regelung zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen aufgefasst und muss ebenfalls einmalig eingestellt werden.

Zunächst wird das am stärksten überlastete Betriebsmittel für eine Regelung ausgewählt. Danach muss die notwendige Wirkungsrichtung einer P-Sollwertveränderung des UPFC zum

Abbau der Betriebsmittelüberlastung ermittelt werden. Die Berechnung der Wirkungsrichtung einer P-Sollwertveränderung auf ein bestimmtes Betriebsmittel im Einflussbereich des UPFC geschieht wie folgt mit Hilfe der Generation Shift Distribution Factors (GSDF) [76]. Die Definition der GSDF beruht auf der Gleichstromlastflussberechnung, in der nur Wirkleistungen betrachtet werden. Die relativ geringe Fehlertoleranz der GSDF von maximal 5 % [76] rechtfertigt hier deren Verwendung. Basierend auf einem in [77] vorgestellten stationären Modell eines UPFC kann eine Modellierung gemäß Bild 5.4 angewendet werden, die sich nur auf Wirkleistungsbeziehungen stützt.

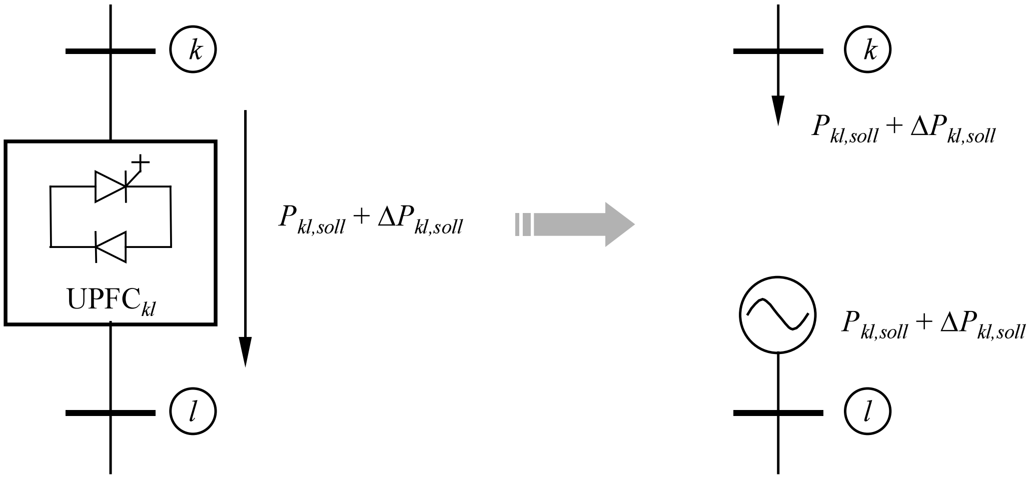


Bild 5.4: Vereinfachtes UPFC-Modell

Aufgrund der Linearität und des daraus folgenden Superpositionsprinzips gilt bei einer Änderung des P-Sollwertes des UPFC$_{kl}$ um $\Delta P_{kl,soll}$ für die Änderung des Wirkleistungsflusses ΔP_{xiyi} über ein beliebiges anderes konventionelles Betriebsmittel i der folgende Ausdruck.

$$\Delta P_{xiyi} = a_{xiyi,k}\left(-\Delta P_{kl,soll}\right) + a_{xiyi,l}\,\Delta P_{kl,soll} \tag{5.3}$$

Dabei sind $a_{xiyi,k}$ und $a_{xiyi,l}$ die GSDF für eine Änderung der Wirkleistungsinjektion an den Knoten k bzw. l bezüglich der Änderung des Wirkleistungsflusses über das Betriebsmittel i. Die GSDF hängen lediglich von der Netzwerkkonfiguration ab und sind unabhängig von den Wirkleistungsinjektionen an den Knoten. Der Einfluss einer P-Sollwertänderung des UPFC$_{kl}$ auf den Wirkleistungsfluss über das Betriebsmittel i von Knoten xi nach Knoten yi wird daraus abgeleitet und wie folgt definiert:

$$e_{i,kl} := -a_{xiyi,k} + a_{xiyi,l} \tag{5.4}$$

Die Einflüsse auf alle zu überwachenden Betriebsmittel werden auf der Netzleitebene bestimmt und der autonomen Komponente zugeführt. Mit Gl. (5.5) wird das Vorzeichen der

Übertragungskonstante k des I-Reglers für den UPFC$_{kl}$ bestimmt, das die Wirkungsrichtung der Regelung zum Abbau der Überlast auf Betriebsmittel i repräsentiert.

$$\operatorname{sign}(k) = \operatorname{sign}(P_{xiyi}) \cdot \operatorname{sign}(e_{i,kl}) \tag{5.5}$$

Der Betrag von k kann prinzipiell konstant bleiben und wird so eingestellt, dass die Regelgeschwindigkeit für die Ausregelung von Überlastungen aller Betriebsmittel ausreichend ist und zusätzlich die Stabilität gewährleistet ist (siehe S. 58).

Darüber hinaus muss eine Handlungsprognose durchgeführt werden. Durch diese wird ermittelt, ob die Wirkungsrichtung einer P-Sollwertveränderung des UPFC nicht gegensätzlich bezüglich zweier überlasteter Betriebsmittel ist. Ist dies der Fall, so würde der Abbau einer Überlastung des ausgewählten Betriebsmittels eine noch stärkere Überlastung des anderen Betriebsmittels bewirken. Somit ist keine Handlungsmöglichkeit durch den betreffenden UPFC gegeben, so dass ein Handlungsauftrag an einen eventuell vorhandenen anderen UPFC weitergegeben werden muss, in dessen Einflussbereich sich das überlastete Betriebsmittel befindet.

Zusätzlich muss im Rahmen der Handlungsprognose geprüft werden, ob durch den einzuleitenden Ausregelvorgang andere Betriebsmittel in Überlast geraten können. Dies kann eintreten, wenn mehrere Betriebsmittel nahe ihrer Belastungsgrenze betrieben werden, da durch den potenziellen Ausregelvorgang üblicherweise eine erhebliche Verschiebung der Wirkleistungsflüsse stattfindet. Diese Handlungsprognose wird ebenfalls unter Verwendung der GSDF durchgeführt. Die zum Abbau der Überlast auf dem vorläufig gewählten Betriebsmittel i voraussichtlich notwendige P-Sollwertveränderung lässt sich näherungsweise durch Gl. (5.6) berechnen.

$$\Delta P_{kl,soll} = \operatorname{sign}(k) \frac{P_{xiyi,\max} - |P_{xiyi}|}{|e_{i,kl}|} \tag{5.6}$$

Unter Kenntnis des so ermittelten Wertes für $\Delta P_{kl,soll}$ lässt sich unter Verwendung von Gl. (5.3) der Einfluss der Regelung auf den Wirkleistungsfluss aller anderen Betriebsmittel im Einflussbereich errechnen. Nur wenn für alle anderen Betriebsmittel j folgende Ungleichung (5.7) erfüllt ist, wird der Ausregelvorgang für das vorläufig gewählte Betriebsmittel keine Überlastung anderer Betriebsmittel zur Folge haben.

$$\left| P_{xjyj} + (\Delta P_{kl,soll} \cdot e_{j,kl}) \right| \le P_{xjyj,max} \tag{5.7}$$

Die von der autonomen Komponente zur Handlungsbestimmung bezüglich Überlastungen zu überwachenden Betriebsmittel müssen sich auf Parallelpfaden oder dem Regelungspfad des

UPFC befinden. Die Zuordnung von Regelungs- und Parallelpfaden ist allein von der Netztopologie abhängig und wird im folgenden Abschnitt 5.1.2 näher erläutert. Ist die detektierte Betriebsmittelüberlastung Folge eines Betriebsmittelausfalls, so ist es möglich, dass das überlastete Betriebsmittel nun nicht mehr Teil eines Parallelpfades des UPFC ist, so dass dieser keinen Einfluss mehr auf die Auslastung des überlasteten Betriebsmittels hat. Der Versuch einer Ausregelung des überlasteten Betriebsmittels würde fehlschlagen und sich in einer in die Begrenzung geratenden Stellgröße des UPFC äußern. Um solche unnötigen Reglerreaktionen zu vermeiden, muss von der autonomen Komponente zur Handlungsbestimmung analysiert werden, bei welchen potenziellen Betriebsmittelausfällen der Einfluss des UPFC auf andere Betriebsmittel verschwindet. Im Ruhezustand wird nach dem Empfang von Topologieinformationen über Regelungspfad und alle Parallelpfade von einer höheren Leitebene der Algorithmus in Bild 5.5 ausgeführt, der diese Analyse vornimmt.

```
Wiederhole für alle Betriebsmittel lt, die auf einem Parallelpfad zum FACTS-Gerät liegen
    Wiederhole für alle Pfade p, die das Betriebsmittel lt enthalten
        Wiederhole für alle übrigen Betriebsmittel ül auf dem Pfad p
            Falls Betriebsmittel ül auf mindestens einem anderen
                Pfad außer p liegt, der lt nicht enthält
            Dann kann Überlastung von ül beim Ausfall von lt
                ausgeregelt werden
            Endf
        Endw
    Endw
Endw
```

Bild 5.5: Algorithmus zum Test auf Ausregelbarkeit einer Überlastung bezüglich der Netztopologie

Das Ergebnis des Algorithmus kann in Form einer Tabelle innerhalb der autonomen Komponente abgelegt und nach dem Eintritt eines kritischen Ereignisses abgerufen werden. Dieses Vorgehen ist im Hinblick auf eine schnelle Ausführung von Handlungsanweisungen nach dem Auftreten einer Überlastung wichtig und entspricht der in Kapitel 3 gestellten Forderung nach präventiver Koordination. Damit diese Informationen nach dem Erkennen einer Überlastung berücksichtigt werden können, muss der in dieser Hinsicht relevante Ausfall eines Betriebsmittels der autonomen Komponente des FACTS-Gerätes mitgeteilt werden. Das geschieht im obigen Konzept durch dezentrale Übermittlung des Wirkleistungsflusses. In Bild 5.6 ist schließlich das Ablaufdiagramm der Funktionsweise der Komponente dargestellt.

Die wesentlichen Elemente des Ablaufdiagramms wurden bereits eingehend erläutert. Abschließend sollen zwei noch nicht erwähnte Punkte des Diagramms behandelt werden:

- In verschiedenen Situationen ist die Weitergabe des Handlungsauftrages zum Abbau einer Überlastung mittels P-Sollwertanpassung an ein anderes FACTS-Gerät vorgesehen. Dies ist dann möglich, wenn das überlastete Betriebsmittel im Einflussbereich mehrerer FACTS-Geräte liegt. In diesem Fall wird die Überwachung des Betriebsmittels zunächst dem FACTS-Gerät zugesprochen, das den größten Einfluss auf das Betriebsmittel hat. Für jedes zu überwachende Betriebsmittel wird in der autonomen Komponente die Information abgelegt, welches FACTS-Gerät den nächst kleineren Einfluss auf das Betriebsmittel hat. Wenn es aus den im Ablaufdiagramm genannten Gründen nicht möglich ist, die Überlast durch das FACTS-Gerät abzubauen, kann somit diese Handlungsanweisung an das nächste FACTS-Gerät delegiert werden, ohne dass der Eingriff einer höheren Instanz notwendig ist. Das autonome System organisiert sich dadurch selbst, indem automatisch Handlungsaufträge von dezentraler zu dezentraler Stelle weitergeleitet werden. Kann ein Handlungsauftrag durch die angesprochene autonome Komponente nicht ausgeführt werden, z. B. weil die Regelung des FACTS-Gerätes mit dem Ausregeln einer anderen Überlastung beschäftigt ist, und steht kein weiteres FACTS-Gerät zur Verfügung, an das die Aufgabe delegiert werden kann, so führt dies im Ablaufdiagramm zu einem Stopp des Algorithmus. Das bedeutet nicht, dass die Leistungsfähigkeit des autonomen Systems an ihre Grenzen gestoßen ist, sondern dass die aufgetretene Überlastsituation im Rahmen der technischen Möglichkeiten der FACTS-Geräte nicht abgebaut werden kann. Das Erreichen dieses Zustandes erfordert eine Warnmeldung an das Betriebspersonal und nachfolgende korrektive Eingriffe, wie Schalthandlungen, Veränderungen des Einspeisemusters oder Lastabwurf. Dies kann auch mit Unterstützung von Optimierungsrechnungen [15] geschehen, bzw. als ein Signal zum vorzeitigen Start einer Optimierungsrechnung gemäß Bild 3.3 verstanden werden.

- Sind mehrere Leitungen überlastet und überschneiden sich die Einflussbereiche der FACTS-Geräte, die zum Abbau der Überlastungen verwendet werden sollen, so wird durch die autonomen Komponenten der FACTS-Geräte geklärt, ob die vorgesehenen Regelmaßnahmen entgegengesetzte Wirkungsrichtungen haben. Dazu stellt die autonome Komponente zur Handlungsbestimmung bei Überlast fest, ob die geplante P-Sollwertveränderung ein anderes überlastetes Betriebsmittel, das durch ein weiteres FACTS-Gerät entlastet werden soll, stärker belasten würde. Ist dies der Fall, so wird auch hier der Algorithmus gestoppt. Beide Ausregelvorgänge können dann nicht durchgeführt werden.

Beide Prozeduren sind auf den dezentralen und schnellen Informationsaustausch mit autonomen Komponenten anderer FACTS-Geräte angewiesen und verwenden die in Bild 5.1 eingezeichneten Informationskanäle.

Voraussetzung für die korrekte Arbeitsweise des hier erläuterten Verfahrens zum Abbau von Überlastungen auf der Feld- und Stationsleitebene ist, dass in allen FACTS-Geräten genügend Stellgrößenreserve vorhanden ist, so dass die von der Integral-Regelung vorgegebenen *P*-Sollwerte eingestellt werden können. Erreicht jedoch die Stellgröße eines FACTS-Gerätes während eines Ausregelvorganges ihre Beschränkung, so kann auch hier die Weitergabe an ein anderes FACTS-Gerät zur unterstützenden Ausregelung erfolgen. Dies ist jedoch aus Gründen der Übersichtlichkeit im Ablaufdiagramm nicht berücksichtigt.

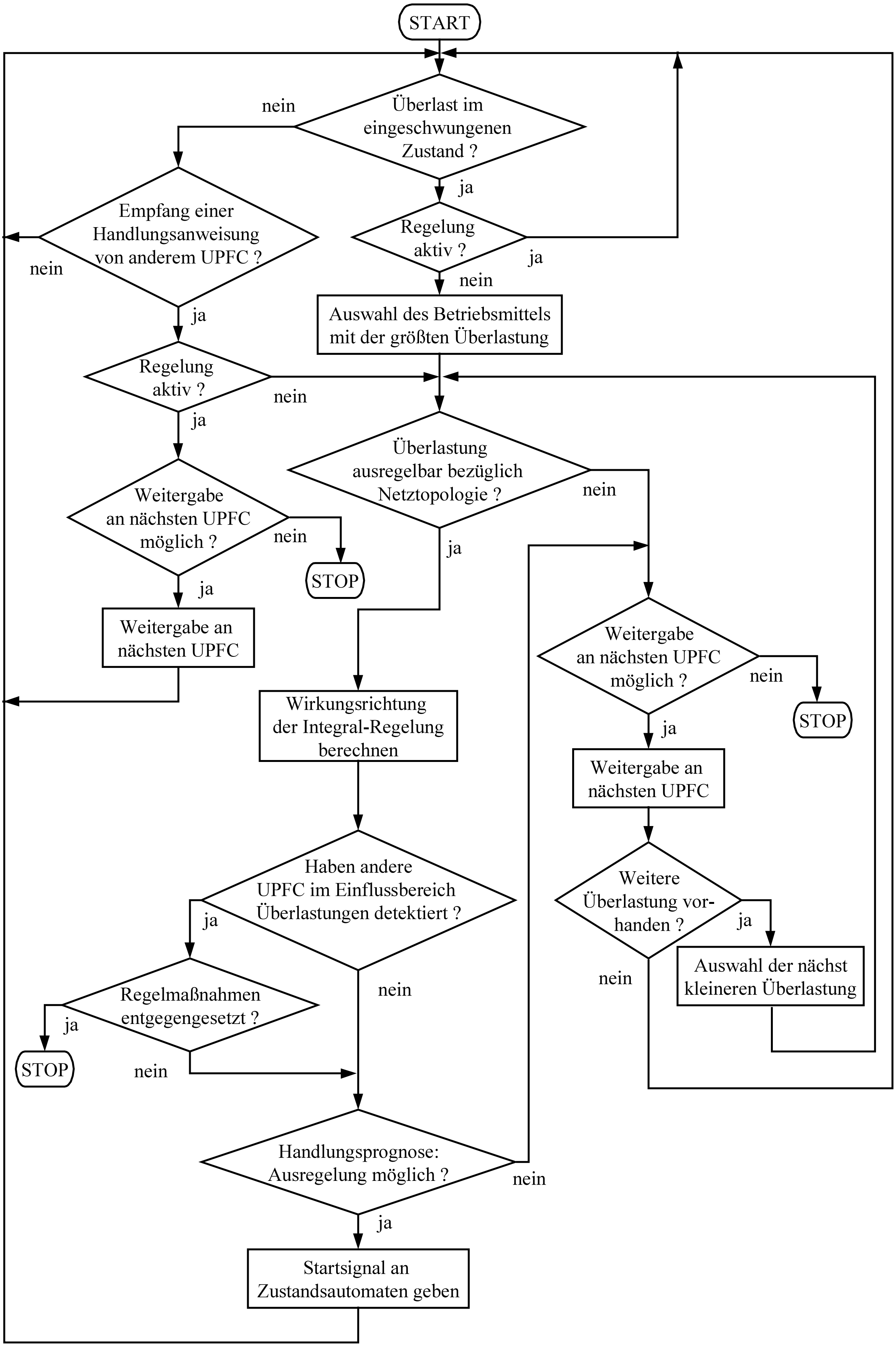


Bild 5.6: Funktionsweise der autonomen Komponente zur Handlungsbestimmung bei Überlast

5.1.2 Autonome Komponenten auf der Netzleitebene

Das im vorhergehenden Abschnitt beschriebene Verfahren setzt auf der Stations- und Feldleitebene genaue Kenntnis über die Topologie des Netzes, in das die FACTS-Geräte eingebettet sind, voraus. Die Topologieinformationen werden einerseits benötigt, um die Auswahl der hinsichtlich einer Überlastung zu überwachenden Betriebsmittel zu treffen, d. h. für die Entscheidung, von welchen Betriebsmitteln Informationen über den Wirkleistungsfluss zurückgeführt werden müssen. Andererseits benötigt die autonome Komponente zur Handlungsbestimmung bei Überlast diese Informationen für den Algorithmus zum Test auf Ausregelbarkeit einer Überlastung bezüglich der Netztopologie. Auf der Netzleitebene muss aus diesen Gründen eine Netztopologieanalyse durchgeführt werden. Darüber hinaus ist die Berechnung der GSDF auf der Netzleitebene vorgesehen. Eine dezentrale Anordnung dieser Funktionen innerhalb des autonomen Systems ist nicht sinnvoll, da für beide Berechnungen das System global betrachtet werden muss. Die Berechnungen sind nicht zeitkritisch, da sie präventiv erfolgen. Ihre Ergebnisse können sodann an die autonomen Komponenten der Feld- und Stationsleitebenen übertragen und dort nach dem Eintritt eines kritischen Ereignisses in Form einer Überlastung unmittelbar genutzt werden.

5.1.2.1 Topologieanalyse

Aufgabe der Netztopologieanalyse ist es im Wesentlichen, Regelungspfade zu erkennen und diesen Regelungspfaden Parallelpfade zuzuordnen. Sie muss nach jeder Topologieänderung erneut ausgeführt werden (vgl. Abschnitt 5.4). Grundlage der Topologieanalyse ist die Grafentheorie. Die Darstellung des Netzwerkes als Grafen geschieht in Form einer Adjazenzmatrix, deren Zeilen- und Spaltenindizes die Knoten des Grafen repräsentieren. Ihre Elemente können nur der Menge $\{0, 1\}$ entstammen. Das Element (i, j) einer Adjazenzmatrix hat den Wert 1, wenn zwischen den Knoten i und j eine Verbindung im Grafen, d. h. eine Kante, existiert. Dabei spielt die Art des Betriebsmittels und deren Parameter, wie z. B. das Ersatzschaltbild oder die Länge einer Leitung, zunächst keine Rolle, sondern nur die Frage, ob zwischen dem Knoten i und dem Knoten j eine Verbindung besteht. Bei umfangreichen Systemen können auch Speicherplatz sparende Adjazenzlisten verwendet werden.

Der gesamte Algorithmus zur Netztopologieanalyse gliedert sich in eine Datenaufbereitung und einen Suchalgorithmus (siehe Bild 5.7).

Die Elimination von Regelungspfaden und Stichleitungen aus der Adjazenzmatrix ist notwendig, um die Anzahl der möglichen Kanten, die bei der Suche nach Parallelpfaden in Betracht gezogen werden, zu minimieren. Stichleitungen sind Kanten, die an einem Knoten enden, mit dem keine weiteren Kanten verbunden sind. Sie können nicht Bestandteil eines Parallelpfades sein.

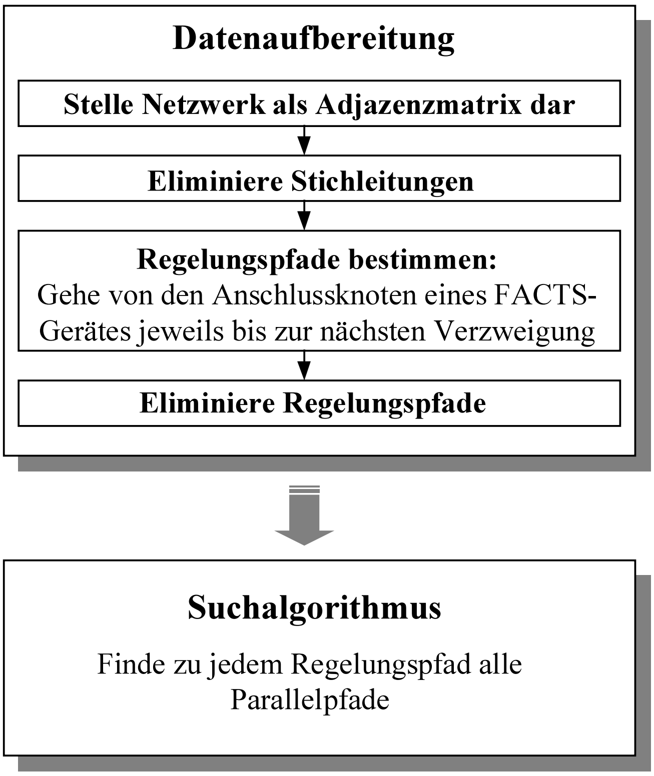
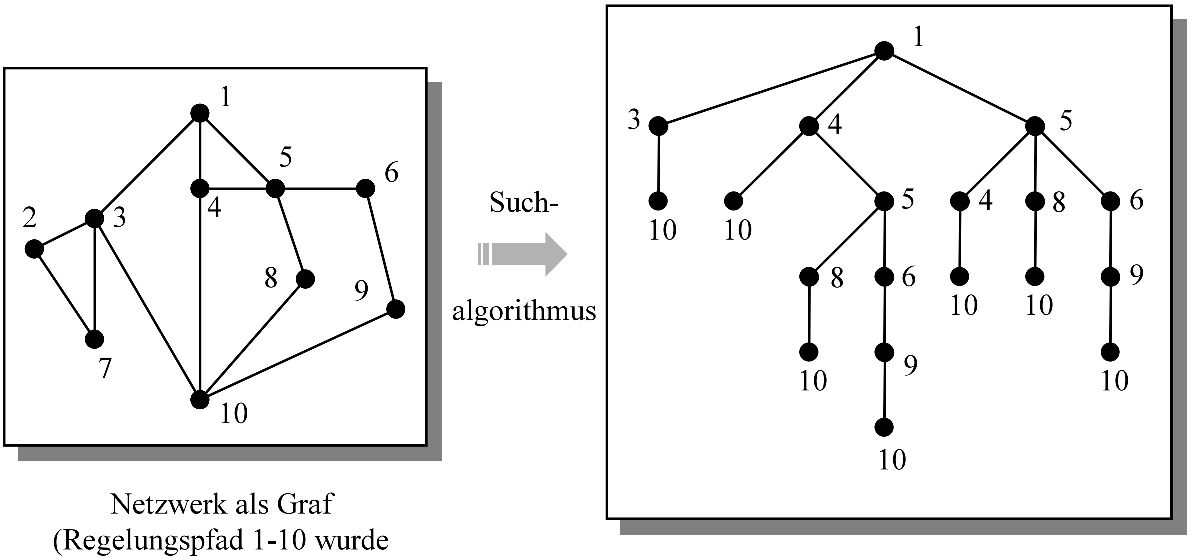


Bild 5.7: Algorithmus zur Netztopologieanalyse

Der im Anschluss an die Datenaufbereitung folgende Suchalgorithmus wurde im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und basiert auf dem Prinzip des Backtracking. Zu einem Regelungspfad gemäß der Definition in Kapitel 3 werden alle möglichen Parallelpfade gesucht. Das geschieht, indem der nach der Datenaufbereitung vorliegende Graf für jeden Regelungspfad auf Verbindungen zwischen Anfangs- und Endknoten durchsucht wird. Der Suchalgorithmus arbeitet rekursiv und führt ein erschöpfendes Durchsuchen aus [78]. Er generiert dazu implizit für jeden Regelungspfad einen Baum, dessen Wurzel der Anfangsknoten des Regelungspfades ist und dessen Blätter durch den Endknoten des Regelungspfades gegeben sind. Die Pfade des Baumes, einschließlich der Wurzel und der Blätter, beschreiben alle möglichen Parallelpfade des Regelungspfades. Sie werden sukzessive abgespeichert, während der Baum generiert wird. Damit nur Pfade in den Baum aufgenommen werden, die am Endknoten des Regelungspfades enden, wird von jedem aktuellen Knoten ausgehend ein Tiefendurchlauf über alle noch nicht besuchten Knoten des Grafen durchgeführt [79]. Damit wird getestet, ob der Endknoten vom aktuellen Knoten aus über noch nicht besuchte Knoten erreichbar ist, und es wird dadurch entschieden, ob sich die weitere Suche lohnt. Auf diese Weise wird zusätzlich das Durchlaufen von geschlossenen Zyklen vermieden. Das folgende Beispiel soll diese Strategie verdeutlichen. In dem einfachen Netzwerk auf der linken Seite in Bild 5.8 sollen alle Pfade von Knoten 1 nach Knoten 10 gefunden werden. Der Algorithmus findet sieben unterschiedliche Pfade, indem er implizit den Baum auf der rechten Seite generiert. Der Pfad 3-2-7-3 stellt dabei einen geschlossenen Zyklus dar und ist daher kein Bestandteil der Parallelpfade.



Netzwerk als Graf
(Regelungspfad 1-10 wurde
zuvor eliminiert)

Baum aller Pfade von Kn.1 nach Kn. 10

Bild 5.8: Beispiel zum Auffinden aller möglichen Pfade zwischen zwei Knoten

Bei einem vollständigen Grafen mit n Knoten entspricht die Anzahl aller möglichen Pfade zwischen zwei beliebigen Knoten ungefähr $n!$. Die Rechenzeit, die zum Auffinden aller Pfade benötigt wird, liegt damit ebenfalls in dieser Größenordnung ($O(n!)$). Das mit diesem Algorithmus lösbare Problem gehört nicht zur Komplexitätsklasse P, zu der alle Probleme gehören, deren worst-case Rechenzeit polynomial beschränkt ist. Diese Klasse wird mit der Klasse der effizient lösbaren Probleme identifiziert [80]. Daher kann kein effizienter Algorithmus gefunden werden.

Bei großen Verbundsystemen, wie z. B. dem UCTE-Netz mit einigen tausend Knoten, wäre das Auffinden aller möglichen Pfade zwischen zwei Netzknoten in akzeptabler Rechenzeit demnach nicht möglich[4]. Der Einfluss von FACTS-Geräten auf entfernt liegende Parallelpfade ist jedoch ohnehin sehr gering, so dass es nicht notwendig ist, alle Pfade zu ermitteln. Das Problem muss also zuvor geeignet reduziert werden. Im folgenden Abschnitt wird u. a. erläutert, wie die Größe des Netzes zur Suche sinnvoll eingeschränkt werden kann, so dass sich der Suchraum für den Algorithmus erheblich verringert.

---

[4] Zum Auffinden von 12 Regelungspfaden mit insgesamt 1051 Parallelpfaden in einem Netzwerk mit 41 Knoten benötigt die MATLAB®-Routine der Topologieanalyse auf einem PC mit Intel Pentium III-Prozessor, 600 MHz, 19 Sekunden. Durch Übersetzung der Routine in maschinenlesbaren Code kann die Rechenzeit um ein Vielfaches reduziert werden.

5.1.2.2 Einfluss der FACTS-Geräte

Der Einfluss einer P-Sollwertänderung des UPFC$_{kl}$ auf den Wirkleistungsfluss beliebiger Betriebsmittel i im Netz wurde bereits in Gl. (5.4) definiert. Damit kann für jedes leistungsflussregelnde FACTS-Gerät ein Einflussbereich ermittelt werden, zu dem alle Betriebsmittel gehören, auf deren Wirkleistungsfluss sich P-Sollwertänderungen des FACTS-Gerätes auswirken. Der Einflussbereich wird dadurch begrenzt, dass alle Betriebsmittel, auf die das FACTS-Gerät mindestens einen Einfluss bestimmter Größe hat, innerhalb des Bereiches liegen. Alle anderen Betriebsmittel gehören nicht dazu. Aus der Berechnung der Einflüsse in vermaschten Netzen ergibt sich, dass ein FACTS-Gerät die Wirkleistungsflüsse über entfernte Betriebsmittel nur sehr schwach verändern kann.

Auf der Netzleitebene werden für das gegebene Netz vorab die GSDF berechnet sowie unter Kenntnis der Einbauorte der FACTS-Geräte deren Einflüsse nach Gl. (5.4). Für die Begrenzung des Einflussbereiches werden für alle FACTS-Geräte sinnvolle Wert $e_{i,kl,min}$ vorgegeben. Damit liegen die Zuordnungen aller Betriebsmittel zu den Einflussbereichen der FACTS-Geräte fest. Das Netz kann für die Topologieanalyse stark reduziert werden, indem Betriebsmittel, die in jedem Fall außerhalb der Einflussbereiche der FACTS-Geräte liegen, weggelassen werden. Die Bestimmung der Einflussbereiche der FACTS-Geräte ist üblicherweise nur einmal bei der Installation notwendig.

Nach Ausführung der Topologieanalyse durch das autonome System berechnet dieses für die aktuelle Topologie die Einflüsse der FACTS-Geräte auf Betriebsmittel der Parallelpfade. Liegt ein Betriebsmittel auf Parallelpfaden zu mehreren FACTS-Geräten, so wird es primär von dem FACTS-Gerät, das den größten Einfluss auf das Betriebsmittel hat, hinsichtlich einer eventuellen Überlastung überwacht. Ist dieses FACTS-Gerät nach dem Auftreten einer Überlastung beispielsweise aufgrund einer negativen Handlungsprognose nicht in der Lage, die Überlastung auszuregeln, so gibt es den Handlungsauftrag, sie abzubauen, an das FACTS-Gerät mit dem nächst geringeren Einfluss weiter. Auf diese Weise wird für jedes Betriebsmittel, das im Einflussbereich mehrerer FACTS-Geräte liegt, eine Rangfolge von FACTS-Geräten für den Abbau einer Überlast festgelegt. Die autonomen Komponenten zur Handlungsbestimmung jedes FACTS-Gerätes erhalten für jedes zu überwachende Betriebsmittel sowohl den Wert des errechneten Einflusses als auch die Information, ob bzw. an welches FACTS-Gerät die Aufgabe bei Bedarf weitergegeben wird.

Bei Ausfällen oder Abschaltungen von FACTS-Geräten können deren Regelungspfade zu Parallelpfaden anderer FACTS-Geräte werden und sind dann hinsichtlich Überlastungen zu überwachen. Zur Abdeckung dieser Fälle werden auf der Netzleitebene auch die Einflüsse von FACTS-Geräten auf die Betriebsmittel anderer Regelungspfade errechnet, um sie bei Bedarf abrufen zu können.

5.2 Ausfall von Betriebsmitteln

Gegenstand dieses Abschnittes ist die regelungstechnische Umsetzung der abstrakten Handlungsanweisung entsprechend der generischen Regel Nr. 2 in Tabelle 3.1 innerhalb des autonomen Systems. Dabei ist es wichtig, dass die mit dem Wegfall der Parallelpfade verbundene rasche Stellgrößenanhebung verhindert wird, indem unmittelbar nach Erkennen des Betriebsmittelausfalls die Leistungsflussregler außer Betrieb gesetzt werden. Diese schnelle Abschaltung der Leistungsflussregler kann am einfachsten durch einen adaptiven Eingriff erfolgen, der aufgeschaltet wird, bis die abgeschaltete oder ausgefallene Leitung wieder zugeschaltet wird.

