

**Auswirkungen von durch die Deregulierung
des Strommarktes bedingten Transferleistungen
durch das deutsche Verbundsystem
auf dessen Stabilitätsverhalten**

vorgelegt von
Diplom-Ingenieurin
Jana Neufert
aus Berlin

Von der Fakultät IV - Elektrotechnik und Informatik -
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktorin der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. –

Genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Mönich

Berichter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Kulicke

Berichter: Prof. Dr.-Ing. Rolf Hanitsch

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 23.11.2001

Berlin 2001

D83

Übersicht

Als ein Ergebnis der Deregulierung des Strommarktes wird sich der Austausch von elektrischer Energie zwischen den einzelnen Ländern erhöhen. Die Unvorhersehbarkeit und das möglicherweise hohe Niveau der zusätzlichen Lastflüsse erschweren die Führung des Verbundnetzes und die Planung von internationalen Stromtransaktionen. Aufgrund seiner geographischen Lage inmitten des europäischen Verbundnetzes und insbesondere zwischen Ländern mit hohem Export- und Importanteil ist Deutschland ein Transitland.

In dieser Arbeit wurden die Auswirkungen zusätzlicher Transite durch das deutsche Verbundnetz auf dessen Stabilitätsverhalten anhand eines dynamisch reduzierten Modells des westeuropäischen Verbundnetzes untersucht. Hierfür wurde ein Programmsystem entwickelt, bestehend aus einer Simulationskomponente, dem digitalen Simulationsprogramm NETOMAC, und einem Expertensystem zur Analyse des Netzes, Generierung von Ereignissen, Parametrierung des Simulationsprogrammes, Steuerung des Untersuchungsablaufs und zur Auswertung der Simulationsergebnisse. Das System wurde so konzipiert, dass es für verschiedene Netze, die in NETOMAC-Notation vorliegen, verwendet werden kann, ganz besonders für Netze in codierter Form.

Ausgehend von den bekannten Kuppelleitungen konnte das Netz in Zonen aufgeteilt und verschiedene Transitgruppen definiert werden. Diese Aufteilung half bei der Auswahl verschiedenster Kriterien zur Generierung von Ereignissen sowie bei der Durchführung von Änderungen an der Netzdatei, um beispielsweise die Netzdynamik zu erhöhen. Die dabei generierte Ereignisliste konnte manuell in einem Texteditor bearbeitet werden, wodurch auch die Untersuchung nicht generierbarer Ereignisse, wie Kombinationen von Ereignissen bzw. Kettenreaktionen möglich war. Während der Simulation zur Untersuchung der statischen, transienten und der Spannungsstabilität wurden einzelne Parameter, wie die Dauer des Fehlers und die Art und Höhe der Transite, automatisch variiert.

Die Simulationen brachten gute Ergebnisse über den Einfluss der Transite in den verschiedenen Zonen. Einfache Lastflussvergleiche zeigen, dass sich die Belastung der Leitungen und der anderen Übertragungselemente proportional mit der Größe der Transite verändert. Die Einspeise- bzw. Abnahmegebiete weisen dabei die größten Änderungen auf.

In diesen Gebieten mit den größten Änderungen wird auch die transiente Stabilität stark gefährdet, wenn die Grenzleistungen für die Transite überschritten werden. Zur Beurteilung wurde hierbei der Polradwinkel der Generatoren und die kritische Kurzschlussdauer verwendet. Die Beurteilung der Spannungsstabilität erfolgte mit Hilfe des Knoten-Spannungs-Indexes (KSI), der für jeden Knoten im Netz bestimmt wurde.

Die Arbeit liefert anschaulich in mehreren Diagrammen und Tabellen Ergebnisse über den Einfluss der Transite auf die charakteristischen Größen an den Knoten und Übertragungselementen im deutschen Netz. Durch Decodierung der Netzdaten können die Schwachstellen identifiziert und Präventivmaßnahmen eingeleitet werden.

Abstract

As a result of the deregulation of the electricity markets the volume of electricity exchanges will increase. The unpredictability and potentially high level of these power flows make both more difficult the management of the interconnected network and the planning of international power transactions in the German electricity system. Its position in the centre of the European interconnected network, with borders to countries which are major importers and exporters of electricity, makes Germany to one of the leading countries through which transits will pass through.

This work describes the investigation of the influence of additional power flows through the German power system on the stability by using a model of the western European power system that was reduced dynamically. For this purpose a program system was developed. It consists of the digital simulation program NETOMAC and an expert system built with the expert system shell CLIPS. It includes knowledge bases with facts and rules to analyse the network, generate events, control the investigation and the simulation system and to analyse the results. The system was developed in a way, that it can be generally used for networks described in NETOMAC-notation and especially for coded data.

Beginning at the known tie lines the German network was divided into zones and different transit groups. The transits were varied automatically in size of power amount and in direction of the transits in the later investigation.

In order to investigate the static, transient and voltage stability different criteria could be chosen to generate events and to make changes within the network to stimulate the dynamic behaviour of the power system. The result of the event generation is a list of events. This list can be set up and processed manually with the help of a text editor to allow the investigation of events which cannot be generated automatically, like combinations and chain reactions. In addition some other parameters were varied automatically during the simulation.

The simulations brought up good results about the effects of transits in the different zones. The comparison of load flows show that the load of lines and other transmission elements changes proportional with the size of transits. The areas close to the source and the sink show the greatest change in load.

These are the areas where an additional danger for the stability of the network occur, if the found limits of power amounts will be exceeded. The results regarding the transit stability are based on the observation of both the load angles and the critical short-circuit time, and results regarding the voltage stability are based on the observation of the Node-Voltage-Index (NVI), that was calculated for each node.

The work presents the influence of transits on characteristic values at nodes and transmission elements within the German power system in many diagrams and tables. When decoding the network data it is possible to identify the vulnerable bottle-necks and to develop and make preventive actions.

Inhalt

1	Einleitung	7
1.1	Schritte zur Liberalisierung	7
1.2	Umsetzung der Richtlinie in Europa.....	8
1.2.1	Europäischer Verbund	8
1.2.2	Entwicklung des Stromverbrauchs und Stromaustausches in Europa	10
1.2.3	Stand der Liberalisierung	13
1.3	Umsetzung der EU-Richtlinie in Deutschland.....	14
1.4	Betriebsführungsaufgaben vor und nach der Marktliberalisierung.....	18
1.5	Bisherige Auswirkungen der Liberalisierung.....	20
1.5.1	Preisniveau	20
1.5.2	Netzbetrieb und aufgetretene Störungen.....	22
1.6	Aufgaben und Gliederung der Arbeit	23
2	Stabilität von Verbundsystemen	25
2.1	Statische Stabilität	26
2.2	Transiente Stabilität	28
2.3	Langzeit-Leistungs-Frequenzstabilität	29
2.4	Spannungsstabilität	30
2.5	Überblick über die Stabilitätsprobleme	32
2.6	Zusammenfassung	33
3	Das gegebene Netz	35
3.1	Beschreibung des gegebenen Netzes.....	35
3.2	Aufbereitung und Analyse der Netzdaten	36
3.3	Lastzustand	38
3.3.1	Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch.....	38
3.3.2	Änderung der Belastung	40
3.4	Transite.....	40
3.5	Zusammenfassung	43

4	Programmsystem für die Untersuchungen.....	45
4.1	Anforderungen und Systemarchitektur.....	45
4.1.1	Simulationsprogramm NETOMAC	45
4.1.2	Eigenwertanalyseprogramm NEVA.....	46
4.1.3	Expertensystem	47
4.2	Grundlagen von Expertensystemen.....	49
4.2.1	Wissensakquisition.....	50
4.2.2	Darstellung von Regelwissen.....	51
4.2.3	Allgemeine Darstellung von Faktenwissen	51
4.2.4	Darstellung des elektrischen Energieversorgungsnetzes	52
4.2.5	Inferenz	54
4.2.6	Agenda.....	54
4.2.7	Rückwärtsverkettung.....	55
4.2.8	Vorwärtsverkettung	55
4.2.9	Hilfsmittel zur Erstellung von Expertensystemen	55
4.2.10	Expertensystem-Shell CLIPS.....	56
4.3	Faktenwissensbasis	57
4.4	Netzanalyse	58
4.5	Steuerwissensbasis	59
4.6	Ereignislistenstellung	60
4.6.1	Automatische Ereignislistengenerierung.....	61
4.6.2	Manuelle Erstellung bzw. Bearbeitung der Ereignisliste	61
4.7	Ereignissimulation und Bewertung.....	63
4.8	Diagnosemodul	64
4.9	Entwurf und Test von Maßnahmen	65
4.10	Validierung der Präventivmaßnahmen.....	66
4.11	Feste Dateistruktur:.....	68
4.12	Zusammenfassung.....	69
5	Untersuchung des deutschen Verbundnetzes	70
5.1	Szenarien der Liberalisierung	70
5.2	Auswertungsmöglichkeiten	71
5.2.1	Knoten-Spannungs-Index KSI.....	72
5.2.2	Generischer MIN/MAX	73

5.3	Vorgehensweise zur Untersuchung der Stabilität des deutschen Netzes	76
5.3.1	Untersuchung der statischen Stabilität	76
5.3.2	Untersuchung der transienten Stabilität.....	82
5.3.3	Untersuchung der Spannungsstabilität.....	83
5.4	Ablauf einer Anwendung.....	84
5.5	Zusammenfassung	87
6	Ergebnisse	88
6.1	Bewertung des Ausgangszustandes.....	88
6.1.1	Auslastung der Betriebsmittel	88
6.1.2	Einhaltung des Spannungsbandes	88
6.1.3	KSI-Werte im Grundzustand	90
6.1.4	Bestehender grenzüberschreitender Stromaustausch.....	92
6.1.5	Zusammenfassung	94
6.2	Einfluss der Transite auf den ungestörten Netzbetrieb.....	95
6.2.1	Auswirkung der Transite auf die Belastung der Zweige in den einzelnen Zonen.....	97
6.2.2	Auswirkung der Transite auf den KSI in den einzelnen Zonen.....	99
6.2.3	Auswirkung der Transite auf die maximalen Polradwinkel der Generatoren in den einzelnen Zonen	103
6.2.4	Zusammenfassung	109
6.3	Einfluss der Transite auf den gestörten Netzbetrieb.....	110
6.3.1	Auswertung der untersuchten Kurzschluss-Ereignisse.....	110
6.3.2	Ausfall verschiedener Betriebsmittel.....	114
6.3.3	Simulation von Ereignissen an den KSI-starken Knoten	116
6.3.4	Auswirkung der Transite auf die Spannungs- und Langzeitstabilität	122
6.3.5	Zusammenfassung	125
6.4	Modalanalyse.....	126
7	Schlussbetrachtungen	127
7.1	Bewertung der Ergebnisse.....	127
7.2	Bewertung des Programmsystems	131
8	Zusammenfassung	133
9	Anhang	137

9.1	Engpässe im Übertragungsnetz [DVG 00]	137
9.2	Netzanalyse	139
9.2.1	Aufteilung des Inlandsnetzes in Zonen	139
9.2.2	Definition der thermischen Grenzströme.....	139
9.2.3	Modifizierter Vermaschungsgrad	142
9.3	Leistungsbilanz – Definition der verschiedenen Leistungen	143
9.4	Verwendete Macros	144
10	Glossar.....	147
11	Literaturverzeichnis	159

1 Einleitung

1.1 Schritte zur Liberalisierung

Im traditionellen Ordnungsrahmen bestand die Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen in der zuverlässigen und ausreichenden Versorgung aller Verbraucher im Versorgungsgebiet mit elektrischer Energie. Für die vertikal integrierten Unternehmen in der Hand der öffentlichen Rechtsträger galt das Prinzip der Kostendeckung. Alle entstandenen Kosten der Energieversorgung erhielten die Versorger von den Endverbrauchern erstattet. Netzübergreifende Verbundleitungen dienten der Aushilfe in Störfällen und der Stabilisierung des Gesamtsystems, einer verringerten Reservehaltung und dem eingeschränkten Energieaustausch zwischen den monopolistischen Energieversorgungsunternehmen.

Die Liberalisierung der englisch/walisischen Energieversorgung durch die Thatcher-Regierung 1989 zeigte, dass die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz nicht die Existenz eines alleinigen koordinierenden Unternehmens vorschreibt. Stromerzeugung und Stromverkauf konnten dem Wettbewerb von Versorgungsunternehmen, unabhängigen Erzeugern und Handelsunternehmen geöffnet werden. Die Monopolbereiche der Elektrizitätsübertragung und der Elektrizitätsverteilung wurden von den Wettbewerbsbereichen abgetrennt und unterlagen einer eingehenden Regulierung.

Rasche Rationalisierungsmaßnahmen und Preissenkungen im englisch/walisischen Markt erhöhten weltweit den Zwang, wettbewerblich orientierte Reformen in der Elektrizitätsversorgung anzustreben. Aus diesem Grund erließ das Europäische Parlament am 19. Dezember 1996 die „EU-Richtlinie 96/92 betreffend der gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“. Die Richtlinie zwang alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zur Umsetzung eines wettbewerblich orientierten Ordnungsrahmens in nationales Recht bis zum Februar 1999.

Mit der Umsetzung der EU-Richtlinie wird eine stärkere wirtschaftliche Integration der nationalen Elektrizitätswirtschaften sowie die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft angestrebt, ohne jedoch Abstriche bei der Versorgungszuverlässigkeit zu machen.

Für die vertikal integrierten Elektrizitätsversorger in Europa haben die Bestimmungen der Richtlinie weitgehende Folgen: Die Forderung nach einer kostenrechnerischen Trennung von Erzeugung, Transport und Verteilung von Elektrizität (sog. Unbundling) führt zu einschneidenden organisatorischen Veränderungen in den Unternehmen. Zudem erfordert die diskriminierungsfreie Gleichbehandlung aller Kunden – unabhängig davon, ob es der Stromhändler aus dem eigenen Konzern oder ein unabhängiger Strombroker ist, ein Umdenken aller Mitarbeiter. Aus diesem Grunde werden Informationssperren zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den übrigen Bereichen des gleichen Unternehmens, gefordert.

In den folgenden zwei Abschnitten wird kurz auf die Entwicklung der Strommärkte und die Umsetzung der Richtlinien in Europa und Deutschland eingegangen, bevor dann im Punkt 1.4 die Betriebsführungsaufgaben vor und nach der Marktliberalisierung beschrieben werden.

1.2 Umsetzung der Richtlinie in Europa

1.2.1 Europäischer Verbund

Auf europäischer Ebene koordiniert die UCTE (Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie, früher UCPTTE) den Transport elektrischer Energie für ihre europäischen Mitglieder. Die Ziele der UCTE sind insbesondere der sichere Verbundbetrieb, die Erleichterung des Energieaustausches und der gegenseitigen Aushilfe sowie die transparente und diskriminierungsfreie Öffnung der europäischen Übertragungsnetze, ohne die eine wirksame Liberalisierung des Strommarktes nicht möglich ist.

Im Juni 1999 wurde durch die Gründungsmitglieder UCTE, NORDEL (Nordeuropa), ATSOI (Irland) und UKTSOA (Großbritannien) der neue Dachverband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ETSO (Association of European Transmission System Operators) gegründet, mit folgender Zielstellung:

- Bildung einer gemeinsamen Plattform der Kommunikation der Übertragungsnetzbetreiber untereinander und gegenüber den Institutionen der EU,
- Entwicklung gemeinsamer Prinzipien und Regeln
- Untersuchung aller Fragen von europäischem Interesse in Bezug auf die Übertragungsnetzbetreiber

Die vier Mitgliedsorganisationen umfassen 35 Übertragungsnetzbetreiber aus der Europäischen Union, Norwegen und der Schweiz. Über deren Netze werden mehr als 350 Millionen Menschen mit Elektrizität versorgt, der Stromverbrauch beträgt mehr als 2.700 TWh pro Jahr.

Während sich die UCTE zukünftig verstärkt mit den technischen Fragestellungen des internationalen Stromaustausches und der Aufrechterhaltung eines sicheren Verbundbetriebs im Synchronbereich des europäischen Festlandes beschäftigen wird, liegen die Aufgaben von ETSO eher bei der Schaffung gemeinsamer ökonomischer Grundsätze des grenzüberschreitenden Stromaustausches und des Netzzugangs in den Ländern der EU.

Die bereits 1998 gegründete Steering Group „International Exchanges of Electricity“ soll gemeinsame Prinzipien für technische und finanzielle Fragen des internationalen Stromaustausches entwickeln, wobei zu den technischen Herausforderungen die Bestimmung der international verfügbaren Übertragungskapazitäten (Net Transfer Capacity), die Modellierung eines physikalischen Lastflussmodells anstelle des vertraglich vereinbarten Übertragungsweges und gemeinsame Regeln für den Austausch betrieblich relevanter Informationen gehören.



Bild 1.2 Steigender Stromverbrauch in Europa [Bulletin 12/01]

Der Spagat zwischen der Einhaltung technischer, für die Sicherheit jedoch unabdingbarer Mindestanforderungen und einem möglichst freien und ungehinderten Wettbewerb muss den Netznutzern vermittelt werden. Beschränkungen der Übertragungsmöglichkeiten, die sich durch technische Einschränkungen ergeben, stoßen nicht selten auf wenig Verständnis. Durch die enge Vermaschung des Verbundnetzes und die sich daraus ergebende Komplexität des gesamten Systems können Stromlieferungen zwischen zwei Ländern zu Engpässen in einem dritten Land führen, die durch einfache Verfahren, wie den „Vereinbarten Übertragungsweg“ (Contract Path) nicht mehr abgebildet und nachvollzogen werden können. Somit wird neben der Kommunikation dieser Problematik auch der möglichst umfassende und zeitnahe Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern weiter an Gewicht gewinnen.

1.2.2 Entwicklung des Stromverbrauchs und Stromaustausches in Europa

Der Stromverbrauch in Europa (UCTE) steigt seit 1994 kontinuierlich an. Bild 1.2 zeigt den Stromverbrauch bezogen auf die vorangegangenen zwölf Monate. Im Jahr 2000 betrug die Zunahme im UCTE-Raum gegenüber dem Vorjahr durchschnittlich 3,2% (Deutschland +2,3%). Die größten Steigerungen waren in Griechenland (+7,2%), in Slowenien (+6,9%), Jugoslawien (+6,8%), in Portugal (+6,3%) und in Spanien (+5,4%) zu verzeichnen. Weniger stark war die Zunahme in Italien (+4,4%), Österreich (+3,3%), Schweiz (+2,3%), Frankreich (+2,0%) und in den Niederlanden (+1,4%).

Der physikalische Stromaustausch innerhalb der UCTE- und CENTREL-Länder über grenzüberschreitende Verbundleitungen > 110 kV erhöhte sich 2000 um 7,7% auf 206,2 TWh. Das Land mit den höchsten Exporten ist mit weitem Abstand Frankreich mit 71,9 TWh (Exportsaldo 68,8 TWh). Zweitgrößter Exporteur ist Deutschland mit 42,3 TWh (Importsaldo 1,9 TWh), gefolgt von der Schweiz mit 29,4 TWh (Exportsaldo 5,7 TWh) und Österreich mit

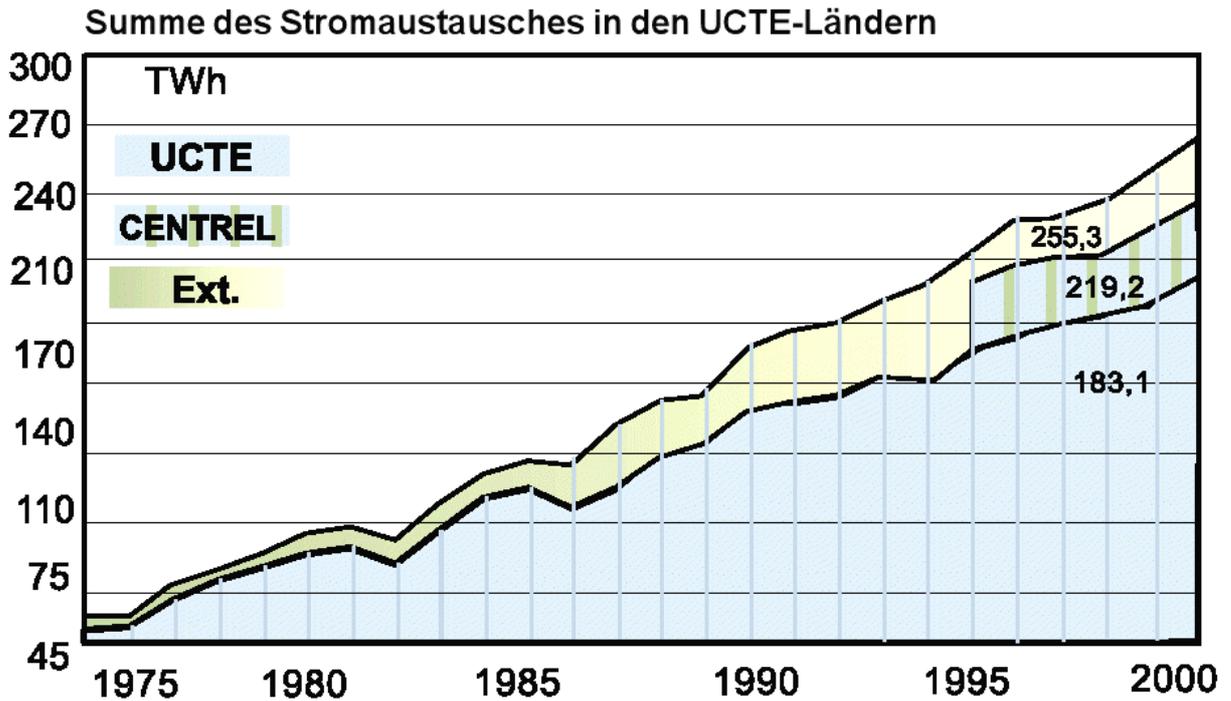


Bild 1.3 Entwicklung des Stromaustausches in den UCTE-Ländern [UCTE 00-3]

15,5 TWh (Exportsaldo 1,8 TWh). Größter Importeur ist traditionell Italien mit 44,7 TWh vor Deutschland mit 44,2 TWh, der Schweiz mit 23,6 TWh und den Niederlanden mit 22,9 TWh.

Übertragbare Leistungen

Die verbleibende Leistung (Definition: s. Anhang: 9.3) gibt Aufschluss über den Handlungsspielraum eines Landes, über die Exportkapazität bzw. den Importbedarf. Zur Bewertung der Zuverlässigkeit der Stromsysteme ist es interessant, diesen Wert mit den aus Sicht der Netze gegebenen Übertragungsmöglichkeiten an den Grenzen der verschiedenen Länder bzw. Ländergruppen zu vergleichen.

Hierzu benutzt man die übertragbaren Leistungen (Net Transfer Capacity), die von ETSO errechnet werden. In Bild 1.4 sind in einer Prognose für die Leistungsbilanz 2001 bis 2003 ([UCTE 00-2]) die verbleibenden Leistungen in den einzelnen Ländern für die Monate Januar 2001 und Juli 2001 den Übertragungskapazitäten gegenübergestellt. Die Differenz aus verbleibender Leistung und exportierbarer Leistung kann als diejenige Leistung interpretiert werden, die das betreffende Land dem Verbundsystem für dessen Zuverlässigkeit zur Verfügung stellen könnte.

Es ist festzustellen, dass in einigen Ländern die verbleibende Leistung deutlich größer ist als die Exportmöglichkeiten des Netzes. Dies ist der Fall in Spanien und Polen, sowie in Frankreich in der Sommerperiode. Umgekehrt verfügen die Länder mit geringer verbleibender Leistung jedoch über nennenswerte Importmöglichkeiten aus Netzsicht, so dass eine zuverlässige Versorgung gewährleistet werden kann; dies gilt insbesondere für die Niederlande.

Allgemein zeigt sich hier, dass die Transportmöglichkeiten für die Systemsicherheit kein Hindernis darstellen.

