Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme

von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der

Universität Dortmund

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von

Dipl.-Ing. Carsten Leder

Dortmund

2002

Tag der mündlichen Prüfung:	12. Juli 2002
Hauptreferent:	Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. habil. G. Bretthauer

Die vorliegende Dissertation ist im Elektronischen Dokumenten-, Retrieval- und Archivierungssystem der Universität Dortmund (Eldorado) veröffentlicht. In der elektronischen Fassung sind alle Abbildungen farbig dargestellt. Weitere Exemplare in gedruckter oder elektronischer Form können über die folgende Internet-Adresse bezogen werden: http://eldorado.uni-dortmund.de

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund. Mein besonderer Dank gilt dem Lehrstuhlinhaber Herrn Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin für die Anregung zu dieser Arbeit, für seine wohlwollende Förderung und die vertrauensvolle Zusammenarbeit. Die von ihm entgegengebrachte Diskussionsbereitschaft hat wesentlich zum Gelingen beigetragen. Im Rahmen der Tätigkeit an seinem Lehrstuhl konnte ich mich durch anspruchsvolle und herausfordernde Aufgaben weiterentwickeln. Seine internationalen Kontakte zu Hochschulen und Unternehmen haben mir einen intensiven wissenschaftlichen und persönlichen Austausch auf verschiedenen Ebenen ermöglicht.

Für die Übernahme der Korreferats gilt mein herzlicher Dank Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Georg Bretthauer, dem Leiter des Instituts für Angewandte Informatik im Forschungszentrum Karlsruhe.

Der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) danke ich für die Förderung meiner Arbeit durch Sachbeihilfen im Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“.

Den aktuellen und ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Lehrstuhls sowie den Studierenden, die in vielfältiger Weise zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben, danke ich für die kreative und freundschaftliche Zusammenarbeit. Herrn Dr.-Ing. Christian Rehtanz und Herrn Dr.-Ing. Christian Becker gilt mein besonderer Dank für die sorgfältige Durchsicht und die kritische Diskussion meiner Arbeit. Für die engagierte sprachliche Überarbeitung des Manuskripts danke ich Herrn Rektor i.R. Heinrich Möllers.

Eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen meiner Arbeit war die stete geistige und emotionale Unterstützung meiner Familie und meiner Verlobten Britta.

Oer-Erkenschwick, Juli 2002

Carsten Leder

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

1.1 Erhöhte Anforderungen an die Netzbetriebsführung 1

1.2 Neue informationstechnische Verfahren und Konzepte 3

1.3 Struktur der Arbeit 4

2 Prozessvisualisierung zur Führung eines Energieübertragungssystems 7

2.1 Gestaltungsgrundlagen für Mensch-Maschine-Schnittstellen 7

2.1.1 Kognitive Gestaltungsaspekte 9

2.1.2 Ergonomische Gestaltungsaspekte 13

2.2 Bestehende Visualisierungslösungen für die Netzbetriebsführung 15

2.2.1 Zustandsvisualisierung 15

2.2.2 Meldungsanzeige 20

2.2.3 Befehlseingabe 21

2.2.4 Defizite bestehender Lösungen und Handlungsbedarf 21

3 Visualisierungskonzept für eine vorausschauende Prozesslenkung 23

3.1 Globale Zustandsanzeige 25

3.2 Problemspezifische Detailanzeige 30

3.2.1 Darstellung von weiterführenden Detailinformationen 30

3.2.2 Darstellung von Handlungsvorschlägen 31

3.2.3 Zusammensetzung der Problemspezifischen Detailanzeige 34

4 Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung 36

4.1 Ursachenerkennung und -bewertung 37

4.2 Netzsicherheit und -stabilität 41

4.2.1 Betriebsgrenzen 41

4.2.2 Zustandsindikatoren und Bewertungsverfahren 44

4.3 Prozesseingriffe 51

4.4 Informationstechnische Umsetzung als Multiagentensystem 55

5 Zustandsbewertung und -korrektur am Beispiel der Spannungsstabilität 60

5.1 Spannungsstabilität 60

5.1.1 Indikatoren zur Bewertung der Spannungsstabilität 61

5.1.2 Detailinformationen zur Bewertung der Spannungsstabilität 64

5.1.3 Betriebliche Möglichkeiten zur Verbesserung der Spannungsstabilität........... 67

5.2 Online-Stabilitätsbewertung und -korrektur 69

5.2.1 Selbstorganisierende Merkmalskarte 69

5.2.2 Spannungsstabilitätsbewertung mit der SOM 72

5.2.3 Automatische Bereitstellung von Handlungsvorschlägen mit der SOM.......... 77

5.3 Verifikation 82

5.3.1 Stabilitätsbewertung 84

5.3.2 Entscheidungsunterstützung.. 86

5.3.3 Visualisierungskonzept 89

5.4 Realisierung als Multiagentensystem 93

5.4.1 Aufbau eines intelligenten Agenten 94

5.4.2 Bestandteile eines Multiagentensystems 96

5.5 Bewertung der vorgestellten Lösung 98

5.5.1 Visualisierungskonzept 98

5.5.2 Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung............................. 101

6 Zusammenfassung.. 103

Literaturverzeichnis.. 107

Anhang - Symbole für die Globale Zustandsanzeige 116

Abkürzungen 119

Formelzeichen.. 120

1 Einleitung

1.1 Erhöhte Anforderungen an die Netzbetriebsführung

Zwei wesentliche Einflüsse führen heute weltweit dazu, dass elektrische Energieübertragungssysteme näher an ihren technischen Grenzen betrieben werden.

Das starke Wachstum von Industrieregionen erfordert eine leistungsfähige Energieversorgung. Vielfach werden dabei jedoch Investitionen in Netzausbauten vernachlässigt bzw. mit zeitlichem Verzug durchgeführt. Gründe dafür liegen in den mangelnden Anreizen für privatwirtschaftliche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [1] bzw. den begrenzten finanziellen Mitteln für den Infrastrukturausbau in Schwellenländern.

Im liberalisierten Umfeld müssen sich ÜNB mit ihren Netznutzungsentgelten dem Vergleich mit anderen ÜNB stellen. Daher sind sie bestrebt, ihre Netzunterhaltungskosten zu reduzieren. Dafür werden Instandhaltungsmaßnahmen eingeschränkt und Netzrückbauszenarien untersucht. Neben der erhöhten Ausnutzung des Übertragungsnetzes erschweren weitere aktuelle Veränderungen die Netzbetriebsführung (Bild 1.1).

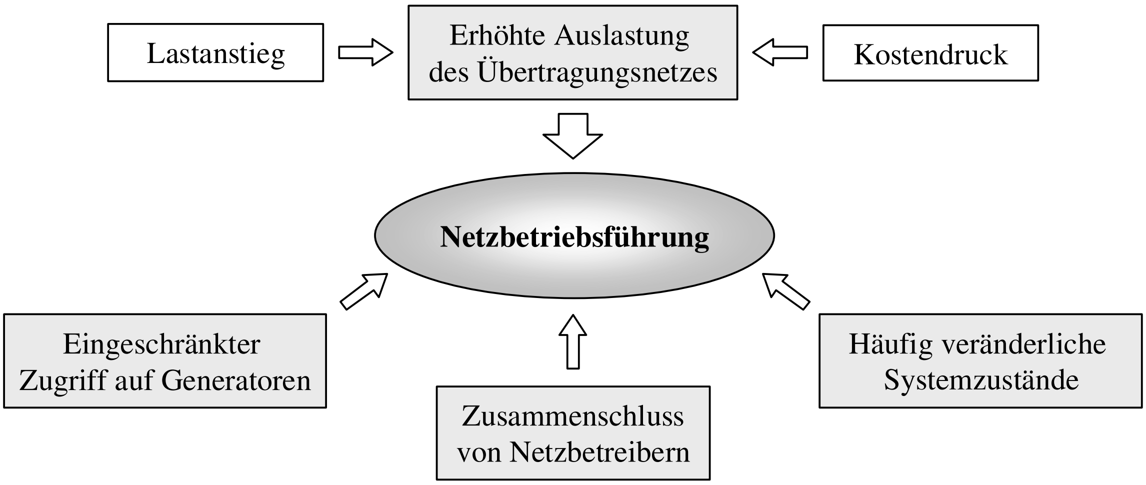


Bild 1.1: Veränderte Rahmenbedingungen für die Netzbetriebsführung

Unternehmerische Überlegungen haben in jüngster Vergangenheit zum Zusammenschluss von ÜNB geführt. Diese Entwicklung, deren Fortsetzung für die Zukunft nicht auszuschließen ist, führt dazu, dass die Größe des von einer Leitstelle zu führenden Netzes deutlich ansteigt. Hinzu kommt, dass heute informationstechnische Einrichtungen in der prozessnahen Sekundärtechnik bisher nicht verfügbare Messwerte bereitstellen [2]. Für die Mitarbeiter wird es zunehmend schwieriger, der großen Menge von Daten die zur Beurteilung des aktuellen Systemzustands erforderlichen Informationen zu entnehmen. Darstellungsverfahren, die eine ausreichende Datenreduktion unterstützen, sind heute in Netzleitstellen nicht verfügbar [3].

Die Betriebserfahrungen des Schaltpersonals sind unter Berücksichtigung des veränderten Marktumfeldes nicht mehr uneingeschränkt auf neue Betriebszustände übertragbar. Die Möglichkeit des flexiblen Einkaufs von elektrischer Energie resultiert in neuen Kraftwerksfahrplänen und veränderten Leistungsflüssen. Folglich reichen allein die Erfahrungen des Schaltpersonals für die Beurteilung neuer Systemzustände und Eingriffsmöglichkeiten nicht aus. Als weiteres Erschwernis kommt hinzu, dass dem ÜNB durch die Entflechtung nur noch ein eingeschränkter, vertraglich festgelegter Zugriff auf die Erzeugungseinheiten möglich ist [4].

Ein Netzbetrieb nahe der technischen Grenzen bedeutet, dass das Schaltpersonal in den Netzleitstellen des Übertragungsnetzes bei der Bewertung des aktuellen Betriebszustands durch leistungsfähige Verfahren zur Online-Zustandsbewertung und -korrektur unterstützt werden muss [5]. Da die zur Zeit verfügbaren Hilfsmittel zur Netzberechung und -visualisierung dieses nur eingeschränkt leisten können, wird die Situationsanalyse sowie die Auswahl notwendiger Prozesseingriffe allein auf Basis der Kenntnisse und Erfahrungen des Schaltpersonals durchgeführt. Dies kann dazu führen, dass sich aufgrund einer Fehlinterpretation der verfügbaren Daten weit reichende Netzstörungen entwickeln.

Damit kritische Betriebszustände verhindert werden, muss anstelle einer reagierenden Prozessführung eine vorausschauende Prozesslenkung ermöglicht werden. Dazu benötigt die Schaltleitung ein umfassendes Informations-Management-System, das auf der Grundlage einer über heutige Standards hinausgehenden Netzsicherheitsrechnung und Stabilitätsbewertung hochwertige Zustandsinformationen generiert und diese zusammen mit situationsabhängigen Handlungsvorschlägen bereitstellt. Eine effiziente Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS) muss gewährleisten, dass die wesentlichen, den momentanen Betriebszustand charakterisierenden Zustandsgrößen fehlerfrei und zeitgerecht wahrgenommen werden können, ohne dass überflüssige Detailinformationen verwirren. Dazu müssen sowohl ergonomische als auch kognitive Gestaltungsaspekte mit in den Entwurf einfließen [6].

1.2 Neue informationstechnische Verfahren und Konzepte

Die aktuellen Entwicklungen der Informationstechnik stellen für die Anwendung im Kontext der Netzbetriebsführung ein breites Spektrum leistungsfähiger Methoden und Technologien zur Verfügung. Insbesondere sind dabei die folgenden Schwerpunkte für die Bewältigung der genannten Anforderungen von Bedeutung:

- innovative Verfahren der Computational Intelligence (CI),
- leistungsfähige Displaytechnologien und intuitiv bedienbare Eingabegeräte,
- agentenbasierte Informationssysteme in offenen Kommunikationsarchitekturen.

Während deterministische Algorithmen und modellbasierte Simulationen lange Zeit als einzige Verfahren für die Lösung technischer Probleme Verwendung fanden, wurden mit steigender Rechnerleistung vielfältige Anwendungen auf der Basis von CI-Methoden entwickelt. Insbesondere wissensbasierte Systeme und Künstliche Neuronale Netze (KNN) orientieren ihre Arbeitsweise an menschlichen Denkmustern und ermöglichen so eine effiziente Reduktion des hochdimensionalen Prozessdatenraumes auf die wesentlichen, den Systemzustand charakterisierenden Betriebsinformationen [7]. Die besonderen Vorzüge gegenüber vollständig modellbasierten Verfahren ergeben sich, wenn die Abhängigkeiten im Prozess nicht genau bekannt sind oder nur unter großem Aufwand modelliert werden können. Des Weiteren erlaubt die kurze Rechenzeit dieser Methoden die prozessnahe Anwendung in zeitkritischen Bereichen. Hinzu kommt die einfache Adaptierbarkeit von CI-basierten Lösungen an neue Randbedingungen des Prozesses, die transparente Wissensrepräsentation und die hohe Robustheit gegenüber unsicheren Eingangsinformationen.

Durch die rasant fortschreitende technologische Entwicklung im Bereich der Prozessvisualisierung von einfachen analogen Anzeigeinstrumenten über semigrafische Sichtgeräte hin zu heute verfügbaren hochauflösenden Farbdisplays und dynamischen Projektionssystemen hat sich das Spektrum der möglichen Darstellungsformen deutlich erweitert. Der Einsatz standardisierter Eingabegeräte bildet die zweite Voraussetzung für einen intuitiven Benutzerdialog. Während die Realisierung der MMS in der Vergangenheit stark durch die technologischen Grenzen eingeschränkt wurde, besteht der Forschungsbedarf heute darin, die neuen Möglichkeiten so einzusetzen, dass sie den Denk- und Handlungsweisen des Bedieners gerecht werden und ihn nicht durch eine Reizüberflutung belasten [8]. Fortschritte in den

Forschungsfeldern der Ergonomie und der Kognitionswissenschaften bilden die Basis für eine aufgabenorientierte Informationsdarstellung.

Leittechnische Anwendungen werden heute in verteilten Rechnersystemen ausgeführt. Eine flexible Struktur für die Realisierung bietet dabei das Konzept der Mulitagentensysteme [9]. Die Grundidee bildet die Übertragung von Teilaufgaben auf autonome Funktionsblöcke. Diese können selbstständig auf Basis einer äußeren Anfrage des Benutzers oder anderer Agenten entscheiden, welches Lösungsverfahren unter den gegebenen Randbedingungen für die Bedienung der Anfrage geeignet ist und wie der erforderliche Datenbedarf durch eigene Anfragen gedeckt werden kann.

Moderne Kommunikationsverfahren bilden sowohl die Grundlage für den Datenaustausch innerhalb einer leittechnischen Anwendung als auch im unternehmensweiten Kontext mit anderen Funktionseinheiten. Damit steht eine breite Datenbasis, bestehend aus technischen und nichttechnischen Informationen, für eine größtmögliche Unterstützung der Prozessführung zur Verfügung [10].

1.3 Struktur der Arbeit

Für die Bewältigung der gesteigerten Anforderungen sollen die beschriebenen informationstechnischen Möglichkeiten innerhalb eines umfassenden Informations-Management-Systems eingesetzt werden, um anstelle einer reagierenden Prozessführung eine vorausschauende Prozesslenkung zu ermöglichen. Dabei geht es nicht darum, wie bisher einzelne Messwerte mit neuen Methoden anzuzeigen, sondern durch die Darstellung von Prozesszusammenhängen, von höherwertigen Indikatoren und von Handlungsvorschlägen anstelle des Systemzustands das Systemverhalten zu visualisieren. Daraus ergeben sich für die vorliegende Arbeit die folgenden Schwerpunkte:

- Entwicklung eines Visualisierungskonzeptes für die Netzbetriebsführung, welches das Potenzial moderner Displaytechnologien nutzt und unter ergonomischen und kognitiven Aspekten optimal auf den Menschen in seinem Aufgabenumfeld abgestimmt ist. Dabei muss anstelle topologiebezogener Darstellungsmethoden die kompakte Visualisierung von Kenngrößen des Systemverhaltens im Mittelpunkt stehen.
- Einsatz von CI-Verfahren für eine umfassende Netzzustandsbewertung.
- Automatische Bereitstellung effektiver Handlungsvorschläge für die Prozesslenkung.

Bild 1.2 zeigt, wie sich die behandelten Aufgabenfelder in den Kommunikationsprozess zwischen dem Energieübertragungssystem und dem Schaltpersonal einordnen lassen.

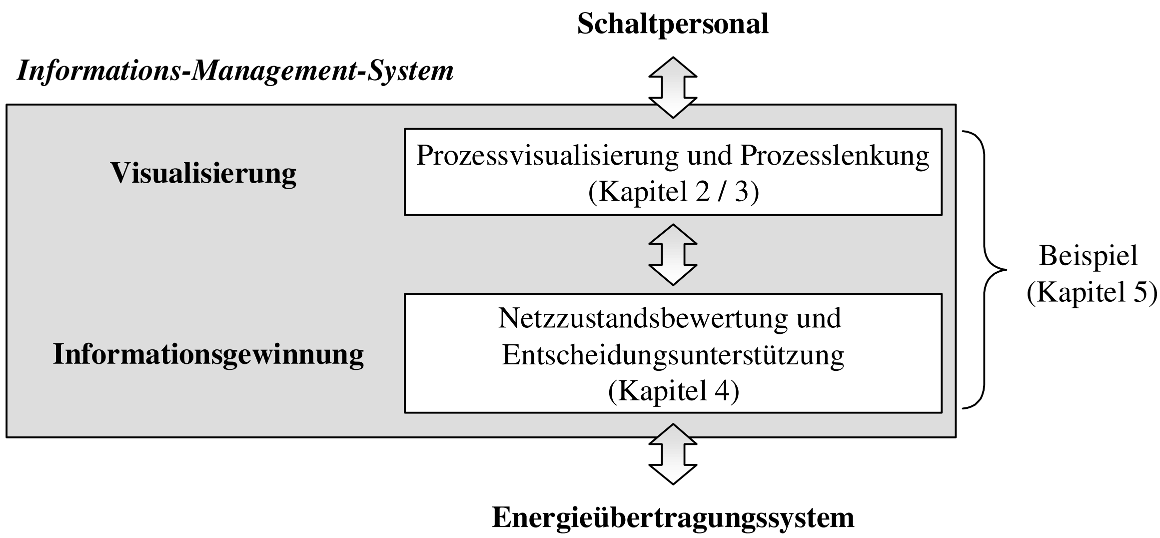


Bild 1.2: Schwerpunkte der Arbeit

Zunächst werden in Kapitel 2 die wichtigsten Grundlagen der MMS vorgestellt. Auf dieser Basis werden die ergonomischen und kognitiven Anforderungen an ein benutzerorientiertes Darstellungskonzept für die Netzbetriebsführung formuliert. Im Anschluss werden bestehende Lösungen zur Prozessvisualisierung in der elektrischen Energieversorgung bezüglich der erarbeiteten Anforderungen bewertet. Ausgehend von den sich dabei ergebenden Defiziten wird der bestehende Handlungsbedarf aufgezeigt.

Zur Erfüllung der ermittelten Anforderungen wird in Kapitel 3 erstmals ein neues Visualisierungssystems vorgestellt, das als Ergänzung bestehender, topologiebezogener Verfahren, die für die Durchführung von Routineaufgaben weiterhin erforderlich sind, eine effektivere Bewertung des aktuellen Systemverhaltens ermöglicht und dessen vorausschauende Beeinflussung unterstützt. Wesentliche Bestandteile sind dabei die globale Darstellung des Systemzustands mittels kompakter Zustandsindikatoren sowie die Bereitstellung problemspezifischer Detailinformationen. Durch die in der Arbeit erstmalig beschriebene Übertragung der kausalen Prozesszusammenhänge auf das Darstellungskonzept wird das Schaltpersonal wesentlich stärker in seinem Entscheidungsprozess unterstützt, als dies bisher der Fall war.

Unverzichtbare Voraussetzung für eine benutzerorientierte Prozessvisualisierung ist die Erzeugung hochwertiger Zustandsinformationen und automatischer Handlungsvorschläge. In Kapitel 4 wird beschrieben, welche Informationen zur umfassenden Beurteilung des Betriebszustands erforderlich sind und wie sie bestimmt werden können. Dafür werden sowohl bestehende Kenngrößen untersucht als auch neue Indikatoren konzeptionell entwickelt. Für die Bewertung von komplexen Betriebsgrenzen und zur Ermittlung von Handlungsvorschlägen existiert bereits eine Reihe von Lösungsansätzen auf der Basis von CI-Verfahren [11]. In Kapitel 4 wird ihre praktische Anwendbarkeit bewertet, und es werden erforderliche Modifikationen erarbeitet. Abschließend wird der Aufbau eines Informations-Management-Systems auf Basis intelligenter Agenten beschrieben. Die modulare Struktur gewährleistet die sichere, situationsspezifische Ausführung der erforderlichen Teilaufgaben zur Prozessführung.

Zur Behebung der Defizite bei der praktischen Handhabung von CI-Verfahren wird in Kapitel 5 am Beispiel der Spannungsstabilität ein neues Verfahren zur Zustandsbewertung und -korrektur vorgestellt. Aufgrund der Online-Fähigkeit und der effektiven Darstellungsweise wird dafür die selbstorganisierende Merkmalskarte (SOM [12]) verwendet. Dabei wird erstmals die Bereitstellung von Handlungsvorschlägen mit der SOM beschrieben. Statt aufwändige Berechnungen für einen aktuellen Betriebszustand durchzuführen, wird dieser online einer Zustandsklasse zugeordnet, deren Eigenschaften bereits im Vorfeld bestimmt worden sind. Wichtiger Bestandteil von Kapitel 5 ist die Verifikation des Verfahrens am Beispiel eines realen Störungsszenarios, wobei insbesondere auf die Informationsbereitstellung durch das Visualisierungssystem eingegangen wird. Abschließend folgt eine Bewertung des Visualisierungskonzepts und der vorgestellten Berechnungsverfahren im Hinblick auf die formulierten Anforderungen.

2 Prozessvisualisierung zur Führung eines Energieübertragungssystems

Das elektrische Energieübertragungssystem wird vom Schaltpersonal in den zentralen Netzleitstellen überwacht und geführt. Die dafür erforderlichen Daten aus den verteilten Anlagen des Netzes werden in die Netzleitstelle übertragen und dort auf Monitoren, Mosaiktafeln bzw. Projektionswänden dargestellt. Zur Unterstützung des Schaltpersonals sind in das Netzleitsystem einfache Überwachungsfunktionen und höhere Netzanalysefunktionen integriert [13].

Während in der Vergangenheit die technische Umsetzung durch speziell auf das Anwendungsfeld der elektrischen Energieversorgung abgestimmte Lösungen bestimmt wurde, kommen heute sowohl für die Hardware als auch für die Software Standardplattformen zum Einsatz. Insbesondere der Bereich der MMS kann von den Entwicklungen im Multimediabereich profitieren [14]. Die Verfügbarkeit leistungsfähiger Displaytechnologien ermöglicht eine nahezu beliebig ausgeprägte und flexible Bildgestaltung. Dabei kommt sowohl der Anzeige von Informationen auf dem Bildschirm am einzelnen Arbeitsplatz als auch der Großbildprojektion für einen größeren Personenkreis eine wichtige Bedeutung zu [15].

Obwohl die beschriebenen Technologien zur Verfügung stehen, sind heutige Visualisierungslösungen noch weitgehend durch die Gewohnheiten des langjährigen Einsatzes von starren Mosaiktafeln geprägt. Dies führt dazu, dass die flexiblen Möglichkeiten für eine benutzerorientierte Darstellung des Betriebszustands durch eine starke Fokussierung auf die topologiebasierte Darstellung ungenutzt bleiben.

Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Erkenntnisse aus dem Bereich der Ergonomie sowie der Kognitionswissenschaften erläutert. Daraus ergeben sich die Anforderungen an eine benutzerorientierte MMS. Anschließend wird ein Überblick über die heutigen Lösungen zur Netzzustandsvisualisierung gegeben, und es werden deren Defizite in Bezug auf die Anforderungen herausgestellt.

2.1 Gestaltungsgrundlagen für Mensch-Maschine-Schnittstellen

Um die bei der Entwicklung eines neuen Visualisierungskonzeptes zu berücksichtigenden Grundlagen einzuführen, wird nachfolgend ein kurzer Überblick über den Forschungsbereich der MMS dargestellt. Davon ausgehend werden kognitive und ergonomische Gestaltungsaspekte erläutert und in konkrete Gestaltungsanforderungen für die Prozessvisualisierung in der Netzbetriebsführung umgesetzt.

Als MMS wird das Zusammenwirken zwischen einem oder mehreren Menschen und einem technischen System bezeichnet [6]. Durch die Berücksichtigung von menschlichen und technischen Aspekten wird klar, dass das Forschungsfeld der MMS in hohem Maße interdisziplinär ist. Bild 2.1 zeigt die wichtigsten Teilbereiche des Fachgebietes. Während sich die Ergonomie und die Kognitionswissenschaften mit den Fähigkeiten und Grenzen des Menschen in der Prozessführung befassen und dadurch stark von physiologischen und psychologischen Aspekten geprägt sind, liegt der Schwerpunkt der Felder „Systemtechnik“ und „Softwaretechnik“ auf technischen Fragestellungen.

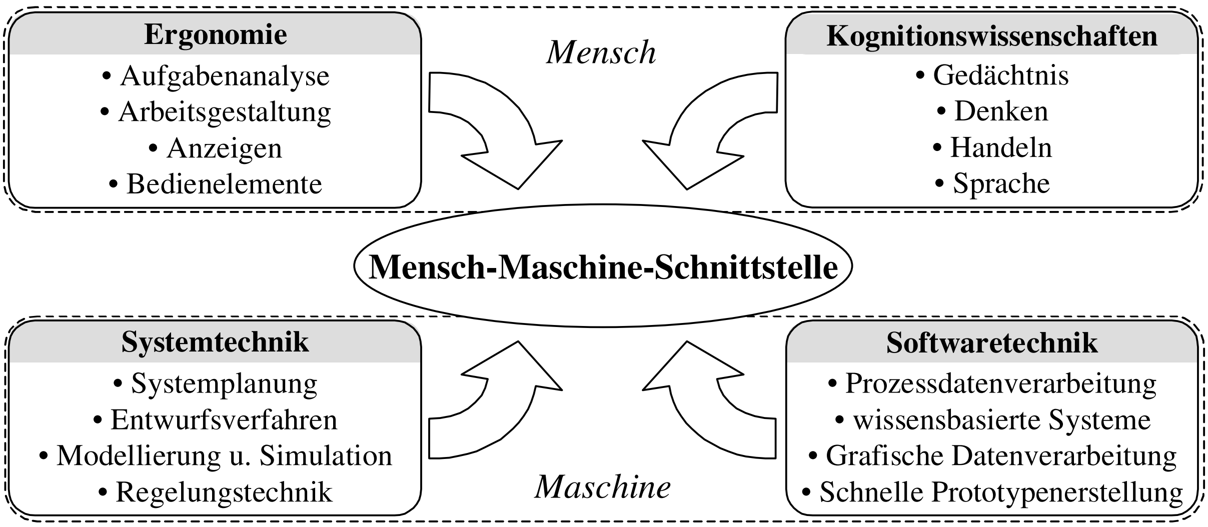


Bild 2.1: Interdisziplinärer Charakter des Fachgebiets „MMS“

In den technisch orientierten Bereichen steht die Entwicklung von Hard- und Software für die Prozessführung im Mittelpunkt. Demgegenüber sind für die Gestaltung der Benutzeroberfläche mit den Informationsanzeigen und Bedienelementen die auf den Menschen bezogenen Teilgebiete von elementarer Bedeutung. Die Bereiche „Ergonomie“ und „Kognitionswissenschaften“ beinhalten wichtige Grundlagen für die Entwicklung eines Visualisierungskonzepts für die Netzbetriebsführung. Während die Kognitionswissenschaften den Inhalt und die Organisation der Kommunikation festlegen, behandelt die Ergonomie u. a. die visuelle Darstellung der benötigten Informationen.

2.1.1 Kognitive Gestaltungsaspekte

Unter dem Oberbegriff der kognitiven Gestaltungsaspekte werden alle Merkmale einer MMS zusammengefasst, die die Anpassung an den menschlichen Denk- und Entscheidungsprozess betreffen. Eine grundlegende Beschreibung der wichtigsten Funktionsblöcke des menschlichen Entscheidungsprozesses sowie deren Interaktion untereinander und mit der Umwelt zeigt Bild 2.2. Das Modell besteht aus den vier kognitiven Funktionen „Wahrnehmung“, „Interpretation“, „Planung“ und „Ausführung“ [16, 17]. In ihrer Gesamtheit ermöglichen sie dem Menschen, Eingangsreize aus der Umwelt zu verarbeiten und in Reaktionen umzusetzen.

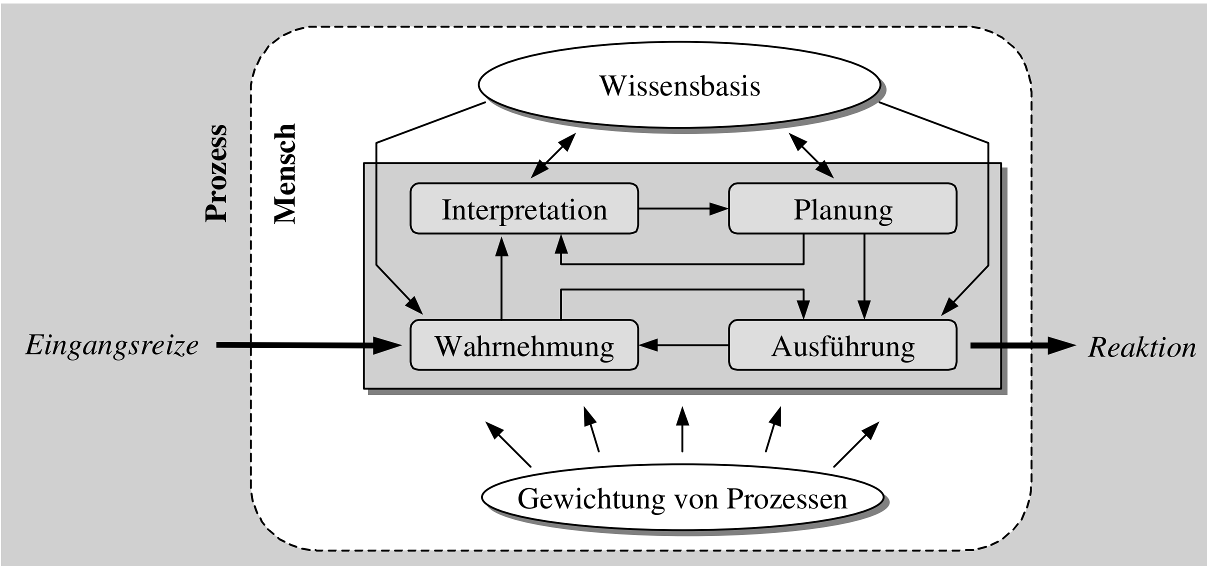


Bild 2.2: Modell des menschlichen Denk- und Entscheidungsprozesses [16]

Der Entscheidungsprozess beginnt mit der Funktion „Wahrnehmung“. Sie gewährleistet die Aufnahme von Eingangsinformationen in Form von Eingangsreizen über die menschlichen Sinne (Sehen, Hören usw.). Außerdem beinhaltet dieser Funktionsblock die gezielte Suche nach Daten, die zur Weiterführung des Denkprozesses erforderlich sind. Interpretation bedeutet die Bewertung der aufgenommenen Daten. Dafür ist ein Vergleich mit dem vorhandenen Wissen und den gespeicherten Erfahrungen erforderlich. Die mittels Wahrnehmung und Interpretation gewonnene Eingangsdatenbasis stellt die Grundlage für die Planung von Reaktionen dar. Der Block der Ausführung setzt die erdachten Pläne um und bildet als Ausgangsschicht zur Umwelt das Pendant zum eingangsseitigen Block Wahrnehmung.

Der Denkprozess darf nicht als lineare Abfolge der genannten Blöcke verstanden werden, sondern besteht vielmehr aus einer engen Verflechtung der Funktionen. Die Wissensbasis und die Gewichtung von Prozessen bilden den Rahmen für den kognitiven Prozess. In der Wissensbasis sind die Erfahrungen und Kenntnisse des Menschen in Form von funktionalem Wissen und Heuristiken gespeichert. Durch die Gewichtung von Prozessen ergeben sich die Randbedingungen für die Interpretation des gespeicherten Wissens im Hinblick auf den aktuellen Kontext. Sie kann als situationsbezogene Festlegung von Randbedingungen für den Denkprozess verstanden werden.

Das Ziel beim Entwurf einer MMS ist die optimale Unterstützung der einzelnen Funktionsblöcke des beschriebenen Denkprozesses. Aus der Tatsache, dass die Teilbereiche „Wahrnehmung" und „Ausführung" eine direkte Schnittstelle zum Prozess auf elementarem Niveau aufweisen, folgt, dass für deren Unterstützung vor allem ergonomische Gestaltungsaspekte von Anzeigen und Eingabegeräten (Kapitel 2.1.2) von Bedeutung sind. Höher angesiedelt und deutlich komplexer sind die Funktionen „Interpretation" und „Planung". Um den Prozessbediener in diesen Bereichen zu entlasten, sind die dargestellten Informationsinhalte so zu gestalten, dass möglichst viel von Interpretation und Planung bereits vom Prozessleitsystem übernommen wird. Dieses Ziel kann nicht allein durch ein angepasstes Erscheinungsbild der Benutzeroberfläche geschehen, sondern setzt eine leistungsfähige Informationsverarbeitung im Hintergrund voraus. Die dafür erforderlichen Verfahren stehen in engem Kontext mit dem zu führenden technischen Prozess und werden für die elektrische Energieversorgung in Kapitel 4 vorgestellt.

Die kognitive Kompatibilität der Netzzustandsvisualisierung wird durch die Berücksichtigung verschiedener Teilaspekte sichergestellt, wovon die wichtigsten nachfolgend dargestellt werden. Im Einzelnen handelt es sich um den Abstraktionsgrad, das Informationsformat, die Informationsanordnung und die Dialoggestaltung [18].

2.1.1.1 Abstraktionsgrad

Ein hoher Abstraktionsgrad bedeutet die Zusammenfassung von vielen einzelnen Daten zu komprimierten Zustandsanzeigen. Dadurch wird vermieden, dass der Bediener mit der manuellen Analyse einer großen Zahl einzelner Prozessgrößen überfordert wird. Ein geringer Abstraktionsgrad ist dagegen erforderlich, wenn detaillierte Informationen zu Teilaspekten des technischen Prozesses benötigt werden. In vielen leittechnischen Lösungen werden daher hierarchische Visualisierungskonzepte eingesetzt, die ausgehend von einer Übersichtsdarstellung aufgabenorientiert mehrere Detaillierungsebenen bereitstellen. Das eingesetzte Informationsformat hängt direkt mit der Abstraktionsebene zusammen. Auf dem obersten Abstraktionsniveau sind hochwertige, im Vorfeld verdichtete Informationen erforderlich. Für diese globalen Größen muss viel Raum in der Benutzeroberfläche bereitgestellt werden, damit ihnen ein hohes Maß an Aufmerksamkeitsverteilung zukommt.

Ein geringer Abstraktionsgrad bedeutet die Darstellung unverdichteter Informationen und erlaubt daher entweder nur die Visualisierung eines Teilaspekts des technischen Systems oder aber eine hohe Datendichte und Unübersichtlichkeit. Deshalb ist es unbedingt erforderlich, aufgabenorientiert den jeweils optimalen Abstraktionsgrad zu verwenden.

2.1.1.2 Informationsformat

Die Anpassung der Visualisierungsoberfläche an die menschliche Gedächtnisabspeicherung bzw. an die menschlichen Wissensstrukturen erfordert die Verwendung von grafischen Objekten, Formen und Farben, mit denen der Prozessbediener die Art der dargestellten Informationen assoziiert [6]. Zusätzlich ergibt sich daraus der Bedarf für eine Strukturierung der Informationsdarstellung in Anlehnung an das kausale Prozessverständnis des Bedieners.

2.1.1.3 Informationsanordnung

Im Allgemeinen kann jeder physikalische Prozess als „Ursache-Wirkung-Maßnahme“-Gefüge beschrieben werden. Bild 2.3 illustriert die kausale Kette von „Ursache“, „Wirkung“ und „Maßnahme“ am Beispiel des energietechnischen Prozesses (Symbolerläuterung im Anhang).

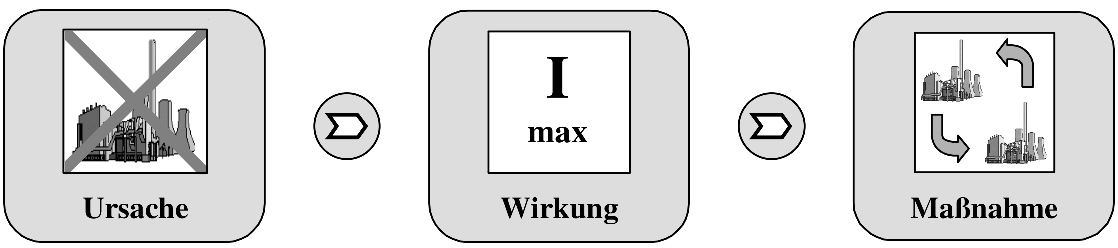


Bild 2.3: Kausales „Ursache-Wirkung-Maßnahme“-Gefüge

Durch die Ursache „Generatorsausfall“ wird im System eine Wirkung hervorgerufen. Diese Wirkung kann z. B. das Überschreiten der thermischen Belastungsgrenze einer Leitung sein. Als Reaktion auf die Änderung des Prozesszustands muss eine Maßnahme ergriffen werden, die in diesem Beispiel die Veränderung von Einspeisungen zur Entlastung der betroffenen Leitung bedeutet. Um dem Prozessbediener den Einblick in die Prozessabläufe zu erleichtern, ist es erforderlich, die Struktur des Visualisierungssystems in der Informationsauswahl, der Bildanordnung und den Interaktionsabläufen dieser kausalen Kette anzupassen.

Als weitere Grundlage für die Informationsanordnung wird das Prinzip des Darstellungskonzepts „Ziel-Mittel-Hierarchie“ [19] verwendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Führung eines Prozesses immer dazu erfolgt, ein bestimmtes Ziel möglichst optimal zu erreichen (z. B. Produktion eines Gutes oder Übertragung von elektrischer Energie). Für dieses oberste Ziel werden untergeordnete Teilziele formuliert, deren Erfülltheitsgrad dem Bediener angezeigt wird. Ausgehend von diesen Teilzielen bestehen Verknüpfungen zu Funktionen und letztlich zu einzelnen Mitteln. Durch diese Rückführung globaler Ziele auf die eingesetzten Mittel und die Implementierung dieses Prinzips in das Visualisierungskonzept steht anstelle der Systemmesswerte das Systemverhalten im Mittelpunkt.

Im Gegensatz zum betriebsmittelbezogenen Visualisierungsansatz ermöglicht die systemorientierte Sichtweise einen verbesserten Einblick in die komplexen technischen Zusammenhänge. Anstelle einer reagierenden Prozessführung wird eine vorausschauende Prozesslenkung möglich. Daher bildet dieser systemorientierte Ansatz die Grundlage für die Informationsanordnung und -strukturierung im neu entwickelten Visualisierungskonzept.

2.1.1.4 Dialoggestaltung

Für die Navigation des Benutzers in einer Benutzeroberfläche sowie für die Eingabe von Prozesseingriffen ist eine intuitive Dialoggestaltung erforderlich. Der Zugriff auf Detailinformationen in unterlagerten Abstraktionsebenen muss von der MMS zielgerichtet gelenkt werden. In dem Fall, dass eine globale Prozesskenngröße eine Grenzwertverletzung aufweist, muss der verursachende Teilprozess angezeigt bzw. dem Bediener zur Anzeige angeboten werden. Für die Eingabe von Prozesseingriffen existieren feste Regeln, die eine maximale Sicherheit gewährleisten und die Zahl der Fehlbedienungen minimieren.

2.1.1.5 Kognitive Anforderungen an das Visualisierungskonzept

Aus den beschriebenen kognitionswissenschaftlichen Erkenntnissen ergeben sich die folgenden Forderungen für die Gestaltung der MMS in der Netzbetriebsführung:

- Unter Berücksichtigung des aktuellen Betriebszustands muss der Abstraktionsgrad der Informationsanzeige möglichst hoch sein, damit das Schaltpersonal nicht durch eine Datenflut überlastet wird.

- Das Informationsformat muss die intuitive Interpretation der Anzeigen gewährleisten, um Fehldeutungen zu vermeiden.
- Die Anordnung von Systeminformationen auf dem Bildschirm muss dem kausalen Gefüge des technischen Prozesses angepasst werden.
- Eine benutzerorientierte Dialoggestaltung muss den Zugriff auf situationsspezifische Informationen unterstützen und die fehlerfreie Eingabe von Befehlen sicherstellen.

2.1.2 Ergonomische Gestaltungsaspekte

Während die kognitive Kompatibilität ein Merkmal dafür ist, wie gut das Informationsformat und die Gestaltung des Interaktionsprozesses dem menschlichen Denkprozess angepasst ist, befasst sich die Ergonomie mit der visuellen Umsetzung der Anzeigeelemente. Eine ergonomische MMS geht optimal auf Möglichkeiten und Grenzen der menschlichen Sinneswahrnehmung ein. Der gesamte menschliche Sinnesrapparat ist Objekt der Wahrnehmungsergonomie [6], allerdings wird im Rahmen dieser Betrachtungen ausschließlich auf das visuelle System eingegangen. Eine visuelle Informationskodierung kann durch Farbkodierung, Formkodierung oder Textkodierung realisiert werden. Die wichtigsten Richtlinien für die Darstellung von Informationen am Bildschirmarbeitsplatz werden in [20] formuliert.

2.1.2.1 Farbkodierung

Durch den Einsatz von Farbe lassen sich sowohl diskrete Informationen wie z. B. Schaltzustände als auch kontinuierliche Größen darstellen. Bei der Anzeige kontinuierlicher Größen - orientiert an einer Farbskala - geschieht allerdings automatisch eine Diskretisierung durch den Betrachter, da einzelne Farbstufen nicht mehr eindeutig getrennt werden können [21].

Die ausgewählten Farben können entweder für die Anzeige numerischer Werte, für die Darstellung von Zuständen in schematischen Prozessbildern (geringer Kesseldruck / hoher Kesseldruck) oder in Spezialdiagrammen wie dem Isoflächendiagramm [22] für die Visualisierung vieler einzelner Datenpunkte innerhalb eines Bildes Verwendung finden.