5.2.1 Autonome Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene

Bild 5.9 zeigt schematisch die Anordnung autonomer Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene zur Lösung der genannten Aufgabe. Der Vollständigkeit halber ist die zuvor behandelte überlagerte Integral-Regelung ebenfalls eingezeichnet.

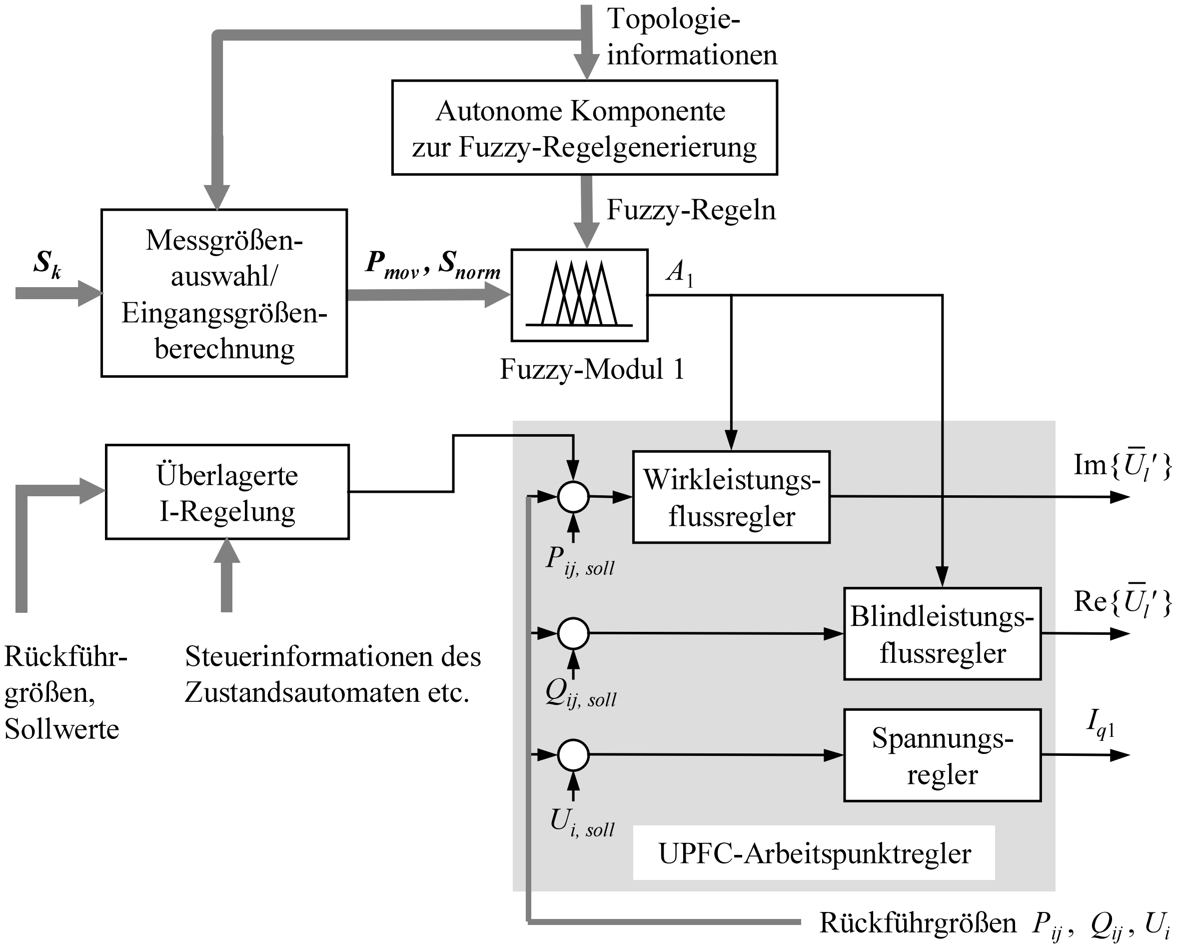


Bild 5.9: Autonome Komponenten zur Deaktivierung der Leistungsflussregler

5.2.1.1 Fuzzy-Modul 1

Der adaptive Eingriff in die Leistungsflussregler wird durch ein Fuzzy-Modul auf der Feldleitebene als autonome Komponente vorgenommen (siehe Bild 5.9). Weiche Übergänge bei der Adaption und eine transparente Implementierung von Prozesswissen in Form von linguistischen Regeln motivieren hier die Verwendung von Fuzzy Control zur adaptiven Regelung [81]. Die Parameter der PI-Regler (Reglerverstärkungen und Nachstellzeiten) für Wirk- und Blindleistungsfluss werden mit dem Ausgang des Fuzzy-Moduls 1 multipliziert, so dass die Regler deaktiviert sind, wenn das Fuzzy-Modul den Wert 0 liefert.

Essenzielle Entwurfsmerkmale sind die erforderlichen Eingangsgrößen des Fuzzy-Reglers. Diese müssen schnell verfügbare und daher dezentral messbare Größen sein, die in den Fuzzy-Modulen nach der Fuzzifizierung geeignet miteinander verknüpft werden, so dass Betriebsmittelsausfälle zuverlässig erkannt werden. Als Eingangsgrößen werden für die entsprechenden Betriebsmittel jeweils die Größen $S_{xiyi,norm}$ nach Gl. (5.8) und die Größen $P_{xiyi,mov}$ nach Bild 5.3 verwendet.

$$S_{xiyi,norm} = \frac{S_{xiyi}}{S_{xiyi,max}} \tag{5.8}$$

Dabei werden nur solche Betriebsmittel überwacht, deren Ausfall ein Auftrennen aller Parallelpfade zur Folge hat. Das Modul „Messgrößenauswahl/Eingangsgrößenberechnung“ wählt anhand von Topologieinformationen die betreffenden Komponenten des Vektors des Scheinleistungsflusses aller Betriebsmittel $\boldsymbol{S_k}$ aus. Praktisch geschieht dies, indem Messwerte der zu überwachenden Betriebsmittel angefordert und die notwendigen Informationskanäle aufgebaut werden. Weiterhin berechnet das Modul aus den empfangenen Daten die Eingangsgrößen des Fuzzy-Moduls.

Die konkrete Regelbasis eines Fuzzy-Moduls setzt sich aus elementaren Regelsätzen für jedes zu berücksichtigende Betriebsmittel zusammen. Tabelle 5.2 zeigt den elementaren Regelsatz für das Betriebsmittel *i*. Die Entscheidung, ob eine Regelung deaktiviert werden muss, wird durch die Inferenz innerhalb des Fuzzy-Moduls getroffen.

Tabelle 5.2: Elementarer Fuzzy-Regelsatz zur generischen Regel Nr. 2

Fuzzy-Regel Nr.	WENN	DANN
1	($P_{xiyi,mov}$ = klein) UND ($S_{xiyi,norm}$ = sehr klein)	A_1 = sehr klein
2	($P_{xiyi,mov}$ = klein) UND ($S_{xiyi,norm}$ = klein)	A_1 = klein
3	($P_{xiyi,mov}$ = klein) UND ($S_{xiyi,norm}$ = normal)	A_1 = normal
4	$P_{xiyi,mov}$ = groß	A_1 = normal

Der linguistische Wert „sehr klein“ für den Ausgang A_1 bedeutet eine Deaktivierung der PI-Regler, der Wert „normal“ hingegen nimmt keine Veränderung an den Reglerparametern vor. Ein Ausfall des Betriebsmittels i wird erkannt, sofern der normierte Scheinleistungsfluss „sehr klein“ ist und gleichzeitig ein nahezu eingeschwungener Zustand des Systems vorliegt ($P_{xiyi,mov}$ = „klein“). Fuzzy-Regel Nr. 4 verhindert ein Ansprechen der Fuzzy-Adaption z. B. bei Nulldurchgängen des Scheinleistungsflusses. Die ein- und ausgangsseitigen Zugehörigkeitsfunktionen werden bei der Verifikation durch Simulationsrechnungen in Kapitel 6 angegeben. Die automatische Generierung konkreter Regelbasen wird in Abschnitt 5.2.1.3 behandelt.

5.2.1.2 Berücksichtigung des Sonderfalls

Gemäß den Ausführungen in Abschnitt 3.1.2 kann zusätzlich der Sonderfall berücksichtigt werden, in dem ein Ausfall bestimmter Betriebsmittel das Auftrennen aller Parallelpfade von mehr als einem FACTS-Gerät gleichzeitig bewirkt. Durch eine Deaktivierung der Leistungsflussregler nur eines FACTS-Gerätes steht den anderen FACTS-Geräten wieder ein Parallelpfad zur Verfügung, so dass ihre Leistungsflussregelung im aktiven Zustand bleiben kann. Aufgrund betrieblicher Randbedingungen, wie z. B. Engpässen, wird im Vorfeld vom Betriebspersonal festgelegt, welche FACTS-Geräte hinsichtlich der leistungsflussregelnden Funktion in diesen Fällen unbedingt aktiv bleiben müssen. Diese Information muss auf der Netzleitebene hinterlegt sein. Damit es bei einem solchen Betriebsmittelausfall nicht zu Deaktivierungen durch die Fuzzy-Module 1 kommt, wird der elementare Fuzzy-Regelsatz für das betreffende Betriebsmittel nicht in die Fuzzy-Module 1 der FACTS-Geräte übertragen, deren Leistungsflussregelungen aktiv bleiben sollen.

Ist in einem solchen Fall der Leistungsflussregler des FACTS-Gerätes, das nicht aktiv bleiben soll, deaktiviert, so wird die Überlastung des nicht mehr existierenden Regelungspfades durch andere FACTS-Geräte überwacht. Auf der Stationsleitebene dieses FACTS-Gerätes ist dazu eine weitere autonome Komponente angeordnet (autonome Komponente zur Behandlung des Sonderfalls, siehe Bild 5.10). Sie überwacht die Handlung des Fuzzy-Moduls 1 dahingehend, dass sie erkennt, wenn ein derartiger Betriebsmittelausfall vorliegt und das Fuzzy-Modul 1 mit einer Deaktivierung reagiert hat, indem Eingangs- und Ausgangsgrößen des Fuzzy-Moduls abgefragt werden. Sie erhält von der Netzleitebene die Information, welches andere FACTS-Gerät den größten Einfluss auf die Betriebsmittel des Regelungspfades hat, und teilt die neuen Topologieinformationen und Einflüsse den autonomen Komponenten der überlagerten Integral-Regelung des anderen FACTS-Gerätes mit. Dieses übernimmt dadurch die folgende Überwachung hinsichtlich einer Überlastung.

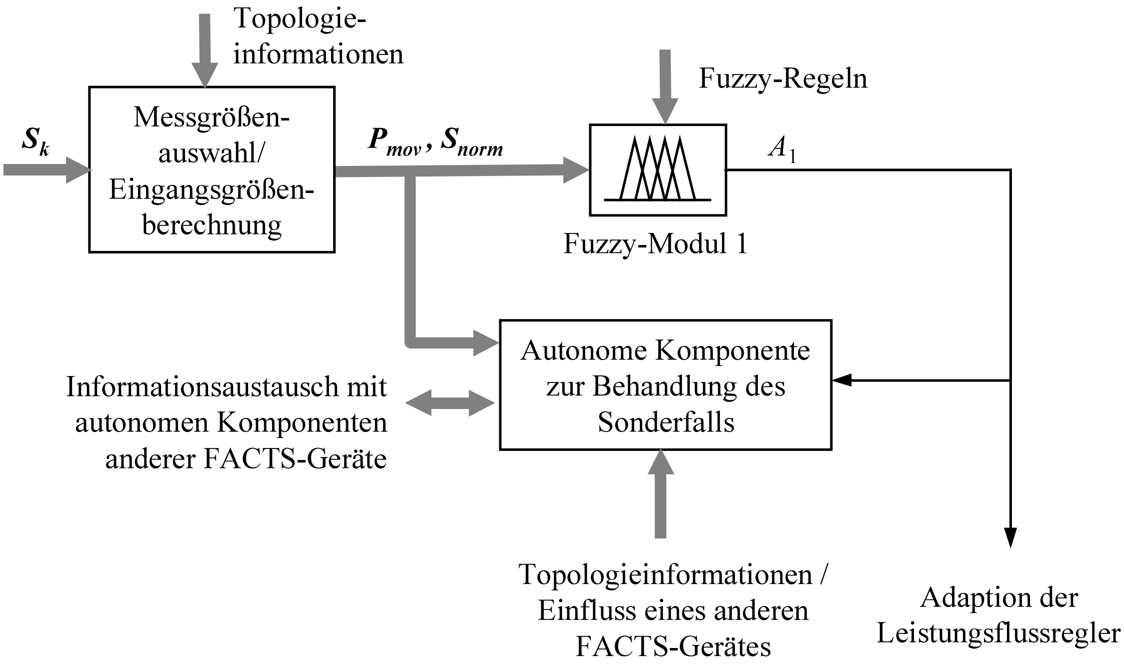


Bild 5.10: Erweiterung der Anordnung in Bild 5.9 um autonome Komponente zur Behandlung des Sonderfalls

5.2.1.3 Automatische Regelgenerierung

Die gesamte Regelbasis des Fuzzy-Moduls wird auf der Stationsleitebene automatisch durch eine autonome Komponente generiert. Dazu werden von der Netzleitebene Topologieinformationen bereitgestellt, aus denen ersichtlich ist, welche Betriebsmittel zu überwachen sind. Die Regelbasis für das Fuzzy-Modul eines FACTS-Gerätes ergibt sich aus der Aneinanderreihung der elementaren Fuzzy-Regelsätze für jedes relevante Betriebsmittel. Sie wird in das Fuzzy-Modul auf der Feldleitebene übertragen und kann neu erzeugt und ausgetauscht werden, sofern sich die topologischen Gegebenheiten ändern.

In dem hier vorgestellten Verfahren wird somit das Ergebnis der auf der Grafentheorie basierenden Netztopologieanalyse zur Regelgenerierung verwendet. Ergänzend sei dazu auf [82] verwiesen. Dort wird ebenfalls ein grafentheoretischer Zugang verwendet, um mittels Petri-Netzen Fuzzy-Regelbasen automatisch zu generieren.

5.2.2 Autonome Komponenten auf der Netzleitebene

Von der Netzleitebene werden für die autonomen Komponenten auf der Stations- und der Feldleitebene relevante Topologieinformationen zur Verfügung gestellt. Für jedes FACTS-Gerät müssen die bezüglich dieser Koordinationsmaßnahme relevanten Betriebsmittel bestimmt werden. Dazu wird das Ergebnis der in Abschnitt 5.1.2.1 vorgestellten automatischen

Topologieanalyse verwendet. In einem Vergleich aller Parallelpfade eines Regelungspfades wird geprüft, ob bzw. welche Betriebsmittel Bestandteil aller Parallelpfade dieses Regelungspfades sind.

Des Weiteren werden Informationen zur Verfügung gestellt, die den behandelten Sonderfall abdecken, dass durch den Ausfall eines Betriebsmittels für mehr als ein leistungsflussregelndes FACTS-Gerät kein Parallelpfad mehr zur Verfügung steht. Dazu wird analysiert, ob es Betriebsmittel gibt, die gleichzeitig auf allen Parallelpfaden zu mehr als einem Regelungspfad liegen. Ist dies der Fall, so wird die durch das Betriebspersonal vorgegebene Information, welche FACTS-Geräte unbedingt aktiv bleiben müssen, benötigt. Gemäß dieser betrieblichen Vorgaben bestimmt das autonome System ein FACTS-Gerät, dessen Leistungsflussregler deaktiviert werden sollen. Die autonome Komponente zur Fuzzy-Regelgenerierung sowie die autonome Komponente zur Behandlung des Sonderfalls erhalten diese Informationen. Darüber hinaus wird nach Gl. (5.4) bestimmt, welches andere FACTS-Gerät den größten Einfluss auf diesen Regelungspfad hat und wie groß dieser ist.

5.3 Auftreten eines Fehlers

Bei Auftreten eines Fehlers auf einem Parallel- oder dem Regelungspfad eines FACTS-Gerätes müssen nach Regel Nr. 4 in Tabelle 3.1 die Arbeitspunktregler der FACTS-Geräte verlangsamt werden, um ein fälschliches Ansprechen der Regler bei Eintritt des Kurzschlusses zu verhindern. Dieses Ansprechen hätte einen schnellen Anstieg der Stellgröße bis zur Begrenzung und nachfolgende Leistungspendelungen durch starken Stellgrößenüberschuss nach Beseitigung des Fehlers zur Folge.

5.3.1 Autonome Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene

Die rasche Verlangsamung der Arbeitspunktregler wird ähnlich wie in Abschnitt 5.2 durch eine Fuzzy-Adaption umgesetzt. Eine autonome Komponente auf der Feldleitebene verringert die Parameter der PI-Regler durch Fuzzy-Adaption so stark, dass während des Kurzschlusses und der evtl. nachfolgenden Kurzunterbrechung kaum Stellgrößenveränderungen stattfinden. Da auch die Spannungsregelung im Kurzschlussfall verlangsamt werden muss, wirkt die Adaption auch auf diese Regler. Daher ergibt sich bezüglich der Fuzzy-Adaptionen insgesamt die in Bild 5.11 gezeigte Anordnung autonomer Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene.

Auf den Eingang des Fuzzy-Moduls 2 werden für alle relevanten Leitungen die Größen $P_{xiyi,mov}$ gegeben. Die Auswahl und Berechnung wird analog zu Abschnitt 5.2 in Abhängigkeit von Topologieinformationen durchgeführt. Die Betriebsmittel des Regelungspfades und aller Parallelpfade werden hinsichtlich Fehler überwacht. Zusätzlich ist die Überwachung solcher Betriebsmittel sinnvoll, die nicht Bestandteil von Regelungs- oder Parallelpfaden sind, sich jedoch auf Leitungszügen befinden, die an einem der Endknoten des Regelungspfades angeschlossen sind. Fehlerereignisse auf diesen Betriebsmitteln wirken sich üblicherweise ebenfalls stark auf die Leistungsfluss- und Spannungsverhältnisse des FACTS-Gerätes aus.

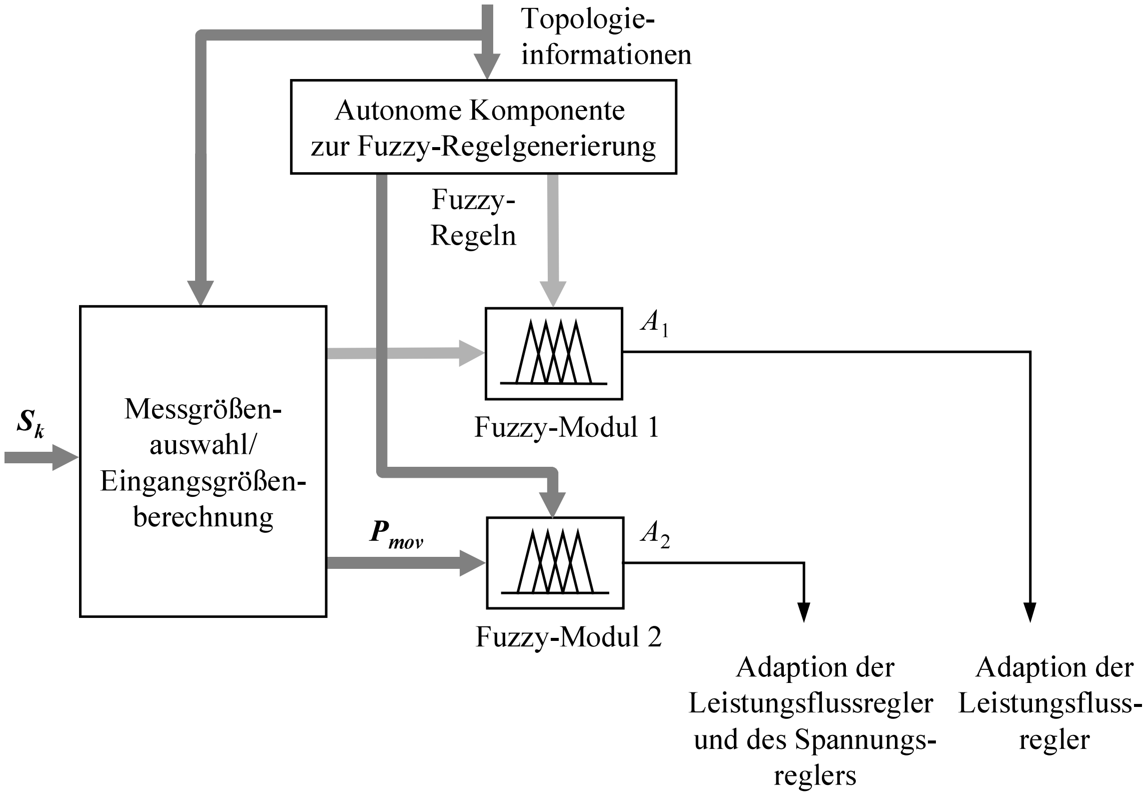


Bild 5.11: Autonome Komponenten zur Verlangsamung und Deaktivierung der Arbeitspunktregler

Der elementare Fuzzy-Regelsatz, der für jedes zu überwachende Betriebsmittel in der Regelbasis des Fuzzy-Moduls 2 abgelegt werden muss, ist in Tabelle 5.3 aufgelistet.

Tabelle 5.3: Elementarer Fuzzy-Regelsatz zur generischen Regel Nr. 4

Fuzzy-Regel Nr.	**WENN**	**DANN**
1	$P_{xiyi,mov}$ = klein	A_2 = normal
2	$P_{xiyi,mov}$ = mittel	A_2 = klein
3	$P_{xiyi,mov}$ = groß	A_2 = sehr klein

Ein Fehlerereignis muss allein aus der Kenntnis der Größen $P_{xiyi,mov}$ erkannt werden. Dies wird durch geeignete Wahl der Zugehörigkeitsfunktionen der linguistischen Variablen $P_{xiyi,mov}$ gesichert. Speziell die Zugehörigkeitsfunktion des linguistischen Wertes „groß“ muss so gewählt werden, dass eine Eingangsgröße ihn nur im Fehlerfall annehmen kann. Dann empfiehlt Fuzzy-Regel Nr. 3 den Wert „sehr klein“ für den Ausgang des Fuzzy-Moduls und bewirkt eine starke Verringerung der Reglerparameter. Die Wahl der Zugehörigkeitsfunktionen für ein Beispielsystem erfolgt in Kapitel 6. Die automatische Regelgenerierung geschieht analog zu Abschnitt 5.2.1.3. Jedoch wird hier nicht für jedes Betriebsmittel ein elementarer Regelsatz in die Regelbasis aufgenommen. Die gesamte Regelbasis für ein konkretes System enthält statt dessen insgesamt nur drei Regeln, entsprechend dem elementaren Regelsatz in Tabelle 5.3. Dieser enthält in den Prämissen der Regeln jedoch nur Elementaraussagen für das Betriebsmittel *i*. In einer konkreten, gesamten Regelbasis werden diese Elementaraussagen für alle relevanten Betriebsmittel in jeder der drei Regeln mit dem Fuzzy-ODER-Operator [81] verknüpft.

5.3.2 Autonome Komponenten auf der Netzleitebene

Das Ergebnis der automatischen Topologieanalyse in Abschnitt 5.1.2.1 stellt auch hier die für die Regelgenerierung und Messgrößenauswahl/Eingangsgrößenberechnung notwendigen Topologieinformationen zur Verfügung. Dies sind im Einzelnen alle Betriebsmittel auf Regelungs- und Parallelpfaden zu jedem FACTS-Gerät sowie zusätzlich Betriebsmittel auf Leitungszügen, die an einem der Endknoten des Regelungspfades angeschlossen sind und nicht zu Parallelpfaden gehören.

5.4 Präventive Koordination

In Kapitel 3 wurde die Forderung nach präventiver Koordination gestellt, die das autonome Regelungssystem für FACTS zur Bewältigung des zeitlichen Engpasses bei kritischen Ereignissen umsetzen soll. Zeitaufwändige Berechnungsverfahren und Algorithmen sollen in einer Betriebsphase ausgeführt werden, in der kein kritisches Ereignis vorliegt und keine koordinierenden Eingriffe getätigt werden müssen. Auf diese Weise werden konkrete Handlungsvarianten im Voraus generiert, ohne dass ein zeitlicher Engpass besteht, und können in zeitkritischen Situationen schnell abgerufen werden. Dabei werden Handlungsanweisungen für alle von dem gegebenen Betriebszustand ausgehenden potenziellen kritischen Ereignisse präventiv generiert. In Bild 5.12 wird zusammenfassend gezeigt, welche der bisherigen Berechnungen bzw. Algorithmen in dem autonomen Regelungssystem als präventive Koordination ausgeführt werden. Festzuhalten ist, dass präventive Maßnahmen im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig sind, so dass nach jeder Änderung der Topologie neue präventive Berechnungen durchzuführen sind. Bild 5.13 zeigt den gesamten Ablauf der koordinierenden Regelung durch das autonome System bezüglich der bis zu diesem Punkt behandelten Maßnahmen.

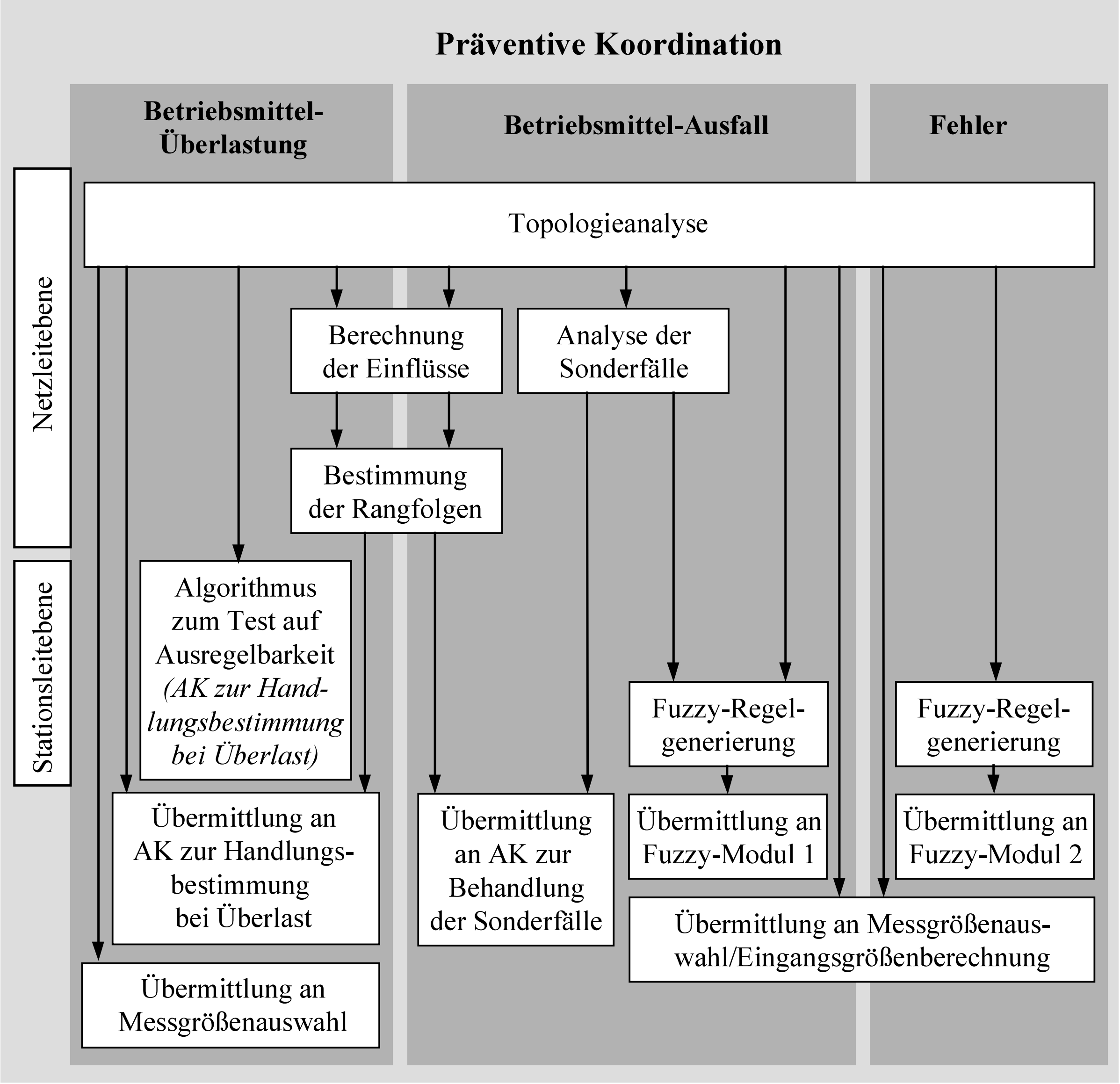


Bild 5.12: Zusammenfassung der präventiven Koordination

Im Normalbetrieb regeln die FACTS-Arbeitspunktregler die durch die Betriebsführung vorgegebenen Sollwerte aus. Befindet sich das autonome System in diesem Zustand, muss eine Berechnung präventiver Koordinationsmaßnahmen in jedem Fall zuvor stattgefunden haben, um bei eventuell eintretenden kritischen Ereignissen umgehend richtig reagieren zu können. Nach Eintritt eines kritischen Ereignisses wendet die autonome Regelung auf der Stations- und der Feldleitebene je nach Art des Ereignisses automatisch die koordinierenden Maßnahmen an. Das betreffende Regelungsziel (Unterdrückung des Falschregeleffektes bzw. Abbau der Überlastung) wird dadurch erreicht. Wurde durch das kritische Ereignis eine Topologieänderung ausgelöst, so ist eine erneute Ausführung der präventiven Koordination erforderlich. Anderenfalls kehrt das System in den Normalbetrieb zurück. Von diesem Zustand ausgehend muss auf eine planmäßige Topologieänderung, z. B. durch Schalthandlungen, eine erneute Ausführung der präventiven Koordinationsmaßnahmen folgen, um auch bei folgenden kritischen Ereignissen korrekte Reaktionen des autonomen Systems zu garantieren.

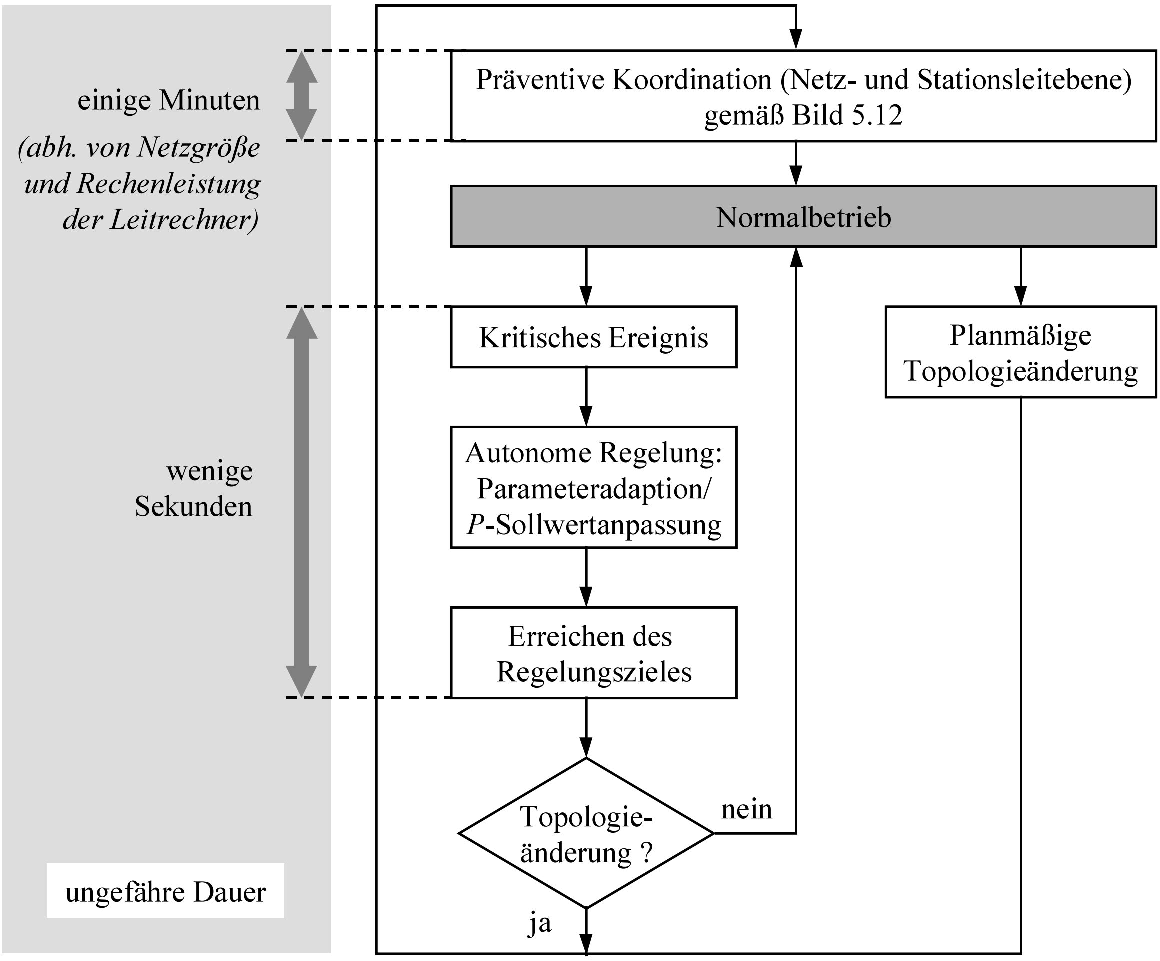


Bild 5.13: Ablauf der autonomen Regelung mit präventiver Koordination

5.5 Veränderung des Betriebszustandes

Die bislang erläuterten Koordinationsmaßnahmen durch das autonome System wirken direkt auf Sollwerte bzw. Parameter der Arbeitspunktregler. Im Folgenden werden FACTS-Dämpfungsregler betrachtet. Es wird dargelegt, wie die in Abschnitt 3.1.5 und Regel Nr. 5 in Tabelle 3.1 geforderte automatische Parametrierung von FACTS-Dämpfungsreglern nach Veränderungen des Betriebszustandes durch das autonome Regelungssystem ausgeführt wird. Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, wurde in bisherigen Forschungsarbeiten [34]-[38] eine Vielzahl möglicher Dämpfungsreglerkonzepte einschließlich deren Entwurfsverfahren behandelt. Die Auswahl eines für die vorliegende Anwendung geeigneten Regelungsverfahrens, das die gestellten Forderungen erfüllt, gestaltet sich schwierig, da jedes Verfahren individuelle Vor- und Nachteile aufweist. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dazu zunächst ein adäquates Grundprinzip für die Regelung ausgewählt. Das endgültige Regelungsverfahren einschließlich der automatischen Parametrierung wurde darauf aufbauend entwickelt, indem das Grundprinzip gemäß den Anforderungen der Aufgabe angepasst und weiter spezifiziert wurde.