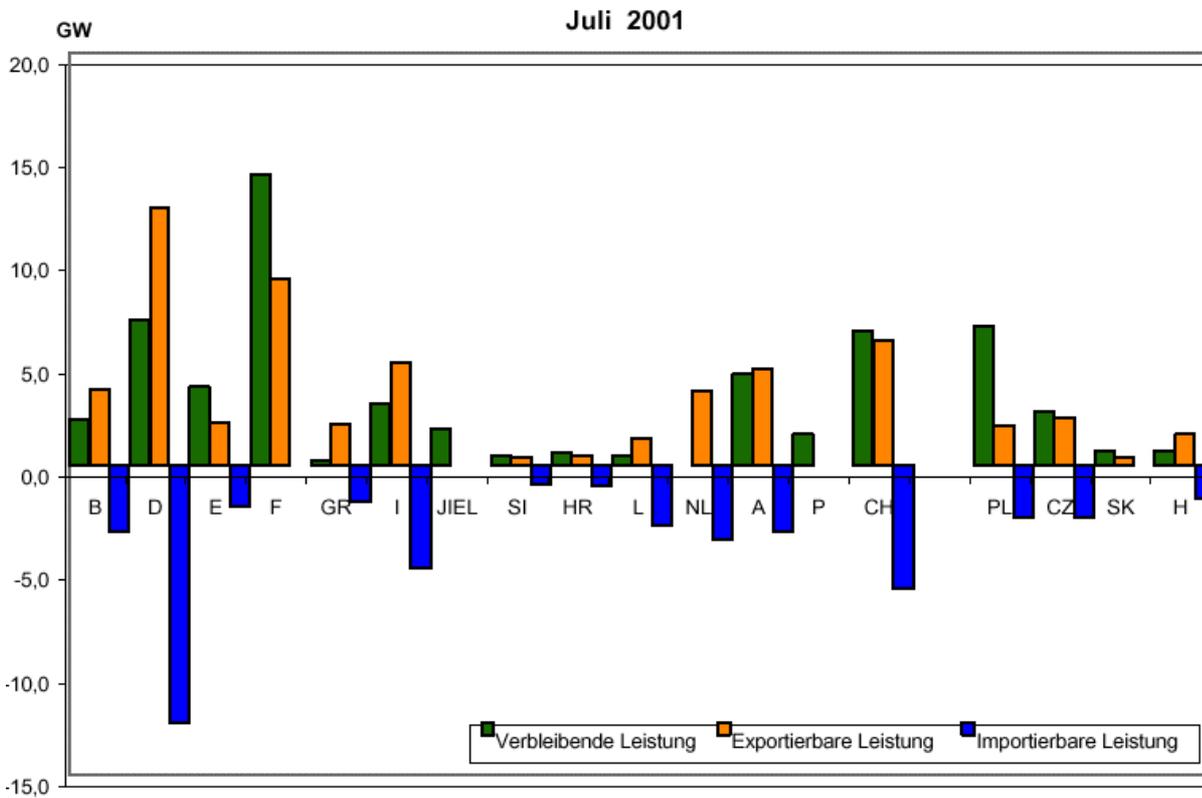
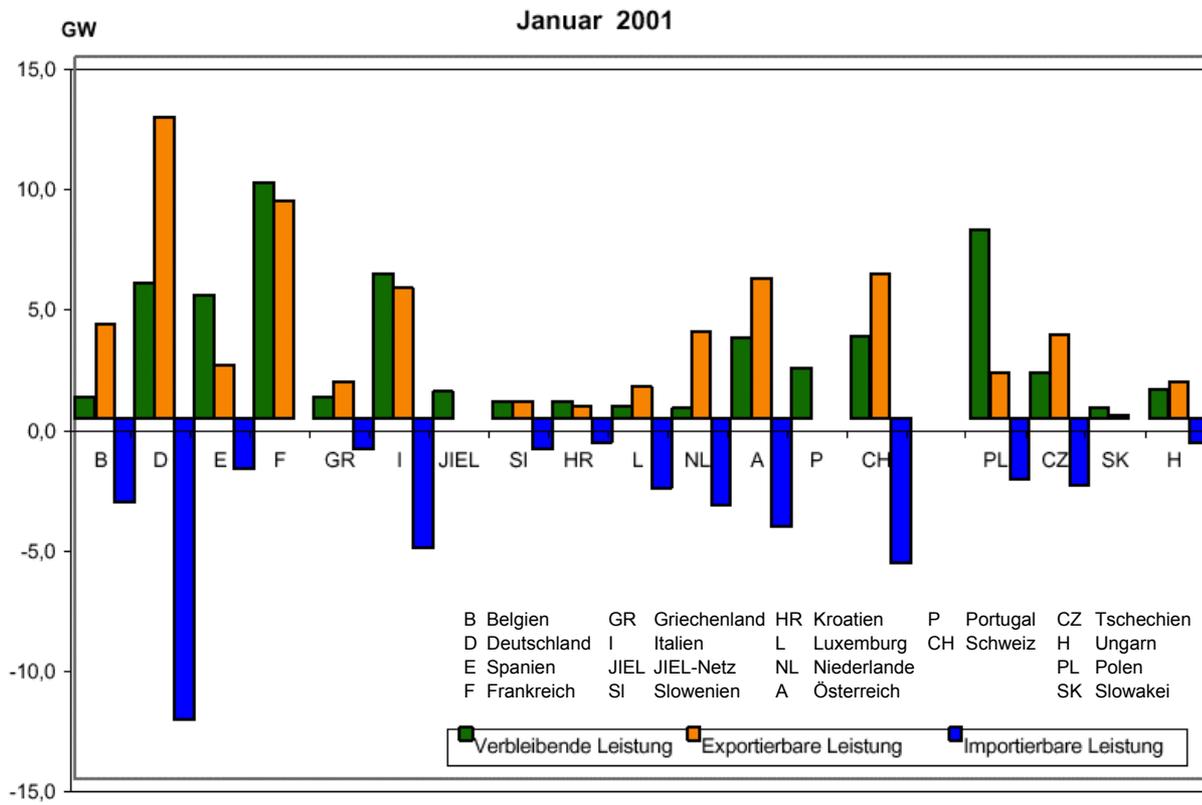


Bild 1.4 Verbleibende Leistung und Import-/Exportkapazität der UCTE-Länder [UCTE 00-2]

1.2.3 Stand der Liberalisierung

Die Liberalisierung des Strommarktes in der Europäischen Union wird in den einzelnen Mitgliedsländern unterschiedlich gehandhabt. Lediglich Deutschland, Finnland, Schweden und Großbritannien hatten im Jahr 2000 ihre Märkte zu 100 Prozent geöffnet. Für die EU ergab sich 2000 eine durchschnittliche Marktöffnungsquote von 65 Prozent (Bild 1.5).

Einige Länder begannen früher mit der Deregulierung ihres Strommarktes, aber alle haben sich dabei mehr Zeit gelassen als Deutschland und längere Übergangsfristen geschaffen. So haben zum Beispiel Schweden und Finnland die privaten Haushalte für mehrere Jahre vom Wettbewerb ausgenommen, und in den Niederlanden wird der Haushaltskunde trotz Liberalisierung wohl bis 2007 auf die freie Wahl seines Stromerzeugers warten müssen. Andere Ländern haben mit der Liberalisierung noch gar nicht richtig begonnen und setzen die EU-Richtlinie nur gerade soweit um, wie es rechtlich unvermeidbar ist. Auf diese Weise schottet zum Beispiel Frankreich seinen Markt praktisch völlig ab, während gleichzeitig französischer Strom auf dem deutschen Markt zu subventionierten Dumpingpreisen angeboten wird. Von einem liberalisierten EU-Strommarkt mit auch nur annähernd gleichen Bedingungen in den einzelnen Ländern ist Europa noch weit entfernt.

Wichtet man den Grad der nationalen Marktöffnung mit dem physikalischen Konsum an Elektrizität in einem Land, so ergibt sich, dass der deutsche Markt rd. ein Drittel (35%) des geöffneten europäischen Marktvolumens darstellt. Dem gegenüber beträgt der französische Beitrag zum europäischen Wettbewerbsmarkt nur gut 8 %.

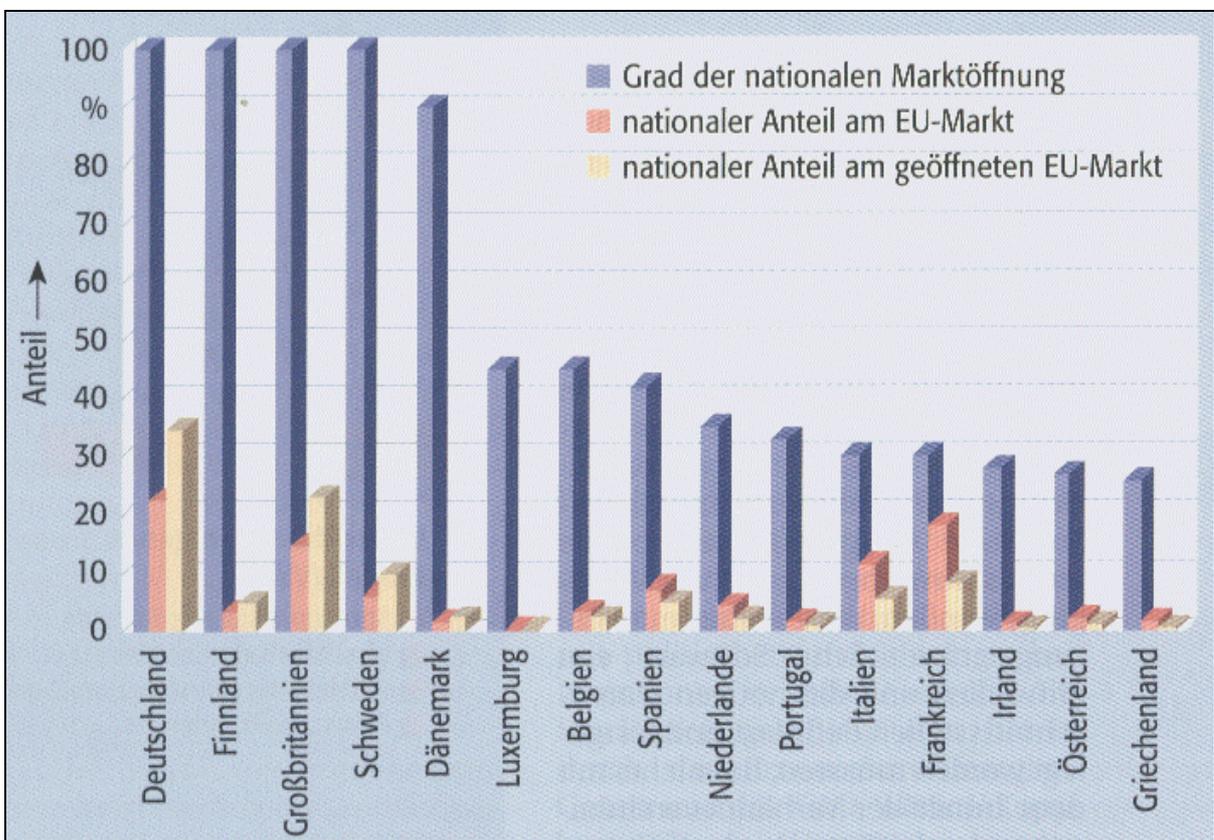


Bild 1.5 Grad der Marktöffnung in der Europäischen Union [Marquis 01]

1.3 Umsetzung der EU-Richtlinie in Deutschland

Im Vergleich zu allen Mitgliedstaaten in der Europäischen Union setzte Deutschland infolge der radikalen Öffnung – ohne Übergangsfristen und sofort für alle Kundengruppen – den Wettbewerb am schnellsten um. Das stellte an die Umsetzung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hohe Anforderungen. Mit der ersten Verbändevereinbarung mit Netzregeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen („Distribution Code“) und Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten setzte Deutschland – im Unterschied zu allen anderen Ländern – mit einem liberalisierten Strommarkt nicht auf Regulierung und Regulierungsbehörden, sondern auf Flexibilität und Effizienz der Selbstregulierung. Dieses Instrument hat sich bewährt und die neue Verbändevereinbarung zur Netznutzung setzte weitere Impulse für den Wettbewerb, insbesondere im Massenkundengeschäft, frei, weil nun nicht mehr jede „Durchleitung“ separat und individuell verhandelt werden muss.

Mit dem Wandel vom Monopol zum Wettbewerb geht aber auch die Rationalisierung als permanente Aufgabe einher. Die deutschen Stromversorger haben bereits erhebliche Kostensenkungspotentiale erschlossen. Dies schlägt sich in sinkenden Beschäftigtenzahlen, Abbau nicht wettbewerbsfähiger Kraftwerksleistung und geringeren Ausgaben für Investitionen nieder. Die Plandaten der Stromversorger spiegeln das erhöhte Maß an Unsicherheit wider. Bis zum Jahr 2003 planen die Unternehmen, das Investitionsvolumen auf sieben Mrd. DM zu kürzen. Dies entspräche einem Rückgang von mehr als 30 Prozent im Vergleich zu 1998. Im Kraftwerksbereich ist im gleichen Zeitraum eine Reduzierung der Investitionen um mehr als 0,7 auf rund 2,5 Mrd. DM geplant. Im Netzbereich würden die Investitionen nach den Planungen um rund 1,7 auf 3,6 Mrd. DM sinken.

Für 2001 wurde ein Rückgang der in den Kraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehenden Leistung um rd. 6 GW ermittelt [Staschus 00]. Das lässt sich folgendermaßen erklären:

1. Zwischen 1999 und 2001 wurde ein um 2,4 GW stärkerer Anstieg der Last gegenüber dem Anstieg der Kraftwerksleistung prognostiziert.
2. Die nicht einsetzbare Leistung wurde für 2001 um 3,7 GW höher eingeschätzt als 1999, das resultierte u.a. aus der Zunahme der Einspeisung aus regenerativen Energien.

Der prognostizierte Anstieg der Last kann durch die neuen Zahlen bestätigt werden: So kauften die Kunden der deutschen Stromversorger von Januar bis März 2001 mit 128 (erstes Quartal 2000: 124) TWh 2,5 % mehr Strom als im entsprechenden Vorjahreszeitraum.

Die freie, verbleibende Leistung wird also 2001 und vor allem 2002 stark sinken. Erst im Jahre 2003 wird wieder ein Anstieg durch schnelleres Wachsen der Kraftwerksleistung gegenüber der Last erwartet. Der Reservebedarf der Kraftwerksbetreiber dürfte durch Fusionen und andere Wettbewerbsauswirkungen gegenüber 1999 aber sinken, so dass eine zuverlässige Versorgung aus Sicht der Leistungsbilanz in den nächsten Jahren bis 2003 mit einigen Gigawatt freier Leistung noch gegeben ist. Trotzdem muss festgestellt werden, dass das früher vorhandene Zuverlässigkeitspolster zusammenschmilzt.

Das deutsche Verbundnetz ist, wie in Bild 1.1 zu sehen ist, integraler Bestandteil des westeuropäischen Verbundes der UCTE, es weist aber auch leistungsfähige Kuppelleitungen zu Netzen der Unternehmen in Skandinavien (NORDEL) und zu östlich angrenzenden Verbundsystemen (CENTREL) auf. Deutschland hat mehr Nachbarn als jedes andere Land Europas und eine entsprechend hohe Kuppelleistung.

Im hochvermaschten deutschen Verbundnetz sind Übertragungen über größere Entfernungen eher die Ausnahme. Der Weg, den eine kWh im 380 kV-Netz durchschnittlich rechnerisch zurücklegt, ist im europäischen Vergleich mit rund 80 km niedrig. Das deutsche Verbundnetz kennt bisher kaum Blindleistungs- und dynamische Probleme, die Netzverluste sind gering.

Der Wandel von einer bislang weitgehend lokal und regional orientierten zu einer zunehmend national und international ausgerichteten Branche schlägt sich in wachsenden Auslandsaktivitäten der deutschen Stromversorger nieder. Schwerpunkte sind dabei bislang Länder, die der Europäischen Union (EU) beitreten werden – Polen, Tschechien und Ungarn –, aber auch der skandinavische Raum. In jüngster Zeit gewinnen darüber hinaus die westeuropäischen Partner wachsende Bedeutung, wie Engagements in den Niederlanden, in Italien und Spanien zeigen.

Der grenzüberschreitende Stromaustausch hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten deutlich zugenommen. Die Deregulierung der nationalen Strommärkte und Preisunterschiede zwischen den Ländern werden den grenzüberschreitenden Handel weiter fördern. Dieser zunehmende Energieaustausch im Verbund über zunehmend größere

Import, Export, Austauschsaldo Deutschlands 1996 - 2000

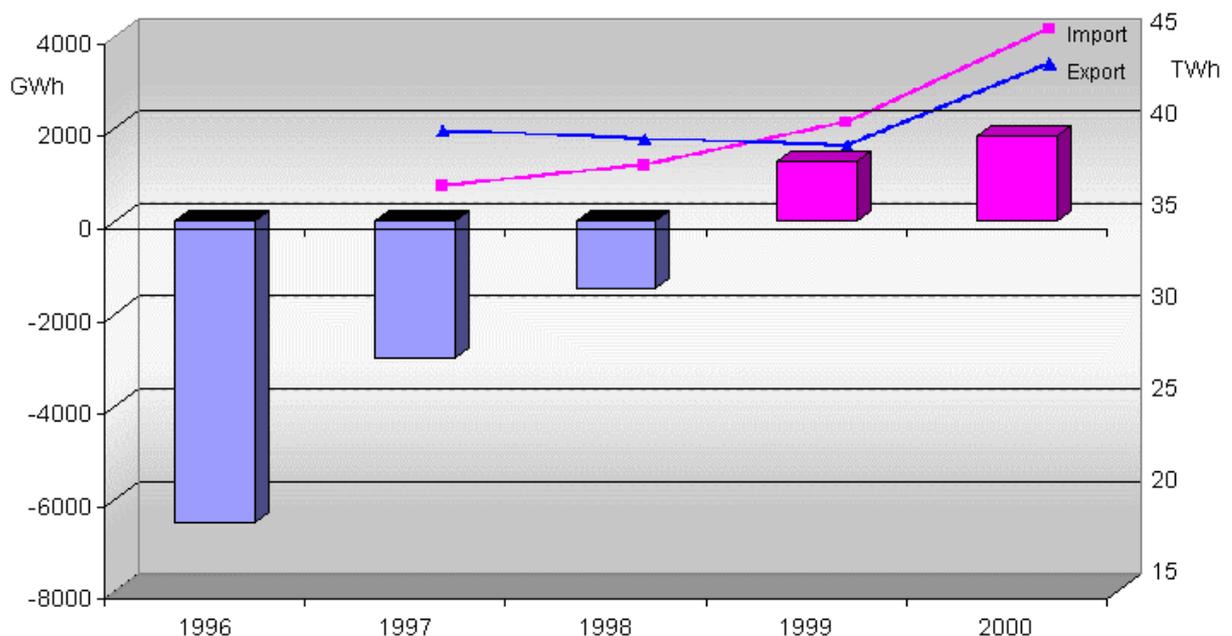


Bild 1.6 Entwicklung der Stromimporte und -exporte sowie des Austauschsaldo von Deutschland mit Tendenz zu verstärkten Stromimporten

Entfernungen, wie auch der steigende Verbrauch der Abnehmer wird bei Reduzierung der Investitionskosten und einer möglicherweise weniger vermaschten Netzstruktur zu einer verstärkten Auslastung der Betriebsmittel führen.

In Bild 1.6 ist die Entwicklung des Stromaustausches sowie des Austauschaldos von Deutschland bis 2000 dargestellt. Die Stromeinfuhren nach Deutschland stiegen 1999 um knapp sechs Prozent, 2000 sogar um 12 % gegenüber dem Vorjahr. Frankreich, die Schweiz, Österreich und die Tschechische Republik als wichtigste Lieferländer deckten zusammen rund 80 Prozent der Einfuhren. Deutschlands Stromausfuhr stieg ebenfalls. Mehr als 40 Prozent davon gingen in die Niederlande. Die Schweiz, Österreich und Luxemburg waren weitere wichtige Abnehmer (vgl. Bild 1.1 und Bild 1.7).

Anhand der Entwicklung des Austauschaldos zeichnet sich ab, dass der steigende Energieverbrauch in Deutschland mehr und mehr über Importe aus dem Ausland gedeckt werden wird.

In Bild 1.7 ist der Stromaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten dargestellt. Deutschland bezieht im Laufe des Tages aus den südlichen Nachbarländern Strom aus Wasserkraft zur Deckung des Spitzenbedarfs. In den Nachtstunden wird Leistung nach Österreich und in die Schweiz geliefert, z.B. um das Wasser in den Pumpspeicherwasserkraftwerken wieder nach oben zu pumpen. Dadurch werden die vorhandenen Energieressourcen und Kraftwerke optimal genutzt und je nach Tageszeit ergibt sich ein anderer Lastfluss.

Sehr wichtig für die Sicherheit des Netzbetriebes ist, dass Transite allen Netzbetreibern bekannt sind und mit Hilfe von Lastflussrechnungen bestimmt werden kann, welche Länder Transiteure sind.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren ständig gewachsen und könnte sich in den nächsten Jahren entsprechend einem „Orientierungsszenario Solare Elektrizitätswirtschaft“ gemäß Bild 1.8 weiter entwickeln. Die Bundesregierung hat mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Rahmenbedingungen für die stärkere Nutzung von Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie verbessert. Ziel ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in den nächsten 10 Jahren zu verdoppeln. Die größten absoluten Zuwächse dürften aus der Biomassen- und der Windenergienutzung kommen.

So waren Ende 2000 in Deutschland 9359 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von knapp 6100 MW errichtet. Für 2001 werden weitere 1700 MW erwartet [EW 01/12]. Die Zahl der Photovoltaik-Anlagen wird zwar stark wachsen, ihr absoluter Beitrag bleibt im Vergleich aber vernachlässigbar. Die Wasserkraft ist aus ökologischen Gründen nur noch beschränkt ausbaufähig.

Diese Kraftwerke speisen dann zumeist über das Verteilnetz ihre Leistung ein. Die Unsicherheit der Leistungslieferung und z.T. auch die Unkenntnis über die installierte Leistung verändern Blockeinsatz, Lastaufteilung und Frequenzregelung, also Reserve-

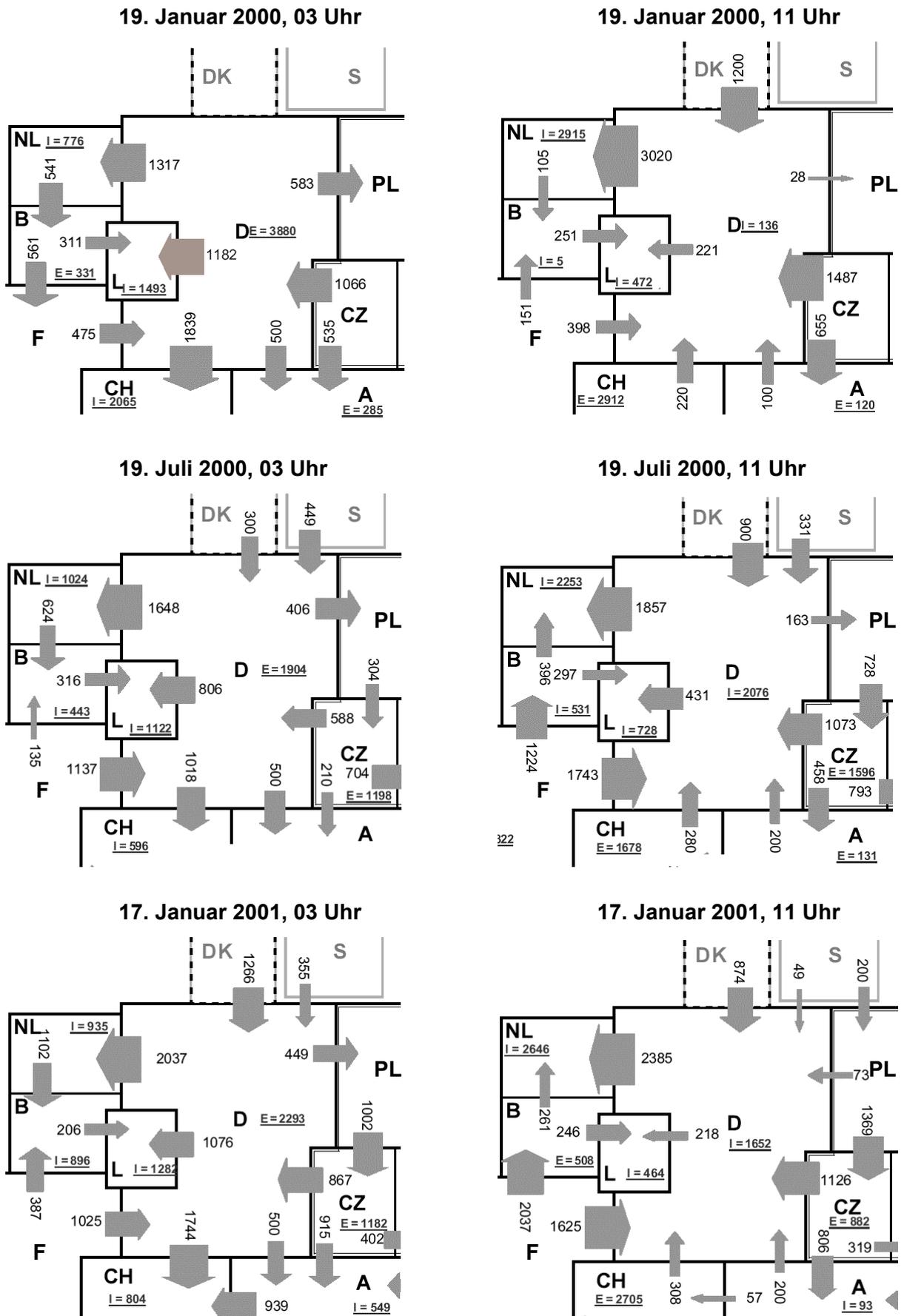


Bild 1.7 Stromaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten (Quelle: Halbjahresberichte UCTE)

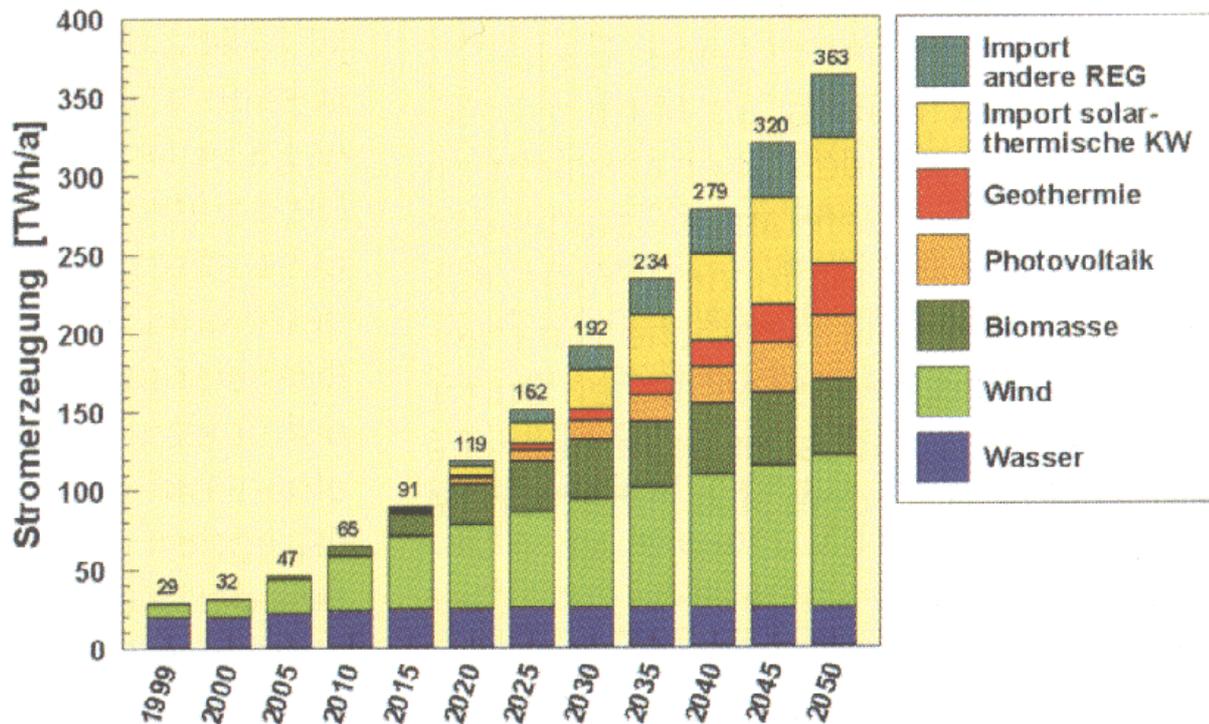


Bild 1.8 Entwicklung der Anteile regenerativer Stromerzeugung in Deutschland im „Orientierungsszenario Solare Elektrizitätswirtschaft“ [Nitsch 00]

anforderungen. Dies erfordert flexible Übertragungsnetze zur verstärkten Durchführung des notwendigen kurzfristigen Handelns und beeinflusst somit Netzplanung und -betrieb.

1.4 Betriebsführungsaufgaben vor und nach der Marktliberalisierung

In Deutschland betreiben sechs Unternehmen (Bewag, EnBW, E.ON, HEW, RWE und VEAG) das deutsche Hochspannungsnetz als systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber. Die für den Betrieb der deutschen Übertragungsnetze erforderlichen technischen und regulatorischen Absprachen erfolgen auf freiwilliger Basis unter dem Dach der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG), Heidelberg.