Beim Einsatz von Farben muss darauf geachtet werden, dass deren Anzahl nicht zu groß ist. Empfehlenswert sind vier bis acht Farben [21]. Außerdem werden einige Farben mit einer festen Bedeutung assoziiert. Rot ist z. B. für die Anzeige eines Alarmzustands reserviert. Für den Einsatz von Farben in der Prozessvisualisierung hat sich der Standard gemäß Tabelle 2.1

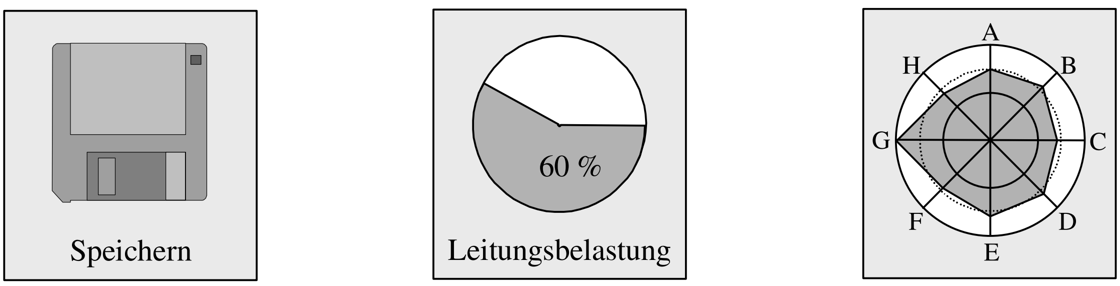
etabliert [23]. Die dort festgelegten Farbvorgaben wurden für das Visualisierungssystem in dieser Arbeit verwendet.

Tabelle 2.1: Richtlinie zur Farbkodierung [23]

Farbe	Bedeutung
Rot	Gefahr
Gelb	Warnung
Grün	Normal
Blau	Sollwert

2.1.2.2 Formkodierung

Die Formkodierung ermöglicht, dass ein direkter Zusammenhang zwischen der Darstellung und der Quelle bzw. dem Wesen der Information deutlich wird. So kann z. B. die Führung eines Kraftwerksprozesses durch die Verwendung von Symbolen für die einzelnen technischen Komponenten (Pumpen, Turbinen usw.) erleichtert werden [18]. Durch die Anlehnung der Symbole an das Erscheinungsbild der realen Komponenten oder der in technischen Dokumentationen verwendeten Formen kann der Prozessbediener eine Parallele zu seiner Prozessvorstellung finden. Dadurch kann die Bedeutung einer Information intuitiv ihrer Quelle zugeordnet werden. Der Einsatz von Symbolen kann auch für die Interaktion nützlich sein, und zwar in der Form, dass die Darstellungsweise mit der hinterlegten Aktion korrespondiert. Bekannt ist diese Vorgehensweise von Standardbürosoftware (Bild 2.4a).



a) b) c)

Bild 2.4: Beispiele für die Formkodierung in der Prozessführung

Neben dem Herstellen einer Beziehung zwischen Realität und Form des Visualisierungsobjekts bedeutet Formkodierung auch die grafische Darstellung numerischer Werte von Prozessvariablen. Einfache Methoden zur Anzeige von Werten stellen dabei horizontale, vertikale oder kreisförmige Skalen dar. Der Momentanwert einer einzelnen Größe kann innerhalb seines maximalen Wertebereichs dargestellt werden (Bild 2.4b). Die Verwendung einer Skalenanzeige ist der numerischen Anzeige vorzuziehen, wenn kein exakter Wert für die Größe bereitgestellt werden muss. Auf einen Blick kann der ungefähre Wert einer Prozessvariablen erfasst und bewertet werden.

Die gleichzeitige Darstellung mehrerer Prozessgrößen erlaubt das Kiviat-Diagramm (Sterndiagramm) durch die Zuordnung einzelner Werte zu den Ecken eines Vielecks (Bild 2.4c). Durch die Normierung aller Größen liegen die Ecken für einen definierten Normalzustand auf einem Einheitskreis. Bei der Abweichung einzelner Größen ergibt sich eine Verformung des Vielecks, die vom Bediener leicht zu erkennen ist.

2.1.2.3 Ergonomische Anforderungen an das Visualisierungskonzept

Es ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen für eine ergonomische Gestaltung der Benutzeroberfläche zur Netzbetriebsführung:

- Für die Anzeige globaler Zustandsindikatoren werden Symbole verwendet, mit deren Erscheinungsbild das Schaltpersonal die zugehörige Systemgröße assoziiert.
- Über die Färbung der Symbole gemäß der o. g. Richtlinie wird der Wert von Zustandsindikatoren kodiert.
- Farben werden in Detailbildern und für die Symboldarstellung mit einheitlicher Bedeutung verwendet.

2.2 Bestehende Visualisierungslösungen für die Netzbetriebsführung

Die MMS in der Netzbetriebsführung beinhaltet die drei Bereiche Zustandsvisualisierung, Meldungsanzeige sowie Befehlseingabe. Nachfolgend werden die bestehenden Lösungen für diese drei Bereiche vorgestellt und ihre Defizite herausgearbeitet. Dabei bildet der Bereich Zustandsvisualisierung den Schwerpunkt der Betrachtungen.

2.2.1 Zustandsvisualisierung

Im Mittelpunkt bestehender Visualisierungslösungen für die Netzbetriebsführung steht die topologische Darstellung des Netzes und die zusätzliche Anzeige weniger einfacher Kenngrößen, z. B. Summenlast [13]. Für die topologische Darstellung werden Betriebsmittel und

Knoten in einer abstrahierten Form dargestellt. Durch den hohen Komplexitätsgrad des energietechnischen Prozesses wird immer eine Kombination aus Bildern unterschiedlichen Detaillierungsgrades eingesetzt. Dabei orientieren sich die Abstraktionsebenen am hierarchischen Aufbau des Netzes (Bild 2.5).

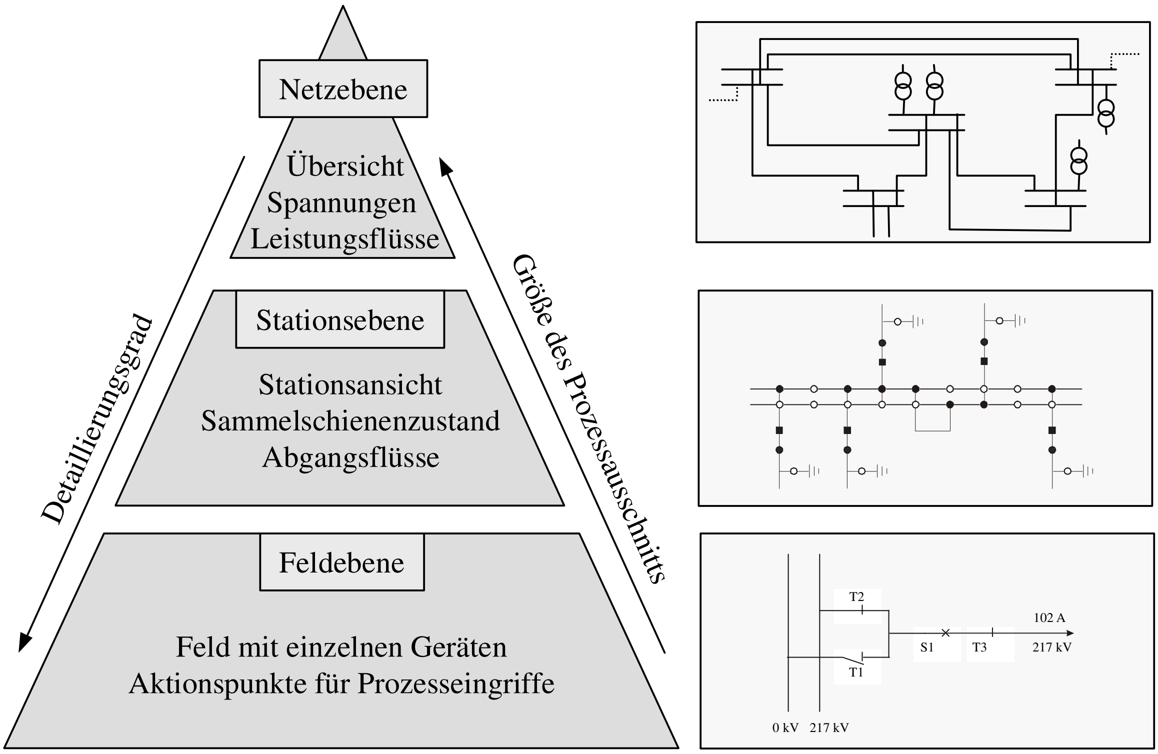


Bild 2.5: Detaillierungsebenen der Netzvisualisierung

In einem Übersichtsbild wird ein Gesamtnetz bzw. ein größerer Teilnetzbereich mit dem Versorgungszustand sowie den wichtigsten Messwerten angezeigt. Auf der mittleren Darstellungsebene werden Stationsbilder gezeigt, die den Zustand von Sammelschienen und Abgängen sowie Strom- und Spannungsmesswerte einer Anlage beinhalten. Ebenfalls auf der mittleren Detaillierungsebene angeordnet sind aufgabenorientierte Bilder, die z. B. beide Stationen einer zu schaltenden Leitung enthalten. Sie zeigen alle Netzteile, deren Zustand für das Durchführen einer Schalthandlung von Bedeutung ist. Der genaue Aufbau eines jeden Feldes und der Zustand des einzelnen Betriebsmittels wird in der untersten Stufe dargestellt. Hier besteht die Möglichkeit, durch Zugriff auf die Geräte eine Schaltmaßnahme oder Sollwertvorgabe durchzuführen.

Der Nachteil der topologiebezogenen Visualisierung zeigt sich insbesondere bei der Übersichtsanzeige. Bei großen Netzen erschwert die Vielzahl der Einzelinformationen die Wahrnehmung der für den Prozesszustand elementaren Informationen. Eine dafür erforderliche

Dimensionsreduktion existiert in heute eingesetzten Darstellungskonzepten nicht. Außerdem lassen topologiebezogene Verfahren keine globale Bewertung des Systemverhaltens zu.

Obwohl die leistungsfähigen Anzeigen von Bildschirmarbeitsplätzen und Rückprojektionen heute bereits seit einigen Jahren verfügbar sind, gibt es erst wenige Ansätze, die das erweiterte Potenzial zum Nutzen einer verbesserten MMS verwenden [3]. Bei den veröffentlichten Ansätzen kann zwischen Konzepten unterschieden werden, welche die bekannte topologische Darstellung erweitern und verbessern und solchen, die Informationen über den Netzzustand in einer von der bekannten Linien-Punkt-Grafik abweichenden Weise präsentieren.

Zur Gruppe der topologiebezogenen Verfahren gehören die Vorschläge in [22]. Animierte Pfeile sowie den Übertragungselementen zugeordnete Kuchendiagramme zeigen die Richtung von Leistungsflüssen und deren Niveau. In eine ähnliche Richtung gehen die Konzepte in [24] und [25]. Sie machen Vorschläge zur Anzeige von Spannungsbeträgen mittels Säulendiagrammen [24] oder farbkodierten Kreisen [25]. Leistungsflüsse können durch variable Linienstärken anschaulich dargestellt werden [26, 27]. In [28] werden kompakte Teilnetzanzeigen sowie Anlagendarstellungen beschrieben.

Bild 2.6 zeigt ein komprimiertes Linien-Punkt-Diagramm beispielhaft für die Visualisierung der knotenspezifischen Kurzschlussleistung. Das in [29] entwickelte Verfahren ist geeignet, knotenspezifische Informationen übersichtlich darzustellen.

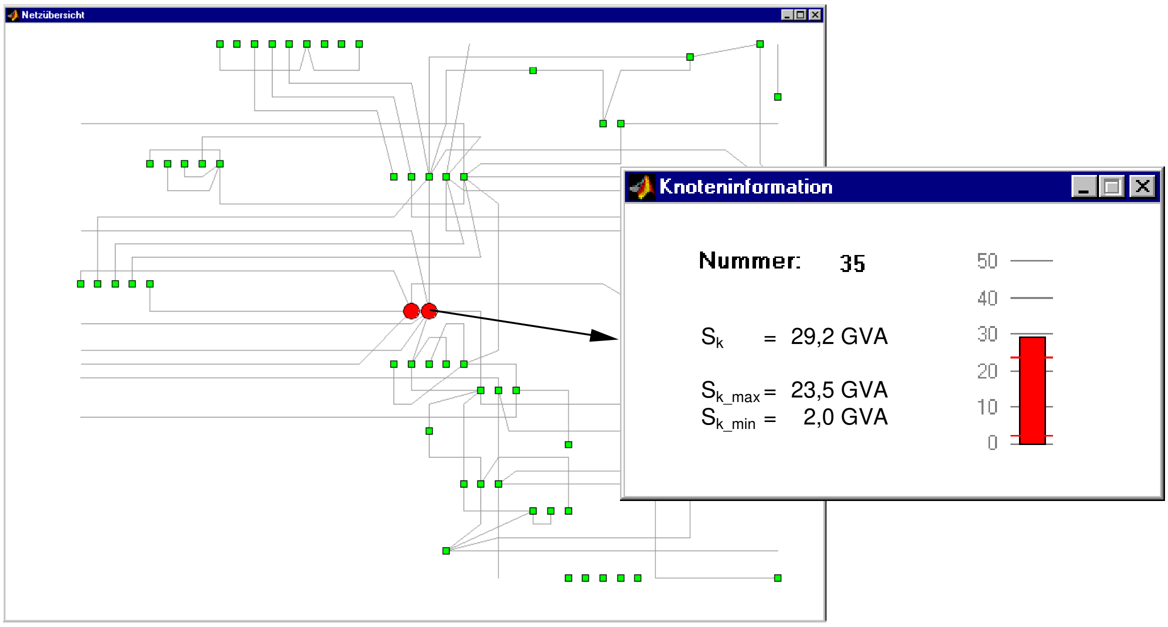


Bild 2.6: Komprimiertes Linien-Punkt-Diagramm zur Anzeige der Kurzschlussleistung

Der Durchmesser der einzelnen Netzknoten repräsentiert den jeweiligen Wert der dargestellten Größe. Unterstützt wird die Informationsanzeige durch die Färbung der Kreise gemäß der in Kapitel 2.1 eingeführten Farbskala. Im Beispielfall wurden die beiden rot gefärbten Knoten, an denen eine unzulässige Kurzschlussleistung vorliegt, mit stark vergrößertem Radius dargestellt. Die angezeigten Linienzüge stehen für die Verbindungen zwischen den Knoten, dienen allerdings lediglich als Hilfsmittel zur Orientierung und werden nicht mit Informationen belegt.

Diese Darstellungsform eignet sich besonders für Größen, deren Wert auch zwischen räumlich benachbarten Knoten stark variieren kann (z. B. Kurzschlussleistung). Durch Anwahl können zu jedem Knoten zusätzliche Informationen abgerufen werden. Im Beispiel sind das die genaue Bezeichnung des Knotens, der Wert der knotenspezifischen Kurzschlussleistung und die festgelegten Grenzen der Kurzschlussleistung.

Eine spezielle Form der Visualisierung von geographischen Informationen wurde in [30] zur Darstellung von Netzengpässen entwickelt (Bild 2.7). Die zunehmende Zahl von Markttransaktionen führt zu erhöhten Leistungsflüssen auf den Kuppelleitungen zwischen verschiedenen Transportnetzen. Dadurch treten an diesen Stellen verstärkt Netzengpässe auf.

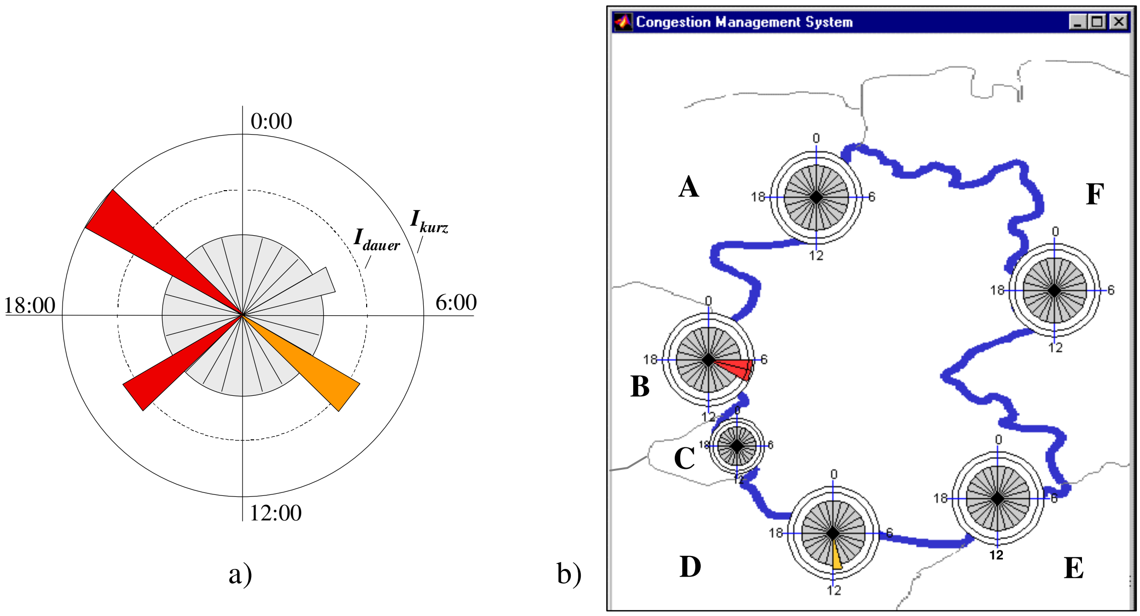


Bild 2.7: Netzengpassvisualisierung

Für das Netzengpassmanagement (NEM) wird auf Basis der sich aus den Marktaktivitäten ergebenden Kraftwerksfahrplänen und Lastprofilen eine Netzberechung durchgeführt. Während des Betriebes kann aufgrund eines veränderten Netzzustands eine Aktualisierung der

Berechungsergebnisse erforderlich sein. Da die Kraftwerksfahrpläne und Lastprofile im 15-Minuten-Raster vorliegen, ergeben sich pro Tag für jede Leitung resp. für jedes Betriebsmittel 96 Belastungswerte. Unter Berücksichtung der hohen Anzahl der Kuppelleitungen fallen schnell einige tausend Werte an, die überwacht werden müssen. Um den Menschen bei der Analyse der Netzengpässe nicht durch eine Datenflut zu überfordern, wurde ein Konzept zur ergonomischen Visualisierung entwickelt, das die Darstellung zeit- und ortsabhängiger Informationen kombiniert. Das zentrale grafische Element ist dabei die Netzengpassscheibe in Bild 2.7a. Es zeigt die Stundenmaximalwerte der Leitungsströme als gefärbte Kreissegmente mit variablen Radien. Bei den als Kreislinien dargestellten zulässigen Grenzen für die Betriebsmittelbelastung muss zwischen einer Grenze I_{dauer} für dauernde Belastung und der etwas höher angesetzten Grenze I_{kurz} für kurzfristige Belastung (z. B. 15 Minuten) unterschieden werden. Die Verwendung einer zusätzlichen Grenze für die kurzfristige Belastung erlaubt eine effizientere Ausnutzung des Netzes, ohne eine Gefährdung zu verursachen [31]. Um alle Kuppelleitungen gleichzeitig zu überwachen, wird für jede Kuppelleitung eine eigne Netzengpassscheibe in einem geographischen Plan angeordnet (Bild 2.7b).

Eine topologiebezogene, aber stärker systemorientierte Sicht auf den Prozess bieten die Arbeiten in [32] und [33]. Für die Darstellung dynamischer Phänomene werden in [32] animierte Pfeile verwendet. Die Schwingungen von Generatoren bzw. Generatorgruppen gegeneinander sind mittels eines mechanischen Analogons abgebildet. Einen ähnlichen Ansatz verfolgen die Autoren von [33]. Dabei werden die Knoten eines Netzes in ihrer topologischen Anorderung dargestellt. Während die Koordinaten der Netzknoten auf der Abszisse konstant bleiben, wird die Position auf der Ordinate entsprechend dem Knotenspannungswinkel festgelegt. Im Falle von Systemschwingungen können kritische Netzbereiche anhand des Pulsierens des grafischen Objekts identifiziert werden.

Gemeinsam ist allen topologiebezogenen Ansätzen, dass die Übersichtlichkeit für kleine Beispielnetze gegeben ist, allerdings bei realistischen Netzgrößen verloren geht. Daher eignen sich die Verfahren immer dann, wenn eine genaue Analyse ausgewählter Teilnetze bzw. die Durchführung konkreter Schalthandlungen erforderlich ist. Ihr alleiniger Einsatz zur Netzführung ist dagegen unzureichend, da ihnen die Möglichkeit fehlt, Charakteristika des Netzzustandes, die sich nicht an einzelnen Messwerten festmachen lassen, sondern vom Zusammenwirken vieler Größen beeinflusst werden (z. B. Spannungsstabilität), darzustellen. Deshalb werden in [8] Verfahren gefordert, die eine intelligente Verdichtung einzelner Daten zu höherwertigen Informationen realisieren.

Diese Zielrichtung verfolgen Visualisierungsansätze, die zusätzlich zu den betriebsmittelbezogenen Informationen einfache arithmetische Zustandsindikatoren einsetzen und kompakt darstellen. Um das Problem einer unakzeptablen Datenflut bei der Führung eines großen Netzes zu vermeiden, wird in [34] das Prinzip der integralen Netzzustandsanzeige vorgeschlagen. Während der hierarchische Aufbau in Bild 2.5 lediglich einen veränderten Detaillierungsgrad der Topologiedarstellung bedeutet, werden auf den verschiedenen Ebenen der integralen Netzzustandsanzeige auch höherwertige Informationen und von der Topologie losgelöste Größen angezeigt. Auf der obersten Ebene werden Zustandsindikatoren in einem Kiviat-Diagramm dargestellt. Die zweite Ebene verwendet kompakte Anzeigen, um detaillierte Informationen zu den einzelnen arithmetischen Indikatoren anzuzeigen. Auf der untersten Ebene der integralen Netzzustandsanzeige wird die bekannte topologiebezogene Darstellung eingesetzt.

Das Prinzip der Datenreduktion und die Fokussierung auf einige wenige Kenngrößen bietet einen wesentlichen Vorteil gegenüber der topologischen Netzdarstellung. Allerdings müssen die einfachen arithmetischen Zustandsindikatoren durch Kenngrößen zur Stabilitätsbewertung erweitert werden. Außerdem reicht die alleinige Zustandsanzeige nicht aus, sondern es bedarf der kausalen Verknüpfung mit den Ursachen, die einen Zustand hervorgerufen haben, und Vorschlägen für eine vorausschauende Prozesslenkung.

2.2.2 Meldungsanzeige

Neben der Darstellung von Messwerten und Schaltzuständen stellt die Meldungsanzeige einen wesentlichen Bestandteil der MMS dar. Meldungen kommen von dezentralen Geräten (z. B. Schutzrelaisanregung) oder werden vom Leitsystem bei Grenzwertverletzungen einzelner Werte generiert (z. B. Spannungsbandverletzung). Insbesondere während einer Störung läuft eine große Anzahl von Meldungen ein, die ein und dieselbe Ursache haben. Der entstehende Meldungsschauer belastet das Schaltpersonal und erschwert so eine schnelle und zuverlässige Situationsanalyse. Deshalb besteht die Notwendigkeit, zusammengehörige Meldungen als solche zu erkennen und dem Schaltpersonal das auslösende Ereignis in kompakter Form zu präsentieren.

Zur Lösung dieser Aufgabe wurde eine Reihe von Verfahren veröffentlicht, wobei die Mehrzahl aus dem CI-Bereich kommt. Der Einsatz von KNN für die Fehlerdiagnose wird in [35] beschrieben. In [36] wird ein Expertensystem vorgestellt, das aus dem Muster der Einzelmeldungen die zugrunde liegende Ursache ermittelt und in kompakter Form darstellt. Die Anzeige beinhaltet jedoch keine visuelle Verknüpfung der Ursache mit den daraus resultierenden Folgen für den Prozessbetrieb. Gerade dies ist jedoch erforderlich, um das Systemverständnis beim Schaltpersonal zu verbessern.

2.2.3 Befehlseingabe

Um den bedarfsgerechten Zugang zu Informationen zu gewähren, sieht die MMS eine interaktive Anwahl durch den Benutzer vor. Über Tastatureingaben und Mausaktionen lassen sich unterschiedliche Prozessbilder aufschalten. Außerdem können Eingriffe in den Prozess über die MMS durchgeführt werden. Ein integriertes Sicherheitskonzept verhindert unbefugtes und gefährliches Handeln. Verriegelungsbedingungen schließen z. B. das Schalten eines Trenners unter Last aus. Netzleitsysteme bieten außerdem die Möglichkeit, die Auswirkung einer Schaltmaßnahme vor der Ausführung zu überprüfen [13]. Prozesseingriffe, die einen unsicheren Betriebszustand hervorrufen würden, werden so vermieden.

Besondere Schwierigkeiten bei der Prozessführung ergeben sich durch eine hohe Stressbelastung in kritischen Situationen. Daher ist die Unterstützung des Schaltpersonals durch die Bereitstellung automatisch generierter Vorschläge zur Prozessführung erforderlich. Während bereits einige Arbeiten zur rechnerbasierten Bestimmung von korrigierenden Prozesseingriffen existieren (Kapitel 4.3), gibt es jedoch kein geschlossenes Visualisierungskonzept, das die homogene Integration der Handlungsvorschläge vorsieht.

2.2.4 Defizite bestehender Lösungen und Handlungsbedarf

Aus den vorangegangenen Unterkapiteln wird ersichtlich, dass mit den bestehenden Verfahren lediglich die Darstellung des Systemzustands bzw. einzelner betriebsmittelbezogener Werte möglich ist. Nicht angezeigt wird das Systemverhalten, das sich in den Abhängigkeiten zwischen Ursachen, Wirkungen und erforderlichen Maßnahmen widerspiegelt. Die aktuellen Lösungen zur Netzdarstellung bestehen im Wesentlichen aus einer erweiterten Messwertdarstellung. Daher sind die Möglichkeiten des Schaltpersonals bisher auf eine reagierende Prozessführung beschränkt. Eine vorausschauende Prozesslenkung wird nicht unterstützt.

Die verfügbaren, einfachen arithmetischen Indikatoren reichen nicht aus, um den Abstand zu den Betriebsgrenzen in ausreichendem Umfang zu bewerten. Daher müssen zusätzliche höherwertige Indikatoren für komplexe Systemgrenzen integriert werden.

Für eine vorausschauende Prozesslenkung muss das Schaltpersonal durch automatische Handlungsvorschläge unterstützt werden. Bestehende Visualisierungskonzepte sehen das nicht vor.

Die beschriebenen Defizite führen dazu, dass das Schaltpersonal die neuen Anforderungen des Netzbetriebs nicht in vollem Umfang erfüllen kann. Entweder muss das Netz mit einer großen Sicherheitsreserve betrieben werden oder es besteht die Gefahr erheblicher Störungen aufgrund einer fehlerhaften Einschätzung des Systemverhaltens.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Bedarf für ein umfassendes System zur Unterstützung des Schaltpersonals bei der Netzbetriebsführung in kritischen Situationen besteht. Während heute verwendete Verfahren für den Einsatz im Normalbetrieb, z. B. für Schaltungen im Zusammenhang mit Instandhaltungsmaßnahmen, gut geeignet sind, fehlen in kritischen Situationen leistungsfähige Hilfsmittel zur vorausschauenden Bewertung und Lenkung des Systemverhaltens. Dies umfasst sowohl die Gewinnung höherwertiger Informationen als auch die benutzerorientierte Darstellung.

3 Visualisierungskonzept für eine vorausschauende Prozesslenkung

Zur Behebung der in Kapitel 2.2 aufgezeigten Defizite bestehender Lösungen wird im Folgenden ein neues Visualisierungskonzept für die Netzbetriebsführung vorgestellt, wobei die in Kapitel 2.1 beschriebenen Anforderungen für die Gestaltung von MMS berücksichtigt werden. Für die Bestimmung der bei der Visualisierung dargestellten höherwertigen Prozessinformationen sei auf Kapitel 4 verwiesen.

Die Zielsetzung der entwickelten Lösung besteht darin, anstelle einer reagierenden Prozessführung eine vorausschauende Prozesslenkung zu ermöglichen. Dabei geht es nicht darum, wie bisher einzelne Messwerte mit neuen Methoden anzuzeigen, sondern durch die Darstellung von Prozesszusammenhängen, von höherwertigen Indikatoren und von Handlungsvorschlägen anstelle des Systemzustands das Systemverhalten zu visualisieren. Bild 3.1 zeigt die Abgrenzung des neuen Konzeptes von den bestehenden Lösungen.

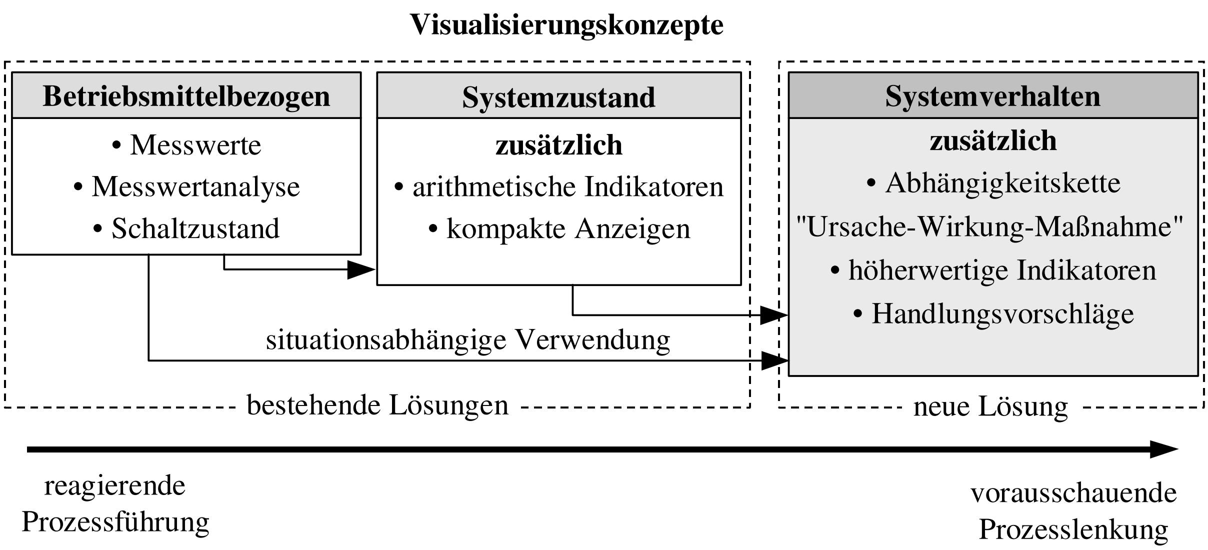


Bild 3.1: Abgrenzung des neuen Visualisierungskonzeptes von den bestehenden Lösungen

Während die bestehenden Darstellungsverfahren weiterhin für die Durchführung von Routineaufgaben erforderlich sind, soll das hier vorgestellte Visualisierungskonzept als ergänzendes System einen vorausschauenden, sicheren Betrieb insbesondere in kritischen Situationen garantieren. Bestehende Verfahren kommen innerhalb des neuen Konzeptes lediglich dort zum Einsatz, wo die Anzeige topologischer und nichttopologischer Details für genaue Analysen von Teilaspekten des Systemverhaltens erforderlich ist. Allerdings gehen die dargestellten Informationen über einfache Messwerte hinaus.

Das neue Visualisierungskonzept setzt sich aus drei hierarchisch angeordneten Darstellungsebenen mit unterschiedlichem Abstraktionsgrad zusammen (Bild 3.2). Die Bestandteile sind die „Globale Zustandsanzeige“ (GZA), die „Problemspezifische Detailanzeige“ (PDA) und die „Ausführungsebene“.

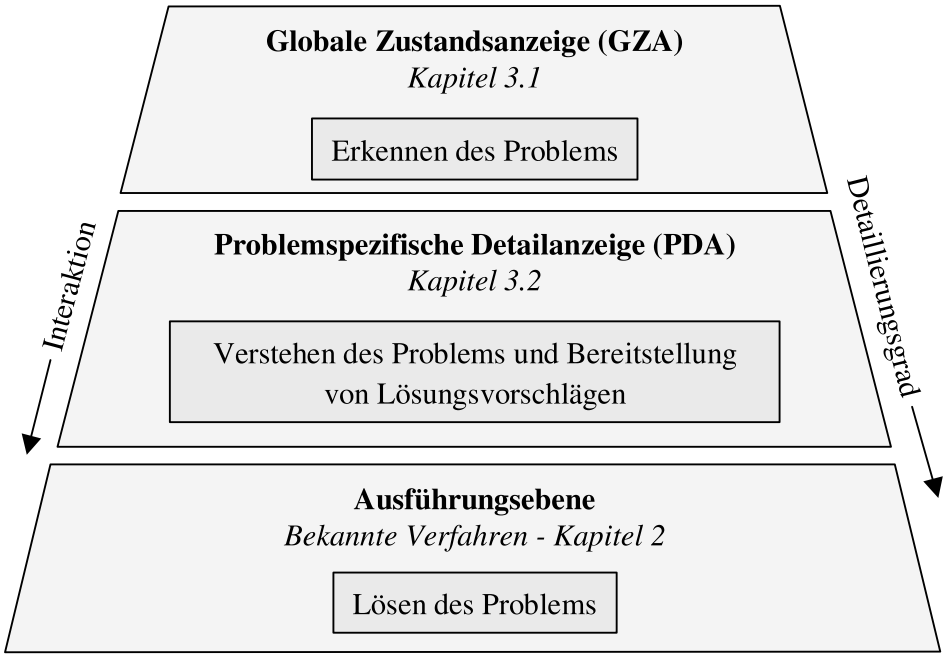


Bild 3.2: Ebenen des Visualisierungskonzeptes

Auf der obersten Ebene steht die GZA. Ihr Aufbau und ihre Funktionsweise werden in Kapitel 3.1 erläutert. Durch die Verwendung höherwertiger Zustandsindikatoren wird eine starke Dimensionsreduktion und damit verbunden eine verbesserte Aufnahmefähigkeit für den Bediener erreicht. Die Verwendung von Systemkenngrößen in einer kausalen Darstellungsstruktur (nach Bild 2.3) führt dazu, dass Ursachen, deren Wirkung und erforderliche Maßnahmen in ihrem Zusammenhang verstanden werden [37]. Auf dieser Ebene wird die Aufmerksamkeit des Schaltpersonals auf die wichtigsten, d. h. kritischen Prozessbereiche gelenkt. Das Schaltpersonal soll ein Problem erkennen und daraufhin weitere Informationen, die situationsabhängig vom System zusammengestellt werden, abrufen [38].

Über die Anwahl des entsprechenden Zustandsindikators gelangt der Bediener zu weiterführenden Informationen in der zweiten Detaillierungsstufe, der PDA. Ausgehend vom aktuellen Betriebszustand werden dem Schaltpersonal in dieser Darstellungsebene genaue Analysen einzelner Systemeigenschaften durch die Bereitstellung von Detailansichten ermöglicht. Dabei wird konsequent die Gliederung in „Ursache“, „Wirkung“ und „Maßnahme“ fortgeführt. Das bedeutet, dass zu allen drei Teilbereichen weiterführende Informationen bereitgestellt werden, die über einfache Messwerte hinausgehen. Daher reicht die Anzeige eines Netzbildes in variierenden Abstraktionsstufen nicht aus, sondern es kommen innovative Darstellungsverfahren zur Veranschaulichung des Prozessverhaltens und der erforderlichen Prozesseingriffe zum Einsatz. In Kapitel 3.2 wird beschrieben, wie Detailinformationen und Vorschläge zur Prozesslenkung in Abhängigkeit vom Betriebszustand zu individuellen PDA zusammengestellt werden. Innerhalb dieser Abstraktionsebene wird das Schaltpersonal in die Lage versetzt, ein Problem zu verstehen und mit angemessenen Maßnahmen zu lösen. Durch die Auswahl eines Handlungsvorschlags findet der Zugang zur Ausführungsebene statt.

Die Ausführungsebene stellt die unterste und damit die detaillierteste Ebene des Visualisierungssystems dar. Sie zeigt die Netzbereiche, die zum Ausführen von Handlungsvorschlägen von Bedeutung sind. Die Anzeige dieser Ebene geschieht nach manueller Aktivierung durch das Schaltpersonal, wobei die Festlegung des relevanten Bereichs jedoch durch die automatische Auswertung von Systemgrößen und heuristisch ermittelten Einflussbereichen geschieht. Dabei wird die direkte topologische Umgebung der betroffenen Betriebsmittel in den bekannten Teilnetz- oder Anlagenbildern gezeigt (Kapitel 2.2). In dieser Detaillierungsebene löst das Schaltpersonal auf Basis der in den oberen Hierarchiestufen gewonnenen Informationen das Problem.

3.1 Globale Zustandsanzeige

Die GZA stellt dem Schaltpersonal die wichtigsten Entwicklungen im Energieübertragungssystem kompakt dar und versetzt es in die Lage, das Auftreten von Problemen rechtzeitig zu erkennen. Um dieses Ziel zu erreichen, werden höherwertige Indikatoren (Kapitel 4) für den aktuellen Betriebszustand bestimmt und angezeigt. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die dabei berücksichtigten Systemeigenschaften. Bei der Anordnung der Systemkenngrößen wurde zur Anpassung an den menschlichen Wissensprozess (Kapitel 2.1.1) eine Gliederung in die Bereiche „Ursache“, „Wirkung“ und „Maßnahme“ durchgeführt. Diese drei Gruppen bilden eine kausale Abhängigkeitskette (Bild 2.3), die dem grundlegenden menschlichen Verständnis von technischen Abläufen entspricht.

Tabelle 3.1: Übersicht über die in der GZA berücksichtigten Systemeigenschaften

	Generator	Last	Netz
Ursache	• Generatorausfall • Veränderte Einspeisung • Abstand Blindleistungsgrenze gering	• Hoher Lastgradient • Hohes Lastniveau • Großer Prognosefehler	• Betriebsmittelausfall • Bereich der zulässigen Transformatorstufung gering • Schalthandlung • Automatische Wiedereinschaltung (AWE) • Hoher Leistungstransit
Wirkung	Beeinflussung folgender Aspekte der Netzsicherheit und -stabilität • Strombelastung • Spannungsband • Frequenzstabilität • Spannungsstabilität • Transiente Stabilität • Statische Stabilität • Kurzschlussleistung • Ausfallsicherheit		
Maßnahme	• Sollspannung Generator • Fahrplanänderung	• Lastabwurf • Laststeuerung	• Schutzparametrierung • Sollspannungsänderung Transformator • Kompensation schalten • Schalthandlung

Die Veränderung eines Systemzustands, ausgehend von einem stabilen Gleichgewicht, kann nur aufgrund einer einwirkenden Ursache (z. B. Lastanstieg oder Kurzschluss durch Blitzschlag) stattfinden. Die Berechung von Indikatoren zur Ursachenerkennung und -bewertung beschreibt Kapitel 4.1.

Als Folge einer Ursache ändert sich der Zustand des Energieversorgungssystems. Diese Änderung bewirkt, dass sich der Arbeitspunkt relativ zu seinen geltenden Betriebsgrenzen verschiebt. Der Abstand zu den technischen Grenzen wird in der GZA mit den Symbolen im Bereich „Wirkung“ dargestellt. Eine genauere Beschreibung der Betriebsgrenzen sowie von Indikatoren zu deren Bestimmung erfolgt in Kapitel 4.2.

Das dritte Element des beschriebenen kausalen Prozessgefüges sind Maßnahmen, die das Schaltpersonal einleiten muss, wenn die Grenzen des Betriebsbereichs verletzt worden sind oder sich eine Verletzung in naher Zukunft andeutet. Da den Maßnahmen kein numerischer Wert zugeordnet werden kann, zeigt ein aktives Symbol, welche Maßnahme im aktuellen Fall empfehlenswert ist. Die Bestimmung und Optimierung automatischer Handlungsvorschläge werden in Kapitel 4.3 gezeigt.

Um die Orientierung des Schaltpersonals in der Benutzeroberfläche zusätzlich zu verbessern, werden die einzelnen Indikatoren in einer zweiten Ebene in die Gruppen „Generator", „Last" und „Netz" aufgeteilt. Diese Struktur stellt damit die konsequente Berücksichtigung der unternehmerischen und betrieblichen Entflechtung der drei Ebenen der elektrischen Energieversorgung für die MMS dar.

Die Zusammenstellung der verwendeten Indikatoren ist nicht für jedes Energieübertragungssystem identisch, sondern hängt von der Struktur und den besonderen Gegebenheiten des konkreten Netzes ab. In longitudinalen Netzen spielt beispielsweise die Grenze der Spannungsstabilität eine wesentlich wichtigere Rolle als in stark vermaschten Netzen [39]. Als Maßnahme könnte der Einsatz eines FACTS-Gerätes (**F**lexible **AC** **T**ransmission **S**ystem) hinzukommen [40]. Bei der Einrichtung des Visualisierungssystems muss deshalb eine Auswahl relevanter Kennzeichen getroffen werden.

Die Systemindikatoren werden als intuitiv verständliche Symbole dargestellt. Während die Gestalt der Symbole dem Benutzer die Möglichkeit eröffnet, die gedankliche Verbindung zur betreffenden Systemeigenschaft zu assoziieren, wird der Wert eines Indikators durch die aktuelle Farbe des Symbols gekennzeichnet. Die Farbauswahl orientiert sich an [23]. Allerdings wird die Übersichtlichkeit dadurch erhöht, dass für einen unkritischen Indikatorwert statt der auffälligen Farbe Grün die unauffällige Farbe Grau verwendet wird. So wird die Aufmerksamkeit des Bedieners auf die Bereiche der Anzeige mit kritischen Werten fokussiert. Bild 3.3 zeigt den normierten Farbverlauf für Indikatorwerte. Er setzt sich aus den Zonen „Normalbereich", „Warnbereich", „Unzulässiger Bereich" zusammen. Die Grenzen zwischen den einzelnen Bereichen müssen individuell für jede Zustandskenngröße festgelegt werden. Sie sind so anzupassen, dass dem Schaltpersonal bei der bestehenden Systemdynamik ausreichende Reaktionszeit zwischen dem Eintreten in den Warnbereich und dem Eintreten in den unzulässigen Bereich verbleibt. In Kapitel 5 wird die Festlegung der Grenzen am Beispiel eines Spannungsstabilitätsindikators veranschaulicht.