Das Grundprinzip des Regelungsverfahrens ist die Zustandsregelung mit konstanter Ausgangsrückführung [83], die als Dämpfungsregelung für jedes FACTS-Gerät vorgesehen ist. Zum Entwurf wird das dynamische Gesamtsystem linearisiert und einer Eigenwertberechnung mit anschließender Modaltransformation unterzogen, um kritische Schwingungsmoden zu identifizieren. Über Sensitivitäten werden die zu jeder kritischen Mode wirksamsten Ausgangsrückführungen bestimmt, und es wird eine für das Verfahren individuelle Kostenfunktion definiert. Diese nichtlineare Kostenfunktion wird mit der nichtlinearen Optimierungsmethode „Simulated Annealing“ minimiert. Die Übertragungskonstanten der Ausgangsrückführungen stellen die Optimierungsvariablen des Problems dar und werden durch die Optimierung bestimmt. Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte genannt, die zur Auswahl dieses Verfahrens geführt haben.

Schnelle Handlungen durch dezentral angeordnete autonome Komponenten zur Stabilisierung des Systems erfordern auch hier eine Verwendung dezentral messbarer Größen. Diesem Punkt wird durch die ausschließliche Verwendung von an jedem FACTS-Gerät zur Verfügung stehenden Ausgangsgrößen für die Rückkopplung Rechnung getragen. Die Anwendung von Regelungen mit vollständiger Zustandsrückführung, beispielsweise auf der Basis des Riccati-Entwurfsverfahrens, würde die Existenz eines Estimators zur Onlineestimation nicht messbarer Zustandsgrößen als unvollständigen Zustandsbeobachter erfordern [84]. Hierbei ist die Regelungsgüte und -geschwindigkeit problematisch. Nachteil der in dieser Arbeit verwendeten Methode ist jedoch, dass aufgrund der beschränkten Auswahl an rückführbaren Messgrößen nicht alle Eigenwerte beeinflussbar sind. Wenn aber bereits bei der Auswahl der Einsatzorte von FACTS-Geräten das Schwingungsverhalten des EÜS analysiert wird, können im Vorfeld günstige Platzierungen hinsichtlich einer guten Dämpfungswirkung ausgewählt werden. Dadurch bleiben kritische Moden beeinflussbar.

Eigenwertbetrachtungen und die darauf basierende Modaltransformation haben sich als aussagekräftige Analysewerkzeuge zur Berechnung von Schwingungsphänomenen in EÜS bewährt [44]. Diese Verfahren lassen sich auch auf große Verbundsysteme anwenden und liefern verlässliche Aussagen [8, 34, 53]. Besonders die Einteilung in Inter- und Intra-Area-Moden und die Berechnung der Beteiligungen einzelner Zustandsgrößen an kritischen Schwingungen ist hinsichtlich der Auslegung der dämpfenden Regler im System von großem Interesse. Dieses Vorgehen erlaubt eine Lokalisierung von Teilsystemen, die über größere Entfernungen gegeneinander pendeln.

Die Definition einer individuellen Kostenfunktion als Gütemaß gewährleistet ein hohes Maß an Anpassungsfähigkeit spezieller Regelungsziele an die Anforderungen. Durch die globale Betrachtung aller kritischen Eigenwerte in der Kostenfunktion können die Parameter aller Dämpfungsregler gleichzeitig optimiert werden. Es wird ein dynamisches Modell des reduzierten Gesamtsystems verwendet, wodurch alle im System vorhandenen Regler berücksichtigt werden. Nach Bedarf können auch die Parameter anderer Regler des Systems zur Verbesserung der Dämpfung in die globale Optimierung einbezogen werden, beispielsweise Parameter der kraftwerksseitigen PSS. Dadurch wird eine gegenseitige negative Beeinflussung der Regler im späteren Betrieb vermieden. Zusätzlich wird die Dämpfung kritischer Moden verbessert, ohne dass sich die Dämpfung anderer Moden dabei verschlechtert. Dies wird allgemein als „koordinierte Regelung“ bezeichnet. Die freie Definition einer Kostenfunktion erlaubt darüber hinaus die Berücksichtigung von Stellgrößenbeschränkungen [85].

Der Algorithmus des „Simulated Annealing“ wird verwendet, um große kombinatorische Optimierungsprobleme effektiv zu lösen, selbst wenn das gewünschte globale Extremum zwischen vielen lokalen Extrema liegt [86]. In der Literatur wird dieses Verfahren als eine Methode zur Realisierung von intelligenter Regelung beschrieben und als sehr gut geeignet zum Auffinden optimaler Reglerparameter befunden. Simulated Annealing stellt im Bereich der Computational Intelligence neben genetischen Algorithmen ein Verfahren der evolutionären Berechnung dar [87].

Andere Entwurfsverfahren, wie z. B. solche, die auf eine Linearisierung des nichtlinearen Prozessmodells verzichten, wurden als nicht geeignet erachtet, da hier die Komplexität der zu regelnden Systeme begrenzt ist. Auch Ansätze, die Dämpfungsregler auf der Basis Künstlicher Neuronaler Netze verwenden, sind nicht vorteilhaft, da aufgrund der großen Bandbreite der möglichen Systemzustände nicht garantiert werden kann, dass sich das System in einem nicht gelernten Zustand optimal verhält [88].

Die detaillierte Realisierung innerhalb des autonomen Systems ist wie zuvor nach Leitebenen untergliedert dargestellt.

5.5.1 Autonome Komponenten auf der Feld- und Stationsleitebene

Auf der Feldleitebene befindet sich zu jedem FACTS-Gerät ein Dämpfungsregler als Zustandsregler mit konstanter Ausgangsrückführung. Bild 5.14 zeigt das Zusammenwirken von Arbeitspunkt- und Dämpfungsreglern. Als Ausgangsrückführung werden die Eingangsgrößen der Arbeitspunktregler und die Abweichung des Längsstromes über das FACTS-Gerät vom Längsstrom im Arbeitspunkt verwendet. Die entsprechenden Vektoren sind für UPFC$_{ij}$ als *k*-tes FACTS-Gerät durch Gl. (5.9) gegeben. Die Rückführmatrix $\boldsymbol{F}_k$ besitzt die Dimension (3×4) und besteht aus reellen konstanten Elementen. Sie ist gemäß Gl. (5.10) definiert.

$$\Delta \boldsymbol{y}_K = \left(\Delta I_{ij} \;\; \Delta U_i \;\; \Delta Q_{ij} \;\; \Delta P_{ij}\right)^T \quad \text{und} \quad \Delta \boldsymbol{u}_k = \left(\Delta u_{P,Dk} \;\; \Delta u_{Q,Dk} \;\; \Delta u_{U,Dk}\right)^T \tag{5.9}$$

$$\Delta \boldsymbol{u}_k = -\boldsymbol{F}_k \, \Delta \boldsymbol{y}_k \tag{5.10}$$

Die Verwendung dieser Größen Δy_k als Abweichungen vom Arbeitspunkt ist notwendig, da ein in einem Arbeitspunkt linearisiertes System als Inkrementalmodell dargestellt und der Regler für dieses entworfen wird.

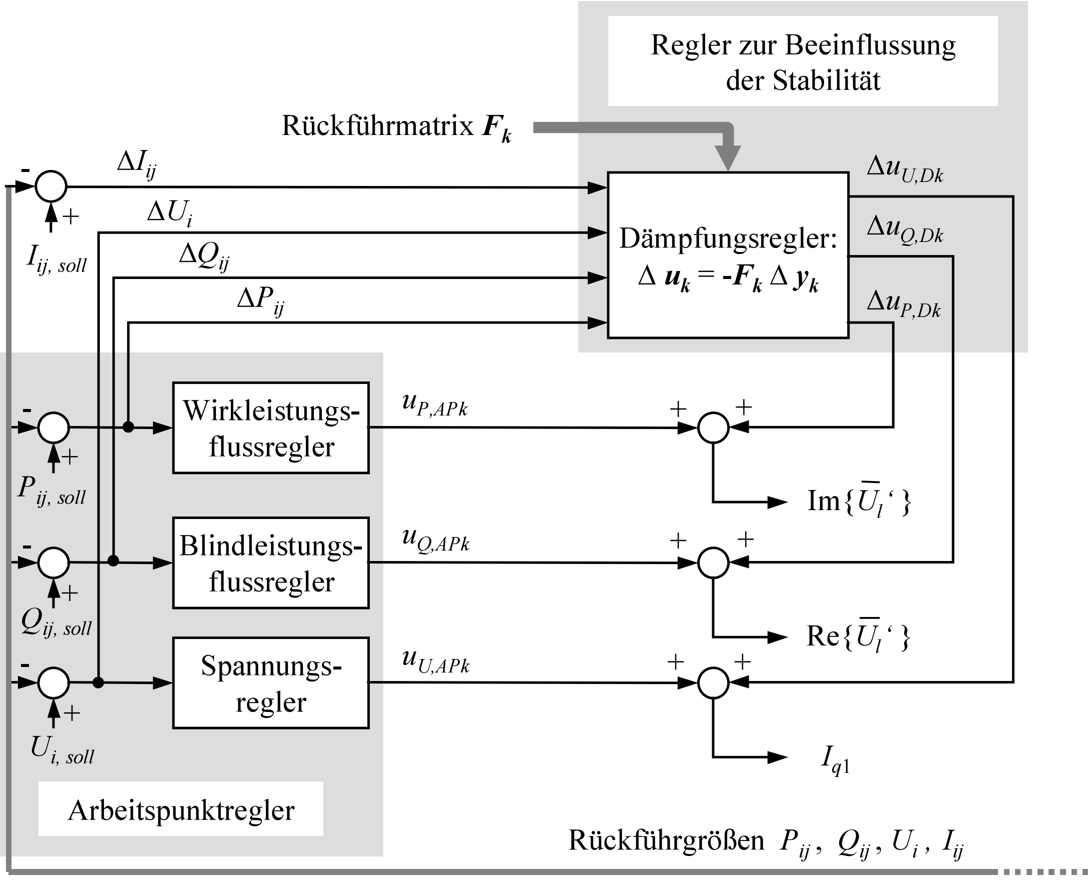


Bild 5.14: Dämpfungsregler des UPFC_{ij}

Die im Zusammenhang mit der Dämpfungsregelung stehenden autonomen Komponenten werden zusätzlich zu den bislang beschriebenen autonomen Komponenten zu anderen Koordinationsmaßnahmen installiert. Auf die Darstellung der Letztgenannten sowie auf die des Reglers für transiente Stabilität wird an dieser Stelle aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

Der Dämpfungsregler ist adaptierbar und erhält direkt von einer autonomen Komponente auf der Netzleitebene die Rückführmatrix F_k, die die optimalen Reglerparameter gemäß des aktuellen Betriebszustandes beinhaltet. Auf der Stationsleitebene sind zur Realisierung dieser Regelungsaufgabe im autonomen System keine autonomen Komponenten vorgesehen.

5.5.2 Autonome Komponenten auf der Netzleitebene

Die Bestimmung der optimalen Rückführmatrizen F_k für alle FACTS-Geräte geschieht durch autonome Komponenten auf der Netzleitebene, da zur koordinierten Parametrierung aller Dämpfungsregler globale Informationen über den aktuellen Zustand des gesamten Systems einschließlich der Topologie erforderlich sind. Im Folgenden werden die Einzelheiten des Verfahrens erläutert. Das Bestimmen und Weiterleiten der Matrizen an die Dämpfungsregler als autonome Komponenten auf der Feldleitebene wird im Sinne der Theorie autonomer Systeme als Konkretisierung der entsprechenden abstrakten Handlungsanweisung aufgefasst.

5.5.2.1 Analyse der Dynamik und Modaltransformation

Auf der Netzleitebene muss ein dynamisches Abbild des EÜS vorliegen. Zur dynamischen Modellierung eines EÜS mit FACTS-Geräten wird das Gesamtsystem durch das nichtlineare Zustandsgrößenmodell erster Ordnung

$$\begin{aligned} \dot{\boldsymbol{x}} &= \mathbf{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u}) \\ \boldsymbol{y} &= \mathbf{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u}) \end{aligned} \tag{5.11}$$

dargestellt. Dabei finden die bereits in Abschnitt 2.4 erwähnten Modelle Anwendung. Die Linearisierung der Gl. (5.11) im gegenwärtigen Arbeitspunkt ergibt ein lineares Zustandsgrößenmodell erster Ordnung:

$$\begin{aligned} (\Delta\boldsymbol{x})^{\bullet} &= \boldsymbol{A}\,\Delta\boldsymbol{x} + \boldsymbol{B}\,\Delta\boldsymbol{u} \\ \Delta\boldsymbol{y} &= \boldsymbol{C}\,\Delta\boldsymbol{x} + \boldsymbol{D}\,\Delta\boldsymbol{u} \end{aligned} . \tag{5.12}$$

Für die Systemmatrix $\boldsymbol{A}$ mit der Ordnung n werden die Eigenwerte

$$\lambda_i = \delta_i + j\gamma_i \qquad \forall\ i=1 \dots n \tag{5.13}$$

als Eigenwerte des Systems und die Matrix der rechten Eigenvektoren

$$\Phi = (\boldsymbol{\varphi}_1, \dots, \boldsymbol{\varphi}_n) \tag{5.14}$$

berechnet. Die Eigenwerte geben Aufschluss über die statische Stabilität des Gesamtsystems. Jede Schwingungsmode des Systems entspricht zwei zueinander konjugiert komplexen Eigenwerten. Nicht schwingende Moden korrespondieren mit reellen Eigenwerten. Das frequenzbezogene Dämpfungsmaß eines Eigenwertpaares $\lambda_i = \delta_i \pm j\gamma_i$ ist nach Gl. (5.15) definiert [44].

$$\sigma_i = -\frac{\delta_i}{\sqrt{\delta_i^2 + \gamma_i^2}} \tag{5.15}$$

Der Wert des Dämpfungsmaßes ist dadurch auf das Intervall [-1; 1] begrenzt. Schwingungsmoden mit nur geringer oder sogar negativer Dämpfung sind unerwünscht und werden als kritisch bezeichnet. Ziel der Regelung ist eine Verbesserung der Dämpfung kritischer Moden, d. h. die Einstellung eines höheren negativen Realteils dieser Moden.

Um Aussagen über den Ursprung und die Art der Schwingungsmoden machen zu können, sind die Zusammenhänge zwischen den Eigenwerten und den Zustandsgrößen zu berechnen. Diese ergeben sich aus einer Modaltransformation des Zustandsgrößenmodells (5.12). Die Transformationsmatrix ist die Matrix der rechten Eigenvektoren (5.14). Der modaltransformierte Zustandsvektor $\boldsymbol{x_m}$ ergibt sich aus

$$\Delta \boldsymbol{x} = \boldsymbol{\Phi}\, \boldsymbol{x}_m \tag{5.16}$$

und das modaltransformierte System zu

$$\begin{aligned} \dot{\boldsymbol{x}}_m &= \boldsymbol{\Psi}\, \boldsymbol{A}\, \boldsymbol{\Phi}\, \boldsymbol{x}_m + \boldsymbol{\Psi}\, \boldsymbol{B}\, \Delta \boldsymbol{u} = \boldsymbol{\Lambda}\, \boldsymbol{x}_m + \boldsymbol{B}_m\, \Delta \boldsymbol{u} \\ \Delta \boldsymbol{y} &= \boldsymbol{C}\boldsymbol{\Phi}\, \boldsymbol{x}_m + \boldsymbol{D}\, \Delta \boldsymbol{u} = \boldsymbol{C}_m\, \boldsymbol{x} + \boldsymbol{D}\, \Delta \boldsymbol{u} \end{aligned} \quad . \tag{5.17}$$

Die Matrix $\boldsymbol{\Psi}$ ist die linke Eigenvektormatrix und berechnet sich aus

$$\boldsymbol{\Psi} = \boldsymbol{\Phi}^{-1} \quad . \tag{5.18}$$

Die transformierte Systemmatrix Λ ist eine Diagonalmatrix, welche als Diagonalelemente die n Eigenwerte des Systems enthält. Das modaltransformierte System mit dem neuen Zustandsvektor $\boldsymbol{x_m}$ ist somit vollständig entkoppelt. Ist im System eine bestimmte Schwingungsmode angeregt, so sind nur die zum betreffenden Eigenwertpaar gehörenden Komponenten des transformierten Zustandsvektors $\boldsymbol{x_m}$ an der Schwingung beteiligt. Aus der Beziehung (5.16) kann ermittelt werden, welche realen Zustandsgrößen sich in welchem Maße und in welcher Phasenlage an den einzelnen Schwingungsmoden beteiligen.

Am Beispiel des UPFC ergeben sich für das k-te FACTS-Gerät aus drei Ausgangs- und vier Eingangsgrößen des Reglers insgesamt zwölf mögliche Parameter des Dämpfungsreglers als Elemente der Matrix $\boldsymbol{F_k}$, die in einer globalen Optimierung festgelegt werden. Bei mehreren FACTS-Geräten innerhalb des EÜS beträgt die Dimension der Optimierungsaufgabe folglich Vielfache von zwölf. Nicht jeder mögliche Kopplungsweg innerhalb eines Reglers hat eine hohe Wirksamkeit bezüglich der Schwingungsdämpfung. Um den Rechenaufwand der Parameteroptimierung in Grenzen zu halten, wird daher vor der Durchführung der Optimierung eine sinnvolle Beschränkung der Reglerstruktur vorgenommen. Für jeden Regler werden die zur Dämpfung kritischer Moden wirksamsten Kopplungswege ausgewählt und anschließend nur deren Übertragungskonstanten optimiert. Die Übertragungskonstanten unwirksamer Kopplungswege werden zu Null gesetzt. Dazu muss zunächst bestimmt werden, welches FACTS-Gerät welche kritische Mode primär bedämpfen soll. Anhand der modaltransformierten Eingangsmatrix $\boldsymbol{B_m}$ kann direkt der Einfluss der möglichen Dämpfungsregler-Stellgrößen auf die einzelnen Moden bestimmt werden. Zu jeder kritischen Mode lässt sich auf diese Weise ein FACTS-Gerät bestimmen, das mit mindestens einer der drei möglichen Stellgrößen die größte Steuerbarkeit der Mode, d. h. den größten Einfluss, aufweist. Der Schwingungsmode mit der geringsten Dämpfung wird das FACTS-Gerät mit dem größten Einfluss auf diese Mode zugeordnet. Die weiteren Moden werden in der Reihenfolge zunehmender Dämpfung entsprechend auf die jeweils restlichen FACTS-Geräte verteilt. Hierdurch wird sichergestellt, dass die dominierenden kritischen Schwingungsmoden möglichst gut bedämpft werden, auch wenn das am besten geeignete FACTS-Gerät einen größeren Einfluss auf andere unkritische Moden haben sollte.

Die Auswahl der wirksamsten Kopplungswege in jedem Dämpfungsregler geschieht anhand der in [85] für Eingrößensysteme eingeführten Dämpfungs-Sensitivitätsfaktoren (DSF), die wie folgt definiert sind:

$$DSF_i = \frac{\partial \delta_i}{\partial f} = \mathrm{Re}\left(-\sum_{l=1}^{n} \psi_{il}\, b_l \sum_{m=1}^{n} c_m\, \phi_{mi} \right) . \tag{5.19}$$

Der DSF_i drückt die Sensitivität des Realteils des i-ten Eigenwertes eines geregelten Systems gegenüber der Übertragungskonstanten f der Regelungsvorschrift $u = -f\,y$ aus. Die Eingangsgröße der Regelstrecke des Systems wird mit u, die Ausgangsgröße mit y bezeichnet. Dabei ist ψ_{il} Element der linken und ϕ_{mi} Element der rechten Eigenvektormatrix, b_l Element des Steuervektors $\boldsymbol{b}$ und c_m Element des Ausgangsvektors $\boldsymbol{c}$ eines nicht modaltransformierten Eingrößensystems. Ein hoher Wert eines *DSF* bedeutet, dass eine Änderung der betreffenden Übertragungskonstanten eine starke Verschiebung des Realteils des Eigenwertes bewirkt.

Für den Zustandsregler $\boldsymbol{F_k}$ jedes FACTS-Gerätes k werden für jeden einzelnen Kopplungsweg und jede kritische Mode die *DSF* ermittelt. Da die Übertragungskonstanten der Regler aufgrund der limitierten Steuerleistung der FACTS-Geräte zu begrenzen sind, sind in den Zustandsreglern die Kopplungswege mit den höchsten *DSF*-Werten zu favorisieren.

Somit werden für jeden Zustandsregler nur diejenigen Kopplungswege ausgewählt, die die größten *DSF* bezüglich der zugeordneten kritischen Schwingungsmode aufweisen. Die Anzahl der pro Zustandsregler $\boldsymbol{F_k}$ zu wählenden Kopplungswege wird zuvor einmalig auf einen festen Wert begrenzt. Auf diese Weise findet eine Vorstrukturierung der Dämpfungsregler statt.

Eine entsprechende autonome Komponente auf der Netzleitebene muss ein dynamisches Abbild des Gesamtsystems beinhalten und die vorgenannten Analysen des Systems durchführen (autonome Komponente zur Analyse der Dynamik).

5.5.2.2 Kostenfunktion zur Gütebewertung

Um die ausgewählten Übertragungskonstanten der Zustandsregler global optimieren zu können, müssen zuvor sinnvolle Optimierungskriterien gefunden und in Form einer zu optimierenden Kostenfunktion formuliert werden. Da die Dämpfung kritischer Moden im Vordergrund steht, muss die Kostenfunktion die Dämpfung der Moden des Gesamtsystems mit den aktuell verwendeten Zustandsreglern quantifizieren. Mit dem Reglerfunktional (5.20) ergibt sich aus Gl. (5.12) für die Systemmatrix $\boldsymbol{A_{fb}}$ des gesamten linearisierten, geregelten Systems der Ausdruck (5.21). Die Gesamt-Rückführmatrix $\boldsymbol{F}$ hat gemäß Bild 5.14 die Dimension $(3 \cdot n\_fg) \times (4 \cdot n\_fg)$, wobei n_fg die Anzahl der im System vorhandenen FACTS-Geräte bezeichnet. Das dynamische System eines EÜS besitzt keinen Durchgriff. Daher gilt $\boldsymbol{D} = \boldsymbol{0}$.

$$\Delta \boldsymbol{u} = -\boldsymbol{F}\,\Delta \boldsymbol{y} \tag{5.20}$$

$$\boldsymbol{A}_{fb} = (\boldsymbol{A} - \boldsymbol{BFC}) \ . \tag{5.21}$$

Jedes FACTS-Gerät besitzt einen eigenen Dämpfungsregler, der nur lokal gemessene Eingangsgrößen erhält. Daher lässt sich Gl. (5.20) in Komponenten für die *n_fg* FACTS-Geräte in der Form (5.22) schreiben. Aufgrund dieser dezentralen Regelung hat die Gesamtrückführmatrix $\boldsymbol{F}$ eine Blockdiagonalform.

$$\begin{pmatrix} \Delta \boldsymbol{u}_1 \\ \Delta \boldsymbol{u}_2 \\ \vdots \\ \Delta \boldsymbol{u}_{n\_fg} \end{pmatrix} = -\begin{pmatrix} \boldsymbol{F}_1 & \boldsymbol{0} & \cdots & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{F}_2 & \cdots & \boldsymbol{0} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \cdots & \boldsymbol{F}_{n\_fg} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \boldsymbol{y}_1 \\ \Delta \boldsymbol{y}_2 \\ \vdots \\ \Delta \boldsymbol{y}_{n\_fg} \end{pmatrix} \tag{5.22}$$

Die Eigenwerte von $\boldsymbol{A_{fb}}$ sind demnach die Eigenwerte des geregelten Systems und liefern analog zum ungeregelten System Aussagen über Schwingungsmoden. Aufgrund der hohen Dimension des Systems sind numerische Verfahren zur Bestimmung der Eigenwerte notwendig. Diese Verfahren definieren jedoch nicht die Reihenfolge der berechneten Werte. Eine Zuordnung der Eigenwerte des geregelten zu denen des ungeregelten Systems, d. h. die Bestimmung von Verschiebungen der Eigenwerte durch die Regelung zur Bewertung der Dämpfung, ist deshalb nur schwer möglich. Somit ist eine Kostenfunktion zu wählen, die ohne diese Zuordnung auskommt. Dazu wird zunächst eine Strafe für nicht erreichte Dämpfungsvorgaben für die Mode *i* wie folgt definiert.

$$\begin{aligned} S_{Di} &= 0 && \text{für } \sigma_i \geq \sigma_{soll} \\ S_{Di} &= (-\sigma_i + \sigma_{soll})^{\xi} && \text{sonst} \end{aligned} \tag{5.23}$$

Darin wird eine vorgegebene Solldämpfung σ_{soll} verwendet, welche sämtliche Moden im Idealfall aufweisen sollen. Falls eine Mode mindestens die Solldämpfung aufweist, so wird keine Strafe erteilt. Anderenfalls wird eine Strafe erteilt, die mit zunehmendem Abstand von der Solldämpfung zunimmt.

Die Zustandsdämpfungsregler dämpfen zwar hauptsächlich die jeweils zugeordneten Schwingungsmoden ab, üben jedoch auch Einfluss auf andere Eigenwerte des Systems aus. Daher muss die Dämpfung aller Eigenwerte in der Kostenfunktion berücksichtigt werden, um das Auftreten von Eigenwerten mit positivem Realteil zu vermeiden. Hierzu werden die Dämpfungsstrafterme aller Moden in der Kostenfunktion aufaddiert. In Gl. (5.23) ist zusätzlich ein Gewichtungsexponent ξ eingeführt. Mit diesem lässt sich bei einer Addition der einzelnen Strafen eine unerwünschte Linearität vermeiden. Bei $\xi = 1$ hebt bei gleicher Dämpfungsdifferenz eine Verbesserung der Dämpfung eines Eigenwertes nahe der Solldämpfung eine Verschlechterung des am schwächsten gedämpften Eigenwerts auf, obwohl der vorherige Zustand einer eindeutig besseren Systemdämpfung entspricht. Um Verschlechterungen der Dämpfung in großem Abstand zur Solldämpfung höher zu bestrafen als in der Nähe der Solldämpfung, ist ein Gewichtungsexponent von $\xi = 2$ geeignet und wird in den folgenden Untersuchungen verwendet.

Die Dämpfung schlecht beeinflussbarer Moden ist oftmals nur durch hohe Stellgrößen zu verbessern. Aufgrund der begrenzten Steuerleistung der FACTS-Geräte muss die durch die Dämpfungsregler aufgebrachte Stellgröße unbedingt beschränkt werden. Dies kann im Rahmen einer Optimierung der Reglerparameter nur indirekt durch eine Beschränkung der Beträge der einzelnen Parameter f_{pq} der Matrix $\boldsymbol{F}$ geschehen. Dazu wird eine Straffunktion für unzulässig hohe Stellgrößen gemäß Gl. (5.24) definiert.

$$\begin{aligned} S_{s,pq} &= \infty && \text{für} \left| f_{pq} \right| > f_{max} \\ S_{s,pq} &= \kappa \cdot \left| f_{pq} \right| && \text{sonst} \end{aligned} \tag{5.24}$$

Falls ein vorgeschlagener Wert für f_{pq} größer als ein vorgegebener Wert f_{max} ist, wird die Rückführmatrix $\boldsymbol{F}$ ungültig und muss in jedem Fall verworfen werden, was durch eine unendlich hohe Strafe erzielt wird. Alle Parameter einer gültigen Rückführmatrix werden mit einem zu ihrem Betrag proportionalen Strafterm versehen. Hierdurch wird bei zwei Reglerparametrierungen mit gleicher Dämpfungsgüte diejenige mit den kleineren Übertragungskonstanten und damit einem geringeren Steuerleistungseinsatz begünstigt. Der Strafterm darf allerdings keinesfalls aufgrund einer Stellgrößeneinsparung eine Verschlechterung der Dämpfung ausgleichen, so dass der Proportionalitätsfaktor κ der Stellgrößenstrafen nur einen relativ kleinen Wert besitzt. Um alle Parameter der Ausgangsrückführung gleichzeitig betrachten zu können, ist es auch hier sinnvoll, die Strafterme aller Komponenten der Rückführmatrix aufzuaddieren. Unter Berücksichtigung der erörterten Aspekte wird die Kostenfunktion insgesamt wie folgt definiert:

$$K = \sum_{i=1}^{n} S_{Di} + \sum_{p=1}^{3 \cdot n\_fg} \sum_{q=1}^{4 \cdot n\_fg} S_{s,pq} \tag{5.25}$$

Diese Kostenfunktion, in der die Strafen für Abweichungen von einer Solldämpfung und Strafen hinsichtlich des Betrages aller Elemente der Rückführmatrix ***F*** aufaddiert werden, wird zum Auffinden optimaler Dämpfungsreglerparameter im Folgenden als Zielfunktion optimiert.

5.5.2.3 Optimierung mit Simulated Annealing

Das Optimierungsverfahren „Simulated Annealing“ (SA) basiert auf einer Modellierung physikalischer Abkühlvorgänge, die in einen formalen Zusammenhang mit kombinatorischen Optimierungsprozessen gebracht werden [86, 87]. Ziel ist es, innerhalb eines vorgegebenen Suchraumes der Optimierungsvariablen das Minimum einer von diesen Variablen abhängigen Zielfunktion zu finden. Das Verfahren bietet mehrere Parameter, die abhängig von der Art und der Komplexität des Optimierungsproblems heuristisch eingestellt werden müssen. Im Einzelnen sind dies die Starttemperatur T_{start}, die Endtemperatur T_{end}, die anfängliche Suchhäufigkeit M_{max} bei der Anfangstemperatur, der Faktor λ_T, um den die Temperatur in jedem Schritt verringert wird und der Faktor λ_M, um den die Suchhäufigkeit nach jeder Temperaturreduktion verringert wird. Die gewählten Werte dieser Parameter sind in Anhang B zu finden.