Zwischen den verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern und insbesondere zwischen den in ihren Netzen tätigen Händlern sind Spielregeln wichtig. Das zeigen mehrere Situationen seit 1997, in denen unangemeldete Transite von mehreren tausend Megawatt das europäische Netz wohl erstmals in seiner jüngeren Geschichte an den Rand des Zusammenbruchs brachten. Dies geschah zu einer Zeit, als Händler ohne Absprache mit den Netzbetreibern eigenmächtig für große und für den Übertragungsnetzbetreiber nicht vorhersehbare Veränderungen des Lastflusses sorgten.

Vor der Marktliberalisierung hatten die Stromversorgungsunternehmen eine Monopolstellung in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten. Kraftwerke und Netze wurden durch zentrale Betriebsführungen von einem Ort aus in sogenannten Lastverteilungen bzw. Schaltleitungen geführt. Die wesentlichen Funktionen der Betriebsführungen der Verbundunternehmen waren:

- Wirtschaftlicher Energieeinsatz und Netzregelung sowie
- sichere Führung des Höchstspannungsnetzes

Zum Aufgabenbereich Energieeinsatz gehörten die Einzelaufgaben: Lastprognose, Kraftwerkseinsatzoptimierung, Laststeuerung, Verbundaustausch und Verbundabrechnung. Beim zweiten Aufgabenschwerpunkt, der Netzführung, stand die Sicherheit der Stromversorgung im Mittelpunkt. Diese Sicherheit ständig aufrecht zu erhalten oder – nach Störungen – rasch wieder herzustellen, war Gegenstand von Netzüberwachung, Netzsteuerung, Netzsicherheitsprüfung und Störungsmanagement.

Mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts erfolgte die Öffnung der Netze. Nach dem Willen des Gesetzgebers haben die Netzbetreiber jetzt die Funktion einer neutralen Instanz innerhalb des elektrischen Energiemarktes auszufüllen. Für die Netzbetreiber resultieren daraus folgende grundsätzliche Aufgaben:

- allen Marktteilnehmern den Marktzugang zu transparenten, objektiven und nichtdiskriminierenden Bedingungen zu gewährleisten,
- Systemverantwortung wahrzunehmen und erforderliche Systemdienstleistungen, wie
 - Frequenzhaltung
 - Spannungshaltung
 - Versorgungswiederaufbau
 - Betriebsführungzur Verfügung zu stellen,
- einen zuverlässigen Netzbetrieb sicher zu stellen.

Als Systemdienstleistung ist mit der Frequenzhaltung die ständige Wahrung des momentanen Gleichgewichts zwischen Gesamterzeugung und Gesamtverbrauch und damit der stabile Systembetrieb als Grundvoraussetzung für die Stromversorgung verbunden. Der Übertragungsnetzbetreiber muss im Rahmen seiner Systemverantwortung einerseits Störungen auf der Erzeugerseite und andererseits schwankende Verbraucherlast durch Aktivierung von Regel- und Reserveleistung ausgleichen. Hierzu setzt der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der zeitlichen Reihenfolge ihrer Wirkung die Primär- und Sekundärregelung sowie die Minutenreserveleistung ein.

Die Spannungshaltung ist Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung. Der Übertragungsnetzbetreiber muss Zugriff auf Einrichtungen zur Blindleistungskompensation in geeignetem Umfang und geeigneter Charakteristik haben, um die vorgeschriebenen Grenzwerte bzw. vereinbarten Spannungsbänder sicher einhalten zu können.

Bei Regelzonen-übergreifenden Durchleitungen ist ein entsprechender Datenaustausch zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern erforderlich, damit diese innerhalb ihres jeweiligen Bereiches die Leistungs-Frequenz-Regelung ordnungsgemäß durchführen können.

Bei Ausfall der Einspeisung oder gegebenenfalls auch der Last sorgt der Übertragungsnetzbetreiber kurzzeitig, das heißt für etwa eine Stunde, noch für die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts. Die erforderlichen Maßnahmen für den anschließenden Zeitraum sind von der Einspeise- bzw. Entnahmeseite zu veranlassen. In Bild 1.9 wird deutlich, dass die Durchleitung von Elektrizität im Sinne eines Warenaustausches physikalisch nicht erfolgt. Vielmehr muss durch den Netzbetreiber jederzeit der Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme überprüft werden.

Der Übertragungsnetzbetreiber untersucht die Zulässigkeit einer Durchleitung entsprechend den Anforderungen eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebes. Die Überprüfung der Durchleitungsanmeldungen wird täglich auf der Basis aller bis zum Anmeldeschluss eingetroffenen Anmeldungen durchgeführt. Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Systembetriebes gefährdet, so werden diejenigen Durchleitungen nicht genehmigt, die zur Gefährdung des Systembetriebes beitragen – in umgekehrter Reihenfolge ihrer Anmeldung.

Ergeben sich dann im aktuellen Betrieb Engpässe (s. Anhang, 9.1), z.B. aufgrund der Netzkonstellation nach Mehrfachausfällen von Netzkomponenten – so kann der Übertragungsnetzbetreiber eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes veranlassen, um die Netzengpässe zu beheben und die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systembetriebes sicherzustellen.

Diese verschiedenen Aufgaben können nur bei Einhaltung technischer Mindestanforderungen für Zugang und Nutzung der Netze eingehalten werden. Im „GridCode“ [DVG 00], der in enger Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber mit der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) erarbeitet wurde, werden die Pflichten und Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber, Anschlussbedingungen, Regeln zur Netznutzung und zum Netzausbau, zur Betriebsplanung und Betriebsführung, zur Sicherstellung und Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen beschrieben.

1.5 Bisherige Auswirkungen der Liberalisierung

1.5.1 Preisniveau

Es ist oft die Rede davon, dass der Wettbewerb die Strompreise sinken lässt und die Verbraucher daraus ihren Vorteil ziehen. Offensichtlich ist das jedoch gar nicht das zurzeit in Deutschland verfolgte politische Ziel. Im Gegenteil: Strom wird durch die Ökosteuer gezielt verteuert. Der Preiskampf auf dem Strommarkt und die weitere Anhebung der Ökosteuer könnten zu dem Ergebnis führen, dass der Kunde in Zukunft mehr Geld für das Produkt Strom bezahlt und es ihm zugleich in schlechterer Qualität angeboten wird.

Die meisten der 149 Millionen Haushalte in der Europäischen Union (EU) zahlten im Jahr 2000 niedrigere Strompreise: Die monatliche Stromrechnung eines Drei-Personen-Musterhaushaltes sank im Vergleich zu 1999 im EU-Mittel um gut vier Prozent von 46 auf 44 Euro (Bild 1.10). In Deutschland lag die Preissenkung trotz der Auflagen durch die Politik

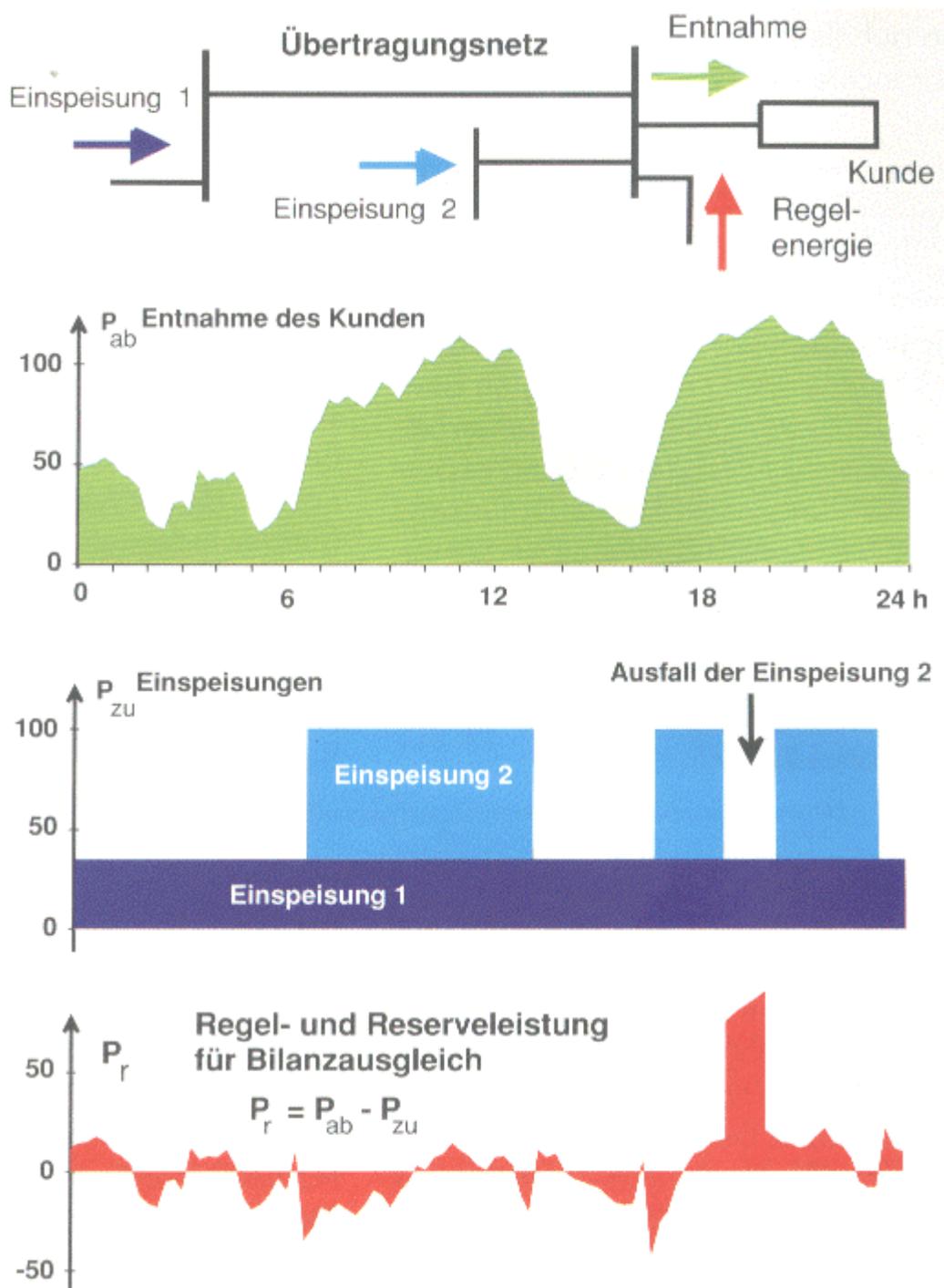


Bild 1.9 Bilanzausgleich durch Netzbetreiber zwischen Kundenbedarf und Lieferung durch Durchleitungen [Stamer 99]

über dem EU-Mittelwert: Die Rechnung des Musterhaushaltes fiel um mehr als sechs Prozent von 47 auf 44 Euro. Für 2001 erwartet der VDEW allerdings wieder einen Anstieg durch die höhere Öko-Steuer sowie die wachsenden Abgaben für Erneuerbare Energien und für Kraft-Wärme-Kopplung.

Die niedrigste Monats-Stromrechnung in der EU zahlte 2000 wie in den Vorjahren die finnische Musterfamilie mit rund 24 (25) Euro. Gründe dafür sind vor allem die

kostengünstige Wasserkraft und Kernenergie. Die teuerste Stromrechnung erhält man in Italien mit 70 (75) Euro.

1.5.2 Netzbetrieb und aufgetretene Störungen

Der Netzbetrieb im Europäischen Verbund funktionierte auch trotz der Umstrukturierungen durch die Liberalisierung der Strommärkte weiterhin sicher und zuverlässig. Dennoch kam es durch die zusätzlichen Belastungen der Übertragungsnetze durch Transite bzw. Ringflüsse zu Engpässen, wodurch einige Stromtransporte nicht mehr möglich waren.

- Belgien: Am 14. Juli 1999 erreicht die Belastung einer Leitung zwischen Frankreich und Belgien ein solches Ausmaß, dass im belgischen Netz das (n-1)-Kriterium nicht mehr überall erfüllt war. Die Messungen ließen ein Ringfluss von mehr als 1000 MW von Süden nach Norden erkennen. Die Abhilfemaßnahme einer Impedanzerhöhung durch Änderung der Netztopologie war nicht ausreichend, so dass Belgien schließlich eine bedeutende Lieferung zwischen Frankreich und den Niederlanden annullieren musste. [UCTE 00-1]
- Niederlande: Am 6. Juni 1999 sowie an den darauffolgenden Tagen verursachten beträchtliche Transporte von Süd- nach Norddeutschland eine Überlast auf einer Verbindung zwischen Deutschland und den Niederlanden sowie eine ungewöhnliche Verteilung der Lastflüsse auf den übrigen Verbindungen nach Deutschland. Die einzig mögliche Abhilfemaßnahme bestand in einer Beschränkung der Importe, was eine Einschränkung für die Marktteilnehmer bedeutete. [UCTE 00-1]

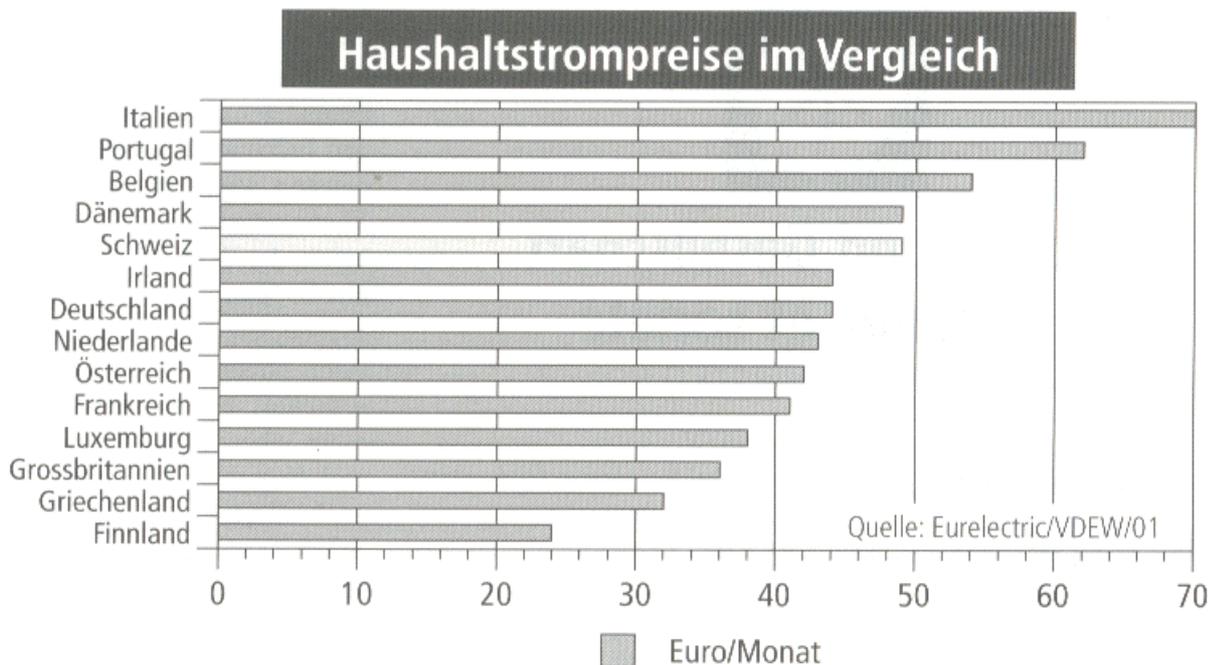


Bild 1.10 Vergleich der Stromrechnung eines Musterhaushaltes mit drei Personen und einem durchschnittlichen Verbrauch von 300 kWh im Monat (Rechnung einschließlich aller Abgaben und Steuern in Euro/Monat) [Bulletin ASE/AES 12/2001, S.60]

Ein weiteres, immer noch aktuelles Problem sind die Spannungszusammenbrüche, die in den vergangenen Jahren durch Überlastung der vorhandenen Übertragungs- und Verteilnetze, oft auch im Zusammenhang mit einer ungünstigen Netztopologie auftraten. Untersuchungen haben gezeigt, dass durch den hohen Ausnutzungsgrad der jeweiligen Übertragungs- und Verteilnetze der alleinige Ausfall eines wichtigen Betriebsmittels zu einer Absenkung der Spannung im Übertragungssystem und zu anschließenden Schutzauslösungen von Leitungen sowie zur Abschaltung von Kraftwerksblöcken führen kann.

1.6 Aufgaben und Gliederung der Arbeit

Im internationalen Vergleich ist die elektrische Energieversorgung in Deutschland sehr zuverlässig und stabil. Die Sicherheit der Anlagen wird durch leistungsfähige Schutzrichtungen und durch eine solide Anlagentechnik gewährleistet. Dieser Zustand beruht vor allem auf dem Umstand, dass der Ausbau der Einrichtungen in der Vergangenheit großzügig, überlegt und in sinnvollen Stufen erfolgte.

Der Zuwachs bei der Erzeugung erfolgt demnächst jedoch nicht mehr wie bisher zentral in großen Einheiten, sondern Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, Windkraftanlagen und Nutzung lokaler Wärmequellen (Müllverbrennung) beherrschen die Neubauszene.

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen zukünftigen Entwicklungen, wie der zwar langsamer aber stetig steigende Energieverbrauch und der steigende Energieaustausch im Verbundbetrieb über immer größere Entfernungen bei möglicherweise reduziertem Netzausbau führen zu einer zunehmenden Belastung der Übertragungsleitungen und stärkeren Pendelneigung der Generatoren, wodurch der Sicherheitsspielraum immer kleiner wird. Zahlreiche Messungen aber auch Simulationsstudien ([Bolden 82], [Carlsen 82], [Clodius 96], [Fairney 82]) bestätigen, dass die Realisierung – im deregulierten Markt zunehmend zu erwartender – großräumiger Transite stabilitätsverbessernde Maßnahmen erfordern und Verbunderweiterungen und Transitmöglichkeiten auf technisch/wirtschaftliche Grenzen stoßen werden. Weiträumige Transite können zu folgenden Problemen führen:

- thermische Überlastung der Netzbetriebsmittel
- verringerte transiente Stabilität
- verringerte oszillatorische Stabilität
- Verschlechterung der Spannungshaltung und des Blindleistungshaushaltes
- Spannungszusammenbruch nach dem Ausfall von Netzteilen.

Gerade das deutsche Verbundnetz wird aufgrund seiner zentralen Lage (Bild 1.1) verstärkt durch Transferleistungen belastet werden. In wie weit die zu erwartende höhere Auslastung der Leitungen das dynamische und statische Stabilitätsverhalten des Gesamtnetzes beeinflussen, soll in dieser Arbeit untersucht werden.

Dazu wird ein geeignetes Modell des westeuropäischen Verbundnetzes (UCTE) unter verschiedensten Transitbedingungen und Störfällen simuliert. Die Simulationen im

Zeitbereich erfolgen mit dem digitalen Simulationsprogrammes NETOMAC ([Kulicke 79]). Mit dem Teilprogramm NEVA können verschiedene Eigenwertanalysen durchgeführt werden.

Für die Stabilitätsuntersuchungen wird ein Expertensystem entwickelt, welches Regelwerke zur Wirk- und Blindleistungsstabilität sowie zur statischen Stabilität enthält. Mit dem Expertensystem sollen dann bestehende bzw. sich entwickelnde Schwachstellen im Netz aufgezeigt und entsprechende Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen werden, um eine Gefährdung des Netzes durch Stabilitätsverlust zu vermeiden.

Die Arbeit ist folgendermaßen gegliedert:

Im Kapitel 2 werden Begriffe zur Stabilität in Verbundsystemen erläutert sowie auslösende Ereignisse, Einflussgrößen und Abhängigkeiten bei den zu unterscheidenden Arten der Stabilität herausgearbeitet. Das dritte Kapitel beschäftigt sich mit dem gegebenen Modell des europäischen Verbundnetzes. Nach der Betrachtung der enthaltenen Elemente wird beschrieben, wie die Netzdaten für die Untersuchung aufbereitet und angepasst werden. Der Lastzustand wird abgeschätzt und Möglichkeiten zur Definition der Transite werden aufgezeigt.

In Kapitel 4 werden zunächst die Anforderungen an ein für diese Untersuchungen geeignetes Programmsystem beschrieben und anschließend Konzept und Struktur des entwickelten Programms vorgestellt. Die Vorgehensweise und Anwendung der implementierten Funktionen zur Untersuchung der statischen, transienten und Spannungsstabilität wird in Kapitel 5 beschrieben.

In Kapitel 6 werden schließlich die Ergebnisse ausgewertet und der Einfluss der Transite auf das deutsche Verbundnetz beurteilt. In Kapitel 7 werden die Ergebnisse und das entwickelte Programmsystem bewertet.

Kapitel 8 stellt zusammenfassend die gesamte Arbeit vor. Im Anhang sind weiterführende Informationen und im Glossar wichtige Begriffsdefinitionen zu finden.

2 Stabilität von Verbundsystemen

Der Begriff der Stabilität wird in der elektrischen Energietechnik sehr weit gefasst. Er kennzeichnet die Fähigkeit der Netze, Generatoren und Motoren sowohl im quasistationären Betrieb bei kleinen Störungen (z.B. Leistungsschwankungen) als auch bei großen Störungen (z.B. Kurzschlüssen, Ausfällen hochbelasteter Betriebsmittel) im Synchronismus zu bleiben und die Spannungen innerhalb zulässiger Grenzen zu halten.

Das Energieversorgungsnetz ist ein sehr komplexes Gebilde. Man muss vor jeder Stabilitätsuntersuchung das betrachtete Modell reduzieren, bzw. man entwickelt von Anfang an ein reduziertes Modell. Dabei muss der Ingenieur aufgrund seines Sachverstandes wissen, welche physikalischen Phänomene er in der Modellbildung berücksichtigen muss und welche nicht.

Bei der Modellbildung haben sich gewisse Auswahlkriterien entwickelt, die im wesentlichen frequenzorientiert sind. Will man z.B. alle hochfrequenten Vorgänge vernachlässigen, werden die Kapazitäten nicht berücksichtigt. Ein Verzicht auf niederfrequente Vorgänge erlaubt es, die Thermik des Kraftwerkskessels außer acht zu lassen. So entstehen zur Untersuchung spezieller Phänomene angepasste Modelle, die auf Stabilität untersucht werden. Entsprechend den Modellen spricht man nun von statischer Stabilität, transientser Stabilität, Langzeitstabilität usw.

In dieser Arbeit wird in Anlehnung an die klassische Systemtheorie unterschieden zwischen der transienten und der statischen Stabilität nach kleinen Anregungen.

Betrachten wir zunächst den normalen, stabilen Zustand. Hier liegen die elektrischen Spannungen im Bereich der Nennwerte, die Übertragungsleistungen und die Generatorleistungen sind konstant (d.h. sie pendeln nicht) und die Netzfrequenz schwankt nur stochastisch im Bereich des Nennwertes. Dieser Normalzustand oder Gleichgewichtszustand beruht auf:

- a) dem Gleichgewicht der in jedem Augenblick erzeugten und verbrauchten Wirk- und Blindleistungen,
- b) der Fähigkeit der Generatoren und Motoren, in den rotierenden Massen Energie zu speichern und bei einer Gleichgewichtsstörung abgeben zu können,
- c) der Fähigkeit der Generatoren, synchronisierende und dämpfende Drehmomente und Leistungen entwickeln zu können,
- d) der Fähigkeit des Übertragungsnetzes, bei einer Spannungswinkeländerung Wirkleistungen und bei einer Spannungs Betragsänderung Blindleistung zu übertragen,
- e) der Fähigkeit der Generator-, Spannungs-, Blindleistungs-, Kraftwerks- und Netzregelung, das Leistungs- und Spannungsgleichgewicht gewährleisten zu können.

Störungen im Netz, wie z.B. Kurzschlüsse, Kraftwerks- oder Leitungsausfälle können diesen Gleichgewichtszustand beeinflussen.

2.1 Statische Stabilität

Die statische Stabilität eines Systems als Voraussetzung für jeden praktischen Betrieb ist gegeben, wenn die linearisierten Differentialgleichungen des Systems im Bereich des betrachteten stationären Arbeitspunktes ein stabiles Verhalten beschreiben. Bei der statischen Stabilität als „Stabilität im Kleinen“ unterscheidet man natürliche und künstliche Stabilität. Natürliche Stabilität eines Netzes liegt vor, wenn die Generatoren als nicht geregelt angenommen werden und das Netz trotzdem stabil ist. Künstliche Stabilität setzt voraus, dass Regler die Stabilität sicherstellen. Im Falle eines unzureichenden Sicherheitsabstandes von der Stabilitätsgrenze besteht die Gefahr des Überganges zwischen zwei Arbeitspunkten mit unzureichend gedämpftem Zeitverhalten oder die Gefahr selbständig aufklingender Oszillationen voneinander entfernter großer Netzblöcke gegeneinander mit unzulässigen Frequenz- und Leistungspendelungen („inter area oscillations“), wie es in großen Verbundsystemen häufig beobachtet wurde. Solange hierdurch keine Grenzwertverletzungen auftreten, kehrt das System meist nach gewisser Zeit unter Abklingen der Oszillationen wieder in einen stabilen Betriebspunkt zurück, ohne dass nachteilige Folgen zu verzeichnen sind (Bild 2.1).

Nachdem über mehr als 10 Jahre kein Verlust der überregionalen statischen Stabilität im UCTE-Verbund bekannt geworden ist, trat dies erstmals wieder nach Parallelschaltung der Netze der CENTREL-Länder auf, was neben der räumlichen Ausdehnung eine Erhöhung der am Netz befindlichen Kraftwerksleistung um 25 % auf rd. 300 GW im Höchstlastfall bedeutete. Der mehrmalige Stabilitätsverlust trat ausschließlich während kurzzeitiger – anschließend reduzierter – hoher Ost-West-Lastflüsse auf, wodurch deren stabilitätsmindernder Einfluss im UCTE/CENTREL-Verbund belegt wird.