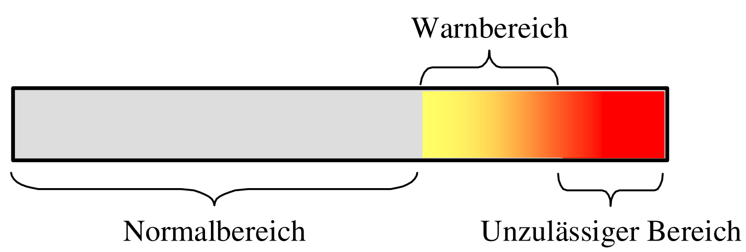
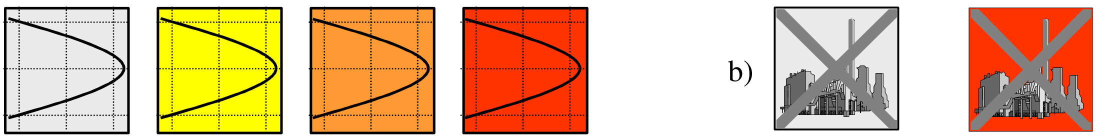


Bild 3.3: Farbverlauf für Indikatorwerte

Bei der Farbkodierung sind kontinuierliche Indikatoren (z. B. Spannungsstabilität) und binäre Indikatoren (z. B. Generatorausfall) zu unterscheiden. Für kontinuierliche Größen wird die gesamte Farbpalette verwendet. Bei den Symbolen für binäre Indikatoren werden lediglich die Farben Grau und Rot eingesetzt. Während Grau den Indikatorwert null (z. B. ein Generatorausfall liegt nicht vor) repräsentiert, steht Rot für einen Indikatorwert von eins (z. B. ein Generatorausfall liegt vor). Eine Ausnahme bilden die Symbole, die auf erforderliche Maßnahmen hinweisen. Da Maßnahmen einen positiven Einfluss auf das System haben, werden sie mit Grün statt mit Rot kodiert. Beispielhaft wird die Informationskodierung in Bild 3.4 gezeigt. Für die Darstellung der Spannungsstabilität wird das Bild der charakteristischen P-U-Abhängigkeit verwendet (Bild 3.4a). Dabei repräsentiert die dargestellte Kurve lediglich in allgemeiner Form das Kennzeichen „Spannungsstabilität“ und wird nicht mit systemspezifischen Messwerten berechnet. Der Farbübergang zeigt die Entwicklung von einem hohen Grad an Stabilität (grau) zu einem kritischen Stabilitätsverlust (rot). Eine diskrete Wertänderung ergibt sich für die Visualisierung eines Generatorausfalls (Bild 3.4b). Das Symbol wird daher durch einen direkten Farbumschlag von Grau auf Rot dargestellt.

a) b)



Spannungsstabilität Generatorausfall

Bild 3.4: Informationskodierung kontinuierlicher und binärer Zustandsindikatoren

Jedes Symbol hat in der GZA einen festen Platz und ist immer sichtbar, selbst dann, wenn der zugrunde liegende Indikator keinen kritischen Wert annimmt. Dies ist erforderlich, damit dem Schaltpersonal die Orientierung in der Visualisierungsoberfläche erleichtert wird und veränderte Anzeigen nicht verwirren [6].

Beim Einsatz einer Projektionswand in der Netzleitstelle wird die GZA darauf jederzeit dargestellt und ist für alle Mitarbeiter durchgehend präsent. In einer reinen Monitorwarte bleibt die Anzeige an einem einzelnen Arbeitsplatz dauerhaft aufgeschaltet. Im Falle einer kritischen Zustandsänderung wird die Aufmerksamkeit des Schaltpersonals akustisch von den sonstigen Arbeiten hin zur GZA gelenkt.

Dem Schaltpersonal stehen so die wichtigsten Kenngrößen für den aktuellen Betriebszustand des Energieübertragungssystems auf einen Blick zur Verfügung. Auf dieser Basis kann entschieden werden, ob zusätzliche Detailinformationen zur Einschätzung der Situation erforderlich sind bzw. ob lenkende Prozesseingriffe durchgeführt werden müssen.

Die Umsetzung der GZA in einem Simulator zeigt Bild 3.5. Der Simulator wurde mit dem Softwarepaket MATLAB© programmiert [41]. Im Anhang wird genauer auf die einzelnen Symbole eingegangen und beschrieben, was sie zeigen.

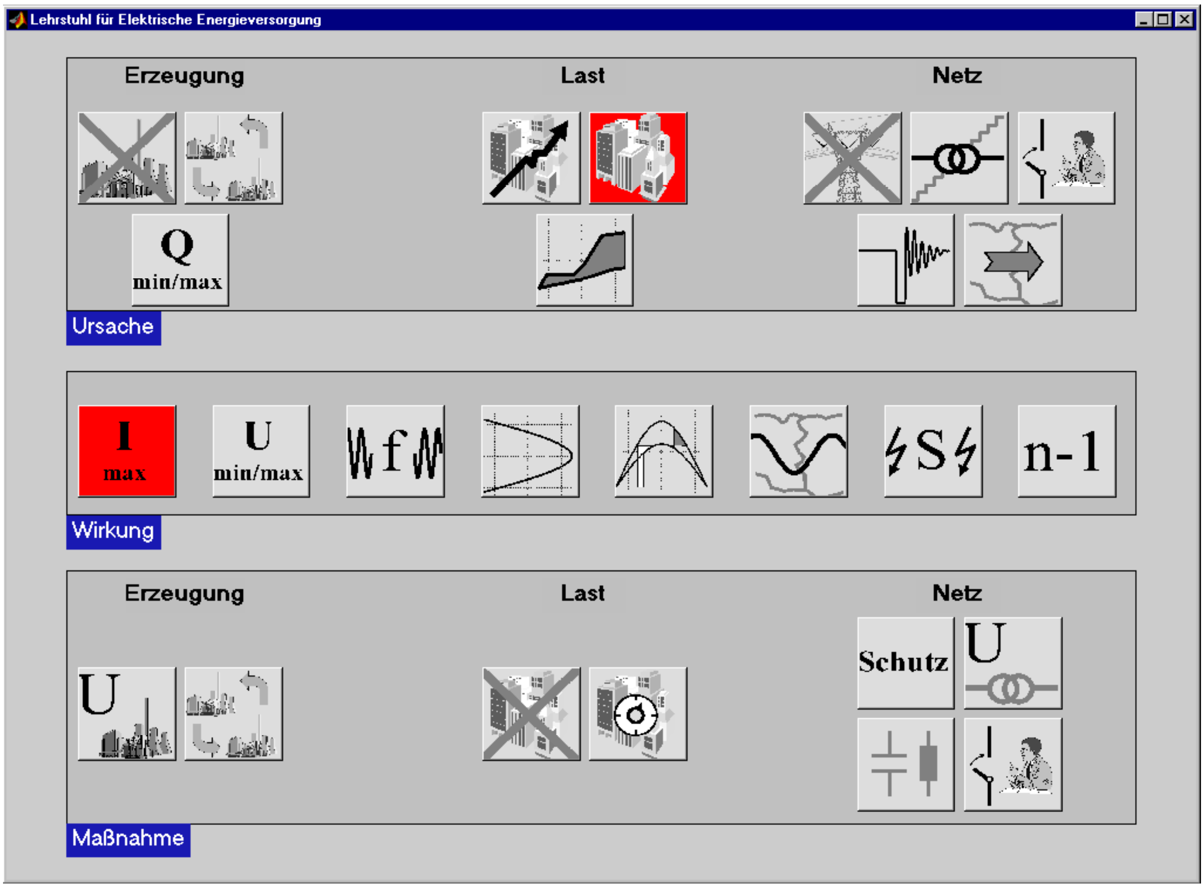


Bild 3.5: Globale Zustandsanzeige

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass in der GZA nur die Informationen berücksichtigt werden, die einen direkten Einfluss auf das Prozessgeschehen und dabei insbesondere auf die Einhaltung der technischen Grenzen haben. Das heißt, dass Meldungen zur Sekundärtechnik, z. B. der Ausfall einer Datenübertragungsstrecke, im Umfang dieser Übersichtsanzeige nicht enthalten sind. Die Zustandsvisualisierung der sekundärtechnischen Einrichtungen und Prozesse ließe sich allerdings in ähnlicher Form realisieren, liegt jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit.

3.2 Problemspezifische Detailanzeige

In der GZA wird dem Benutzer ausschließlich angezeigt, ob eine signifikante Zustandsänderung eingetreten ist oder nicht. Um jedoch genauere Prozesskenntnisse zu erhalten, ist es erforderlich, bedarfsgerecht Detailinformationen zur Verfügung zu stellen. Durch Anwahl eines Symbols in der GZA wird dem Schaltpersonal die zugehörige PDA bereitgestellt. Die PDA enthält eine Auswahl von zusätzlichen Informationen, die für das genauere Verständnis einer Grenzwertverletzung und für eine angemessene Reaktion erforderlich sind. Zur Analyse des Systemverhaltens bedarf es Informationen über den Abstand zu den Betriebsgrenzen sowie über die Ursache, den Ort und das Ausmaß einer Störung sowie die verfügbaren Reaktionsmöglichkeiten. Der Bediener soll auf Basis der bereitgestellten Informationen eine Situation verstehen und bewältigen können.

Die Zusammensetzung der jeweiligen Anzeigengruppe variiert in Abhängigkeit von der gefährdeten Betriebsgrenze. Während die PDA zur Analyse der Spannungsstabilität u. a. eine Anzeige der Knotenbeteiligungsfaktoren der kritischen Moden enthalten muss, gehört zur PDA für die Betriebsmittelüberlastung eine Anzeige der Beteiligung einzelner Lasten am Leistungsfluss über den gefährdeten Leitungspfad. Die Bestandteile einer solchen Gruppe von Anzeigen müssen im Vorfeld festgelegt werden, damit dem Schaltpersonal automatisch alles Wichtige bereitsteht. Allerdings muss auch die Möglichkeit bestehen, ergänzend beliebige Informationen abzurufen, damit in Einzelfällen ein flexibles Agieren möglich ist.

3.2.1 Darstellung von weiterführenden Detailinformationen

Weiterführende Detailinformationen können sowohl topologiebezogen als auch unabhängig von der Topologie dargestellt werden. Es müssen lokale bzw. regionale Größen erzeugt werden, die für die betrachtete globale Zustandsgröße von Bedeutung sind und das Prozessverständnis erweitern. Als Beispiele seien hier die Knotenbeteiligungsfaktoren für einzelne Spannungsmoden [39] oder die Sensitivitäten der Betriebsmittelbelastung bezüglich einzelner Einspeisungen [42] genannt. Für die ausführliche Beschreibung der erforderlichen Größen sei auf Kapitel 4 verwiesen.

Topologiebezogene Informationen müssen so dargestellt werden, dass die wichtigsten Netzbereiche schnell erkannt werden können. Dies wird dadurch gewährleistet, dass das gezeigte Teilnetz entsprechend klein und überschaubar ist oder die relevanten Zonen farblich deutlich hervorgehoben werden. Diese Anforderungen erfüllen in Abhängigkeit vom Anwendungsfall und unter Berücksichtigung der jeweils darzustellenden Informationen die folgenden in Kapitel 2 vorgestellten Verfahren:

- Komprimiertes Linien-Punkt-Diagramm,
- Isoflächendiagramm,
- Netzengpassdiagramm,
- Standardnetzbild mit Erweiterungen (z. B. Kreisdiagramme zur Anzeige der Leitungsbelastung).

Neben den topologiebezogenen Informationen gibt es eine Reihe von Zustandsinformationen, die sich entweder räumlich nicht zuordnen lassen (z. B. Verlauf eines Stabilitätsindikators) oder die auch ohne genauen topologischen Bezug Aussagekraft besitzen (z. B. Blindleistungseinspeisung von Generatoren verschiedener Netzbereiche). Eine kompakte Darstellung von solchen Informationen, die auch ohne direkte räumliche Zuordnung aussagekräftig sind, realisieren die folgenden Verfahren:

- SOM (z. B. Verlauf der Spannungsstabilität),
- Säulendiagramm (z. B. Stufenstellung von Transformatoren),
- Kiviat-Diagramm (z. B. Spannungsprofil).

Da die SOM dadurch eine Sonderrolle einnimmt, dass sie nicht allein zur Anzeige, sondern auch zur Online-Bewertung und -Korrektur des Betriebszustands geeignet ist, wird sie ausführlich in Kapitel 5 behandelt.

3.2.2 Darstellung von Handlungsvorschlägen

Ein wichtiger Bestandteil der PDA ist die Bereitstellung von Handlungsvorschlägen in kritischen Betriebssituationen. Die automatische Generierung der Handlungsvorschläge mit CI-Verfahren wird in Kapitel 4.3 beschrieben. Bei ihrer Visualisierung müssen zwei wesentliche Aspekte berücksichtigt werden. Einerseits muss intuitiv erkennbar sein, welche Schritte zu ergreifen sind, und andererseits müssen für jede Maßnahme Kriterien zu deren vorausschauender Bewertung bereitgestellt werden. Bild 3.6 zeigt exemplarisch die Darstellung von Maßnahmen zur Korrektur der Kurzschlussleistung.

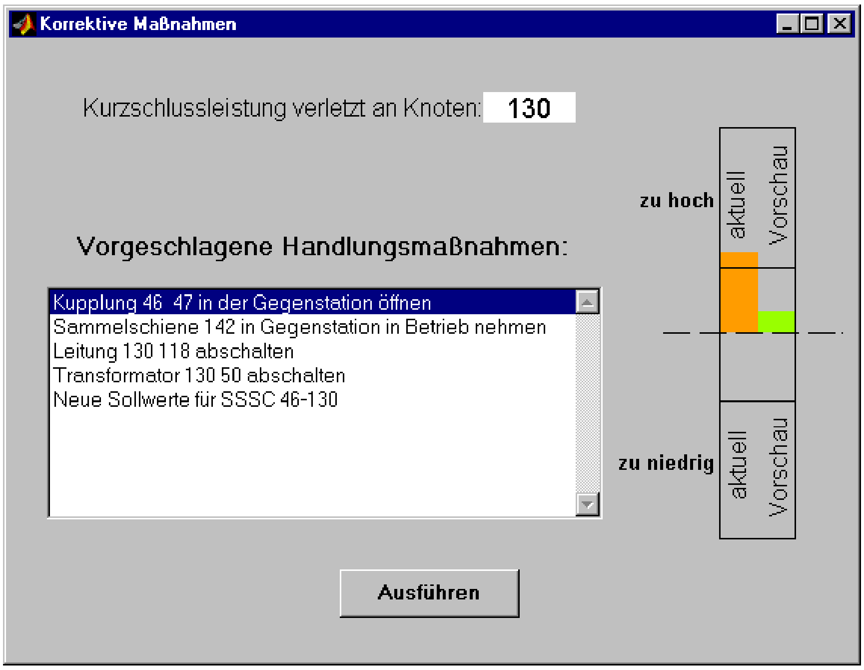


Bild 3.6: Anzeige von Handlungsvorschlägen am Beispiel der Kurzschlussleistung

Eine verständliche Darstellung der Handlungsvorschläge wird durch eine linguistische Beschreibung erreicht. Dafür werden generische Standardformulierungen mit den Bezeichnungen für die betroffenen Betriebsmittel konkretisiert. Während diese Vorgehensweise bei einfachen Maßnahmen, z. B. einer einzelnen Schalthandlung, unkompliziert ist, muss für umfassendere Maßnahmen eine hierarchische Beschreibung gewählt werden. Dies bedeutet, dass ein Lastabwurf, der mehrere Knoten betrifft, z. B. zuerst als „Lastabwurf in Region West“ in der Vorschlagsliste enthalten ist und nach Anwahl in Form eines Netzbildes auf die betroffenen Lasten heruntergebrochen wird. Dieses Netzbild wird als komprimiertes Linien-Punkt-Diagramm angezeigt, wobei die betroffenen Lasten entsprechend hervorgehoben werden. Zusätzliche Informationen, z. B. Angaben über die vom Lastabwurf betroffenen Kunden, können entweder direkt im Netzbild eingeblendet werden oder auf Anwahl erscheinen.

In der Netzbetriebsführung sollen weit reichende Prozesseingriffe, z. B. Schalthandlungen, immer vom menschlichen Bediener mit Unterstützung des Netzleitsystems, aber niemals vom Netzleitsystem allein durchgeführt werden. So wird sichergestellt, dass das Schaltpersonal stets über die wichtigsten Zustandsänderungen informiert ist und ihm ein ausreichendes Systemverständnis erhalten bleibt. Aus dieser Randbedingung ergibt sich, dass vom Leitsystem nicht nur ein einziger Handlungsvorschlag, sondern - falls vorhanden - mehrere Alternativen generiert werden müssen.

Damit die Auswahl eines Vorschlags jedoch nicht allein auf Basis der Erfahrung des Schaltpersonals stattfindet, müssen zu den einzelnen Maßnahmen Bewertungskriterien angezeigt werden. Die Bewertung eines Prozesseingriffes kann anhand der drei folgenden Faktoren stattfinden:

- Einfluss auf den aktuellen Betriebszustand,
- Einfluss auf die betriebliche Flexibilität für zukünftige Betriebszustände,
- Kosten.

Bei der Durchführung einer Maßnahme ist in erster Linie entscheidend, wie deutlich sie die kritische Betriebsgrenze korrigiert. Auf Basis einer Simulation wird bestimmt, welcher Zustand sich nach der Ausführung ergibt. Das Ergebnis der Berechnung wird in Form eines globalen Indikators oder einer einzelnen Größe den aktuell vorliegenden Werten gegenübergestellt. Gut geeignet ist dafür die Darstellung in einem Säulendiagramm (Bild 3.6). Für die netzbereichsweite Bewertung eines Prozesseingriffes werden die beschriebenen topologischen Anzeigen verwendet. Dabei werden sowohl die neuen, simulierten Zustandsgrößen als auch deren Änderung im Vergleich zu den aktuellen Werten dargestellt.

Neben dem direkten physikalischen Einfluss auf den Systemzustand ergibt sich durch Schalthandlungen und Sollwertvorgaben eine Veränderung der betrieblichen Flexibilität und Ausfallsicherheit für zukünftige Situationen. Dieser Sachverhalt lässt sich an folgendem Beispiel veranschaulichen. Zur Reduktion einer unzulässig hohen Kurzschlussleistung sind u. a. die beiden Maßnahmen „Inbetriebnahme einer weiteren Sammelschiene“ und „Abschalten einer Leitung“ geeignet [43]. Es ist nachvollziehbar, dass das Abschalten einer Leitung einen anderen Einfluss auf den weiteren Betrieb hat als die Inbetriebnahme einer Sammelschiene. Die Bewertung dieses Einflusses lässt sich nicht mathematisch fassen und kann deshalb nur heuristisch geschehen. Dazu wird während der Entwicklungsphase von erfahrenem Schaltpersonal eine Gewichtung der einzelnen generischen Maßnahmen vorgenommen. Bei der Anzeige der spezifischen Maßnahmen wird die Bewertung durch die Reihenfolge der Auflistung wiedergegeben (Bild 3.6). Zusätzlich kann die Gewichtung in Form eines Indikators mit angezeigt werden. Dieser drückt jedoch nur die relative Gewichtung einer Maßnahme gegenüber einer anderen aus.

Während eine durch Schalthandlungen hervorgerufene Topologieänderung lediglich durch die Beeinflussung der Netzverluste zu erhöhten Netzkosten führt, sind die finanziellen Folgen eines Lastabwurfs oder einer Fahrplanänderung deutlich höher. Beim Lastabwurf gehen Erlöse durch das Nichterbringen der Transportdienstleistung verloren. Außerdem können Strafzahlungen bei Versorgungsunterbrechungen anfallen. Bei der Veränderung von Einspeisungen entstehen Kosten durch die Inanspruchnahme der bei einem Kraftwerksbetreiber erworbenen Reserveleistung. Darüber hinausgehende Eingriffe in die Einspeisung sind nur dann zulässig, wenn keine andere Alternative für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs vorhanden ist [4]. Die Abweichungen vom vereinbarten Kraftwerksfahrplan müssen vom ÜNB bezahlt werden.

Wenn aus einem Handlungsvorschlag Kosten entstehen, müssen diese Kosten zusammen mit der Maßnahme angezeigt werden. Dafür reicht eine numerische Darstellung in der Liste der Vorschläge aus. Wahlweise kann die Sortierung der Maßnahmen in der Vorschlagsliste statt unter Betriebsgesichtspunkten auch unter Kostengesichtspunkten stattfinden.

3.2.3 Zusammensetzung der Problemspezifischen Detailanzeige

Mit den beschriebenen Visualisierungsmethoden für zusätzliche Detailinformationen können die individuellen PDA konfiguriert werden. Während zu den Kenngrößen der Gruppe „Ursache“ lediglich Informationen über den Ort und den Umfang bereitgestellt werden müssen, bedarf die Analyse der Betriebsgrenzen weiter reichender Informationen über die Ursachen und die Reaktionsmöglichkeiten.

Für die genaue Analyse einer Betriebsgrenze müssen der Abstand des aktuellen Arbeitspunktes zu dieser Grenze und der Netzbereich, der für die Grenzwertverletzung verantwortlich ist, deutlich werden. Daraus ergibt sich eine Zusammensetzung der PDA, welche sowohl aus allgemeinen Elementen als auch aus individuellen Elementen besteht. Die Informationen aus der ersten Gruppe gehören, angepasst an die jeweilige Betriebsgrenze, zu jeder PDA. Im Einzelnen sind das der Wert des Zustandsindikators, Meldungen über Ereignisse, die als Ursachen der Grenzwertverletzung identifiziert werden können, und eine Liste von Reaktionsmöglichkeiten.

Bei den individuellen Bestandteilen handelt es sich um Werte, die nur im Zusammenhang mit der ausgewählten Betriebsgrenze von Bedeutung sind. Beispielsweise ist bei verletztem Spannungsband die zusätzlich mögliche Blindleistungseinspeisung der Generatoren von Interesse, während für die Frage der Ausfallsicherheit eine Anzeige der kritischen Betriebsmittel erforderlich ist. Eine genaue Zusammenstellung der individuellen Bestandteile der PDA folgt in Kapitel 4 im Zusammenhang mit der Entwicklung von Zustandsindikatoren und der Vorstellung der zugehörigen Detailinformationen.

In diesem Abschnitt der Arbeit wurde in erster Linie das Prinzip der situationsabhängigen Informationsbereitstellung hervorgehoben. Für eine praktische Umsetzung müssen die Wünsche und Kenntnisse des Schaltpersonals sowie die konkreten Netzgegebenheiten Berücksichtigung finden, wodurch weitere Anzeigen hinzukommen können.

Die Darstellung der PDA geschieht auf den Monitoren eines Bedienplatzes in der Netzleitstelle. Für die Zusammenarbeit mehrerer Mitarbeiter bei der Problemlösung wird sinnvollerweise eine Projektionswand eingesetzt.

4 Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung

Das in Kapitel 3 vorgestellte Visualisierungskonzept basiert auf umfangreichen Ergebnissen von Netzberechnungen. Dies beinhaltet sowohl kompakte Indikatoren als auch weiterführende Detailinformationen. Die Zielsetzung der dafür erforderlichen Verfahren kann in die drei folgenden Bereiche unterteilt werden:

- Erkennung und Bewertung von Ursachen,
- Bewertung der aus den Ursachen resultierenden Wirkung als Abstand zu den Grenzen der Netzsicherheit und -stabilität,
- automatische Erzeugung von erforderlichen Maßnahmen zur Prozesslenkung.

Bild 4.1 zeigt die zeitliche Abfolge der Teilschritte zur Informationsgewinnung. Zum Zeitpunkt T_0 wird mittels der State Estimation der aktuelle Zustandsvektor des Systems bestimmt. Alle weiteren Verfahren arbeiten auf dieser Grundlage, wobei zur Sicherstellung der Konsistenz Zustandsänderungen zwischen den Zeitpunkten T_0 und T_1 erst zum Zeitpunkt T_1 berücksichtigt werden können. Während die Bewertung von Ursachen mit geringem Berechnungsaufwand verbunden ist, stellen die Bestimmung der Netzsicherheit und die Entscheidungsunterstützung eine komplexe Aufgabe dar, für deren Ausführung jedoch eine Rechenzeit gefordert werden muss, die den relevanten Zeitkonstanten des Prozesses angemessen ist. Das bedeutet, dass der Zeitraum zwischen T_0 und T_1 nicht deutlich größer als 60 Sekunden sein darf.

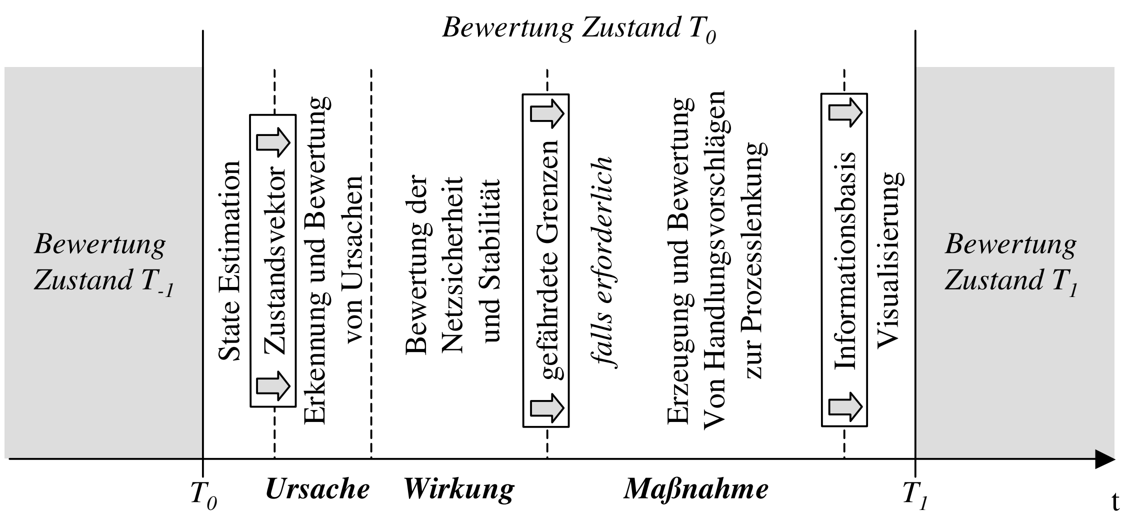


Bild 4.1: Zeitlicher Ablauf der Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung

Für die Lösung der Teilaufgaben ist bereits eine Vielzahl von Ansätzen dokumentiert. Deren Bewertung bezüglich der Integrierbarkeit in das Visualisierungskonzept ist ebenso Bestandteil dieses Kapitels wie das Aufzeigen der Teilbereiche, in denen weiterer Forschungsbedarf besteht. Dabei wird die Bestimmung von Indikatoren sowie die Bereitstellung problemspezifischer Details und von Handlungsvorschlägen gleichermaßen berücksichtigt. Zuletzt wird die strukturelle Realisierung der Teilaufgaben als Multiagentensystem vorgestellt.

4.1 Ursachenerkennung und -bewertung

Jede Veränderung des Arbeitspunktes eines Energieübertragungssystems relativ zu den Betriebsgrenzen wird durch eine konkrete Ursache hervorgerufen, deren Kenntnis für das Systemverständnis erforderlich ist. Tabelle 4.1 zeigt eine Übersicht über die Ursachen, die Art der Kenngröße für ihre Erkennung und die Darstellung der zugehörigen Detailinformationen.

Tabelle 4.1: Relevante Ursachen für Veränderungen des Netzzustands

Ursache	Erkennung	Detailinformation	Darstellung
Generatorausfall	Meldung	Name, Lage, ausgefallene Leistung	Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Veränderte Einspeisung	Indikator	Änderung einzelner Einspeisungen	Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Abstand Blind-leistungsgrenze gering	Indikator	Blindleistungseinspeisung einzelner Generatoren	- Säulendiagramm - Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Hohes Last-niveau	Indikator	- Lastniveau einzelner Lasten - Beschreibung der Lasten	- Kompr. Linien-Punkt-Diagramm - Text
Hoher Last-gradient	Indikator	Gradient einzelner Lasten	- Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Großer Prognosefehler	Indikator	knotenspezifischer Prognosefehler	- Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Betriebsmittel-ausfall	Meldung	- Fehlerart - Lage des Betriebsmittels	- Text - Standardnetzbild
Bereich der zulässigen Transformatorstufung gering	Indikator	- Position von Stufenstellern eines Netzbereichs - Abweichung von der Sollspannung eines Spannungsreglers	- Säulendiagramm - Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Schalthandlung	Meldung	Ort und Art der Schalthandlung	- Standardnetzbild
AWE	Meldung	Lage des Betriebsmittels	- Standardnetzbild
Hoher Leistungstransit	Indikator	- Kuppelleitungsflüsse - Verteilung des Leistungstransits auf einzelne Netzelemente	- Netzengpassdiagramm - Standardnetzbild mit eingefärbten Betriebsmitteln

Ursachen lassen sich in die Gruppen binärer und kontinuierlicher Ursachen unterteilen. Erstere werden direkt aus den Meldungen des Netzleitsystems bestimmt. Kontinuierliche Ursachen müssen dagegen mit Verfahren unterschiedlicher Komplexität aus Messwerten oder weitergehenden Analyseergebnissen ermittelt werden.

Im Folgenden wird erläutert, wie die einzelnen Ursachen erkannt und bewertet werden können. Dabei werden die erforderlichen Indikatoren konzeptionell vorgestellt, ohne jedoch genaue Berechnungsgrundlagen zu definieren. Dafür sind die spezifischen Netzgegebenheiten zu berücksichtigen. Neben den Indikatoren wird auf Art und Darstellung weiterführender Details eingegangen.

- Ein *Generatorausfall* kann durch eine Schalterfallmeldung des Generatorschalters detektiert werden. Details über die Lage und die zuletzt eingespeiste Leistung des Generators können als Textmeldung oder im topologischen Zusammenhang gezeigt werden.

- Die *Veränderung von Einspeisungen* führt zu veränderten Leistungsflüssen, die das Spannungsband, die Betriebsmittelbelastung sowie die Stabilität beeinflussen. Insbesondere in vom Normalzustand abweichenden Situationen können ansonsten unkritische Fahrplanverläufe sowie unerwartete Fahrplanabweichungen zu Problemen führen. Für die Formulierung eines Indikators müssen sowohl der Betrag der Leistungsänderung als auch die Anstiegsgeschwindigkeit berücksichtigt werden.

- Ein *geringer Abstand zur Blindleistungsgrenze* eines Generators führt dazu, dass sein Beitrag zur Spannungshaltung gefährdet ist. Das Erreichen dieser Grenze führt zu einem veränderten Systemverhalten, wodurch eine kurzfristig eintretende Verletzung von Spannungsband bzw. Spannungsstabilität möglich ist. Als Indikator kann der minimale Abstand zur Blindleistungsgrenze aller an der Spannungsregelung beteiligten Generatoren verwendet werden. Ein Säulendiagramm für Details zeigt die Werte für die einzelnen Generatoren eines Netzbereichs. So wird z. B. die Information „Blindleistungsmangel im Bereich Nord-Ost“ dargestellt. Weiterführend kann die konkrete Lage der Generatoren in einem komprimierten Linien-Punkt-Diagramm angezeigt werden.

- Ein hohes *Lastniveau* kann eine unzulässige Betriebsmittelbelastung, eine Gefährdung des Spannungsbandes sowie der Spannungsstabilität, aber auch den Verlust der (n-1)-Sicherheit zur Folge haben. Für weiterführende Analysen ist die topologische Darstellung des Lastniveaus in einem komprimierten Linien-Punkt-Diagramm sinnvoll. Zusätzlich muss auf Anwahl eine Spezifikation einzelner Lasten bezüglich technischer und vertraglicher Aspekte als Text angezeigt werden.

- Die Überwachung des *Lastgradienten* ist erforderlich, um ein kritisches Lastniveau vorausschauend erkennen zu können. Dafür werden tageszeitabhängig die prognostizierten Anstiegsgeschwindigkeiten der Last mit der im Betrieb auftretenden verglichen. Kritisch wird ein schneller Lastanstieg allerdings erst, wenn bereits ein hohes Lastniveau vorliegt. Zur genaueren Analyse wird der Lastgradient einzelner Lasten als komprimiertes Linien-Punkt-Diagramm dargestellt.
- Ein großer *Prognosefehler* führt dazu, dass geplante Schalthandlungen bzw. Sollwertvorgaben überdacht und eventuell modifiziert werden müssen. Als Indikator kann die prozentuale Abweichung der aktuellen Last von der Prognose verwendet werden. Falls entsprechende Daten verfügbar sind, kann der Gesamtprognosefehler durch knotenspezifische Abweichungen ergänzt und im topologischen Kontext dargestellt werden.
- Ein *Betriebsmittelausfall* wird durch die Schalterfallmeldung im Leitsystem erkannt. Für die genauere Analyse sind der Ort der Störung und die Art des Fehlers von Bedeutung. Die topologische Lage des Fehlerortes wird im Standardnetzbild, weitere Spezifikationen werden als Text angezeigt.
- Wenn die Grenze des *Stufungsbereichs von Transformatoren* erreicht ist, tritt eine Nichtlinearität im Systemverhalten auf. Dadurch kann sich der Netzzustand sehr schnell einer kritischen Grenze (z. B. Spannungsband) nähern. Daher ist es erforderlich, die Annäherung an diese Grenze rechtzeitig anzuzeigen. Eine weiterführende Analyse ist durch Betrachtung der Stufenstellung aller Transformatoren eines Netzbereichs sowie der Abweichung von der Sollspannung der Spannungsregler möglich. Zur Anzeige kommen sowohl ein Säulendiagramm als auch ein komprimiertes Linien-Punkt Diagramm zum Einsatz.
- Obwohl die Durchführung einer *Schalthandlung* beim Schaltpersonal vorher bekannt ist, enthält die GZA aus Gründen der Vollständigkeit dennoch dieses Element. Dadurch kann ausgeschlossen werden, dass eine Zustandsänderung aufgrund einer anderen Ursache eingetreten ist.
- Die Durchführung einer *AWE* wird als Meldung im Netzleitsystem registriert. Sie hat bei erfolgreicher Durchführung keinen Einfluss auf den Systemzustand, erfordert allerdings eine weitere Analyse zur Klärung der Ursache. Dies kann nicht aus der Leitstelle gesche-

hen. Hier ist lediglich die Lage des betroffenen Betriebsmittels für die Einleitung weiterer Untersuchungen von Bedeutung.

- Neben einem hohen Lastniveau kann ein großer *Leistungstransit* zu einer hohen Belastung eines Netzes führen. Für die Detailanalyse sind Informationen darüber von Interesse, welche Kuppelleitungen von den Leistungstransiten besonderes belastet werden. Dazu eignet sich das vorgestellte Netzengpassdiagramm. Um zu bestimmen, wie sich der Leistungstransit auf die Betriebsmittel im Inneren des Netzes aufteilt, werden Generalized Generation Distribution Factors (GGDF) und Generalized Load Distribution Factors (GLDF) [42] in erweiterten Standardnetzbildern dargestellt.

Zur Veranschaulichung des Systemverhaltens ist es erforderlich, ein Ereignis einer kritischen Zustandsänderung als konkrete Ursache zuzuordnen. Dabei sind verschiedene Aspekte zu beachten.

Das Auftreten eines einzelnen Ereignisses kann ohne direkte Folgen für den Netzbetrieb bleiben, wenn nicht zusätzlich andere kritische Bedingungen vorliegen. So ist z. B. der Ausfall einer Übertragungsleitung im Schwachlastfall unkritisch, während er im Starklastfall zu einer Überlastung anderer Betriebsmittel führt. Bei der Formulierung von Indikatoren zur Bewertung von Ereignissen muss dies mit einfließen.

Das zeitnahe Auftreten einer Ursache und einer Wirkung lässt auf einen kausalen Zusammenhang zwischen beiden schließen. Daher kann die zeitliche Nähe als ein Hinweis auf eine Abhängigkeit genutzt werden. Schwierigkeiten ergeben sich, wenn gleichzeitig mehrere Ereignisse auftreten und nicht alle einen relevanten Einfluss haben. Der Ausfall eines kleinen Generators in einem stark vermaschten Netzbereich führt nicht zu Problemen mit der Spannungsstabilität und muss daher nicht so stark berücksichtigt werden wie das gleichzeitige Erreichen einer Blindleistungsgrenze in einem schwach angebundenen Netzbereich. Die konkrete Abhängigkeit einer Wirkung von einer Ursache kann mittels mathematischer Verfahren belegt werden. Der Einsatz von Sensitivitäten in Form von modalen Beteiligungsfaktoren (Kapitel 5) oder Verteilungsfaktoren (z. B. GGDF oder GLDF) lässt Zusammenhänge deutlich werden, die bei der Formulierung von Indikatoren berücksichtigt werden müssen.

4.2 Netzsicherheit und -stabilität

Zentrales Element für die Bewertung des Systemverhaltens sind die Grenzen der Netzsicherheit und -stabilität. Nachfolgend wird zunächst ein Überblick über diese Grenzen gegeben. Im Anschluss werden Indikatoren zu deren Bewertung und Verfahren zur Erzeugung weiterführender Detailinformationen vorgestellt.

4.2.1 Betriebsgrenzen

Für den zuverlässigen und sicheren Betrieb eines Energieversorgungssystems müssen die vorgegebenen technischen Grenzen (Bild 4.2) jederzeit eingehalten werden. Im Falle einer Störung muss gewährleistet sein, dass nach einer kurzzeitigen Verletzung einer Betriebsgrenze durch das Ergreifen von Maßnahmen eine umgehende Korrektur stattfindet.

Die Betriebsgrenzen können in physikalische Grenzen und systemtheoretische Grenzen unterteilt werden. Während sich die physikalischen Grenzen auf einzelne Größen beziehen, werden die systemtheoretischen Grenzen durch das systemweite Zusammenwirken von Netzkomponenten definiert. Die Verletzung der physikalischen Grenzen führt zu einer Zerstörung von Betriebsmitteln und einer Einschränkung der Versorgung. Die systemtheoretischen Betriebsgrenzen hingegen sind erforderlich, damit das System nicht durch ein Ereignis in einen Zustand überführt wird, für den die Einhaltung der physikalischen Grenzen nicht mehr gewährleistet ist.

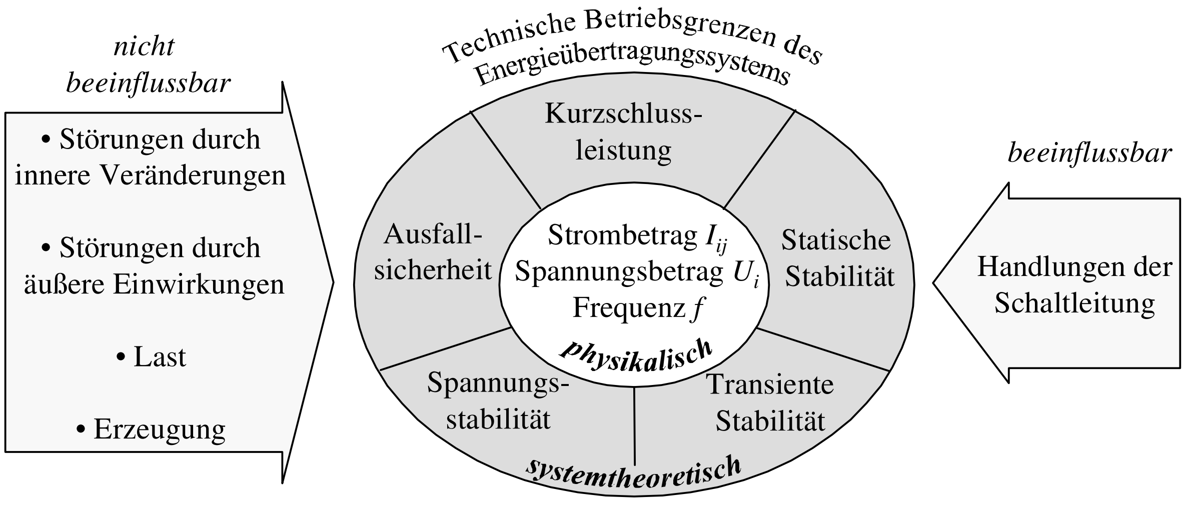


Bild 4.2: Betriebsgrenzen als Kern weiterführender Betrachtungen der Netzsicherheit

Die physikalischen Grenzen sind in Gl. (4.1) zusammengefasst.

$$
\begin{aligned}
U_{\min} < |U_i| < U_{\max} \\
|I_{ij}| < I_{\max} \\
f_{\min} < f < f_{\max}
\end{aligned}
\tag{4.1}
$$

Die Einhaltung des Spannungsbandes ist zur Sicherung der Isolationsfähigkeit und für die Bereitstellung der geforderten Versorgungsqualität erforderlich. Die dauerhafte Belastung eines Betriebsmittels mit einem unzulässig hohen Strom führt zur Zerstörung des Leitermaterials. Außerdem kann es durch die thermische Ausdehnung eines Leiters zu einer gefährlichen Verringerung von Isolationsstrecken kommen [31]. Eine unzulässige Abweichung der Frequenz von ihrem Sollwert sowohl nach oben als auch nach unten führt zur Anregung von Resonanzfrequenzen und damit zur Zerstörung von Generatoren und Turbinen.

Da es nicht ausreicht, die physikalischen Grenzen allein für einen aktuellen Betriebspunkt einzuhalten, sondern diese Forderung auch dauerhaft erfüllt sein muss, ergeben sich zusätzliche systemtheoretische Betriebsgrenzen. Diese Grenzen beschreiben die Eigenschaft des Systems, nach Zustandsänderungen in endlicher Zeit einen Arbeitspunkt zu erreichen, der den physikalischen Grenzen genügt [44]. Die Zustandsänderungen können dabei entweder von der Schaltleitung getroffene Maßnahmen darstellen, oder aber durch nicht beeinflussbare Ursachen hervorgerufen werden. Zu Letzteren gehören einerseits Störungen, die durch innere Veränderungen des Systems, z. B. Alterungen der Isolation, ausgelöst werden sowie andererseits solche, die aufgrund äußerer Einwirkungen, z. B. Blitzschlag, eintreten. Die dabei berücksichtigten Ereignisse beschränken sich auf solche, die mit einer nicht zu vernachlässigenden Wahrscheinlichkeit im realen Betrieb auftreten.

Während der Lastverlauf mit hoher Genauigkeit prognostiziert werden kann, treten Störungen stochastisch und damit zeitlich nicht vorhersehbar auf. Deshalb ist es das Ziel des Netzbetriebs, stets einen Arbeitspunkt einzuhalten, der sicherstellt, dass sich nach einem Ereignis ein neuer, technisch zulässiger Zustand einstellt.

Um dieses Ziel zu erreichen, müssen folgende systemtheoretische Grenzen der Netzsicherheit eingehalten werden:

- Spannungsstabilität,
- transiente Stabilität,
- statische Stabilität,
- Kurzschlussleistung,
- Ausfallsicherheit.

Für eine sichere und vorausschauende Netzbetriebsführung ist es erforderlich, alle genannten Grenzen fortlaufend zu überwachen. Die Analysen, die im Rahmen von Online-Netzsicherheitsrechnungen in europäischen Verbundsystemen durchgeführt werden, beschränken sich lediglich auf die Aspekte Kurzschlussleistung und Ausfallsicherheit.

Da bisher die Systeme in Mitteleuropa mit einer hohen Sicherheitsreserve konzipiert worden sind, war die Online-Überwachung weiterer systemtheoretischer Grenzen nicht erforderlich. Die Bestrebungen der ÜNB zur Reduktion der eingeplanten Sicherheitsreserven führt heute jedoch dazu, dass vor allem die Spannungsstabilität, aber auch die anderen Grenzen, näher ins Blickfeld rücken [45].