Im vorliegenden Optimierungsproblem sind die Elemente der Gesamt-Rückführmatrix ***F*** die Zustandsvariablen des Optimierungsproblems, wobei gemäß der oben beschriebenen Bewertung durch die *DSF* unwirksame Elemente von der Optimierung ausgeschlossen sind (Vorstrukturierung der Regler). Als Ausgangskonfiguration wird für jedes zu optimierende Element f_{pq} der Wert 0 angenommen. Das entspricht dem ungeregelten System ($\boldsymbol{F} = \boldsymbol{0}$), für das sich die Kosten $K_{ungeregelt}$ berechnen lassen. Die zu optimierenden Regler sollen in jedem Fall eine höhere Dämpfung und damit geringere Kosten erzielen als das ungeregelte System. Die Temperatur T ist als Beweglichkeit der Konfiguration und damit als mögliche Veränderung der Zustandsvariablen aufzufassen. Die Starttemperatur T_{start} wird gleich dem Zweifachen des maximal zulässigen Wertes f_{max} aller Reglerparameter gewählt. Dadurch wird sichergestellt, dass bereits vom Ursprung der Suche im Nullpunkt alle erlaubten Parametereinstellungen erreichbar sind. In jedem Iterationsschritt ergeben sich die neuen Optimierungsvariablen $f_{pq,neu}$ aus der zuvor gültigen Konfiguration der Werte $f_{pq,alt}$ nach Gl. (5.26).

$$f_{pq,neu} = f_{pq,alt} + 0{,}5 \cdot T - \zeta \cdot T \tag{5.26}$$

Die Variable ζ repräsentiert eine gleichverteilte Zufallszahl zwischen 0 und 1. Im SA-Algorithmus wird eine neue Konfiguration der Parameter nicht nur dann übernommen, wenn sie zu geringeren Kosten führt, sondern mit einer bestimmten von der Temperatur abhängigen Wahrscheinlichkeit auch dann, wenn sie höhere Kosten erzielt. Dieses Verhalten erlaubt das Verlassen einer günstigen Konfiguration, ohne dass sich das Verfahren an diese „erinnert“. Bei den anfänglich hohen Temperaturen und der korrespondierenden Wahrscheinlichkeit nahe 1 springt der Algorithmus aufgrund dessen durch die Zustände, ohne eine merkliche Unterscheidung zwischen hohen und niedrigen Kosten vorzunehmen. Weiterhin werden aufgefundene Zustände mit geringen Kosten auch bei niedrigen Temperaturen mit einer existierenden Wahrscheinlichkeit verlassen, ohne sie im Weiteren zu berücksichtigen. Insgesamt führt dies zu einer verhältnismäßig langsamen Konvergenz des Verfahrens. Außerdem geht die Berechnung der Kosten für jede geänderte Konfiguration der Reglerparameter $f_{pq,neu}$ mit einer Bestimmung der linearisierten Systemmatrix des geregelten Systems $\boldsymbol{A}_{fb}$ nach Gl. (5.21) und einer zeitaufwändigen Eigenwertberechnung dieser Matrix einher. Aus diesen Gründen wird die o. g. Eigenschaft des SA-Algorithmus nicht umgesetzt, so dass in jedem Fall nur solche Konfigurationen übernommen werden, die eine Verringerung der Kosten bewirken.

Zur Reduzierung von Rechenzeiten ist es darüber hinaus erforderlich, vor der in Abschnitt 5.5.2.1 beschriebenen Analyse der dynamischen Systemeigenschaften ein Netzreduktionsverfahren anzuwenden. Kohärente Generatorgruppen können dadurch zu Ersatzmaschinen zusammengefasst werden, wodurch die Ordnung des Gesamtsystems erheblich reduziert wird und eine schnellere Berechnung der Eigenwerte möglich ist. In [89] wird dazu ein Verfahren zur Netzäquivalentierung vorgestellt, das für netzübergreifende Stabilitätsuntersuchungen im liberalisierten Markt geeignet ist.

Abschließend stellt sich die Frage, in welchem Zyklus die automatische Parametrierung der Dämpfungsregler vorzunehmen ist. Um optimale Dämpfungseigenschaften des EÜS zu garantieren, ist gemäß Abschnitt 3.1.5 und Regel Nr. 5 in Tabelle 3.1 nach jeder wesentlichen Veränderung des Betriebszustandes in jedem Fall eine Neuparametrierung erforderlich. Eine hinsichtlich des Schwingungsverhaltens wesentliche Veränderung des Betriebszustandes eines EÜS bedeutet eine Änderung der Eigenwertkonfiguration. Diese wiederum ist an einer Änderung des Wertes der zuvor definierten Kostenfunktion erkennbar. Daher ist es sinnvoll, zyklisch, z. B. im Zeitraster von 15 Minuten, eine Berechnung der Kosten für den aktuellen Betriebszustand eines EÜS vorzunehmen und zuvor eine auf Erfahrungswerten basierende zulässige Obergrenze dieser Kosten zu definieren. Überschreiten die Kosten diese Obergrenze, so ist eine Neuparametrierung der Dämpfungsregler vorzunehmen. Die Kostenfunktion repräsentiert damit ein Gütemaß, mit dem das autonome System eine Kontrolle der ausgeführten Handlungsaufträge bezüglich der Verbesserung des Schwingungsverhaltens vornimmt. Ergänzend dazu können für typische Betriebssituationen generierte Dämpfungsreglerparameter auf der Netzleitebene gespeichert und beim Eintreten dieser Betriebssituationen jeweils in die Regler übertragen werden. So können für bestimmte wiederkehrende Kraftwerkseinsätze, Belastungssituationen, Einspeisemuster etc. typische Reglerparameter zustandsabhängig abgerufen werden.

Dieses Vorgehen kann analog zu den in den Abschnitten 5.1 bis 5.3 beschriebenen Maßnahmen ebenfalls als präventive Koordination bezeichnet werden. Die Parameter der FACTS-Dämpfungsregler werden automatisch den Änderungen des Betriebszustandes nachgeführt. Dies geschieht nach Netzzustandsänderungen üblicherweise im Ruhezustand, in dem die Dämpfungsregler nicht benötigt werden, jedoch zyklisch und nicht ereignisorientiert. Auf diese Weise wird bei nachfolgenden Störungen ein optimales Dämpfungsverhalten erzielt.

Entscheidender Vorteil des Verfahrens ist die Möglichkeit, weitere stabilitätsverbessernde Regeleinrichtungen im System, z. B. PSS, mit in den koordinierten Reglerentwurf zu integrieren.

Das folgende Ablaufdiagramm zeigt zusammenfassend das gesamte hier entwickelte Verfahren zur Bestimmung optimaler Dämpfungsreglerparameter für alle in einem System vorhandenen FACTS-Geräte durch die autonomen Komponenten auf der Netzleitebene.

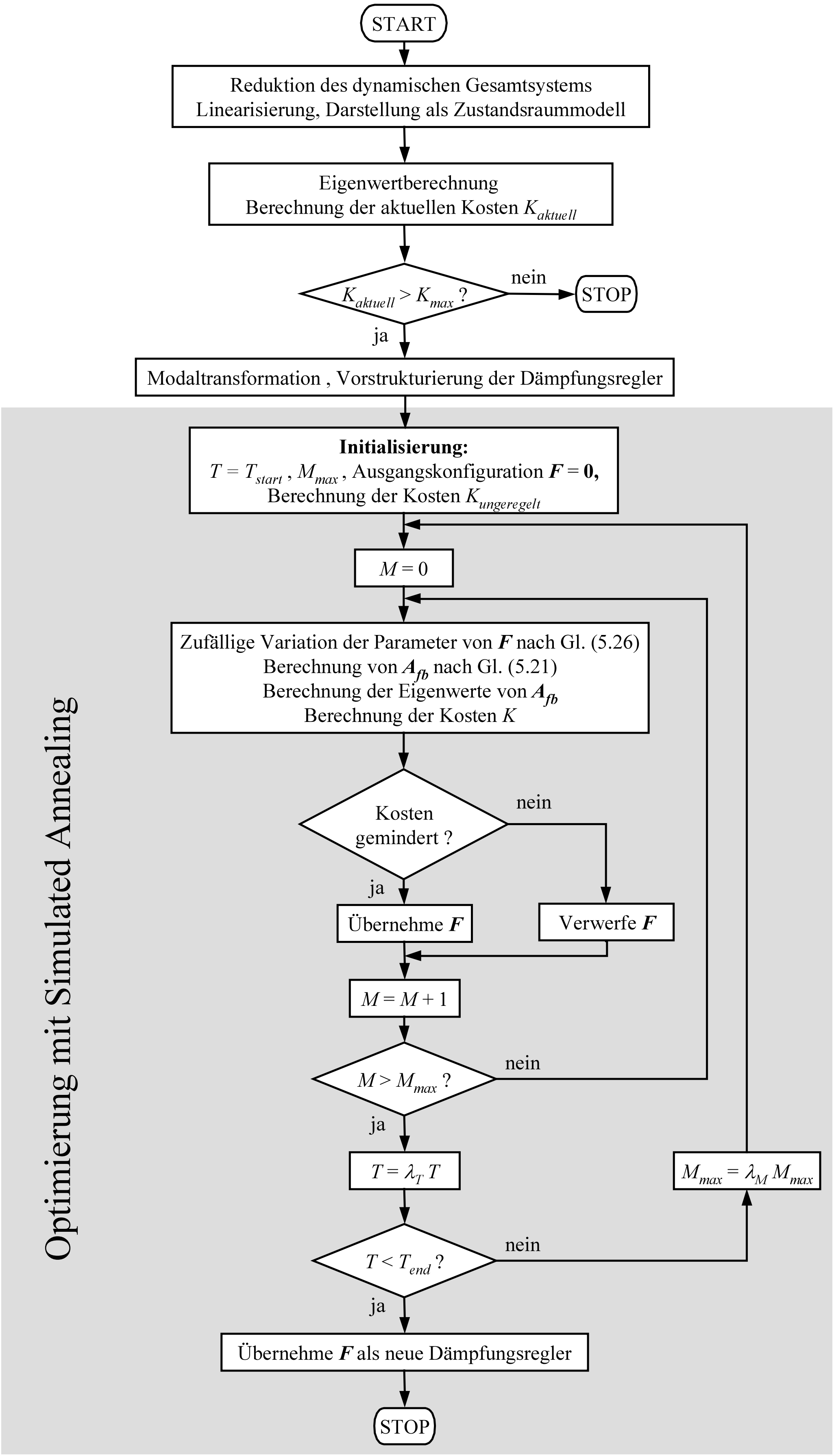


Bild 5.15: Ablauf der automatischen Parametrierung von Dämpfungsreglern

5.6 Abschließende Bemerkungen

Mit den in diesem Kapitel entwickelten Verfahren können die in Kapitel 3 vorgestellten Koordinationsmaßnahmen als abstrakte Handlungsanweisungen für beliebige Netze automatisch konkretisiert werden. Dabei wird die in den generischen Regeln vorhandene Transparenz auch bei den konkreten Maßnahmen beibehalten, indem u. a. wissensbasierte Verfahren eingesetzt werden. Bei Fehlern und Betriebsmittelausfällen werden dazu Fuzzy-Regler als übergeordnete autonome Komponenten eingesetzt. Sie greifen koordinierend durch Adaption bzw. Aktivierung und Deaktivierung von Reglern auf der unteren Leitebene ein. Dieser Ansatz bietet darüber hinaus den Vorteil, dass weiche Umschaltvorgänge [81] stattfinden, die kaum zusätzliche Schwingungen im System anregen. Die Fuzzy-Regelbasen enthalten transparente Informationen über konkrete Handlungsmaßnahmen und werden aus globalen Informationen auf der Stationsleitebene generiert und an die Fuzzy-Module weitergeleitet. Zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen konnte dieser Ansatz jedoch nicht verfolgt werden, da eine Vielzahl spezieller Fälle zu beachten ist. Dazu zählen beispielsweise die Einflüsse der FACTS-Geräte auf Übertragungselemente, die Wirkungsrichtung der Regelung, die Ergebnisse der Handlungsprognose und die Ausregelbarkeit bezüglich der Netztopologie. Diese verschiedenen globalen Informationen können nur unzulänglich mittels Fuzzy-Regelbasen und linguistischen Variablen ausgedrückt werden. Die gewählte Form mit Integral-Regelung, Zustandsautomat und autonomer Komponente zur Handlungsbestimmung bei Überlast wird daher für diese Koordinationsmaßnahmen insgesamt als zuverlässiger angesehen.

Zur Vermeidung gegenseitiger negativer Beeinflussungen der übergeordneten autonomen Regelungsfunktionen dient das eingeführte Gütemaß, das deren Aktivitäten zeitlich voneinander entkoppelt. Es aktiviert abhängig von der Bewegung der Leistungsflüsse auf relevanten Betriebsmitteln die koordinierenden Eingriffe zur Verlangsamung, Aktivierung bzw. Deaktivierung und Sollwertkorrektur der Arbeitpunktregler. Dabei ist zu beachten, dass die Zugehörigkeitsfunktionen für die linguistischen Variablen $p_{xiyi,mov}$ und die Empfindlichkeit der Regelung zum Abbau von Überlastungen so aufeinander abzustimmen sind, dass die Zeitbereiche, in denen die Regelungen aktiv sind, klar voneinander getrennt sind.

Die automatische Parametrierung der FACTS-Dämpfungsregler nimmt innerhalb des autonomen Systems eine Sonderstellung ein, da, anders als bei den übrigen Koordinationsmaßnahmen, konkrete Handlungsanweisungen in Form von Reglerparametern ausschließlich global auf der Netzleitebene generiert werden.

6 Verifikation und Diskussion

Die in Kapitel 5 erläuterten Verfahren zur autonomen Regelung von FACTS-Geräten wurden im Rahmen dieser Arbeit in die in Abschnitt 2.5 beschriebene Simulationsumgebung integriert [45]. Anhand von Simulationsszenarien mit Beispielsystemen werden die einzelnen Verfahren im Folgenden verifiziert.

6.1 Netzkonfigurationen

Es werden zwei Beispielsysteme mit integrierten FACTS-Geräten verwendet, die einerseits den in Kapitel 3 beschriebenen Koordinationsbedarf vollständig widerspiegeln und andererseits ein ausreichendes Maß an Übersichtlichkeit aufweisen, so dass die durch das autonome System erzielten Analyseergebnisse und ausgeführten Handlungen leicht nachvollziehbar und überprüfbar sind. Bild 6.1 zeigt die Topologie des Netzes A. Es stellt das Abbild einer auf die wesentlichen Verbundleitungen, Einspeisungen und Lasten reduzierten, ausgedehnten realen Netzkonfiguration auf der Höchstspannungsebene dar.

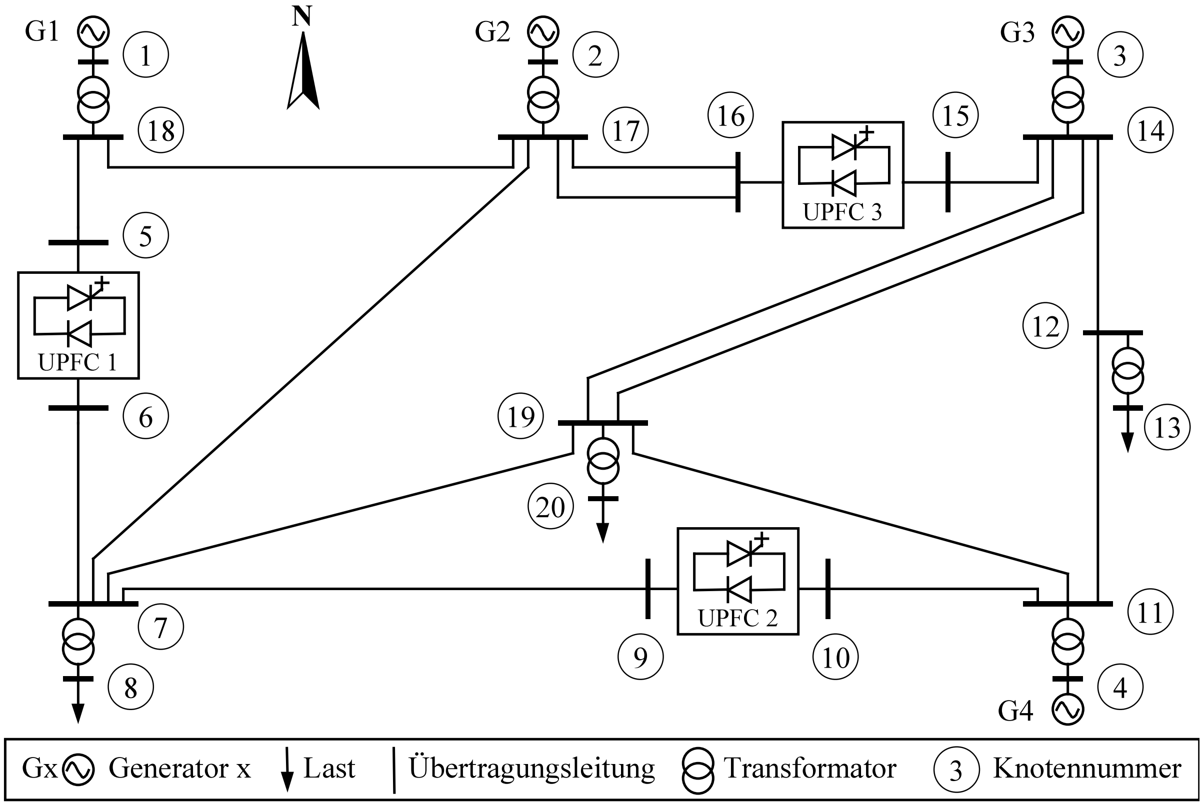
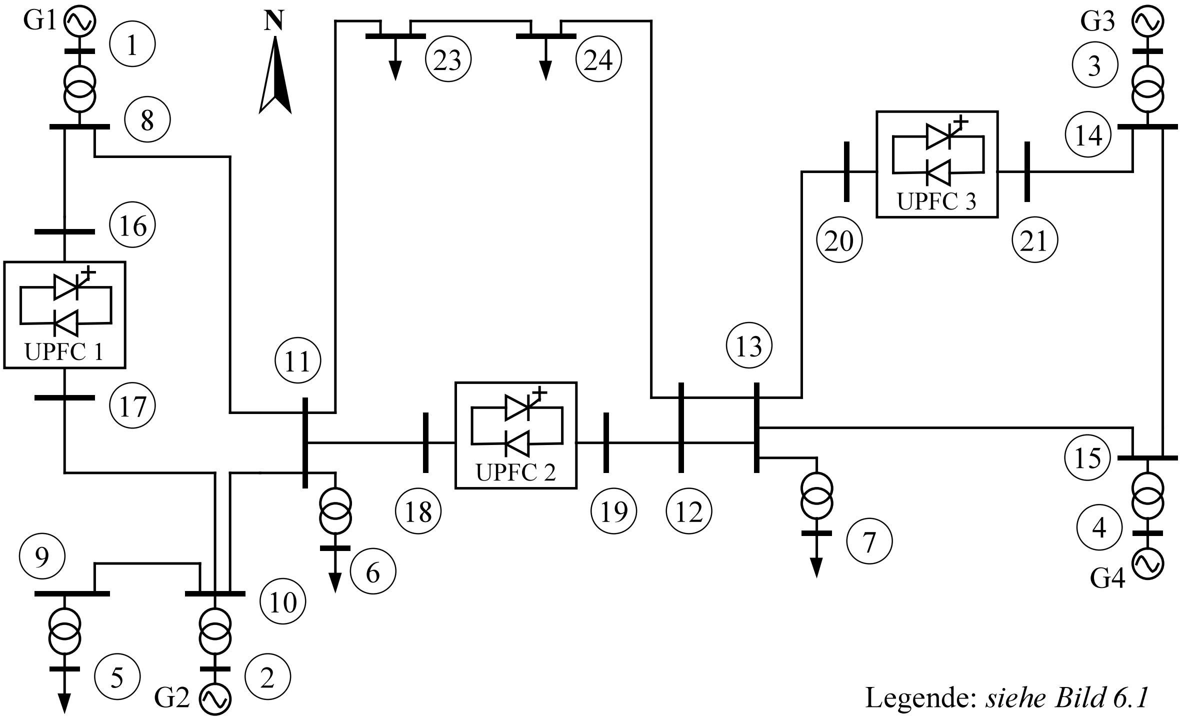


Bild 6.1: Netz A

Das System weist einen hohen Vermaschungsgrad auf und enthält drei UPFC als multifunktionale FACTS-Geräte, die hauptsächlich zur Leistungsflussregelung eingesetzt werden. Die Topologie des gewählten Systems ist geeignet, um die in Tabelle 3.1 aufgelisteten Koordinationsmaßnahmen 1 (Sollwertanpassung bei Betriebsmittelüberlastung), 2 (Fuzzy-Adaption bei

Betriebsmittelausfall), und 4 (Fuzzy-Adaption bei Fehlern) des autonomen Systems einschließlich aller Berechnungen und Handlungen der präventiven Koordination zu veranschaulichen. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades weist dieses System auch ohne dämpfende FACTS-Geräte relativ gut gedämpfte Schwingungsmoden und einen nur geringen Bedarf an spannungsstützenden Eingriffen auf. Zur Untersuchung des Koordinationsbedarfes gemäß der Koordinationsmaßnahme 5 (Aktualisierung der Dämpfungsreglerparameter nach Veränderung des Betriebszustandes) wird daher das in Bild 6.2 gezeigte Netz verwendet.



Legende: *siehe Bild 6.1*

Bild 6.2: Netz B

Dieses longitudinale System ist ebenfalls auf die wesentlichen Elemente reduziert und nicht maßstabsgetreu abgebildet. Das System ist in Ost-West-Richtung wesentlich ausgedehnter als in Nord-Süd-Richtung. Es besteht aus zwei dominierenden Erzeugungs-/Lastschwerpunkten im Osten und im Westen. Diese Gebiete sind über verhältnismäßig lange Leitungen in Ost-West-Richtung und UPFC 2 miteinander verbunden. Der kürzeste Übertragungsweg zwischen den Generatoren G2 und G4 weist eine Länge von ca. 430 km auf. Die Leitungsverbindungen zwischen den Generatoren G1 und G2 und zwischen den Generatoren G3 und G4 betragen 25 bzw. 80 km. Je nach Lastanforderung an den Knoten 5, 6 und 7 findet ein Leistungstransport über UPFC 2 und die mit diesem verbundenen Leitungen statt. Die Lasten an den Netzknoten 23 und 24 sind über zwei ebenfalls relativ lange Leitungen nur schwach an das übrige Netz angekoppelt und befinden sich im Versorgungsgebiet eines anderen Netzbetreibers, dessen System auf diese Knoten reduziert dargestellt ist.

Bei beiden Netzen wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von jeweils drei UPFC und die damit verbundenen relativ hohen Investitionskosten durch Erfordernisse im Bereich der Leistungsflusssteuerung gerechtfertigt sind. Die UPFC erfüllen dabei multifunktionale Aufgaben (Leistungsflusssteuerung, Spannungsregelung und Stabilitätsverbesserung). Würde die Anzahl der installierten UPFC verringert, hätte dies neben einem reduzierten Koordinationsbedarf jedoch auch weniger Möglichkeiten zur Beeinflussung des stationären und dynamischen Systemzustandes zur Folge. Die Einsatzorte werden in beiden Netzen gemäß Kapitel 3 als fest vorgegeben betrachtet.

Die Bezugsspannung für beide Systeme ist die Nennspannung U_n = 400 kV, die Bezugsleistung wird zu S_B = 1250 MVA gewählt. Die für die Simulationsszenarien zu Grunde gelegten Lastflussvorgaben sowie stationäre und dynamische Modelldaten sind im Anhang angegeben.

Die Parameter der UPFC-Arbeitspunktregelungen werden gemäß den Vorgaben in [22] gewählt und bleiben, abgesehen von Fuzzy-Adaptionen durch die autonome Regelung, bei allen Untersuchungen innerhalb dieses Kapitels konstant.

Die Generatoren in Netz A sind mit aktivierten PSS ausgestattet. Für die Generatoren in Netz B sind hingegen zunächst keine PSS vorgesehen, da anhand dieses Netzes insbesondere das Dämpfungspotenzial der FACTS-Geräte analysiert wird.

6.2 Überlastung von Betriebsmitteln

Die Reaktion des autonomen Systems auf eine Betriebsmittelüberlastung wird am Beispiel des Netzes A anhand einer Änderung der Systemlast verifiziert. Unabhängig vom Eintreten eines kritischen Ereignisses führt das autonome Regelungssystem in jedem Fall zuvor die präventiven Koordinationsmaßnahmen durch. Die netzübergreifende Topologieanalyse liefert u. a. das Ergebnis in Tabelle 6.1. Sie wird als MATLAB®-Anwendung ausgeführt, deren Rechenzeit 0,02 Sekunden auf einem PC mit Intel Pentium III-Prozessor, 600 MHz, beträgt. Eine vorherige Reduktion mittels Bestimmung der Einflussbereiche ist aufgrund der Einfachheit des Netzes nicht erforderlich.

Tabelle 6.1: Teilergebnis der Topologieanalyse für Netz A

FACTS-Gerät	**UPFC 1**	**UPFC 2**	**UPFC 3**
Regelungspfad (Knotennummern)	18-5-6-7	7-9-10-11	14-15-16-17
Parallelpfade (Knotennummern)	18-17-7	7-19-14-12-11 7-19-11	14-19-7-17 14-12-11-19-7-17

Für die Betriebsmittel, die Bestandteile von Parallelpfaden sind, werden die Einflüsse der betreffenden FACTS-Geräte gemäß Gl. (5.4) berechnet. Auf dieser Grundlage werden Rangfolgen für den Abbau einer eventuellen Überlast festgelegt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind Tabelle 6.2 zu entnehmen.

Tabelle 6.2: Einflüsse der UPFC auf die Betriebsmittel der Parallelpfade und Rangfolgen der UPFC für den Abbau von Überlastungen

Leitungen		**UPFC 1**	**UPFC 2**	**UPFC 3**	**Rangfolge UPFC Nr.**
von Knoten	nach Knoten	von Knoten 5 nach Knoten 6	von Knoten10 nach Knoten 9	von Knoten16 nach Knoten 15	
11	12		-0,3421	-0,2632	2, 3
14	12		0,3421	0,2632	2, 3
18	17	-1			1
14	19		-0,1711	0,3684	3, 2
14	19		-0,1711	0,3684	3, 2
7	19		1	-1	2, 3
17	7	-1		-1	1, 3
19	11		0,6579	-0,2632	2, 3

Der Algorithmus zum Test auf Ausregelbarkeit einer Überlastung bezüglich der Netztopologie wird als weitere Maßnahme der präventiven Koordination ausgeführt. Das Ergebnis ist in Tabelle 6.3 wiedergegeben.

Die Richtigkeit dieser Ergebnisse kann anhand des Netzbildes (Bild 6.1) bestätigt werden. Die Ergebnisse der dynamischen Simulation des Szenarios zeigen die korrekte Funktionsweise der restlichen Komponenten des autonomen Systems im Falle einer Überlastung. Die Systemlast wird zum Zeitpunkt t = 0,5 s rampenförmig erhöht. Die relative Änderung der Wirklast des Systems sowie der Wirkfluss über Leitung 11-19 sind in Bild 6.3 gegenüber der Zeit aufgetragen. Der maximal zulässige Wirkfluss über Leitung 11-19 wird durch die Wirklasterhöhung von ca. 14 % ohne autonome Regelung um ca. 0,06 pu (75 MW) überschritten. Bei einem Fortbestehen hätte diese Überlastung ein notwendiges Abschalten der Leitung zur Folge, welches wiederum zu Überlastungen anderer Betriebsmittel führen würde und damit eine Gefährdung des Betriebes bedeutet. Das autonome System reagiert auf diese Überlastung mit einer Sollwertkorrektur des Wirkflusses über UPFC 2, indem es die überlagerte I-Regelung aktiviert (siehe Bild 6.4). Die autonome Komponente zur Handlungsbestimmung hat dazu das Startsignal an den Zustandsautomaten gegeben. Die stationäre P-Sollwerterhöhung des UPFC 2 beträgt ca. 0,09 pu (siehe Bild 6.5). Dadurch wird der Wirkfluss über Leitung 11-19 innerhalb von ca. 2 Sekunden auf den maximal zulässigen Wert reduziert. Ohne autonome Regelung hält der Wirkleistungsflussregler den Wirkfluss über UPFC 2 konstant. Besonders deutlich wird dabei in Bild 6.5 die schnelle Reaktion des FACTS-Gerätes und die hohe Regelungsgüte. Die Überlastung wird schnell und nahezu ohne Überschwingen der Regelgröße vollständig abgebaut.

Tabelle 6.3: Ergebnis des Tests auf Ausregelbarkeit bezüglich der Netztopologie

Leitungsausfälle		**Leitungen, deren Leistungsflüsse nicht mehr durch das FACTS-Gerät beeinflussbar sind**					
		UPFC 1		UPFC 2		UPFC 3	
von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.
11	12			14 14 14	12 19 19	14 19	12 11
14	12			11 14 14	12 19 19	11 19	12 11
18	17	17	7				
14	19	Ausfälle unkritisch, da Doppelleitung					
14	19						
7	19			11 14 14 14 19	12 12 19 19 11	17 14 14 11 14 17 19	7 19 19 12 12 7 11
17	7	18	17			7 14 14 11 14 7 19	19 19 19 12 12 19 11
19	11					11 14	12 12

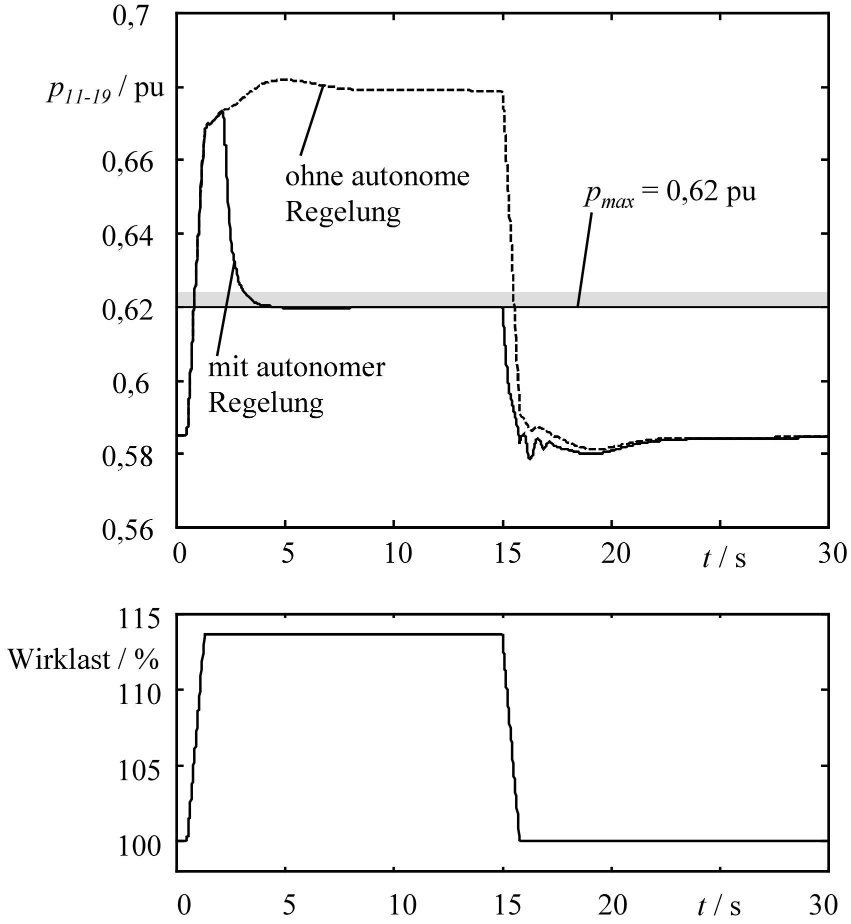


Bild 6.3: Wirkleistungsfluss über Leitung 11-19 (oben) und relative Wirklast des Gesamtsystems (unten)

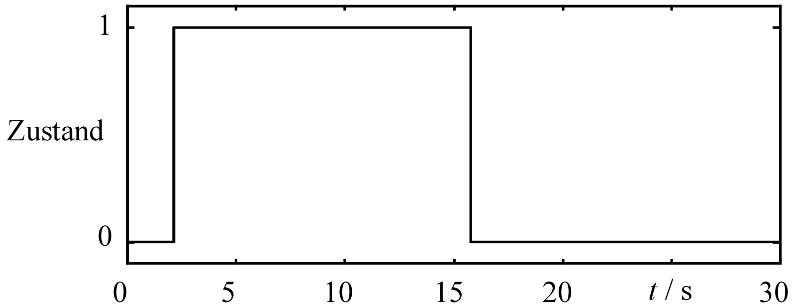


Bild 6.4: Zustand des Zustandsautomaten (0: I-Regelung inaktiv, 1: I-Regelung aktiv)

Die autonome Komponente zur Handlungsbestimmung erlaubt die Aktivierung der überlagerten I-Regelung u. a. nur dann, wenn sichergestellt ist, dass die Betriebsmittelüberlastung im eingeschwungenen Zustand bestehen bleibt. Die Empfindlichkeit der Regelung ist auf den Wert $p_{mov,e}$ = 0,02 eingestellt. Das bedeutet, dass die überlagerte Integral-Regelung erst dann gestartet werden kann, wenn der Wert des Gütemaßes von allen Leitungen auf Parallelpfaden zu UPFC 2 den Wert $p_{mov,e}$ = 0,02 unterschritten hat (siehe Bild 6.6). Der Startzeitpunkt der Regelung liegt somit bei ca. 2,1 s.