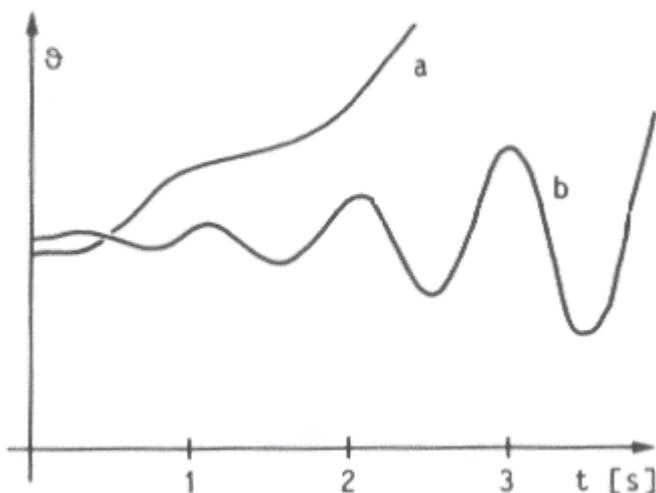


Bild 2.1 Erscheinungsformen der statischen Instabilität

- ϑ Lastwinkel (äußerer Polradwinkel)
- t Zeit
- a monotone Instabilität
- b oszillatorische Instabilität

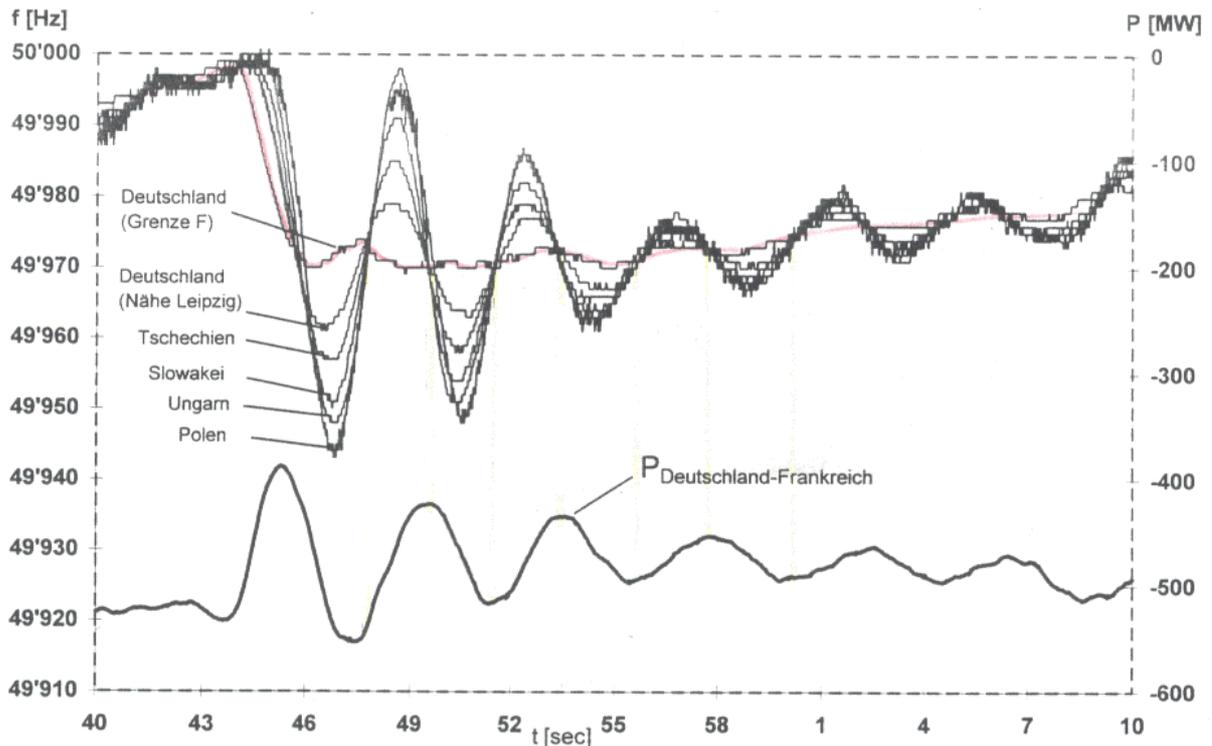


Bild 2.2 Frequenz- und Kuppelleistungspendelungen nach einem Kraftwerksausfall in Spanien

Gerade Störungen in den Randgebieten des Verbundnetzes bzw. schwach angebundenen Teilnetzen führen zu starken Pendelungen. In Bild 2.2 sind für die Ost-West-Grundpendelung, die nach einer Störung in Spanien aufgetretenen gemessenen Frequenzpendelungen einiger östlicher Länder sowie eine Kuppelleistung zwischen Deutschland und Frankreich dargestellt [Weber 97]. In den Frequenzpendelungen ist deutlich die langsamste Ost-West-Grundmode des Netzes mit einer Periodendauer $T_p=3,68\text{s}$ ($f=0,27\text{ Hz}$) zu erkennen, bei welcher die Linie konstanter Frequenz auf der deutsch-französischen Grenze liegt und die Generatorpolräder um so stärker pendeln, je weiter sie von dieser Linie entfernt sind. Die Kuppelleistung erreicht jeweils immer dann ihre Extremwerte, wenn die Frequenzen (oder Drehzahlen) gerade ihren Nulldurchgang haben und somit die Polradwinkel gerade ihre maximale Auslenkung erreichen.

Durch den festgestellten entdämpfenden Einfluss von Transiten aus den Randlagen des Verbundsystems in das Zentrum kann das Netz nahe an die Stabilitätsgrenze oder sogar in den Bereich der Instabilität gelangen. Ein sicherer Verbundbetrieb ist nur gewährleistet, wenn Maßnahmen zur Systemdämpfung vorgenommen werden. Wo und wie diese Maßnahmen anzusetzen sind, kann mit Hilfe der Eigenwertanalyse ermittelt werden.

Die Behandlung der statischen Verbundstabilität erfordert also eine flächendeckende dynamische Systemanalyse des gesamten Verbundsystems. Die Sicherstellung der statischen Verbundstabilität schafft zunächst aber nur die Voraussetzung für eine ausreichende Flexibilität im Normalbetrieb des Netzes. Hierauf aufbauend müssen Fragen der transienten Stabilität behandelt werden, um auch bestimmte fehlerhafte Zustände des Netzes beherrschen zu können.

2.2 Transiente Stabilität

Die transiente Stabilität ist die Stabilität im Großen. Der Verlust der transienten Verbundstabilität ist sehr kritisch für den Gesamtverbund.

Während bei einer kleinen Störung der Energiefluss nur leicht schwankt, kann eine große Störung, z.B. ein Kurzschluss auf einer Leitung oder eine Leitungsunterbrechung, zu einer wesentlichen Verschiebung der Energieflüsse führen, so dass das Gleichgewicht zwischen Energiezufuhr von der Turbine her und der Energieabfuhr über die Synchronmaschine ins Netz zum Verbraucher empfindlich gestört wird. Die rotierenden Massen der Synchronmaschinen und der Turbine wirken dabei als Energiespeicher. Abhängig von der Situation werden sie beschleunigt oder gebremst. Es entstehen Drehzahl- und Lastwinkelpendelungen. Überwiegt dabei die Energiezufuhr, so wird die Synchronmaschine transient instabil, d.h. sie fällt außer Tritt (Bild 2.3). Die maximal zulässige Leistung oder die Stabilitätsgrenze hängt ab von der Blindleistungsbelastung, vom Lastwinkel ϑ , von der Netzreaktanz X_N , von der Fehlerart, vom Fehlerort und vor allem von der Fehlerdauer und somit von der Fähigkeit des Netzschutzes, die Energieübertragung in möglichst kurzer Zeit wieder herstellen zu können.

Wenn nach einem Netzfehler Generatorgruppen größerer Netzgebiete des Verbundsystems untereinander zwar synchron bleiben, aber ihren Synchronismus mit dem Gesamtsystem

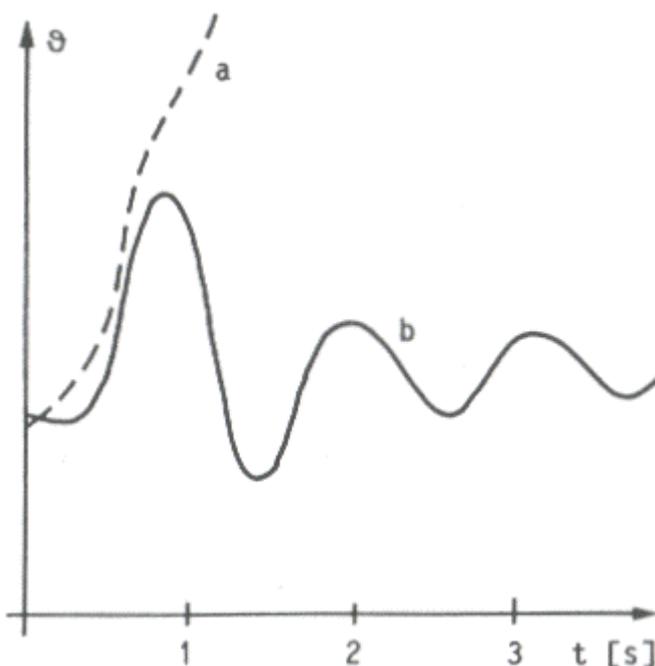


Bild 2.3 Erscheinungsformen der transienten Stabilität

- δ Lastwinkel (äußerer Polradwinkel)
- t Zeit
- a monotone Instabilität
- b oszillatorische Instabilität

verlieren, können eventuell schwer beherrschbare Folgeerscheinungen aufgrund von Spannungs- und Frequenzschwankungen oder Kraftwerks- und Leitungsabschaltungen entstehen. Die Wahrung der transienten Stabilität hängt neben den genannten Systemeigenschaften weiterhin ab von der Vorbelastung (Volllast, Teillast, übererregt, untererregt), von der während des Kurzschlusses noch abgebbaren Leistung (Restspannung), von Generatordaten (Anlaufzeitkonstante, Dämpfer, x_d'), Erregersystem (Dämpfung, PSS - Power System Stabiliser), Turbinenmoment und der gegenseitigen Beeinflussung von Nachbargeneratoren (Stabilität eines Multimaschinensystems).

Als Stabilitätskriterium wird in dieser Arbeit die kritische Kurzschlusszeit (critical clearing time) verwendet. Konkret bedeutet dies im elektrischen Energieversorgungssystem, welche maximalen Fehlerzeiten bei einem Kurzschluss zulässig sind, ohne dass der Synchronismus der Generatoren oder Generatorgruppen untereinander verloren geht.

2.3 Langzeit-Leistungs-Frequenzstabilität

Nach einem Kraftwerksausfall kommt es zu einer Wechselwirkung zwischen den Kraftwerken mit ihren Energiespeichern und -quellen und den Verbrauchern. Wird dabei die Wirkleistungsbilanz der Erzeuger und Verbraucher gestört, so muss die Differenz zunächst aus den rotierenden Massen bezogen werden. Die Netzfrequenz nimmt so lange ab, bis das Wirkleistungsgleichgewicht durch eine Erhöhung der Kraftwerksleistung oder durch Lastabwurf wiederhergestellt werden kann (Bild 2.4).

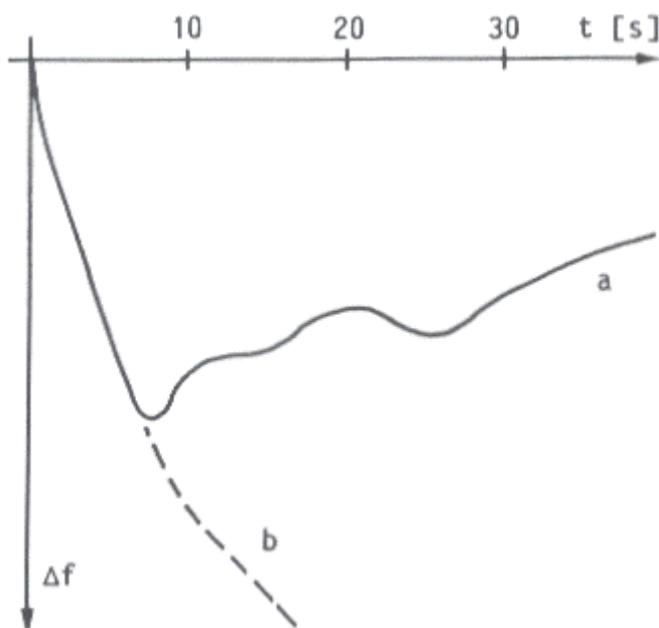


Bild 2.4 Erscheinungsfornen der Langzeit-Leistungs-Frequenzstabilität
 Δf Lastwinkel (äußerer Polradwinkel)
 t Zeit
 a stabil
 b instabil, z.B. wegen unzureichender Kraftwerksleistung

Die Grenze der P-f-Stabilität, d.h. die Größe der zulässigen Ausfalleistung in einem Netz, hängt ab von der Größe der schnell aktivierbaren Kraftwerksreserve und von deren Regelfähigkeit, von der Leistungsfähigkeit des Verbundnetzes, von der Fähigkeit des Netzschutzes, durch Netzentkopplung und/oder Lastabwurf das Leistungsgleichgewicht wiederherstellen zu können.

2.4 Spannungsstabilität

Zu den klassischen Stabilitätsbegriffen kommt jetzt noch die Spannungsstabilität hinzu. Hierbei handelt es sich um Stabilität im Kleinen, d.h. eine Stabilitätsaussage über das linearisierte Modell. Im Gegensatz zu den üblichen Untersuchungen der statischen Stabilität spielt jedoch die Dynamik der Last, das Spannungs-Blindleistungsverhalten der Lasten eine entscheidende Rolle, weil die Netzspannung vor allem durch das Gleichgewicht der Blindleistungen bestimmt wird.

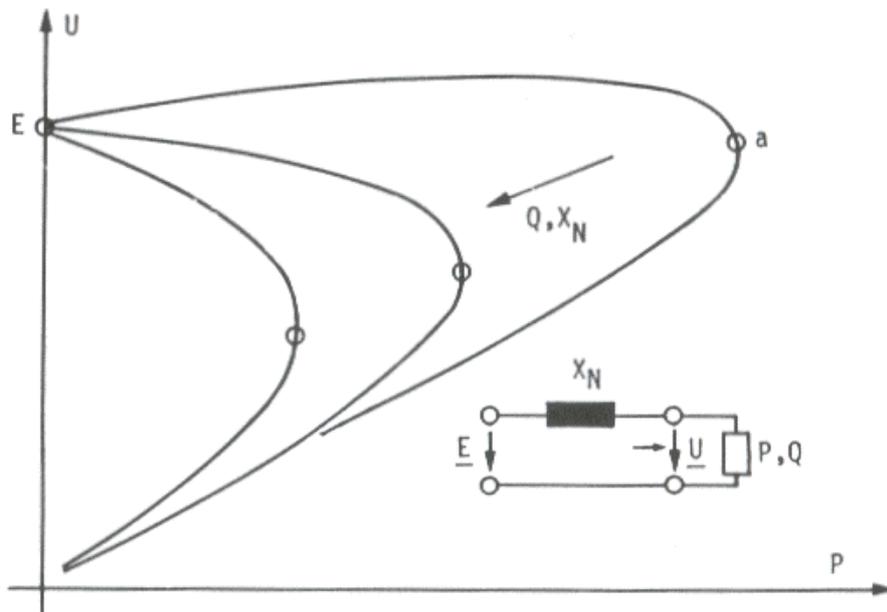


Bild 1.11 Erscheinungsformen der Spannungsstabilität: Abhängigkeit der Verbraucherspannung U von der Verbraucherleistung P

a Stabilitätsgrenzleistung bei gegebener Verbraucherblindleistung Q und Netzreaktanz X_N

Wird der Blindleistungsverbrauch der Längsreaktanzen (Induktivitäten) des Netzes bei der Energieübertragung durch die Blindleistungserzeugung der Querreaktanzen (Kapazitäten), der Synchronmaschinen, der Lasten und der Blindleistungskompensatoren nicht ausgeglichen, so kommt es zur Spannungsinstabilität.

Netzstörungen, bei denen Probleme mit der Spannungsstabilität auftreten, haben Spannungsschwankungen zur Folge, die im Bereich $U=0,5$ bis $1,5$ p.u. liegen. Entstehen Spannungen unter der halben Netznennspannung, so kann man in der Regel davon ausgehen, dass die betroffenen Netzbezirke abgeschaltet werden. Spannungen oberhalb der Nennspannung sind in Bezug auf die Spannungsstabilität von untergeordneter Bedeutung.

Sie führen in der Regel zu einem untererregten Betrieb der Generatoren und können dadurch die statische Instabilität oder das Ansprechen des Untererregungsschutzes verursachen.

Die Grenze der U-Stabilität, d.h. die maximal zulässige Netzbelastung oder Übertragungsleistung (P,Q) hängt ab von den Netzreaktanzen, der Leistungsfähigkeit der Kompensationseinrichtungen, der Spannungsabhängigkeit der Verbraucherlasten, der Fähigkeit der Synchronmaschinen zur Blindleistungserzeugung sowie vor allem von:

- Transformatorstufensteller
Hier wird bei Spannungsabsenkung durch die Transformatorstufensteller (aufgrund einer Spannungserhöhung in den überlagerten Netzen) die Blindleistungsaufnahme des Netzes erhöht und so ein Vorgang in Gang gesetzt, der sich selbst verstärkt.
- Abschaltung durch Unterspannungsschutz
Durch die Aktionen der Schutzeinrichtungen wird in der Regel das Netz von Wirkleistung entlastet. Mit der Wirklast wird aber auch Blindlast abgeworfen, so dass ein im Sinne der Spannungsstabilität positiver Effekt auftritt. Die Abschaltung von Leitungen wirkt sich allerdings negativ aus.

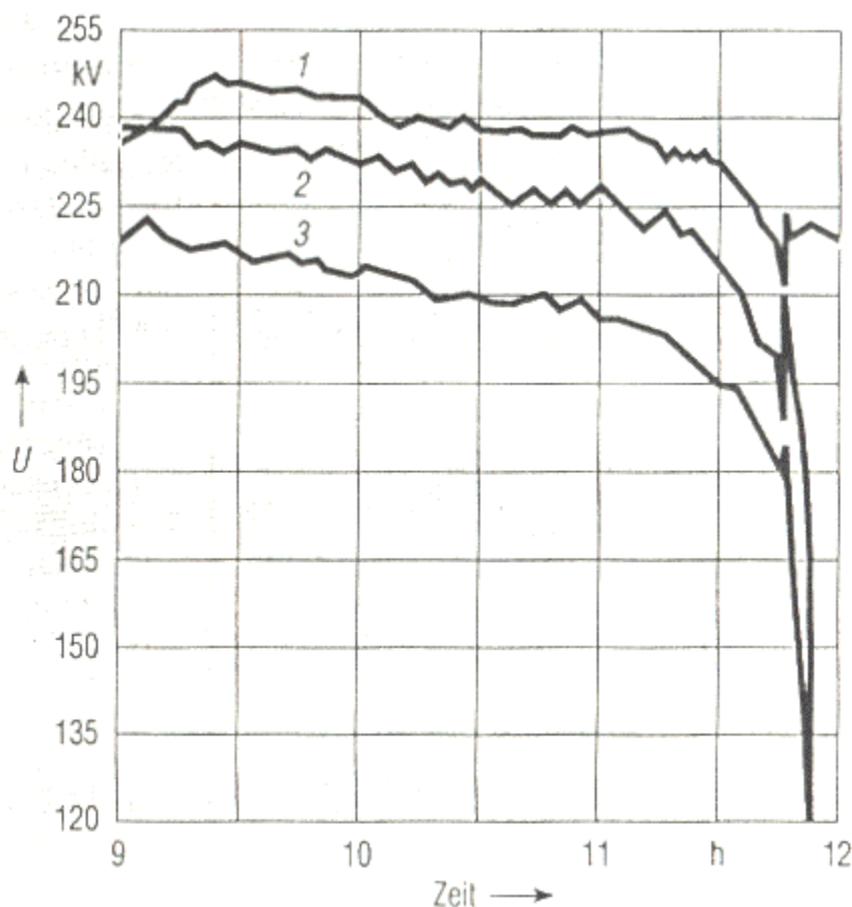


Bild 2.5 Spannungen im Verlauf einer Großstörung im Jahr 1960 [Denzel 92]

- 1 Erzeugungspunkt
- 2 Transportpunkt
- 3 Lastpunkt

- Motoren
Besonders Asynchronmotoren bewegen sich bei niedriger Spannung in andere Arbeitspunkte und können sogar kippen, wodurch das Netz dann mit Strömen belastet wird, wie sie im Anlauf auftreten.

Das Phänomen des Spannungszusammenbruchs tritt meistens nach dem Ausfall von Kraftwerksblöcken oder wichtigen Übertragungsleitungen auf, wobei das Wirkleistungsgleichgewicht durch entfernte Einspeisungen oder Lastabschaltungen wieder hergestellt wird und dann bei ausgeglichener Wirkleistung und akzeptabler Frequenz die Spannung langsam sinkt. Typische Spannungsverläufe für einen sich abzeichnenden Spannungszusammenbruch sind in Bild 2.5 dargestellt. Der kriechende Abfall in der Spannung kann sich über 1 bis 2 Stunden hinziehen. Bei Unterschreiten eines bestimmten Spannungswertes ist dann ein rascher Zusammenbruch zu beobachten. Ist einmal dieser Punkt erreicht, so lässt sich wahrscheinlich durch keine Maßnahme mehr eine Versorgungsunterbrechung vermeiden. Diesem Sinken der Spannung muss also frühzeitig begegnet werden, z.B. in dem man genügend Blindleistungsreserve in den „wichtigen“ Netzbezirken zur Verfügung stellt.

In relativ eng vermaschten Netzen mit gleichmäßig verteilter Kraftwerkseinspeisung – wie dem westeuropäischen – ist die Gefahr des Spannungszusammenbruchs nicht so stark wie in geringer vermaschten Netzen

2.5 Überblick über die Stabilitätsprobleme

Bei allen Instabilitäten, vor allem aber den transienten, von großen Störungen ausgelösten Ausgleichsvorgängen, kann es zu unzulässigen elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen der Netzelemente kommen, welche einen zusätzlichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Energieversorgung haben können.

Die Probleme der Netzdynamik und Stabilität sind komplex und vor allem verkettet. Stabilitätsprobleme treten selten in reinen Formen auf. Die Komplexität der Systeme, die Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen den Systemelementen können zu einer Kette von Ereignissen führen, welche vor allem durch eine mehrfache Wirkung der Einflussgrößen und durch die Verkettung der Schutzeinrichtungen bedingt sein kann.

Für eine zuverlässige Beurteilung der Situation ist daher nicht nur die Kenntnis der genauen Abhängigkeiten und Verkettungen erforderlich, es müssen auch die Einflussgrößen und die Fehlerwahrscheinlichkeiten bekannt sein. Nur so können Aussagen über eine Gefährdungssituation und über mögliche Abhilfemaßnahmen getroffen werden.

In Tabelle 2.1 wurde der Versuch unternommen, den verschiedenen Stabilitätsproblemen Einflussgrößen und Ereigniszeiten zuzuordnen. Sie zeigt eindeutig, dass die Netzreaktanz X_N zwischen dem betrachteten Kraftwerk oder Generator und dem als starr zu betrachtenden Netz von entscheidender Bedeutung ist. Der Verbundbetrieb über ein ausgedehntes, vermaschtes Netz senkt die Netzreaktanz X_N . Er trägt damit wesentlich zu einer Verbesserung der Stabilitätsverhältnisse bei.

	Zeitbereich	Auslösende Ereignisse	Negative Einflussgrößen	Positive Einflussgrößen
Transiente Stabilität	$\leq 0,5$ s	Schwere Netzstörung (Kurzschlüsse mit Leitungsabschaltungen, Ausfall wichtiger Betriebsmittel)	Große Netzreaktanz, große Fehlerdauer, kleine Trägheitskonstante	Starke Netzvermaschung, Verbundbetrieb, Blindleistungskompensation, übergeordnete Lastverteilung
Statische Stabilität	0,5 ... 10 s	Kleinere Störungen, Lastschwankungen	Große Netzreaktanz, Generatorspannungsregler mit großer Verstärkung	Starke Netzvermaschung, Verbundbetrieb, Generatorspannungsregler mit Zusatzsignalen, Blindleistungskompensation
Langzeit-Leistungs-Frequenz-Stabilität	1 ... 100 s	Kraftwerksausfall	Ungenügende, langsam aktivierbare Kraftwerksreserve, schwacher Verbundbetrieb	Große, schnell zu aktivierende Kraftwerksreserve, Verbundbetrieb, frequenzabhängiger Lastabwurf, Netzentkopplung
Transiente Spannungsstabilität	≤ 10 s	Schwere Netzstörung (Ausfall wichtiger Betriebsmittel, Kurzschlüsse)	Große Netzreaktanz, hohe Netzbelastung, unzureichende Blindleistungskompensation, konstante spannungsunabhängige Leistungsaufnahme	Starke Netzvermaschung, kleine Netzreaktanzen, regelbare Blindleistungskompensation, übergeordnete Lastverteilung
Langzeit-Spannungsstabilität	20s ... h	Kleineres Ereignis (Lastanstieg, Fehlauflösung) führt zu Kette von Folgeereignissen	Große Netzreaktanz, hohe Netzbelastung, unzureichende Blindleistungskompensation, automatische Transformatorstufenschalter	Starke Netzvermaschung, kleine Netzreaktanzen, regelbare Blindleistungskompensation, übergeordnete Lastverteilung

Tabelle 2.1 Übersicht über die verschiedenen Stabilitätsprobleme, auslösende Ereignisse und Einflussgrößen

2.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde kurz der Begriff der Stabilität erläutert. In Abhängigkeit von den verwendeten Modellen wird zwischen statischer, transienter und Langzeitstabilität unterschieden. Die auslösenden Ereignisse sowie die Einflussgrößen auf den weiteren Ereignisverlauf, die zur Gefährdung der Netzstabilität bzw. zur Instabilität und sogar zum Netzzusammenbruch führen können, wurden genannt und in einer Übersicht gegenübergestellt.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine weitere Einflussgröße auf die Stabilität genauer zu untersuchen: den Einfluss von Transiten. Die Untersuchungen erfolgen anhand des westeuropäischen Verbundnetzes und speziell für das deutsche Netz. Wie eingangs bemerkt wurde, spielt die Nachbildung des Netzes eine große Rolle bei Stabilitätsuntersuchungen. Deshalb ist das nächste Kapitel der Beschreibung des verwendeten Modellnetzes gewidmet.

3 Das gegebene Netz

3.1 Beschreibung des gegebenen Netzes

Der Datensatz für das verwendete Netz wurde von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) zur Verfügung gestellt. Dieser wird auch von der DVG selbst für deren Berechnungen verwendet und liefert Ergebnisse, die durch zahlreiche Messungen bestätigt wurden. Zur Verringerung des Rechenaufwandes und der Rechenzeiten wurde das Netz reduziert. Das deutsche Netz ist auf der Hochspannungsebene bis zur Spannungsebene 110 kV detailliert dargestellt und in den darunterliegenden Spannungsebenen ebenso wie das Netz außerhalb Deutschlands dynamisch reduziert worden.

Durch die Reduktion sind die Daten außerhalb der Grenzen Deutschlands keinem real existierenden Netzelement mehr zuzuordnen. Auch die Daten des deutschen Verbundnetzes liegen nur in codierter Form vor, so dass eine topografische Zuordnung nicht möglich ist. Damit fehlt ein wichtiges visuelles Hilfsmittel, um Schlüsse aus den simulierten Ergebnissen ziehen oder auch Vorhersagen treffen zu können.

Diese Art der Weiterreichung von Netzdaten in codierter Form ist ebenfalls eine Folge der Liberalisierung des Strommarktes. Damit ist zwar eine Berechnung des Netzes möglich, aber Kapazitäten und Schwachstellen können nur durch Decodierung den realen Elementen des Netzes zugeordnet werden. Den Wettbewerbsteilnehmern entstehen durch die Weitergabe der Daten in dieser Form also keine Vor- oder Nachteile.