Weltweit gibt es viele Regionen, in denen eine stark ansteigende Last über ein relativ schwach ausgebautes Netz versorgt wird. Vielfach kann der Netzausbau mit der Geschwindigkeit des Lastanstiegs nicht mithalten. In diesen Netzen sind die Grenzen der Stabilität von alltäglicher betrieblicher Relevanz, und ihre Verletzung führt zu häufigen Versorgungsunterbrechungen. Daher sind dort bereits heute Verfahren zur Online-Stabilitätsbewertung von großer Bedeutung.

Die Integration der physikalischen und der systemtheoretischen Betriebsgrenzen innerhalb des Visualisierungskonzeptes erfordert sowohl Zustandsindikatoren als auch weiterführende Detailinformationen.

4.2.2 Zustandsindikatoren und Bewertungsverfahren

Damit die Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung den in Kapitel 2 formulierten Anforderungen für das Visualisierungskonzept genügen, müssen die zu verwendenden Indikatoren die drei folgenden Eigenschaften besitzen:

- Eine technisch anschauliche Interpretierbarkeit ermöglicht dem Schaltpersonal eine vorausschauende Bewertung der Systemgrenzen. Beispielsweise ist ein Lasterhöhungsindikator eine anschaulichere Größe als der singuläre Wert einer Systemmatrix.
- Die systemweite Bewertung des Arbeitspunktes bezüglich einer einzelnen Betriebsgrenze reduziert den hochdimensionalen Datenraum und erlaubt eine schnelle Zustandsbewertung.
- Die Berücksichtigung aller wichtigen Randbedingungen bei der Formulierung des Indikators sichert die Gültigkeit seines quantitativen Wertes über weite Betriebsbereiche. Das bedeutet, dass bei einer stetig verlaufenden äußeren Systembeeinflussung der Indikator eine stetige Veränderung durchläuft. Sprünge im Indikator treten nur dann auf, wenn sich große Störungen ereignen.

Für die Bestimmung der Zustandsindikatoren werden entweder einfache arithmetische Methoden (z. B. Mittelwertbildung) verwendet oder umfangreiche algorithmische Lösungen eingesetzt. Während für die Beurteilung der physikalischen Grenzen in der Regel einfache arithmetische Verfahren auf Basis der zur Verfügung stehenden Messwerte ausreichen, ist für die Analyse der systemtheoretischen Grenzen - aufgrund ihres vorausschauenden Charakters - eine Simulation mit einem Modell bzw. einem Teilmodell des Energieversorgungssystems erforderlich.

In der Literatur wird eine Reihe von Indikatoren für die genannten Betriebsgrenzen vorgestellt. Tabelle 4.2 zeigt eine Übersicht mit den wichtigsten Kenngrößen und deren Bewertung gemäß der genannten Anforderungen.

Während die Indikatoren für die physikalischen Grenzen aufgrund ihrer direkten Abhängigkeit von den physikalischen Messwerten die Anforderungen erfüllen, ist dies für die systemtheoretischen Größen nicht grundsätzlich der Fall. Durch die komplexen Modelle, die zu ihrer Bewertung erforderlich sind, geht häufig die anschauliche Nähe zum technischen System und damit zur Interpretierbarkeit der Ergebnisse verloren.

Tabelle 4.2: Indikatoren für physikalische und systemtheoretische Betriebsgrenzen

✓ = erfüllt ar = arithmetisch
✗ = nicht erfüllt al = algorithmisch

<table>
<tr><th></th><th>Betriebsgrenze</th><th>Zustandsindikator</th><th>Interpretierbarkeit</th><th>Systemgröße</th><th>betriebsbereichsweite Gültigkeit</th><th>Berechnung</th></tr>
<tr><td rowspan="5">physikalisch</td><td rowspan="2">Strombelastung</td><td>Maximum der Strombelastung im Netz</td><td rowspan="5" colspan="3">✓</td><td>ar</td></tr>
<tr><td>Gewichteter Belastungsgrad [34]</td><td>ar</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Spannungsband</td><td>Minima und Maxima der Spannung im Netz</td><td>ar</td></tr>
<tr><td>Gewichtete Spannungsabweichung [34]</td><td>ar</td></tr>
<tr><td>Frequenz</td><td>Frequenzmesswert f</td><td>-</td></tr>
<tr><td rowspan="9">systemtheoretisch</td><td rowspan="3">Spannungsstabilität</td><td>Minimaler singulärer Wert der Lastfluss-Jacobi-Matrix σ_{min} [46]</td><td>✗</td><td>✓</td><td>✗</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Lasterhöhungsindikator LI [47, 48]</td><td colspan="3">✓</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Übertragungspfad-Stabilitätsindex [49]</td><td>✗</td><td>✓</td><td>✗</td><td>al</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Transiente Stabilität</td><td>Kritische Fehlerklärungszeit cct [46]</td><td>✗</td><td>✓</td><td>✓</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Kritische transiente Energie [50]</td><td colspan="3">✗</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Leistungsgrenzen [51]</td><td colspan="3">✓</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Statische Stabilität</td><td>Eigenwerte des dynamischen Systems</td><td>✗</td><td>✓</td><td>✗</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Kurzschlussleistung</td><td>Minimum und Maximum der Knoten-KS-Leistung</td><td colspan="3">✓</td><td>al</td></tr>
<tr><td>Ausfallsicherheit</td><td>Ja-Nein-Aussage</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✗</td><td>al</td></tr>
</table>

Aufgrund ihrer Komplexität ist die Bestimmung von Zustandsindikatoren auf Basis von Netzsimulationen für die praktische Anwendung mit Problemen in den folgenden drei Bereichen verbunden:

- Rechenzeit,
- Modellbildung,
- Wartungsaufwand.

Um eine schnelle Reaktion auf veränderte Systemzustände zu ermöglichen, muss die Bewertung der Betriebsgrenzen in ausreichend kurzer Zeit geschehen. Die Festlegung von „ausreichend“ ergibt sich aus der Dynamik des Prozesses. Dabei steht die Frage im Mittelpunkt, wie schnell sich die Verletzung einer einzelnen Betriebsgrenze zu einer großen Störung entwickelt. Vielfach erreichen die heute verfügbaren Verfahren nicht die gestellten Anforderungen bezüglich der Rechenzeit.

Bei der Verwendung algorithmischer Methoden sind die zugrunde liegenden Systemmodelle von elementarer Bedeutung. Insbesondere dynamische Modelle für Systemkomponenten können häufig nur näherungsweise angegeben werden. Die sich daraus ergebenden Ungenauigkeiten müssen berücksichtigt werden.

Letztlich spielt für die als Software realisierten Verfahren der Wartungsaufwand während der Nutzungsdauer eine entscheidende Rolle für die Akzeptanz im praktischen Betrieb. Damit ein Verfahren praktisch einsetzbar ist, muss sowohl die Adaption an neue Randbedingungen als auch die Überwachung der Verfahrensgüte möglichst automatisch erfolgen.

Neben den Indikatoren sind Detailinformationen zur Bewertung der Betriebsgrenzen unerlässlich. Dabei lassen sich zwei Typen unterscheiden. Arithmetisch bestimmte Zustandsindikatoren werden aus einer Vielzahl von Einzelwerten generiert. Für die genaue Analyse der zugehörigen Betriebsgrenze ist es erforderlich, die zugrunde liegenden Einzelwerte darzustellen. Insbesondere kann dadurch festgestellt werden, wo im System die Grenzwertverletzung aufgetreten ist und welches Ausmaß sie hat (z. B. Spannungsprofil). Die zweite Gruppe von Detailinformationen ermöglicht die Aufklärung von Ursachen für eine Grenzwertverletzung bzw. das rechtzeitige Erkennen von zukünftigen Problemen. Dafür ist es erforderlich, Werte anzubieten, die im nahen Kontext zur betrachteten Systemgrenze stehen. Während für die Spannungsstabilität die Möglichkeiten zusätzlicher Blindleistungseinspeisungen eine wichtige Rolle spielt, muss bei der transienten Stabilität gezeigt werden, welche Wirkleistungserzeugung eines betroffenen Generators zulässig ist, bis die Stabilität verloren geht.

Nachfolgend werden bestehende Verfahren zur Berechnung von Zustandsindikatoren unter den genannten Gesichtspunkten bewertet. Außerdem werden die Bereiche aufgezeigt, für die keine zufriedenstellende Lösung vorhanden ist. Neben den Indikatoren werden die zugehörigen Detailinformationen und die dafür geeigneten Darstellungsverfahren erläutert.

- Die *Strombelastung* der Betriebsmittel kann aus verfügbaren Messwerten und Estimationsergebnissen bestimmt werden. Das Maximum der Strombelastung wird als Indikator verwendet. Alternativ kann ein gewichteter Belastungsgrad [34] benutzt werden, bei dem zusätzlich mit einfließt, ob lediglich eine oder sogar mehrere Leitungen stark belastet sind. Da allerdings bereits auf eine einzelne Überlastung reagiert werden muss, ist die maximale Strombelastung als Kenngröße ausreichend. Die Berücksichtigung der Strombelastung in der Netzbetriebsführung ist seit langem etabliert und praktisch ausgereift. Aktueller Forschungsbedarf besteht allerdings bei der praktischen Verwendung variabler Belastungsgrenzen, durch die eine effektivere Ausnutzung der Betriebsmittel erreicht werden kann [31]. Die Darstellung der Strombelastung einzelner Betriebsmittel in der PDA geschieht am sinnvollsten in einem durch Kreisdiagramme ergänzten Standardnetzbild. Für die bessere Analyse der Ursachen einer hohen Belastung kann anhand von Sensitivitäten gezeigt werden, welche Lasten bzw. Generatoren einen besonders hohen Anteil am Leistungsfluss über ein Betriebsmittel verursachen. Zur Anzeige eignet sich das komprimierte Linien-Punkt-Diagramm.

- Wie bei der Strombelastung werden für die Überwachung des *Spannungsbandes* die vorliegenden Messwerte eingesetzt. Der Indikator wird aus dem Minimum und dem Maximum aller Sammelschienenspannungen berechnet. Auch für das Spannungsband kann der weiter reichende Spannungsabweichungsindikator [34] verwendet werden. Die Überwachung des Spannungsprofils ist Grundbestandteil der SCADA-Funktionen (**S**upervisory **C**ontrol **a**nd **D**ata **A**cquisition) und seit langem praktisch etabliert. Für die weitergehende Analyse von Verletzungen des Spannungsbandes werden neben den einzelnen Knotenspannungen die Blindleistung der relevanten Generatoren sowie die Stufenstellung von Transformatoren angezeigt. Diese für die Spannungsregelung relevanten Größen lassen auf Ursachen für die Spannungsbandverletzung schließen. Die Anzeige geschieht mit Isoflächendiagramm (Spannungsprofil) und Säulendiagramm oder komprimiertem Linien-Punkt-Diagramm (Blindleistungseinspeisung / Transformatorstufenstellung).

- Die Regelung der *Netzfrequenz* ist heute vollständig automatisiert ausgeführt, da der Zeitraum, in dem Frequenzeinbrüche nach Störungen stattfinden, für die menschliche Reaktion zu kurz ist. Daher hat die Überwachung der Frequenz im Visualisierungskonzept vornehmlich einen beobachtenden Charakter. In der GZA wird der gemessene Frequenzwert und in der PDA der zugehörige Zeitverlauf dargestellt.

- Die *Spannungsstabilität* beruht darauf, dass jederzeit die Bereitstellung und der Bedarf an Blindleistung lokal sichergestellt ist. Die Bewertung eines aktuellen Betriebszustands bezüglich der Spannungsstabilität wird häufig allein anhand der Spannungsbeträge an einzelnen Netzknoten durchgeführt. Dies ist allerdings nicht ausreichend, da deren Verlauf in der Nähe des Kollapspunktes ein stark nichtlineares Verhalten aufweist und somit die Distanz zur Stabilitätsgrenze nicht vorausschauend zu bewerten ist. Daher wurde eine Reihe von Indikatoren entwickelt, die diese Defizite beheben [48]. Während der minimale singuläre Wert der Lastfluss-Jacobi-Matrix [46] und der Übertragungspfad-Stabilitätsindex [49] aufgrund der mangelnden anschaulichen Interpretierbarkeit und der unzureichenden Berücksichtigung von Nichtlinearitäten für den praktischen Einsatz nicht geeignet sind, stellt der Lasterhöhungsindikator [47] eine benutzerorientierte Zustandsgröße dar.

In Netzen in denen die Spannungsstabilität eine relevante Betriebsgrenze darstellt, sind heute Verfahren zu deren Bewertung im Einsatz. Allerdings führen hohe Rechenzeiten und eine unzureichende Ergebnisdarstellung dazu, dass weitere Untersuchungen erforderlich sind.

Weiterführende Detailinformationen zum Aspekt der Spannungsstabilität dienen der Identifikation kritischer Netzbereiche. Knoten-, Generator- und Zweigbeteiligungsfaktoren der Spannungsmoden [52] können als Isoflächendiagramm oder erweitertes Standardnetzbild dargestellt werden. Die Blindleistungsbereitstellung von Generatoren wird als Säulendiagramm gezeigt.

- Für die Bewertung der *transienten Stabilität* können die kritische Fehlerklärungszeit, die kritische Energie oder explizite Leistungsgrenzen für Generatoren angegeben werden. Zur Berechung dieser Größen gibt es drei unterschiedliche Ansätze [51]:

    - Dynamische Simulationen im Zeitbereich ermitteln auf Basis eines vollständigen Modells das Kurzzeitverhalten des Systems bei ausgewählten Störungen. Aufgrund ihrer hohen Rechenzeit kommen sie nicht für den Online-Einsatz in Frage.

    - Direkte Stabilitätsmethoden (Ljapunov-Stabilität) arbeiten mit transienter Energie als Bewertungsgrundlage. Ihre Vorteile liegen bei einer sehr kurzen Rechenzeit. Allerdings ist die Anpassung an die jeweiligen Netzgegebenheiten mit einem hohen Aufwand verbunden, so dass sie sich praktisch nicht durchgesetzt haben.

    - Der Vorteil von CI-Methoden zur Bewertung transienter Stabilität liegt in der kurzen Rechenzeit. Allerdings ist die Realisierung und Wartung mit großem Aufwand verbunden. Außerdem ergibt sich häufig eine hohe Ungenauigkeit beim Ergebnis. Daher existieren praktische Anwendungen nur in wenigen Fällen [7], und ihre Ergebnisse sind nur für begrenzte Betriebsbereiche gültig.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass im Bereich der transienten Stabilität bisher keine etablierten Verfahren zur Stabilitätsbewertung für den Online-Betrieb in Netzleitstellen existieren. Weiterer Forschungsbedarf ist gegeben.

In der PDA wird die transiente Stabilität durch generatorspezifische maximale Fehlerklärungszeiten und Leistungsgrenzen genauer analysiert. Zur Darstellung werden Säulendiagramme verwendet.

- Bei der *statischen Stabilität* geht es darum, schwach gedämpfte Leistungspendelungen zu erkennen und zu begrenzen. Allein aus heute verfügbaren Messwerten kann eine solche Pendelung nicht ermittelt werden, da ihre im einstelligen Hertzbereich liegende Frequenz mit den wesentlich längeren Messintervallen der Strom- und Spannungsmessung nicht erkannt werden kann. Verbesserungen können sich durch den Einsatz von Phasor Measurement Units [2] ergeben, die mit wesentlich kürzeren Messintervallen arbeiten.

  Vorausschauend können Leistungspendelungen mittels einer Modalanalyse des vollständigen dynamischen Modells eines Netzes ermittelt werden. Als Stabilitätsindikator wird der Eigenwert mit dem vom Betrag her kleinsten negativen Realteil verwendet. Weiterführende Ergebnisse der Modalanalyse können als erweitertes Standardnetzbild angezeigt werden. Bei der Berechnung besteht allerdings das Problem, dass die Modellparameter nicht mit ausreichender Genauigkeit verfügbar sind. Dies liegt einerseits an den unterschiedlichen Besitzverhältnissen der verschiedenen Teile von Verbundnetzen sowie andererseits an den nur ungenau bekannten Parametern der Lasten. Während die Berechnungsverfahren onlinefähig sind, müssen zur Parameterestimation weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

- Die *Kurzschlussleistung* an jedem Knoten des Energieversorgungssystems wird durch die Lösung von linearen Gleichungssystemen bestimmt [44]. Ihre Integration stellt heute eine Standardanwendung in Netzleitstellen dar. Der Indikator für die Kurzschlussleistung ergibt sich aus dem minimalen und maximalen im Netz auftretenden Wert. Die knotenspezifischen Werte der Kurzschlussleistung zeigt das komprimierte Linien-Punkt-Diagramm.

- Die Analyse der *Ausfallsicherheit* in der jetzigen Form muss im Hinblick auf die zunehmende Bedeutung der systemtheoretischen Grenzen hinterfragt werden. Während dafür in europäischen Netzen bisher lediglich die Aspekte Spannungsband, Strombelastung und Kurzschlussleistung berücksichtigt worden sind, ist es in Zukunft erforderlich, auch die

Stabilitätsgrenzen für kritische Ausfälle vorausschauend zu überprüfen. Dieser zunehmende Analyseaufwand ist jedoch nur durch den Einsatz von Online-Verfahren zur Stabilitätsbewertung zu bewältigen. Als Indikator wird die nächste Annäherung an die Stabilitätsgrenzen beim kritischsten Ausfall verwendet. Zur genaueren Analyse werden die Zustandsindikatoren nach kritischen Ausfällen dargestellt. Weitere Detailinformationen benennen die Betriebsmittel, deren Ausfall unzulässige Folgen haben würde. Als Darstellungsverfahren kommen Listen, Standardnetzbilder, komprimierte Linien-Punkt-Diagramme sowie als Speziallösung ein Matrixdiagramm zum Einsatz [34, 53].

Eine abschließende Zusammenfassung aller problemspezifischen Detailinformationen und der verwendeten Darstellungsverfahren bietet Tabelle 4.3.

Tabelle 4.3: Problemspezifische Detailinformationen zu den Betriebsgrenzen

Systemeigenschaft	Information	Darstellung
Strombelastung	Belastungsgrad	Netzbild mit Kreisdiagrammen [22]
	Leistungsfluss-Sensitivitäten	Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Spannungsband	Spannungsprofil	Isoflächendiagramm
	Blindleistung der Generatoren	- Säulendiagramm - Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
	Stufenstellung von Transformatoren	
Frequenzstabilität	Frequenzwert	Zeitverlauf
Spannungsstabilität	Indikatorverlauf	SOM
	Modale Beteiligungsfaktoren	Erweitertes Standardnetzbild
	Blindleistungseinspeisung	Säulendiagramm
Transiente Stabilität	Maximale Fehlerklärungszeit einzelner Generatoren	Säulendiagramm
	Zulässige Generatorbelastung	
Statische Stabilität	Modalanalyse des dynamischen Systems	Isoflächendiagramm
Kurzschlussleistung	Kurzschlussleistung an jedem Knoten	Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
Ausfallsicherheit	Ausfallkritische Betriebsmittel	- Liste - Matrix [53] - Kompr. Linien-Punkt-Diagramm
	Kleinste Annäherung an Stabilitätsgrenzen	Indikatoren der GZA nach Ausfall

Es zeigt sich, dass für die Bewertung einiger Betriebsgrenzen bereits heute praxistaugliche Verfahren vorhanden sind und in das vorgeschlagene Visualisierungskonzept integriert werden können. In anderen Feldern ist weiterer Forschungsbedarf vorhanden. Zur Veranschaulichung eines sinnvollen Lösungsweges wird im Rahmen von Kapitel 5 exemplarisch ein neu entwickeltes Verfahren zur Online-Bewertung und Visualisierung der Spannungsstabilität vorgestellt. Ein besonderer Schwerpunkt wurde dabei auf die Berücksichtigung praktischer Randbedingungen, die Integration in das Visualisierungskonzept und die Realisierung als intelligenter, wartungsfreier Agent gelegt.

4.3 Prozesseingriffe

Neben der Zustandsanzeige stellt die Bereitstellung von Handlungsvorschlägen den zweiten elementaren Bestandteil des in Kapitel 3 vorgestellten Visualisierungssystems dar. Basierend auf den innovativen Verfahren zur Netzsicherheitsrechnung können mögliche Prozesseingriffe schnell bewertet und als Entscheidungsunterstützung verwendet werden.

Für die Verbesserung des Betriebszustands des Energieübertragungssystems hinsichtlich eines ausreichenden Abstandes zu den Grenzen der Netzsicherheit stehen dem Schaltpersonal die technischen Möglichkeiten gemäß Tabelle 4.4 zur Verfügung. Dazu können sowohl Sollwerte für die Regler von Netzelementen und Generatoren vorgegeben, als auch Betriebsmittel zu- oder abgeschaltet werden.

Während in der Vergangenheit der Zugriff auf die eigenen Erzeugungseinheiten für Zwecke der Netzregelung in einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen unternehmensintern abgewickelt wurde, müssen diese Eingriffe nach der Neustrukturierung zwischen Kraftwerksbetreibern und Netzgesellschaften vertraglich geregelt und vergütet werden [4]. Deshalb ist es das Ziel des ÜNB, seine generatorunabhängigen Möglichkeiten zur Netzführung so effektiv wie möglich einzusetzen. Dafür kommen neben den seit langem etablierten und erprobten Stellgliedern auch FACTS-Geräte in Frage [54]. Die Vielfalt der möglichen Maßnahmen und unterschiedlichen Betriebszustände erfordert eine automatische Unterstützung des Schaltpersonals beim Entscheidungsprozess. Situationsabhängig müssen die besten Maßnahmen bestimmt werden. Dabei steht der Erhalt der Netzsicherheit im Mittelpunkt, wobei betriebliche und wirtschaftliche Randbedingungen jedoch nicht vernachlässigt werden dürfen.

Tabelle 4.4: Möglichkeiten zur Prozessführung in der elektrischen Energieversorgung

✓ = geringer Einfluss ✔ = deutlicher Einfluss			Systemeigenschaften						
			Spannungsband	Strombelastung	Frequenz	Spannungsstabilität	Transiente Stabilität	Statische Stabilität	Kurzschlussleistung
Prozesseingriffe	Topologie	Netz	✔	✔		✓	✔	✓	✔
	Kompensation		✔			✔		✔	✓
	Transformatorstufung		✔	✔		✔			✓
	FACTS-Gerät		✔	✔		✔	✔	✔	✔
	Adaptiver Schutz			✔		✔	✓		
	Laststeuerung	Last	✓	✔	✔	✔			
	Lastabwurf		✓	✔	✔	✔			
	Spannungs-Blindleistungs-Regelung	Generator	✔	✓		✔			
	Fahrplanänderung		✓	✔		✔	✔	✔	✔

Durch die verstärkte Entwicklung der CI-Verfahren seit 1985 wurden die Grundlagen dazu geschaffen, die komplexen Probleme der Prozessführung in systematischer Form computergerecht zu formulieren und zu lösen. Die Struktur der CI-Verfahren ermöglicht es, das menschliche Wissen, das bisher nur bei erfahrenem Schaltpersonal vorhanden war, automatisiert zu nutzen. Außerdem ergeben sich durch den Einsatz mathematischer Verfahren (z. B. Optimierung) Lösungen, die der menschliche Prozessführer allein nicht findet.

Für die Integration eines Verfahrens zur Entscheidungsunterstützung in das neue Visualisierungskonzept müssen die folgenden Anforderungen erfüllt sein:

- transparente Ergebnisdarstellung,
- Online-Fähigkeit,
- geringer Wartungsaufwand.

Tabelle 4.5 zeigt, welche Lösungen für die Entscheidungsunterstützung in der Netzbetriebsführung bereits existieren und wie sie zu bewerten sind.

Tabelle 4.5: Verfahren zur Entscheidungsunterstützung in der Netzbetriebsführung

Systemeigenschaft	Verfahren	Entwicklungsstand	Bewertung
Strombelastung	Optimierung [55]	Prototyp (mittleres Netz)	+ Wartungsaufwand - Rechenzeit
	KNN [56]	Labor (kleines Netz)	+ Rechenzeit - Ergebnisgüte - Wartungsaufwand
Spannungsband	Optimierung [55]	Prototyp (mittleres Netz)	+ Wartungsaufwand - Rechenzeit
	Sensitivitäten [57]	Prototyp (kleines Netz)	+ Rechenzeit - Transparenz
	Regelbasiert [58]	Labor (kleines Netz)	+ Rechenzeit - Wartungsaufwand
Frequenzstabilität	closed-loop	im Einsatz	
Spannungsstabilität	Regelbasiert [59]	Prototyp (kleines Netz)	+ Transparenz, Rechenzeit - Wartungsaufwand
	Regelbasiert [60]	Prototyp (mittleres Netz)	+ Transparenz, Rechenzeit - Wartungsaufwand
	KNN [61]	Labor (kleines Netz)	+ Rechenzeit - Wartungsaufwand - Ergebnisgüte
Transiente Stabilität	Entscheidungsbäume [7]	im Einsatz (mittleres Netz)	+ Rechenzeit - Wartungsaufwand
	Regelbasiert [51, 61]	Labor (mittleres Netz)	+ Transparenz - Rechenzeit
	Optimierung [51, 62]	Prototyp (mittleres Netz)	- Ergebnisgüte, Rechenzeit
Statische Stabilität	closed-loop	im Einsatz	
Kurzschlussleistung	Regelbasiert [43]	Prototyp (großes Netz)	+ Transparenz, Rechenzeit
Ausfallsicherheit	Regelbasiert [63]	Prototyp (mittleres Netz)	- Wartungsaufwand - Rechenzeit
	KNN [64]	Labor (kleines Netz)	- Rechenzeit

Obwohl eine Vielzahl von Ansätzen vorliegt, haben nur wenige das Prototypstadium verlassen. Dafür lassen sich drei wesentliche Gründe angeben. Als Hauptproblem ist der hohe

Wartungsaufwand der überwiegenden Zahl der Verfahren zu nennen. Während die Anwendung auf Testnetze unter Laborbedingungen gute Ergebnisse liefert, ergeben sich bei der Anpassung an reale Bedingungen Schwierigkeiten. Außerdem lässt die große Rechenzeit einzelner Methoden einen Online-Einsatz nicht zu. Das liegt einerseits am verwendeten Verfahren und andererseits am hohen Zeitbedarf für die Bewertung der Handlungsvorschläge bezüglich ihrer Zustandsverbesserung. Letzteres trifft vor allem für die transiente Stabilität und die Ausfallsicherheit zu. Als dritter Aspekt ist die auf einen engen Betriebsbereich eingegrenzte Gültigkeit der Verfahren zu nennen. Für darüber hinausgehende Betriebspunkte liefern sie unzureichende Lösungen.

Bei regelbasierten Verfahren müssen die Wissensbasen gepflegt, d. h. an veränderte Rahmenbedingungen angepasst werden. Vielfach ist die Erfassung und die strukturierte Integration des Expertenwissens mit einem hohen Zeitaufwand verbunden. Dagegen ist die Rechenzeit solcher Verfahren gering und die Ergebnisrepräsentation transparent.

Ansätze mit KNN zeichnen sich durch eine geringe Rechenzeit aus. Allerdings ist die Adaption und Pflege eines solchen Systems vielfach sehr aufwändig. Durch den fest definierten Trainingsbereich ist das Anwendungsfeld eingeschränkt. Die Arbeitsweise eines KNN ist von seiner Struktur her nicht transparent, was die Akzeptanz des Ergebnisses beim Schaltpersonal erschwert.

Optimierungsverfahren ermöglichen, komplexe Lösungen mit einer Vielzahl von einzelnen Stellgrößen zu bestimmen. Diese können allein mit Expertenwissen nicht gefunden werden. Eine gute Ergebnistransparenz muss mit einer entsprechenden Visualisierung unterstützt werden. Durch diese Flexibilität ist der erforderliche Wartungsaufwand begrenzt. Allerdings benötigen die Verfahren eine hohe Rechenzeit.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die praktische Verfügbarkeit von Verfahren zur Entscheidungsunterstützung in der Netzbetriebsführung nicht in ausreichendem Maße gegeben ist. Deshalb wird in Kapitel 5 anhand des Beispiels „Spannungsstabilität“ ein Lösungsvorschlag für ein entscheidungsunterstützendes Verfahren vorgestellt. Aufbauend darauf müssen Methoden zur Korrektur der weiteren Betriebsgrenzen integriert werden. Bestehende Ansätze bedürfen der Weiterentwicklung und der stärkeren Anpassung an die praktischen Anforderungen des Betriebs.

4.4 Informationstechnische Umsetzung als Multiagentensystem

Aufgrund der hohen Komplexität, die durch die Integration vielfältiger Funktionen für die erweiterte Netzzustandsbewertung, die automatische Generierung stabilisierender Handlungsvorschläge und die Visualisierung entsteht, ist es erforderlich, einzelne Aufgaben in unabhängigen Funktionsblöcken zu realisieren. Im Rahmen der Arbeit wurde dazu eine Lösung, basierend auf dem Konzept der Multiagentensysteme [9], entwickelt. Die Grundidee dieses Ansatzes besteht darin, Teilziele der Prozessführung auf weitestgehend unabhängige Einheiten, sogenannte intelligente Agenten, zu übertragen, die in der Lage sind, ihre Arbeitsweise an die aktuellen Gegebenheiten der Prozessführung anzupassen. Eine Vielzahl intelligenter Agenten für unterschiedliche Teilaufgaben der Prozessführung bilden zusammen ein Multiagentensystem. Durch die Interaktion mit anderen Agenten beschafft sich ein Agent die Informationen, die er in der jeweiligen Situation zum Erreichen seiner Zielvorgaben benötigt.

Eine Definition intelligenter Agenten liefert [65]:

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.

Durch die Realisierung des vorgestellten Informations-Management-Systems als Multiagentensystem ergeben sich folgende Vorteile:

- Das Arbeiten der Agenten ohne wesentliche Eingriffe durch den Menschen führt dazu, dass wichtige Zustandsinformationen nicht erst mühsam gesucht werden müssen, sondern automatisch bereitgestellt werden.
- Der modulare Aufbau ermöglicht eine schnelle Lokalisierung von Fehlfunktionen sowie die Integration neuer oder aktualisierter Teilfunktionen.
- Die Integration von Mechanismen zur Selbstüberwachung erlaubt die Bewertung der eigenen Arbeitsweise eines Agenten im Hinblick auf seine Zielvorgaben und gegebenenfalls die Adaption der hinterlegten Problemlösungsstrategien an neue Gegebenheiten, z. B. eine veränderte Netzbetriebsweise oder erweiterte Leistungstransite.
- Durch die Verwendung von CI-Verfahren innerhalb der Agenten kann eine transparente und realzeitfähige Arbeitsweise verwirklicht werden.

- Durch die automatische Anpassung der Agenten an den aktuellen Prozesszustand wird gewährleistet, dass
  - die Genauigkeit, die Rechengeschwindigkeit und der Umfang von Detailinformationen für die Zustandsbewertung situationsgerecht ausgewählt werden,
  - nur die Maßnahmen für die Handlungsunterstützung vorgeschlagen werden, die aufgrund des Schaltzustands, der Lastsituation und der Vertragsbedingungen zulässig sind,
  - dem Schaltpersonal die Anzeigen bereitgestellt werden, die zur Bearbeitung der jeweiligen Aufgabe erforderlich sind.

Autonome Systeme wurden ursprünglich in den Bereichen Robotik und Automatisierung eingesetzt [9]. Ein weiteres Einsatzfeld intelligenter Agenten ergibt sich im Bereich des Internets, in dem reine Softwareagenten für die Informationsbeschaffung und -verarbeitung verwendet werden [65].

In der elektrischen Energieversorgung gibt es ebenfalls mehrere Ansätze zur Verwendung intelligenter Agenten. Für die koordinierende Regelung von FACTS-Geräten werden in [40] Agenten zur Adaption des Reglerverhaltens an veränderte Betriebszustände eingesetzt. Durch die Vorgabe veränderter Sollwerte sowie die Parametrierung der Leistungsfluss-, Spannungs- und Dämpfungsregler von FACTS-Geräten mittels intelligenter Agenten wird erreicht, dass die Reglerwirkungen für die jeweilige Betriebssituation optimal sind und dass keine Fehlfunktionen eintreten.

Die Verwendung intelligenter Agenten mit einer Vielfalt unterschiedlicher Funktionen innerhalb eines weit reichenden Netzführungssystems (Wide Area Protection) auf zentraler und dezentraler Ebene wird in [66] und [67] vorgestellt. Dezentrale Agenten erfüllen betriebsmittelnah Schutz- und Regelungsaufgaben, deren Zielformulierungen von übergeordneten Ebenen erzeugt werden. Als Beispiel sei hier ein Leitungsschutz genannt, der je nach Wetter und Netzstabilität unterschiedliche Grenzwerte erhält, um so eine temporär erhöhte Belastbarkeit der geschützten Leitung zu erreichen. Die Versorgung der dezentralen Agenten mit Vorgaben, die nur durch komplexe Berechnungen auf Basis vieler Einzeldaten gewonnen werden können, z. B. Stabilitätsreserve, geschieht durch Agenten auf der Netzleitebene. Für die Realisierung des vorgestellten Informations-Management-Systems werden Agenten für die Netzleitebene vorgeschlagen. Die Eingangsdaten für die Bewertung des Betriebszustands und möglicher Handlungen erhalten sie durch Kommunikation mit dezentralen Agenten der Stations- und Feldleitebene bzw. mit anderen Agenten der Netzleitebene.

Ein einzelner Agent besteht aus den drei Instanzen „Managementebene“, „Koordinationsebene“ und „Ausführungsebene“ [40]. In Abhängigkeit von der Funktionalität und der Komplexität eines Agenten sind die einzelnen Ebenen unterschiedlich stark ausgeprägt. In der „Managementebene“ wird eine Anfrage, die an einen Agenten gestellt wurde, interpretiert, und es wird eine Lösungsstrategie entworfen. Für die Bearbeitung einer Anfrage kann ein Agent häufig auf mehrere Verfahren zurückgreifen, die sich allerdings durch Antwortzeit, Ergebnisgenauigkeit oder Ergebnistransparenz unterscheiden. Entsprechend der Anfragespezifikation wird die geeignete Strategie ausgewählt und den unterlagerten Instanzen übergeben. In der „Koordinationsebene“ werden die Datenquellen für die ausgewählte Strategie bestimmt, und es wird die Koordination mit anderen dafür erforderlichen Agenten sichergestellt. Die „Ausführungsebene“ enthält letztlich die eigentlichen Berechnungsverfahren oder Reglerfunktionale, die entsprechend den Strategievorgaben mit den bereitgestellten Daten ausgeführt werden. In Kapitel 5 wird der interne Aufbau eines intelligenten Agenten am Beispiel einer Komponente zur Bewertung der Spannungsstabilität veranschaulicht.

Bild 4.3 zeigt eine Auswahl von Agenten, die innerhalb des Informations-Management-Systems für die Netzbetriebsführung erforderlich sind. Die Auswahl soll beispielhaft die Aufgabenbereiche der Agenten darstellen. Die Funktionsbereiche gliedern sich in die vier Gruppen „MMS-Agenten“, „übergeordnete Netzführungsagenten“, „spezialisierte Netzführungsagenten“ und „dezentrale Agenten“.

Die Gruppe der MMS-Agenten fasst alle Komponenten zusammen, die aus den Informationen über Netzsicherheit und Handlungsbedarf die situationsspezifischen Anzeigen erzeugen. Die Intelligenz besteht dabei im Wesentlichen darin, dass Wichtiges automatisch angezeigt wird und Unwichtiges ausgeblendet bleibt.

Übergeordnete Netzführungsagenten sind in der Lage, einzelne Betriebsgrenzen durch Zustandsindikatoren und weiterführende Detailinformationen umfassend zu bewerten und korrigierende Maßnahmen vorzuschlagen. Neben klassischen Verfahren werden dafür bevorzugt CI-Verfahren verwendet.

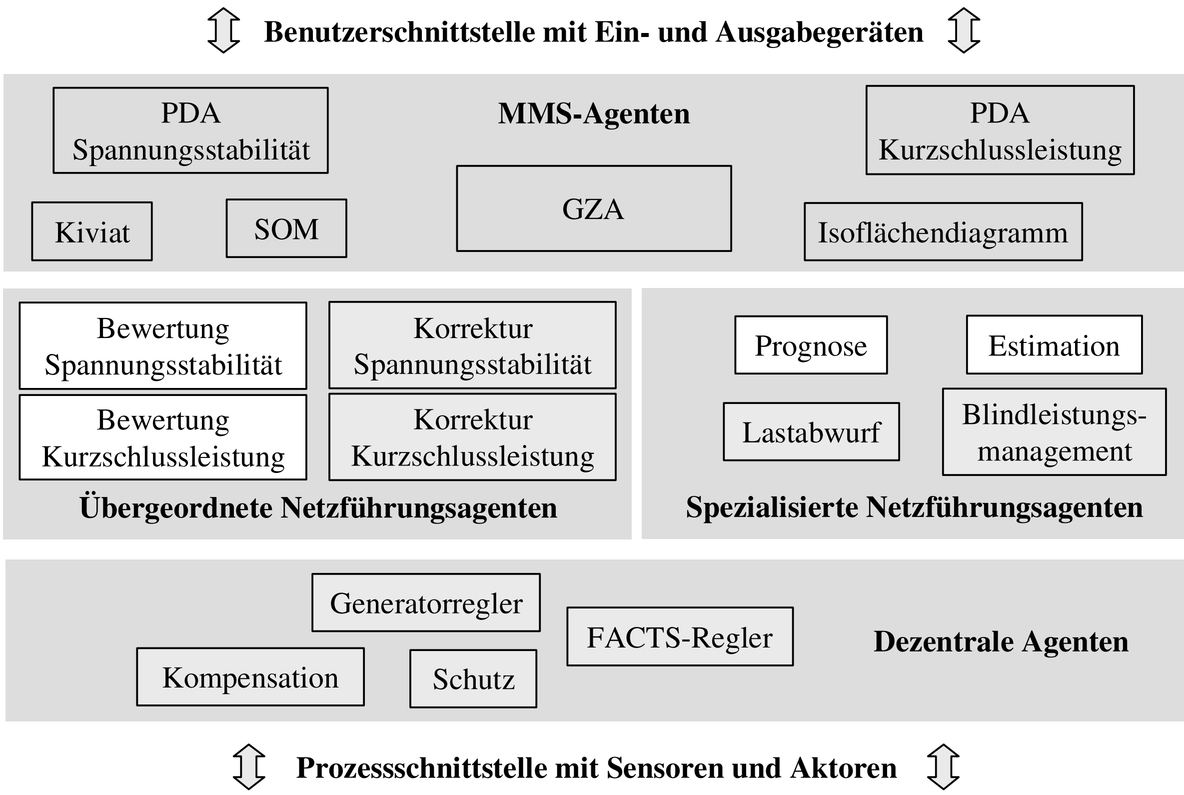


Bild 4.3: Multiagentensystem als Brücke zwischen Prozessbediener und Prozess

Die übergeordneten Netzführungsagenten sind zum Erreichen ihrer Zielvorgabe eines sicheren Systembetriebs auf die Ergebnisse spezialisierter Netzführungsagenten angewiesen. Diese Gruppe arbeitet näher am Prozess als die übergeordneten Netzführungsagenten und erledigt entweder grundlegende Funktionen der Datenvorverarbeitung (z. B. Estimation) oder setzt eine abstrahierte Anweisung zur Netzführung in konkrete Vorschläge für Schalthandlungen oder Sollwertvorgaben um. Als Beispiel sei dabei die Umsetzung der Vorgabe „Lastabwurf" genannt. Der Agent „Korrektur Spannungsstabilität" gibt die Anweisung „Lastabwurf 100 MW in Region A", woraufhin der Agent „Lastabwurf" unter Kosten- und Vertragsgesichtspunkten entscheiden muss, welche Lasten zum aktuellen Zeitpunkt abgeworfen werden.

Die direkte Umsetzung von Prozesseingriffen wird anlagennah durch dezentrale Agenten durchgeführt. Die dort implementierten Regleralgorithmen werden entsprechend den Vorgaben der Netzführungsagenten adaptiert. Außerdem melden dezentrale Agenten Fehler bei der Umsetzung von Regeleingriffen oder eine eingeschränkte Verfügbarkeit, z. B. durch das Erreichen von Stellgrößenbeschränkungen.

Zum Erhalt der Übersichtlichkeit sind die Kommunikationswege zwischen den Agenten in Bild 4.3 nicht dargestellt. Prinzipiell kann jeder Agent von jedem anderen Informationen erhalten, wobei aus praktischen Gegebenheiten nicht immer eine direkte Verbindung besteht. Die für den Austausch von Informationen verwendeten technischen Möglichkeiten reichen von Softwareschnittsellen zwischen verschiedenen Agenten, die innerhalb eines Rechners realisiert sind, über lokale Kommunikationsnetze, die in einer Leitstellenarchitektur verteilte Rechner verbinden, bis hin zu Weitverkehrsnetzen zur Kommunikation mit Stationen sowie dezentrale Bussysteme auf Stations- und Feldebene. Dabei kann in Abhängigkeit von den Datenraten und den Sicherheitsanforderungen auch das Internet eine Rolle spielen [10].

Das vorgestellte Multiagentensystem bildet die Brücke zwischen dem Bediener und dem Prozess. Durch den hohen Grad an Autonomie bei der Bearbeitung der Teilaufgaben wird der Mensch entlastet und kann sich auf die zentralen Größen der Netzsicherheit konzentrieren. Die Lösung bietet das Potenzial für einen weiter automatisierten Netzbetrieb, bei dem die Rolle des Menschen stärker vom Handelnden zum Beobachter verschoben wird. Dafür muss allerdings sichergestellt werden, dass das Multiagentensystem robust arbeitet und im Falle einer Störung eine letzte Eingriffsmöglichkeit durch den Menschen besteht. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass durch einen automatischen Netzbetrieb das Prozesswissen des Schaltpersonals weniger trainiert wird und dass dadurch im Falle einer Fehlfunktion des Informations-Management-Systems die Prozessführung durch den Menschen erschwert ist.

Zur Veranschaulichung der theoretischen Ausführungen, wird in Kapitel 5 beispielhaft darauf eingegangen, wie verschiedene Agenten innerhalb eines Multiagentensystems zusammenarbeiten, um die Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität zu realisieren.

5 Zustandsbewertung und -korrektur am Beispiel der Spannungsstabilität

Im vorangegangenen Kapitel wurde gezeigt, dass bestehende Verfahren allein für die Bewertung und Korrektur von kritischen Betriebszuständen nicht ausreichen, da sie die folgenden Nachteile aufweisen:

- hohe Rechenzeit,
- hoher Wartungsaufwand,
- unzureichende Ergebnistransparenz.

Zur Behebung dieser Defizite wurde im Rahmen der Arbeit ein neues Verfahren zur Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität entwickelt.