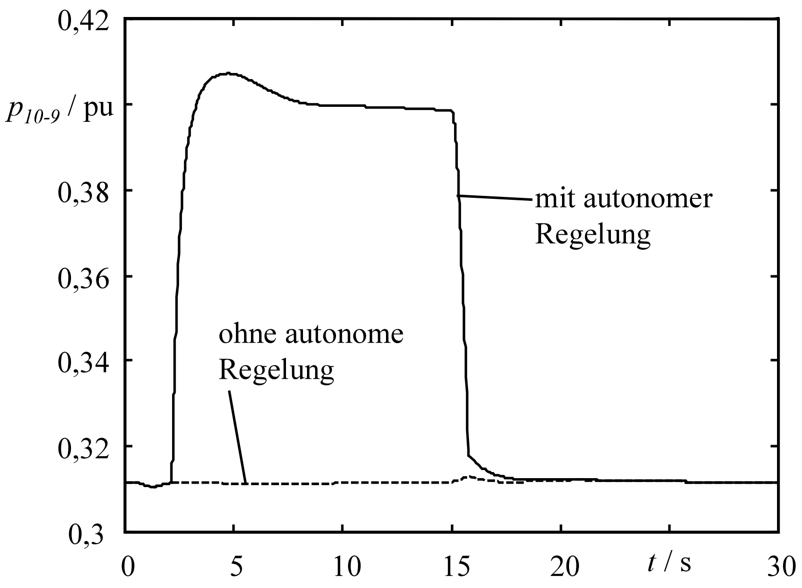


Bild 6.5: Wirkleistungsfluss über UPFC 2 (von Knoten 10 nach Knoten 9)

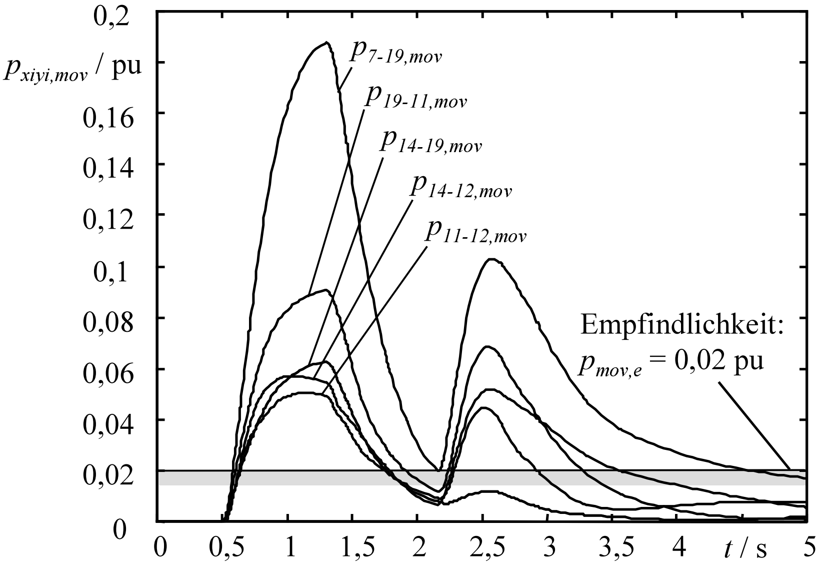


Bild 6.6: Wert des Gütemaßes für alle Leitungen auf Parallelpfaden zu UPFC 2

Nach dem Start der Integral-Regelung vergrößern sich die Werte der Gütemaße aller betrachteten Leitungen als Folge des dynamischen Vorganges der Leistungsfluss-Korrektur. Dadurch wird die Integral-Regelung jedoch nicht beeinflusst.

Zur Überprüfung, ob die autonome Regelung das System wieder in den Originalzustand überführt, sobald die Ursache für das kritische Ereignis der Betriebsmittelüberlastung nicht mehr vorliegt, wird die Gesamtlast zum Zeitpunkt t = 15 s wieder auf ihren ursprünglichen Wert reduziert. Der Ausgang des Integrierers verringert sich dadurch ebenfalls. Sobald er den

Wert 0 erreicht hat, deaktiviert der Zustandsautomat die Regelung, und der ursprüngliche Leistungsfluss stellt sich wieder ein (siehe Bild 6.3 und Bild 6.4).

Die korrekte Funktionsweise der Algorithmen innerhalb der betreffenden autonomen Komponenten wird anhand des Simulationsbeispiels belegt. Generell ergibt sich pro leistungsflussregelndem FACTS-Gerät ein Freiheitsgrad, so dass ein FACTS-Gerät nur eine Überlastung gezielt abbauen kann. Die Integral-Regelung hat sich als einfache aber wirksame Methode erwiesen, die die Stabilität des Gesamtsystems nicht gefährdet. Dies kann in Netzen mit schlechterer Kleinsignalstabilität zusätzlich durch die zyklische Neuparametrierung der Dämpfungsregler unterstützt werden.

Durch die autonome Komponente zur Handlungsbestimmung ist eine sehr große Zahl an Randbedingungen und Sonderfällen zu berücksichtigen. Beispielhaft sei hier die Berücksichtigung von Ausregelvorgängen anderer FACTS-Geräte oder der Test auf Ausregelbarkeit im Rahmen der Handlungsprognose genannt. Diese Randbedingungen werden mit einfachen und schnellen Berechnungsmethoden, wie z. B. dem Gleichstrom-Lastfluss, zuverlässig durch das autonome System berücksichtigt und erfüllen die Anforderungen an die Schnelligkeit des Systems. Zeitaufwändige Berechnungen werden im Rahmen der präventiven Koordination in unkritischen Situationen korrekt ausgeführt.

Voraussetzung für die einwandfreie Funktionsweise des autonomen Systems bezüglich Überlastungen ist, dass alle auf der Feld- und Stationsleitebene benötigten Informationen zuverlässig und schnell zur Verfügung stehen. Dies ist durch die informationstechnische Realisierung des autonomen Systems zu gewährleisten (siehe Abschnitt 4.3). Bei einem Fehlen wichtiger Informationen, beispielsweise über die Netztopologie oder über Leistungsflüsse, muss die autonome Regelung blockiert werden, um Fehlreaktionen zu vermeiden.

6.3 Ausfall von Betriebsmitteln

Bei einem Betriebsmittelausfall, der das Auftrennen aller Parallelpfade eines FACTS-Gerätes zur Folge hat, deaktiviert das autonome System mittels eins Fuzzy-Moduls die Leistungsflussregler. Im folgenden Beispiel wird die Reaktion des autonomen Regelungssystems auf den Ausfall der Leitung 17-18 in Netz A gezeigt.

Im Rahmen der präventiven Koordination identifiziert die automatische Topologieanalyse ergänzend zu Tabelle 6.1 zu jedem FACTS-Gerät die Betriebsmittel, deren Ausfall ein Auftrennen aller Parallelpfade zur Folge hat (Tabelle 6.4). Die automatische Analyse der Sonderfälle liefert auf dieser Grundlage alle Betriebsmittel, deren Ausfälle ein Auftrennen aller Parallelpfade zu mehr als einem Regelungspfad bewirken (siehe Tabelle 6.5).

Tabelle 6.4: Teilergebnis der Topologieanalyse bezüglich Betriebsmittelausfälle für Netz A

Regelungspfad zu	**UPFC 1**		**UPFC 2**		**UPFC 3**	
Leitungen, die Bestandteil aller Parallelpfade sind	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.
	18	17	7	19	17	7
	17	7			7	19

Tabelle 6.5: Ergebnis der Analyse der Sonderfälle

Leitungsausfälle		**Regelungspfade, deren sämtliche Parallelpfade durch den Leitungsausfall aufgetrennt werden**		
von Kn.	nach Kn.	Regelungspfad zu UPFC 1	Regelungspfad zu UPFC 2	Regelungspfad zu UPFC 3
7	19		●	●
17	7	●		●

Durch betriebliche Randbedingungen (Engpässe o. Ä.) sei vorgegeben, dass das FACTS-Gerät UPFC 3 in kritischen Fällen möglichst in Betrieb bleiben soll. Anhand dieser Informationen und dem Ergebnis der Topologieanalyse erzeugt die automatische Fuzzy-Regelgenerierung für das Fuzzy-Modul 1 zu UPFC 1 folgende Regelbasis.

Tabelle 6.6: Fuzzy-Regelbasis für Fuzzy-Modul 1 zu UPFC 1

Fuzzy-Regel Nr.	**WENN**	**DANN**
1	($p_{18\text{-}17,mov}$ = klein) UND ($S_{18\text{-}17,norm}$ = sehr klein)	A_1 = sehr klein
2	($p_{18\text{-}17,mov}$ = klein) UND ($S_{18\text{-}17,norm}$ = klein)	A_1 = klein
3	($p_{18\text{-}17,mov}$ = klein) UND ($S_{18\text{-}17,norm}$ = normal)	A_1 = normal
4	($p_{18\text{-}17,mov}$ = groß)	A_1 = normal
5	($p_{17\text{-}7,mov}$ = klein) UND ($S_{17\text{-}7,norm}$ = sehr klein)	A_1 = sehr klein
6	($p_{17\text{-}7,mov}$ = klein) UND ($S_{17\text{-}7,norm}$ = klein)	A_1 = klein
7	($p_{17\text{-}7,mov}$ = klein) UND ($S_{17\text{-}7,norm}$ = normal)	A_1 = normal
8	$p_{17\text{-}7,mov}$ = groß	A_1 = normal

Die ebenfalls automatisch erzeugte Regelbasis für das Fuzzy-Modul 1 zu UPFC 2 enthält lediglich den Regelsatz für die Leitung 7-19. Sie ist hier nicht explizit aufgelistet. Für das Fuzzy-Modul 1 zu UPFC 3 wird gemäß den Vorgaben keine Regelbasis erzeugt.

Wird der Ausfall eines zu berücksichtigenden Betriebsmittels detektiert, so feuert die entsprechende Regel der Regelbasis und empfiehlt den linguistischen Wert „sehr klein“ für den Ausgang A_1 des Fuzzy-Moduls zur Deaktivierung des FACTS-Gerätes. Die Regeln, die die übrigen, nicht ausgefallenen Betriebsmittel berücksichtigen, empfehlen hingegen den Wert „normal“ für A_1. Damit sich bei Verwendung der Max-Min-Inferenz und der Defuzzifizierungsmethode „Center of Gravity“ [81] im Fuzzy-Modul die notwendige Deaktivierung in jedem Falle durchsetzt, müssen die ausgangsseitigen Zugehörigkeitsfunktionen geeignet gewählt werden. Die Fläche der Zugehörigkeitsfunktion für den linguistischen Wert „sehr klein“ von A_1 muss dazu verhältnismäßig groß gewählt werden. Überdies ist bei der Wahl der Zugehörigkeitsfunktionen darauf zu achten, dass die Adaptionsvorgänge einerseits schnell genug ablaufen, um den Falschregeleffekt der Arbeitspunktregler wirksam zu unterdrücken, und andererseits durch weiche Übergänge keine zusätzlichen Schwingungen im System anregen. Im Folgenden sind die ein- und ausgangsseitigen Zugehörigkeitsfunktionen, die diese Forderungen erfüllen, abgebildet.

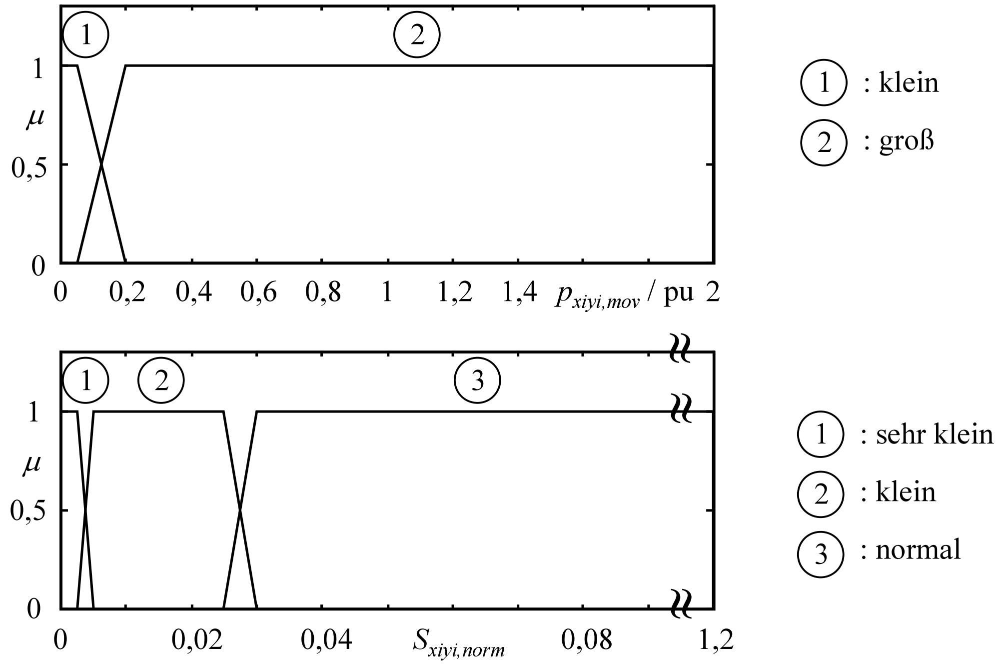


Bild 6.7: Zugehörigkeitsfunktionen für die eingangsseitigen linguistischen Variablen

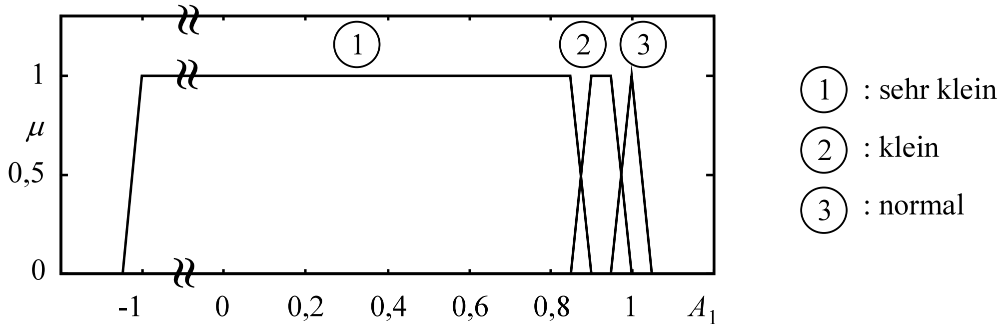


Bild 6.8: Zugehörigkeitsfunktionen für die ausgangsseitige linguistische Variable A_1

Die unmittelbare Reaktion und Wirkung des autonomen Systems auf den Betriebsmittelausfall wird im Folgenden anhand der Simulationsergebnisse Bild 6.9, Bild 6.10 und Bild 6.11 verdeutlicht.

Die Leitung 17-18 fällt zum Zeitpunkt t = 0,1 s aus und wird zum Zeitpunkt t = 5 s wieder zugeschaltet. Vor dem Ausfall der Leitung sind die Sollwerte des UPFC 1 so eingestellt, dass die Arbeitspunktregler keine Stellgrößen erzeugen. Unmittelbar nach dem Leitungsausfall versuchen die Leistungsflussregler ohne autonome Regelung, den Soll-Scheinleistungsfluss aufrechtzuerhalten. Dieses gelingt aufgrund des Wegfalls des Parallelpfades jedoch nicht. Die Stellgröße bzw. die seriell eingekoppelte Spannung u_l erreicht dadurch schnell ihre Begrenzung von 0,15 pu[5]. Die Sollwertvorgaben können in diesem Zustand nicht erfüllt werden. Diese Reaktion spiegelt das in Abschnitt 3.1.2 beschriebene Verhalten der Arbeitspunktregler wider.

Im Fall mit autonomer Regelung bewirkt der durch das Fuzzy-Modul 1 erzeugte Adaptionsfaktor A_1 die Deaktivierung der Leistungsflussregler (siehe Bild 6.10). Zusätzlich dazu wirkt auch Fuzzy-Modul 2. Es sorgt für eine starke Verlangsamung der Leistungsflussregler während und kurze Zeit nach den Schaltvorgängen der Leitung 17-18, da es in diesem Zeitbereich starke Änderungen des Leistungsflusses erkennt. Im Zusammenspiel der beiden Fuzzy-Module ändert sich während des Leitungsausfalls daher die Stellgröße u_l kaum. Die Wahl der Zugehörigkeitsfunktionen zu Fuzzy-Modul 2 wird im folgenden Abschnitt behandelt.

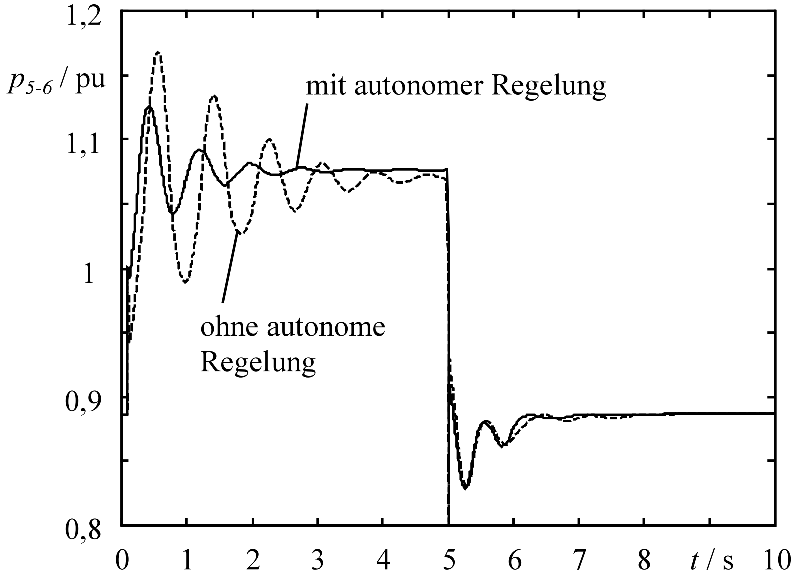


Bild 6.9: Wirkleistungsfluss über UPFC 1

---

[5] Die maximale Längsspannung von 0,15 pu entspricht bei einem angenommenen Nennstrom von 0,85 pu einer Steuerleistung des seriellen Transformators des UPFC von ca. 160 MVA.

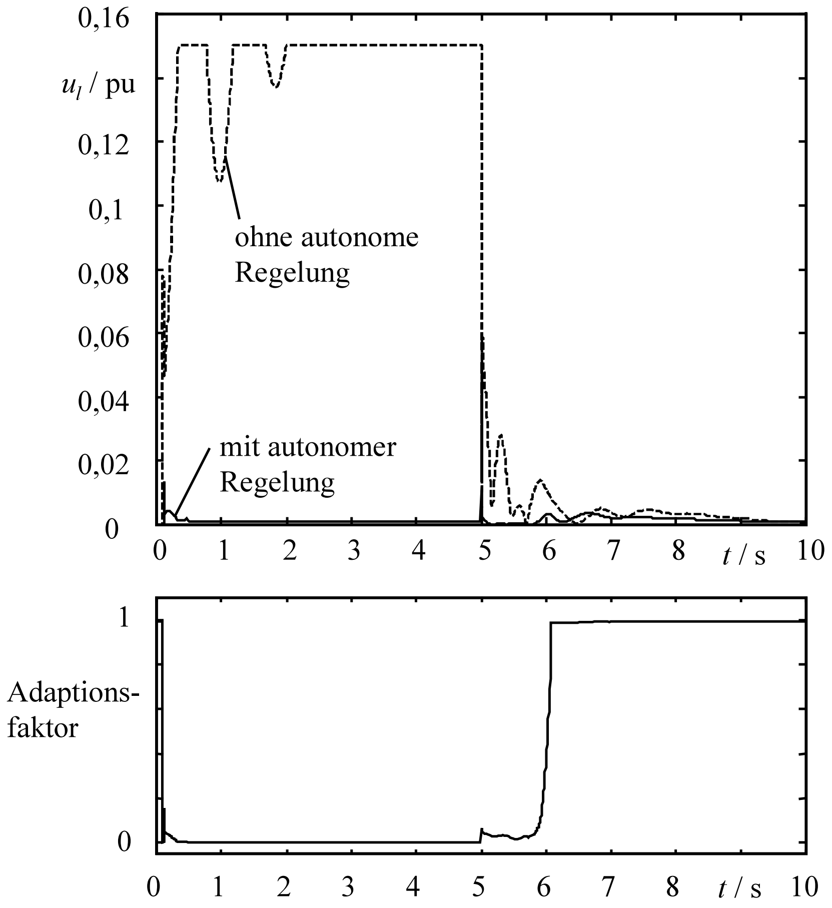


Bild 6.10: Betrag der eingekoppelten Längsspannung von UPFC 1 (oben) und miteinander multiplizierte Adaptionsfaktoren der Fuzzy-Module 1 und 2 des UPFC 1 (unten)

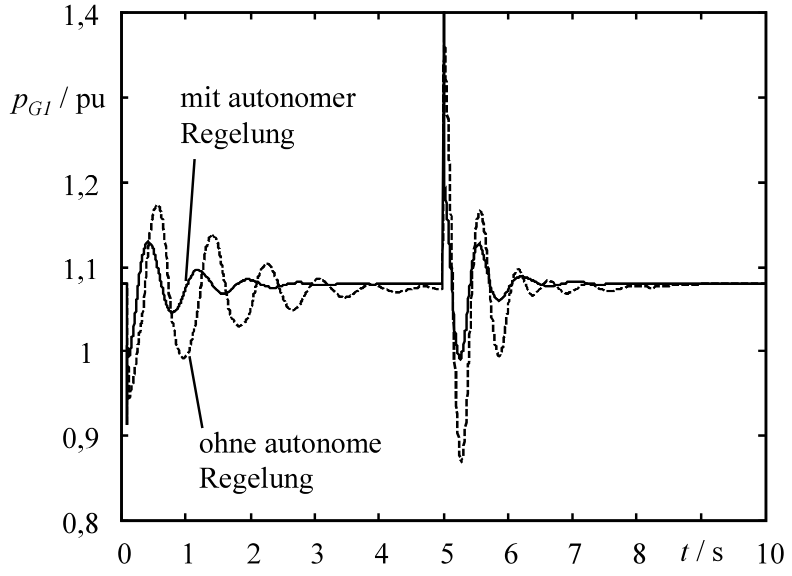


Bild 6.11: Abgegebene Wirkleistung des Generators an Knoten 1

Der korrekte Eingriff durch die Fuzzy-Module des autonomen Systems bewirkt eine deutliche Reduktion der Leistungspendelungen während des Leitungsausfalls (siehe Verläufe von $p_{5\text{-}6}$ und p_{G1}) und nach dem Wiederzuschalten der Leitung (siehe Verlauf von p_{G1}). Die Anforderungen hinsichtlich Schnelligkeit der Fuzzy-Adaption mit ausreichend weichen Übergängen werden erfüllt. Die Amplitude der ersten Polradpendelung des Generators an Knoten 1 wird um ca. 50 % verringert. Die im Fall ohne autonome Regelung stärkeren Leistungspendelungen sind eine Folge des Falschregeleffektes des UPFC 1, der sich durch die hohe Stellgröße u_1 ausdrückt.

An dieser Stelle sei hervorgehoben, dass die primäre Aufgabe des autonomen Systems in diesem Fall nicht die Dämpfung von Leistungspendelungen ist (siehe dazu Abschnitt 6.5), sondern die Unterdrückung des Falschregeleffektes. Die unnötig aufgebrachte maximale Stellgröße wird durch die korrigierenden Eingriffe des autonomen Systems stark reduziert. Die Reduktion der Schwingungen ist dabei ein sekundäres, jedoch sehr positives Resultat.

6.4 Auftreten eines Fehlers

Die präventiven Koordinationsmaßnahmen bezüglich potenzieller Fehler sind automatische Regelgenerierungen für die Fuzzy-Module 2 der im Netz vorhandenen FACTS-Geräte. Die Fuzzy-Regeln werden auf der Basis spezifischer Topologieinformationen erzeugt, die für Fehlerfälle relevant sind (siehe Abschnitt 5.3). Die Ergebnisse der automatischen Topologieanalyse bezüglich Fehler sind in Tabelle 6.7 für Netz A aufgelistet.

Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 5.3 generiert das autonome System daraus die Regelbasen für die Fuzzy-Module 2 der UPFC. Beispielhaft zeigt Tabelle 6.8 die Regelbasis für das Fuzzy-Modul 2 des UPFC 2 in Netz A.

Bei Auftreten eines Fehlers auf einem der überwachten Betriebsmittel feuert Regel 3. Dieses wird durch die Verknüpfung der Elementaraussagen „$p_{xiyi,mov}$ = groß“ für alle relevanten Betriebsmittel mit dem Fuzzy-ODER-Operator bewirkt. Sie empfiehlt den linguistischen Wert „sehr klein“ für den Ausgang des Fuzzy-Moduls 2. Da bei einem Fehler auf einem bestimmten Betriebsmittel die Möglichkeit besteht, dass andere linguistische Variablen $p_{xiyi,mov}$ nicht den Wert „groß“ annehmen, können auch die anderen Regeln feuern. Damit sich die notwendige Verlangsamung der Arbeitspunktregelungen durch den Wert „sehr klein“ für den Ausgang A_2 durchsetzt, muss auch hier die korrespondierende Zugehörigkeitsfunktion mit entsprechend großer Fläche gewählt werden. Wie für das Fuzzy-Modul 1 wird auch hier die Max-Min-Inferenzmethode und die „Center of Gravity“-Defuzzifizierung verwendet. Bild 6.12 und Bild 6.13 zeigen die ein- und ausgangsseitigen Zugehörigkeitsfunktionen der Fuzzy-Module 2, die analog zu Abschnitt 6.3 die geforderte Schnelligkeit der Fuzzy-Adaption mit weichen Übergängen garantieren.

Tabelle 6.7: Teilergebnis der Topologieanalyse bezüglich Fehler für Netz A

Fuzzy-Modul 2 zu	**UPFC 1**		**UPFC 2**		**UPFC 3**	
zu überwachende Leitungen	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.	von Kn.	nach Kn.
	1	18	7	6	2	17
	18	17	7	8	18	17
	18	5	17	7	17	7
	7	6	7	19	17	16
	7	8	7	9	17	16
	17	7	11	10	14	15
	7	19	19	11	7	19
	7	9	4	11	19	11
			11	12	11	12
			14	12	14	12
			14	19	3	14
			14	19	14	19
					14	19

Tabelle 6.8: Fuzzy-Regelbasis für Fuzzy-Modul 2 zu UPFC 2 in Netz A

Fuzzy-Regel Nr.	**WENN**	**DANN**
1	($p_{7-6,mov}$ = klein) ODER ($p_{7-8,mov}$ = klein) ODER ($p_{17-7,mov}$ = klein) ODER ($p_{7-19,mov}$ = klein) ODER ($p_{7-9,mov}$ = klein) ODER ($p_{11-10,mov}$ = klein) ODER ($p_{19-11,mov}$ = klein) ODER ($p_{4-11,mov}$ = klein) ODER ($p_{11-12,mov}$ = klein) ODER ($p_{14-12,mov}$ = klein) ODER ($p_{14-19,I,mov}$ = klein) ODER ($p_{14-19,II,mov}$ = klein)	A_2 = normal
2	($p_{7-6,mov}$ = mittel) ODER ($p_{7-8,mov}$ = mittel) ODER ($p_{17-7,mov}$ = mittel) ODER ($p_{7-19,mov}$ = mittel) ODER ($p_{7-9,mov}$ = mittel) ODER ($p_{11-10,mov}$ = mittel) ODER ($p_{19-11,mov}$ = mittel) ODER ($p_{4-11,mov}$ = mittel) ODER ($p_{11-12,mov}$ = mittel) ODER ($p_{14-12,mov}$ = mittel) ODER ($p_{14-19,I,mov}$ = mittel) ODER ($p_{14-19,II,mov}$ = mittel)	A_2 = klein
3	($p_{7-6,mov}$ = groß) ODER ($p_{7-8,mov}$ = groß) ODER ($p_{17-7,mov}$ = groß) ODER ($p_{7-19,mov}$ = groß) ODER ($p_{7-9,mov}$ = groß) ODER ($p_{11-10,mov}$ = groß) ODER ($p_{19-11,mov}$ = groß) ODER ($p_{4-11,mov}$ = groß) ODER ($p_{11-12,mov}$ = groß) ODER ($p_{14-12,mov}$ = groß) ODER ($p_{14-19,I,mov}$ = groß) ODER ($p_{14-19,II,mov}$ = groß)	A_2 = sehr klein

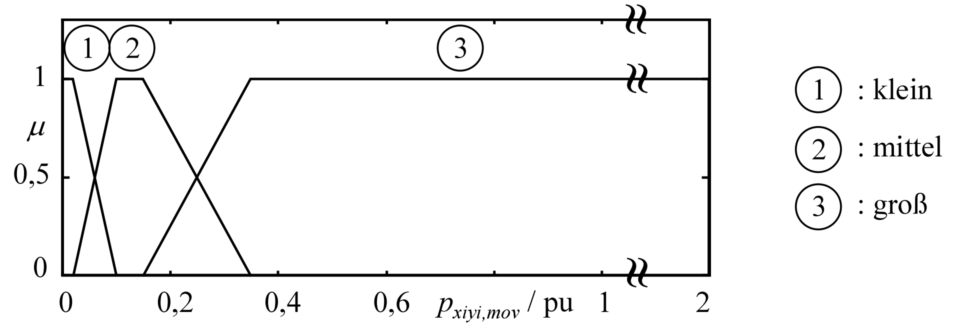


Bild 6.12: Zugehörigkeitsfunktionen für die eingangsseitigen linguistischen Variablen

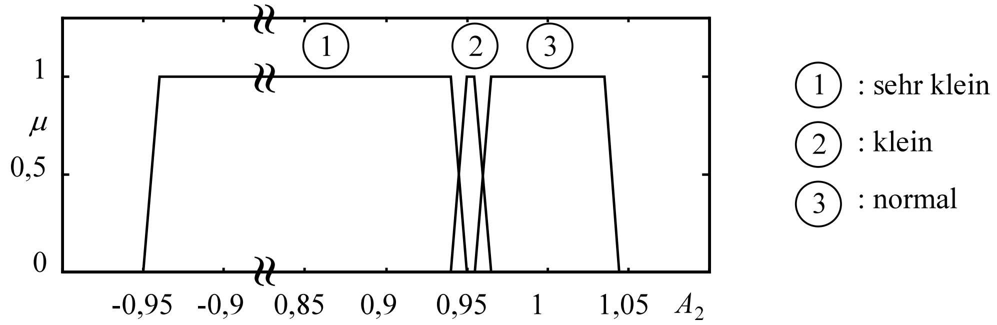


Bild 6.13: Zugehörigkeitsfunktionen für die ausgangsseitigen linguistischen Variablen A_2

Zum Zeitpunkt t = 0,1 s findet in der Mitte der Leitung 19-11 ein dreipoliger symmetrischer Kurzschluss statt. Nach einer Fehlerklärungszeit von 100 ms ist der Lichtbogen gelöscht. Die folgende Kurzunterbrechung hat eine Dauer von 220 ms. Danach besteht der Fehler nicht mehr, und die Leitung wird wieder zugeschaltet. Die Ergebnisse der dynamischen Simulation des Szenarios mit und ohne autonomer Regelung (siehe Bild 6.14, Bild 6.15 und Bild 6.16) werden im Folgenden analysiert. Die Wirkungsweise des autonomen Regelungssystems wird anhand der Reaktionen der Fuzzy-Module 2 der UPFC 2 und 3 auf das Fehlerereignis gezeigt. Repräsentativ werden die von UPFC 2 seriell eingekoppelte Spannung u_l und der von UPFC 3 parallel injizierte Strom i_{q1} untersucht.

Bei Betrachtung der Verläufe von u_l und i_{q1} der Arbeitspunktregler von UPFC 2 und UPFC 3 auf das Fehlerereignis fällt auf, dass ohne koordinierende autonome Regelung starke Stellgrößenanhebungen unmittelbar nach dem Fehlereintritt stattfinden. Dieses bereits in Abschnitt 3.1.4 beschriebene Verhalten ist eine Folge des Falschregeleffektes. Die Arbeitspunktregelungen der FACTS-Geräte versuchen, die starken Änderungen des Leistungsflusses und der Spannungen während des Kurzschlusses und der Kurzunterbrechung auf die Sollwerte auszuregeln. Die von UPFC 2 eingekoppelte Längsspannung u_l erreicht rasch ihre Begrenzung von 0,15 pu. Die Sollvorgaben können nicht erfüllt werden. Das autonome System behebt diesen Falschregeleffekt durch erhebliche Verlangsamung der Arbeitspunktregler der FACTS-Geräte durch die Fuzzy-Module 2, deren Ausgangsgrößen in Bild 6.14 und Bild 6.15 in ihrem Verlauf gezeigt sind. Dadurch wird ein übermäßiger Stellgrößenanstieg durch die Arbeitspunktregler vermieden. Die Folge ist eine Verringerung der durch das Fehlerereignis bedingten Leistungspendelungen (siehe Bild 6.16). Die Amplitude der ersten Polradschwingung des Generators an Knoten 4 wird um ca. 50 % reduziert.