Ein großer Teil dieser Arbeit ist deshalb also dem Umgang mit codierten, verfremdeten Netzdaten gewidmet.

Das Netz liegt in NETOMAC-Notation vor, mit einer Dateigröße von 472 kB und enthält:

- 383 Maschinen (376 Generatoren, 7 Asynchronmaschinen)
- 1570 Knoten
- 1643 Leitungen, davon 25 Leitungen als Kuppelleitungen bekannt
- 651 Transformatoren (davon 273 Blocktransformatoren, die größtenteils auf die 220- und 380kV-Ebene transformieren, die durchschnittliche Auslastung beträgt 72%)

Die Generatoren sind mit Spannungs- und Drehzahlreglern ausgerüstet, mit welchen Abweichungen vom Normalbetrieb aufgrund von kleinen Störungen ausgeglichen werden sollen.

Die Generatoren speisen die erzeugte Leistung zumeist über Blocktransformatoren in die 220- und 380kV-Spannungsebene des Verteil- und Übertragungsnetzes ein. Aufgrund der Auslastung der Blocktransformatoren, die von NETOMAC über die gegebenen Daten bestimmt werden kann, und bei durchschnittlich 72% liegt, ist der Belastungsgrad des Netzes als recht hoch einzustufen, wie zum Beispiel an einem Winterabend.

Nachteilig für die Untersuchungen ist, dass für die Leitungen kein thermischer Grenzstrom angegeben wurde. Dadurch kann nicht festgestellt werden, wie hoch eine Leitung ausgelastet ist und ob sie durch die Transite vielleicht sogar überlastet wird. Um dennoch eine Aussage zu treffen, wurde eine Datenbank über Leitungen angelegt und den Leitungen anhand ihrer elektrischen Kenngrößen (R/X und C) Grenzströme zugeordnet (s. Anhang 9.2.2).

Für die Untersuchung der Spannungs- und Langzeitstabilität werden Netzelemente benötigt, die, wie in der Realität und in Kapitel 2 beschrieben wurde, die Netzdynamik anregen. Dazu gehören Transformatoren mit Stufenschaltern, die aufgrund der Ausregelung der Spannung eine kritische Situation weiter verschärfen können, sowie spannungs- und frequenzabhängige Lasten. Solche Elemente sind nicht im Netz enthalten.

Weiterhin sind keine Schutzgeräte vorhanden, die bei Überschreiten von Grenzwerten Abschaltungen vornehmen und somit zur weiteren Verschlechterung beitragen können. Zur Untersuchung der Spannungs- und Langzeitstabilität sind daher massive Eingriffe in das Netz erforderlich, die in Kapitel 5 näher erläutert werden.

3.2 Aufbereitung und Analyse der Netzdaten

Mit den gegebenen Netzdaten ist die Netzberechnung möglich, jedoch wird eine Auswertung der Ergebnisse durch die Codierung erschwert. Wie nützlich sind Ergebnisse, die keinem Ort zugewiesen werden können? Wie sinnvoll und realitätsnah können die Ereignisse, die untersucht werden sollen, sein? Diese Fragen werden am Ende dieser Arbeit beantwortet.

Zur Definition von Transiten wurden einige (nicht alle!) Kuppelleitungen angegeben, durch Bekanntgabe der Inlands- und Auslandsknoten. Mit diesen Informationen war es möglich, das Netz in zwei Netzgruppen einzuteilen: dem Ausland und dem Inland. Dabei wurde ausgehend von den Kuppelleitungen und ihren Knoten nach angeschlossenen Elementen gesucht und diese dann dem jeweiligen Gebiet zugeordnet. Da nicht alle Kuppelleitungen bekannt waren, kam es oft zu Konflikten bei der Zuordnung der Elemente im Grenzbereich. Um einen Daten- und Ergebnisverlust zu vermeiden, wurden diese Elemente generell dem inländischen Netz zugeordnet. Dadurch ist das entstandene Inlandsnetz zwar etwas größer

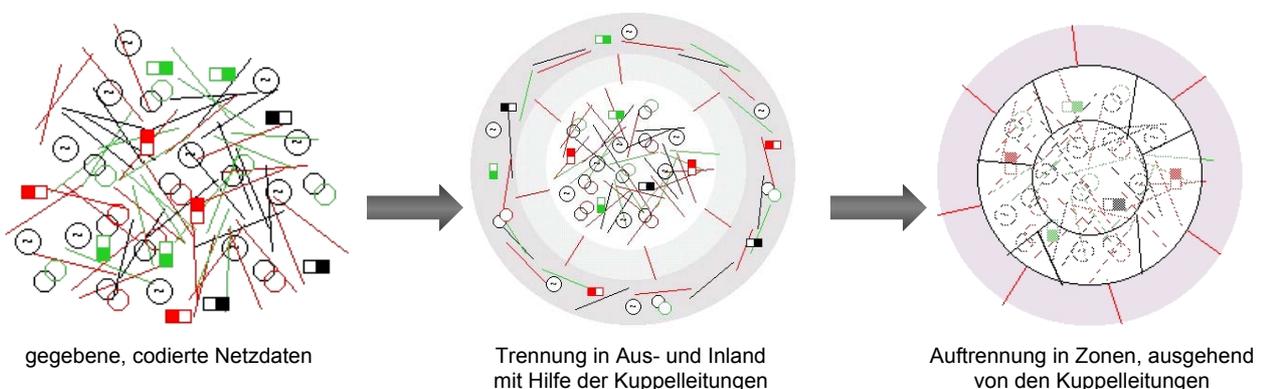


Bild 3.1 Aufteilung der Netzdaten in Inland und Ausland anhand der gegebenen Kuppelleitungen

als in der Realität, aber für die Untersuchungen spielt das keine große Rolle. Wichtig ist, dass durch diese Trennung die Anzahl der auszuwertenden Ergebnisse erheblich reduziert werden konnte.

Um den Einfluss der Transite auf bestimmte Netzgebiete klarer herausstellen zu können, wurde eine weitere Unterteilung des gebildeten Inlandsnetzes in Zonen vorgenommen (Bild 3.1). Ausgangspunkt hierfür war die Zusammenfassung von Kuppelleitungen, welche entweder gleiche Anfangs- oder Endknoten besitzen oder nur durch einen Zwischenknoten voneinander getrennt sind. Aus den 25 bekannten Kuppelleitungen wurden so 11 Gruppen gebildet. Beginnend bei den im Inland liegenden Knoten der Kuppelleitungen wurde nun wieder nach den angeschlossenen Knoten und Elementen gesucht und diese dann den 11 entstanden Zonen zugeordnet. Dieser Vorgang wurde fünf Mal wiederholt. Der dabei genau verwendete Algorithmus wird im Anhang im Abschnitt 9.2.1 näher erläutert.

Wie diese Einteilung übertragen auf das deutsche Netz aussehen *könnte*, zeigt Bild 3.2. Dies soll nur der Vorstellung des Lesers dienen, aber keinen Anspruch auf Richtigkeit haben.

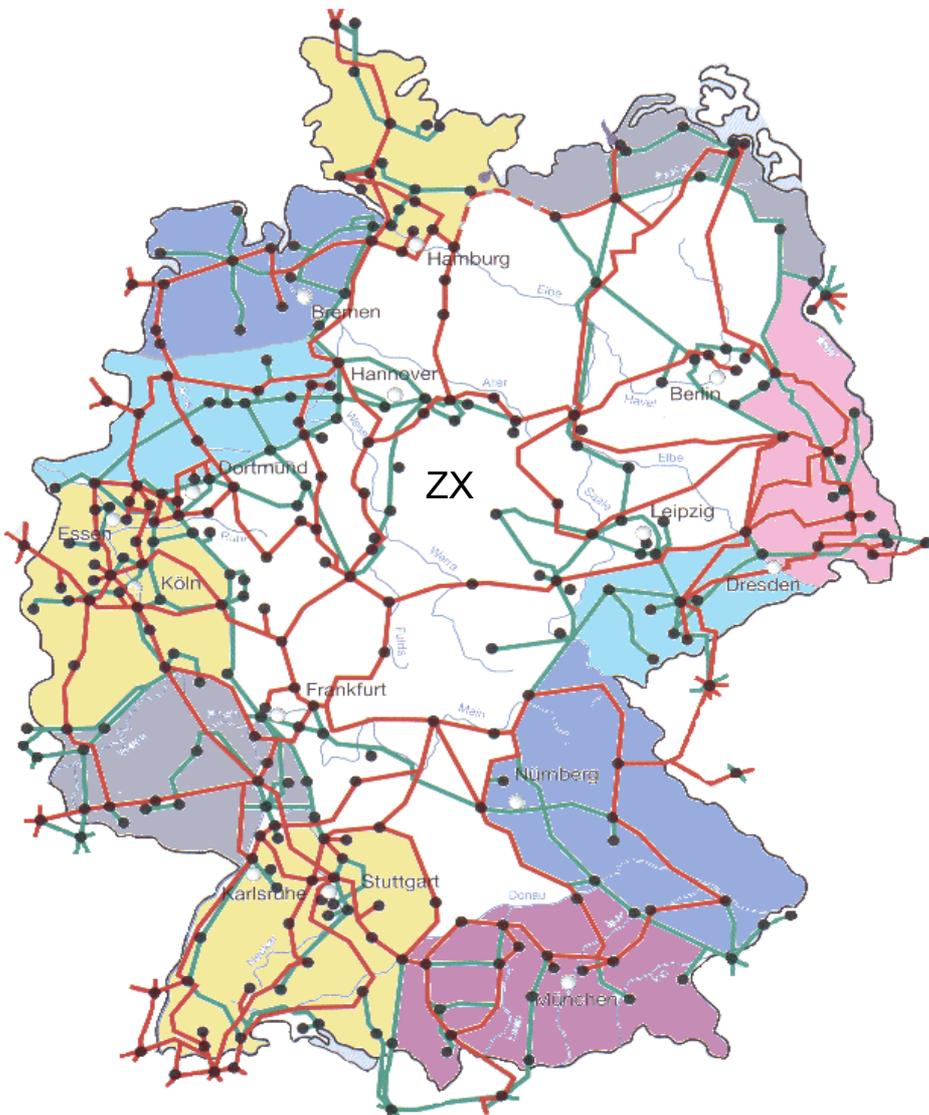


Bild 3.2 Mögliche Einteilung des deutschen Netzes in Zonen

Für die Unterscheidung dieser Zonen bei der Berechnung mit NETOMAC mussten Anpassungen in der Netzdatei vorgenommen werden: Die Elemente wurden entsprechend ihrer Zonenzuordnung in verschiedene Dateien (Macros) geschrieben, die nun aus der Netzdatei aufgerufen werden. Am Anfang einer jeden Datei und damit jeder Zone wird der Name der Netzgruppe definiert (Bild 3.3). Auf die Berechnung hat diese Zuordnung keinen Einfluss, jedoch ist nun eine Netzgruppen-spezifische Abfrage und Auswertung der Ergebnisse möglich. Das heißt, es können gezielt bestimmte Elemente einer Netzgruppe beobachtet werden.

```
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z
NZONE1                                !Definition der Netzgruppe
VAQFA      V_15      437.71129.33-1    !Lastelement in Zone1
```

Bild 3.3 NETOMAC-Eingabevorschrift zur Definition von Netzgruppen

Eine weitere Anpassung der gegebenen Netzdaten für die Untersuchung erfolgte – wie oben schon bemerkt wurde - durch die Definition der thermischen Grenzströme für die Leitungen. Dieser Grenzstrom ist notwendig, um die Auslastung der Leitungen zu bestimmen. Hierfür wurde eine Datenbank aufgestellt, in der sämtliche bekannten Leitungen mit ihren Daten abgelegt sind. Anhand der gegebenen elektrischen Größen der Leitungen, R/X und C, wurde nun nach einem passenden Grenzstrom gesucht und dieser anschließend in die Netzdatei geschrieben, so dass er bei den Berechnungen berücksichtigt werden konnte (s. Anhang, 9.2.2).

3.3 Lastzustand

3.3.1 Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch

Aufgrund der Lastflussergebnisse kann die Belastung des Netzes als hoch angesehen werden. Die meisten Generatoren und Blocktransformatoren arbeiten dicht an ihrer Belastungsgrenze. Einige Transformatoren in Zone 11 sind mit 118% sogar überlastet. Durchschnittlich liegt die Belastung der Blocktransformatoren jedoch bei etwa 72%. Die Leitungen und Netztransformatoren sind mit einer Belastung von 10 bis 60% noch weit von einer Überlastung entfernt. Hier stehen also für die Übertragung von Transiten ausreichend Kapazitäten zur Verfügung.

Die Summe der erzeugten Leistung im gebildeten Inland liegt bei 105 765,49 MW. Verglichen mit den Daten aus dem Halbjahresbericht 1-2000 der UCTE (Bild 3.4) liegt dieser Wert nahe dem Wert für die inländische Kraftwerks- und Bezugsleistung, der ganzjährig bei rund 102 GW liegt. Wird der vertragliche Stromaustausch (Import/Export) berücksichtigt, so erhält man für die gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung etwa 106 GW.

In diesen Werten ist jedoch auch die nicht einsetzbare Leistung erhalten. Die Leistung von Kraftwerken, die aufgrund von Ausfällen oder Revisionen nicht zur Verfügung steht. Als gesicherte, verfügbare Leistung werden rund 80 GW angegeben, ein Wert, der deutlich unterhalb des berechneten Wertes liegt.

		Deutschland Allemagne Germany												Nettowerte in: Valeurs nettes en: GW net values in:		
A/3	UCTE-Leistungsbilanz: Bilan de puissance de l'UCTE : Power balance of the UCTE:	Rückschau 1999 Rétrospective 1999 Retrospect of the year 1999	Monat / Mois / Month :												XI	XII
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X				
	Inländische Kraftwerks- und Bezugsleistung / Puissance nationale de production et d'achat / National generating and purchase power capacity		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
	1. Wasserkraftwerke / Centrales hydrauliques / Hydro power stations		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
	2. Kernkraftwerke / Centrales nucléaires / Nuclear power stations		69,2	70,0	70,2	70,3	70,1	69,4	69,3	69,2	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1
	3. Konventionelle Wärmekraftwerke / Centrales thermiques classiques / Conventional power stations		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	4. Andere Quellen / Autres sources / Other power sources															
	5. = 1+2+3+4 Inländische Kraftwerks- und Bezugsleistung / Puissance nationale de production et d'achat / National generating and purchase power capacity		101,6	102,4	102,6	102,7	102,5	101,8	101,7	101,6	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
	Vertraglicher Stromtausch / Echanges contractuels / Contractual exchanges															
	6. Vertragsleistung vom Ausland (Import) / Puissance contractuelle en provenance de l'étranger (importation) / Contractual power from other countries (import)		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
	7. Vertragsleistung für Ausland (Export) / Puissance contractuelle destinée à l'étranger (exportation) / Contractual power to other countries (export)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	8. = 6 - 7 Vertraglicher Austauschsaldo* / Solde des échanges contractuels* / Contractual net balance of exchanges*		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
	9. = 5+8 Gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung / Puissance totale de production et d'achat / Total generating and purchase power capacity		105,9	106,7	106,9	107,0	106,8	106,1	106,0	105,9	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8
	10. Nicht einsetzbare Leistung / Puissance non mobilisable / Non-usable capacity		9,3	9,4	9,2	7,7	7,6	7,4	7,7	7,9	7,9	7,9	9,8	10,7	9,9	9,9
	11. Revision (Wärmekraftw.) / Révisions (centr. therm.) / Overhaul (thermal power stations)		3,7	3,8	5,6	6,7	7,6	8,3	7,1	8,3	5,6	6,4	6,2	4,0	4,0	4,0
	12. Ausfälle (Wärmekraftw.) / Défaillances (centr. therm.) / Outages (thermal power stations)		2,8	2,5	2,1	3,1	3,0	2,2	2,5	2,7	3,2	2,2	2,0	2,4	2,4	2,4
	13. Betriebs- und Kaltreserve / Réserve d'exploitation et froide / Operating reserve and cold reserve		11,7	11,8	9,9	7,8	6,6	7,3	8,7	7,0	8,5	9,1	10,3	12,3	12,3	12,3
	14. = 9-(10+11+12+13) Gesicherte Leistung / Puissance garantie / Reliable capacity		78,4	79,2	80,1	81,7	82,0	80,9	80,0	80,0	80,6	80,6	78,3	76,6	77,2	77,2
	15. Last / Charge / Load		67,9	69,2	67,3	69,0	63,7	65,3	60,7	60,8	63,7	68,0	69,8	70,1	70,1	70,1
	16. Margin zur monatl. Höchstlast / Marges par rapport à la charge maximale mensuelle / Margin for the monthly maximum load		3,6	2,5	2,9	0,2	4,4	2,3	1,9	2,6	0,7	1,3	1,1	1,1	1,7	1,7
	17. = 14-(15+16) Freie Leistung / Puissance restant disponible / Surplus of available capacity		6,9	7,5	9,9	12,5	13,9	13,3	17,4	16,6	16,2	9,0	5,7	5,4	5,4	5,4
	18. Davon längere Zeit zu betreiben / Mobilisable sur une assez longue période / Usable for a long period of time		3,5	3,8	5,0	6,2	7,0	6,7	8,7	8,3	8,1	4,5	2,9	2,7	2,7	2,7

Bild 3.4

UCTE-Leistungsbilanz 1999 für Deutschland [UCTE 00-4]

Der Grund hierfür ist die nicht ganz der Realität entsprechende Aufteilung des Netzes in In- und Ausland. Hier wurden die Grenzen bei Konflikten während der Zuordnung großzügig nach außen gelegt, um einen Verlust von Ergebnissen zu vermeiden.

Dadurch werden die Netzbereiche innerhalb Deutschlands auf jeden Fall und zusätzlich auch Teile des Auslandes in den Untersuchungen berücksichtigt. Durch die Reduktion des äußeren Netzes befinden sich viele Erzeugereinheiten in Grenznähe, die nun zur Inlandserzeugung hinzugerechnet wurden.

In der vorliegenden Netzdatei sind noch Generatoren angegeben, die allerdings keinen Beitrag zur Erzeugung leisten. Sie repräsentieren die nicht einsetzbare Leistung bzw. die Reserveleistung.

3.3.2 Änderung der Belastung

Eine Änderung der Belastung, z.B. durch Erhöhung von Erzeugung und Verbrauch, wie sie in den nächsten Jahren möglich wäre, kann durch Einsatz aller verfügbaren Generatoren und entsprechender Erhöhung der Lasten erzielt werden. Zur Nachbildung eines Schwachlastfalls könnten bestimmte Generatoren und eine ebenso große Menge an Verbrauchern abgeschaltet werden.

Allerdings ist aufgrund der Unkenntnis der Lage der einzelnen Generatoren und Lasten zueinander kein sinnvolles Ergebnis zu erzielen. Auf eine Änderung des Lastzustandes wird deshalb verzichtet. Zur Bewertung des Einflusses von Transiten ist ein fester Grundzustand auch ausreichend.

3.4 Transite

In den Prinzipien der UCTE [UCTE 00-5] werden Stromaustausche, Transite und Ringübertragungen folgendermaßen definiert:

Unter dem *Austausch* zwischen zwei Regelzonen eines Verbundsystems versteht man die Energieübertragung, die sich aus der Einspeisung elektrischer Energie an einem oder mehreren Punkten einer Regelzone und deren gleichzeitiger Entnahme (Ausspeisung) an einem oder mehreren Punkten der anderen Regelzone ergibt.

Aus der Physik ergibt sich, dass Stromaustausche zwischen nicht benachbarten Regelzonen unvermeidbar andere Netze in Anspruch nehmen, die deswegen einen Teil der Übertragung übernehmen. Der Teil der Übertragung, der nicht in die Regelzone des Lieferanten bzw. Empfängers fällt, wird als *Übertragung für Dritte* bezeichnet. Als *Transit* im Sinne der EU-Transitrichtlinie wird eine Übertragung für Dritte bezeichnet, die mindestens eine innergemeinschaftliche Grenze überschreitet.

Im gleichen Sinne können auch Austausche zwischen benachbarten Regelzonen oder Energieflüsse zwischen zwei Punkten derselben Regelzone zur Inanspruchnahme von Netzen Dritter führen, die demzufolge eine Übertragungsdienstleistung erbringen, die als *Ringübertragung* bezeichnet wird.

Für die Festlegung von Transiten zur Untersuchung ihres Einflusses auf die Stabilität stehen 25 Kuppelleitungen zur Verfügung. Um die Anzahl der möglichen Transitvarianten zu reduzieren, wurden Transitgruppen gebildet, wobei die in 3.2 definierten Zonen jeweils als Quelle (Einspeiseort) oder Senke (Entnahmeort) dienten. Die Zonen 9, 10 und 11 wurden wegen ihrer unmittelbaren Nachbarschaft und der nahezu identischen Ergebnisse zu einer Transitgruppe zusammengefasst: Zone 9 (Bild 3.5).

Die Transite sollen nicht nur in der Art sondern auch in ihrer Höhe variiert werden. Die Festlegung der Grenzen für die maximale Transitleistung über eine Leitung wird dabei einerseits durch die Grenzleistung der Leitung bestimmt, andererseits muss untersucht werden, inwieweit der Betrieb der gekuppelten Netze noch normal, auch bei kleinen Störungen, ablaufen kann.

Die Grenzleistung der Leitungen ist im vorliegenden Fall nicht genau bekannt. Sie kann nur mit Hilfe der aufgestellten Datenbank abgeschätzt werden.

In der Praxis wird zur Orientierung für die Netzbetreiber die Größe der übertragbaren Leistung durch den NTC (Net Transfer Capacity) angegeben, eine Größe, die halbjährlich von der ETSO (European Transmission System Operators Association) berechnet und veröffentlicht wird [ETSO 00]. In Bild 3.6 sind die Werte für den Winter 1999/2000 angegeben.

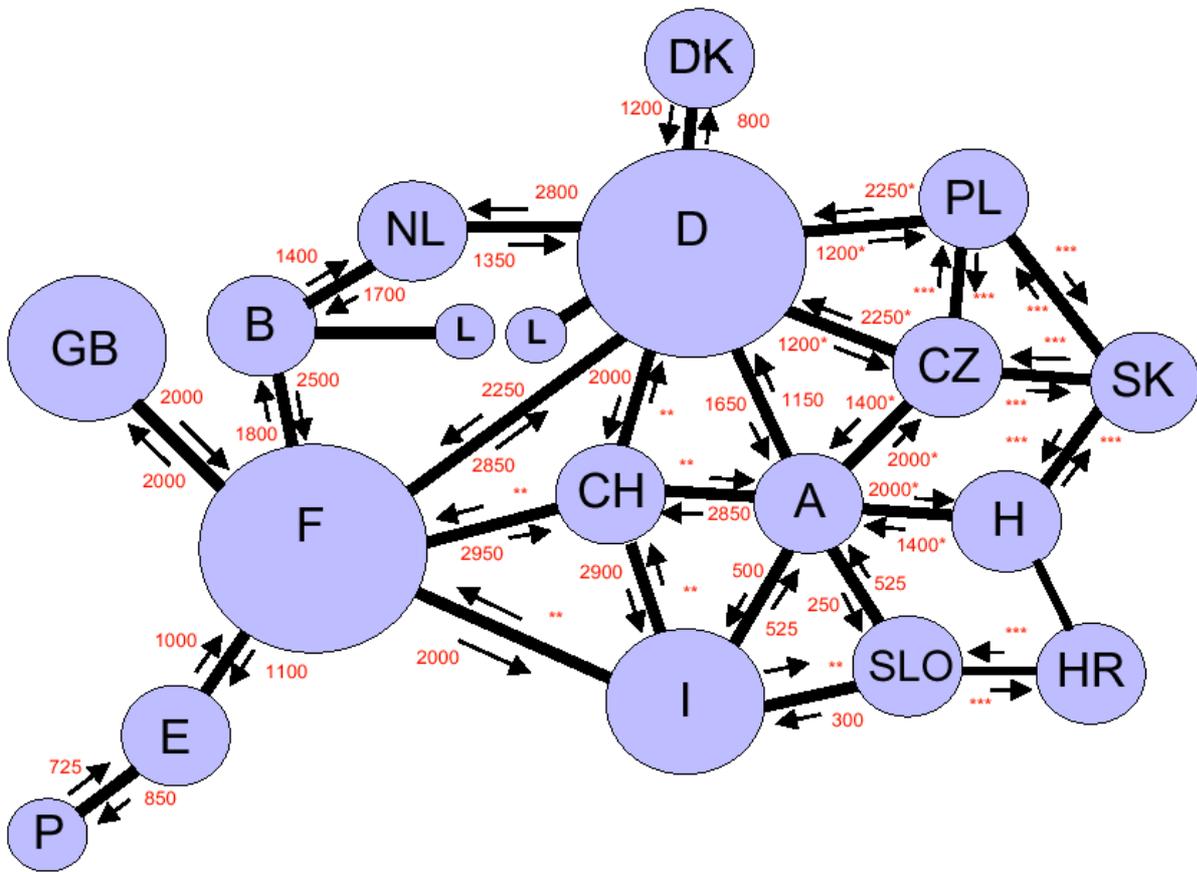
Die in Bild 3.6 gegebenen „Kuppelstellen“ können grob mit den definierten Zonen verglichen werden. Wenn die Zuordnung genau bekannt wäre, könnte nun der ATC (Available Transfer Capacity) für die einzelnen Zonen und daraus die maximalen Transitleistungen für den gegebenen Lastzustand bestimmt werden. Diese Information steht jedoch nicht zur Verfügung.

		Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	Zone 6	Zone 7	Zone 8	Zone 9
Zone 1			1	2	4	7	11	16	22	29
Zone 2	1_		3	5	8	12	17	23	30	
Zone 3	2_	3_		6	9	13	18	24	31	
Zone 4	4_	5_	6_		10	14	19	25	32	
Zone 5	7_	8_	9_	10_		15	20	26	33	
Zone 6	11_	12_	13_	14_	15_		21	27	34	
Zone 7	16_	17_	18_	19_	20_	21_		28	35	
Zone 8	22_	23_	24_	25_	26_	27_	28_		36	
Zone 9	29_	30_	31_	32_	33_	34_	35_	36_		

Zur Bildung der Transitgruppen wurden die im Abschnitt 3.2 gebildeten Zonen 9, 10 und 11 wegen ihrer unmittelbaren Nachbarschaft und der nahezu identischen Ergebnisse zu einer Zone, nämlich Zone 9, zusammengefasst.

Diese Zusammenfassung bezieht sich nur auf die Definition der Transitgruppen! Bei der Untersuchung des Netzes in Kapitel 5 und 6 werden die Auswirkungen der hier definierten Transite auf die Zonen 9, 10 und 11 separat betrachtet.

Bild 3.5 Transitgruppen; die Pfeile kennzeichnen die Transitrichtung, für die die Bezeichnung gilt. Die unterschiedliche Bezeichnung für einen Transit beispielsweise von Zone 1 bzw. nach Zone 1 kennzeichnen die Richtungsabhängigkeit.