Nachfolgend werden zunächst die wichtigsten Aspekte der Spannungsstabilität erläutert. Danach wird kurz das CI-Verfahren „SOM“ vorgestellt, das zentraler Bestandteil des im Anschluss beschriebenen neu entwickelten Konzepts zur Stabilitätsbewertung und -korrekur ist. Durch die schnelle Zuordnung des aktuellen Betriebszustands zu einer Zustandsklasse und die Verwendung ihrer im Vorfeld bestimmten Eigenschaften zu seiner Bewertung können umfangreiche Analyseergebnisse online bereitgestellt werden. Neben der Validierung des Konzeptes anhand realer Netzdaten wird auf die Integration in die Visualisierungsumgebung eingegangen. Um eine selbstüberwachende, adaptive Realisierung zu erreichen, wird die Umsetzung als intelligenter Agent und die Integration in ein Mulitagentensystem vorgestellt.

Abschließend werden sowohl das vorgestellte Visualisierungskonzept als auch das neue Verfahren zur Zustandsbewertung und Prozesslenkung anhand der in den vorangegangenen Abschnitten der Arbeit festgelegten Anforderungen bewertet.

5.1 Spannungsstabilität

Probleme mit der Spannungsstabilität treten auf, wenn das Energieübertragungssystem durch unerwartete Ereignisse derart geschwächt ist, dass die Leistung, die zur Deckung der Lasten erforderlich ist, nicht mehr übertragen werden kann [68]. Die relevante Grenze ist dabei nicht die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel, sondern eine Diskrepanz zwischen dem Blindleistungsbedarf des Systems und der Blindleistungsbereitstellung von Generatoren und Kompensationseinrichtungen.

Als Grundlage der weiteren Betrachtungen dient die nachfolgende Definition des Begriffs der Spannungsstabilität:

Die Spannungsstabilität bezeichnet die Eigenschaft eines Energieversorgungssystems, die Spannungsbeträge an allen Knoten dauerhaft in einem zulässigen Bereich zu halten. Das gilt sowohl für den Normalbetrieb als auch für die Zeit nach dem Einwirken einer Störung. Das System ist spannungsinstabil, wenn nach einer Störung, einem Lastanstieg oder einer sonstigen Veränderung des Systemzustands ein unkontrollierbares Absinken der Spannung eintritt. Der Vorgang beim Verlust der Spannungsstabilität wird Spannungskollaps genannt [46].

Durch die Begrenzung der übertragbaren Leistung von Leitungen ist die Spannungsstabilität stark an die Struktur des betrachteten Systems gekoppelt [39].

Die folgenden Ursachen können als Hauptgründe für Spannungsstabilitätsprobleme genannt werden:

- Eine starke Belastung von Leitungen führt zu einem erhöhten Blindleistungsbedarf.
- Ein niedriges Spannungsniveau führt zu einem erhöhten Blindleistungsbedarf.
- Eine Begrenzung der Blindleistungseinspeisung von Generatoren führt zu mangelnder lokaler Blindleistungsbereitstellung.
- Zu wenige Kompensationsanlagen führen zu mangelnder Blindleistungsbereitstellung.

Die Analyse der Spannungsstabilität kann mit stationären oder dynamischen Verfahren durchgeführt werden. Da die dynamischen Abläufe, welche die Spannungsstabilität beeinflussen, im Allgemeinen langsam sind, können die meisten Aspekte stationär untersucht werden [46]. Gemäß der Anforderungen des Visualisierungskonzeptes sind die folgenden Informationen zum Aspekt der Spannungsstabilität erforderlich:

- Abstand zur Stabilitätsgrenze,
- Ursachen für die Instabilität,
- Maßnahmen zur Stabilitätsverbesserung.

5.1.1 Indikatoren zur Bewertung der Spannungsstabilität

Für die Bewertung der Stabilitätsreserve ist ein kompakter Indikator erforderlich. Untersuchungen zeigen, dass der Spannungsbetrag einzelner Knoten nicht als alleiniges Maß für die

Stabilitätsbewertung in Frage kommt, da sein Verlauf durch eine starke Nichtlinearität geprägt ist. Während der Wert über einen großen Lastbereich konstant ist, fällt er in der Nähe der maximalen Belastung schnell ab. Für eine aussagekräftige Stabilitätsbewertung sind deshalb andere Größen erforderlich.

Für die Bewertung des Abstands zur Stabilitätsgrenze wird in dieser Arbeit der Lasterhöhungsindikator *LI* nach [47] verwendet. Die Bestimmung des Wertes von *LI* basiert darauf, dass ein spannungsinstabiles Energieübertragungssystem zu einer Divergenz bei der Lastflussberechnung führt. Der Zustand während eines Kollapses ist durch ein Ungleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und -erzeugung charakterisiert. Deshalb besitzen die Netzgleichungen keine Lösung.

Ausgehend von einem aktuellen Betriebszustand, der durch die Einspeisungen und die Last gekennzeichnet ist, ergibt sich der Lasterhöhungsindikator als maximal möglicher Lastanstieg, bei dem der Lastfluss noch konvergiert. Somit stellt die Bestimmung des Indikators ein Optimierungsproblem dar, das als Optimal Power Flow (OPF) [69] formuliert werden kann.

Für die Richtung der Lasterhöhung können verschiedene Ansätze gewählt werden:

- Alle Lasten werden prozentual gleichmäßig erhöht.
- Nur eine Last wird erhöht.
- Das Lastverhalten wird auf Basis einer Prognose festgelegt.

Für ein Transportnetz kann davon ausgegangen werden, dass das Lastverhalten im untergeordneten Verteilnetz homogen ist, d. h. dass ein festes Verhältnis zwischen den Lasten besteht. Daher wird bei den weiteren Untersuchungen immer eine prozentual gleichmäßige Erhöhung aller Lasten angenommen.
Eine Lösung für das Optimierungsproblem lässt sich mit wiederholten Lastflussberechnungen bei schrittweise ansteigendem Lastniveau finden (Continuation Power Flow). Der Indikator *LI* ergibt sich aus der Last des letzen Systemzustands, bei dem der Lastfluss noch konvergiert. Der Nachteil dieser Methode liegt darin, dass das Konvergenzverhalten des Lastflusses besonders in der Nähe des Kollapspunktes häufig unzureichend und die Genauigkeit der Lösung begrenzt ist. Allerdings reicht die erzielbare Genauigkeit für praktische Anwendungen aus, da sie im Vergleich zu der im Betrieb eingeplanten Stabilitätsreserve unbedeutend ist. In [70] wird die direkte Lösung des OPF mittels eines Optimierungsverfahrens vorgestellt. Der

Vorteil, der sich daraus ergibt, ist die Vermeidung der Lastflussrechnung in der Nähe des Kollapspunktes.

Unabhängig vom Lösungsweg garantiert die Verwendung von *LI* die Berücksichtigung der Nichtlinearitäten des Energieversorgungssystems. Insbesondere sind die Wirk- und Blindleistungsgrenzen der Generatoren enthalten. Die Begrenzung der Stufensteller von Transformatoren und Kompensationseinrichtungen kann durch zusätzliche Nebenbedingungen abgedeckt werden. Dadurch wird gewährleistet, dass der starke Einfluss der Nichtlinearitäten mit in die Stabilitätsbewertung einfließt.

Für den praktischen Netzbetrieb ist die Festlegung einer Mindeststabilitätsreserve LI_{min} erforderlich, die nicht unterschritten werden darf. Durch die Verwendung einer festen Lasterhöhungsrichtung für die Indikatorbestimmung ergibt sich allerdings der Nachteil, dass nicht die absolut kürzeste Entfernung zur Stabilitätsgrenze bestimmt wird. Dies kann insbesondere im Falle von Netzfehlern und damit verbundenen stark veränderten Netzzuständen zu Problemen führen. Deshalb muss bei der Festlegung der minimalen Stabilitätsreserve LI_{min} der Einfluss von Fehlern berücksichtigt werden. Dafür muss netzspezifisch untersucht werden, welchen Einfluss kritische Ausfälle auf die Stabilität haben. Bild 5.1 stellt die Auswirkungen verschiedener Störungen auf den Indikatorwert für ein Testnetz dar. Die Untersuchungen wurden an dem in Kapitel 5.3 beschriebenen Netz durchgeführt.

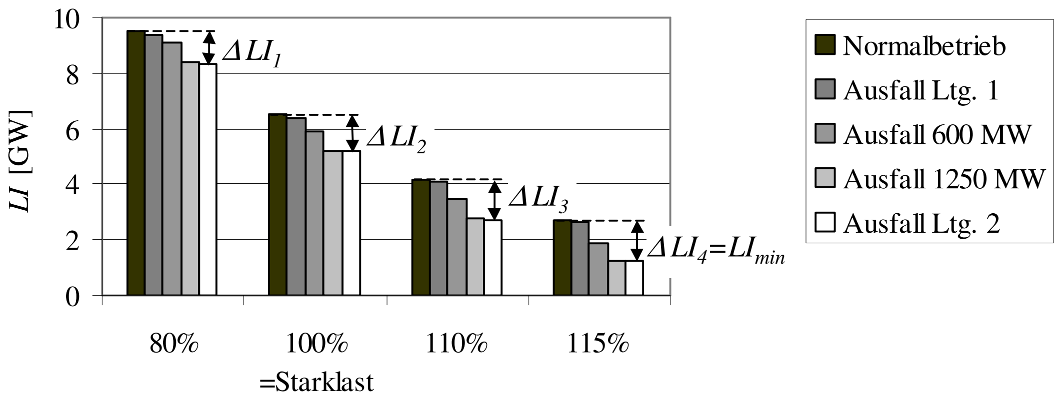


Bild 5.1: Reduzierung der Stabilitätsreserve durch Störungsereignisse

Bei unterschiedlichem Lastniveau, wobei die Starklast einer Netzlast von 17 GW entspricht, ist der Stabilitätsindikator *LI* im Diagramm aufgetragen. Als Störungen werden nacheinander der Ausfall von zwei verschiedenen Generatoren mit Leistungen von 600 MW bzw. 1250 MW sowie der Ausfall zweier Leitungen betrachtet. Während sich Ltg. 1 in einem stark vermaschten Netzbereich befindet, ist Ltg. 2 eine der Verbindungen zwischen einem schwach angebundenen Netzausläufer und dem Kernnetz. Durch den Vergleich des ungestörten Systems mit dem gestörten System lässt sich für jede Lastsituation eine maximale Stabilitätsreduktion ΔLI_i bestimmen. Es zeigt sich, dass die Abnahme bei der Stabilitätsreserve bei dem am stärksten belasteten Netz am schwerwiegendsten ist. Dies ist plausibel, da der Blindleistungsbedarf überproportional mit der Leitungsbelastung ansteigt. Aus den Untersuchungen ergibt sich für das betrachtete Netz eine minimal zulässige Stabilitätsreserve von $LI_{min} = \Delta LI_4 = 1{,}3$ GW. In der Praxis bietet sich ein Wert von $LI_{min} = 1{,}5$ GW an. Um einen (n-1)-sicheren Betrieb zu gewährleisten, darf diese Grenze nicht unterschritten werden. Für die Auswahl der kritischen Störungen kann die Modalanalyse verwendet werden. Ihre Anwendung für die Identifizierung spannungsinstabiler Netzbezirke wird in Kapitel 5.1.2 beschrieben.

Tabelle 5.1 zeigt, dass der Lasterhöhungsindikator *LI* die in Kapitel 4.2.2 beschriebenen Anforderungen an Zustandsindikatoren vollständig erfüllt. Durch die Angabe in GW lässt sich die Stabilitätsreserve anschaulich interpretieren. Das Schaltpersonal weiß aufgrund von Prognosen, welcher Lastanstieg zu erwarten ist und ob dabei die Stabilität erhalten bleibt. Dadurch, dass *LI* als Systemkenngröße bestimmt wird, kann der Systemzustand als Ganzes bewertet werden. Durch die Berücksichtigung der Blindleistungs- und Transformatorgrenzen fließen die Nichtlinearitäten in die Berechnung des Indikators mit ein, und er behält seine Gültigkeit über einen weiten Betriebsbereich.

Tabelle 5.1: MMS-relevante Bewertung des Indikators *LI*

Bewertungskriterium	Erfüllt	Erläuterung
Interpretierbarkeit	✓	Wert wird in GW angegeben.
Systemgröße	✓	Gesamtsystem wird zur Berechnung verwendet.
Betriebsbereichsweite Gültigkeit	✓	Nichtlinearitäten werden berücksichtigt.

5.1.2 Detailinformationen zur Bewertung der Spannungsstabilität

Für die weiterführende Analyse der Spannungsstabilität insbesondere zur Bestimmung von Ursachen und Maßnahmen muss eine Rückführung auf kritische Knoten und Zweige ermöglicht werden. Dafür wird im Folgenden die Modalanalyse der Lastfluss-Jacobi-Matrix vorgestellt [46].

Der inkrementelle Zusammenhang zwischen Spannungsbetrag $\boldsymbol{u}$ und Blindleistung $\boldsymbol{q}$ ist durch die reduzierte Lastfluss-Jacobi-Matrix $\boldsymbol{J_r}$ gegeben (Gl. (5.1)).

$$\Delta \boldsymbol{q} = \boldsymbol{J}_r \, \Delta \boldsymbol{u} \tag{5.1}$$

Die Matrix $\boldsymbol{J_r}$ kann auch als

$$\boldsymbol{J}_r = \boldsymbol{\Gamma}_r \, \boldsymbol{\Lambda} \, \boldsymbol{\Gamma}_l^T \tag{5.2}$$

geschrieben werden, wobei $\boldsymbol{\Gamma_r} = [\gamma_{r,1} \ \dots \ \gamma_{r,n}]$ die rechte Eigenvektormatrix bezeichnet und $\boldsymbol{\Gamma_l} = [\gamma_{l,1} \dots \gamma_{l,n}]$ die linke. $\boldsymbol{\Lambda}$ ergibt sich als Diagonalmatrix der Eigenwerte λ_i.

Mit der Schreibweise in Gl. (5.2) ergibt sich der Zusammenhang zwischen $\Delta\boldsymbol{u}$ und $\Delta\boldsymbol{q}$ als

$$\Delta \boldsymbol{u} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\gamma_{r,i}\gamma_{l,i}}{\lambda_i} \Delta \boldsymbol{q} \tag{5.3}$$

Jeder Eigenwert λ_i definiert dabei zusammen mit dem zugehörigen rechten und linken Eigenvektor $\gamma_{r,i}$ und $\gamma_{l,i}$ die i-te Mode der Spannungs-Blindleistungs-Abhängigkeit. Eine Transformation mit der linken Eigenvektormatrix $\boldsymbol{\Gamma_l}$ überführt die physikalischen Zustandsgrößen in modale Größen, die den durch die Eigenwerte λ_i definierten Moden zugeordnet werden können Gl. (5.4).

$$\Delta \boldsymbol{u}_m = \boldsymbol{\Gamma}_l^T \Delta \boldsymbol{u} \qquad \text{und} \qquad \Delta \boldsymbol{q}_m = \boldsymbol{\Gamma}_l^T \Delta \boldsymbol{q} \tag{5.4}$$

Die Komponenten der Eigenvektoren bestimmen die Beteiligung der einzelnen Zustandsgrößen an der jeweiligen Mode. Das Verhalten der Mode ist durch den Eigenwert charakterisiert. Ein positiver Eigenwert und dadurch ein gleichgerichtetes Verhalten von Spannung und Blindleistung ist Merkmal einer stabilen Mode [39]. Je kleiner der Wert eines Eigenwertes ist, desto näher befindet sich die Mode am Spannungskollaps. Beim Erreichen des Kollapspunktes bricht zunächst eine Mode zusammen, wobei die physikalischen Spannungen nicht sofort vollständig kollabieren, da sie sich aus der Gesamtheit der Modalspannungen zusammensetzen. Erst als Folge wird das Gesamtsystem derart geschwächt, dass die Spannung vollständig zusammenbricht.

Um Instabilitäten einzelnen Netzbereichen zuordnen zu können, werden Verfahren verwendet, die auf der modalen Beschreibung der Spannungs-Blindleistungs-Abhängigkeit basieren. Die anteilige Partizipation des Knotens k an der Mode i ist durch den Knotenbeteiligungsfaktor $b_{K,ki}$ in Gl. (5.5) gegeben.

$$b_{K,ki} = \Gamma_{r,ki}\ \Gamma_{l,ki} \tag{5.5}$$

Durch den Grad der Beteiligung eines Knotens an der durch den kleinsten Eigenwert definierten Mode lässt sich der Einfluss dort eintretender Laständerungen bzw. durchgeführter Maßnahmen bestimmen. Bei der Verwendung normierter Eigenvektoren ergibt die Summe der Beteiligungsfaktoren für eine Mode den Wert eins. Je nach Verteilung der Beteiligungsfaktoren auf die Netzknoten lassen sich lokale und globale Moden unterscheiden. Eine lokale Mode liegt bei einem System vor, in dem ein einzelner Bereich über lange Leitungen an das Kernnetz angebunden ist. Ein typisches Szenario für eine globale Mode ist ein stark belastetes System, bei dem wichtige Blindleistungsquellen ausgefallen sind.

Für die Detailanalyse der Spannungsstabilität sind neben der Kenntnis der kritischen Knoten auch die Betriebsmittel von Bedeutung, die besonderen Einfluss auf die Stabilität haben. Die Berechnung von Zweigbeteiligungsfaktoren basiert auf der Betrachtung der inkrementellen Blindleistungsverluste $\Delta q_{v,ü}$ eines Übertragungselements $ü$ bei einer Variation Δq^i der modalen Blindleistung der Mode i. Aus einer Veränderung der modalen Knotenleistung lässt sich die inkrementelle Veränderung der komplexen Spannung berechnen [52]. Über die Leitungsgleichungen kann dann $\Delta q_{v,ü.}$ bestimmt werden. Die Zweigbeteiligungsfaktoren $b_{Z,üi}$ ergeben sich nach Gl. (5.6) als das Verhältnis der Blindleistungsverluständerung des Übertragungselements $ü$ zur maximalen Verluständerung aller Elemente.

$$b_{Z,üi} = \frac{\Delta q_{v,ü}}{\max(\Delta q_v)} \tag{5.6}$$

Eine ähnliche Vorgehensweise kann für die Bestimmung der Generatorbeteiligungsfaktoren $b_{G,mi}$ angewandt werden. Nach Gl. (5.7) ergibt sich die Beteiligung der Maschine m an der Mode i als das Verhältnis der Änderung der Blindleistung der Maschine m zu der maximalen Änderung aller Maschinen durch die festgelegte modale Blindleistungsänderung.

$$b_{G,mi} = \frac{\Delta q_m}{\max(\Delta q)} \tag{5.7}$$

5.1.3 Betriebliche Möglichkeiten zur Verbesserung der Spannungsstabilität

Probleme mit der Spannungsstabilität folgen, wie in Kapitel 5.1 bereits erwähnt, aus einer Diskrepanz zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungsbereitstellung. Daraus ergeben sich die folgenden potenziellen Möglichkeiten zur Problembehebung.

- Die lokale Bereitstellung von Blindleistung kann durch Generatoren, konventionelle *Kompensationseinrichtungen* oder mittels FACTS-Geräten geschehen [40]. In jedem Fall müssen die Betriebsmittel rechtzeitig zugeschaltet bzw. mit geeigneten Sollwerten versehen werden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Kompensationseinrichtungen für den Schwachlastbetrieb (z. B. Drossel) im Starklastfall konsequent abgeschaltet werden.

- Durch die *Adaption von Schutzgeräteparametern* zur kurzfristigen Erhöhung der Belastbarkeit wird der zusätzlich destabilisierende Effekt, der sich aus der Abschaltung überlasteter Leitungen nach dem Eintritt einer großen Störung ergibt, vermieden. Der Verlust von Übertragungswegen führt zu einem Anwachsen der über weite Strecken zu transportierenden Leistung. Da die Belastungsgrenzen von Leitungen gewöhnlich für sehr ungünstige Bedingungen bemessen sind, die in der Realität nur selten auftreten, kann, ohne eine Gefährdung der Leitung in Kauf nehmen zu müssen, für einige Zeit ein erhöhter Strom toleriert werden [31]. Dazu muss allerdings die entsprechende Technologie zur Fernparametrierung des Schutzes zur Verfügung stehen.

- Durch die *Änderung der Spannungssollwerte von Generatoren und Blindleistungsquellen* kann das System von einem verlustoptimalen in einen spannungsstabilitätsoptimalen Arbeitspunkt überführt werden [39]. Mit steigender Spannung wird der Blindleistungsbedarf des Netzes reduziert.

- Die *Blockade der Transformatorstufensteller* bzw. die gezielte *Beeinflussung der Transformatorsollspannung* führt zur Stabilisierung des Netzes, da dadurch die Last reduziert werden kann. Dabei liegt der folgende Zusammenhang zugrunde.

  Die Wirkleistung p_l an einem Knoten unterliegt einer statischen Spannungsabhängigkeit der Lasten gemäß Gl. (5.8).

  $$p_l = p_0 \left(\frac{u}{u_0} \right)^{\alpha} \tag{5.8}$$

  Der Exponent α bestimmt die Spannungsabhängigkeit der Last. Der Wert liegt typischerweise zwischen $\alpha = 0{,}6$ und $\alpha = 1{,}8$ [71]. Die Blindleistung kann analog modelliert werden. Als Grundlage praktischer Berechnungen ist dieser Wert für einen betreffenden Netzbereich möglichst genau zu bestimmen. Die Transformatoren zwischen Transport- und Verteilnetzen sind meist mit automatischen Stufenschaltern ausgerüstet, um unterspannungsseitig die Spannung zu regeln und somit eine konstante Leistungsabgabe zu garantieren. Nach einem Fehler fällt im ersten Augenblick das Spannungsniveau an den Lastknoten. Die damit einhergehende Absenkung der Leistung führt zu einem selbststabilisierenden Effekt. Durch das Ansprechen der Spannungsregelung erhöht sich die Leistung allerdings wieder auf das Vorfehlerniveau, was bei einem durch die Störung geschwächten System zum Kollaps führen kann.

  Die Blockierung der automatischen Transformatorstufung, bzw. eine Absenkung der Spannungssollwerte, führt gemäß Gl. (5.8) zu einer Reduzierung des stationären Lastniveaus. Aus betrieblicher Sicht ist zu entscheiden, inwieweit eine Absenkung der Spannung den angeschlossenen Kunden zugemutet werden kann. Es wird klar, dass die Maßnahme nicht zu einer direkten Verbesserung der Stabilität führt, sondern lediglich die Stabilitätsreduktion begrenzt. Die Bewertung der stabilisierenden Wirkung der Blockade kann durch den Vergleich zwischen dem Stabilitätsindikator *LI* für das neue Lastniveau und dem für das Vorfehlerniveau realisiert werden.

- Die obigen Maßnahmen sind seitens des ÜNB durchzuführen und schränken mitunter die Versorgungsqualität ein. Ein gezielter stabilisierender Eingriff ist auch durch eine *Fahrplanänderung* bei Generatoren möglich. In kritischen Situationen muss daher von den vorgegebenen Kraftwerksfahrplänen abgewichen werden. Steht dem ÜNB keine andere stabilisierende Maßnahme mehr zur Verfügung, ist diese Option weiterhin gestattet [4].

Das Auffinden eines stabileren Arbeitspunktes ist ein Optimierungsproblem, dessen Lösung veränderte Einspeisungen liefert. Die eigentliche Durchführung der Arbeitspunktänderung ist durch die Zeitkonstanten der Kraftwerke bestimmt. In geringem Maße kann der Arbeitspunkt schnell geändert werden. Für größere Verschiebungen sind Totzeiten einzurechnen. Daran lässt sich erkennen, welche Bedeutung einer vorausschauenden Stabilitätsbewertung zukommt.

- Eine noch weit reichendere Maßnahme ist der gezielte *Lastabwurf* bzw. eine Unterspannungs-Lastabschaltung [39]. Während die Unterspannungs-Lastabschaltung nur auf lokale Werte reagiert, können durch die Formulierung des Lastabwurfs als ein netzbereichsübergreifendes Optimierungsproblem verschiedene Parameter berücksichtigt werden. Durch die individuelle Gewichtung einzelner Lasten aus Kosten- und Betriebsgesichtspunkten kann die Lösung besser auf den aktuellen Betriebszustand abgestimmt werden [60, 72].

5.2 Online-Stabilitätsbewertung und -korrektur

Die Kombination aus dem globalen Stabilitätsmaß *LI* und dem Einsatz von Beteiligungsfaktoren für eine detaillierte Situationsanalyse erlaubt die umfassende Bewertung der Spannungsstabilität. Mit den aufgezeigten Maßnahmen steht eine Reihe von Möglichkeiten zur Stabilitätsverbesserung zur Verfügung. Für den Einsatz zur Prozesslenkung müssen die Bewertungsverfahren onlinefähig sein und muss die Bereitstellung der Maßnahmen sowie ihre vorausschauende Bewertung automatisch geschehen.

Während für einen einzelnen Betriebszustand der Wert von *LI* mit dem beschriebenen iterativen Verfahren online bestimmt werden kann, ist dies bei der Bewertung vieler Varianten zur Handlungsunterstützung nicht mehr möglich. Als Mittel zur Reduzierung der Rechenzeit und als Verfahren zur anschaulichen Visualisierung der Analyseergebnisse wird im Folgenden die SOM eingeführt.

5.2.1 Selbstorganisierende Merkmalskarte

Die selbstorganisierende Merkmalskarte wurde 1982 von Kohonen [12] vorgestellt und wird deshalb auch Kohonen-Karte genannt. Es handelt sich dabei um ein einschichtiges KNN.

Durch das verwendete Lernverfahren organisiert sich die SOM während der Lernphase entsprechend der durch die Trainingsdaten vorgegebenen Datenverteilung. Nach dem Training bildet die Karte die Merkmale des Datenraumes ab und erlaubt so eine anschauliche Visualisierung eines hochdimensionalen Datenraumes in einer zweidimensionalen Abbildung.

Aufgrund der dimensionsreduzierenden Eigenschaft der SOM gibt es bereits eine Reihe von Anwendungen für Aufgaben im Bereich der elektrischen Energieversorgung, in denen hochdimensionale Datenmengen verarbeitet werden müssen [11]. Dazu zählt z. B. die Überwachung des Kraftwerksanfahrprozesses [73] oder der Zustandsbewertung von Transformatoren [74]. Von besonderem Interesse für die vorliegende Arbeit sind die Anwendungen der SOM im Bereich der Netzbetriebsführung. In [64] wird der Einsatz zur schnellen Bewertung der (n-1)-Sicherheit vorgestellt. Dabei werden die Leistungsflüsse über die Betriebsmittel als Eingangsinformationen der Karte verwendet. Durch die Offline-Bewertung der entstehenden Klassen kann der aktuelle Zustand im Betrieb schnell überprüft werden. Die Abschätzung der transienten Stabilität mit einem der SOM ähnlichen KNN wird in [75] beschrieben. Auf Basis der dynamischen Größen der Generatoren wird eine Klassifizierung in stabil und instabil vorgenommen. In [76] werden als Eingangsdaten für die Analyse der statischen Stabilität Knotenspannungen und -leistungen verwendet.

Während in [52] bereits erste Untersuchungen zum Einsatz der SOM zur Bewertung der Spannungsstabilität vorgestellt wurden, liegt der Schwerpunkt in dieser Arbeit darauf, das Verfahren auf Netze realistischer Größe zu übertragen. Daher werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels insbesondere Lösungen für Probleme im Zusammenhang mit dem praktischen Einsatz aufgezeigt. Während die klassifizierende Eigenschaft der SOM bisher nur zur Bewertung der entstehenden Zustandsklassen genutzt wurde, wird hier erstmals die Zuordnung zustandsspezifischer Handlungsvorschläge gezeigt. Dafür wird die Integration der SOM in ein Verfahren zur automatischen Entscheidungsunterstützung vorgestellt.

Die SOM besteht aus m in einer topologischen Nachbarschaft der Dimension n_A angeordneten Neuronen. Die am häufigsten verwendete Topologie für $n_A = 2$ ist die in Bild 5.2 dargestellte rechtwinklige Gitteranordnung mit der Dimension N_1 x N_2. Die Eingabeschicht des KNN hat die Dimension n_V des Datenraumes und ist über die Gewichtungsvektoren $\boldsymbol{w}_j$ mit den Neuronen verbunden.

Für einen an die SOM angelegten Eingangsdatenvektor $\boldsymbol{v}$ aus dem ^{n_v} existiert ein Gewinnerneuron i_* dessen Gewichtungsvektor $\boldsymbol{w}_*$ den kleinsten euklidischen Abstand aller Gewichtungsvektoren $\boldsymbol{w_j}$ von $\boldsymbol{v}$ hat. Die Ermittlung des Gewinnerneurons bedeutet eine Zuordnung des Eingangsvektors zu einer dem Neuron i_* entsprechenden Zustandsklasse. Die Zustandsklasse wird einerseits durch die Merkmale des Gewichtungsvektors $\boldsymbol{w_j}$ charakterisiert, ihr können aber andererseits auch zusätzliche Merkmale im Vektor $\boldsymbol{m}_*$ zugeordnet werden. Dieser Vektor kann z. B. einen Stabilitätsindikator enthalten, der durch Färbung der Karte visualisiert wird.

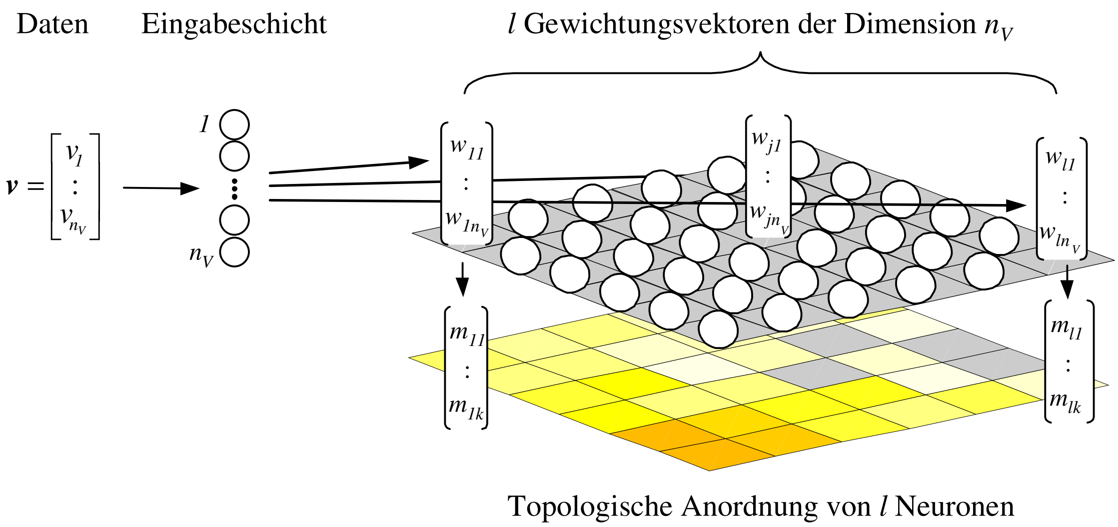


Bild 5.2: Aufbau der SOM

Vor dem Einsatz müssen die Gewichte der SOM in einer Trainingsphase dem Datenraum, aus dem die Eingangsdaten stammen, angepasst werden. Nur wenn der gesamte Raum entsprechend repräsentiert ist, kann jeder Datensatz später korrekt klassifiziert werden. Vor Beginn des Trainings sind die Gewichtsvektoren zufällig initialisiert. In jedem Trainingsschritt i wird ein zufällig gewählter Vektor $\boldsymbol{v}^i$ aus der Trainingsdatenmenge präsentiert und das zugehörige Gewinnerneuron i_* bestimmt. Danach werden die Gewichtungsvektoren der Neuronen in Richtung des präsentierten Trainingsdatenvektors verändert, wobei das Gewinnerneuron die stärkste Veränderung erfährt. Diese Adaption geschieht gemäß der Gl. (5.9).

$$\boldsymbol{w}_j^{i+1} = \boldsymbol{w}_j^i + \eta(i) \cdot h_{xj}(i) \cdot \left(\boldsymbol{w}_j^i - \boldsymbol{v}^i\right) \tag{5.9}$$

Eine wesentliche Rolle im Lernprozess spielen die Lernrate $\eta(i)$ und die Nachbarschaftsfunktion $h_{xj}(i)$. Die monoton fallende Lernrate sorgt dafür, dass sich die SOM zu Beginn des

Trainings durch eine starke Anpassung der Gewichtungsvektoren im Datenraum entfalten kann und am Ende eine Feinjustierung der Neuronen erreicht wird. Durch die Nachbarschaftsfunktion wird bestimmt, wie groß der Bereich um das Gewinnerneuron ist, in dem die Neuronen verändert werden. Das führt dazu, dass zu Begin des Trainings jeweils alle Neuronen der Karte dem Eingangsvektor angepasst werden. Im weiteren Verlauf reduziert sich die Umgebung, bis sie zuletzt lediglich das Gewinnerneuron beinhaltet. Dadurch kann nach einer Grobstrukturierung eine feine Anpassung erreicht werden. Die Nachbarschaftsfunktion $h_{xj}(i)$ kann z. B. als Gaußkurve realisiert werden.

Die Genauigkeit, mit der die SOM den Datenraum abbildet, wird einerseits von der Struktur der SOM und dem Ablauf des Lernprozesses beeinflusst und hängt andererseits stark von der Dimension und der Verteilung der Trainingsdaten ab. Einen Überblick über SOM-Gütemaße wird in [77] gegeben. Dabei muss zwischen denjenigen Größen unterschieden werden, die Aussagen darüber zulassen, wie sich die Karte im Datenraum aufgespannt hat, und solchen, welche die Abbildungsgenauigkeit der hinterlegten Merkmale bewerten. Aus der ersten Gruppe wird die Größe „Topographische Funktion μ_T“ nach [78] sowie der Quantisierungsfehler μ_Q im Rahmen dieser Arbeit verwendet. Als Maß für die Genauigkeit bei der Merkmalsabbildung werden die Standardabweichung des Abbildungsfehlers $\mu_{A\sigma}$ und der maximale Abbildungsfehler μ_{Amax} eingesetzt [52].

5.2.2 Spannungsstabilitätsbewertung mit der SOM

Für den Einsatz der SOM im technischen Umfeld müssen die theoretisch erläuterten Parameter auf die entsprechende Anwendung abgestimmt werden. Dafür wurde das in Bild 5.3 gezeigte Konzept entwickelt.

Der erste Schritt der Lernphase der SOM ist die Generierung der Trainingsdaten. Die Trainingsdaten bestehen aus einer Vielzahl von Zustandsvektoren, die den gesamten Betriebsbereich des Energieversorgungssystems abdecken. Dabei handelt es sich nicht um vollständige Zustandsvektoren, sondern um eine Teilmenge aller möglichen Zustandsgrößen, die z. B. komplexe Spannungen, komplexe Leistungen oder Topologieinformationen enthalten. Bei der Auswahl müssen diejenigen Größen verwendet werden, die einen relevanten Einfluss auf die Spannungsstabilität haben. Dabei ist darauf zu achten, eine möglichst geringe Dimension n_V zu erreichen, damit die Abbildungsgenauigkeit der SOM einen hinreichend guten Wert erreicht.

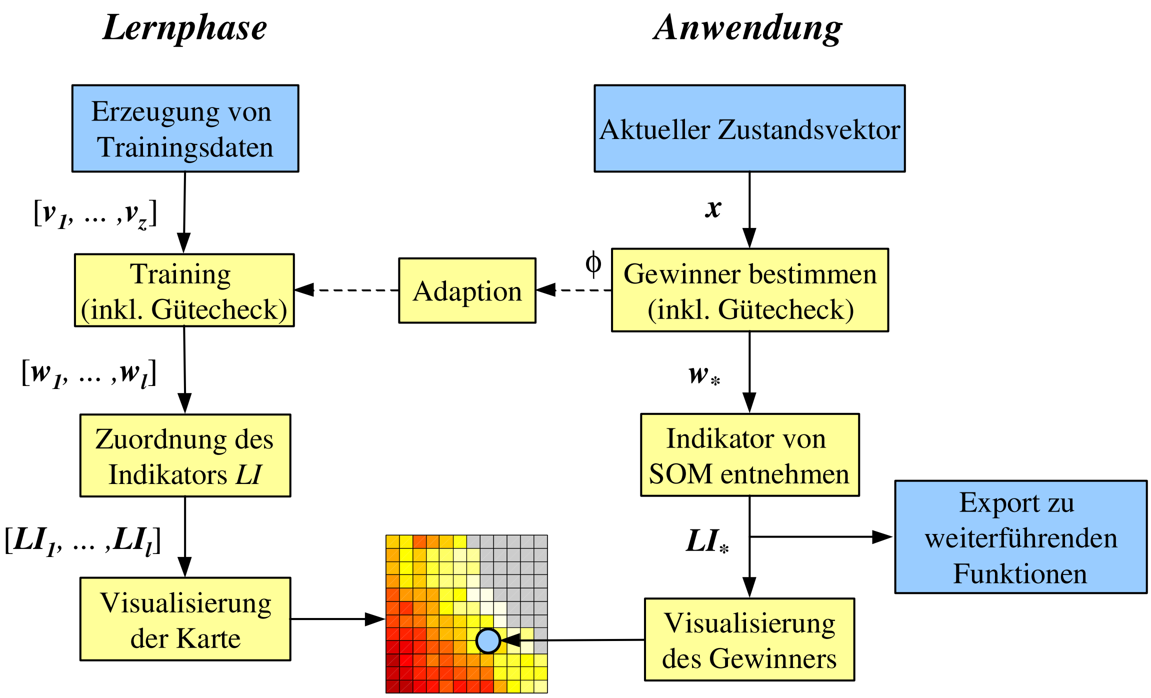


Bild 5.3: Ablaufdiagram für Lernphase und Anwendung der SOM im technischen Prozess

Die Auswahl von Einflussfaktoren kann durch statistische Methoden (z. B. Principal Component Analysis [79]) oder die Anwendung der Prozesskenntnisse geschehen. Hier wird eine Auswahl auf Basis des Prozesswissens realisiert, weil damit bessere Ergebnisse erzielt werden konnten. Dabei kommen die folgenden, in Kapitel 5.1 gewonnen, Erkenntnisse zum Einsatz:

- Probleme mit der Spannungsstabilität haben ihren Ursprung in Bereichen, in denen strukturelle Probleme vorliegen (schlechte Anbindung, keine Kompensation). Diese Bereiche können mittels der Modalanalyse identifiziert werden.

  □ Die Trainingsvektoren werden auf Größen aus diesen Bereichen beschränkt.

- Eine geringere Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitig hoher Last in kritischen Netzbezirken führt zu einem großen destabilisierenden Wirkleistungstransport.

  □ Die Wirkleistungseinspeisungen $P_{g,i}$ werden berücksichtigt.

- Ein Defizit von Blindleistung, z. B. bei Generatorausfällen, in kritischen Netzbezirken führt zum Stabilitätsverlust.

  □ Der Eingangsvektor beinhaltet den Abstand $Q_{res,i}$ zur Generatorblindleistungsgrenze.

- Räumlich eng benachbarte Knoten haben einen ähnlichen Einfluss auf die Stabilität.

  □ Für benachbarte Generatoren können die Summen $P_{g,i}$ und $Q_{res,i}$ gebildet werden.

Die Komponenten der Trainingsvektoren ergeben sich demnach gemäß Gl. (5.10), wobei k die Anzahl der Gruppen benachbarter, aufsummierter Knoten bezeichnet.

$$v = \left[P_{g,1}, \ldots, P_{g,k}, Q_{res,1}, \ldots, Q_{res,k}\right] \tag{5.10}$$

Bild 5.4 zeigt, dass explizite Topologieinformationen im Zustandsvektor nicht berücksichtigt werden müssen, da der Ausfall einer Leitung den Blindleistungsbedarf des Netzes beeinflusst und deshalb in den Werten der Blindleistung impliziert ist. In den beiden Graphen ist für zwei Generatorgruppen und jeweils vier Leitungsausfälle die zusätzlich verfügbare Blindleistung gegen die Änderung des Stabilitätsindikators ΔLI aufgetragen. Es wird deutlich, dass Ausfälle, die eine starke Änderung der Stabilität bedeuten (Fälle 1-3), durch eine starke Erhöhung des Blindleistungsbedarfs gekennzeichnet sind. Dabei treten sowohl Ausfälle auf, welche die Blindleistungsbereitstellung mehrerer Generatoren deutlich beeinflussen (Fall 2) als auch solche, die sich lokal auf einzelne Generatoren auswirken (Fälle 1+3). Die Störung im Fall 4 hat sowohl auf die Spannungsstabilität als auch auf den Blindleistungsbedarf nur einen geringen Einfluss.

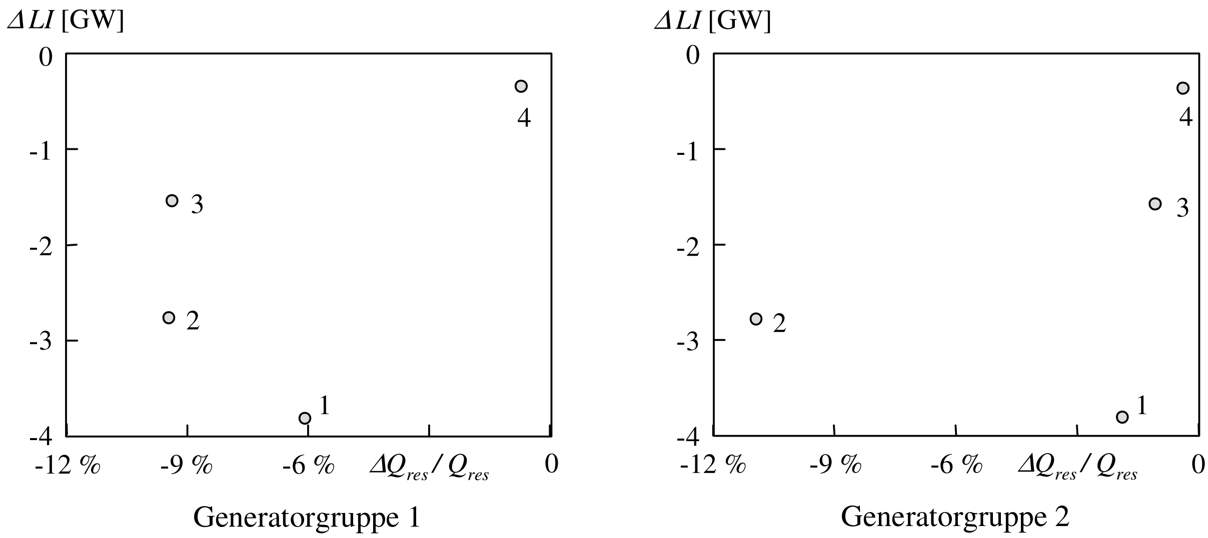


Bild 5.4: Abhängigkeit zwischen Stabilität und Blindleistungsbedarf nach Leitungsausfällen

Für die Erstellung der Trainingsdatensätze können sowohl archivierte Messwerte als auch simulierte Zustände herangezogen werden. Für Netze mit mehreren Hundert Knoten hat sich eine Zahl von einigen Tausend Trainingsdatensätzen als ausreichend erwiesen. Die einzelnen Zustände variieren im Lastniveau, dem Einspeisemuster, der Netztopologie und den Sollwerten der Spannungsregler. Der Vorteil von Messwerten besteht darin, dass der Datenraum auf real auftretende Einspeisemuster und Lastbereiche begrenzt wird. In jedem Fall müssen selten auftretende Störungsfälle simuliert und ergänzt werden.