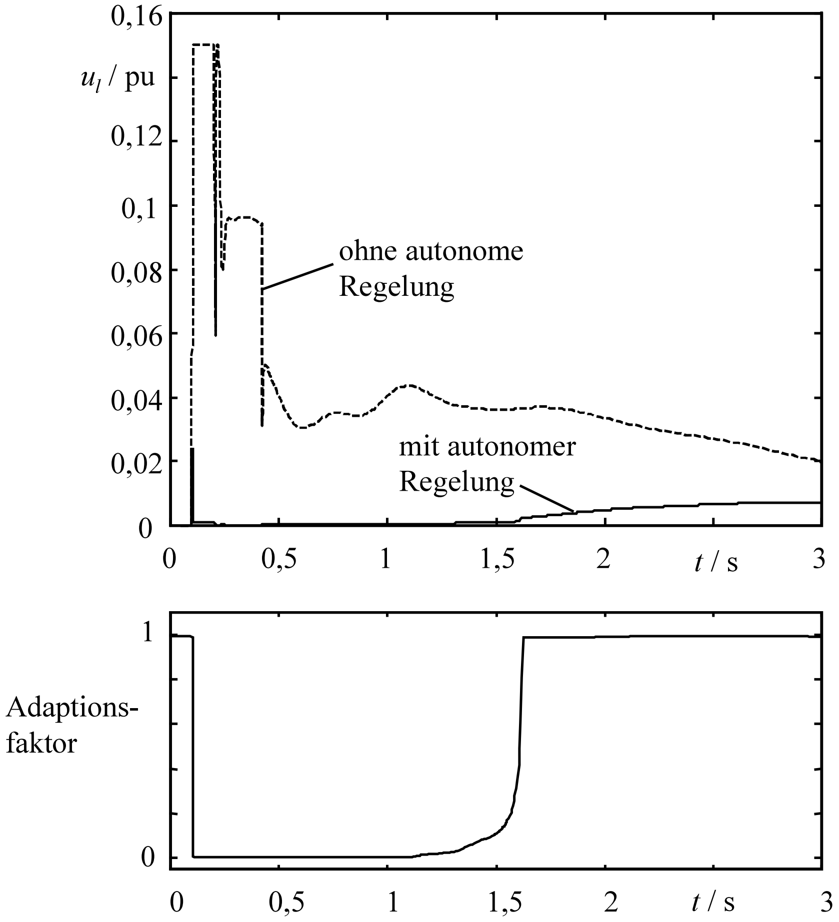


Bild 6.14: Betrag der eingekoppelten Längsspannung von UPFC 2 (oben) und Adaptionsfaktor des Fuzzy-Moduls 2 des UPFC 2 (unten)

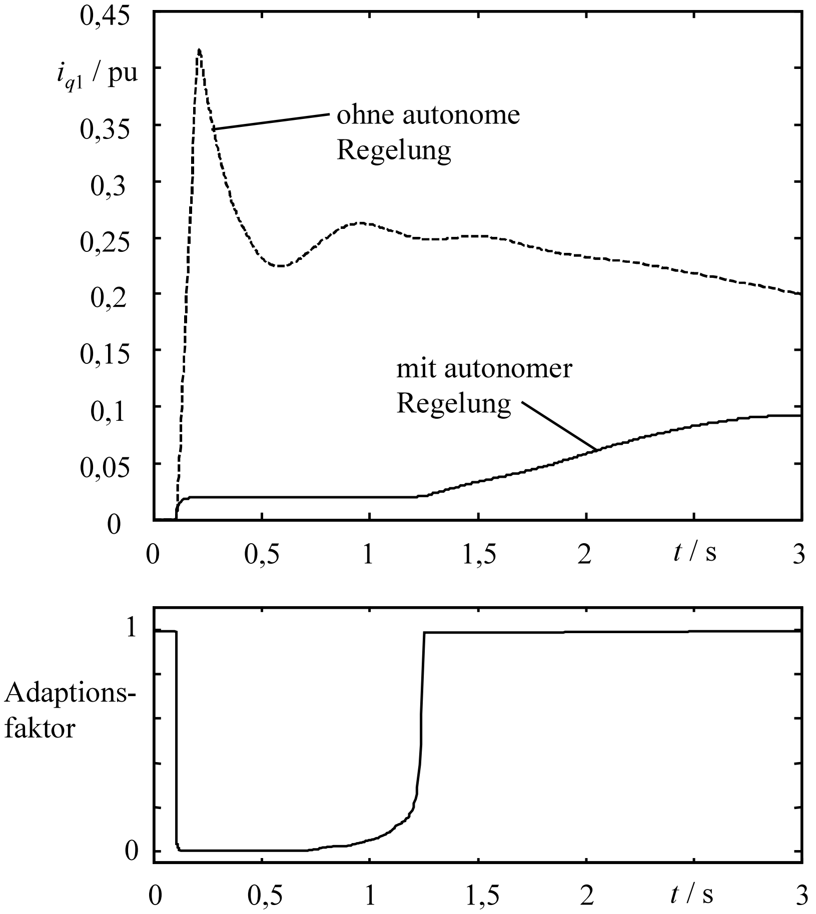


Bild 6.15: Betrag des injizierten Querstromes von UPFC 3 (oben) und Adaptionsfaktor des Fuzzy-Moduls 2 des UPFC 3 (unten)

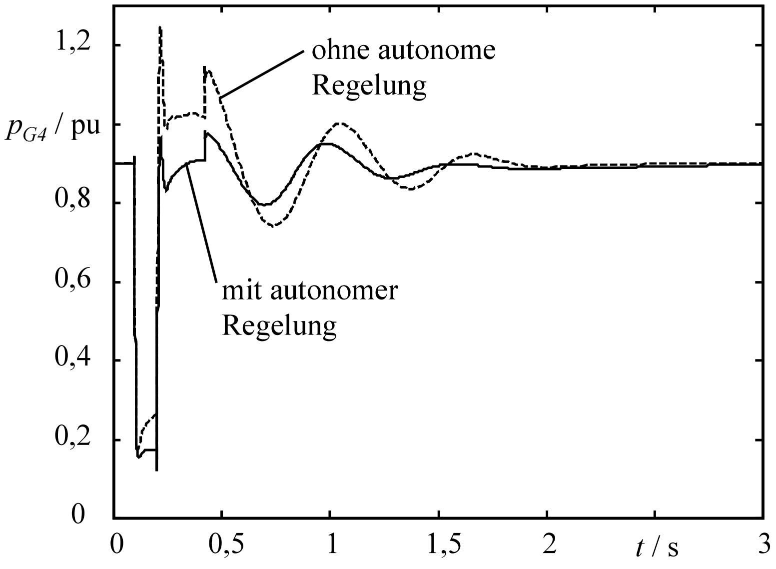


Bild 6.16: Abgegebene Wirkleistung des Generators an Knoten 4

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades des untersuchten Netzes A ist auch ohne autonome Regelung schon eine verhältnismäßig starke Dämpfung der Leistungspendelungen vorhanden. Die Verbesserung durch den koordinierenden Eingriff des autonomen Systems liegt daher in einer Reduktion der anfänglichen Amplituden der Leistungspendelungen und einer deutlichen Einsparung unnötiger Stellgrößen der FACTS-Geräte durch eine Beseitigung des Falschregeleffektes. Dies gilt analog zum im vorigen Abschnitt behandelten Betriebsmittelausfall. Dort wurden die Polradpendelungen des Generators G1 durch Unterdrückung des Falschregeleffektes durch das autonome System jedoch besser gedämpft. Ursache dafür ist, dass der Generator G1 schwächer an das Netz angebunden ist als der hier betrachtete Generator G4 und deshalb mit schwächer gedämpften Polradpendelungen auf große Störungen reagiert. Die unterstützende Dämpfung durch die autonome Regelung ist daher in Bild 6.11 deutlicher erkennbar als in Bild 6.16.

Generell reagiert das autonome System korrekt auf Fehler, die auf den durch die Topologieanalyse bestimmten Betriebsmitteln eintreten. Der Falschregeleffekt wird durch ausreichend schnelle und weiche Übergänge von der Fuzzy-Adaption unterbunden, was eine Reduktion der Polradpendelungen hervorruft. Darüber hinaus werden jedoch auch entferntere Fehler auf nicht in den Regelbasen berücksichtigten Betriebsmitteln dadurch erkannt, dass sie starke Änderungen der Leistungsflüsse auf den überwachten Betriebsmitteln bewirken. Dadurch existiert für jedes FACTS-Gerät ein natürlicher Einflussbereich, innerhalb dessen das autonome System auf Fehlerereignisse reagiert. Er ist abhängig vom Vermaschungsgrad und den Leitungsparametern.

6.5 Veränderung des Betriebszustandes

Die Verifikation des autonomen Systems hinsichtlich der automatischen netzzustandsabhängigen Parametrierung der FACTS-Dämpfungsregler aus Abschnitt 5.5 wird anhand des Netzes B vorgenommen. Der multifunktionale Einsatz der vorhandenen FACTS-Geräte sieht für UPFC 1 eine Spannungs- und Dämpfungsregelung und für UPFC 2 und 3 eine Spannungs-, Dämpfungs-, Wirk- und Blindleistungsflussregelung vor. Für die Verifikation werden zwei verschiedene Betriebszustände des Netzes gewählt. Betriebszustand B1 ist durch eine hohe Last an Knoten 6 und eine vergleichsweise geringe Last an Knoten 7 gekennzeichnet. In dieser Situation hat UPFC 2 u. a. die Aufgabe, einen vorgegebenen Scheinleistungsfluss von Knoten 19 nach Knoten 18 auszuregeln. Im Betriebszustand B2 hingegen ist neben einem veränderten Einspeisemuster der Generatoren bei leicht höherer Gesamtauslastung als im Zustand B1 an Knoten 7 eine viel höhere Last als an Knoten 6 vorgesehen. Das FACTS-Gerät UPFC 2 soll hier einen vorgegebenen Leistungsfluss von Knoten 18 nach Knoten 19 einhalten.

Das System befindet sich zunächst im Betriebszustand B1. Es wird davon ausgegangen, dass die Dämpfungsregler aller drei FACTS-Geräte zu Beginn inaktiv sind, so dass eine anfängliche automatische Parametrierung der Regler durchgeführt werden muss. Das in MATLAB®/SIMULINK® implementierte und linearisierte Gesamtsystem hat eine Dimension von 140 Zustandsgrößen. Das Ergebnis der Linearisierung und Eigenwertberechnung des Systems mit inaktiven FACTS-Dämpfungsreglern ($\boldsymbol{F} = \mathbf{0}$) zeigt, dass vier schwach gedämpfte Moden existieren, die in Tabelle 6.9 nach ihrer Dämpfung absteigend sortiert aufgelistet sind. Sie werden im Folgenden als kritische Moden bezeichnet.

Tabelle 6.9: Kritische Schwingungsmoden des Netzes B im Betriebszustand B1

Mode Nr.	Eigenwertpaar	Frequenz [Hz]	Dämpfung
1	$-0{,}048 \pm j\,5{,}344$	0,851	0,009
2	$-0{,}418 \pm j\,8{,}445$	1,344	0,049
3	$-0{,}438 \pm j\,7{,}905$	1,258	0,055
4	$-0{,}272 \pm j\,1{,}002$	0,160	0,262

Bei diesen Schwingungsmoden handelt es sich um zwei Intra-Area-Moden (Moden 2 und 3) und eine Inter-Area-Mode (Mode 1). Bei einer Anregung von Mode 2 pendeln die Polräder der Generatoren G1 und G2 gegeneinander, bei Mode 3 sind dies die der Generatoren G3 und G4. Ist die Inter-Area-Mode angeregt, so pendeln die Polräder der Generatoren G1 und G2 gleichphasig gegen die der Generatoren G3 und G4. Dieses Schwingungsverhalten ist aufgrund der Netztopologie und der großen Ausdehnung des Netzes in Ost-West-Richtung offensichtlich. Mode 4 repräsentiert eine gleichphasige Schwingung aller Generatoren mit niedriger Frequenz. Das ergibt sich aus einer Analyse der Modenprofile, die durch die rechten Eigenvektoren gegeben sind [44]. Nach Gl. (5.16) lassen sich die an den Schwingungsmoden beteiligten realen Zustandsgrößen des Systems und deren Phasenlagen bestimmen. In Bild 6.17 sind dazu die Phasenlagen der Zustandsgrößen Δf der Generatoren G1, G2, G3 und G4 bezüglich der obigen vier Moden abgebildet. Diese Größen treten in den entsprechenden Moden jeweils als dominante Zustandsgrößen auf.

Aufgabe der FACTS-Dämpfungsregler ist eine ausreichende Abdämpfung der kritischen Moden. Die für alle Schwingungsmoden anzustrebende Solldämpfung gemäß Gl. (5.15) wird zu $\sigma_{soll} = 0{,}2$ gewählt. Aus der Analyse der Steuerbarkeit der einzelnen Moden durch die UPFC ergibt sich die in Tabelle 6.10 gezeigte Zuteilung der FACTS-Geräte zu den kritischen Moden (siehe Abschnitt 5.5.2.1).

Diese Aufteilung ist anhand der Netztopologie nachvollziehbar, da ein UPFC durch seine eingekoppelte Längsspannung die Polradpendelungen gegeneinander schwingender Generatoren gut abdämpfen kann, wenn er seriell zu einer Übertragungsleitung zwischen den betreffenden Generatoren installiert ist.

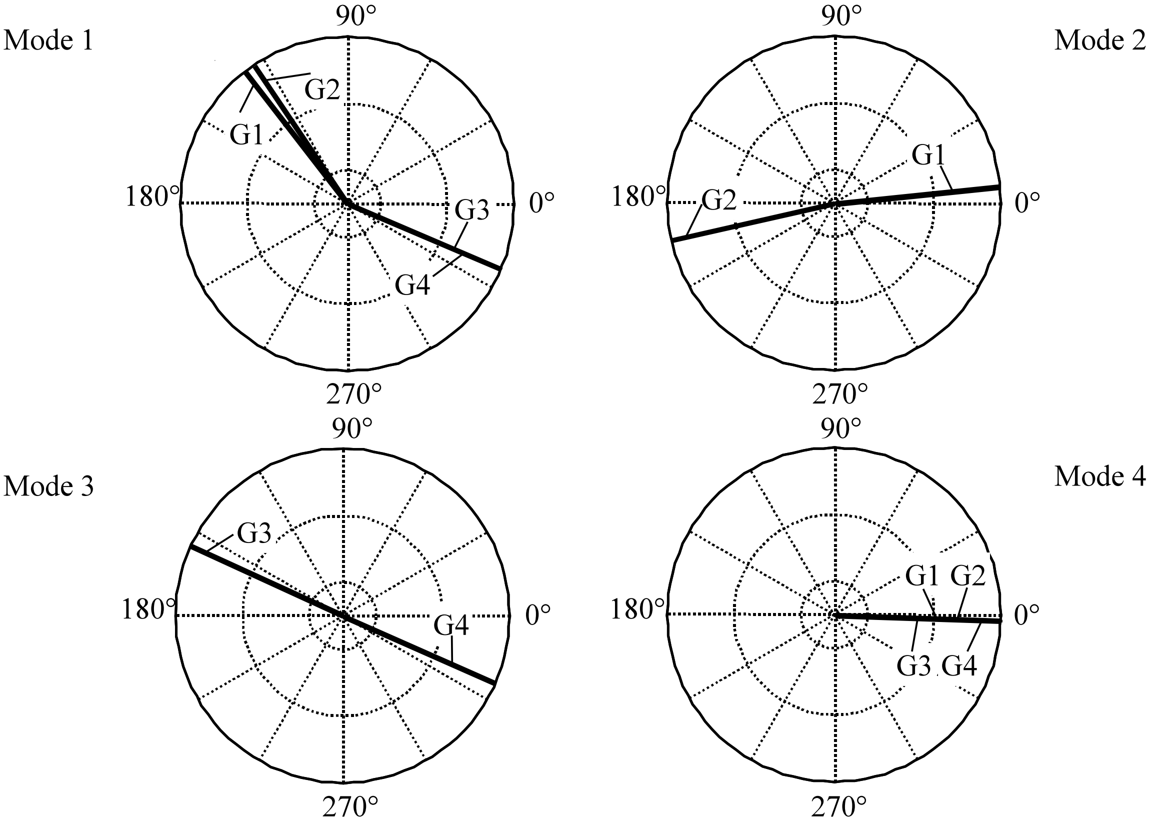


Bild 6.17: Phasenlagen der Zustandsgrößen Δf der Generatoren G1, G2, G3 und G4 bezüglich der vier kritischen Schwingungsmoden

Tabelle 6.10: Aufteilung der kritischen Moden auf die FACTS-Geräte

FACTS-Gerät	zu dämpfende kritische Mode Nr.
UPFC 1	2
UPFC 2	1
UPFC 3	3

In verschiedenen Simulationen hat sich für das vorliegende Netz B eine Anzahl von drei Kopplungswegen für jeden FACTS-Dämpfungsregler mit der Rückführmatrix $\boldsymbol{F}_k$ als ausreichend und effektiv erwiesen, so dass dieser Wert für alle zukünftigen automatischen Neuparametrierungen vorgegeben wird. Anschließend führt die autonome Komponente zur Bestimmung der optimalen Rückführmatrizen die Berechnung der Dämpfungs-Sensitivitätsfaktoren durch. Aus der Auswahl der größten *DSF* bezüglich der den FACTS-Geräten jeweils zugeordneten Mode ergibt sich schließlich eine Vorstrukturierung der Dämpfungsregler gemäß Tabelle 6.11. Die mit einem Punkt markierten Elemente bezeichnen die Kopplungswege der einzelnen Matrizen $\boldsymbol{F}_k$, deren Übertragungskonstanten durch den sich anschließenden Optimierungsalgorithmus zu bestimmen sind.

Tabelle 6.11: Vorstrukturierung der Dämpfungsregler

k		1			2			3		
FACTS-Gerät		UPFC 1			UPFC 2			UPFC 3		
		$\Delta \boldsymbol{u}_1$			$\Delta \boldsymbol{u}_2$			$\Delta \boldsymbol{u}_3$		
		$\Delta u_{P,D1}$	$\Delta u_{Q,D1}$	$\Delta u_{U,D1}$	$\Delta u_{P,D2}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{U,D2}$	$\Delta u_{P,D3}$	$\Delta u_{Q,D3}$	$\Delta u_{U,D3}$
Δy_1	$\Delta I_{16\text{-}17}$		●							
	$\Delta U_{16\text{-}17}$									
	$\Delta Q_{16\text{-}17}$									
	$\Delta P_{16\text{-}17}$	●	●							
Δy_2	$\Delta I_{18\text{-}19}$					●				
	$\Delta U_{18\text{-}19}$									
	$\Delta Q_{18\text{-}19}$					●				
	$\Delta P_{18\text{-}19}$					●				
Δy_3	$\Delta I_{20\text{-}21}$								●	
	$\Delta U_{20\text{-}21}$									
	$\Delta Q_{20\text{-}21}$							●		
	$\Delta P_{20\text{-}21}$								●	

Im Rahmen von Testsimulationen haben sich bestimmte Einstellungen für die Parameter des Optimierungsalgorithmus als günstig erwiesen. Sie sind in Anhang B aufgelistet. Für die Ausführung des gesamten in Bild 5.15 gezeigten und als MATLAB®-Routine implementierten Ablaufs benötigt ein PC mit Intel Pentium III-Prozessor, 600 MHz, ca. 78 s Rechenzeit. Die auf diese Weise bestimmten Dämpfungsregler werden in die FACTS-Geräte übertragen. Tabelle 6.12 zeigt die Verschiebung der kritischen Eigenwerte und die erzielte Verbesserung der Dämpfungen durch die FACTS-Dämpfungsregler im Betriebszustand B1 mit den entsprechenden Werten der optimierten Kostenfunktion.

Tabelle 6.12: Wirkung der FACTS-Dämpfungsregler auf das System im Betriebszustand B1

	ohne FACTS-Dämpfungsregler			mit FACTS-Dämpfungsreglern zu B1		
Kosten	$K_{ungeregelt} = 0{,}160$			$K = 0{,}072$		
Mode Nr.	**Eigenwertpaar**	**Frequenz [Hz]**	**Dämpfung**	**Eigenwertpaar**	**Frequenz [Hz]**	**Dämpfung**
1	$-0{,}048 \pm j\,5{,}344$	0,851	0,009	$-1{,}214 \pm j\,5{,}975$	0,951	0,199
2	$-0{,}418 \pm j\,8{,}445$	1,344	0,049	$-0{,}766 \pm j\,9{,}139$	1,455	0,084
3	$-0{,}438 \pm j\,7{,}905$	1,258	0,055	$-0{,}456 \pm j\,7{,}831$	1,246	0,058
4	$-0{,}272 \pm j\,1{,}002$	0,160	0,262	$-0{,}271 \pm j\,1{,}006$	0,160	0,260

Die Zuordnung der Moden des geregelten zu denen des ungeregelten Systems erfolgt anhand einer Betrachtung der Beteiligungen der realen Zustandsgrößen an den jeweiligen Schwingungsmoden. Es ist eine sehr gute Verbesserung der Dämpfung der Inter-Area-Mode um den Faktor 22 erkennbar. Die Dämpfungen der Intra-Area-Moden 2 und 3 verbessern sich um 71,4 % bzw. 5,5 %. Erwartungsgemäß haben die FACTS-Dämpfungsregler nahezu keinen Einfluss auf Mode 4 aufgrund der Gleichphasigkeit der vier Generatoren zu dieser Mode. Die Optimierung kann nicht garantieren, dass die Solldämpfung von 0,2 für alle kritischen Moden erreicht wird. Vielmehr wird ein Kompromiss zwischen dem Erreichen der Solldämpfung und dem dafür notwendigen Stellgrößenaufwand, welcher durch den Betrag der Reglerparameter repräsentiert wird, gefunden. Diese Tatsache erklärt, dass bei den Moden 2 und 3 die Solldämpfung von 0,2 nicht erreicht wird.

Die sehr gute Wirkung der Dämpfungsregler wird anhand einer dynamischen Simulation verdeutlicht. Zum Zeitpunkt $t = 0{,}1$ s tritt auf der Leitung 11-18 ein symmetrischer, dreipoliger Kurzschluss auf, der nach einer Fehlerklärungszeit von 50 ms durch eine Kurzunterbrechung der Leitung mit einer Dauer von 200 ms beseitigt wird. Bild 6.18 und Bild 6.19 zeigen beispielhaft die Systemantworten anhand der Wirkleistungsabgabe des Generators G2 und die Frequenzänderungen der Generatoren G2 und G4 in den Fällen mit und ohne FACTS-Dämpfungsreglern. Die Frequenzabweichungen sind auf die Nennfrequenz f_0 = 50 Hz bezogen. Anhand der Frequenz der Wirkleistungspendelung und der sehr schwachen Dämpfung ist erkennbar, dass die angeregte Schwingung hauptsächlich aus der Inter-Area-Mode resultiert. Durch den Einsatz der Dämpfungsregler ist die Polradpendelung nach ca. vier Perioden abgeklungen. An den Verläufen der Frequenzabweichungen (Bild 6.19) ist einerseits diese gut gedämpfte gegenphasige Pendelung der Polräder von G2 und G4 und andererseits die gleichphasige, langsame überlagerte Schwingung erkennbar. Diese Schwingung resultiert aus Mode 4 und wird im Gegensatz zur gegenphasigen Pendelung durch die FACTS-Dämpfungsregler wie erwartet nicht beeinflusst (siehe Bild 6.19 rechts).

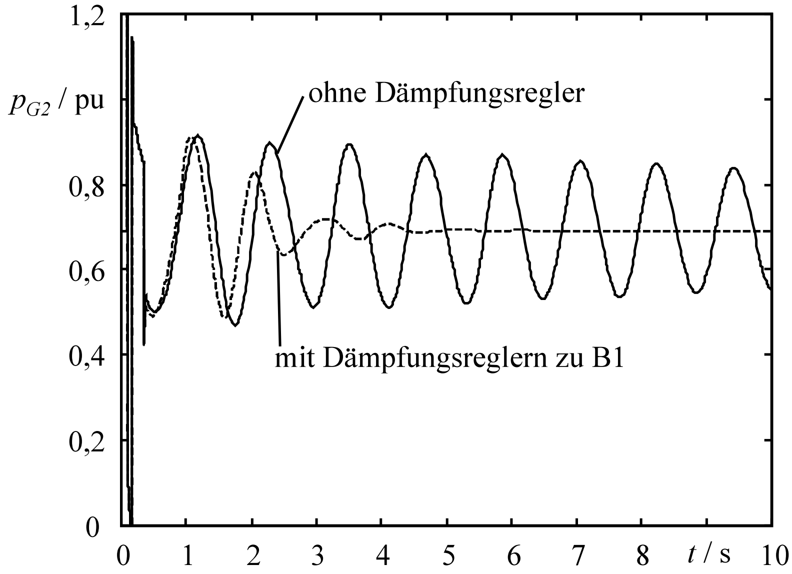


Bild 6.18: Abgegebene Wirkleistung des Generators G2

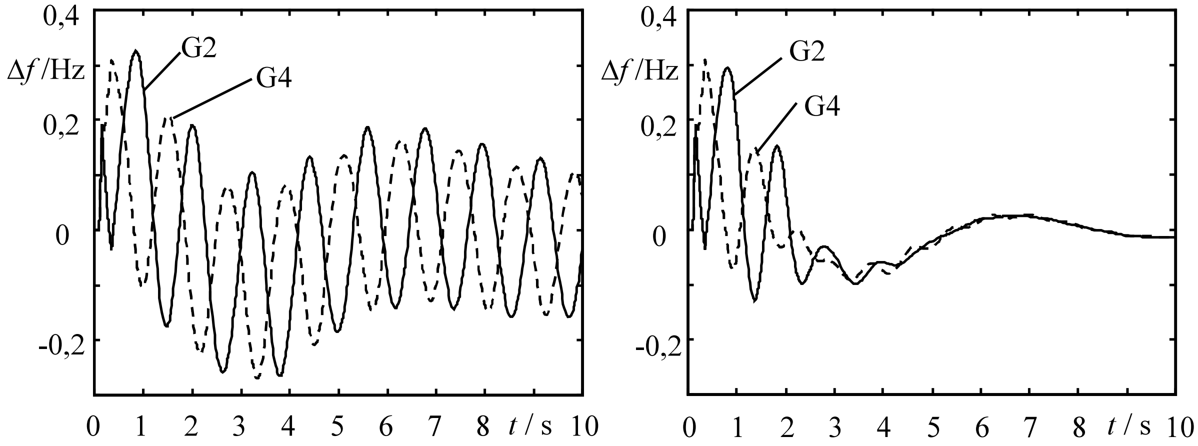


Bild 6.19: Frequenzabweichung der Generatoren G2 und G4 ohne FACTS-Dämpfungsregler (links) und mit FACTS-Dämpfungsreglern zu B1 (rechts)

Mit kraftwerksseitigen PSS könnten die auftretenden Schwingungen im Gegensatz zu den FACTS-Dämpfungsreglern nur sehr schwach bedämpft werden. Der Grund dafür ist, dass das untersuchte Fehlerereignis vorwiegend die Inter-Area-Mode anregt und PSS solche Moden nur schwach dämpfen können. Dieser Sachverhalt wurde bereits in Abschnitt 2.3.2 erwähnt.

Im Folgenden wird angenommen, dass das EÜS durch veränderte Lastanforderungen in den Betriebszustand B2 übergeht (siehe S. 111). Nach der vom autonomen System zyklisch durchgeführten Berechnung der aktuellen Kosten wird festgestellt, dass diese auf den Wert $K_{aktuell} = 2{,}991$ angestiegen sind. Ein Großteil dieser starken Kostenerhöhung wird durch zwei in den positiven Bereich der reellen Achse gewanderte rein reelle Eigenwerte verursacht sowie durch erhebliche Verschlechterung der Dämpfungen der kritischen Schwingungsmoden. Das autonome System reagiert mit einer Neuparametrierung der Dämpfungsregler. Die folgende Tabelle 6.13 zeigt die kritischen Moden des Systems im Betriebszustand B2 mit den für den Zustand B1 entworfenen Dämpfungsreglern und den aktualisierten Dämpfungsreglern für den Zustand B2.

Tabelle 6.13: Kritische Moden des Systems im Betriebszustand B2

	mit FACTS-Dämpfungsreglern zu B1			mit FACTS-Dämpfungsreglern zu B2		
Kosten	$K = 2{,}991$			$K = 0{,}055$		
Mode Nr.	**Eigenwertpaar**	**Frequenz [Hz]**	**Dämpfung**	**Eigenwertpaar**	**Frequenz [Hz]**	**Dämpfung**
1	$-0{,}206 \pm j\,4{,}870$	0,775	0,042	$-1{,}129 \pm j\,5{,}350$	0,852	0,206
2	$-0{,}438 \pm j\,7{,}922$	1,261	0,055	$-0{,}480 \pm j\,8{,}078$	1,286	0,059
3	$-1{,}051 \pm j\,9{,}172$	1,460	0,114	$-1{,}082 \pm j\,8{,}713$	1,387	0,123
4	$-0{,}263 \pm j\,1{,}015$	0,162	0,251	$-0{,}263 \pm j\,1{,}015$	0,162	0,251

Hier kann eine wesentliche Reduktion der Kosten registriert werden, die aus einer verbesserten Dämpfung kritischer Moden resultiert. Wie bei der anfänglichen Parametrierung der Dämpfungsregler kann bei der Inter-Area-Mode (Mode 1) mit einer etwa fünffachen Dämpfung die größte Verbesserung der Modendämpfung erreicht werden. Die Dämpfung der Intra-Area-Moden kann um ca. 5 bis 7 % erhöht werden.

Der dringende Bedarf dieser Nachführung der Reglerparameter aufgrund des neuen Betriebszustandes wird ergänzend anhand eines simulierten Szenarios veranschaulicht. Es wird ein Kurzschluss auf Leitung 11-18 mit anschließender Kurzunterbrechung zu gleichen Bedingungen wie oben durchgeführt. Die positive Wirkung der neuen Dämpfungsreglerparameter zeigt sich neben der obigen Eigenwertkonfiguration an den simulierten Verläufen der Wirkleistung und der Frequenzabweichung des Generators G2 (siehe Bild 6.20 und Bild 6.21). Bei Verwendung der alten Reglerparameter ist die Schwingung der Wirkleistung auch zehn Sekunden nach Behebung des Fehlers nur unmerklich abgeklungen. Die neuen Dämpfungsregler bewirken, dass diese Schwingung bereits nach zwei bis drei Perioden fast vollständig bedämpft ist. Insgesamt ergeben sich ähnliche Verläufe der Wirkleistung und der Frequenzabweichung mit Dämpfungsreglern zum Betriebszustand B1 im Vergleich zum ungeregelten Fall im Betriebszustand B1 (siehe Bild 6.18 und Bild 6.19). Der Übergang zum Betriebszustand B2 hebt also die Wirkung der Dämpfungsregler zu B1 auf.

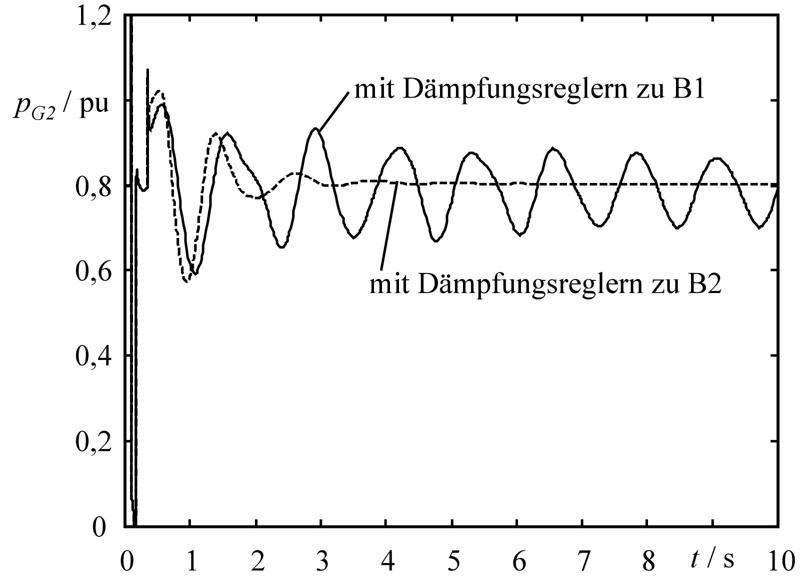


Bild 6.20: Abgegebene Wirkleistung des Generators G2

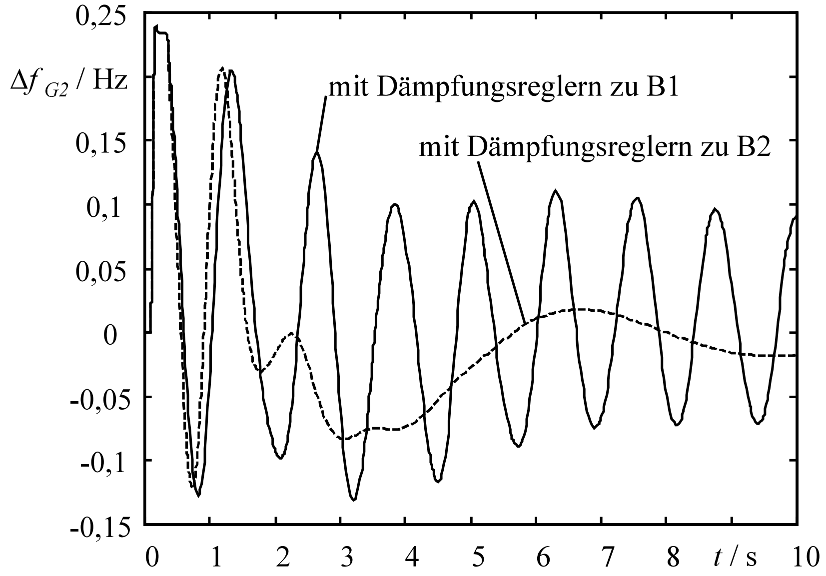


Bild 6.21: Frequenzabweichung des Generators G2

Alle bisherigen Untersuchungen dieses Abschnitts wurden mit deaktivierten Arbeitspunktregelungen der FACTS-Geräte durchgeführt, um das Potenzial der entwickelten, automatisch parametrierbaren Dämpfungsregelung ohne den Einfluss anderer Regelungen aufzuzeigen. Ohnehin werden die Arbeitspunktregler nach großen Störungen gemäß des zeitlichen Ablaufs der Regeleingriffe nach Bild 3.5 durch die Fuzzy-Adaption stark verlangsamt bzw. deaktiviert. Daher ist es zur Verifikation der Dämpfungsregler zulässig, andere FACTS-Regler in dem betrachteten Zeitbereich zu vernachlässigen. Dennoch soll das korrekte Zusammenspiel aller autonomen Komponenten verifiziert werden, um die Existenz gegenseitiger negativer Beeinflussungen auszuschließen.