VON	NACH	Winter 1999-2000 [MW]	Sommer 2000 [MW]	Winter 2000-2001 [MW]	ANGEGEBEN VON
Österreich	Deutschland	1850	1150	1150	Deutschland
Österreich	Deutschl.+Schweiz	3300	2900	3000	Schweiz + Österreich
Belgien+Deutschl.	Niederlande	3200	3200	3600	Niederlande
CENTREL	Deutschland	2520	3100	2250	Deutschland
Tschech. Rep.	Deutschland	2200			Deutschland
Dänemark (West)	Deutschland	1150	1150	1200	Deutschl., Elkraft System, ELTRA
Dänemark (Ost)	Gemany	540	550	550	Elkraft System
Frankreich	Belgien+Deutschl.	3700	2300	3750	Frankreich
Frankreich	Deutschland	2850	2350	2850	Deutschland
Niederlande	Belgien+Deutschl.	3200	3200	3600	Niederlande
Niederl.+Belgien	Deutschland	2200	1700		Deutschland
Niederlande	Deutschland			1350	Deutschland + Niederlande
Schweden	Deutschland	(390 nach Kabelreparatur)	460	460	Deutschland
Schweiz	Deutschland	1550	1450	keine realist. Grenze	Deutschland
Schweiz+Deutschl.	Österreich	2000	1800	2000	Schweiz + Österreich
Deutschland	Österreich	250	1850	1650	Deutschland
Deutschland	Belgien+Niederl.	3710	3800		Deutschland
Deutschland	Niederlande			2800	Deutschland + Niederlande
Deutschland	Schweiz	750	850	2000	Deutschland
Deutschland	Frankreich	2250	1750	2250	Deutschland
Deutschland	Dänemark (West)	800	800	800	Deutschl. (1200), ELTRA (800)
Deutschland	Polen	200			Deutschland
Deutschland	Schweden	(390 nach Kabelreparatur)	390	370	Deutschland
Deutschland	Dänemark (Ost)	550	550	550	Elkraft System
Deutschland	CENTREL	420	2000	1200	Deutschland
Deutschland	Tschech. Rep.	300			Deutschland

Bild 3.6 NTC (Net Transfer Capacities), Quelle: ETSO

Der Transit wird so angesetzt, dass an einem Auslands-Kuppelknoten der Zone „x“ eine Einspeisung erfolgt (= Quelle), während an einem anderen Auslands-Kuppelknoten der Zone „y“ diese Leistung von einem Verbraucher abverlangt wird (= Senke). Die Definition erfolgt über ein Transitmacro, das von NETOMAC schon während der Lastflussberechnung berücksichtigt wird. Nun bedeutet dieser Ansatz nicht, dass dann die gesamte Leistung über die Kuppelleitung nach Deutschland fließt und auf der anderen Seite in voller Höhe zur Verfügung steht. Der Strom sucht sich, wie oben schon erwähnt, einen eigenen, nicht von Verträgen vorgeschriebenen Weg, vornehmlich den Weg des geringsten Widerstandes. Aus der Praxis sind diese Phänomene in Form von vagabundierenden Lastflüssen und Ringflüssen bekannt. In Bild 3.8 ist ein Beispiel für die Aufteilung der Leistung durch die Transitländer gegeben, wenn ein Transit von 100 MW von Belgien nach Italien durchgeführt wird. Jedes Nachbarland ist betroffen, in jedem Land ändern sich die Lastflüsse und die Auslastung der Elemente. Um hierbei Überlastungen und damit dem Ausfall wichtiger Übertragungselemente vorzubeugen, müssen vor Genehmigung eines Transits Lastflussanalysen durch die beteiligten Länder durchgeführt werden.

```

$1.....2.....3.....AA1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....ZZ
$
$TG4:   KU_01->KU_07
VBGEA           Quelle   1000.0 0.0   1.           !Einspeisung
VAPRA           Senke    D 1000.0 0.0   -1.  -1.     !Entnahme
$

```

Bild 3.7 Definition eines Transits in NETOMAC-Notation

3.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde das gegebene Netz näher betrachtet. Es ist teilweise reduziert und liegt in codierter Form vor. Aus den Lastflussergebnissen und der Auslastung der Generatoren und Blocktransformatoren lässt sich der Belastungsgrad als hoch einschätzen, so, wie z.B. an einem Winterabend. Die Übertragungsleitungen sind jedoch noch nicht voll ausgelastet und bieten für Transite ausreichend Übertragungskapazitäten.

Für die Untersuchungen mussten einige Anpassungen der Netzdaten vorgenommen werden. So erfolgte eine Auftrennung der Daten in „Inland“ und „Ausland“ und anschließend eine Aufteilung des Inlandes in Zonen. Ausgehend von diesen Zonen konnten Transitgruppen definiert werden, die die Festlegung von Transiten für die Untersuchung vereinfachen sollen.

Zur Einschätzung der Auslastung der Leitungen wurde ein thermischer Grenzstrom in die Datei eingefügt.

Wie sich die Transite auf die verschiedenen Leitungen aufteilen, kann durch Lastflussvergleiche ermittelt werden. Das wird in den Kapiteln 5 und 6 gezeigt. Im folgenden Kapitel 4 wird nun zunächst das für die Untersuchungen entwickelte Programmsystem beschrieben.

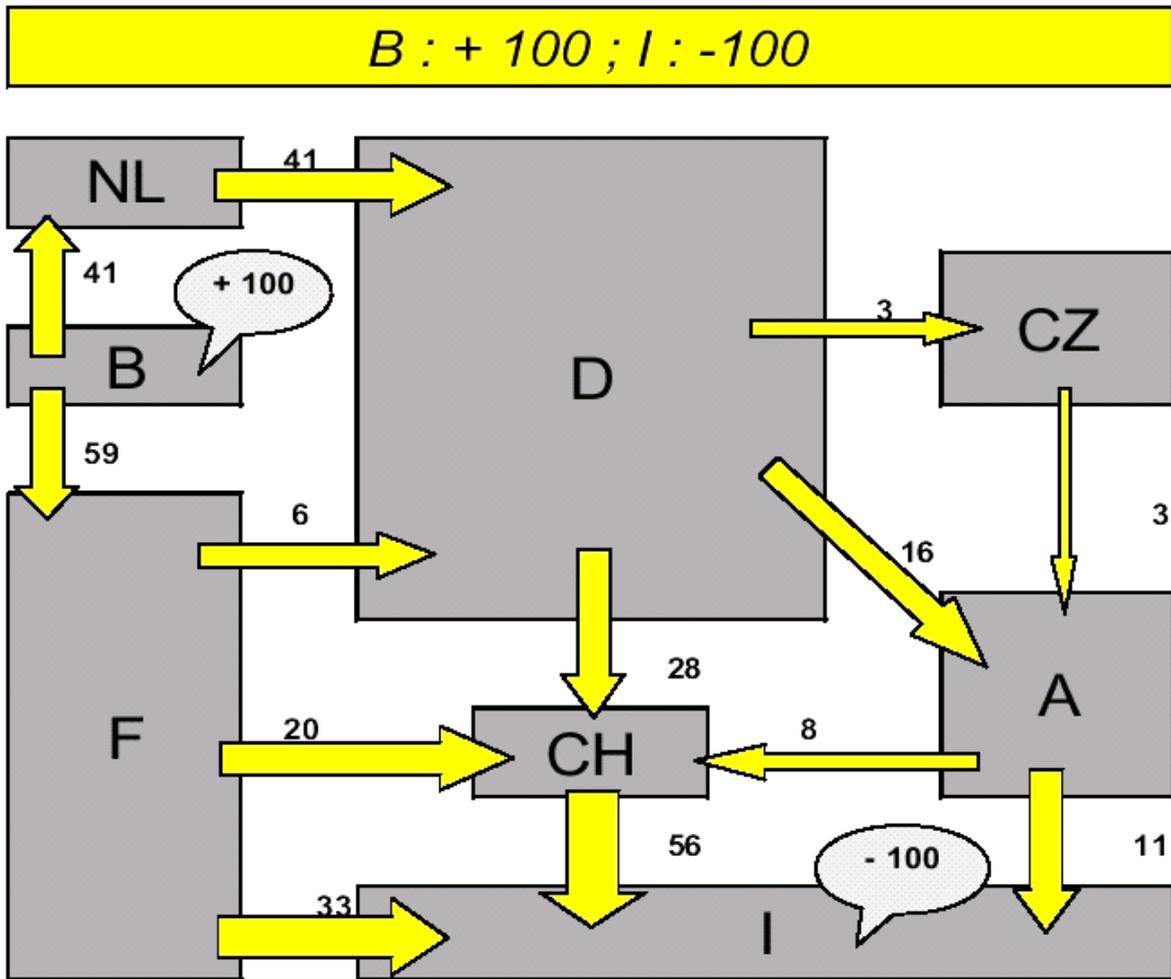


Bild 3.8 Aufteilung der Leistung bei einem 100MW-Transit von Belgien nach Italien [ETSO 00]

4 Programmsystem für die Untersuchungen

4.1 Anforderungen und Systemarchitektur

Ein für die Untersuchung der Auswirkungen von Transiten verschiedenster Größe und Art auf das Stabilitätsverhalten des deutschen bzw. westeuropäischen Verbundnetzes geeignetes Programm muss folgende Aufgaben erfüllen:

- Simulation des gegebenen Netzes
- Definition verschiedenster Transite und Ereignisse, die die Stabilität des Verbundnetzes gefährden könnten (Betrachtung der statischen, der Wirk- und Blindleistungs- sowie der Spannungsstabilität), manuelle und automatische Ereignisgenerierung anhand bestimmter vom Anwender vorgegebener Kriterien
- automatische Parametrierung und Steuerung des Simulationsprogramms, automatische Variation der (Transit-) Parameter
- Abfrage und Auswertung der Simulationsergebnisse
- Auffinden von Ursachen der Sicherheitsgefährdung sowie Entwurf und Test von sicherheitserhöhenden Maßnahmen
- Validierung und Präsentation der entwickelten Maßnahmen

Aus diesen Anforderungen geht klar hervor, dass das System aus verschiedenen Komponenten zusammengesetzt werden muss: einem Simulationsprogramm für die Berechnung des Energieversorgungsnetzes und einem Expertensystem zur Steuerung der Untersuchung und Auswertung der Simulationsergebnisse.

4.1.1 Simulationsprogramm NETOMAC

Für die Simulation des gegebenen Netzes wird das digitale Simulationsprogramm NETOMAC (Network Torsion Machine Control) [Kulicke 79] verwendet. Hier liegen jahrelange Erfahrung bei der Simulation elektrischer Energieversorgungsnetze und der Bewertung der Stabilität dieser Netze vor. Außerdem sind Arbeiten vorhanden, bei denen sich die Verknüpfung von NETOMAC und einem Expertensystem zur Beratung bei der dynamischen Netzbetriebsführung bzw. zur Bewertung der Spannungsstabilität bewährt hat [Schlegel94, Zöphel97].

NETOMAC ist ein Programm zur Berechnung elektrischer Systeme, bestehend aus Netz, Maschinen, Regel- und Steuereinrichtungen. Mit einheitlicher Datenbasis bietet es folgende Berechnungsmöglichkeiten:

- Simulation elektromechanischer und elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge im Zeitbereich:
 - *Momentanwertteil:* mit Nachbildung von Netz und Maschinen durch Differentialgleichungen
 - *Stabilitätsteil:* Nachbildung des Netzes durch komplexe Impedanzen und Maschinen durch Differentialgleichungen

- Spezielle Lastflussberechnungen
- Frequenzbereichsanalyse
- Eigenwertanalyse
- Simulation von Torsionsschwingungssystemen
- Parameteridentifikation
- Reduktion passiver Netze
- Optimierung

Für die manuelle Simulation mit NETOMAC müssen folgende Daten vorliegen:

- Ein Modell des Drehstromnetzes in Form einer NETOMAC-spezifischen Eingabedatei mit den einzelnen Betriebsmitteln, ihren elektrischen Daten und Anschlussknoten
- eine Datei zur Steuerung der Simulation: *.ctl – hier sind beispielsweise die Daten zur Simulationsdauer, zum Simulationszeitschritt, zum Zeitpunkt des ersten Ereignisses, zu den Bezugsgrößen und zum Berechnungsmodus abgelegt.
- eine Datei zur Definition der Ereignisse und Störungen: *.dis
- Dateien für die grafische Ausgabe der Ergebnisse: *.plo, *.pzd, *.pfd
- (Standard-) Reglerdatenbanken für die Maschinenregler sowie Regler zur Definition der auszugebenden Ergebnisse (Auswertetools)
- Macros zur Definition von Zusatzfunktionen

4.1.2 Eigenwertanalyseprogramm NEVA

Verglichen mit dem traditionellen Simulationsansatz bietet die Analyse der System-eigenwerte mehr Informationen über das Systemverhalten bezüglich Dämpfung, Frequenzverhalten, Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit und Beeinflussung von System-zuständen untereinander. Spezielle Anwendungsgebiete der Eigenwertanalyse sind Zwischensystemschwingungen, Spannungsstabilität, Modellierung dynamischer Äquivalente, Reglerauslegung, subsynchrone Resonanzen oder Oberschwingungsauswirkungen.

Das im Institut vorhandene Eigenwertprogramm [Wang1997] besteht aus drei Teilen:

1. Erstellung eines linearisierten, dynamischen Systemmodells
2. Ermittlung der Eigenwerte und Eigenvektoren
3. Modalanalyse, d.h. Analyse der Eigenwerte, Eigenvektoren und Übertragungsfunktionen.

Es wurden drei Methoden zur vollständigen Lösung und zur partiellen Lösung von Eigenwertproblemen implementiert: Mittels des QR-Algorithmus werden alle Eigenwertlösungen bestimmt. Da die Rechenzeit proportional zur dritten Potenz der Anzahl der Zustandsgrößen ist, eignet sich dieser Algorithmus für Systeme mit bis zu 1000 Zustandsgrößen (z.B. BEWAG-Netz). Für große Systeme wie das zu untersuchende deutsche Verbundnetz ist die vollständige Lösung des Eigenwertproblems nicht praktikabel, so dass auf zwei Methoden, die partielle Lösung durch implizite, inverse Iteration der Zustandsgleichung bzw. die dominante Pol-Methode zurückgegriffen wird.

Nach Ermittlung der Eigenwerte können diese analysiert werden. Hierfür stehen Kombinationen der gefundenen Eigenwerte und Eigenvektoren zur Verfügung. Mit dem rechten Eigenvektor lassen sich Aussagen über die Beobachtbarkeit von Systemzuständen treffen, mit dem linken Eigenvektor Aussagen über die Steuerbarkeit. Mit dem Partizipationsfaktor lassen sich die Auswirkungen einzelner Mode auf verschiedene Betriebsmittel zeigen, mit den Übertragungsfunktion-Residuen Auswirkungen verschiedener Mode auf ein Betriebsmittel.

Dieses Programm wurde wegen seiner Kompaktheit, aufgrund der vielen vorhandenen Auswertungsmöglichkeiten (Grafik, Excel-Dateien) und der zeitlichen Begrenzung des Projektes nicht in die Expertensystemanwendung integriert.

4.1.3 Expertensystem

Die Steuerung der Untersuchungen sowie die Auswertung der Simulationsergebnisse soll von einem Expertensystem vorgenommen werden.

Für die Entwicklung des Expertensystems muss zunächst eine Basisstruktur definiert werden, eine Struktur, die festlegt, wie das Gesamtsystem eigentlich organisiert sein soll und wie die einzelnen Problembereiche miteinander verknüpft sind.

Hierfür wird eine Unterteilung und Strukturierung des Wissens in Teilbereiche (Module) vorgenommen. Dadurch entstehen abgeschlossene Wissensbereiche z.B. zur Netzanalyse, Ereignisgenerierung, zur Simulation, Diagnose und zum Maßnahmenentwurf. Des weiteren müssen die einzelnen Schritte bis zur Problemlösung in eine hierarchische Struktur gegliedert werden, dem Strategie- bzw. Steuerwissen. Dieses kann dann als übergeordnetes System in Abhängigkeit vom Stand der Problemlösung die nächsten Module zum Erreichen der Gesamtlösung wählen.

Die Netzdaten, Zwischenergebnisse und Ergebnisse werden in einer gemeinsamen Datenbasis, der Faktenwissensbasis abgelegt und können von jedem Modul aus abgefragt bzw. bearbeitet werden.

Die Umsetzung dessen in eine Programmstruktur ist in Bild 4.1 dargestellt: Über eine benutzerfreundliche Oberfläche gibt der Anwender seine Kriterien für die Untersuchung des ausgewählten Netzes an. Je nach Auswahl - möglich sind eine Analyse des Netzes, der Netzstruktur oder die Generierung von Ereignislisten, die Simulation von bestimmten Ereignissen - wird vom Expertensystem das entsprechende Modul aufgerufen, abgearbeitet, das Simulationsprogramm aufgerufen, parametrisiert und gestartet, nach der Simulation werden die Ergebnisse abgefragt und ausgewertet und am Ende liegt dem Anwender ein Protokoll in html-Format vor, in dem er sich per Mausclick zu den Ergebnissen in Excel-Dateien bzw. -Diagrammen durchwählen kann.

Die Kommunikation zwischen Expertensystem und NETOMAC erfolgt über DDE (Dynamic Data Exchange). Die Anweisungen sind in einem Code festgelegt und ermöglichen, u.a. die Anfrage nach Netzdaten und Reglern, die Parametrierung von NETOMAC, den Start der Berechnung, die Abfrage der Ergebnisse für die Auswertung.

Eine Erweiterung der Befehle für zusätzliche Berechnungen und Abfragen ist sehr leicht möglich.

Die Inhalte bzw. Aufgaben, die von den einzelnen Wissensmodulen des Expertensystems erfüllt werden sollen, werden nach einem kurzen Ausflug in die Grundlagen der Expertensysteme, in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

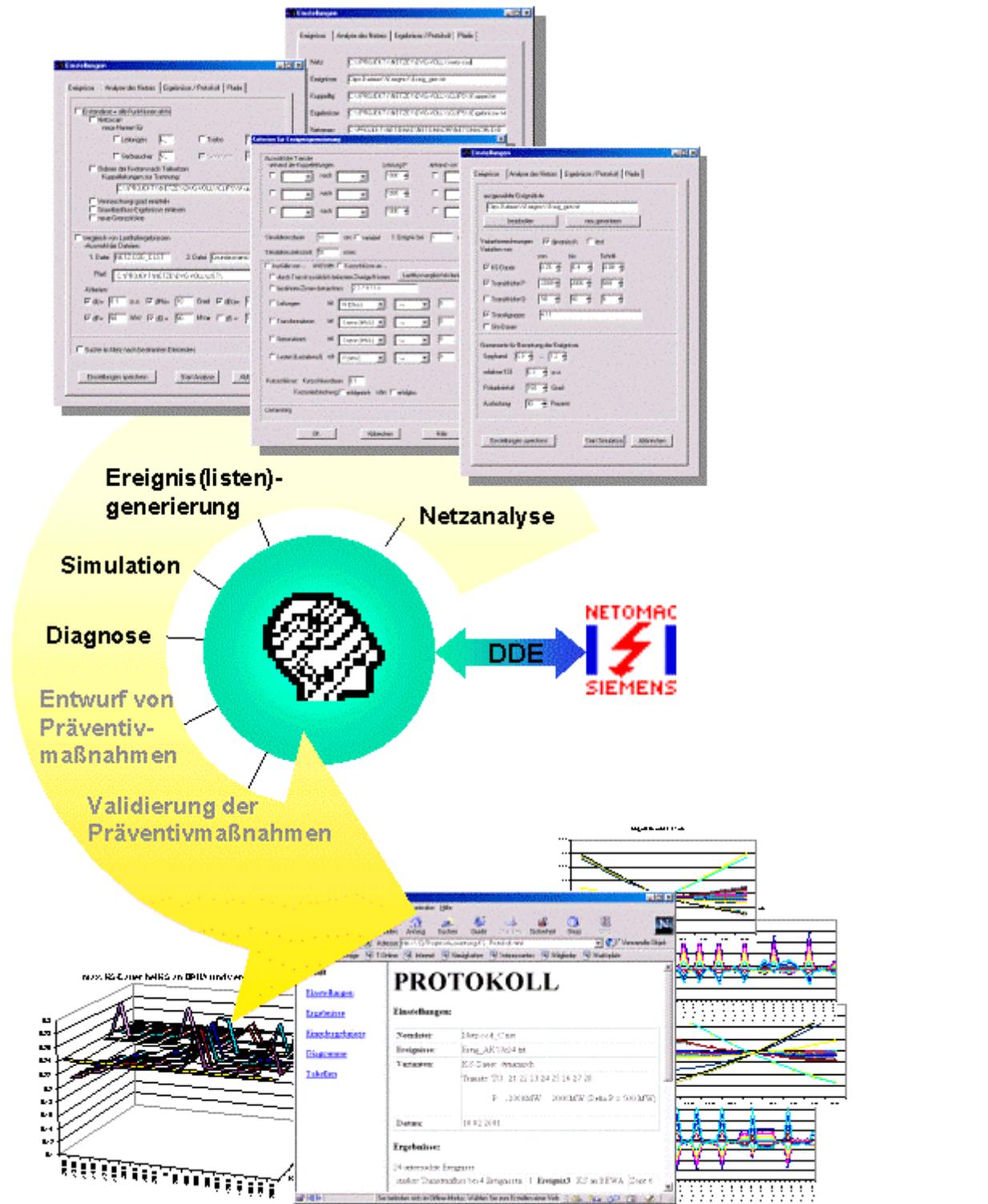


Bild 4.1 Struktur des Programmsystems

4.2 Grundlagen von Expertensystemen

Neben den traditionellen algorithmischen Problemlösungsstrategien haben sich immer mehr Verfahrensweisen durchgesetzt, die zum Bereich der künstlichen Intelligenz (KI) gerechnet werden. Ein Beispiel sind wissensbasierte Systeme, die auch als Expertensysteme bezeichnet werden. Das Ziel bei der Entwicklung eines Expertensystems ist die Nachbildung des Problemlösungsvermögens eines realen Experten auf einem exakt definierten und präzise eingegrenzten Wissensgebiet.

Zum Problemlösungsvermögen des realen Fachexperten zählt nicht nur die Abrufbarkeit bzw. der Einsatz grundlegenden Fachwissens auf dem zu betrachtenden Gebiet, sondern nach Möglichkeit auch das ganz persönliche Erfahrungswissen, das er sich im Laufe seiner Tätigkeit angeeignet hat. Dieses beinhaltet meist eine Reihe von Heuristiken, die es ihm ermöglichen, seinen Schlussfolgerungsprozess zunächst auch auf vages oder unvollständiges Wissen zu stützen. Dies wäre für einen analytischen Algorithmus nicht möglich. Und gerade deshalb eignen sich Expertensysteme bei der Untersuchung von Energieversorgungsnetzen besonders gut, weil hier häufig nur unvollständiges Wissen z.B. zur Netzstruktur, über das Verhalten oder die Eigenschaften der Verbraucher zur Verfügung steht.

Ein weiterer Unterschied zu algorithmischen Programmen besteht darin, dass bei einem Expertensystem das eigentliche Wissen über das zu betrachtende Gebiet von den angewendeten Problemlösungsstrategien getrennt ist, während bei konventionellen Programmen beide Teile in einem starren Algorithmus zusammengefasst sind. Die Trennung von Wissen und Problemlösungsstrategien ermöglicht eine besonders einfache Wartung bzw. Erweiterbarkeit des implementierten Wissens. Die Art und Weise, wie dieses Wissen im System gespeichert wird, bestimmt zugleich den Typ des Expertensystems. Generell wird zwischen fallbasierten und regelbasierten Expertensystemen unterschieden. Fallbasierte Systeme versuchen, aus bekannten Problem-Lösung-Kombinationen eine Lösung für das aktuelle Problem abzuleiten, während in regelbasierten Systemen das Expertenwissen in Form einzelner Regeln formalisiert wird.

Für die durchzuführende Untersuchung liegen keine dokumentierten Fälle zum Aufbau einer Falldatenbank vor, deshalb ist ein regelbasiertes Expertensystem einem fallbasierten Expertensystem vorzuziehen. Außerdem wird das regelbasierte Expertensystem durch die Verwendung allgemeingültiger Regeln auch für verschiedene Netze anwendbar.

Durch den regelbasierten Aufbau des Expertensystems ist im Gegensatz zu konventionellen Programmen keine feste Abarbeitungsreihenfolge der einzelnen Aktionen und Abfragen vorgegeben. Statt dessen enthalten die einzelnen Regeln nur Anweisungen, welche Befehle beim Eintritt einer bestimmten Situation auszuführen sind. Die Festlegung der Abarbeitungsreihenfolge erfolgt erst während der Laufzeit des Systems durch den weiter unten beschriebenen Inferenzprozessor (4.2.5).

Ein weiteres Merkmal von wissensbasierten Systemen ist die Transparenz des Problemlösungsprozesses, die es dem Anwender jeder Zeit ermöglicht, sich den Schlussfolgerungsprozess erklären zu lassen und damit zugleich auch Grenzen in der Problemlösungsfähigkeit zu erkennen.

In den folgenden Abschnitten wird noch einmal genauer auf die erwähnten Merkmale eingegangen, bevor im letzten Abschnitt die eingesetzte Expertensystem-Entwicklungsumgebung kurz vorgestellt wird.

4.2.1 Wissensakquisition

Unter dem Begriff Wissensakquisition [Karbach 90] werden der Wissenserwerb, die Formalisierung des Wissens und die Wartung des Wissens zusammengefasst. Da die Qualität des implementierten Wissens und die Wartung des Wissens ausschlaggebend ist für die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems, muss dem Wissenserwerb besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Für den Wissenserwerb werden drei mögliche Vorgehensweisen unterschieden:

- Indirekter Wissenserwerb:

Die Erstellung des Systems erfolgt durch einen Software-Ingenieur, der das benötigte Wissen durch Interviews mit den tatsächlichen Fachexperten sammelt und formalisiert.

- Direkter Wissenserwerb:

Der Fachexperte ist selber für den Aufbau des Systems verantwortlich. Voraussetzung hierfür ist, dass der Fachexperte entweder selbst über die notwendigen Programmierkenntnisse verfügt oder aber der Einsatz eines speziellen KI-Werkzeuges, das eine direkte maskenorientierte Eingabe der Regeln gestattet.

- Automatischer Wissenserwerb:

Das System ist in der Lage, selbständig das nötige Wissen aus vorhandenen Informationen wie z.B. Falldaten zu extrahieren. Zum automatischen Wissenserwerb zählt auch das Hinzulernen aus bereits durchgeführten Programmläufen.

Die drei genannten Möglichkeiten zeigen grundsätzliche Vorgehensweisen auf, die sich bei der Realisierung eines Projektes jedoch überschneiden können.