Bei der Verteilung der Trainingsdaten ist zu beachten, dass während des Trainings in den Bereichen großer Datendichte viele Neuronen platziert werden und dadurch dort eine höhere Genauigkeit erreicht wird als in Gebieten geringer Datendichte. Es ist daher erforderlich, den Datenraum nahe der Stabilitätsgrenze stärker zu repräsentieren als unkritische Bereiche.

Vor dem Training müssen die Kartenparameter, insbesondere die Anzahl der Neuronen, festgelegt werden. Die gewählte Größe ergibt sich als Kompromiss aus Abbildungsgenauigkeit und Trainingsaufwand. Untersuchungen mit verschiedenen Kartengrößen haben gezeigt, dass eine Dimension von 12 x 12 Neuronen für Netze mit mehreren Hundert Knoten bereits gute Ergebnisse liefert und der Trainingsaufwand dabei zufriedenstellend ist.

Nach dem Abschluss des Trainingsprozesses muss jedem Neuron i ein Stabilitätsindikator LI_i zugeordnet werden. Dafür existieren zwei verschiedene Vorgehensweisen. Entweder wird der Mittelwert der Lasterhöhungsindikatoren aller in der rezeptiven Zone des Neurons i befindlichen Trainingsdatensätze verwendet, oder nach dem Training wird die Stabilität für den repräsentativen Zustandsvektor eines jeden Feldes mit dem analytischen Verfahren bestimmt. Die letzte Variante reduziert die Rechenzeit für das Training, da nicht für alle Trainingszustände LI bestimmt werden muss. Allerdings muss der reduzierte Merkmalsvektor zu einem vollständigen Zustandsvektor ergänzt werden.

Basierend auf den hinterlegten Indikatorwerten wird die SOM farbkodiert dargestellt. Dabei wird das Farbschema aus Bild 3.3 verwendet. Der Übergang von Grau nach Gelb wird mit $LI = 4\ LI_{min}$ festgelegt und der von Gelb nach Rot liegt bei $2\ LI_{min}$. Der besondere Vorteil dieser Darstellungsweise liegt darin, dass auf einen Blick der gesamte Zustandsraum abgebildet wird. In der Anwendungsphase kann so der aktuelle Betriebszustand im Kontext mit der Gesamtheit des Betriebsbereichs und so auch sein Abstand zur Stabilitätsgrenze auf einen Blick erkannt werden. Außerdem können vergangene und für die Zukunft prognostizierte Zustände abgebildet werden. Dadurch wird die Interpretation des aktuellen Zustands als Bestandteil des Systemverhaltens statt als isolierte Momentaufnahme möglich.

Der Einsatz der vollständig angelernten SOM zur Online-Stabilitätsbewertung des aktuellen Zustands des Energieversorgungssystems beinhaltet die folgenden Schritte (siehe Bild 5.3). Zuerst wird aus den Ergebnissen der State Estimation der reduzierte Eingangsvektor für die

SOM bestimmt. Mit dessen euklidischem Abstand zu den Gewichtungsvektoren $\boldsymbol{w}_i$ wird das Gewinnerneuron i_* bestimmt. Der dort hinterlegte Indikator LI_* wird entnommen und als Bewertungsgröße für den aktuellen Betriebszustand verwendet. Außerdem kann der Wert an andere Funktionen (z. B. Handlungsunterstützung) weitergegeben werden. Das Gewinnerneuron wird auf der SOM gekennzeichnet und erlaubt so die visuelle Bewertung der Situation.

Da die SOM den Zustandsraum nur so gut abbilden kann wie dies die Trainingsdaten erlauben, ergeben sich Fehlbeurteilungen, wenn Zustände bewertet werden sollen, die stark von den berücksichtigten Trainingsdaten abweichen. Eine solche Abweichung ergibt sich bei ungenügender Modellierung der Trainingsszenarien oder einer außergewöhnlichen Betriebssituation. Um in diesem Fall dem Schaltpersonal anzuzeigen, dass bei der Verwendung der Stabilitätsbewertung mittels der SOM besondere Vorsicht geboten ist, wird fortwährend ein Gütemaß für die Abbildungsgenauigkeit bestimmt. Dazu wird der euklidische Abstand zwischen dem aktuellen Merkmalsvektor $\boldsymbol{x}$ und dem Gewinnervektor $\boldsymbol{w}_*$ gemäß Bild 5.5 ermittelt. Überschreitet er eine obere Schranke, die sich als maximaler Abstand zwischen den Lerndaten und den zugehörigen Gewinnerneuronen ergibt, so wird ein Fehler ϕ=1 gemeldet. In diesem Fall muss eine genauere Analyse durchgeführt werden. Eventuell muss eine Adaption der SOM an die nicht berücksichtigten Betriebszustände stattfinden. Für die Adaption existieren verschiedene Varianten der SOM, auf die in [11] genauer eingegangen wird.

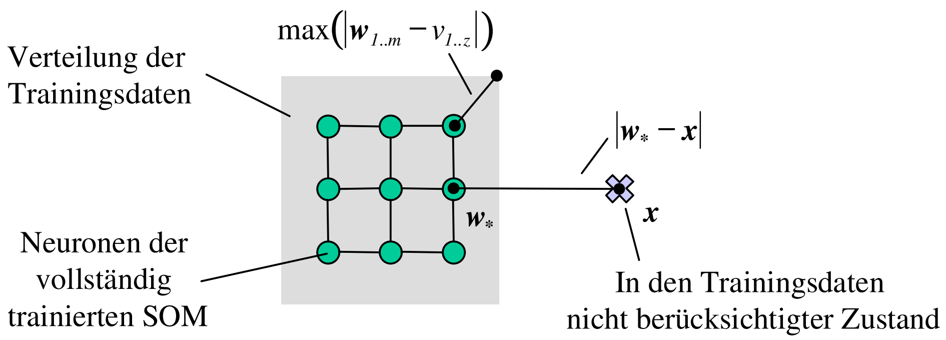


Bild 5.5: Kontrolle der Aussagengüte

Das beschriebene Konzept auf Basis der SOM ermöglicht eine Online-Stabilitätsbewertung. Durch die geringe Rechenzeit und die klassifizierende Eigenschaft ist das Verfahren geeignet, neben der Bewertung des aktuellen Betriebszustands die Bereitstellung von Handlungsvorschlägen zu realisieren. Die dafür entwickelte Vorgehensweise wird nachfolgend beschrieben.

5.2.3 Automatische Bereitstellung von Handlungsvorschlägen mit der SOM

Für die automatische Bereitstellung von Handlungsvorschlägen sind drei Teilschritte erforderlich, in denen die SOM jeweils das zentrale Element bildet:

- Erkennen des Handlungsbedarfs,
- Konkretisierung generischer Maßnahmen,
- Bewertung der konkretisierten Maßnahmen.

Bild 5.6 zeigt den Ablauf des neu entwickelten Verfahrens zur Umsetzung der drei Teilschritte [80].

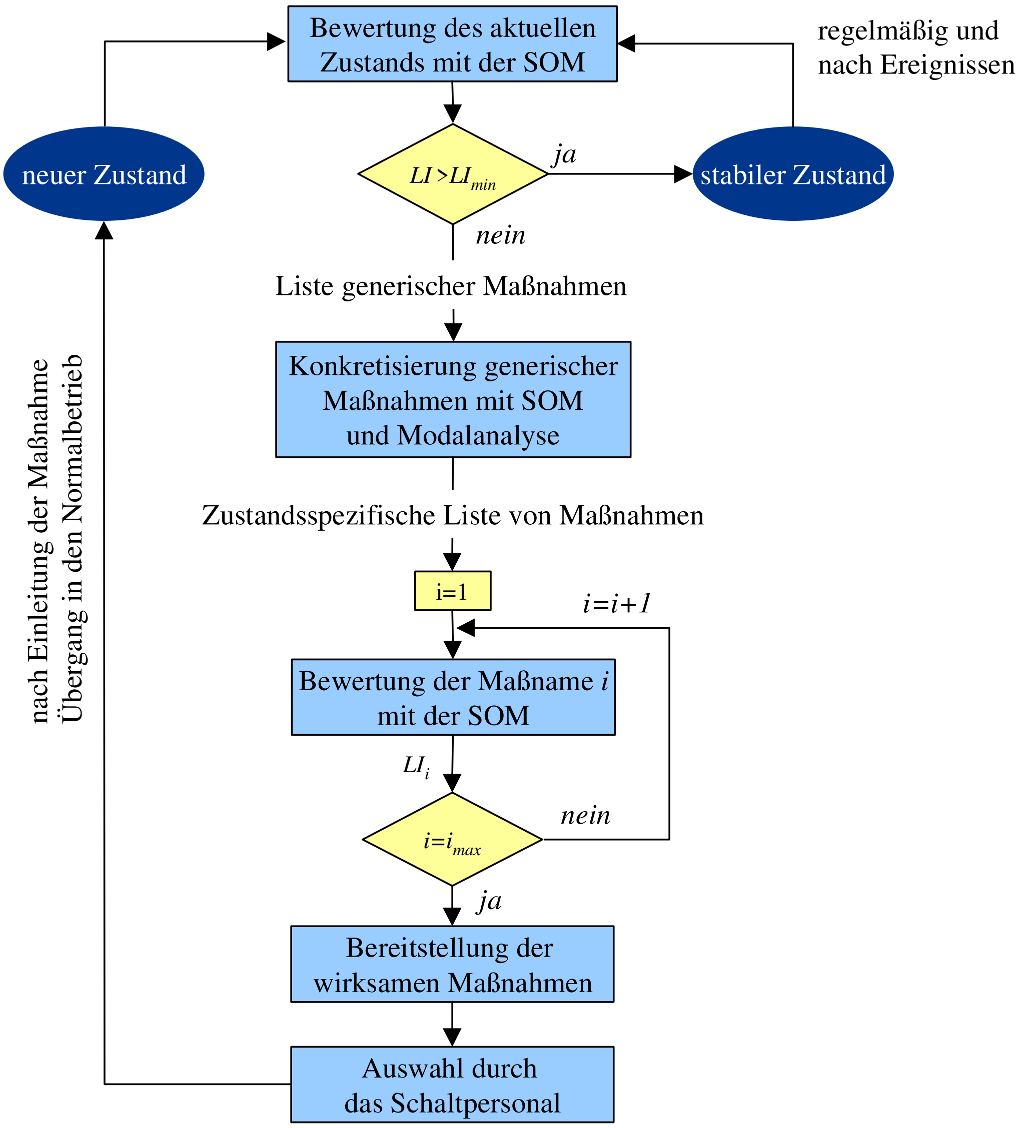


Bild 5.6: Bereitstellung von Handlungsvorschlägen zur Sicherung der Spannungsstabilität

Ausgehend von einem aktuellen Betriebszustand wird die Stabilitätsreserve zyklisch (30 Sekunden) sowie nach dem Eintreten von Ereignissen mittels der SOM überprüft. Wird dabei festgestellt, dass der Stabilitätsindikator LI kleiner als LI_{min} ist, müssen Maßnahmen zur Stabilisierung eingeleitet werden. Die Grenze von LI_{min} ergibt sich als netzspezifischer Wert aus den Untersuchungen in Kapitel 5.1.1.

Der erste Schritt für die Handlungsauswahl ist die Konkretisierung der o. g. generischen Maßnahmen. Dafür werden sowohl die SOM als auch die Modalanalyse verwendet. Die allgemeinen Maßnahmen werden auf spezifische Betriebsmittel übertragen. Danach wird für jede Maßnahme ein Lastfluss berechnet und die Stabilität des neuen Zustands mit der SOM bestimmt. Die Zunahme der Stabilitätsreserve ist ein Maß für die Wirksamkeit des Prozess-eingriffs. Nachdem alle Maßnahmen bewertet worden sind, wird dem Schaltpersonal die Auswahl der Handlungen präsentiert, die das Erreichen der geforderten Mindeststabilität ermöglichen. Im Anschluss an einen Prozesseingriff kehrt der Algorithmus mit einem neuen Betriebszustand in die Wartestellung zurück.

Der wichtigste und anspruchsvollste Teilschritt des beschriebenen Algorithmus ist die Erzeugung der zustandsspezifischen Liste mit Handlungsvorschlägen. Dabei müssen die Maßnahmen unterschieden werden, bei denen allein die Zuordnung einer generischen Maßnahme zu einem konkreten Betriebsmittel erforderlich ist, und solche, bei denen zusätzlich die Höhe des Prozesseingriffs ermittelt werden muss. Während ersteres über die Modalanalyse möglich ist, wird für letzteres die SOM in Kombination mit einem OPF verwendet.

Mittels der Modalanalyse der Lastfluss-Jacobi-Matrix werden für den aktuellen Betriebszustand die Knotenbeteiligungsfaktoren b_K und Zweigbeteiligungsfaktoren b_Z bestimmt. So wird es möglich, kritische Netzbereiche zu identifizieren und generische Maßnahmen entsprechend zu konkretisieren. Die Rechenzeit für die Modalanalyse beträgt mit einem Pentium II 350 MHz für das verwendete 126-knotige Testnetz weniger als 5 Sekunden. Damit ist die Online-Fähigkeit gegeben.

Bild 5.7 gibt einen Überblick über die Relevanz der einzelnen Beteiligungsfaktoren für die Festlegung der verschiedenen Maßnahmen. Im Rahmen von Voruntersuchungen muss bestimmt werden, von welcher Höhe der Beteiligungsfaktoren an die zugehörigen Betriebsmittel für Maßnahmen relevant sind. Dafür werden die Grenzen $b_{Z,grenz}$ und $b_{K,grenz}$ festgelegt.

Zur Bestimmung der Leitungen, für welche die Schutzparameter präventiv adaptiert werden sollen, werden die Zweigbeteiligungsfaktoren verwendet. Kompensationseinrichtungen werden an den Knoten, die sich durch kritische Knotenbeteiligungsfaktoren auszeichnen, zugeschaltet. Untersuchungen haben gezeigt, dass die Erhöhung der Generatorsollspannung unabhängig von der Lage der Generatoren einen stabilisierenden Effekt hat. Daher wird für diese Maßnahme keine Konkretisierung mit Beteiligungsfaktoren erforderlich. Die Stabilisierung durch die Blockade der Transformatorstufensteller ist an Knoten erforderlich, deren Knotenbeteiligungsfaktoren den Relevanzwert $b_{K,grenz}$ überschreiten.

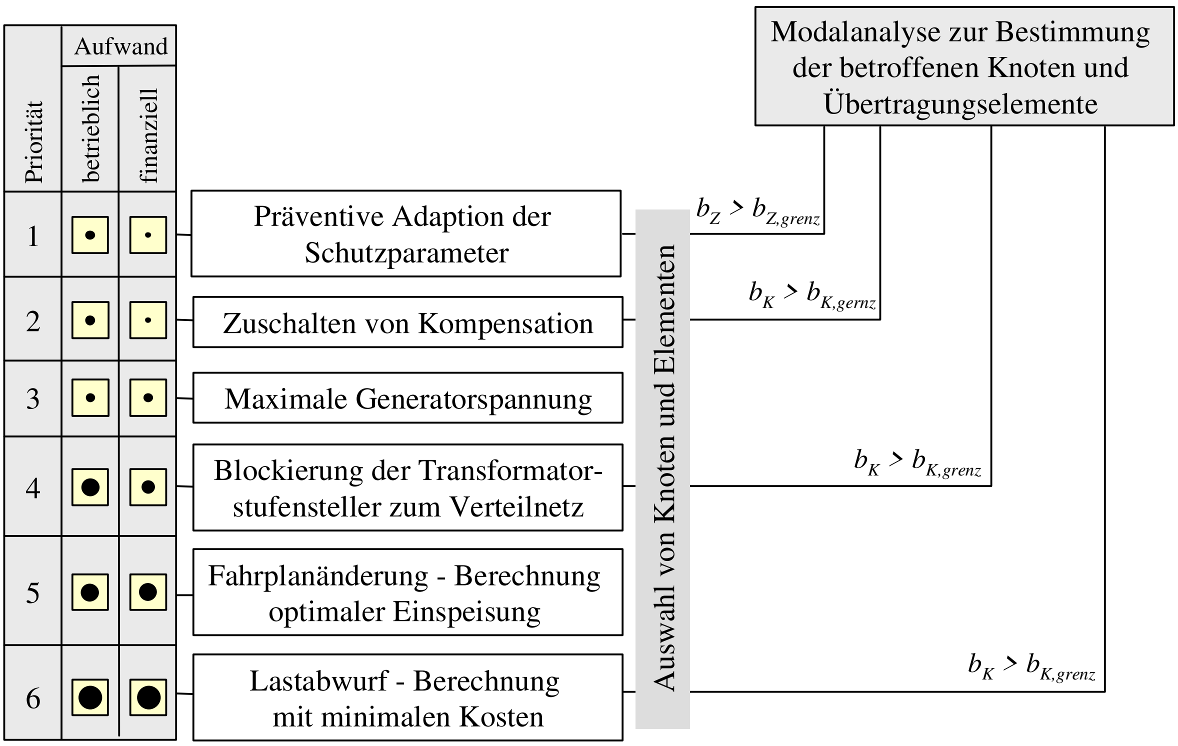


Bild 5.7: Umsetzung generischer Maßnahmen in konkrete Sollwerte und Schalthandlungen

Während für die bisher genannten Maßnahmen lediglich bestimmt werden muss, für welches Betriebsmittel sie durchgeführt werden, spielt bei der Veränderung einzelner Einspeisungen und beim Lastabwurf die Höhe des Eingriffs eine wichtige Rolle. Dafür muss jeweils ein Optimierungsproblem gelöst werden. Bei der Fahrplanänderung geht es um eine minimale Umverteilung der Einspeisungen für das Erreichen einer Mindeststabilität. Der Lastabwurf soll ebenfalls möglichst gering sein. Die Formulierung des Optimierungsziels kann sowohl rein technisch als auch unter Berücksichtigung finanzieller Aspekte stattfinden.

Am Beispiel der Fahrplanänderung wird nachfolgend erläutert, wie das Optimierungsproblem formuliert, gelöst und sein Ergebnis mittels der SOM online bereitgestellt wird. Dazu ist es erforderlich, die unter den gegebenen Randbedingungen optimalen Einspeisungen zu bestimmen und die aktuellen Fahrpläne in Richtung auf das Optimum zu modifizieren. Zielsetzung des eingesetzten OPF ist die Maximierung des Stabilitätsindikators LI, gemäß F_1 (Gl. (5.11)). Allerdings würde bei dieser direkten Berücksichtigung der Zielfunktion im OPF eine optimale Einspeisung für die maximal mögliche Last berechnet. Da dieses nicht linear auf das aktuelle Lastniveau umzurechnen ist, kann die Zielfunktion F_1 nicht verwendet werden.

$$F_1 = LI \overset{!}{=} \max \qquad\qquad F_2 = \sum_{i=1}^{n} Q_{g,\,i} \overset{!}{=} \min \tag{5.11}$$

Als Alternative wird daher die Zielfunktion F_2 gemäß Gl. (5.11) verwendet. Dadurch, dass die Spannungsstabilität ein Problem des Blindleistungshaushalts ist, ist der optimale Zustand auch durch ein Minimum an Blindleistungsbedarf gekennzeichnet.

Wirtschaftliche Betrachtungen werden in dieser einfachen Zielfunktion nicht berücksichtigt. Denkbar ist allerdings die Integration der Kosten für die Leistungsänderung jedes einzelnen Generators. Neben den Kosten für die Wirkleistungsänderung müssen auch Kosten für Blindleistungsänderungen berücksichtigt werden [81].

Die Leistungsgleichungen sowie die Begrenzung der Zustandsvariablen durch ihre unteren und oberen Grenzen stellen die Nebenbedingungen des OPF dar. Der Zustandsvektor $\boldsymbol{x}$ der Optimierung setzt sich gemäß Gl. (5.12) zusammen. Als beeinflussbare Variablen sind dabei lediglich die Wirkleistungseinspeisungen enthalten. Alle anderen Größen ergeben sich in Abhängigkeit davon. Bei der Auswahl wurde eine Beschränkung der Stellgrößen allein auf die Wirkleistung vorgenommen, damit das Ergebnis der Optimierung nicht als unüberschaubarer Vektor aus Spannungssollwerten, Transformatorstufenstellungen und Einspeisungen besteht. Mit dieser Formulierung des OPF kann das Ergebnis dem Schaltpersonal als optimales Einspeisemuster $\boldsymbol{p}_{g,opt}$ präsentiert werden. Die Lösung geschieht mit dem Verfahren der sequenziellen quadratischen Programmierung [69].

$$\boldsymbol{x}^T = [\boldsymbol{p}_g, \boldsymbol{q}_g, \boldsymbol{u}_{PQ}, \boldsymbol{\delta}] \tag{5.12}$$

Für die Modifikation des aktuellen Einspeisemusters $\boldsymbol{p}_{g,akt}$ in Richtung von $\boldsymbol{p}_{g,opt}$ wird eine schrittweise Vorgehensweise verwendet. Dabei werden Schritte von $\Delta\boldsymbol{p}_g = \kappa\,(\boldsymbol{p}_{g,opt} - \boldsymbol{p}_{g,akt})$

verwendet. Die Schrittweite κ sollte nicht zu klein sein, damit sich eine signifikante Stabilitätsverbesserung ergibt. Andererseits darf κ nicht zu groß sein, um den Prozesseingriff möglichst gering zu halten. Wenn sich nach der Überprüfung der Stabilität mit der SOM zeigt, dass die Stabilitätsverbesserung nicht ausreicht, muss ein weiterer Schritt durchgeführt werden.

Da die Lösung eines OPF einige Minuten benötigt [55] und deshalb nach schwerwiegenden Ereignissen für die aktuelle Situation nicht mehr zeitnah bereitsteht, wird eine Lösung mit der SOM verwendet. Dabei wird, wie nachfolgend beschrieben, jedem Feld der SOM, äquivalent zur Hinterlegung von *LI*, ein optimiertes Einspeisemuster zugeordnet.

Nach dem Training der SOM steht jeder Gewichtungsvektor für einen repräsentativen Betriebszustand. Für diesen repräsentativen Zustand wird der oben beschriebene OPF durchgeführt. Das optimierte Einspeisemuster wird dem Feld der SOM zugeordnet. Im Online-Betrieb wird auf das hinterlegte Optimierungsergebnis zurückgegriffen, um die Fahrpläne des aktuellen Betriebszustands zu modifizieren. Nachdem eine lineare Anpassung des optimalen Einspeisemusters an das aktuelle Lastniveau stattgefunden hat, wird das Ergebnis dem Schaltpersonal angezeigt. Ein Beispiel für ein Optimierungsergebnis sowie die Illustration des SOM-basierten Verfahrens zeigt Kapitel 5.3.

Durch die Bewertung des betrieblichen und finanziellen Aufwandes kann den einzelnen Maßnahmen im Vorfeld des Betriebs ein Prioritätswert zugeordnet werden. Zur Beurteilung der Kosten einer Maßnahme ist sowohl die Einflussnahme auf die Kraftwerksfahrpläne als auch der Ertragsausfall durch nicht übertragene Energie nach Lastabwurf oder Lastreduktion zu berücksichtigen. In der gezeigten Liste wird der finanzielle Aufwand nur heuristisch angegeben. Erst nach der Lösung des Optimierungsproblems sind konkrete Werte bekannt. Bei der Bewertung des betrieblichen Aufwandes ist insbesondere die Einschränkung der Versorgungsqualität (z. B. durch Absenkung der Spannung) von Bedeutung.

Dem Schaltpersonal bleibt die Freiheit, eine der vorgeschlagenen Maßnahmen auszuwählen. Dabei spielen neben den in die Berechnung integrierten Randbedingungen weitere Aspekte eine Rolle. Sowohl aktuelle betriebliche Zwänge (z. B. durch Instandhaltungsarbeiten) oder auch Fragen der Betriebsphilosophie sind von Bedeutung. Letztere könnten z. B. zur Folge haben, dass ein Lastabwurf der Reduktion der Lastspannung vorgezogen wird, damit ein definierter Versorgungszustand gewährleistet ist.

5.3 Verifikation

Um die beschriebenen Verfahren anhand eines realen Netzes zu veranschaulichen, wird im Folgenden die Bewertung und Korrektur einer durch kaskadierte Generatorausfälle hervorgerufenen Großstörung in einem realen Transportnetz untersucht.

Das der Berechnung zugrunde liegende Netz ist in [68] beschrieben und besteht aus 126 Knoten auf der 220-kV-Ebene und der 380-kV-Ebene. Bild 5.8 zeigt die 380-kV-Ebene mit den Einspeisungen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die 220-kV-Ebene nicht dargestellt, zumal auch in der 380-kV-Ebene die grundlegende Struktur und die Besonderheiten des Netzes deutlich werden.

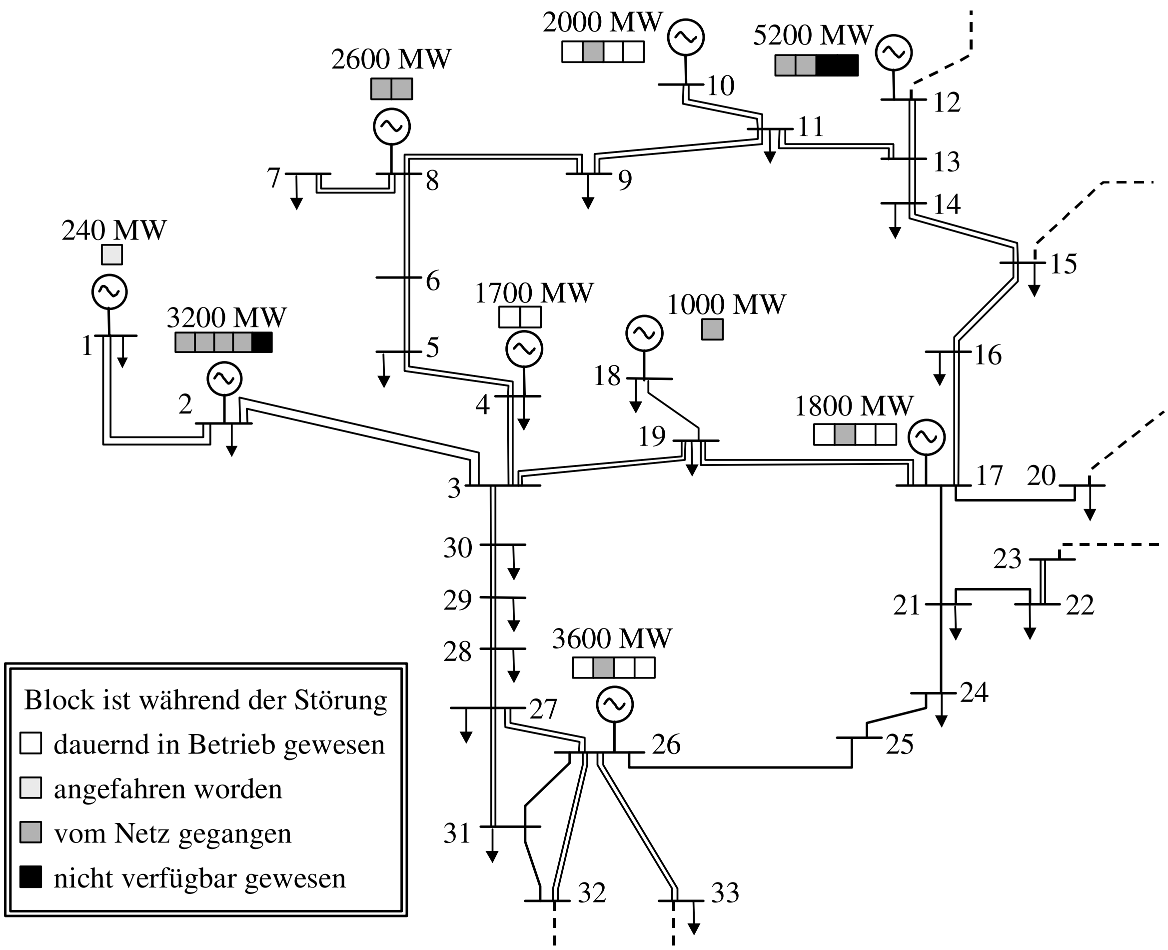


Bild 5.8: 380-kV-Ebene des zur Simulation verwendeten realen Netzes

Wichtig für das Systemverhalten ist die Tatsache, dass der Bereich um Knoten 1 und Knoten 2 nur über lange Leitungen mit dem Kernnetz verbunden ist. Für die Sicherstellung eines ausgeglichenen Blindleistungshaushalts ist dort eine Vielzahl von Kompensationseinrichtungen installiert.

Tabelle 5.2 beschreibt den Verlauf der Störung mit den eingetretenen Ereignissen. Da ausschließlich stationäre Berechnungen durchgeführt wurden, werden statt des konkreten Zeitverlaufs feste Betriebszustände T1-T7 während des Störungsverlaufs betrachtet. Dabei stellt T7 den letzten Zustand dar, für den der Lastfluss konvergiert. Im weiteren Verlauf existiert kein stabiler Betriebspunkt mehr.

Tabelle 5.2: Modellierte Szenarien für Störungsnachbildung [68]

Nr.	Zeitpunkt	Ereignis
1	T1 = 10:00	Normalbetrieb (extreme Winterstarklast)
2	T2 = 10:55	Ausfall 2B (600 MW) - vereister Messfühler Speisewassertank
3	T3 = 11:28	Ausfall 2A (700 MW) - Explosion des Generatorkuppelschalters
4	T4 = 11:31	Anfahren von drei Gasturbinen 1A-1C (je 80 MW)
5	T5 = 11:42	Ausfall 2C (600 MW) - Brand in einer Ölverteilungsleitung Ausfall 2D (700 MW) - Überstrom im Läufer
6	T6 = 11:44	Lastabwurf von in Summe 450 MW (Knoten 1,2,3)
7	T7 = 11:50	Ausfall 26B (900 MW) und 18A (1000 MW)

Bild 5.9 zeigt den analytisch bestimmten Stabilitätsindikator *LI* für die untersuchten Zeitpunkte.

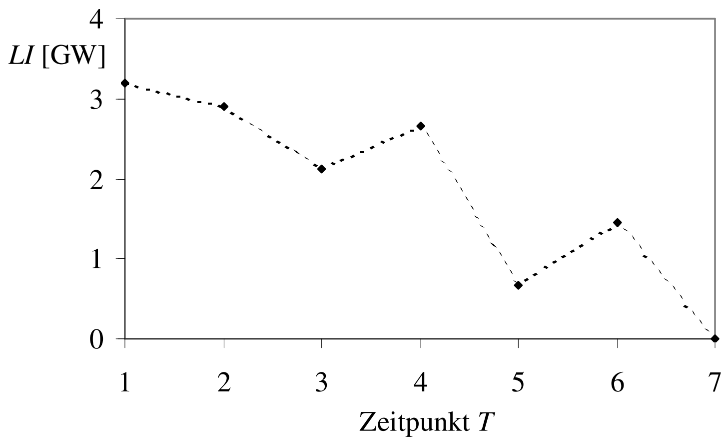


Bild 5.9: Verlauf der Stabilitätsindikatoren für das untersuchte Störungsszenario

Der Ursprung der betrachteten Großstörung lag in einer Folge von unabhängig voneinander eingetretenen Generatorausfällen an den Knoten 2, 18 und 26. Obwohl die Schaltleitung als

Störungsreaktion Gasturbinen an Knoten 1 angefahren sowie Last an den Knoten 1-3 abgeworfen hat, konnte das System nicht mehr stabilisiert werden, und es trat ein Spannungskollaps ein. Dadurch wurden weitere Generatoren abgeschaltet, und weite Teile des Netzes konnten nicht mehr versorgt werden.

5.3.1 Stabilitätsbewertung

Zunächst wird nun erläutert, wie das Anlernen der SOM mit den Netzdaten abläuft und welche Ergebnisse erzielt werden. Danach wird der Verlauf der Zustandstrajektorie auf der Karte während der Großstörung gezeigt, wobei die Fortschritte für die Prozessüberwachung erläutert werden.

Für die Zusammenstellung des reduzierten Zustandsvektors für das Training der SOM werden die in Kapitel 5.2.2 erarbeiteten Richtlinien verwendet. Obwohl aufgrund der Netzstruktur der westliche Netzausläufer besonders zu Stabilitätsproblemen neigt, kann in unwahrscheinlichen Konstellationen auch ein anderer Bereich Probleme hervorrufen. Deshalb werden sowohl Wirkleistungseinspeisung als auch der Abstand zu den Blindleistungsgrenzen an über das gesamte Netz verteilten Kraftwerksstandorten verwendet. Der Trainingsdatensatz besteht aus 5000 Vektoren mit Komponenten gemäß Gl. (5.13). Für die Validierung werden zusätzlich 500 Datensätze gleichen Typs erzeugt.

$$
\begin{aligned}
v = \big[& P_{g,2}, P_{g,4}, P_{g,8}, P_{g,10}, P_{g,12}, P_{g,17}, P_{g,18}, P_{g,26}, \\
& Q_{res,2}, Q_{res,4}, Q_{res,8}, Q_{res,10}, Q_{res,12}, Q_{res,17}, Q_{res,18}, Q_{res,26} \big]
\end{aligned}
\tag{5.13}
$$

Auf die Normierung der Komponenten wird verzichtet, damit große Einspeisungen, die einen relativ großen Einfluss auf die Stabilität haben, ihr Gewicht behalten und so bei der Organisation der Karte eine angemessene Rolle spielen.

Für die Erzeugung der unterschiedlichen Zustände werden Variationen des Lastniveaus und des Einspeisemusters vorgenommen. Die Lasten werden dabei zwischen 80 % und 110 % einer Starklastsituation verändert. Einzelne Generatoren liegen mit ihrer Erzeugung zwischen einer minimalen und einer maximalen Wirkleistungseinspeisung bzw. werden als ausgefallen behandelt. Zusätzlich wird, ausgehend von einer Grundtopologie, der gleichzeitige Ausfall von maximal drei beliebigen Betriebsmitteln berücksichtigt.

Bild 5.10 zeigt den Quantisierungsfehler μ_Q, das sich aus der topographischen Funktion μ_T ergebenden Entfaltungsmaß k_{max} und die Standardabweichung $\mu_{A\sigma}$ des Stabilitätsindikators für den Verlauf des Trainings. Es wurde eine Karte mit einer Größe von 12x12 Neuronen mit dem beschriebenen Trainingsdatensatz trainiert. Nach 50.000 Lernschritten ist eine aus technischer Sicht zufriedenstellende Abbildungsgüte von $\mu_{A\sigma} = 5$ % der Starklast erreicht.

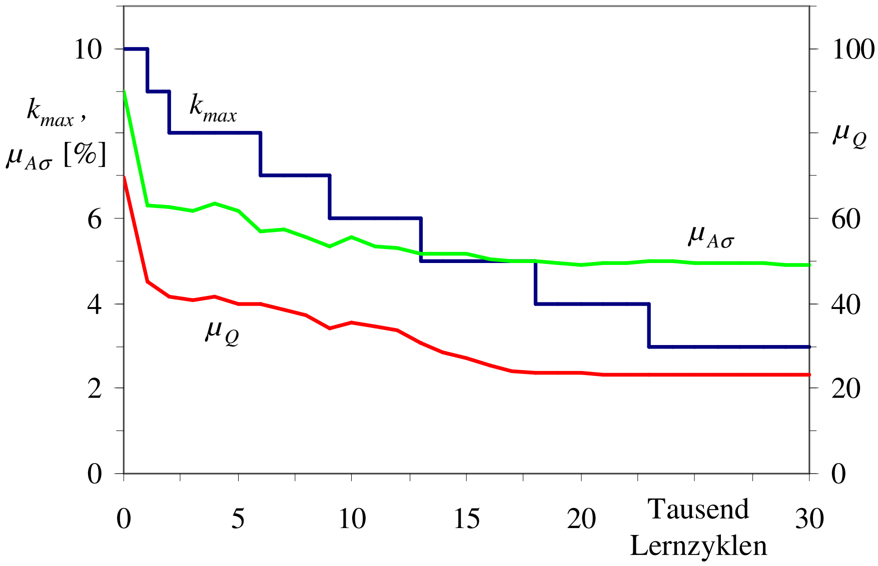


Bild 5.10: Gütemaße der SOM während des Lernprozesses

Bei der Analyse des Entfaltungsprozesses der SOM mittels des Wertes k_{max} zeigt sich allerdings, dass sich die SOM nicht optimal im Raum ausgebreitet hat. Dieses Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass ein Konflikt zwischen der Dimensionalität der Lerndaten und den zwei Dimensionen der Karte besteht. Für die Anwendung bedeutet das, dass sich aus einer kontinuierlichen Variation eines Eingangsvektors nicht in jedem Fall der Übergang zu einem benachbarten Feld der SOM ergibt, sondern auch Sprünge von bis zu $k_{max} = 3$ Feldern auf der Karte auftreten können. Die geringe Standardabweichung des Abbildungsfehler $\mu_{A\sigma}$ ist jedoch ein Indiz dafür, dass sich die verzerrten Bereiche beim hinterlegten Indikator nicht stark unterscheiden, und die Karte deshalb für den praktischen Einsatz in der Form verwendet werden kann.

Nach dem Training der SOM wird die Stabilität der Zustände auf der SOM mit dem analytischen Verfahren bewertet und der Indikator *LI* zur Färbung der Karte hinterlegt. So wird die Rechenzeit für das Training reduziert, da nicht für alle 5000 Trainingszustände *LI* bestimmt werden muss.

Nach der Berechnung des Lasterhöhungsindikators *LI* für jedes Neuron ergibt sich die Karte gemäß Bild 5.11. Gemäß der in Kapitel 2.1 festgelegten Farbpalette zeigen die roten Felder im unteren linken Bereich der Karte eine geringe Stabilitätsreserve, während die grauen Felder (rechts oben) stabile Betriebszustände kennzeichnen. Das Schaltpersonal kann auf einen Blick erkennen, ob sich der aktuelle Betriebszustand im kritischen oder unkritischen Bereich befindet.

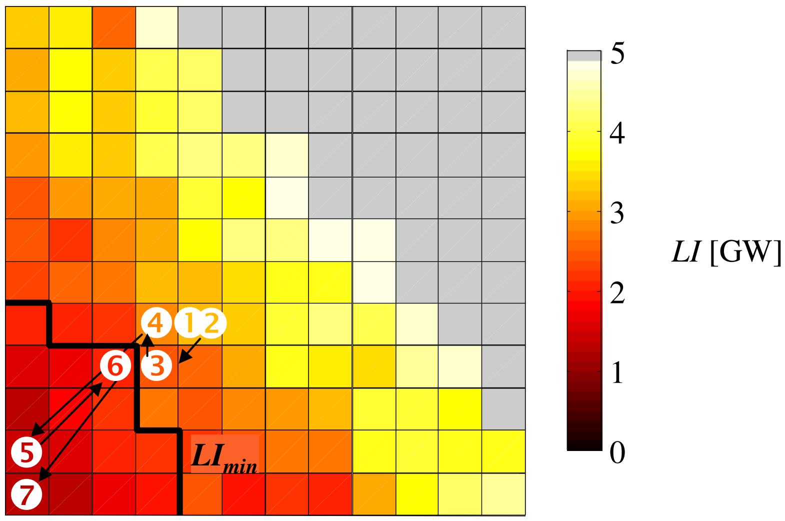


Bild 5.11: Trainierte und bewertete SOM mit Störungstrajektorie

Die Leistungsfähigkeit der SOM lässt sich mit der Analyse der real aufgetretenen Störung im betrachteten Netz veranschaulichen. Bild 5.11 zeigt den Verlauf vom Normalzustand T1 bis zum Eintreten des Kollapses zum Zeitpunkt T7. Es wird deutlich, dass die SOM den Stabilitätsverlust sehr genau wiedergibt. Es zeigt sich auch, dass der Lastabwurf, der durch den Übergang von T5 nach T6 repräsentiert wird, nicht ausgereicht hat, um die Grenze zum (n-1)-sicheren Betriebsbereich von LI_{min} = 1,5 GW zu erreichen. Mit der SOM als Analysewerkzeug hätte die kritische Situation besser eingeschätzt werden können. Durch das anschließende Ergreifen rechtzeitiger Maßnahmen wäre der Spannungskollaps vermieden worden.

5.3.2 Entscheidungsunterstützung

Mit dem beschriebenen Verfahren können neben dem aktuellen Zustand auch Handlungsvorschläge bewertet werden. Die dafür in Kapitel 5.2.3 beschriebene Vorgehensweise wird nachfolgend für zwei Maßnahmen exemplarisch am Beispielszenario veranschaulicht. Zunächst wird gezeigt, wie die Erhöhung der Generatorsollspannung die Stabilität verbessert. Im Anschluss wird die Zuordnung optimierter Maßnamen zu den Feldern der SOM während des

Trainings und deren Online-Einsatz am Beispiel der Fahrplanänderung beschrieben. Alle Maßnahmen werden für den Störungszeitpunkt T5 bestimmt. Dieser stellt bereits einen unzulässigen Zustand mit einem Indikatorwert *LI* < 1,5 GW dar.

Bei der Untersuchung der Maßnahme „Erhöhung Generatorsollspannung" zeigt sich, dass sie unabhängig von der Lage der Generators eine Stabilitätsverbesserung ergibt (Bild 5.12). Daher ist die Berücksichtigung von Beteiligungsfaktoren nicht erforderlich. Für die Simulation wurde die Sollwerterhöhung von den Generatorknoten mit einem großen Beteiligungsfaktor b_G schrittweise auf die mit einem geringen ausgeweitet, ohne dass sich jedoch der Stabilitätszuwachs tendenziell verändert. Somit wird die Maßnahme der Erhöhung der Spannungssollwerte nicht auf einzelne Knoten beschränkt, sondern für alle Generatoren vorgeschlagen.