Dazu wird wiederum ein Kurzschlussereignis auf Leitung 11-18 im Betriebszustand B1 simuliert. Die autonomen Komponenten zur Beeinflussung der Arbeitspunktregler in anderen Situationen sind entsprechend Kapitel 5 aktiviert. Die eingestellten Sollwerte der UPFC entsprechen den natürlichen Leistungsflüssen und Spannungen, die sich mit deaktivierten Arbeitspunktreglern einstellen würden. Deshalb sind die im stationären Zustand B1 von den Arbeitspunktreglern erzeugten Stellgrößen gleich Null. Nach der Beseitigung des Fehlers wird der Zustand B1 daher auch ohne Arbeitspunktregler wieder erreicht. Die FACTS-Dämpfungsregler sind für den Betriebszustand B1 optimal eingestellt. Bild 6.22 und Bild 6.23 liefern das Simulationsergebnis und den Vergleich mit nicht aktivierten Arbeitspunktregelungen.

Es ist erkennbar, dass das Fuzzy-Modul 2 des UPFC 2 das Kurzschlussereignis korrekt erkennt und mit einer starken Verlangsamung der Arbeitspunktregler reagiert, bis die Schwingungen nahezu abgeklungen sind. In diesem Zeitbereich arbeiten somit vorwiegend die Dämpfungsregler. Bild 6.23 zeigt die im Wesentlichen durch den Dämpfungsregler des UPFC 2 verursachte Stellgröße. Weiterhin ist erkennbar, dass die Leistungsflussregler im Fall mit Arbeitspunktreglern und Fuzzy-Adaption ab dem Zeitpunkt t = 7 s leicht unterstützende Stelleingriffe vornehmen. Anhand des Wirkleistungsverlaufes (siehe Bild 6.22) sind kaum Veränderungen festzustellen. Dies lässt darauf schließen, dass die Regler und autonomen Komponenten hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs sehr gut aufeinander abgestimmt sind. Durch das Zusammenspiel der autonomen Komponenten werden hier keine negativen Effekte verursacht.

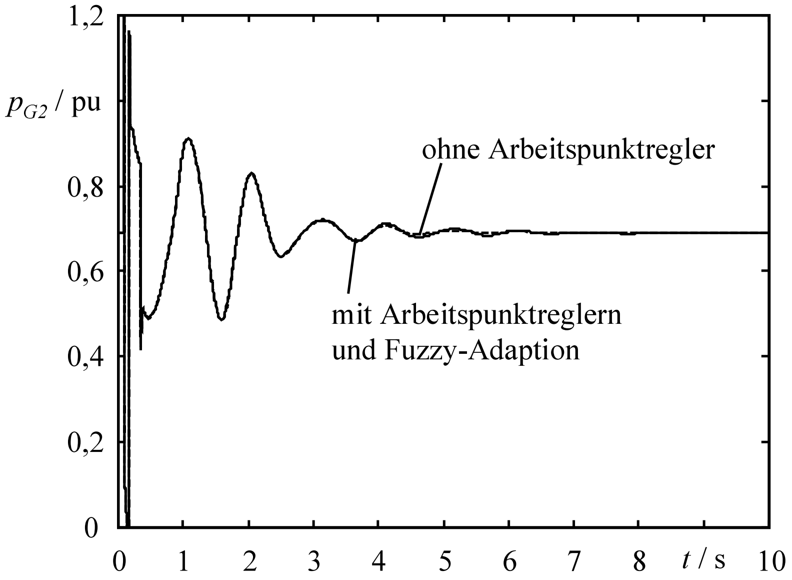


Bild 6.22: Abgegebene Wirkleistung des Generators G2 im Betriebszustand B1 mit aktivierten FACTS-Dämpfungsreglern

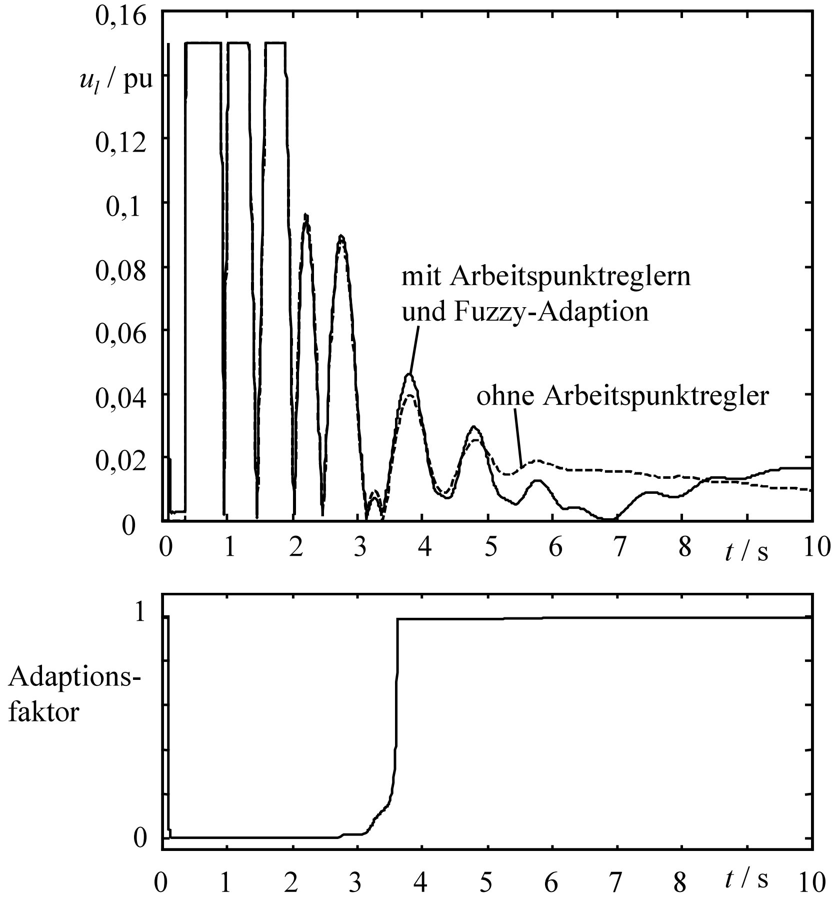


Bild 6.23: Betrag der eingekoppelten Längsspannung von UPFC 2 (oben) und Adaptionsfaktor des Fuzzy-Moduls 2 des UPFC 2 (unten)

Insgesamt wurde einerseits gezeigt, dass FACTS-Dämpfungsregler ein hohes Potenzial aufweisen, im Netz auftretende Inter- und Intra-Area-Moden wirkungsvoll zu bedämpfen. Der innerhalb des autonomen Systems ablaufende Algorithmus zur automatischen Dämpfungsreglerparametrierung erzeugt Parametersätze, mit denen eine hohe Regelungsgüte erzielt wird. Andererseits ist die Nachführung der Parameter der FACTS-Dämpfungsregler an den momentanen Betriebszustand unerlässlich. Durch die Verwendung des auf der linearen Systemtheorie basierenden Entwurfsverfahrens sind die Dämpfungsregler bei großen Änderungen des Arbeitspunktes nicht mehr gültig und erfordern eine Neuparametrierung. Eine Verschlechterung des Dämpfungsverhaltens durch unangepasste Regler im Vergleich zum ungeregelten Fall konnte jedoch nicht beobachtet werden.

Nachteil dieses Regelungsverfahrens ist, dass die Regler nur für eine Struktur und einen Zustand des Systems gültig sind. Bei einem Ausfall eines Kraftwerkes beispielsweise versagt die präventive Parametrierung der Dämpfungsregler. Ein solches Ereignis zieht starke Leistungspendelungen und gleichzeitig eine Änderung der Struktur und der Ordnung des Systems nach sich. Bei einem solchen unvorhergesehenen Ereignis besteht nicht genügend Zeit für eine Neuparametrierung der Dämpfungsregler, so dass die implementierten Regler zumindest das Vorhandensein der Kleinsignalstabilität gewährleisten müssen. Aus diesem Grund wurden zusätzlich Simulationen zur Untersuchung der Robustheit der Regelung durchgeführt. Darin konnte gezeigt werden, dass die für den Zustand vor dem Ereignis parametrierten Regler bei einem Ausfall des Generators G4 in Netz B trotz der starken Strukturänderung des Systems eine bessere Dämpfung als im ungeregelten Fall bewirken.

In weiteren Untersuchungen wurde festgestellt, dass durch den unterstützenden Einsatz von PSS in Einzelfällen noch bessere Dämpfungen erzielt werden können, die insbesondere die Intra-Area-Moden betreffen. Hierzu kann der vorgestellte Algorithmus zur FACTS-Dämpfungsreglerparametrierung zu einer koordinierten Parametrierung von PSS und FACTS-Reglern erweitert werden.

6.6 Zusammenfassende Bewertung

In den vorhergehenden Untersuchungen konnte die korrekte und effiziente Umsetzung der in Kapitel 3 erläuterten Koordinationsmaßnahmen durch das realisierte autonome System anhand mehrerer Beispiele belegt werden. Die Verifikationen wurden hauptsächlich mit relativ übersichtlichen, reduzierten Netzen durchgeführt, um die Ergebnisse der Berechnungsverfahren des autonomen Systems leicht überprüfen zu können. Die Anwendung auf größere Netze ist problemlos möglich und liefert ebenfalls korrekte Ergebnisse.

Das autonome System beseitigt zuverlässig die durch den Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS entstehenden negativen Rückwirkungen auf das Gesamtsystem, die durch mangelnde Koordination zwischen Erzeugern, Verbrauchern, FACTS-Geräten und anderen netzseitigen Stell- und Regeleinrichtungen entstehen. Der sichere stationäre und dynamische Betrieb wird nach kritischen Ereignissen durch das autonome System wiederhergestellt. Durch die automatisierten Abläufe der Vorbereitung und Durchführung koordinierender Maßnahmen wird eine Überforderung des Betriebspersonals verhindert, welches aufgrund der Komplexität und notwendigen Schnelligkeit koordinierende Eingriffe manuell nicht durchführen kann.

Es wurden Methoden aus dem Bereich der Computational Intelligence (Fuzzy Control, Simulated Annealing) eingesetzt, die sich in ihrer Anwendung im Rahmen des autonomen Systems als geeignet erwiesen haben. Fuzzy Control wurde dabei als wissensbasiertes Verfahren für höhere Automatisierungsfunktionen in Form von adaptiven Eingriffen mit weichen Übergängen eingesetzt.

Funktionalitäten im Bereich des maschinellen Lernens wurden für übergeordnete Aufgaben auf höheren Leitebenen implementiert. Dazu zählt die automatische Topologieanalyse, die Informationen über den Schaltzustand geeignet verarbeitet, in Verbindung mit der automatischen Generierung von Fuzzy-Regelbasen und Berechnung notwendiger Informationen für die überlagerte Integral-Regelung. Weiterhin wurde die automatische Dämpfungsreglerparametrierung als Anwendung maschinellen Lernens entworfen. Beide Verfahren garantieren die

Umsetzung der in Form von abstrakten Handlungsanweisungen vorgegebenen Koordinationsmaßnahmen auch für neue Systemzustände, die das EÜS zuvor noch nicht eingenommen hat. Die gelernten Informationen (Topologieinformationen, Regelbasen, Reglerparameter etc.) können in einer Datenbank hinterlegt und bei erneutem Eintreten des Betriebszustandes abgerufen werden. Diese Form des maschinellen Lernens kann auf die in [90] beschriebene Theorie des dirigierten Selbstlernens abgebildet werden.

Zeitkritische Berechnungsverfahren wurden im Rahmen der präventiven Koordination so implementiert, dass deren Durchführung im ungestörten Betriebszustand erfolgt. Dadurch wird die notwendige kurze Reaktionszeit, mit der Koordinationsmaßnahmen eingeleitet werden müssen, nicht durch rechenzeitintensive Anwendungen blockiert.

Durch die automatische Topologieanalyse und die Berechnung von Einflüssen der FACTS-Geräte auf andere Betriebsmittel bestimmt das autonome System für beliebige Betriebssituationen eines EÜS mit FACTS-Geräten zuverlässig den möglichen und nötigen Wirkungsradius für koordinierende Eingriffe. Dabei bietet es gleichzeitig die Möglichkeit zur Vorgabe betriebsbedingter Restriktionen, die Prioritäten bei einer Deaktivierung bestimmter FACTS-Geräte beinhalten können.

Die zeitliche Trennung der Regeleingriffe nach kritischen Ereignissen wird durch die Verwendung eines neu entwickelten Gütemaßes bewerkstelligt. Dadurch werden gegenseitige negative Interaktionen der verschiedenen koordinierenden Regeleingriffe des autonomen Systems vermieden.

Die im autonomen System umgesetzten übergeordneten Regelungsverfahren arbeiten als schnelle und dezentrale Onlinekoordination auf der Basis eines dezentralisierten Datenaustausches. Lediglich globale Informationen, wie Reglerparameter, Einflüsse auf andere Betriebsmittel oder Fuzzy-Regelbasen, werden von übergeordneten autonomen Komponenten bereitgestellt. Messwerte oder konkrete Handlungsanweisungen zwischen dezentral angeordneten autonomen Komponenten werden auf gleicher Leitebene ausgetauscht. Dadurch wird einerseits eine Belastung der Netzleitebene durch ein großes Datenaufkommen verhindert, andererseits die größt mögliche Geschwindigkeit bei der Datenübermittlung erreicht.

7 Zusammenfassung

Fortschritte auf dem Gebiet der Leistungselektronik haben in den letzten Jahren die Entwicklung energietechnischer Betriebsmittel unterstützt, mit denen effiziente neue Möglichkeiten geschaffen wurden, um den Anforderungen an moderne elektrische Energieübertragungssysteme gerecht zu werden. Diese Entwicklungen werden unter dem Begriff „FACTS“ zusammengefasst.

FACTS-Geräte ermöglichen schnelle Regelungen von Leistungsflüssen und Spannungen sowie Verbesserungen der Netzstabilität durch schnelle, stufenlose und verschleißfreie Schrägregelung, Serien- und Längskompensationen. Damit können technisch bedingte Grenzen insofern ausgeweitet werden, als eine höhere Auslastung der Systeme sowie eine Minimierung der Erzeugungs- und Übertragungskosten erzielt werden kann. Durch Anpassung der Sollvorgaben können diese Systeme schnell veränderten Belastungszuständen und Versorgungssituationen, wie sie in liberalisierten Systemen auftreten, zur Einhaltung des spezifischen Betriebszieles angepasst werden. Die Installation der FACTS-Geräte erfolgt üblicherweise seriell und/oder parallel zu bestehenden Übertragungsleitungen und erfordert eine sorgfältige Auswahl der Standorte.

Der Betrieb von FACTS-Geräten zur Ertüchtigung eines Energieübertragungssystems bringt jedoch verschiedene komplexe Problemstellungen mit sich, ohne deren Bewältigung ein Einsatz dieser Geräte für Netzbetreiber unattraktiv ist. Im laufenden Betrieb müssen verschiedene Koordinationsmaßnahmen zwischen FACTS-Geräten, Erzeugungseinheiten, Verbrauchern und konventionellen Stell- und Regeleinrichtungen des Netzes erfolgen. Diese beziehen sich sowohl auf den gestörten als auch auf den ungestörten stationären und dynamischen Betrieb. Die Anwendung der Koordinationsmaßnahmen garantiert die Einhaltung der stationären und dynamischen Netzsicherheit.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde erstmalig ein vollständiges Prozessführungssystem zur Bewältigung der Koordinationsaufgaben in elektrischen Energieübertragungssystemen mit integrierten FACTS-Geräten entwickelt. Die Koordination hinsichtlich des ungestörten stationären Betriebes wurde in einer vorausgehenden Arbeit bereits behandelt. Daher erstreckt sich das hier entwickelte neue System auf die Regelung der FACTS-Geräte und deren Koordination mit Erzeugungseinheiten, Verbrauchern und konventionellen Stell- und Regeleinrichtungen. Damit ist eine neue, vollständige Prozessführungsstrategie entstanden, die es ermöglicht, die Vorteile, die FACTS-Geräte den Netzbetreibern vornehmlich in liberalisierten Energieversorgungssystemen bieten, in vollem Umfang auszunutzen. Nachteilige Effekte, die aufgrund der Wechselwirkungen zwischen FACTS-Geräten und konventionellen Betriebsmitteln auftreten, werden zuverlässig durch die geforderten Koordinationen beseitigt, so dass damit ein stabiler und sicherer Betrieb des Netzes gewährleistet werden kann.

Die heute vorhandene zentrale Betriebsführung der Übertragungssysteme ist nicht geeignet, die Koordinationsmaßnahmen mit der erforderlichen Geschwindigkeit und dem hohen Datenaufkommen, das damit verbunden ist, durchzuführen. Die Koordinationsmaßnahmen müssen darüber hinaus schnell an wechselnde Topologien und Belastungszustände des Systems angepasst werden. Da sie sich in größeren Netzen zudem stark verkomplizieren, ist die manuelle Ausführung durch das Betriebspersonal mit der erforderlichen Genauigkeit und Geschwindigkeit nicht durchführbar.

Aus diesen Gründen erfolgte die Umsetzung des koordinierenden Prozessführungssystems basierend auf der Theorie autonomer Systeme. Ein autonomes System ist eine Regelungseinheit eines technischen Systems, dass das Prozessverhalten aufgrund lokal bestimmter Systemzustände beeinflussen kann. Es kann die Reaktion des Prozesses auf seine Eingriffe beurteilen und die eigenen Reglerwirkungen kontinuierlich und selbstständig optimieren. Dabei setzt es Erfahrungen in zukünftige Handlungspläne um. Autonome Systeme bestehen aus zentral und dezentral angeordneten intelligenten autonomen Komponenten (Agenten), die direkt miteinander kommunizieren, sich dabei selbst organisieren und global vorgegebene, abstrakte Handlungsanweisungen interpretieren und konkretisieren können. Autonome Systeme passen sich automatisch an Struktur- und Parameteränderungen des zu führenden Prozesses an. Ihr autonomes Handeln erfordert keine menschliche Intervention oder Überwachung und weist Fähigkeiten des Selbstlernens auf. Durch die Dezentralisierung intelligenter Prozessführungsaufgaben werden kurze Reaktionszeiten des autonomen Systems ermöglicht. Zunächst wurde ein allgemeines Konzept autonomer Systeme zur Betriebsführung verteilter technischer Großprozesse entwickelt, das dann auf den gegebenen Prozess zur Durchführung der erforderlichen Koordinationen in FACTS angewendet wurde.

Die Koordinationsmaßnahmen wurden als abstrakte Handlungsvorgaben in die Form generischer Regeln gebracht, die durch das autonome System für alle Betriebssituationen interpretiert und ausgeführt werden. Hierbei wurde die starke Abhängigkeit der koordinierenden Eingriffe von der Topologie des gegebenen Netzes und vom Arbeitspunkt des linearisierten dynamischen Gesamtsystems aufgezeigt.

Das autonome System analysiert auf einer höheren Leitebene die vorhandene Netztopologie und den gegenwärtigen Systemzustand und generiert daraus automatisch für die autonomen Komponenten auf untergeordneten Leitebenen Handlungsanweisungen. Diese wiederum erzeugen konkrete Handlungsanweisungen für autonome Komponenten auf der unteren Leitebene, beispielsweise in Form von Fuzzy-Regelbasen, Einflussgrößen oder Reglerparametern. Die von den höheren Leitebenen bereitzustellenden Informationen erzeugt das autonome System präventiv, um sie im Bedarfsfall online abrufen und anwenden zu können. Damit liegen auf dezentraler Ebene für alle vom aktuellen Systemzustand bzw. der Topologie ausgehenden kritischen Ereignisse konkrete, koordinierende Handlungsanweisungen vor, die direkt und ohne zeitlichen Verzug bei Bedarf angewendet werden. Dies geschieht durch dezentrale Kooperation der autonomen Komponenten im Falle eines notwendigen koordinierenden Eingriffs.

Durch Techniken des maschinellen Lernens bei der Generierung von Handlungsplänen beherrscht das autonome System dabei auch Systemzustände und Topologien, die erstmalig auftreten. Das entwickelte autonome System zeichnet sich durch ein Zusammenspiel konventioneller Verfahren der Regelungstechnik (Zustands-, Kaskaden-, PI-Regelung), der Computational Intelligence (Fuzzy Control, Simulated Annealing) und Methodiken der Informatik (Grafentheorie) aus.

Verschiedene Beispielrechnungen und Simulationen, anhand derer die vom autonomen System im Einzelnen ausgeführten Aktionen nachvollzogen werden können, zeigen die in allen untersuchten Bereichen korrekte Funktionsweise. Der modulare Aufbau des autonomen Systems, die daraus resultierende Parallelität der einzelnen Berechnungen und die präventive Koordination ermöglichen das geforderte Maß an Schnelligkeit.

Für einen störungsfreien und effizienten Betrieb von FACTS, der zusätzlich die in liberalisierten Märkten notwendige Anpassungsfähigkeit garantiert, ist der Einsatz des entwickelten autonomen Systems unerlässlich.

Voraussetzung für eine Implementierung der entwickelten Verfahren in ein reales Leitsystem für FACTS ist das Vorhandensein von Techniken zur dezentralen Onlinekommunikation autonomer Komponenten, welche als elementare Computersysteme realisiert werden. Diese Techniken müssen den Anforderungen an Geschwindigkeit, Genauigkeit und Synchronismus der übermittelten Daten genügen. Die in den letzten Jahren im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik erzielten Fortschritte öffnen den Weg zu einer Realisierung dieser dezentralen Kommunikation zwischen autonomen Komponenten in Netzleitsystemen. Weiterer Forschungsbedarf besteht auf diesem Gebiet sowie im Design geeigneter Hardwarekomponenten, um die neuen Informations- und Kommunikationstechnologien für Netzleitsysteme verfügbar zu machen. Damit ist das Konzept autonomer Systeme nicht nur für FACTS, sondern auch für die Steuerung und Regelung vieler anderer technischer Prozesse in der Zukunft anwendbar.

Anhang A: Modelldaten

Bezugsgrößen: S_B = 1250 MVA, U_B = 400 kV

Netz A:

Tabelle A.1: Leitungen

Knoten		Elementdaten			
von	**nach**	**Länge**	***R***	***X***	***ωC***
7	6	120 km	0.0281	0.2436	0.0666
7	9	140 km	0.0328	0.2842	0.0777
7	19	100 km	0.0234	0.2030	0.0555
11	10	1 km	0.0002	0.0020	0.0006
11	12	80 km	0.0188	0.1624	0.0444
14	12	70 km	0.0164	0.1421	0.0388
14	15	2 km	0.0005	0.0041	0.0011
14	19	200 km	0.0469	0.4060	0.1110
14	19	200 km	0.0469	0.4060	0.1110
17	7	120 km	0.0281	0.2436	0.0666
17	16	160 km	0.0375	0.3248	0.0888
17	16	160 km	0.0375	0.3248	0.0888
18	5	10 km	0.0023	0.0203	0.0055
18	17	140 km	0.0328	0.2842	0.0777
19	11	130 km	0.0305	0.2639	0.0721

Tabelle A.2: Transformatoren

Knoten		Elementdaten	
von	**nach**	***R***	***X***
1	18	0	0,0431
2	17	0	0,0431
3	4	0	0,0431
4	11	0	0,0431
7	8	0	0,0431
12	13	0	0,0431
19	20	0	0,0431

Tabelle A.3: UPFC

Knoten		Elementdaten	
von	nach	R	X
5	6	0	0,0031
9	10	0	0,0031
15	16	0	0,0031

Tabelle A.4: Knotenleistungen für den Standardlastzustand

Nummer	U_{soll}	Einspeisungen	Lasten	
		P_G	P_L	Q_L
1	1,0	1,0796	0	0
2	1,0	0,8	0	0
3	1,0	0,9	0	0
4	1,0	0,9	0	0
8	-	0	2,2	0,3
13	-	0	0,8	0,3
20	-	0	0,6	0,1

Netz B:

Tabelle A.5: Leitungen

Knoten		Elementdaten			
von	**nach**	**Länge**	R	X	ωC
8	11	15 km	0,0035	0,0305	0,0083
8	16	5 km	0,0012	0,0102	0,0028
9	10	15 km	0,0035	0,0305	0,0083
10	11	10 km	0,0023	0,0203	0,0055
10	17	5 km	0,0012	0,0102	0,0028
11	22	10 km	0,0023	0,0203	0,0055
11	23	250 km	0,0586	0,5075	0,1387
12	13	80 km	0,0188	0,1624	0,0444
12	13	80 km	0,0188	0,1624	0,0444
12	19	150 km	0,0352	0,3045	0,0832
12	24	250 km	0,0586	0,5075	0,1387
13	15	80 km	0,0188	0,1624	0,0444
13	20	30 km	0,0070	0,0609	0,0166
14	15	80 km	0,0188	0,1624	0,0444
14	21	20 km	0,0047	0,0406	0,0111
18	22	100 km	0,0234	0,2030	0,0555
23	24	100 km	0,0234	0,2030	0,0555

Tabelle A.6: Transformatoren

Knoten		Elementdaten	
von	**nach**	R	X
1	8	0	0,0431
2	10	0	0,0431
3	14	0	0,0431
4	15	0	0,0431
5	9	0	0,0431
6	11	0	0,0431
7	13	0	0,0431

Tabelle A.7: UPFC

Knoten		Elementdaten	
von	**nach**	***R***	***X***
16	17	0	0,0031
18	19	0	0,0031
20	21	0	0,0031

Tabelle A.8: Knotenleistungen für den Betriebszustand B1

Nummer	U_{soll}	Einspeisungen	Lasten	
		P_G	P_L	Q_L
1	1,0	0,9446	0	0
2	1,0	0,6889	0	0
3	1,0	0,7750	0	0
4	1,0	0,7750	0	0
5	-	0	0,6	0,3
6	-	0	1,8	0,8
7	-	0	0,5	0,2
23	-	0	0,1	0,05
24	-	0	0,1	0,05

Tabelle A.9: Knotenleistungen für den Betriebszustand B2

Nummer	U_{soll}	Einspeisungen	Lasten	
		P_G	P_L	Q_L
1	1,0	1,0445	0	0
2	1,0	0,8	0	0
3	1,0	0,9	0	0
4	1,0	0,9	0	0
5	-	0	0,6	0,3
6	-	0	0,8	0,2
7	-	0	2,0	0,5
23	-	0	0,1	0,05
24	-	0	0,1	0,05

Dynamische Daten für Netz A und Netz B:

Tabelle A.10: Generator

x_d	x_q	x_d'	x_q'	r_a	T_a	T_{d0}'	T_{q0}'	D
2,38	2,27	0,34	0,91	0,003	9,6	5,88	2,27	2

Tabelle A.11: Turbinensatz

T_{oe}	T_{fk1}	T_V	T_H	K_H	T_{zue}	M_{max}	T_{fk2}	T_M	K_M	T_N	K_N
0,12	0,05	1	0,16	0,28	15	0,5	0,05	0,15	0,35	0,7	0,37

Tabelle A.12: Primärregelung

K_{1p}	K_{2p}	T_{1p}
20	1	0,2

Tabelle A.13: Spannungsregler und Gleichstromerregersystem

K_f	T_f	K_A	T_A	T_B	T_C	$u_{r,min}$	$u_{r,max}$	K_E	T_E
0,04	1,65	500	0,01	1	0	-8,47	5,75	1	0,65
B_{ex}	A_{ex}	T_{f2}	T_{f1}						
1,021	0,00035	0,6	0,01						

Tabelle A.14: Pendeldämpfungsgerät (PSS, nur Netz A)

T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	K_S	$u_{S,min}$	$u_{S,max}$
0,45	0,1	0,45	2	5	0 ... 2	-0,1	0,1

Tabelle A.15: UPFC

K_{upp}	K_{uip}	K_{upq}	K_{uiq}	K_{uu}	T_{uu}	$i_{uu,min}$	$i_{uu,max}$	$u_{l,max}$	T_{upd}
0,8	1	0,1	0,1	10	0,01	-1	1	0,15	0,01

Anhang B: Parameter und Ergebnisse der Optimierung mit Simulated Annealing

Parameter:

$f_{max} = 1$

$\kappa = 0{,}001$

$\sigma_{soll} = 0{,}2$

Anzahl der Kopplungswege pro Zustandsregler $\boldsymbol{F_k}$: 2 bzw. 3

$M_{max} = 100$

$\lambda_T = 0{,}5$

$\lambda_M = 0{,}9$

$T_{start} = 2 \cdot f_{max}$

$T_{end} = 0{,}01$

Ergebnisse:

Tabelle B.1: Reglerparameter für Betriebszustand B1

FG	**UPFC 1**			**UPFC 2**			**UPFC 3**		
Eingangsgröße	$\Delta I_{16\text{-}17}$	$\Delta P_{16\text{-}17}$	$\Delta P_{16\text{-}17}$	$\Delta I_{18\text{-}19}$	$\Delta Q_{18\text{-}19}$	$\Delta P_{18\text{-}19}$	$\Delta I_{20\text{-}21}$	$\Delta Q_{20\text{-}21}$	$\Delta P_{20\text{-}21}$
Stellgröße	$\Delta u_{Q,D1}$	$\Delta u_{P,D1}$	$\Delta u_{Q,D1}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D3}$	$\Delta u_{P,D3}$	$\Delta u_{Q,D3}$
Parameter	-0,6204	0,0662	-0,3296	0,8386	0,7157	-0,4764	-0,1377	0,8215	-0,2797

Tabelle B.2: Reglerparameter für Betriebszustand B2

FG	**UPFC 1**			**UPFC 2**			**UPFC 3**		
Eingangsgröße	$\Delta I_{16\text{-}17}$	$\Delta P_{16\text{-}17}$	$\Delta P_{16\text{-}17}$	$\Delta I_{18\text{-}19}$	$\Delta Q_{18\text{-}19}$	$\Delta P_{18\text{-}19}$	$\Delta I_{20\text{-}21}$	$\Delta Q_{20\text{-}21}$	$\Delta P_{20\text{-}21}$
Stellgröße	$\Delta u_{Q,D1}$	$\Delta u_{P,D1}$	$\Delta u_{Q,D1}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D2}$	$\Delta u_{Q,D3}$	$\Delta u_{P,D3}$	$\Delta u_{Q,D3}$
Parameter	0,1363	0,0000	-0,9980	-0,9760	0,0000	-0,3165	0,1554	0,0000	-0,9779

Abkürzungen

AK	Autonome Komponente
ATM	Asynchronous Transfer Mode
BTM	Betriebsmittel
CI	Computational Intelligence
DSF	Damping Sensitivity Factor
EÜS	Elektrisches Energieübertragungssystem
FACTS	Flexible AC Transmisision Systems
FG	FACTS-Gerät
GSDF	Generation Shift Distribution Factor
GTO	Gate Turn-Off Thyristor
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
LAN	Local Area Network
MMS	Mensch-Maschine-Schnittstelle
OPF	Optimal Power Flow
PSS	Power System Stabilizer
SA	Simulated Annealing
SMES	Supraleitender magnetischer Energiespeicher
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TCPST	Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer
TCSC	Thyristor-Controlled Series Capacitor
UPFC	Unified Power Flow Controller
VZ-1	Verzögerung 1. Ordnung
WAN	Wide Area Network

Formelzeichen

Vektoren und Matrizen werden fett gedruckt dargestellt. Hierbei werden Vektoren mit kleinen und Matrizen mit großen Buchstaben gekennzeichnet. Komplexe, skalare Größen werden durch Überstreichen kenntlich gemacht. Stehen im Index eines Formelzeichens zwei Zahlen nebeneinander, so werden sie durch einen Bindestrich getrennt.