Der zweite Schritt der Wissensakquisition besteht in der Formalisierung des zusammengetragenen Fachwissens, das in Form einer oder mehrerer sogenannter Wissensbasen in einem Expertensystem abgelegt wird. Dabei müssen bei einem regelbasierten Expertensystem je nach Typ des Wissens grundsätzlich zwei Darstellungsebenen unterschieden werden:

1. das aus dem Fachwissen abgeleitete Regelwerk (Regelwissen),
2. der Aufbau einer das Fachgebiet und den Problemlösungsprozess unterstützenden Klassen-Objekt-Struktur zur Darstellung des Faktenwissens.

4.2.2 Darstellung von Regelwissen

Experten formulieren ihr Wissen häufig in Form von Regeln, so dass es nahe liegt, dieses Wissen auch in Regelform zu speichern. Mit Hilfe einer Regel wird festgelegt, welche Aktionen beim Eintritt einer bestimmten Situation auszuführen sind. Zu diesem Zweck besteht jede Regel aus einem Konditions- und einem Aktionsteil. Bei der Darstellung einer Regel werden die Konditionen im allgemeinen der linken (LHS – Left-Hand Side) und die Aktionen der rechten Seite (RHS – Right-Hand Side) zugeordnet. Werden alle Konditionen anhand des vorhandenen Faktenwissens oder durch Anfragen an den Benutzer (oder an andere Programme) als wahr bestätigt, können die Aktionen ausgeführt werden.

4.2.3 Allgemeine Darstellung von Faktenwissen

Neben dem Regelwissen stützt sich der Problemlösungsprozess der Fachexperten auch auf das sogenannte Faktenwissen, das sind z.B. bestimmte Eigenschaften der Netzelemente, der Netzstruktur oder auch der Störungen. Eine Möglichkeit, dieses darzustellen bzw. zu speichern, ist das objektorientierte Ablegen der Daten in einer Struktur aus Klassen und Objekten mit ihren jeweiligen Eigenschaften. Im Mittelpunkt dieser Struktur steht das Objekt, welches eine physische oder begriffliche Einheit repräsentieren kann, z.B. eine Leitung, einen Generator, eine Transitgruppe usw. Jedes Objekt wiederum besitzt eine bestimmte Anzahl von Eigenschaften (z.B. Nennleistung., Grenzstrom), wobei die Kombination von Objekt und Eigenschaft als Slot bezeichnet wird, der den Slotwert aufnimmt. Diese Struktur besitzt den Vorteil, dass sie als Muster für beliebig viele gleichartige Datensätze nur einmal gespeichert werden muss.

Das zweite Kennzeichen einer objektorientierten Struktur ist die Möglichkeit der Vererbung, d.h. es können Hierarchien von Objekten gebildet werden, innerhalb derer Eigenschaften von einer Ebene zur anderen vererbt werden können. An der Spitze dieser Hierarchien kann zusätzlich ein spezieller Objekttyp stehen, die Klasse. Im Gegensatz zu einem Objekt repräsentiert eine Klasse jedoch keine konkrete Einheit, sondern besitzt nur Musterfunktion. Innerhalb einer Hierarchie kann ein Objekt mit mehreren Klassen oder Objekten nach oben bzw. Subobjekten nach unten verbunden sein. Eine Klasse kann nach oben nur Subklasse einer anderen Klasse, nach unten aber mit beliebigen Objekten und Klassen verbunden sein. Diese komplexe Struktur, die auch als Eltern-Kind-Struktur bezeichnet wird, macht es notwendig, die Vererbung durch gezielte Vorgabe von festen Strategien zu kontrollieren. Diese Strategien legen unter anderem fest, ob von Eltern an Kinder und/oder von Kindern an Eltern vererbt wird. Außerdem können sowohl Eigenschaften als auch die Werte einzelner Slots vererbt werden.

Die Vererbung ist jedoch nur eine Möglichkeit zur Ermittlung von Slotwerten. Eine andere für objektorientierte Strukturen typische Vorgehensweise ist die Verknüpfung eines Slots mit einer Prozedur bzw. Methode. In dieser Methode wird festgelegt, zu welchem Zeitpunkt und unter Verwendung welcher Rechenvorschrift der Wert eines Slots vom System bestimmt wird.

Die beschriebene und von den meisten Entwicklungswerkzeugen für Expertensysteme angebotene objektorientierte Darstellung des Faktenwissens stellt zugleich die Grundlage für

andere in der KI übliche Arten der Wissensrepräsentation dar. Hierzu zählt auch die des semantischen Netzes [Harmon 89], das sich aus Knoten und Kanten zusammensetzt. Die Knoten repräsentieren im semantischen Netz die Objekte und die Kanten die Beziehungen der Objekte untereinander. Der Einsatz des semantischen Netzes zur Abbildung des elektrischen Energieversorgungsnetzes in der objektorientierten Darstellung des Expertensystems wird im folgenden Abschnitt erläutert.

4.2.4 Darstellung des elektrischen Energieversorgungsnetzes

Die Darstellung der einzelnen Elemente eines Energieversorgungsnetzes sowie deren Relationen untereinander erfolgt in Form eines semantischen Netzes. Dadurch ist es zum einen möglich, den Aufbau und die Eigenschaften eines Energieversorgungsnetzes unter Verwendung der objektorientierten Wissensrepräsentation von Expertensystemen abzubilden. Zum anderen entspricht diese Art der Darstellung auch weitgehend der Denkweise eines Menschen, so dass diesem der Zugang zum System erleichtert wird.

In einem semantischen Netz sind die einzelnen Knoten über als Bögen oder Kanten bezeichnete Verbindungen miteinander verknüpft. Die Knoten können sowohl durch Objekte als auch durch Klassen repräsentiert werden. Für die Darstellung eines Energieversorgungsnetzes und die Beschreibung aller relevanten Beziehungen in ihm sind vier Kanten notwendig: die IST-EIN-Kante, die HAT-EIN-Kante, die VERBUNDEN-MIT-Kante und die WIRKT-AUF-Kante. Über die Kanten wird zudem die Vererbung realisiert, die auch im semantischen Netz möglich ist. Vererbt werden können sowohl Daten als auch Eigenschaften von Objekten. Zum Aufbau des Netzes wird die oben beschriebene Klassen-Objekt-Eigenschaft-Struktur genutzt.

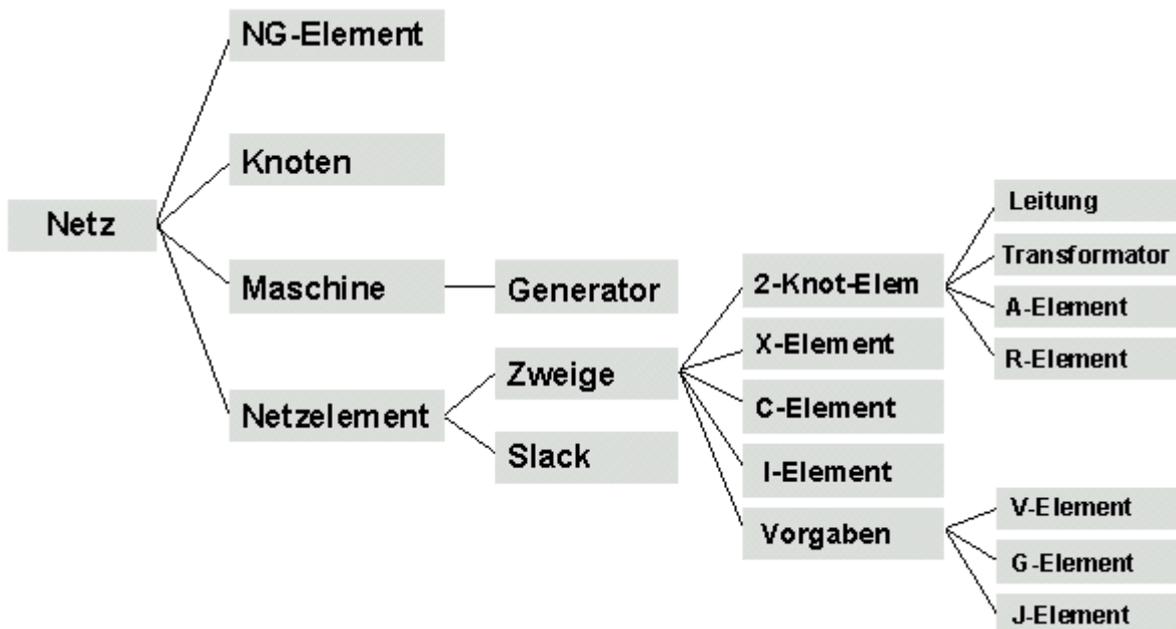


Bild 4.2 Netzelementklassen

Zur Darstellung des Netzes werden die vorhandenen Netzelementtypen in Klassen eingeteilt, so dass sich die im Bild 4.2 dargestellten Netzelementklassen ergeben, die ihrerseits Subklassen der Klasse Netz sind.

Bei den Verbindungen handelt es sich um IST-EIN-Kanten, d.h. z.B. jede Leitung IST EIN Zwei-Knoten-Element, welches zur Klasse der Zweige gehört und diese wiederum IST EIN Netzelement. Jede der Netzelementklassen ist durch bestimmte Eigenschaften charakterisiert, die in der Definition der jeweiligen Klasse festgelegt werden. Diese Eigenschaften lassen sich in drei Kategorien einteilen.

1. elektrische Eigenschaften eines Netzelementes, wie z.B. der Grenzstrom eines Zweiges oder die Nennleistung eines Generators.
2. Eigenschaften, welche die Topologie des Netzes und damit die Relationen zwischen den Netzelementen beschreiben, wodurch die VERBUNDEN-MIT-Kante realisiert wird. Zu diesem Zweck besitzt z.B. die Klasse Knoten Eigenschaften wie Leitung oder Transformator, in denen die Namen der unmittelbar angeschlossenen Netzelemente dieser Kategorie gespeichert werden. Derartige Eigenschaften besitzen alle Netzelementklassen, so dass für jedes in der Wissensbasis abgelegte Netzelement entweder direkt oder über den angeschlossenen Knoten ständig alle Topologieinformationen (relative Lage der Elemente im Netz) zur Verfügung stehen.
3. Ablage von Informationen, die sich aus dem Problemlösungsprozess des Systems ergeben.

Im Bild 4.3 ist die Klasse der Leitungen mit ihren Eigenschaften dargestellt. Die Belegung der Eigenschaftswerte (Slots) ist auf der rechten Seite für das Objekt [Leitung473] angegeben.

Die Netzelemente werden bei der ersten Analyse des Netzes als Objekte erzeugt und der jeweiligen Klasse, deren Eigenschaften sie erben sollen, angehängt. Für den Zugriff während der Laufzeit muss jedes als Objekt erzeugte Netzelement mit einem eindeutigen Namen (z.B. [Leitung473]) versehen werden. In der gegebenen Netzdatei hatten jedoch viele Leitungen und Transformatoren den gleichen oder gar keinen Namen. Dies wurden mit Hilfe einer eingefügten Funktion geändert.

Das Betriebsverhalten vieler Netzelemente wie Generatoren oder Transformatoren wird zusätzlich durch Regler beeinflusst, die durch Verwendung der WIRKT-AUF-Kante in das semantische Netz integriert werden können. Da die Klassen-Objekt-Eigenschaft-Struktur jedoch keinen weiteren Mechanismus zur Implementierung dieses Kantentyps anbietet, ist die WIRKT-AUF-Kante ebenso wie die HAT-EIN-Kante über die Objekt-Eigenschaft bzw. Klassen-Eigenschaft realisierbar [Zöphel 97]. Beim gegebenen Netz mit mehr als 600 verschiedenen Reglern, die zudem nur in codierter Form vorliegen, konnte diese Beziehung nicht realisiert werden.

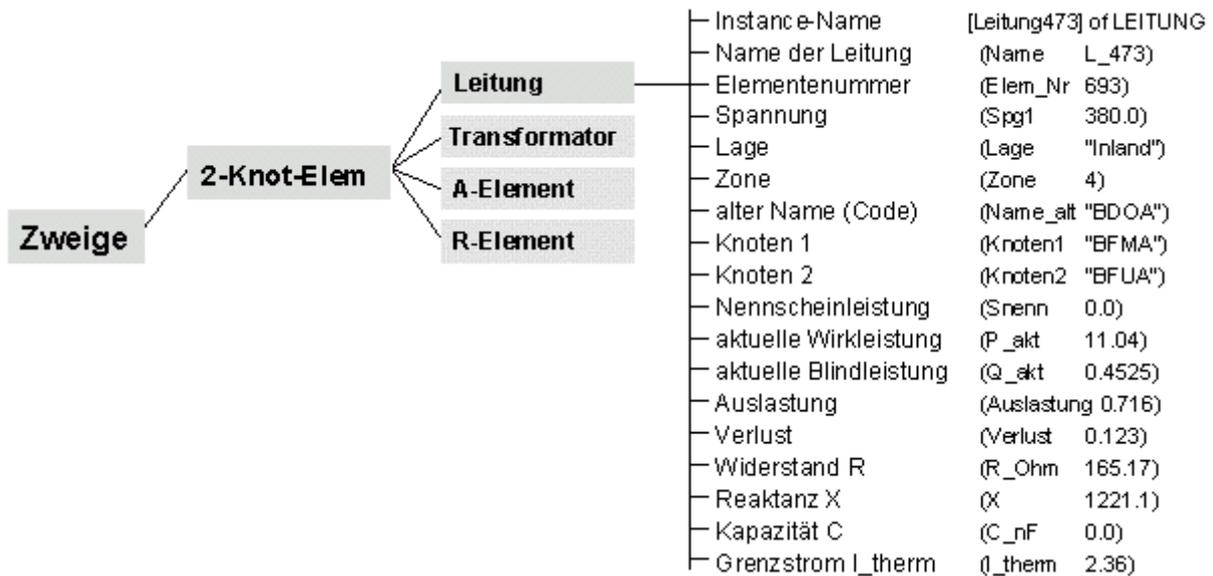


Bild 4.3 Die Klasse Leitung mit ihren Eigenschaften

4.2.5 Inferenz

Mit dem Begriff der Inferenz (engl. Inference: schließen, folgern) wird der Prozess der Verkettung der im System enthaltenen Regeln bezeichnet, der den eigentlichen Problemlösungsprozess darstellt. Damit wird durch die Inferenz zugleich die Verknüpfung der beiden Wissens Ebenen Faktenwissen und Regelwissen hergestellt. Gesteuert wird die Inferenz durch den Inferenzprozessor, der auch als Inference-Engine oder Regelinterpreter bezeichnet wird.

Die Art und Weise, in der die Verkettung der Regeln erfolgt, ist abhängig von der Aktion, welche die Inferenz auslöst, d.h. ob dem System eine Hypothese zur Überprüfung vorgeschlagen oder ein bekanntes Datum, ein Slotwert vorgelegt wurde. Daraus resultieren zwei Verkettungstypen: die Rückwärtsverkettung und die Vorwärtsverkettung. Aber bevor diese Mechanismen näher beschrieben werden, soll zunächst kurz der Begriff der Agenda erläutert werden.

4.2.6 Agenda

Die Agenda ist ein wichtiger Bestandteil eines regelbasierten Systems zur Durchführung und Kontrolle der Inferenz. Dabei handelt es sich um eine Liste, auf der die zu untersuchenden Hypothesen abgelegt werden. Bei der Agenda handelt es sich jedoch nicht um eine starre first-in-first-out-Liste, sondern um einen dynamischen Stapel. Das heißt, dass die Position, an der eine neue Hypothese in den Stapel zur späteren Bearbeitung eingefügt wird, durch die jeweilige Priorität des jeweiligen Inferenzmechanismus bestimmt wird, und sich damit jederzeit die Abarbeitungsreihenfolge ändern kann. Die Überprüfung einer Hypothese hat stets die höchste Priorität, so dass eine zu untersuchende Hypothese immer an der Spitze des Stapels zur sofortigen Bearbeitung eingefügt wird.

4.2.7 Rückwärtsverkettung

Zum Auslösen der Inferenz wird dem System eine Hypothese zur Überprüfung vorgeschlagen. Die vorgeschlagene Hypothese wird dann sofort auf der Agenda des Systems abgelegt. Dieser Mechanismus wird als Rückwärtsverkettung (backward chaining) oder zielgesteuerte Inferenz bezeichnet, da das Ziel, die zu überprüfende Hypothese, bereits feststeht. Es wird zunächst nach Regeln gesucht, welche die gesuchten Hypothesen enthalten. Anschließend werden die Konditionen in den gefundenen Regeln zur Bestätigung der Hypothese überprüft. Enthalten diese Konditionen ihrerseits Hypothesen, werden auch hier die zugehörigen Regeln gesucht und ausgewertet, und zwar immer rückwärts, von der Hypothese zu den Konditionen.

4.2.8 Vorwärtsverkettung

Der umgekehrte Prozess wird ausgelöst durch die Vorgabe eines bekannten Datums bzw. Slotwertes oder Faktens. In diesem Fall werden vom Inferenzprozessor diejenigen Regeln gesucht, deren Konditionsseiten ein oder mehrere Abfragen auf den bekannten Slotwert enthalten. Die so ausgewählten Hypothesen werden dann entsprechend ihrer Reihenfolge auf der Agenda untersucht. Kann in diesem Prozess eine Hypothese bestätigt werden, so wurde aus bekanntem Wissen neues Wissen abgeleitet. Ausgehend von diesem Wissen sucht der Inferenzprozessor nun erneut nach Regeln, deren Konditionen eine Abfrage auf die bestätigte Hypothese enthalten. Die Verkettung der Regeln erfolgt vorwärts, von der Konditionsseite zur Hypothese. Im Gegensatz zur Rückwärtsverkettung ist das Ziel der Inferenz zunächst unbekannt, so dass bekannte Daten zur Suche des Zieles eingesetzt werden müssen. Man spricht daher auch von datengesteuerter oder datengetriebener Inferenz.

4.2.9 Hilfsmittel zur Erstellung von Expertensystemen

Zur Erstellung des Expertensystems wurde wie in den Vorgängerarbeiten [Schlegel 94, Zöphel 97] auf den Einsatz einer Expertensystem-Shell gesetzt. Mit einem solchen Werkzeug ist der schnelle Aufbau von wissensbasierten Systemen möglich, da bereits die notwendigen Strategien zur Wissensrepräsentation und zur Inferenz enthalten sind. Es muss nur noch das abzubildende Fakten- und Regelwissen implementiert, sowie der Inferenzprozessor oder z.B. die Vererbungsstrategien innerhalb einer Objektstruktur parametrisiert werden.

Ein Update zur damals eingesetzten Expertensystem-Shell Nexpert Object hätte den finanziellen Rahmen des Projektes gesprengt, so dass nach anderen Alternativen gesucht und das System ganz neu aufgebaut werden musste. Die Expertensystem-Shell CLIPS ist frei über das Internet [Clips 98] beziehbar und stellte sich als geeignetes System heraus, auch wenn es einige Unterschiede zu Nexpert Object und seinen implementierten Funktionen gibt: So ist eine grafische Eingabe über Masken ebenso nicht gegeben, wie die Möglichkeit der Rückwärtsverkettung.

4.2.10 Expertensystem-Shell CLIPS

CLIPS (C Language Integrated Production System) ist ein Werkzeug zur Entwicklung von Expertensystemen, das vom Software Technology Branch (STB), NASA/Lyndon B. Johnson Space Center entwickelt wurde. Seit der ersten herausgegebenen Version 1986 wurde CLIPS kontinuierlich weiter entwickelt und verbessert.

CLIPS soll die Entwicklung von Software zur Nachbildung menschlichen Wissens oder Erfahrung erleichtern. Die CLIPS Shell stellt alle grundlegenden Elemente eines Expertensystems bereit:

1. Faktenwissen: die Fact-list und instance-list,
2. Regelwissensbasis: die Knowledge-base, die alle Regeln enthält.
3. Die Inference engine: sie kontrolliert und steuert die Ausführung der Regeln.

Ein mit CLIPS aufgebautes Programm kann aus Regeln, Fakten und Objekten bestehen. Der Inferenzmechanismus entscheidet, welche Regel ausgeführt werden soll und wann. Dieses regelbasierte Expertensystem ist ein datengesteuertes Programm, in welchem Fakten und/oder Objekte die Daten sind, die die Ausführung über die Inferenzmaschine steuern (Vorwärtsverkettung). Als Problemlösungsstrategie wird dabei die Tiefensuche eingesetzt. Das heißt, dass neue Hypothesen hinter solchen mit höherer Priorität eingeordnet werden, aber vor solchen mit gleicher oder geringerer Priorität. Die Agenda wird also von höchster zu kleinster Wertigkeit geordnet.

Es gibt drei Wege, Wissen in CLIPS darzustellen:

1. Regeln, vorrangig für heuristisches Wissen, basierend auf Erfahrungen,
2. Funktionen und generische Funktionen für prozedurales Wissen,
3. objekt-orientierte Programmierung, ebenfalls für prozedurales Wissen. Die Regeln werden ausgeführt aufgrund des Vorhandenseins von bestimmten Objekten oder Fakten.

CLIPS kann als eigenständiges Programm laufen oder in andere Programme integriert werden. Es kann von Funktionen eines anderen Programmes aufgerufen werden, die Regeln abarbeiten und nach Beendigung die Kontrolle wieder an das aufrufende Programm zurückgeben. Ebenso können externe Programme und Funktionen von Clips aufgerufen werden. Wenn das externe Programm abgelaufen ist, kehrt die Steuerung wieder zu CLIPS zurück.

CLIPS verfügt zwar nicht über eine benutzerfreundliche Maskeneingabe, das bietet jedoch den Vorteil, dass man bei der Definition der Regeln und der Angabe des Faktenwissens weitgehend flexibel in der Anwendung der KI-Sprache LISP ist. Die Eingabe des Wissens und der Regeln erfolgt also über einen Texteditor in der Sprache LISP. Die Erweiterbarkeit und Wartung des Programmes ist daher nicht so unkompliziert und erfordert einige Programmierkenntnisse in dieser Sprache. Die modulartige Struktur, der Aufbau der Wissensbasen und zugehörigen Dateien erleichtern diese Aufgabe jedoch.

Im Folgenden werden die Inhalte und Funktionen der einzelnen Wissensmodule näher beschrieben.

4.3 Faktenwissensbasis

Die Faktenwissensbasis wird als Grundlage zur Informationssammlung aus den unterschiedlichen Quellen genutzt. Auf dieser Basis kann das Expertensystem die Regeln der einzelnen Wissensmodule anwenden und damit seine Schlussfolgerungen ziehen.

Sie wird zu Beginn der Untersuchung eines noch unbekanntes Netzes angelegt und anschließend nur noch entsprechend angepasst.

Die Faktenwissensbasis enthält:

- a) die Darstellung der Netzelemente und ihrer Eigenschaften.
- b) sonstige Informationen über das Energienetz.
- c) Teillösungen und Informationen, die von einem Wissensbereich zum anderen über die Faktenwissensbasis dargestellt und transferiert werden (Stand der Untersuchung, Ergebnisse aus der Netzanalyse, wie Zuordnung zu Teilnetzen, Elementgruppen, u.v.a.m., Bild 4.4).

Während der ersten Netzanalyse wird die originale Netzdatei gelesen und in der Art neugeschrieben und angepasst, dass verschiedene Untersuchungen durchgeführt werden können. Bei sehr großen Netzen, wie dem zu untersuchenden westeuropäischen Verbundnetz, kann z.B. eine Aufteilung in kleinere Teilnetze vorgenommen werden, um einerseits Netzbereiche, die durch Kuppelleitungen miteinander verbunden sind, voneinander zu trennen und andererseits, um die Untersuchung zu beschleunigen, da nun eine geringere Anzahl von Ergebnissen betrachtet werden muss. Außerdem ist ein schnellerer Eingriff in bestimmte Netzbereiche möglich, der z.B. beim Einfügen von Lasten (Lastanstieg) oder der zusätzlichen Ausstattung der Transformatoren mit Stufenschaltern notwendig wird.

Instanzen der Faktenwissensbasis		
Netzelemente	Laufvariablen	Zwischenergebnisse
Generator	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>In Netzanalyse:</i> Neubezeichnung der Elemente, verschiedene Suchfunktionen, Lastflussvergleiche, Schreiben zusätzlicher Macros ▪ <i>während Ereignissimulation:</i> Mitzählen der Varianten, Daten für Kommunikation und Parametrierung des Simulationsprogrammes, Speichern der Ergebnisse, Varianten ... 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Aus der Netzanalyse:</i> Transitgruppen, Zonen, Kuppelknoten, Trennung in Netzgruppen, Lastflussvergleiche ▪ <i>Speichern der Einstellungen:</i> Kriterien zur Ereignisgenerierung, Kriterien für Ereignissimulation, Varianten, Grenzen ▪ <i>während Ereignissimulation:</i> Speichern der Varianten und Ergebnisse (Maxwerte) für die Ergebnisdateien
Leitung		
Transformator		
V,I-Elemente		
G,J-Element		
A-Element		
R,X,C-Elemente		
Knoten		

Bild 4.4 Inhalte der Faktenwissensbasis (Datei netz.clp)

4.4 Netzanalyse

Das Netzanalysemodul dient, wie oben beschrieben wurde, der Erstellung der Faktenwissensbasis und kann darüber hinaus zur manuellen Untersuchung des Netzes verwendet werden (Bild 4.5):

- *Suche nach Netzelementen mit bestimmten Eigenschaften:* Das ist ein hilfreiches Mittel z.B. zur manuellen Erstellung von Ereignislisten. So kann nach bestimmten elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel (Leistung, Auslastung, Spannung) oder nach topologischen Kriterien (Elemente in der unmittelbaren Umgebung eines Knotens, Elemente in bestimmten Zonen) gesucht werden.
- *Durchführen von Lastflussvergleichen:* Auch diese Ergebnisse können zur manuellen Erstellung einer Ereignisliste verwendet werden, oder einfach nur einen Überblick geben, z.B. über die Auswirkungen und die Änderungen der Belastung bei verschiedenen Transiten. Für den Lastflussvergleich können verschiedene Kriterien und Grenzwerte vorgegeben werden. Dem entsprechend umfangreich fallen die Ergebnisse aus (s. Abschnitt 5.3.1.1).

Das Netzanalysemodul ist von den anderen Modulen zur Untersuchung des Netzes entkoppelt. Es greift auf die Faktenwissensbasis zu, hat aber keinen Zugriff auf das Simulationsprogramm. Dadurch ist eine Anpassung des Moduls an andere Netzdateien z.B. für andere Simulationsprogramme schnell und einfach möglich. Es muss lediglich die Form des Einlesens der Netzdaten aus der Netzdatei an eine geänderte Struktur angepasst werden. Dann kann auch hier eine schnelle Erstanalyse des Netzes erfolgen.