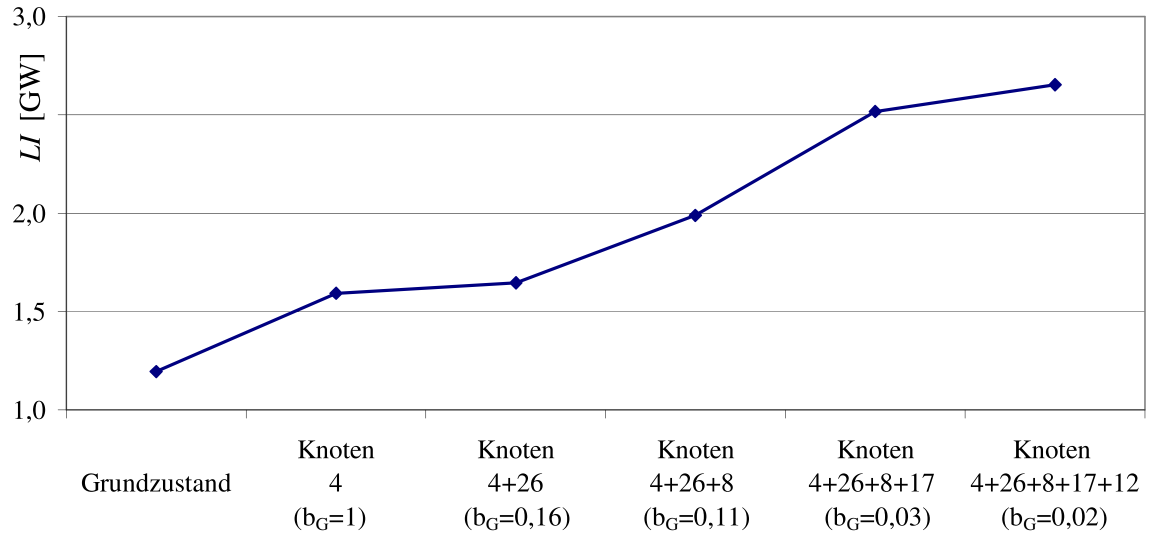


Bild 5.12: Stabilitätserhöhung durch Variation der Generatorsollspannung

Die zweite analysierte Maßnahe ist die Veränderung von Generatoreinspeisungen. Für alle Felder der SOM mit einem Wert von $LI \leq 3$ GW wird zur Bestimmung eines stabilitätsoptimalen Einspeisemusters ein OPF gerechnet. Die Ergebnisse werden den Feldern der SOM hinterlegt. Die Verifikation des Verfahrens ist in Bild 5.13 dokumentiert.

Für zwei Felder wurden zufällig je zehn Betriebszustände, für die das betreffende Feld das Gewinnerfeld ist, ausgewählt. Anschließend wurde das hinterlegte Einspeisemuster auf die zehn Betriebszustände übertragen und bestimmt, welche Stabilitätsverbesserung sich ergibt. Obwohl durch den generalisierenden Charakter der SOM unterschiedlichste Zustände auf ein Feld abgebildet werden, kann stets eine Verbesserung der Stabilität erzielt werden. Schwierigkeiten ergeben sich allerdings dadurch, dass das Optimierungsergebnis für den Fall, dass ein Generator ausgefallen ist, nicht mehr genau übertragen werden kann. Dies spiegelt sich in den Fällen wider, in denen nur eine geringe Stabilitätsverbesserung eintritt.

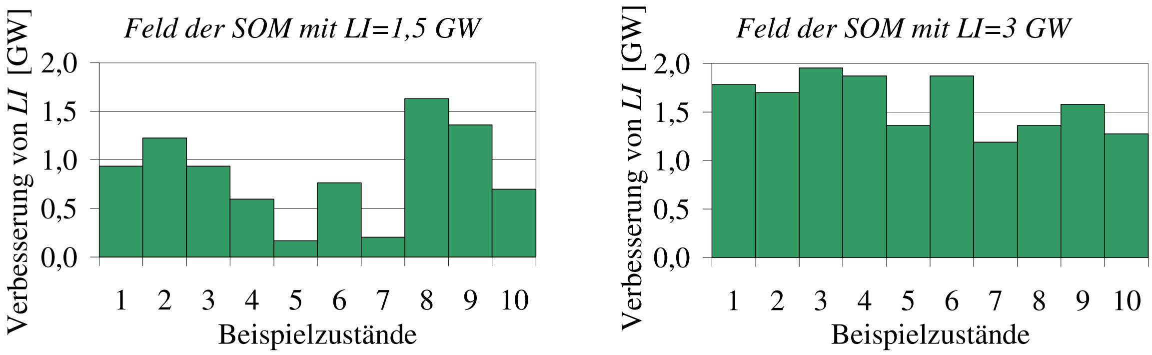


Bild 5.13: Verbesserung der Spannungsstabilität für zwei ausgewählte Felder der SOM

Für den betrachteten Störungszeitpunkt T5 kann dem zugehörigen Gewinnerfeld auf der SOM das in Bild 5.14 dargestellte optimale Einspeisemuster entnommen werden. Die dargestellte Verteilung wurde für den repräsentativen Zustand des Gewinnerfeldes berechnet. Sie kann nur nach Modifikationen auf das Szenario T5 übertragen werden, da bei T5 zusätzliche Generatoren ausgefallen sind. Durch die Variation der verfügbaren Generatoren in Richtung der optimalen Einspeisungen kann trotzdem eine Stabilitätsverbesserung von LI = 1,4 GW auf LI = 2,1 GW erreicht werden. Das Optimierungsergebnis zeigt eine klare Tendenz zur Verschiebung der Einspeisungen in den kritischen Netzbereich. Während für die Generatoren an den Knoten 2 und 10 eine Erhöhung der Einspeisung empfohlen wird, soll sie am Knoten 26 reduziert werden. Aufgrund der Generalisierung durch die SOM wird auch an Knoten 20 eine Leistungserhöhung vorgeschlagen, die für den speziellen Fall jedoch nicht optimal ist.

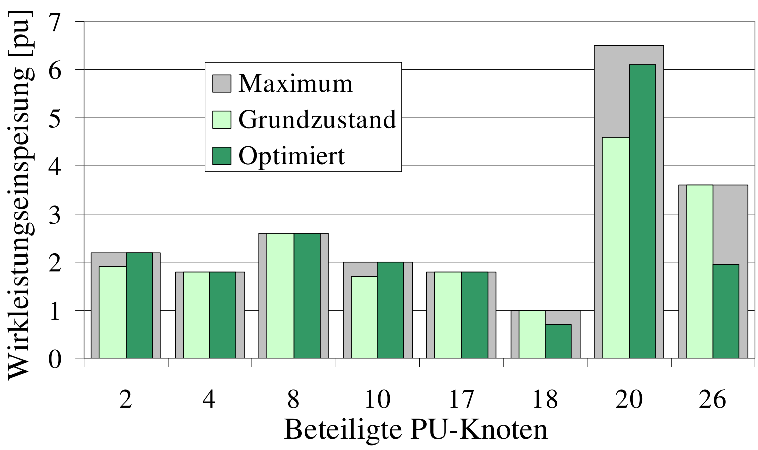


Bild 5.14: Verändertes Einspeisemuster für das Gewinnerfeld der SOM

Die Verbesserung der Stabilität durch die Handlungsvorschläge kann Bild 5.15 entnommen werden. Der Ausschnitt der SOM zeigt die Veränderung des Systemzustands ausgehend vom Szenario T5. Der Zustand 8 ergibt sich nach der Erhöhung der Generatorsollspannung auf den Maximalwert. Es zeigt sich, dass diese Maßnahme allein nicht ausreicht, um die Mindeststabilität zu erreichen. Bei der alleinigen Veränderung der Fahrpläne ergibt sich der Zustand 9. Dieser bedeutet eine ausreichende Stabilität.

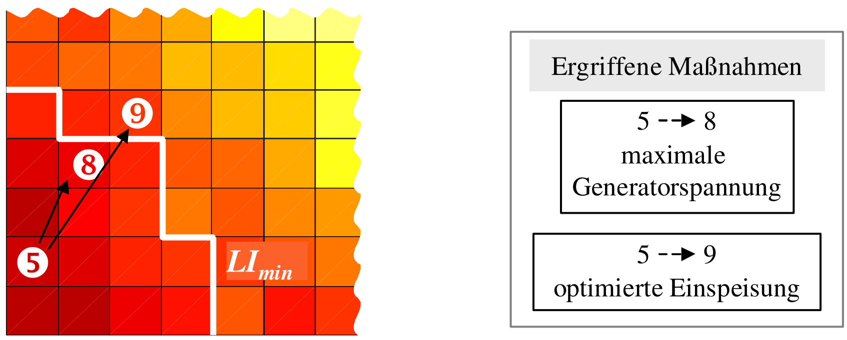


Bild 5.15: Stabilitätsverbesserung durch Maßnahmen

5.3.3 Visualisierungskonzept

Nachdem sowohl Verfahren für die Analyse der Spannungsstabilität als auch für die automatische Bereitstellung stabilisierender Handlungsvorschläge vorgestellt und verifiziert worden sind, wird nachfolgend gezeigt, wie deren Integration in das Visualisierungskonzept stattfindet. Im Normalbetrieb wird dem Schaltpersonal lediglich die GZA angezeigt. Bei Eintritt der Störung, d. h. beim Generatorausfall, ändern sich einige Netzzustandsindikatoren. Bild 5.16 zeigt die GZA für den Störungszeitpunkt T5.
Im Bereich „Ursache“ wird ein Generatorausfall angezeigt. Dieser führt zusätzlich zur Annäherung der verbleibenden Blindleistungseinspeisungen an ihre Grenzen. Informationen darüber, welcher Generator ausgefallen ist, können durch Anwahl des Symbols abgerufen und in einem separaten Fenster angezeigt werden. Ebenso können Detailinformationen über die Blindleistungseinspeisung relevanter Generatoren in einem Säulendiagramm dargestellt werden. Der Generatorausfall ist deshalb besonders kritisch, weil zusätzlich ein hohes Lastniveau vorliegt.

Als „Wirkung“ der Störung sinkt das Spannungsniveau im betroffenen Netzbereich stark ab. Dies wird durch die farbliche Kennzeichnung des zugehörigen Symbols deutlich gemacht.

Noch schwerwiegender ist der Rückgang der Spannungsstabilität. An der Färbung des entsprechenden Symbols ist abzulesen, dass sie bereits ein kritisches Maß erreicht hat.

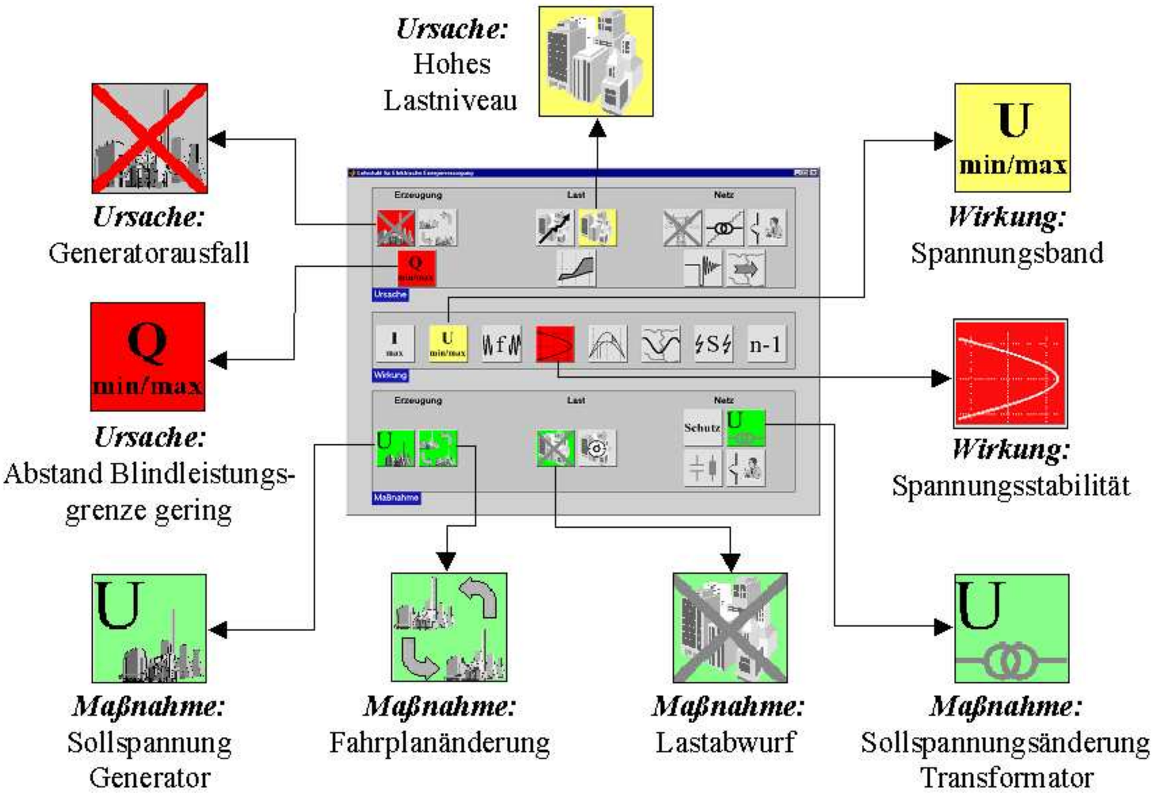


Bild 5.16: GZA im Störungszeitpunkt T5

Im Bereich „Maßnahme“ werden die möglichen Handlungen, die bereits im Hintergrund berechnet wurden, angezeigt. Die aktuellen Möglichkeiten werden stark komprimiert dargestellt. Im Einzelnen sind dies die Variation der Generatorsollspannung, eine Fahrplanänderung, ein Lastabwurf und die Blockade der Transformatorstufensteller. Allerdings bieten die im Fenster angeordneten Maßnahmensymbole keine Interaktionsmöglichkeit, sondern sollen für einen schnellen Überblick sorgen und damit das „Ursache-Wirkung-Maßnahme“-Gefüge vervollständigen. Der Zugriff auf die Maßnahmen geschieht allein über die Anwahl der kritischen Betriebsgrenze.

Die Kernaussage der GZA in Bild 5.16 lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Aufgrund eines Generatorausfalls und einer starken Annäherung an die Blindleistungsgrenzen kommt es zu einer Verletzung des Spannungsbandes und einer Gefährdung der Spannungsstabilität. Es existieren mehrere Maßnahmen zur Bewältigung der Situation.

Damit hat das Schaltpersonal das Problem erkannt und muss nun Detailinformationen abrufen, um das Problem zu verstehen.

Den Mittelpunkt der GZA stellt der Bereich „Wirkung“ dar. Hier werden die einzelnen Zustandskenngrößen, die im Betrieb unbedingt eingehalten werden müssen, überwacht. Daher geschieht die Bereitstellung von Detailinformationen über Anwahl eines dieser Symbole. Im gegebenen Fall wird das Schaltpersonal das Symbol „Spannungsstabilität“ anwählen und in Form der zugehörigen PDA Detaildarstellungen angezeigt bekommen. Die Zielsetzung liegt darin, dem Schaltpersonal alle nötigen Informationen bereitzustellen, um die gefährdete Grenze vorausschauend zu bewerten und zu korrigieren. Die beiden wichtigsten Elemente der PDA sind die SOM als Stabilitätskarte und die sprachlich formulierte Liste mit Handlungsvorschlägen. Bild 5.17 zeigt diese Elemente für die gegebene Störungssituation.

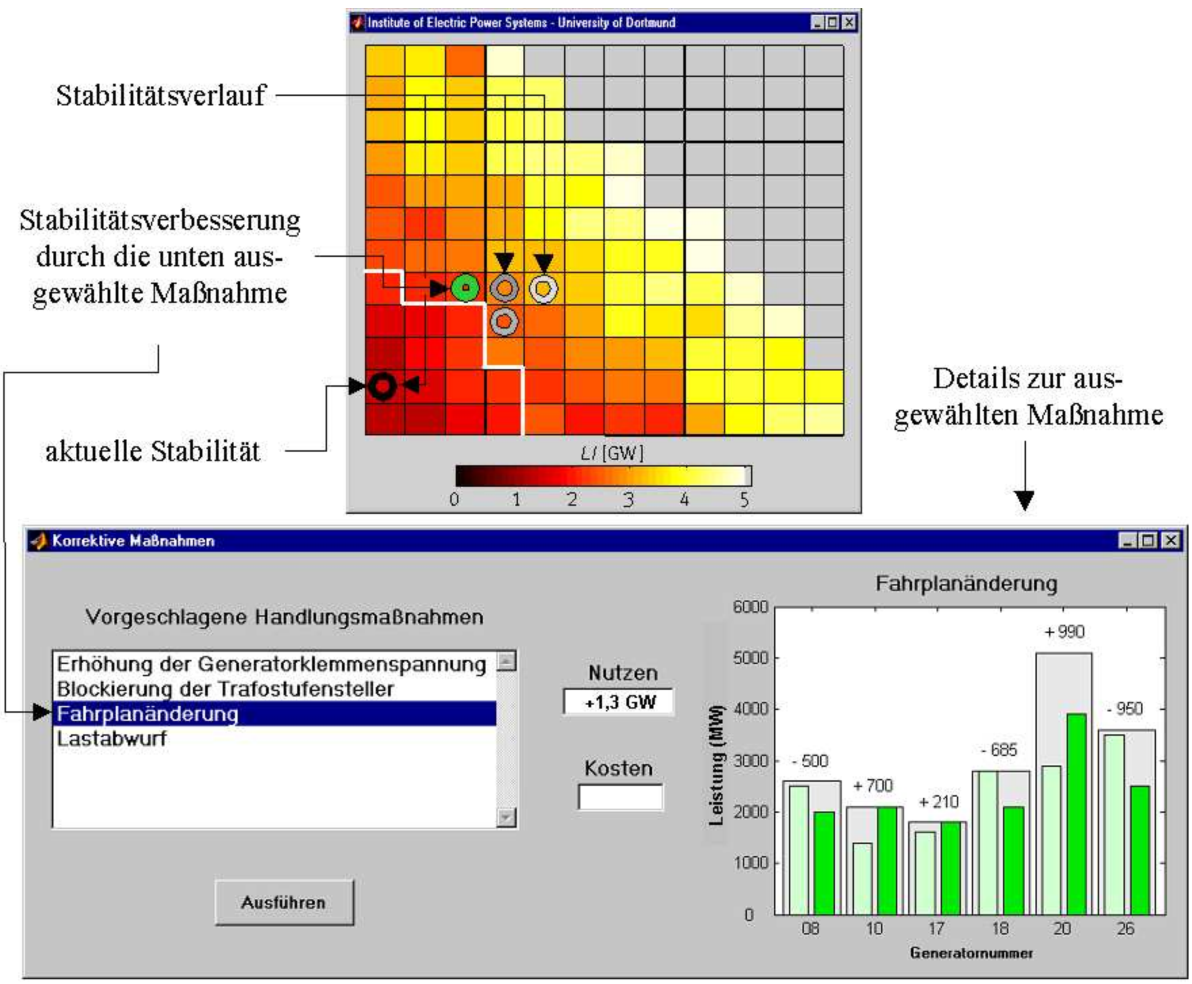


Bild 5.17: PDA Spannungsstabilität

Im oberen Teil von Bild 5.17 zeigt die SOM den Verlauf der Spannungsstabilität für die letzten vier Zeitpunkte mittels der grauen Kreise. Je heller die Farbe ist, desto weiter liegt ein Zeitpunkt in der Vergangenheit. Die aktuelle Stabilität wird durch den schwarzen Kreis gekennzeichnet. Ein neuer Kreis erscheint, wenn der aktuelle Zustand vom vorangegangenen abweicht. Im Abstand von fünf Minuten ändert sich die Farbe der Kreise zur nächst helleren Graustufe. Daraus folgt, dass ein Zustand zwanzig Minuten nach dessen Erscheinen von der Karte verschwindet. So kann nicht nur die aktuelle Stabilität analysiert werden, sondern auch deren Vergangenheitsverlauf. Die Festlegung des Zeitrasters von fünf Minuten ergibt sich aus den relativ langsamen Vorgängen im Zusammenhang mit der Spannungsstabilität. Für schnellere Phänomene muss der Parameter angepasst werden.

Als zusätzliche Detailinformationen werden die Ergebnisse der Modalanalyse zur Lokalisierung des kritischen Netzbereichs angezeigt (Bild 5.18). Die gefärbten Knoten und Leitungen sind am stärksten an der kritischen Spannungsmode beteiligt.

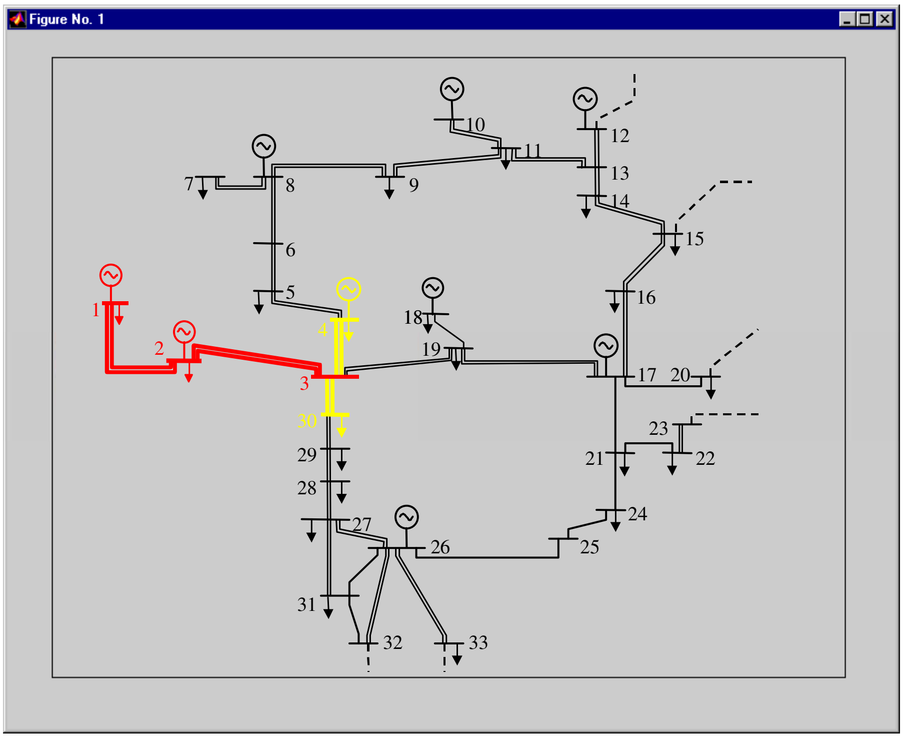


Bild 5.18: Ergebnisse der Modalanalyse

Im gezeigten Beispiel wird deutlich, dass der aktuelle Betriebszustand unzulässig nah an der Stabilitätsgrenze liegt. Deshalb werden automatisch Handlungsvorschläge bereitgestellt (Bild 5.17). Die Liste der Maßnahmen ergibt sich mit den in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Verfahren. Nach der Auswahl der Möglichkeit „Fahrplanänderung“ wird der zu erwartende

Betriebszustand in Form des grünen Kreises auf der SOM dargestellt. Numerisch wird die Stabilitätsverbesserung durch die Veränderung des Stabilitätsindikators um 1,3 GW im Sichtfeld „Nutzen“ angezeigt. Das Feld „Kosten“ bietet die Möglichkeit, die aus der Aktion zu erwartenden Kosten zu spezifizieren. Da die Analyse der Kosten von Handlungsvorschlägen über den Umfang dieser Arbeit hinaus geht, bleibt das Feld in Bild 5.17 leer.

Die Beschreibung einer Maßnahme allein durch den gezeigten Listeneintrag reicht nicht aus, um sie zu verstehen und letztlich umzusetzen. Im rechten Bereich des Fensters wird deshalb die ausgewählte Maßnahme im Detail gezeigt. Die dafür eingesetzte Darstellungsform ist entsprechend der Art der Maßnahme auszuwählen. Dabei können topologiebezogene oder nichttopologiebezogenen Verfahren eingesetzt werden. Im gegebenen Beispiel wurde für die ausgewählte Maßnahme „Fahrplanänderung“ ein Säulendiagramm verwendet. Daraus lassen sich neben der stabilitätsoptimalen Einspeisung der Generatoren (helle Säulen) auch die bisherige Einspeisung (dunkle Säulen) und die maximale Wirkleistungseinspeisung (breite Säulen) entnehmen.

Nach der Auswahl einer Maßnahme kann diese mit den gängigen Verfahren und Regeln für die Durchführung von Schalthandlungen umgesetzt werden. Nach der Umsetzung eines Handlungsvorschlags werden die Betriebsgrenzen für den neuen Zustand überprüft und in der GZA aktualisiert.

An diesem Beispiel konnte illustriert werden, wie die Bestandteile des Visualisierungskonzeptes GZA und PDA für eine reale Störung eingesetzt werden können. Durch die Adaption der PDA an die unterschiedlichen Anforderungen der verschiedenen zu überwachenden Betriebsgrenzen ist sie geeignet, eine Grenzwertverletzung detailliert zu erläutern und effektive Handlungsvorschläge bereitzustellen. So bietet sie dem Schaltpersonal die Möglichkeit, ein Problem vorausschauend zu erkennen und zu bewältigen, bevor eine unerwünschte Ausweitung eintritt.

5.4 Realisierung als Multiagentensystem

Zur Veranschaulichung des in Kapitel 4.4 für die Umsetzung des Visualisierungskonzeptes vorgestellten Multiagentensystems wird dessen Konkretisierung nachfolgend am Beispiel der Bewertung, Korrektur und Visualisierung der Spannungsstabilität gezeigt. Zunächst wird der Aufbau eines einzelnen intelligenten Agenten zur Bewertung der Spannungsstabilität auf

Basis der SOM beschrieben. Im Anschluss wird gezeigt, welche unterschiedlichen Agenten innerhalb eines Multiagentensystems für die Prozesslenkung zusammenwirken müssen.

5.4.1 Aufbau eines intelligenten Agenten

Bild 5.19 zeigt die Struktur eines intelligenten Agenten zur Stabilitätsbewertung mit den drei Instanzen „Managementebene", „Koordinationsebene" und „Ausführungsebene".

Die Arbeit des Agenten wird durch die Anfrage eines anderen Agenten (z. B. zur Entscheidungsunterstützung) oder eines Prozessbedieners angestoßen. Das Stabilitätswerkzeug kann neben der Bewertung des aktuellen Betriebszustands auch für die Beurteilung von Handlungsvorschlägen und, abweichend von dem hier betrachteten Anwendungsfeld, für Planungszwecke genutzt werden. Entsprechend wird die Anfrage bezüglich der geforderten Antwortzeit, der Ergebnisgenauigkeit und dem Detaillierungsgrad des Ergebnisses spezifiziert.

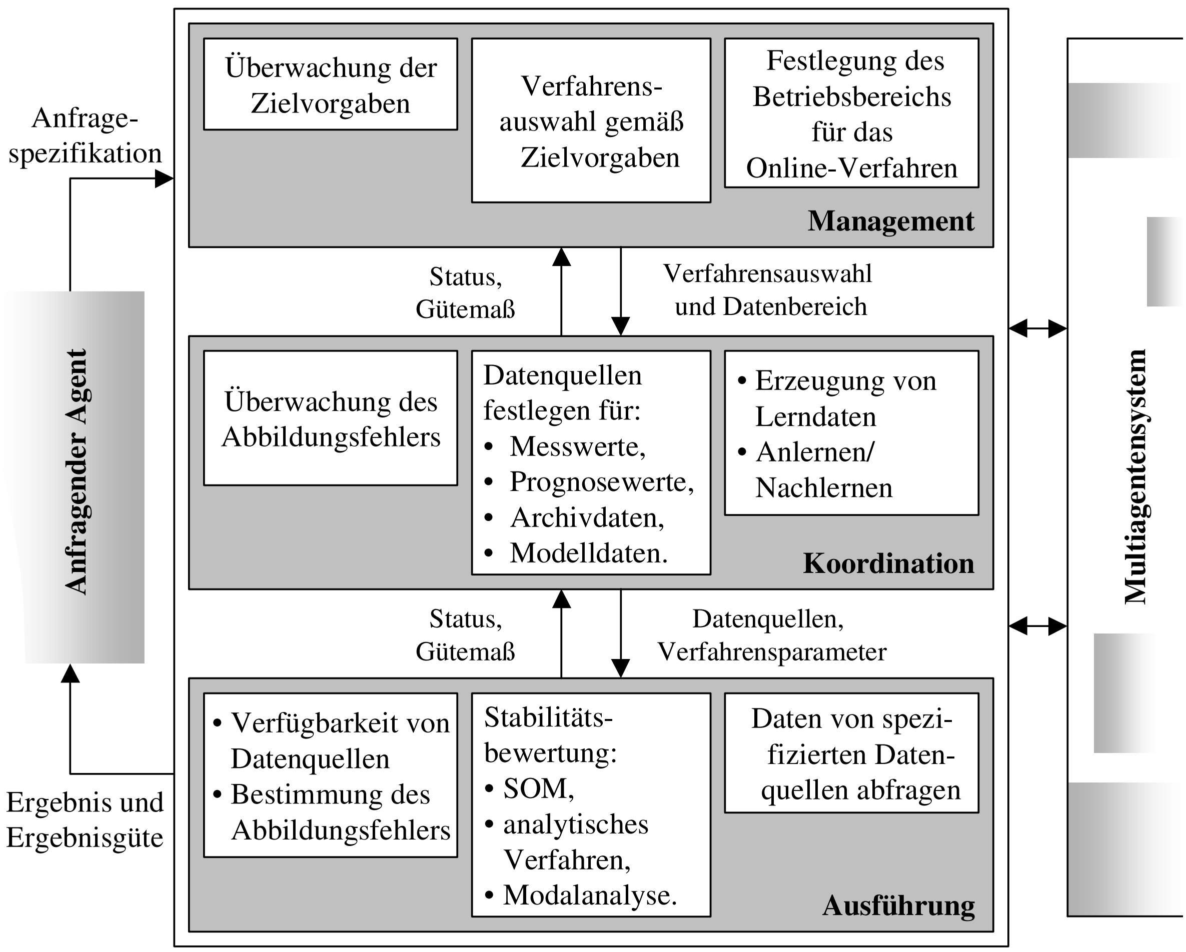


Bild 5.19: Struktur eines intelligenten Agenten zur Stabilitätsbewertung

In der Managementebene wird entschieden, ob das analytische Verfahren zur Berechnung des Indikators *LI* verwendet werden soll oder ob die SOM eingesetzt wird. Ersteres kann für die Bewertung von Planungsszenarien der Fall sein, da dort die Berechnungszeit eine untergeordnete Rolle spielt. Eine analytische Berechnung wird ebenfalls erforderlich, wenn die Güte der SOM-Abbildung unzureichend ist, weil die aktuellen Zustandsgrößen von den Trainingsdaten stark abweichen. In diesem Fall muss eine neue Festlegung des Betriebsbereichs aus dem Trainingsdaten entnommen werden und eine Adaption der SOM stattfinden. Wenn nicht allein ein Stabilitätsindikator, sondern auch Detailinformationen angefordert werden, wird zusätzlich die Modalanalyse verwendet. Die Managementebene übergibt die Ergebnisse ihrer Arbeit an die Koordinationsebene.

Die Aufgabe der Koordinationsebene ist die Ermittlung des Datenbedarfs und die Festlegung der Datenquellen für das ausgewählte Verfahren. Für das analytische Verfahren müssen die aktuellen Messwerte sowie Modellparameter bestimmt werden. Beim Einsatz der SOM wird von der Koordinationsebene geklärt, ob durch das Training eine hinreichend große Genauigkeit der Karte erreicht wurde. Falls ein Anlernen oder Nachlernen erforderlich ist, geschieht dies zusammen mit der Erzeugung der Lerndaten in der Koordinationsebene. Zusätzlich werden die Parameter des Lernprozesses festgelegt und gegebenenfalls modifiziert. Dabei muss eine Mindestabbildungsgüte erreicht werden. Die zum Anlernprozess gehörende Stabilitätsbewertung der repräsentativen Merkmalsvektoren ist ebenfalls in der Koordinationsebene angesiedelt. Der Erfolg des Lernprozesses wird an die überlagerte Ebene gemeldet. Die präparierte SOM bzw. die Informationen über die Datenquellen werden an die Ausführungsebene übertragen.

In der Ausführungsebene wird das gewählte Verfahren zur Stabilitätsbewertung aktiviert. Die Eingangsgrößen werden von den spezifizierten Datenquellen abgerufen. Die erfolgreiche Beurteilung der Stabilität ist gefährdet, wenn die Verfügbarkeit der geforderten Daten nicht gegeben ist, bzw. wenn der Abbildungsfehler der SOM unzulässig hoch ist. Tritt ein solcher Fehler auf, wird dies an die überlagerte Ebene gemeldet. Dort kann entweder eine Modifikation der Verfahrensvorgaben geschehen oder, falls dies nicht möglich ist, der anfragenden Instanz die Nichterfüllbarkeit der Stabilitätsanfrage mitgeteilt werden.

Konnten alle Ebenen ihre Teilaufgaben erfolgreich bewältigen und entspricht die erzielte Ergebnisgenauigkeit den Anforderungen, so werden die Stabilitätsinformationen und die Ergebnisgüte an den anfragenden Agenten übergeben.

5.4.2 Bestandteile eines Multiagentensystems

Nachdem nun der interne Aufbau eines einzelnen intelligenten Agenten beschrieben worden ist, wird nachfolgend ein Multiagentensystem beschrieben, das alle Teilprozesse zur Stabilitätsbewertung und -korrektur enthält. Bild 5.20 zeigt die intelligenten Agenten mit ihren wichtigsten Kommunikationsbeziehungen. Die Kommunikation kann dabei entweder aus einem Datenfluss oder aus einer Anfrage an einen anderen Agenten bestehen. Auf die technische Realisierung der Kommunikation wurde bereits in Kapitel 4.4 eingegangen.

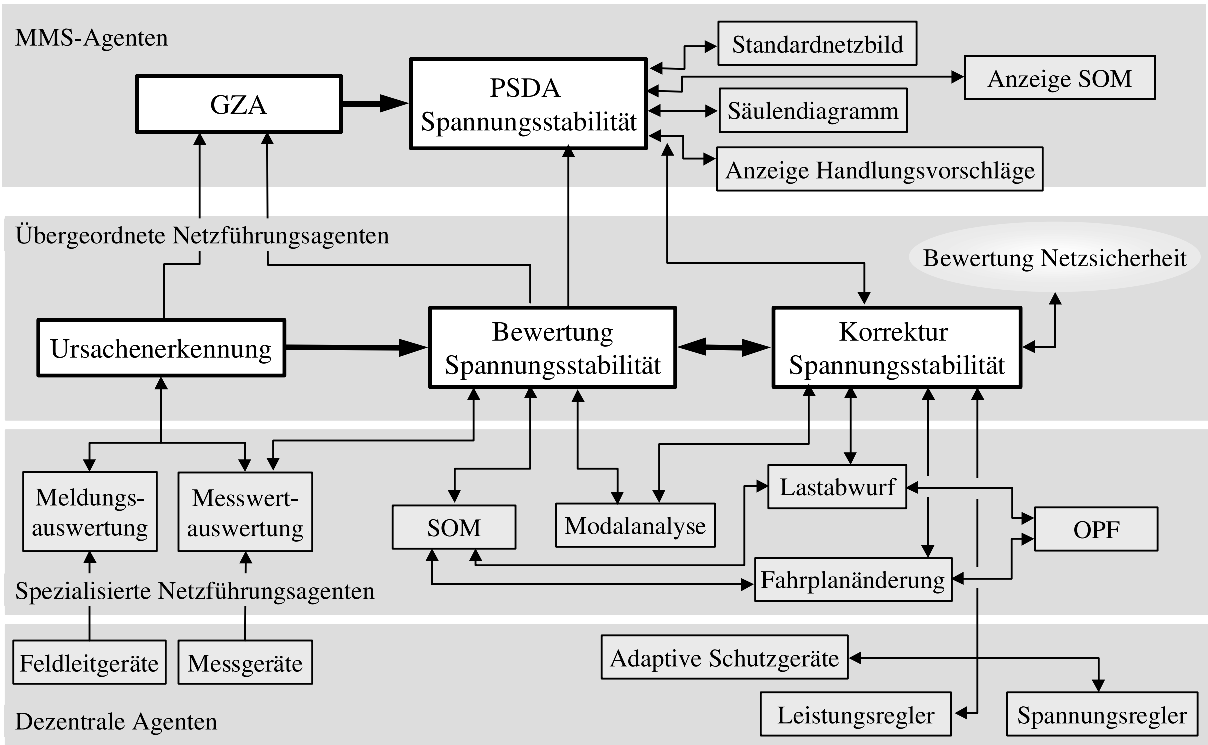


Bild 5.20: Multiagentensystem zur Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität

Die zentralen Bestandteile des Systems sind die übergeordneten Netzführungsagenten, wobei die Reihenfolge ihrer horizontalen Anordnung in Bild 5.20 die zeitliche Abfolge ihrer Aufgabenbearbeitung wiedergibt. Der Block der Ursachenerkennung stellt fest, ob ein Ereignis eingetreten ist, das den Betriebszustand des Energieversorgungssystems signifikant verändern könnte. Ist dies der Fall, muss eine neue systemweite Bewertung der Spannungsstabilität durchgeführt werden. Ergibt sich dabei eine Grenzwertverletzung, wird das oben beschriebene Modul zur Korrektur der Spannungsstabilität aktiviert. Zur Bewältigung der komplexen Aufgaben der übergeordneten Netzführungsagenten benötigen diese eine Vielzahl von Daten und Informationen von anderen Komponenten.

Für die Ursachenerkennung müssen Meldungen und Messungen ausgewertet werden. Dem Agenten zur Meldungsauswertung kommt dabei die Aufgabe zu, aus der Vielzahl der Meldungen solche auszuwählen, die den Prozess relevant beeinflussen und zu einer Veränderung der Spannungsstabilität führen können. Als Datenquelle fungieren dabei im Wesentlichen die dezentralen Feldgeräte. Allerdings können auch Meldungen anderer Netzführungsagenten mit berücksichtigt werden. Die Messwertauswertung erkennt Grenzwertverletzungen bei einzelnen Größen oder deren Gradienten.

Für die Bewertung der Spannungsstabilität wird mit der SOM der Indikator *LI* bestimmt. Für die SOM wird dabei der im vorangegangenen Unterkapitel eingeführte intelligente Agent verwendet. Dieser benötigt neben der Topologie und den aktuellen Messwerten die Unterstützung von Agenten für Lastabwurf und Fahrplanänderung. Diese sind erforderlich, um optimale Handlungsvorschläge zu generieren und den Feldern der SOM zuzuordnen. Weiterführende Detailinformationen werden mit der Modalanalyse erzeugt.

Für die Korrektur der Spannungsstabilität müssen die generischen Maßnahmen, z. B. Blockade Trafostufung, konkretisiert werden. Dafür sind neben den Ergebnissen der Modalanalyse Zustandsinformationen von dezentralen Geräten erforderlich. Außerdem müssen die Lösungen für Lastabwurf und Fahrplanänderung von der SOM übernommen werden. Um negative Folgen von Handlungsvorschlägen auszuschließen, müssen sie bezüglich ihrer Auswirkungen auf alle in Kapitel 4.2 aufgeführten Betriebsgrenzen überprüft werden. In diese Teilaufgabe wird eine Vielzahl von Agenten mit einbezogen, die allerdings aufgrund der Komplexität in Bild 5.20 nur angedeutet sind. Für die Realisierbarkeit dieses Blocks ist die Verfügbarkeit entsprechender Verfahren notwendig, was heute gemäß den Ausführungen in Kapitel 4.2 noch nicht für alle Betriebsgrenzen in ausreichendem Maße der Fall ist. Die ausgewählten Handlungsvorschläge werden zur Ausführung an dezentrale Komponenten übertragen.

Die Ergebnisse der übergeordneten Netzführungsagenten werden zur Aufbereitung für die Visualisierung an die MMS-Agenten übergeben. Während die Indikatoren für Ursachen und für die Spannungsstabilität in der GZA dargestellt werden, bilden die Detailinformationen die Grundlage für die PDA. Die modalen Beteiligungsfaktoren werden als gefärbtes Standardnetzbild angezeigt. Säulendiagramme zeigen die zusätzlich verfügbare Blindleistung sowie die Stufenstellung von Transformatoren. Die SOM und Handlungsvorschläge werden gemäß Bild 5.17 dargestellt.

5.5 Bewertung der vorgestellten Lösung

Abschließend wird nun das neue Visualisierungskonzept und das vorgestellte Verfahren zur Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität auf Basis der SOM gemäß der formulierten Anforderungen bewertet.

5.5.1 Visualisierungskonzept

Tabelle 5.3 bietet einen Überblick über die erarbeiteten Defizite heutiger Visualisierungskonzepte in Netzleitstellen und stellt ihnen die neue Lösung mit den Bestandteilen GZA und PDA gegenüber.

Tabelle 5.3: Defizite bestehender Visualisierungskonzepte und umgesetzte Lösungen

Defizit	Lösung
Datenflut belastet das Schaltpersonal.	• Indikatorsymbole (GZA) • Kompakte Detailansichten (PDA)
Statt einer Systemsicht wird die Anzeige von Einzelwerten unterstützt.	• Globale Zustandsindikatoren (GZA)
Eine Entscheidungsunterstützung für den Bediener fehlt.	• Integration von Handlungsvorschlägen
Statt des Prozessverhaltens wird lediglich der Prozesszustand gezeigt.	• Kausale Darstellungsstruktur (GZA) • Situationsabhängige Anzeigen (PDA)

Die große Datenflut, die durch die topologiebezogene Anzeige einer Vielzahl von Messwerten und einer großen Anzahl von Einzelmeldungen entsteht, kann durch die Verwendung der GZA sowie der innovativen Detailansichten innerhalb der PDA vermieden werden. Dadurch wird die Gefahr gebannt, dass das Schaltpersonal Wichtiges innerhalb vieler Daten geringerer Bedeutung übersieht.

Die Verwendung von Zustandsindikatoren, die als systemweite Größe berechnet werden, ermöglicht die vorausschauende Bewertung komplexer Systemzusammenhänge, insbesondere der Stabilität. Allein mit der Anzeige betriebsmittelbezogener Einzelgrößen ist dies bei zunehmend flexiblerem Systembetrieb praktisch unmöglich.

Durch die Gliederung der Informationen in der vorgestellten kausalen Darstellungsstruktur wird das Systemverhalten anstelle der Systemmesswerte in den Mittelpunkt der Anzeige gestellt. Als Folge können Abhängigkeiten deutlicher erkannt werden, und das Prozessverständnis wird verbessert. Insbesondere weniger erfahrene Leitstellenmitarbeiter werden so unterstützt. Dadurch können die Einarbeitungszeiten für neue Mitarbeiter reduziert werden.

Während die bisher eingesetzten MMS in Schaltleitungen kaum Werkzeuge für die Unterstützung der Mitarbeiter bei der Auswahl von Maßnahmen zur Störungsbehebung enthalten, ist die Handlungsunterstützung integrierter Bestandteil des in dieser Arbeit vorgestellten Visualisierungskonzeptes. Dadurch ist auch in Situationen, die im Betrieb selten auftreten und für welche die Mitarbeiter nicht auf Erfahrungen zurückgreifen können, eine effektive Reaktion möglich. Allerdings besteht bei der Entwicklung von Verfahren zur Handlungsunterstützung weiterer Forschungsbedarf.

In ihrer Gesamtheit führen die neuen Lösungsbestandteile dazu, dass eine reagierende Prozessführung durch eine vorausschauende Prozesslenkung abgelöst werden kann. Die Darstellung hochwertiger Indikatoren, kausaler Prozesszusammenhänge sowie von Handlungsvorschlägen zeigt dem Schaltpersonal das Systemverhalten anstelle der Systemmesswerte.