$\boldsymbol{A}$	Systemmatrix des im Arbeitspunkt linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
A_a	Beschleunigungsfläche
$\boldsymbol{A_{fb}}$	Systemmatrix des gesamten linearisierten, geregelten Systems
A_1	Ausgang des Fuzzy-Moduls 1
A_2	Ausgang des Fuzzy-Moduls 2
$a_{xiyi,k}$	GSDF des Knotens *k* bezüglich des Betriebsmittels *i* mit dem Anfangsknoten *xi* und dem Endknoten *yi*
$\boldsymbol{B}$, $\boldsymbol{B_m}$	Steuermatrix des im Arbeitspunkt linearisierten bzw. modaltransformierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
B_a	Bremsfläche
B_b	zusätzliche, durch schrägregelndes FACTS-Gerät erzeugte Bremsfläche
$\boldsymbol{b}$	Steuervektor des linearen Zustandsgrößenmodells eines Eingrößensystems
b_i	Abweichung des Wirkleistungsflusses über das Betriebsmittel *i* vom Maximalwert
b_l	Element des Steuervektors $\boldsymbol{b}$
$\boldsymbol{C}$, $\boldsymbol{C_m}$	Ausgangsmatrix des im Arbeitspunkt linearisierten bzw. modaltransformierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
$\boldsymbol{c}$	Ausgangsvektor des linearen Zustandsgrößenmodells eines Eingrößensystems
c_m	Element des Ausgangsvektors $\boldsymbol{c}$
$\boldsymbol{D}$	Durchgangsmatrix des im Arbeitspunkt linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
DSF_i	Dämpfungs-Sensitivitätsfaktor des *i*-ten Eigenwertes

$e_{i,kl}$, $e_{i,kl,min}$	Einfluss einer P-Sollwertänderung des FACTS-Gerätes von Knoten k nach Knoten l auf den Wirkleistungsfluss über das Betriebsmittel i bzw. minimaler Wert dieser Größe zur Begrenzung des Einflussbereiches
$\boldsymbol{F}$	Gesamt-Rückführmatrix der Dämpfungsregler aller FACTS-Geräte
$\boldsymbol{F_k}$	Rückführmatrix des Dämpfungsreglers des k-ten FACTS-Gerätes
f	Übertragungskonstante einer Ausgangsrückführung eines Eingrößensystems
f_{pq}, $f_{pq,alt}$, $f_{pq,neu}$, f_{max}	Parameter der Matrix $\boldsymbol{F}$, alter Wert, neuer Wert bzw. Maximalwert der Parameter
f_0	Nennfrequenz
$\bar{I}_l$	Längsstrom über ein FACTS-Gerät
$\bar{I}_q$	durch ein FACTS-Gerät injizierter Querstrom
I_q	Betrag von $\bar{I}_q$
$I_{q,max}$	Maximalwert von I_q
$\bar{I}_{q1}$	Blindanteil des Stromes $\bar{I}_q$
I_{q1}	Betrag von $\bar{I}_{q1}$
$\bar{I}_{q2}$	Wirkanteil des Stromes $\bar{I}_q$
i	Laufindex
$\boldsymbol{i_f}$, $\boldsymbol{i_r}$	Stromvektor spannungsgeführter bzw. spannungsgeregelter Zweipole
$\bar{i}_{fi}$, $\bar{i}_{ri}$	i-te Komponente von $\boldsymbol{i_f}$ bzw. $\boldsymbol{i_r}$
i_{q1}	bezogener Wert von I_{q1}
j	imaginäre Einheit, Abschnitt 5.1: Laufindex
K, $K_{ungeregelt}$, $K_{aktuell}$, K_{max}	Kosten, Kosten des ungeregelten Systems, Kosten des aktuellen Systems bzw. Maximalwert der Kosten
k	Übertragungskonstante des Integral-Reglers Abschnitt 5.5: Laufindex
l, lt	Laufindex
M_{max}	anfängliche Suchhäufigkeit
m	Laufindex

n	Abschnitt 5.1: Anzahl aller Übertragungselemente im Einflussbereich eines FACTS-Gerätes Abschnitt 5.5: Ordnung des Zustandsgrößenmodells
n_fg	Anzahl der im System vorhandenen FACTS-Geräte
$\boldsymbol{P}$	Vektor der Wirkleistungsflüsse der für ein FACTS-Gerät relevanten Betriebsmittel
P_G	Wirkleistung des Generators G
P_{Ga}, P_{Gb}	zwischen Generator und Netz übertragene transiente Generatorleistung
P_{ij}, $P_{ij,soll}$	Wirkleistungsfluss von Knoten i nach Knoten j bzw. Sollwert dieser Größe
$\boldsymbol{P_k}$	Vektor der Wirkleistungsflüsse aller Betriebsmittel
$P_{kl,soll}$	Sollwert des Wirkleistungsflusses von Knoten k nach Knoten l
$\boldsymbol{P_{max}}$	Vektor der maximal zulässigen Wirkleistungsflüsse
$\boldsymbol{P_{mov}}$	Vektor der Ausgänge der Gütemaß-Funktionale
$P_{mov,e}$	Empfindlichkeit der Regelung zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen
P_T	Turbinenleistung
P_{T0}	Turbinenleistung im Arbeitspunkt
P_{xiyi}, $P_{xiyi,max}$	Wirkleistungsfluss über das konventionelle Betriebsmittel i mit dem Anfangsknoten xi und dem Endknoten yi bzw. Maximalwert dieser Größe
$P_{xiyi,mov}$	Ausgang des Gütemaß-Funktionals für das Eingangssignal P_{xiyi}
p	Laufindex
p_{Gi}	bezogener Wert der Wirkleistung des Generators i
p_{ij}	bezogener Wert von P_{ij}
$p_{mov,e}$	bezogener Wert von $P_{mov,e}$
$p_{xiyi,mov}$	bezogener Wert von $P_{xiyi,mov}$
Q_{ij}, $Q_{ij,soll}$	Blindleistungsfluss von Knoten i nach Knoten j bzw. Sollwert dieser Größe
q	Laufindex
S_B	Bezugsleistung
S_{Di}	Strafterm für Dämpfungsvorgaben der Mode i
$\overline{S}_{ij}$	Scheinleistungsfluss von Knoten i nach Knoten j
$\boldsymbol{S_k}$	Vektor des Scheinleistungsflusses aller Betriebsmittel

$\boldsymbol{S}_{norm}$	Vektor des normierten Scheinleistungsflusses der für ein FACTS-Gerät relevanten Betriebsmittel
S_{xiyi}, $S_{xiyi,max}$, $S_{xiyi,norm}$	Betrag des Scheinleistungsflusses über das konventionelle Betriebsmittel *i* mit dem Anfangsknoten *xi* und dem Endknoten *yi*, Maximalwert bzw. normierter Wert dieser Größe
$S_{s,pq}$	Strafterm für den Parameter f_{pq}
T, T_{start}, T_{end}	Temperatur, Startwert bzw. Endwert dieser Größe
T_c	Zeitkonstante des VZ-1-Elementes zur Modellierung der GTO-Thyristor-Konverter
T_1, T_2	Zeitkonstanten der VZ-1-Elemente des Gütemaß-Funktionals in Bild 5.3
t	Zeit
$\overline{U}_{AC}$	Spannung an der Wechselspannungsseite eines GTO-Thyristor-Konverters
U_B	Bezugsspannung
U_{DC}	Spannung an der Gleichspannungsseite eines GTO-Thyristor-Konverters
$\overline{U}_i$	Spannung an Knoten *i*
U_i, $U_{i,soll}$	Betrag von $\overline{U}_i$ bzw. Sollwert dieser Größe
$\overline{U}_l$	durch ein FACTS-Gerät eingekoppelte Längsspannung
$\overline{U}_l'$	durch die Regler vorgegebene einzukoppelnde Längsspannung eines FACTS-Gerätes
U_n	Nennspannung
$\boldsymbol{u}$	Eingangsgrößenvektor des nichtlinearen Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
u	Eingangsgröße des linearen Zustandsgrößenmodells erster Ordnung eines Eingrößensystems
$\overline{\ddot{u}}$	Transformator-Übersetzungsverhältnis
$\ddot{u}l$	Laufindex
$\boldsymbol{u}_f$, $\boldsymbol{u}_r$	Spannungsvektor spannungsgeführter bzw. spannungsgeregelter Zweipole
$\overline{u}_{fi}$, $\overline{u}_{ri}$	*i*-te Komponente des Spannungsvektors spannungsgeführter bzw. spannungsgeregelter Zweipole
u_l	bezogener Wert des Betrages von $\overline{U}_l$
$u_{P,APk}$	Ausgang des Wirkleistungsflussreglers des *k*-ten FACTS-Gerätes

$u_{Q,APk}$	Ausgang des Blindleistungsflussreglers des *k*-ten FACTS-Gerätes
$u_{U,APk}$	Ausgang des Spannungsreglers des *k*-ten FACTS-Gerätes
X	Reaktanz
$\boldsymbol{x}, \boldsymbol{x_m}$	Zustandsvektor des nichtlinearen bzw. modaltransformierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
x_i	*i*-te Komponente des Vektors $\boldsymbol{x_z}$
$\boldsymbol{x_z}$	Eingangsvektor des Zustandsautomaten
$\underline{Y}_l$	Ersatz-Längsadmittanz eines FACTS-Gerätes
$\underline{Y}_q$	Ersatz-Queradmittanz eines FACTS-Gerätes
$\boldsymbol{Y}_{11}, \boldsymbol{Y}_{12}, \ldots$	Teilmatrizen der Knotenadmittanzmatrix
$\boldsymbol{y}$	Ausgangsgrößenvektor des nichtlinearen Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
y	Ausgangsgröße des linearen Zustandsgrößenmodells erster Ordnung eines Eingrößensystems
y_i	*i*-te Komponente des Vektors $\boldsymbol{y_z}$
$\boldsymbol{y_z}$	Ausgangsvektor des Zustandsautomaten
γ_i	Imaginärteil des *i*-ten Eigenwertes
ΔI_{ij}	Änderung des Betrages des Längsstromes von Knoten *i* nach Knoten *j*
ΔP_{ij}	Änderung von P_{ij}
$\Delta P_{kl,soll}$	Änderung von $P_{kl,soll}$
ΔP_{xiyi}	Änderung von P_{xiyi}
ΔQ_{ij}	Änderung von Q_{ij}
ΔU_i	Änderung von U_i
$\Delta f, \Delta f_{Gi}$	Frequenzabweichung bzw. Frequenzabweichung des Generators *i*
$\Delta\boldsymbol{u}$	Eingangsgrößenvektor des im Arbeitspunkt linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
$\Delta\boldsymbol{u_k}$	Ausgangsvektor des Dämpfungsreglers des *k*-ten FACTS-Gerätes
$\Delta u_{\boldsymbol{P,Dk}}$	Komponente von $\Delta\boldsymbol{u_k}$, die zu $u_{P,APk}$ addiert wird
$\Delta u_{\boldsymbol{Q,Dk}}$	Komponente von $\Delta\boldsymbol{u_k}$, die zu $u_{Q,APk}$ addiert wird
$\Delta u_{\boldsymbol{U,Dk}}$	Komponente von $\Delta\boldsymbol{u_k}$, die zu $u_{U,APk}$ addiert wird

$\Delta\boldsymbol{x}$	Zustandsvektor des im Arbeitspunkt linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
$\Delta\boldsymbol{y}$	Ausgangsgrößenvektor des im Arbeitspunkt linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
$\Delta\boldsymbol{y}_k$	Eingangsvektor des Dämpfungsreglers des *k*-ten FACTS-Gerätes
δ_i	Realteil des *i*-ten Eigenwertes
δ_{Ui}	Spannungswinkel an Knoten *i*
$\delta_{ü}$	Winkel zwischen der Polradspannung des Generators (Teilsystem 1) und der Spannung des starren Netzes (Teilsystem 2) in Bild 2.1
ζ	gleichverteilte Zufallszahl
ϑ	durch ein schrägregelndes FACTS-Gerät eingeprägter zusätzlicher Spannungswinkel
κ	Proportionalitätsfaktor in $S_{s,pq}$
$\mathit{\Lambda}$	Systemmatrix des modaltransformierten, linearisierten Zustandsgrößenmodells erster Ordnung
λ_i	*i*-ter Eigenwert
λ_M	Dekrementierungsfaktor der Suchhäufigkeit
λ_T	Dekrementierungsfaktor der Temperatur
μ	Zugehörigkeitsgrad zu einer Fuzzy-Menge
ξ	Gewichtungsexponent in S_{Di}
σ_i	Dämpfungsmaß des *i*-ten Eigenwertes
σ_{soll}	Sollwert des Dämpfungsmaßes
$\mathit{\Phi}$	Matrix der rechten Eigenvektoren, Transformationsmatrix
ϕ_{mi}	Element der rechten Eigenvektormatrix
φ_i	*i*-ter rechter Eigenvektor
φ	Winkel zwischen den Spannungszeigern $\overline{U}_l$ und $\overline{U}_l'$
$\mathit{\Psi}$	Matrix der linken Eigenvektoren
ψ_{il}	Element der linken Eigenvektormatrix

Vereinbarungen

abs(•)	absoluter Betrag
Im{•}	Imaginärteil einer komplexen Zahl
O(•)	Ordnung eines Algorithmus
Re{•}	Realteil einer komplexen Zahl
sign(•)	Vorzeichenfunktion
∂	partielle Ableitung
$\forall$	gilt für alle ...
∞	unendlich
×	Platzhalter für beliebigen Wert einer Booleschen Variable

Literaturverzeichnis

[1] *Bertoldi, O.; Demartini, G.; Innorta, M.; Mocenigo, M.; Scarpellini, P.*: „New Issues in Optimisation and Control Methods in Open Access Transmission Environment", Cigré Session, Artikel 38-205, 1998

[2] *Europäisches Parlament und Rat der EU*: „Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt", Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 40. Jahrgang, Nr. L27/20, 30. Jan. 1997

[3] *Graf, F.-R.*: „Beseitigen von Netzengpässen in stark vermaschten Übertragungsnetzen", Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 98, Heft 12, S. 32-35, 1999

[4] *Palma Behnke, R.*: „Objektorientiertes Modell zur Ausbauplanung von elektrischen Übertragungsnetzen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen", Forschungs-Report, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2000

[5] *Lerch, E.*: „Neue Aspekte bei Planung und Führung deregulierter Netze", VDI-Berichte Nr. 1529, S. 339-355, 2000

[6] *Gotham, D. J.; Heydt, G. T.*: „Power Flow Control and Power Flow Studies for Systems with FACTS Devices", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 1, S. 60-65, Feb. 1998

[7] *Rahman, M.; Ahmed, M.; e.a.*: „UPFC Application on the AEP System: Planning Considerations", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 4, S. 1695-1701, Nov. 1997

[8] *Bachmann, U.; Breulmann, H.; e.a.*: „Verbundstabilität nach dem Synchronanschluss der Netze der Elektrizitätsversorgungsunternehmen von Bulgarien und Rumänien an den UCTE/CENTREL-Verbund", ETG-Fachbericht 79, „Internationale ETG-Tage '99", S. 251-257, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 1999

[9] *Gama, C.; Leoni, R. L.; e.a.*: „Brazilian North-South Interconnection - Aplication of Thyristor Controlled Series Compensation (TCSC) to Damp Inter-Area Oscillation Mode", Cigré Session, Artikel 14-101, 1998

[10] *Cholley, P.; Lebrevelec, C.; Vitet, S.; de Pasquale, M.*: „Constructing Operating Rules to Avoid Voltage Collapse: A Statistical Approach", Proc. of Powercon '98, Beijing, China, IEEE PES, Vol. 2, S. 1468-1472, Aug. 1998

[11] *Hingorani, N. G.*: „Flexible AC Transmission“, IEEE Spectrum, S. 40-45, April 1993

[12] *Cigré Task Force 38.01.06*: „Load Flow Control in High Voltage Power Systems Using FACTS Controllers“, Technical Brochure, Cigré, SC 38, WG 01.06, Ref. No. 51, 1996

[13] *Grünbaum, R.; Noroozian, M.; Thorvaldsson, B.*: „FACTS - leistungsfähige Systeme zur flexiblen Energieübertragung“, ABB Technik, Heft 5, S. 4-17, 1999

[14] *Ilić, M.; Galiana, F.; Fink, L.; Bose, A.; Mallet, P.; Othman, H.*: „Transmission Capacity in Power Networks“, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 20, No. 2, S. 99-110, 1998

[15] *Lehmköster, C.*: „Optimale Netzbetriebsführung mit FACTS-Betriebsmitteln zur Leistungsflusssteuerung“, Forschungs-Report, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 1999

[16] *Renz, B. A.; Keri, A.; Schauder, C.; e.a.*: „AEP Unified Power Flow Controller Performance“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, S. 1374-1381, Okt. 1999

[17] *Edris, A.; Mehraban, A. S.; Rahman, M.; Gyugyi, L.; Arabi, S.; Reitman, T.*: „Controlling the Flow of Real and Reactive Power“, IEEE Computer Applications in Power, S. 20-25, Jan. 1998

[18] *Povh, D.; Weinhold, M.; Pestka, J.*: „Versorgungsqualität in elektrischen Verteilungsnetzen“, ETG-Fachbericht 63, S. 99-109, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 1996

[19] *Povh, D.*: „Use of HVDC and FACTS“, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, S. 235-245, Feb. 2000

[20] *Gyugyi, L.*: „Unified Power Flow Control Concept for Flexible AC Transmission Systems“, IEE Proceedings GTD, Vol. 139, No. 4, S. 323-331, Juli 1992

[21] *Gampenrieder, R.; Gick, B.; Weß, T.; e.a.*: „Load-Flow Control in EHV Networks - Feasibility Study on the Possibilities of Application of FACTS Elements in the German Power System“, Cigré Session, Artikel 14-110, 1998

[22] *Westermann, D.*: „Integration innovativer Betriebsmittel in die Netzbetriebsführung elektrischer Energieübertragungssysteme“, Fortschritt-Berichte, Reihe 21, Nr. 226, VDI Verlag, Düsseldorf, 1997

[23] *Talukdar, S. N.*: „Collaboration Rules for Autonomous Software Agents“, http://www.ece.cmu.edu/~talukdar/Rules_Collab.ps

[24] *Rehtanz, C.*: „Einsatz eines SMES zur Verbesserung der Spannungsstabilität elektrischer Energieübertragungssysteme“, Fortschritt-Berichte, Reihe 21, Nr. 239, VDI Verlag, Düsseldorf, 1998

[25] *Stephanblome, Th.*: „Integration eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers in die Netzregelung“, Fortschritt-Berichte, Reihe 21, Nr. 164, VDI Verlag, Düsseldorf, 1994

[26] *Cigré Task Force 38.01.08*: „Modeling of Power Electronics Equipment (FACTS) in Load Flow and Stability Programs“, Technical Brochure, Cigré SC 38, WG 01.08, Ref. No. 145, 1999

[27] *Song, Y. H.; Johns, A. T. (ed.)*: „Flexible AC Transmission Systems (FACTS)“, Power and Energy Series, Vol. 30, The Institution of Electrical Engineers, London, 1999

[28] *Hingorani, N. G.; Gyugyi, L.*: „Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems“, IEEE Press, Order No. PC5713, New York, 2000

[29] *IEEE/Cigré FACTS Working Group*: „FACTS Overview“, IEEE Catalog Number 95 TP 108, April 1995

[30] *Rahmani, M.; Westermann, D.; Beer, A.; Stemmler, H.*: „Hybrid FACTS Device Applications for Tailor-Made Solutions“, Proc. of 13th PSCC, Trondheim, Norwegen, S. 1191-1197, Juni 1999

[31] *Handschin, E.*: „Elektrische Energieübertragungssysteme“, 2. Auflage, Hüthig Verlag, Heidelberg, 1987

[32] *Wohlfarth, H.*: „Dämpfung von Leistungspendelungen in elektrischen Energieversorgungssystemen“, Dissertation, Universität Dortmund, 1987

[33] *Pourbeik, P.; Gibbard, M. J.*: „Simultaneous Coordination of Power System Stabilizers and FACTS Device Stabilizers in a Multimachine Power System for Enhancing Dynamic Performance“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, S. 473-479, Mai 1998

[34] *Lei, X.; Lerch, E.; Povh, D.; Wang, X.; Haubrich H.-J.*: „Global Settings of FACTS-Controllers in Power Systems“, Cigré Session, Artikel 14-305, 1996

[35] *Larsen, E. V.; Sanchez-Gasca, J. J.; Chow, J. H.*: „Concepts for Design of FACTS Controllers to Damp Power Swings“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 2, S. 948-956, Mai 1995

[36] *Noroozian, M.; ,Ängquist, L.; Ghandhari, M.; Andersson, G.*: „Improving Power System Dynamics by Series-Connected FACTS Devices“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, S. 1635-1641, Okt. 1997

[37] *Lo, K. L.; Lin, Y. J.; Trecat, J.; Crappe, M.*: „Improvement to FACTS Incorporated Power System Stability Performance through Fuzzy Control“, Proc. of International Power Engineering Conference IPEC '97, Singapur, S. 160-165, 1997

[38] *Nagahara, J.; Yokoyama, A.; Kawakami, H.; Nishimatsu, S.*: „Energy Function-Based Neuro-Controller of FACTS Devices for Damping Enhancement of Power System Swing Phenomena“, Proc. of 13th PSCC, Trondheim, Norwegen, S. 1178-1183, Juni 1999

[39] *Edris, A.-A.*: „Enhancement of First-Swing Stability Using a High-Speed Phase Shifter“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6. No. 3, S. 1113-1118, Aug. 1991

[40] *Mihalič, R.; Žunko, P.; Povh, D.*: „Improvement of Transient Stability Using Unified Power Flow Controller“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11. No. 1, S. 485-491, Jan. 1996

[41] *Dilger, R.; Nelles, D.*: „Improvement of Network Damping and Transient Stability by Active and Reactive Power Control“, IEE Proceedings GTD, Vol. 144, No. 2, S. 125-128, März 1997

[42] *Limyingcharoen, S.; Annakkage, U. D.; Pahalawaththa, N. C.*: „Fuzzy Logic Based Unified Power Flow Controllers for Transient Stability Improvement“, IEE Proceedings GTD, Vol. 145, No. 3, S. 225-232, Mai 1998

[43] *Padiyar, K. R.; Uma Rao, K.*: „Modeling and Control of Unified Power Flow Controller for Transient Stability“, Electrical Power and Energy Systems 21, S. 1-11, 1999

[44] *Kundur, P.*: „Power System Stability and Control“, The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc., New York, 1994

[45] *Becker, C.*: „Autonome FACTS-Regelung“, Programmbeschreibung, EVP 0101, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2001

[46] *Wang, H. F.*: „Selection of Robust Installing Locations and Feedback Signals of FACTS-based Stabilizers in Multi-machine Power Systems“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14. No. 2, S. 569-574, Mai 1999

[47] *Girgis, A. A.; Sallam, A. A.; Karim El-Din, A.*: „An Adaptive Protection Scheme for Advanced Series Compensated (ASC) Transmission Lines“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 13, No. 2, S. 414-420, April 1996

[48] „Zusammenfassung der aktuellen Grundsätze für den Netzbetrieb der UCTE“, http://www.ucpte.org/pdf/Principles_D.pdf, UCTE, Feb. 1999

[49] *Ilić, M. D.; Liu, S.*: „Hierarchical Power Systems Control - Its Value in a Changing Industry“, Springer-Verlag, London, Berlin, Heidelberg, New York, 1996

[50] *Ackermann, J.*: „Robuste Regelung - Analyse und Entwurf von linearen Regelungssystemen mit unsicheren physikalischen Parametern“, Springer-Verlag, London, Berlin, Heidelberg, New York, 1993

[51] *Spanner, M.; Welfonder, E.; Tillmann, H.-B.; Zerênyi, J.*: „Load Flow Dependence of Slow Interarea Oscillations Occuring in the Extended European Power System“, Cigré Session, Artikel 38-103, 1998

[52] *Schlegel, S.*: „Dynamische Netzsicherheitsführung mit einem hybriden Expertensystem in elektrischen Energieversorgungsnetzen“, Dissertation, Technische Universität Berlin, 1994

[53] *Erlich, I.; Wilfert, H.-H.; Küßner, K.*: „Dämpfung von Netzpendelungen unter Nutzung globaler Informationen“, VDI-Berichte Nr. 1529, S. 175-192, 2000

[54] *Hoffmann, W.*: „Wissensbasiertes System für die Bewertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer Energieversorgungssysteme“, Dissertation, Universität Dortmund, 1990

[55] *Wehenkel, L. A.*: „Automatic Learning Techniques in Power Systems“, Kluwer Academic Publishers, Boston, London, Dordrecht, 1998

[56] *Antsaklis, P. J.; Passino, K. M.*: „An Introduction to Intelligent and Autonomous Control“, Kluwer Academic Publishers, Boston, London, Dordrecht, 1993

[57] *Zeigler, B. P.; Chi, S. D.; Cellier, F. E.*: „Model-Based Architecture for High Autonomy Systems“, in: „Engineering Systems with Intelligence Concepts, Tools and Applications“, Kluwer Academic Publishers, Boston, London, Dordrecht, S. 3-22, 1992

[58] *Svensson, B.; Wiberg, P.-A.*: „Autonomous Systems Demand New Computer System Architectures and New Development Strategies“, Proc. of the International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation, IEEE, S. 27-31, 1993

[59] *Morik, K.*: „Lernende Agenten im WWW“, Seminar, Lehrstuhl für Künstliche Intelligenz, Universität Dortmund, Wintersemester 1998/99

[60] *Koch, M. R.; Köhne, T.*: „Autonomie - Leitbild mit Perspektive“, Zeitschrift für wirtschaftliche Fertigung und Automatisierung, Vol. 90, S. 165-167, April 1995

[61] *Passino, K. M.*: „Intelligent Control for Autonomous Systems“, IEEE Spectrum, S. 55-62, Juni 1995

[62] *Abel, E. ; Laresgoiti, I.; Perez, J.; Corera, J.; Echavarri, J.*: „A Multiagent Approach to Analyze Disturbances in Electrical Networks“, Proc. of 4th ESAP Conference, Melbourne, Australien, S. 606-611, 1993

[63] *Talukdar, S.; Ramesh, V. C.*: „Cooperative Methods for Security-Planning“, Proc. of 4th ESAP Conference, Melbourne, Australien, S. 93-98, 1993

[64] *Krost, G.; Rumpel, D.; Spanel, U.; Müller, C.; Ju, K.*: „Autonomous Expert System Operation in Electric Energy Systems“, Engineering Intelligent Systems, Vol. 6, No. 1, S. 19-27, März 1998

[65] *Krishna, V.; Ramesh, V. C.*: „Intelligent Agents for Negotiations in Market Games, Part1: Model“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 3, S. 1103-1108, Aug. 1998

[66] *Talukdar, S.*: „The Next Software Revolution: Flat Organizations of Autonomous Agents“, IEEE-PES Summer Meeting, Edmonton, Kanada, Juli 1999

[67] DIN 19 222: „Leittechnik – Begriffe“, März 1985

[68] *Koel, A.*: „Innovative Stationsleittechnik mit verteilten Rechnersystemen“, Forschungs-Report, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 1999

[69] *Rehtanz, C.*: „Intelligente Systeme in der elektrischen Energieversorgung“, Technischer Bericht, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2000

[70] *Adamiak, M.; Premerlani, W.*; „Data Communications in a Deregulated Environment“, IEEE Computer Applications in Power, S. 36-39, Juli 1999

[71] *Becker, C.; Handschin, E.; Rehtanz, C.*: „Coordinated Decentralized Control of FACTS-Devices Applying Autonomous Systems“, Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE, Kyongju, Korea, S. 397-400, Juli 1998

[72] *Becker, C.; Rehtanz, C.*: „Autonomous Systems for Intelligent Coordinated Control of FACTS-Devices“, Proc. of Bulk Power System Dynamics and Control IV - Restructuring, Santorini, Griechenland, S. 691-697, Aug. 1998

[73] *Becker, C.; Handschin, E.; Rehtanz, C.*: „Koordinierte Regelung von FACTS-Geräten unter Verwendung lokaler und globaler Zustandsinformationen“, 8. Workshop Fuzzy Control des GMA-FA 5.22, Dortmund, Nov. 1998

[74] *Becker, C.; Rehtanz, C.*: „Fuzzy-koordinierte Regelung von FACTS-Geräten mit netztopologieabhängigen Regelbasen“, 9. Workshop Fuzzy Control des GMA-FA 5.22, Dortmund, Nov. 1999

[75] *Handschin, E.; Becker, C.; Brosda, J.; Rehtanz, C.; Moon, S.-I.; Park, J.K.*: „Automatic Fuzzy Rule Generation for Coordination of FACTS-Devices“, Journal of Electrical Engineering and Information Science, Vol. 4, No. 6, Seoul, Korea, S. 747-753, 1999

[76] *Wood, A. J.; Wollenberg, B. F.*: „Power Generation, Operation and Control“, 2nd Edition, John Wiley & Sons Inc., New York, 1996

[77] *Fuerte-Esquivel, C. R.; Acha, E.*: „Unified Power Flow Controller: A Critical Comparison of Newton-Raphson UPFC Algorithms in Power Flow Studies“, IEE Proceedings GTD, Vol. 144, No. 5, S. 437-444, Sept. 1997

[78] *Sedgewick, R.:* „Algorithmen in C++“, Addison-Wesley GmbH, Bonn, München, Paris, 1992

[79] *Jungnickel, D.*: „Graphen, Netzwerke und Algorithmen“, 3. Auflage, BI Wissenschaftsverlag, Mannheim, Leipzig, Wien, Zürich, 1994

[80] *Wegener, I.*: „Kompendium theoretische Informatik“, Teubner, Stuttgart, 1996

[81] *Kiendl, H.*: „Fuzzy Control methodenorientiert“, R. Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1997

[82] *Mikut, R.; Bindel, Th.; Riedel, E.*: „Modellgestützte Regelgenerierung für Fuzzy-Regler unter Verwendung von Petri-Netzen“, 7. Workshop Fuzzy Control des GMA-FA 5.22, Dortmund, Nov. 1997

[83] *Föllinger, O.*: „Regelungstechnik“, 8., überarbeitete Auflage, Hüthig Buch Verlag, Heidelberg, 1994

[84] *Li, G.; Lie, T. T.; Shrestha, G. B.; Lo, K. L.*: „Design and Application of Co-ordinated Multiple FACTS Controllers“, IEE Proceedings GTD, Vol. 147, No. 2, S. 112-120, März 2000

[85] *Chen, X. R.; Pahalawaththa, N. C.; Annakkage, U. D.; Kumble, C. S.*: „Design of Multiple FACTS Damping Controllers“, Proc. of International Power Engineering Conference IPEC '97, S. 331-336, Singapur, 1997

[86] *Schwefel, H. P.*: „Evolution and Optimum Seeking“, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1995

[87] *King, R. E.*: „Computational Intelligence in Control Engineering“, Control Engineering Series, Marcel Dekker, Inc., New York, Basel, 1999

[88] *Hsu, Y.-Y.; Luor, T.-S.*: „Damping of Power System Oscillatons Using Adaptive Thyristor-Controlled Series Compensators Tuned by Artificial Neural Networks“; IEE Proceedings GTD, Vol. 146, No. 2, S. 137-142, März 1999

[89] *Kulicke, B.; Erlich, I.; Demmig, S.; Bachmann, U.; Glaunsinger, W.; Zimmermann, U.*: „Netzäquivalentierung für Stabilitätsberechnungen basierend auf der Analyse kohärenter Generatorgruppen“, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 99, Heft 7, S. 37-43, 2000

[90] *Brockmann, W.*: „Wissensorientierte Echtzeitsysteme am Beispiel nicht-numerischer Regelungen“, Dissertation, Universität Paderborn, 1992

Studien- und Diplomarbeiten, die im Umfeld dieser Dissertation entstanden sind:

1. *Brosda, J.*: „Entwicklung von Regelstrategien für FACTS-Geräte zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens von Energieübertragungssystemen“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1998

2. *Brosda, J.*: „Generation of Knowledge Bases for Co-ordinated Control of FACTS Devices“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1998

3. *Schnurr, N.*: „Automatische netzzustandsabhängige Adaption von Reglern zur Dämpfung von Leistungspendelungen in FACTS“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999

4. *L’Abbate, A.*: „Application of FACTS Devices in Liberalized Power Systems“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999

5. *Fricke, C.*: „Entwicklung einer grafischen Ablaufsteuerung zur Fuzzy-Regelgenerierung in FACTS“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999

6. *Fresen, B.*: „Konzeption der Informationstechnik autonomer Systeme“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2000

7. *Fricke, C.*: „Einsatz von FACTS-Geräten zur koordinierten Spannungs-Blindleistungsregelung“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2000