Nachdem gezeigt wurde, wie die bestehenden Defizite durch die neue Lösung behoben werden können, wird in Tabelle 5.4 und in Tabelle 5.5 die kognitive und ergonomische Bewertung des Visualisierungskonzeptes vorgenommen.

Tabelle 5.4: Bewertung der kognitiven Gestaltung des Visualisierungskonzeptes

	Anforderung	Bewertung
Kognitive Kompatibilität	Möglichst hoher Abstraktionsgrad	Hierarchischer Ansatz gewährleistet, dass nur die nötigsten Informationen angezeigt werden.
	Intuitive Interpretierbarkeit der Informationen	Die entwickelten Detailbilder erlauben die intuitive Darstellung topologischer Informationen.
	Informationsanordnung gemäß Prozessgefüge	Der Aufbau der GZA gemäß dem „Ursache-Wirkung-Maßnahme"-Gefüge verbessert das Prozessverständnis.
	Situationsabhängige Informationsbereitstellung	Der Einsatz der PDA stellt sicher, dass nur die im Betriebskontext erforderlichen Informationen dargestellt werden.

Tabelle 5.5: Bewertung der ergonomischen Gestaltung des Visualisierungskonzeptes

	Anforderung	Bewertung
Ergonomie	Anschauliche Formkodierung	Intuitive Indikatorsymbole ermöglichen eine schnelle Informationszuordnung.
	Standardisierter Farbeinsatz	Allgemein anerkannte Farbschemata werden verwendet.
	Konsistenter Farbeinsatz	Farben werden in der GZA und der PDA einheitlich verwendet.

Vor der Realisierung des Visualisierungskonzeptes in einer Netzleitstelle sind systematische Usability-Tests (Bedienbarkeitstests) erforderlich. Mit verschiedenen Verfahren wird dabei die Visualisierungssoftware daraufhin untersucht, ob sie in allen Belangen den Anforderungen, die der Benutzer im jeweiligen Aufgabenkontext stellt, gerecht wird. Die wichtigsten Aspekte von Bedienbarkeit gemäß [82] zeigt Bild 5.21. Durch die Berücksichtigung der anerkannten Richtlinien zur Prozessvisualisierung gemäß der Ausführungen in Kapitel 2.1 ist bereits bei der Entwicklung des Visualisierungskonzeptes großer Wert auf die einzelnen Aspekte der Bedienbarkeit gelegt worden.

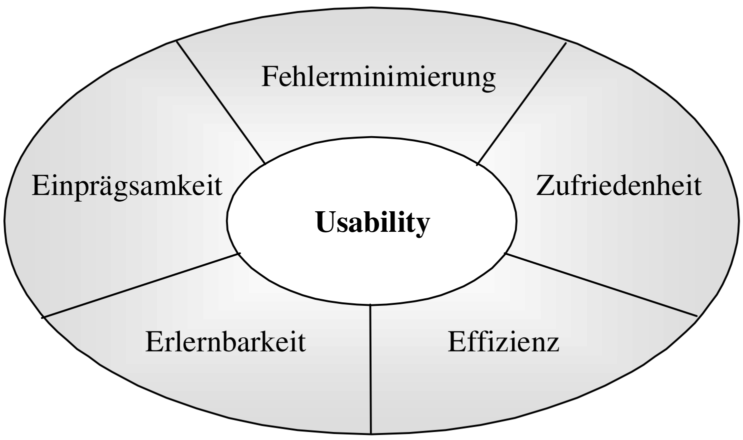


Bild 5.21: Elementare Aspekte von Bedienbarkeit

Für einen systematischen Usability-Test muss ein typischer Nutzer mit einem fertigen Softwareprodukt oder Teilprodukten realistische Aufgaben lösen [83]. Nur nach einem Test mit Schaltpersonal und realistischen Netzführungsaufgaben kann das Visualisierungskonzept endgültig bewertet werden. Vor diesem Schritt ist jedoch eine umfangreiche Software-Entwicklung erforderlich, die über den Rahmen dieser Arbeit hinausgeht. Die in dieser Arbeit detailliert vorgestellten Verfahren zur Visualisierung und Prozessführung wurden als Software in MATLAB© realisiert [41] und stehen als Diskussionsgrundlage für die Weiterführung von Fachgesprächen mit Nutzern [45] und Experten [84] aus dem Bereich des Usability-Engineerings zur Verfügung.

5.5.2 Netzzustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung

Die Informationen, die für das neue Visualisierungskonzept bestimmt werden müssen, lassen sich in die Bereiche Ursachenerkennung, Zustandsbewertung und Entscheidungsunterstützung unterteilen.

Für die Erkennung von Ursachen wurden neue Indikatoren konzeptionell vorgestellt. Auf Grund des geringen Rechenaufwandes können sie online bestimmt und in das Visualisierungskonzept eingebunden werden. Die mathematische Formulierung der Indikatoren muss auf die praktischen Netzgegebenheiten abgestimmt werden. Dabei muss genau festgelegt werden, wann, z. B. bei welchem Lastniveau, ein kritischer Grenzwert erreicht ist.

Im Visualisierungskonzept ist die Anzeige umfangreicher Informationen der Online-Netzsicherheits- und Stabilitätsbewertung vorgesehen. Allerdings sind nicht für alle Bereiche der Stabilität ausreichend leistungsfähige Verfahren verfügbar. Insbesondere bei der Rechenzeit und dem Wartungsaufwand existieren Defizite. Ähnliche Probleme bestehen bei der Bereitstellung von Handlungsvorschlägen.

Zur Behebung der Defizite wurde die SOM zur Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität vorgestellt. Sie zeichnet sich dadurch aus, dass sie online den Abstand zur Stabilitätsgrenze bestimmt und anschaulich visualisiert. Die schnelle Bewertung von Handlungsvorschlägen und die Hinterlegung optimierter Prozesseingriffe vervollständigt das Verfahren. Die Visualisierung mit der SOM erlaubt die anschauliche Bewertung der Handlungsvorschläge vor der Durchführung.

Durch den generalisierenden Charakter der SOM entsteht bei der Stabilitätsbestimmung eine Ungenauigkeit. In der Praxis müssen diese Abweichungen bewertet und gegebenenfalls durch eine Anpassung des Verfahrens reduziert werden. Wichtige Eingriffsmöglichkeiten dafür sind die Auswahl der Trainingsdaten und die Festlegung der Trainingsparameter.

Für die Integration der SOM in die Systemumgebung wurde der Ansatz der Multiagentensysteme verwendet. Die Realisierung von leittechnischen Komponenten als intelligente Agenten erlaubt die Adaption an neue Betriebszustände und das eigenständige Erkennen von Fehlfunktionen. Dadurch kann der Wartungsaufwand reduziert und damit letztlich die Akzeptanz der neuen Lösung gesteigert werden. Da die intelligenten Agenten in ein bestehendes System der Netzleittechnik eingebunden werden, müssen Standards formuliert werden, die das Zusammenwirken mit den klassischen Funktionsblöcken und Netzkomponenten sicherstellen.

Aufgrund der positiven Ergebnisse, die mit der SOM im Bereich Spannungsstabilität erzielt worden sind, liegt die Anwendung des Verfahrens für andere Systemgrenzen nahe. Dabei sind jedoch wichtige Randbedingungen zu beachten.

Grundsätzlich braucht die SOM nur da eingesetzt zu werden, wo ansonsten umfangreiche Berechnungen erforderlich wären. So ist z. B. ihre Verwendung zur Spannungsbandbewertung nicht erforderlich, bietet sich aber für die transiente Stabilität an.

Eine wichtige Vorarbeit für den Einsatz der SOM ist die Bestimmung der Größen, die einen relevanten Einfluss auf die zu überwachende Betriebsgrenze haben. Für die transiente Stabilität spielt z. B. die Wirkleistungseinspeisung eines Generators eine wichtigere Rolle als die Blindleistungseinspeisung. Obwohl die SOM eine Dimensionsreduktion eines großen Eingangsvektors auf einen kompakten Indikator ermöglicht, muss die Zahl der Eingangsgrößen möglichst gering gehalten werden. Anderenfalls werden relevante Veränderungen einzelner Größen vom Verfahren zu stark vernachlässigt. Aus diesem Grund muss darauf geachtet werden, dass das Einsatzfeld nicht zu weit gefasst wird. Dies bedeutet, dass es nötig sein kann, für jeden Generator eine eigene SOM zur Bewertung der transienten Stabilität einzusetzen, anstatt eine netzweite Karte zu verwenden.

Die Vorgehensweise bei der Bewertung von Handlungsvorschlägen ist für andere Betriebsgrenzen direkt übertragbar. Bei der Hinterlegung von Optimierungsergebnissen auf der SOM ist genau zu beurteilen, inwieweit der generalisierende Charakter des Verfahrens die Anwendbarkeit der Ergebnisse einschränkt.

6 Zusammenfassung

Durch den Betrieb des Energieübertragungssystems näher an den technischen Grenzen werden heute erhöhte Anforderungen an die Netzbetriebsführung in den zentralen Leitstellen gestellt. Die verstärkte Netzauslastung resultiert einerseits aus einer Diskrepanz zwischen Netzausbau und Lastanstieg in Regionen mit wachsendem Leistungsbedarf, andererseits aus der Tendenz zur verstärkten Einsparung von Investitions- und Instandhaltungskosten bei den von der Liberalisierung betroffenen ÜNB. Erschwerend für den Netzbetrieb kommen die Vergrößerung des zu überwachenden Netzbereichs und die zunehmend variableren Netzzustände als Folge des gestiegenen netzübergreifenden Energiehandels hinzu.

Um trotz dieser Einflüsse weiterhin einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen dem Schaltpersonal jederzeit hochwertige Informationen über den Systemzustand zur Verfügung gestellt werden. Wesentlicher Bestandteil ist dabei die Bewertung des Betriebpunktes im Kontext mit den Betriebsgrenzen sowie den erforderlichen Prozesseingriffen. Bei der Prozessführung muss berücksichtigt werden, dass die Möglichkeiten für Prozesseingriffe im Netzbetrieb durch die Entflechtung vom Kraftwerkspark zusätzlich eingeschränkt sind.

Obwohl heute leistungsfähige Displaytechnologien zur Verfügung stehen, basieren die bislang realisierten Visualisierungslösungen für die Netzbetriebsführung auf den Konzepten der starren Mosaikbilder. Im Zentrum steht dabei die topologiebezogene Netzdarstellung, gekoppelt mit ortsbezogenen Messwerten sowie der Auflistung von Meldungen. Einerseits führt dieser betriebsmittelorientierte Ansatz zu einer starken Überlastung des Schaltpersonals durch eine große Menge von Einzeldaten, andererseits erschwert er die Bewertung globaler Systemeigenschaften.

Um diese Defizite zu beheben, wurde in der Arbeit ein neues Visualisierungskonzept entwickelt bei dem anstelle einer topologiebezogenen Darstellung von Messwerten die kompakte Anzeige des Systemverhaltens im Mittelpunkt steht. Die beiden Bestandteile des Konzeptes sind die „Globale Zustandsanzeige“ und „Problemspezifische Detailanzeige“. Die GZA ermöglicht die kompakte Bewertung aller wichtigen Betriebsgrenzen in Form von vorausschauend interpretierbaren Zustandsindikatoren. Die Darstellung der kleinen Anzahl von Kenngrößen als farbkodierte, intuitiv erkennbare Symbole bietet dem Schaltpersonal einen globalen Überblick über den Systemzustand. Um das Systemverständnis beim Bediener zu erhöhen, orientiert sich die Zusammensetzung der Indikatorsymbole an den kausalen „Ursache-Wirkung-Maßnahme“-Zusammenhängen des Prozesses. Das bedeutet, dass in der GZA die das System beeinflussenden Ursachen mit den Grenzen der Netzsicherheit und -stabilität sowie die für die Fortsetzung des sicheren Betriebs erforderlichen Prozesseingriffe übersichtlich präsentiert werden.

Während die GZA vorausschauend Probleme im Betrieb aufzeigt und global charakterisiert, besteht die Aufgabe der PDA darin, situationsbasiert weiterführende Detailinformationen bereitzustellen, die es dem Schaltpersonal ermöglichen, das Problem zu verstehen und mit Hilfe angebotener Handlungsvorschläge zu lösen. Die zusätzlichen Informationen gehen über reine Messwerte in Netzbildern hinaus. Durch die Bereitstellung von Größen, die für einzelne Systemeigenschaften von besonderer Bedeutung sind, z. B. der Abstand zu Generatorblindleistungsgrenzen in spannungskritischen Situationen, können Ursachen und Folgen einer kritischen Situation umfassend bewertet werden. Die sichere Wahrnehmung und Interpretation der weiterführenden Informationen wird durch den Einsatz innovativer Darstellungsverfahren ermöglicht. Während Isoflächendiagramme bereits aus anderen Technologiefeldern bekannt sind, wurde im Rahmen der Arbeit die kompakte Darstellung knotenspezifischer Informationen im komprimierten Linien-Punkt-Diagramm sowie das Netzengpassdiagramm zur Anzeige zeit- und ortsabhängiger Größen entwickelt.

Das Erkennen und Verstehen einer kritischen Situation im Netzbetrieb ist nur dann von Bedeutung, wenn als Folgerung die richtigen korrektiven Maßnahmen ergriffen werden. Um das Schaltpersonal in diesem Entscheidungsprozess zu unterstützen, werden automatisch generierte Handlungsvorschläge zur Verfügung gestellt. Damit dem Prozessbediener eine breite Entscheidungsgrundlage bereitsteht, werden nicht nur - soweit möglich - mehrere Alternativen zur Prozessführung vorgeschlagen, sondern werden diese auch hinsichtlich ihrer Wirksamkeit, der Kosten und des Einflusses auf den zukünftigen Betrieb bewertet.

Unabdingbare Grundlage für das beschriebene Visualisierungskonzept ist die Generierung hochwertiger Zustandsinformationen und effektiver Handlungsvorschläge. Durch die Entwicklung und Zusammenstellung von Ursachen- und Zustandsindikatoren wurde erstmals die Möglichkeit geschaffen, den Arbeitspunkt des Energieversorgungssystems von einem systemübergreifenden Standpunkt aus zu betrachten. Durch die Verbindung mit Handlungsvorschlägen wird anstelle einer reagierenden Prozessführung erstmals eine vorausschauende Prozesslenkung ermöglicht.

Da die Bewertung des Arbeitspunktes im Hinblick auf die Grenzen der Stabilität mit den bisher eingesetzten analytischen Verfahren aufgrund der hohen Rechenzeit einen Online-Einsatz unmöglich macht, wurden dafür in dieser Arbeit CI-Verfahren vorgeschlagen. Während sie analytischen Verfahren zur Zustandsbewertung durch die geringe Rechenzeit überlegen sind, stellen CI-Verfahren zur Bereitstellung von Handlungsvorschlägen häufig die einzige Möglichkeit dar.

Bestehende CI-Verfahren wurden im Rahmen der Arbeit bewertet und auf ihre praktische Anwendbarkeit im Visualisierungskonzept untersucht. Um die festgestellten Defizite im Bereich der Praxistauglichkeit zu beheben, wurde ein neues Verfahren zur Bewertung und Korrektur der Spannungsstabilität vorgestellt. Mit der SOM wurde ein leistungsfähiges Verfahren zur Stabilitätsbewertung weiterentwickelt, erstmalig anhand eines realen Störungsszenarios verifiziert und um die automatische Bereitstellung von Handlungsvorschlägen erweitert. Durch die Adaption an realistische Randbedingungen und die anschauliche Integration in das Visualisierungskonzept konnte deutlich gemacht werden, wie das Konzept praktisch umgesetzt werden kann und wie durch eine vorausschauende Situationsanalyse und eine rechtzeitige Störungsreaktion die Netzbetriebsführung verbessert wird.

Um die sichere und fehlerfreie Funktionsfähigkeit eines Systems mit der Komplexität der Netzbetriebsführung zu gewährleisten, ist die klare Definition und Abgrenzung von Aufgaben und Datenflüssen erforderlich. Durch die Realisierung als Multiagentensystem wird erreicht, dass situationsgerechte Lösungsstrategien verwendet werden, die erforderlichen Daten automatisch bestimmt und beschafft werden sowie der Eingriff des Menschen dabei minimiert wird. Der modulare Aufbau macht das System fehlertransparent und erlaubt die Adaption an neue Randbedingungen.

Im Rahmen der Arbeit wurde ein neues, leistungsfähiges Visualisierungskonzept vorgestellt und beispielhaft anhand der Betriebsgrenze „Spannungsstabilität“ genauer beschrieben. Für die Umsetzung in einer Netzleitstelle ist die Ausweitung auf weitere Betriebsgrenzen erforderlich. Dazu müssen sowohl Verfahren zur schnellen globalen Bewertung des Betriebszustands als auch für die detaillierte Analyse integriert werden. Neben der Weiterentwicklung automatischer Verfahren zur Entscheidungsunterstützung ist die Ergänzung der Bewertungsmaßstäbe für Handlungsvorschläge um deren Kosten erforderlich.

Die Integration des neuen Visualisierungskonzeptes in ein bestehendes Netzleitsystem erfordert die Anpassung an die dort verwendeten Standards. Für ein homogenes Ineinandergreifen der bestehenden Darstellungsverfahren mit den neuen Elementen ist die Anpassung von Farbgestaltung, Erscheinungsbild und Eingabeabläufen erforderlich. Dieser Entwicklungsprozess muss durch systematische Usability-Tests begleitet werden. Dadurch werden die Benutzeranforderungen bei der Umsetzung des Konzeptes von Beginn an berücksichtigt.

Literaturverzeichnis

[1] *Lee, S. T.*: „Analysis of the 2000-2001 California Power Crisis", EPRI-Bericht, 2001

[2] *Rehtanz, C.; Bertsch, J.*: „A New Wide Area Protection System", Proc. of IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001

[3] *Stelzner, P.*: „DVG-Empfehlung: Nutzung einer Großbildprojektion in Leitstellen der Verbundebene", FGH-AKTR-Forum, Visualisierung komplexer Prozesse, Arnsberg, 1996

[4] *Deutsche Verbundgesellschaft e. V.*: „GridCode 2000 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber", Heidelberg, 2000

[5] *CIGRE*: „Working Plant and Systems Harder", Proc. of CIGRE Symposium, London, Großbritannien, 1999

[6] *Johannsen, G.*: „Mensch-Maschine-Systeme", Springer-Verlag, Berlin, 1993

[7] *Wehenkel, L. A.*: „Automatic Learning Techniques in Power Systems", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1998

[8] *Sprenger, W.; Stelzner, P.; Schellstede, G.; Schäfer, K. F.; Verstege, J.*: „Compact and Operation Oriented Visualization of Complex System States", Proc. of CIGRE Session, Paris, Frankreich, 1996, Artikel 39-107

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

[10] *Koel, A.*: „Innovative Stationsleittechnik mit verteilten Rechnersystemen", Dissertation, Universität Dortmund, Forschungs-Report, VDE-Verlag, 1998

[11] *Rehtanz, C.*: „Intelligente Systeme in der elektrischen Energieversorgung", Habilitation, ETH Zürich, 2002

[12] *Kohonen, T.*: „Self-organizing Maps", Springer-Verlag, Berlin, 1997

[13] *Rumpel, D.; Sun, J. R.*: „Netzleittechnik", Springer-Verlag, Berlin, 1989

[14] *Handschin, E.; Koel, A.; Endemann, W.; Müller, H. C.; Mintert, M.*: „Multimedia Tools for a More Efficient Substation Operation and Control“, Proc. of CIGRE Symposium „Integrated Control and Communication Systems“, Helsinki, Finnland, 1995, Artikel 500-07

[15] *Friedland, P.; Robison, P.*: „Open System, Video Projection Power System Visualization System“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 2, 1997, S. 818-823

[16] *Cacciabue, P. C.*: „Modelling and Simulation of Human Behaviour in System Control“, Springer-Verlag, London, 1998

[17] *Rasmussen, J.*: „Information Processing and Human-Machine Interaction - An Approach to Cognitive Engineering“, North-Holland, Elsevier Science Publishing, New York, 1986

[18] *Helander, M. (ed.)*: „Handbook of Human-Computer Interaction“, North-Holland, Elsevier Science Publishing, New York, 1988

[19] *Lind, M.*: „Representations and Abstractions for Interface Design Using Multilevel Flow Modelling“, in: Human-Computer Interaction and Complex Systems, Academic Press, London, 1991

[20] *ISO*: „ISO 9241-12: Ergonomic Requirements for Office Work with Visual Display Terminals (VDTs) - Part 12: Presentation of Information“, 1998

[21] *ISO*: „ISO 9241-8: Ergonomic Requirements for Office Work with Visual Display Terminals (VDTs) - Part 8: Requirements for Displayed Colours“, 1997

[22] *Overbye, T. J.; Weber, J. D.*: „Visualization of Large Scale Power Systems“, Proc. of International Conference on Electric Power Systems Operation and Management (EPSOM), Zürich, Schweiz, 1998

[23] *DIN*: „DIN EN 60073: Grund- und Sicherheitsregeln für die Mensch-Maschine-Schnittstelle, Kennzeichnung“, 1997

[24] *Altszeimer, H.; Odenwald, K.; Scharnow, R.*: „Werkzeuge zur übersichtlichen Darstellung eines 110-kV-Netzes“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96, Heft 21, 1997, S. 1214-1220

[25] *Avouris, N. M.*: „Abstractions for Operator Support in Energy Management Systems“, Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 23, 2001, S. 333-341

[26] *Mahadev, P. M.; Christie, R. D.*: „Envisioning Power System Data: Vulnerability and Severity Representations for Static Security Assessment“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 4, 1994, S. 1915-1919

[27] *Pires de Azevedo, G.; Sieckenius de Souza, C.; Feijó, B.*: „Enhancing the Human-Computer Interface of Power System Applications“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 2, 1996, S. 646-653

[28] *Kempinski, W.*: „Interaktives Visualisierungssystem mit automatischem Design für die Betriebsführung elektrischer Netze“, Dissertation, Universität Duisburg, Elektronische Texte Universität Duisburg, http://www.ub.uni-duisburg.de/diss/diss9905/index.html, 1999

[29] *Schäfer, S.*: „Effiziente Bestimmung und Visualisierung der Kurzschlussleistung im liberalisierten Energieversorgungssystem“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2001

[30] *Brosda, J.; Handschin, E.; Leder, C.*: „Hierarchical Visualization of Network Congestions“, Proc. of 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spanien, 2002

[31] *Wan, H.; McCalley, J. D.; Vittal, V.*: „Increasing Thermal Rating by Risk Analysis“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 3, 1999, S. 815-828

[32] *Gronquist, J.; Sethares, W.; Alvarado, F.; Lasseter, R.*: „Animated Vectors for Visualization of Power System Phenomena“, Proc. of 19th Power Industry Computer Application Conference (PICA), Salt Lake City, USA, 1995, S. 121-127

[33] *Kobayashi, N.; Okamoto, H.; Tada, Y.; Yamada, T.; Sekine, Y.*: „New Methods for Visualization of Dynamic Behavior of Power Systems“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 3, 1998, S. 999-1005

[34] *Hauser, A.*: „Integrale Netzzustandsanzeige zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme“, Dissertation, Bergische Universität-GH Wuppertal, Elektronische Veröffentlichungen der Universitätsbibliothek Wuppertal, http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/edocs/dokumente/fb13/hauser/d130004.pdf, 2000

[35] *Kuhlmann, D.*: „Fehlerdiagnose in elektrischen Energieübertragungssystemen mit betriebsmittelbezogenen neuronalen Netzen“, Dissertation, Universität Dortmund, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 21, Nr. 255, VDI-Verlag, 1998

[36] *Bernard, J.-P.; Durocher, D.*: „An Expert System for Fault Diagnosis Integrated in Existing SCADA Systems“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, 1994, S. 548-554

[37] *Handschin, E.; Leder, C.*: „Innovative Visualization of the Power System State for a Predictive Process Control“, Electrical Engineering - Archiv für Elektrotechnik, Vol. 83, No. 5/6, 2001, S. 297-301

[38] *Mahadev, P. M.; Christie, R. D.*: „Minimizing User Interaction in Energy Management Systems: Task Adaptive Visualization“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 3, 1996, S. 1607-1612

[39] *Taylor, C. W.*: „Power System Voltage Stability“, EPRI, McGraw-Hill, New York, 1994

[40] *Becker, C.*: „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“, Dissertation, Universität Dortmund, Elektronisches Dokumenten-, Retrieval- und Archivierungssystem der Universität Dortmund, http://eldorado.uni-dortmund.de/fb8/ls4/forschung/2001/becker, 2000

[41] *Leder, C.*: „Verfahren für eine innovative Visualisierung und Prozessführung“, Programmbeschreibung, EVP 0202, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2002

[42] *Palma Behnke, R.*: „Objektorientiertes Modell zur Ausbauplanung von elektrischen Übertragungsnetzen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen“, Dissertation, Universität Dortmund, Forschungs-Report, VDE-Verlag, 1999

[43] *Schäfer, K. F.; Schwartze, C.; Verstege, J.*: „Expertensystem zur Reduktion unzulässig hoher Kurzschlussleistungen“, etz, Bd. 112, Heft 11, S. 526-531, 1991

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

[45] "Online-Bestimmung der Spannungsstabilität im elektrischen Energieübertragungssystem unter Nutzung selbstorganisierender Merkmalskarten“, Projektabschlussbesprechung bei der RWE Net AG, Dortmund, 2001

[46] *Kundur, P. S.*: „Power System Stability and Control“, EPRI, McGraw-Hill, New York, 1994

[47] *Lemaître, C.; Paul, J. P.; Tesseron, J. M.; Harmand, Y.; Zhao, Y. S.*: „An Indicator of the Risk of Voltage Profile Instability for Real-Time Control Applications“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No 1, 1990, S. 154-161

[48] *CIGRE Task Force 38.02.11*: „Indices Predicting Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena“, Technical Brochure, CIGRE SC 39, WG 02.11, Ref. No. 91, 1995

[49] *Gubina, F.; Strmčnik, B.*: „A Simple Approach to Voltage Stability Assessment in Radial Networks“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, 1997, S. 1121-1128

[50] *Fouad, A.-A.; Vittal, V.*: „Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method“, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1992

[51] *Pavella, M.; Ernst, D.; Ruiz-Vega, D.*: „Transient Stability of Power Systems - A Unified Approach to Assessment and Control“, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 2000

[52] *Rehtanz, C.*: „Einsatz eines SMES zur Verbesserung der Spannungsstabilität elektrischer Energieübertragungssysteme“, Dissertation, Universität Dortmund, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 21, Nr. 239, VDI-Verlag, 1997

[53] *Bacher, R.*: „Graphical Interaction and Visualization for the Analysis and Interpretation of Contingency Analysis Results“, Proc. of 19th Power Industry Computer Application Conference (PICA), Salt Lake City, USA, 1995, S. 128-134

[54] *Becker, C.*, Handschin, E., Leder, C., Neumann, H.: „The Influence of Series Compensating FACTS Devices on Short-Circuit Behaviour“, Proc. of 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spanien, 2002

[55] *Werdelmann, T.*: „Rechnergestützte Entscheidungshilfen zur Korrektur unzulässiger Betriebszustände in elektrischen Energieübertragungsnetzen“, Dissertation, Universität Paderborn, 1992

[56] *Novosel, D.; King, R. L.*: „Using Artificial Neural Networks for Load Shedding to Alleviate Overloaded Lines“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, 1994, S. 425-433

[57] *Gómez Expósito, A.; Martínez Ramos, J. L.; Ruiz Macías, J. L.; Cuéllar Salinas, Y.*: „Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, 1993, S. 937-945

[58] *Dillon, T. S.; Laughton, M. A.*: „Expert System Applications in Power Systems“, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1990

[59] *Zöphel, T.*: „Wissensbasiertes Beratungssystem zur Verbesserung der Spannungsstabilität“, Dissertation, Technische Universität Berlin, 1997

[60] *Feng, Z.; Ajjarapu, V.; Maratukulam, D. J.*: „A Practical Minimum Load Shedding Strategy to Mitigate Voltage Collapse“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 4, 1998, S. 1285-1291

[61] *Momoh, J. A.; El-Hawary, M. E.*: „Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications“, Marcel Dekker, New York, 2000

[62] *La Scala, M.; Trovato, M.; Antonelli, C.*: „On-line Preventive Control: An Algorithm for Transient Security Dispatch“, Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, 1998, S. 601-607

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

[64] *Niebur, D.; Germond, A. J.*: „Power System Static Security Assessment Using the Kohonen Neural Network Classifier“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 2, 1992, S. 865-872

[65] *Morik, K.*: „Lernende Agenten im WWW“, Seminar, Lehrstuhl für künstliche Intelligenz, Universität Dortmund, Wintersemester 1998, http://www-ai.cs.uni-dortmund.de/lehre/seminare/agenten98/agenten98.html

[66] *Heydt, G. T.; Liu, C. C.; Phadke, A. G.; Vittal, V.*: „Solutions for the Crisis in Electric Power Supply“, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 14, No. 3, 2001, S. 22-30

[67] *Amin, M.*: „Toward Self-Healing Energy Infrastructure Systems“, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 14, No. 1, 2001, S. 20-28

[68] *CIGRE*: „Workshop on System Disturbances“, Proc. of CIGRE Session, Paris, Frankreich, 1992

[69] *Lehmköster, C.*: „Optimale Netzbetriebsführung mit FACTS-Betriebsmitteln zur Leistungsflußsteuerung“, Dissertation, Universität Dortmund, Forschungs-Report, VDE-Verlag, 1999

[70] *Cutsem, T. Van*: „A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No. 1, 1991, S. 145-156

[71] *Stöber, P.*: „Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Lasten in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieübertragungssysteme“, Dissertation, Universität Dortmund, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 9, Nr. 89, VDI-Verlag, 1988

[72] *Popovic, D. S.*: „A System Approach to Emergency Load Shedding in Case of Voltage Instability“, Proc. of IEEE Budapest Power Tech Conference, 1999

[73] *Otte, R.*: „Selbstorganisierende Merkmalskarten zur multivariaten Datenanalyse komplexer technischer Prozesse“, Dissertation, Universität Dortmund, Shaker-Verlag, 1998

[74] *Schenk, A.; Piras, A.; Germond, A.; Boss, P.; Lorin, P.; Dutoit, J.*: „On-Line Monitoring of Power Transformers Using Self-Organizing Maps“, Proc. of 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Trondheim, Norwegen, 1999

[75] *Cho, H.-S.; Park, J.-K.; Kim, G.-W.*: „Power System Transient Stability Analysis Using Kohonen Neural Networks“, Engineering Intelligent Systems, Vol. 7, No. 4, 1999, S. 209-214

[76] *Mori, H.; Tamaru, Y.; Tsuzuki, S.*: „An Artificial Neural-Net Based Technique for Power System Dynamic Stability with the Kohonen Model“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 2, 1992, S. 856-864

[77] *Polani, D.*: „Organization Measures for Self-Organizing Maps“, Proc. of the Workshop on Self-Organizing Maps (WSOM), Helsinki, Finnland, 1997, S. 280-285

[78] *Villmann, T.; Der, R.; Herrmann, M.; Martinetz, T.*: „Topology Preservation in Self-Organizing Feature Maps: Exact Definition and Measurement“, IEEE Trans. on Neural Networks, Vol. 8, No. 2, 1994, S. 256-266

[79] *Jolliffe, I. T.*: „Principal Component Analysis“, Springer-Verlag, Heidelberg, 1986

[80] *Handschin, E., Leder, C.*: „Automatic Decision Support with a New Visualization Concept for Power Systems“, Proc. of IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001

[81] *Bhattacharya, K., Zhong, J.*: „Reactive Power as an Ancillary Service“, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No. 2, 2001, S. 294-300

[82] *Nielsen, J.*: „Usability Engineering“, Morgan Kaufmann Publishers, San Francisco, 1994

[83] *Rubin, J.*: „Handbook of Usability Testing: How to Plan, Design, and Conduct Effective Tests“, John Wiley & Sons, New York, 1994

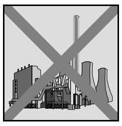
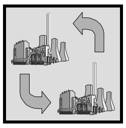
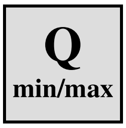
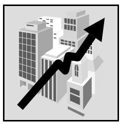
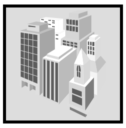
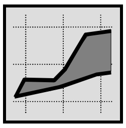
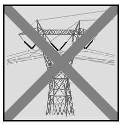
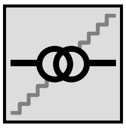
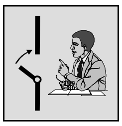
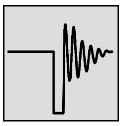
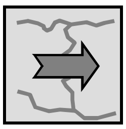
[84] "Usability-Testing für Netzleitstellen“, Expertengespräch im Fachzentrum User Interface Design, Zentralabteilung Technik, Siemens AG, München, 1999

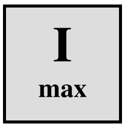
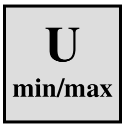
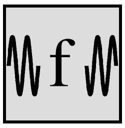
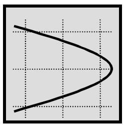
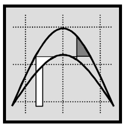
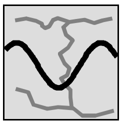
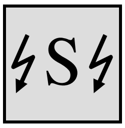
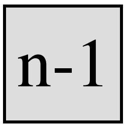
Im Umfeld dieser Dissertation sind folgende Studien- und Diplomarbeiten entstanden:

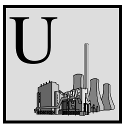
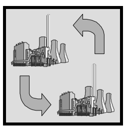
1. *Bohnenkamp, T.*: „Online-Stabilitätsbestimmung in elektrischen Energieübertragungssystemen mit Methoden der Computational Intelligence“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999
2. *Kempers, D.*: „Ausarbeitung eines Usability-Tests zur Bewertung von Visualisierungssystemen für die elektrische Energieversorgung“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999
3. *Fricke, C.*: „Entwicklung einer graphischen Ablaufsteuerung zur Fuzzy-Regelgenerierung in FACTS“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 1999
4. *Schäfer, S.*: „Effiziente Bestimmung und Visualisierung der Kurzschlussleistung im liberalisierten Energieversorgungssystem“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2001
5. *Neumann, H.*: „Entwurf einer leittechnischen Komponente zur Handlungsunterstützung in liberalisierten Energieversorgungssystemen“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2001
6. *Schulz, W.*: „Methoden zur Abschätzung transienter Stabilität“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 2002

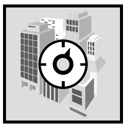
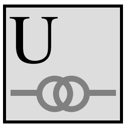
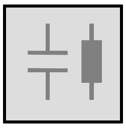
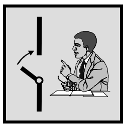
Anhang - Symbole für die Globale Zustandsanzeige

Die in der GZA eingesetzten Symbole werden nachfolgend kurz benannt und erläutert.

	Ursache	Darstellung	binär/ kontinuierlich
	Generatorausfall	Durchkreuztes Kraftwerkssymbol	binär
	Veränderte Einspeisung	Pfeile zeigen Verschiebung von einem Kraftwerk zu einem anderen.	kontinuierlich
	Abstand Blindleistungsgrenze gering	Buchstabe Q ist etabliertes Formelzeichen für Blindleistung.	kontinuierlich
	Lastgradient	Bürogebäude stehen für Verbraucher. Der Pfeil symbolisiert den Anstieg.	kontinuierlich
	Lastniveau	Bürogebäude stehen für Verbraucher.	kontinuierlich
	Prognosefehler	Differenzfläche im Diagramm symbolisiert Prognosefehler.	kontinuierlich
	Betriebsmittelausfall	Durchkreuzter Freileitungsmast	binär
	Bereich der zulässigen Transformatorstufung gering	Etabliertes Transformatorsymbol wird mit gestufter Linie dargestellt.	kontinuierlich
	Schalthandlung	Schaltersymbol mit Person zeigt eine vom Bediener initiierte Schalthandlung.	binär
	AWE	Symbol zeigt Einschwingverlauf nach AWE.	binär
	Hoher Leistungstransit	Pfeil charakterisiert Leistungsfluss von einem Gebiet in ein anderes.	kontinuierlich

	Wirkung (kontinuierlich)	Darstellung
	Strombelastung	Buchstabe I ist etabliertes Formelzeichen für Strom.
	Spannungsband	Buchstabe U ist etabliertes Formelzeichen für Spannung.
	Frequenzstabilität	Buchstabe f ist etabliertes Formelzeichen für Frequenz. Schwingung verstärkt Erkennung.
	Spannungsstabilität	Charakteristische Kurve steht für Spannungsstabilität.
	Transiente Stabilität	Abstrahiertes P-δ Diagramm zeigt Flächensatz der Stabilitätsbewertung.
	Statische Stabilität	Überregionale niederfrequente Schwingung
	Kurzschlussleistung	Buchstabe S ist etabliertes Formelzeichen für Leistung. Blitze zeigen Kurzschluss.
	Ausfallsicherheit	(*n*-1) steht für Ausfallsicherheit

	Maßnahme (binär)	Darstellung
	Sollspannung Generator	Buchstabe U ist etabliertes Formelzeichen für Spannung. Kraftwerkssymbol weist auf Generatorspannung hin.
	Fahrplanänderung	Pfeile zeigen Verschiebung von einem Kraftwerk zu einem anderen.
	Lastabwurf	Bürogebäude steht für Verbraucher. Durchkreuzung bedeutet Abschaltung.

	Maßnahme (binär)	Darstellung
	Laststeuerung	Bürogebäude steht für Verbraucher. Die Skala weist auf Steuerung hin.
Schutz	Schutzparametrierung	Selbsterklärend
	Sollspannung Transformator	Buchstabe U ist etabliertes Formelzeichen für Spannung. Transformatorsymbol zeigt Ort der Spannungsregelung.
	Kompensation schalten	Etablierte Symbole für Kondensator und Drossel stehen für Kompensation.
	Schalthandlung	Schaltersymbol mit Person zeigt eine vom Bediener einzuleitende Schalthandlung.

Abkürzungen

AWE	Automatische Wiedereinschaltung (ehem. Kurzunterbrechung)
CI	Computational Intelligence (Künstliche Intelligenz)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GGDF	Generalized Generation Distribution Factors
GLDF	Generalized Load Distribution Factors
GZA	Globale Zustandsanzeige
KNN	Künstliches Neuronales Netz
MMS	Mensch-Maschine-Schnittstelle
NEM	Netzengpassmanagement
OPF	Optimal Power Flow
PDA	Problemspezifische Detailanzeige
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOM	Selbstorganisierende Merkmalskarte
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Formelzeichen

In dieser Arbeit werden Vektoren und Matrizen fett gedruckt. Hierbei werden Vektoren mit kleinen Buchstaben und Matrizen mit großen Buchstaben dargestellt.

$b_{G,mi}$	Generatorbeteiligungsfaktor der Maschine *m* an der Mode *i*
$b_{K,ki}$	Knotenbeteiligungsfaktor des Knotens *k* and der Mode *i*
$b_{Z,üi}$	Zweigbeteiligungsfaktor des Zweigs *ü* an der Mode *i*
cct	Critical Clearing Time (Kritische Fehlerklärungszeit)
f	Frequenz
F	Zielfunktion des OPF
$h_{xj}(i)$	Nachbarschaftsfunktion für Training der SOM
I_{dauer}	maximal zulässiger Dauerstrom
I_{kurz}	maximal zulässiger Strom für eine begrenzte Dauer
$\boldsymbol{J_r}$	reduzierte Lastfluss-Jacobi-Matrix
k_{max}	Entfaltungsmaß für SOM beim Training
LI	Lasterhöhungsindikator
LI_{min}	minimal zulässiger Wert des Lasterhöhungsindikators
$\boldsymbol{m}$	Vektor der Klassenmerkmale einer SOM
n_A	Nachbarschaftsdimension der SOM
n_V	Dimension des Eingangsdatenraums der SOM
N_i	Anzahl der Neuronen der SOM in Richtung der *i*-ten Dimension
$\boldsymbol{p_g}$	Vektor der eingespeisten Knotenwirkleistungen
$\boldsymbol{p_{g,akt}}$	Aktuelles Einspeisemuster
$\boldsymbol{p_{g,opt}}$	Optimiertes Einspeisemuster

$P_{g,i}$	Wirkleistungseinspeisung am Knoten i
$P_{l,i}$	Wirkleistung der Last an Knoten i
$p_{l,i}$	normierte Wirkleistung der Last an Knoten i
$\boldsymbol{q}$	Vektor der Knotenblindleistungen
$q_{l,i}$	Blindleistung der Last an Knoten i
$\boldsymbol{q_m}$	Vektor der Blindleistungen der Mode m
$q_{v,ü}$	Blindleistungsverluste auf dem Übertragungselement $ü$
Q_g	Blindleistungseinspeisung am Knoten i
$Q_{res,i}$	Abstand der Blindleistungseinspeisung i von der Grenze
$\boldsymbol{u}$	Vektor der Knotenspannungsbeträge
u_i	Spannungsbetrag am Knoten i in pu
$\boldsymbol{u_m}$	Vektor der Spannungsbeträge der Mode m
$\boldsymbol{v}$	Eingangsvektor der SOM
$\boldsymbol{w}$	Gewichtungsvektor der SOM
$\boldsymbol{x}$	Zustandsvektor
α	Exponent der Spannungsabhängigkeit einer Last
ϕ	Fehlerindikator SOM-Anwendung
$\gamma_{l,i}$, $\gamma_{r,i}$	linke und rechte Eigenvektoren
$\boldsymbol{\Gamma_l}$, $\boldsymbol{\Gamma_r}$	Matrix der linken und rechten Eigenvektoren
$\eta(i)$	Funktion der Lernrate für das Training der SOM
κ	Schrittweite für Fahrplanänderung
λ_i	Eigenwert
$\boldsymbol{\Lambda}$	Vektor der Eigenwerte

$\mu_{A\sigma}$	Standardabweichung des Abbildungsfehlers der SOM
μ_{Amax}	Maximum des Abbildungsfehlers der SOM
μ_T	SOM-Gütemaß Topologische Funktion
μ_Q	SOM-Gütemaß Quantisierungsfehler
σ_{min}	minimaler singulärer Wert der Lastfluss-Jacobi-Matrix

Lebenslauf

Name:	Carsten Leder	
Geburtsdatum:	07.12.1972	
Geburtsort:	Datteln	
Familienstand:	ledig	
Schulbildung:	1979-1983	Clemens-Höppe-Grundschule, Oer-Erkenschwick
	1983-1992	Städt. Gymnasium, Oer-Erkenschwick Abschluss: Allgemeine Hochschulreife
Zivildienst:	1992-1993	Vestische Kinderklinik, Datteln
Studium:	1993-1998	Elektrotechnik an der Universität Dortmund Abschluss: Diplom
Nebentätigkeit:	1995-1997	EMC-Test NRW GmbH, Dortmund
Berufstätigkeit:	seit 06.1998	Wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, Universität Dortmund