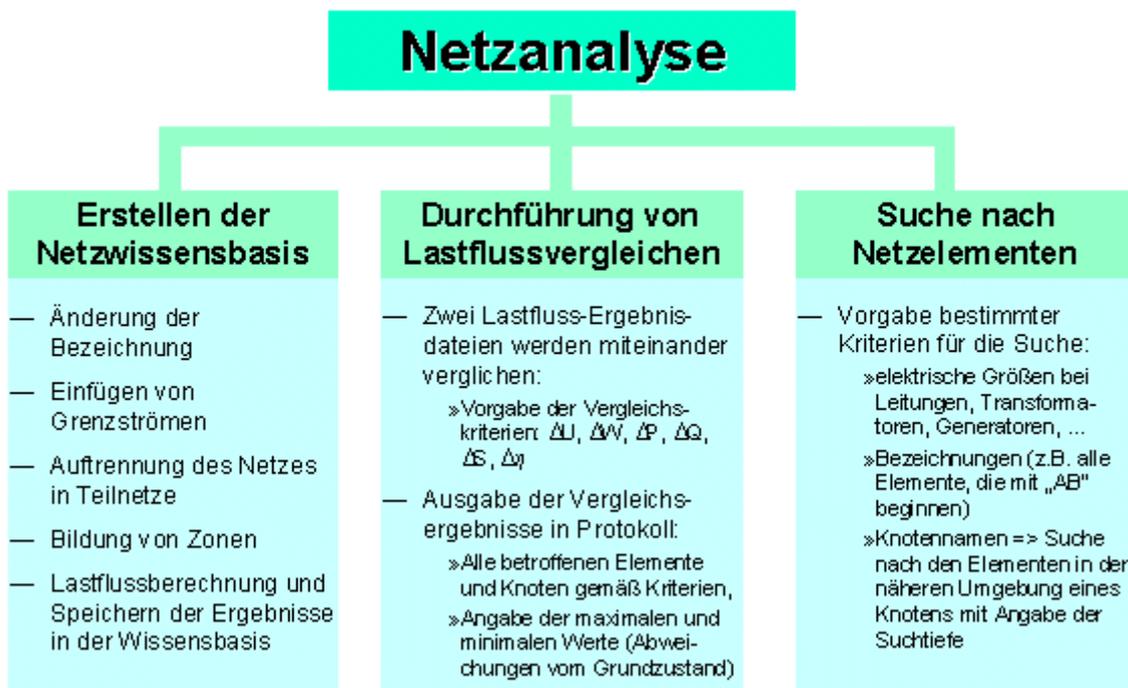


Bild 4.5 Übersicht über die Funktionen in der Netzanalyse

4.5 Steuerwissensbasis

Die Steuerwissensbasis übernimmt die Aufgaben der Steuerung und Überwachung der gesamten Untersuchung (Bild 4.6). Je nach den von den Anwendern vorgegebenen Kriterien müssen innerhalb des Expertensystems verschiedene Wissensmodule aktiviert und deaktiviert sowie zurückgesetzt werden. Anhand von Bild 4.7 soll die Steuerungsfunktion der Steuerwissensbasis veranschaulicht werden. Nach dem Speichern der Einstellungen kommen für den nächsten Schritt nur bestimmte Wissensmodule in Frage. Beispielsweise ist ein Aufruf des Moduls zum Aufbau der Faktenwissensbasis innerhalb der Netzanalyse nur bei einem fremden oder bezüglich der Daten veränderten Netz notwendig. Hier wird durch das Steuerwissen einerseits das Vorhandensein der Faktenwissensbasis aber auch das Änderungs-/Speicherdatum der Netzdatei überprüft. Aufgrund dieser Ergebnisse werden die weiteren Schritte veranlasst, wie z.B. der (Neu-) Aufbau oder die Anpassung der Faktenwissensbasis.

Zur Erstellung der Ereignisliste sind viele Kriterien vorgebar (vgl. Abschnitt 4.6). Diese müssen sinnvoll miteinander verknüpft werden. Z.B. erfordert die Definition von Ereignissen an von Transiten besonders beeinflussten Elementen die Berechnung des Lastflusses unter den gegebenen Transitbedingungen sowie einen anschließenden Lastflussvergleich. Die Steuerwissensbasis sorgt entsprechend der Vorgaben durch den Anwender und angepasst an den jeweiligen Stand der Untersuchung hier für den richtigen Ablauf durch das Aufrufen der nötigen Wissensbasen für das Schreiben des Transit-Macros, die Parametrierung und den Start des Simulationsprogrammes sowie der Durchführung des Vergleichs.

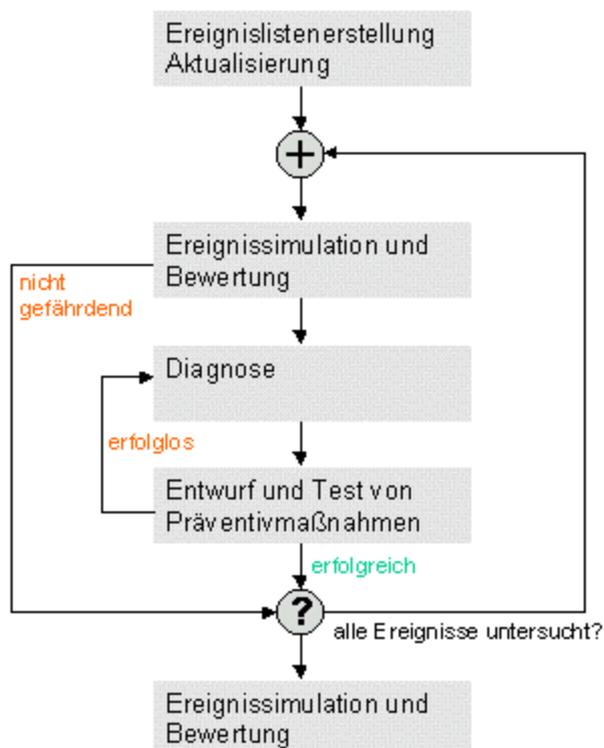


Bild 4.6 Grundstrategie der Expertensystemsteuerung

In diesen beiden Beispielen ist die Einflussnahme des Steuerwissens jedoch noch nicht so groß und eigentlich mehr oder weniger fest vorgegeben, während bei der Untersuchung des Netzes durch Simulation und Auswertung die einzelnen Schritte von den Ergebnissen sowie der Art und der Variation der Ereignisse und ihrer Parameter bestimmt wird.

4.6 Ereignislistenenerstellung

In der vorliegenden Arbeit soll hauptsächlich der Einfluss verschiedenartigster Transferleistungen durch das deutsche Verbundnetz untersucht werden. Die unterschiedliche Be- und Auslastung der Betriebsmittel kann dabei leicht durch einen Lastflussvergleich ermittelt werden. Um Aussagen zur transienten Stabilität treffen zu können, müssen große Netzzustandsänderungen wie Störungen (Kurzschlüsse oder Betriebsmittelausfälle),

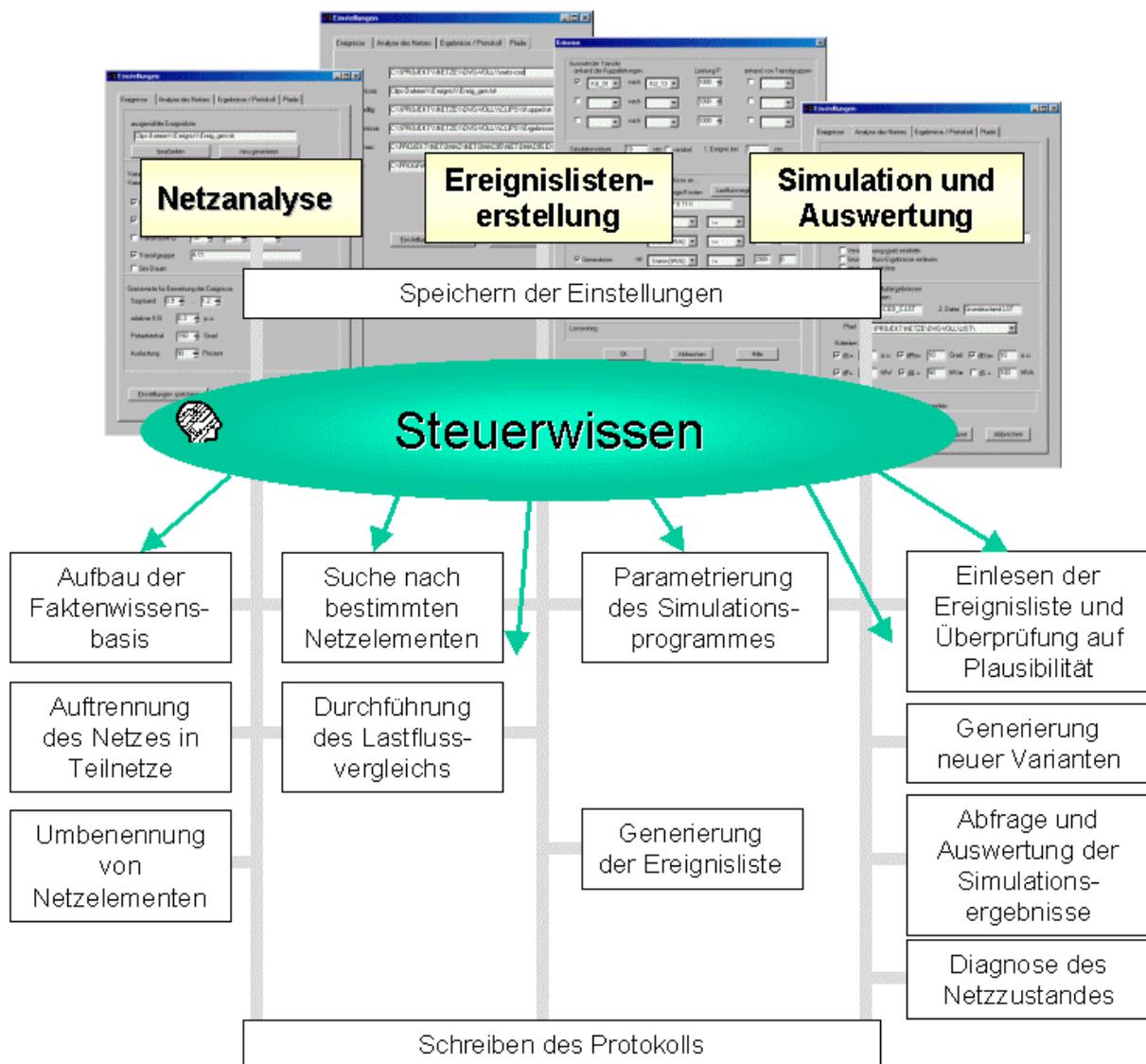


Bild 4.7 Grundstrategie der Expertensystemsteuerung

Schalthandlungen und Regelvorgänge untersucht werden. Ereignisse hierfür werden in Ereignislisten definiert und dann vom Programmsystem nacheinander abgearbeitet, variiert, simuliert und bewertet.

Für die Erstellung von Ereignislisten gibt es zwei Möglichkeiten (Bild 4.8). Die einfachste Möglichkeit ist die automatische Generierung mit Hilfe des entwickelten Programmes durch Angabe bestimmter Kriterien. Etwas schwieriger ist die Erstellung bzw. Bearbeitung von Ereignissen mit Hilfe eines Texteditors. Hierbei müssen bestimmte Eingabevorschriften eingehalten werden, die allerdings bei richtiger Anwendung eine flexiblere Zusammenstellung und Verknüpfung von Ereignissen gestatten.

4.6.1 Automatische Ereignislistengenerierung

Zur automatischen Generierung von Ereignislisten steht ein Eingabefenster zur Verfügung, worüber folgende Einstellungen vorgenommen werden können:

- Definition der Transite: Angabe von bis zu 3 Pärchen von Kuppelleitungen, deren Knoten jeweils den Einspeise- bzw. Entnahmeort darstellen; eine variable Angabe der Transitleistung ist möglich
- Vorgabe der Parameter für die Simulation (Simulationszeitschritt, Simulationsdauer, Zeit bis zum ersten Ereignis)
- Definition der Art der Ereignisse (Ausfälle, Kurzschlüsse, Lastanstiege)
- Kriterien der Elemente bzw. des Ortes, an denen die Störungen stattfinden sollen:
 - Elemente, die durch den oben definierten Transit beeinflusst werden (Bestimmung durch Kriterien für den Lastflussvergleich)
 - Elemente in bestimmten Gebieten des Netzes oder bestimmten Netzgruppen zugehörig
 - Elemente mit bestimmten elektrischen Eigenschaften: Widerstand, (Nenn-) Leistung, Auslastung, Spannungsebene
- Zur Verstärkung der Netzdynamik, z.B. für die Untersuchung der Spannungsstabilität, können für ein bestimmtes Gebiet die Transformatoren mit Stufenschaltern ausgerüstet werden, die Lasten werden spannungs- und frequenzabhängig nachgebildet.

Die generierte Ereignisliste bekommt eine Identifikationsnummer, die die Kriterien für die Generierung der Ereignisse wiedergibt. Diese Identifikationsnummer sowie sonstige Bemerkungen zur Ereignisgenerierung werden im Dateikopf angegeben. Die Identifikationsnummer bildet einen Teil des Namens der Ergebnisdateien. Dadurch ist eine eindeutige Zuordnung der Ereignis- und Ergebnisdateien möglich.

4.6.2 Manuelle Erstellung bzw. Bearbeitung der Ereignisliste

Die Bearbeitung der Ereignisliste in einem Texteditor bietet vielfältige Variations- und Kombinationsmöglichkeiten. Durch die Aneinanderkettung z.B. automatisch generierter Ereignisse (bei Einhaltung der Eingabevorschrift für die Ereignisse) können so schnell Mehrfachfehler oder auch Kettenreaktionen definiert werden, die gerade für die Untersuchung der Spannungsstabilität von großer Bedeutung sind.

4.7 Ereignissimulation und Bewertung

Vor dem Einlesen des ersten Ereignisses aus der Ereignisliste wird die Simulation des Netzes gestartet und der aktuelle Netzzustand (also der Grundzustand, ohne Ereignis, ohne Transit) simuliert und bewertet. Bei einem so großen Netz wie dem westeuropäischen Verbundnetz fallen sehr viele Ergebnisse an und der Auswertungsaufwand wird entsprechend groß. Damit hier nicht zu viel Zeit verloren geht, wird die Untersuchung auf die Betrachtung der Maximalwerte in den Gesamt- bzw. Teilnetzen eingeschränkt. Das heißt, es werden jeweils die absoluten maximalen Werte und die größten Abweichungen vom Ausgangszustand einer Größe (Spannung, Auslastung, KSI-Wert) betrachtet und auf die Einhaltung von Grenzwerten hin überprüft (siehe auch Kapitel 5.2.2). Diese Grenzwerte können vom Benutzer vorgegeben werden.

Wird der Grundzustand mit OK bewertet, kann das erste Ereignis aus der Ereignisliste eingelesen werden. Dann wird entsprechend der Ereignisdefinition das Transit-Macro geschrieben, die für die Kommunikation mit dem Simulationsprogramm zuständige Wissensbasis startet NETOMAC, parametriert es, und das Ereignis wird simuliert. Nach der Simulation werden die Ergebnisse, das heißt die maximalen Werte und Änderungen der vorgegebenen Größen abgefragt und mit den Grenzwerten verglichen. Je nach dem, ob

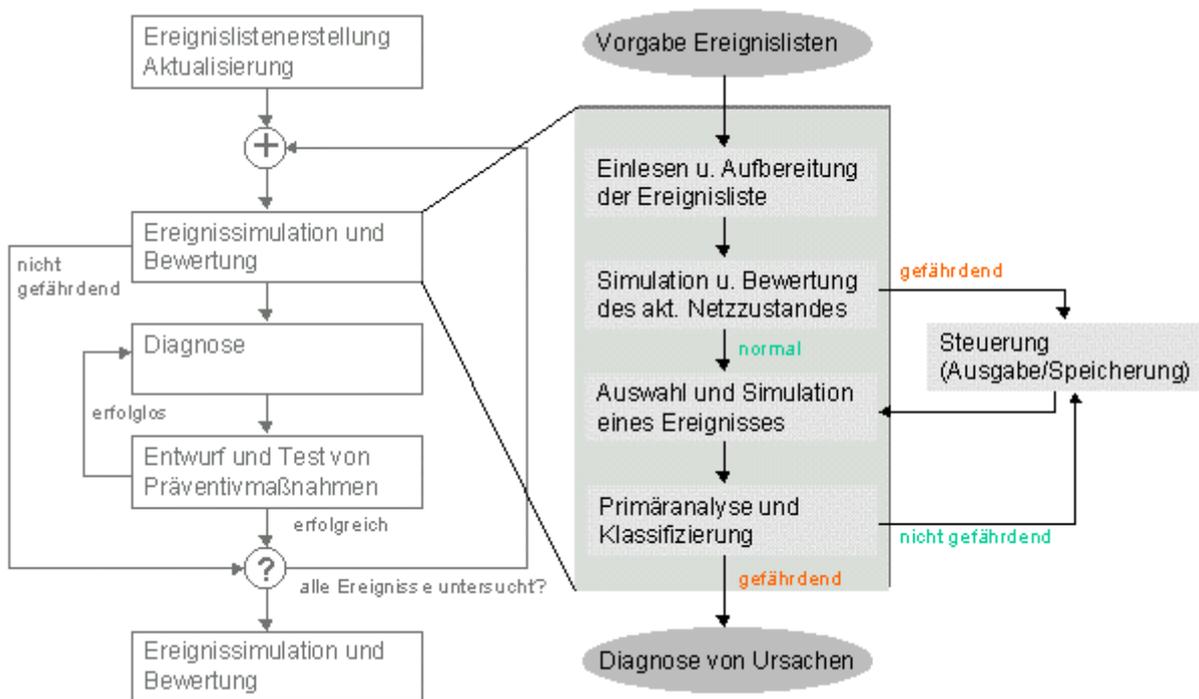


Bild 4.9 Ereignissimulation und -bewertung als Teil des Gesamtablaufs

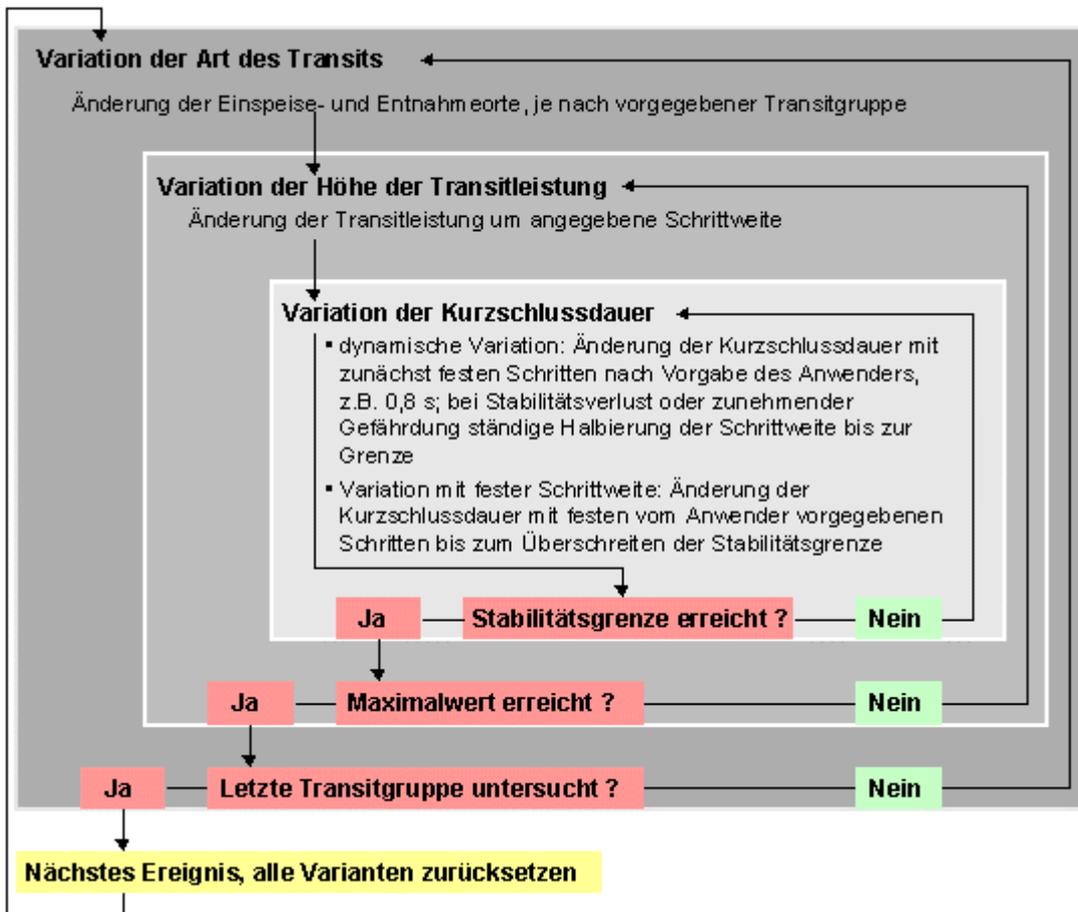


Bild 4.10 Variation der Parameter

Grenzwerte verletzt wurden, und wie stark die Abweichungen vom Grundzustand sind, kann der Netzzustand eingeschätzt und bei Gefährdung der Stabilität der Gefährdungsgrad bestimmt werden: gefährdend, schwer gefährdend, sehr schwer gefährdend. Kriterien für diese Klassifizierung sind beispielsweise: Anzahl der instabilen Generatoren, Verlust an Erzeugungsleistung, Wichtigkeit der Generatoren für die Stabilität des Netzes (Bild 4.9).

Wurde das Ereignis als nicht gefährdend eingestuft, kann das nächste Ereignis untersucht werden, oder aber das gleiche Ereignis wird nochmals unter Variation eines Parameters simuliert. Der Parameter kann in fester oder dynamisch angepasster Schrittweite variiert werden. Die Variation mit festen Schritten liefert eine Aussage über das Verhältnis von Größe und Einfluss des Transits auf eine andere Größe, mit der dynamischen Variation der Parameter soll die Stabilitätsgrenze gefunden und der Einfluss der Transite auf diese Grenze herausgestellt werden (Bild 4.10).

4.8 Diagnosemodul

Im Anschluß an die Ereignissimulation und –bewertung und falls das untersuchte Ereignis eine Sicherheitsgefährdung des Energienetzes verursachte, wird von der Systemsteuerung das Diagnosemodul aufgerufen. Damit sollen Ursachen für die Sicherheitsgefährdung aufgedeckt werden. Die Ergebnisse dieser Diagnose sind Voraussetzung für den anschließenden Präventivmaßnahmenentwurf.

Bei der Diagnose wird nach elektrischen Betriebsgrößen wie Spannungen, Ströme oder Leistungen gesucht, die durch das Ereignis gegenüber dem Normalzustand wesentlich verändert wurden und eventuell sogar kritische Werte überschritten haben. Die Untersuchung dieser Größen erfolgt gegenüber vorher festgelegten Grenzwerten, z.B.

- Verletzungen von einzuhaltenden Spannungsbändern an Knoten
- hohe Auslastung von Leitungen und Transformatoren
- Überlastung von Leitungen und Transformatoren
- Zu geringe/hohe Klemmenspannung von Generatoren
- hohe Anfangspolradwinkel von Generatoren
- ungleichmäßige Wirk- oder Blindleistungserzeugungen der Generatoren gegenüber dem Verbrauch an den Knoten.

Die Ergebnisse dieser Diagnose werden bei der Auswertung der einzelnen Ereignisse gespeichert und innerhalb des Protokolls sowie in einer Ergebnisdatei mit den jeweils maximalen Werten ausgegeben. Sie können dann für die Entwicklung von Präventivmaßnahmen verwendet werden.

4.9 Entwurf und Test von Maßnahmen

Zur Erhöhung der Netzsicherheit sollen in diesem Teilabschnitt folgende Aufgaben gelöst werden (Bild 4.11):

1. Suche nach Maßnahmemöglichkeiten auf der Grundlage der vorherigen Untersuchungsergebnisse
2. Bestimmung konkreter Maßnahmen, z.B.
 - Änderung an Spannungs- und Drehzahlreglern von Generatoren
 - Änderungen oder Blockierung der Einstellung der Transformatorstufenschalter
 - Änderung der Kompensationsleistung
 - Zu-/Abschalten von Kompensationseinrichtungen
 - Zu-/Abschalten von Betriebsmitteln (Leitungen, Transformatoren usw.)
 - Lastabwurf
3. Test dieser Maßnahmen
4. Bewertung des Erfolgs der Maßnahmen (Erfolglosigkeit, Teilerfolge, volle Erfolge)
 - kein oder nur marginaler Erfolg => erneuter Maßnahmenentwurf
 - bei Teilerfolg: Modifikation der Maßnahmen, so dass voller Erfolg möglich
 - Kontrolle zurück an Systemsteuerung, Speicherung des Ergebnisses und Beginn mit nächster Ereignisbewertung

Im vorliegenden Fall wurde zwar eine Wissensbasis zur Lösung dieser Aufgaben angelegt, aber es konnte noch nicht genügend Wissen zum Füllen dieser Basis gesammelt werden. Das Vorliegen der Daten in codierter, teilreduzierter, unvollständiger (Fehlen der Grenzströme) Form, sowie die Kenntnis nur eines gesicherten Lastzustandes, erschwert die Entwicklung von Maßnahmen. Sinn und Unsinn dieser Maßnahmen sowie die Wirtschaftlichkeit und generelle Umsetzungsmöglichkeit sind fraglich.

Da dieses Programm jedoch für verschiedene Netze anwendbar sein soll, wurde neben der Wissensbasis für den Maßnahmenentwurf und Test auch eine Wissensbasis für die Validierung der Präventivmaßnahmen angelegt. Deren Struktur wird im nächsten Abschnitt erläutert.

4.10 Validierung der Präventivmaßnahmen

Nach Beendigung der Bewertung aller Ereignisse und der Entwicklung von Präventivmaßnahmen wird ein Gesamtmaßnahmenpaket erstellt, welches dem Anwender zur Verbesserung der Stabilität des untersuchten Energienetzes vorgeschlagen wird (Bild 4.12).

Dazu muß eine Verbindung zwischen den einzelnen Präventivmaßnahmen hergestellt und überprüft werden, ob sich die einzelnen Eingriffe in das Energienetz nicht gegenseitig aufheben oder ob ein Eingriff zu einem anderen redundant ist.

Im Anschluss wird überprüft, ob die verbliebenen Eingriffe die Netzsicherheit noch wirkungsvoll erhöhen können und ob der aktuelle Netzzustand unzulässig verändert wird (Maßnahmen mit unzulässiger Veränderung des Netzzustandes werden aus dem Gesamtmaßnahmenpaket gestrichen bzw. ausgesondert, neue Präventivmaßnahmen werden gesucht). Dies erfordert eine erneute Simulation und Bewertung des aktuellen Netzzustandes - jetzt jedoch unter Berücksichtigung der entwickelten Abhilfemaßnahmen.

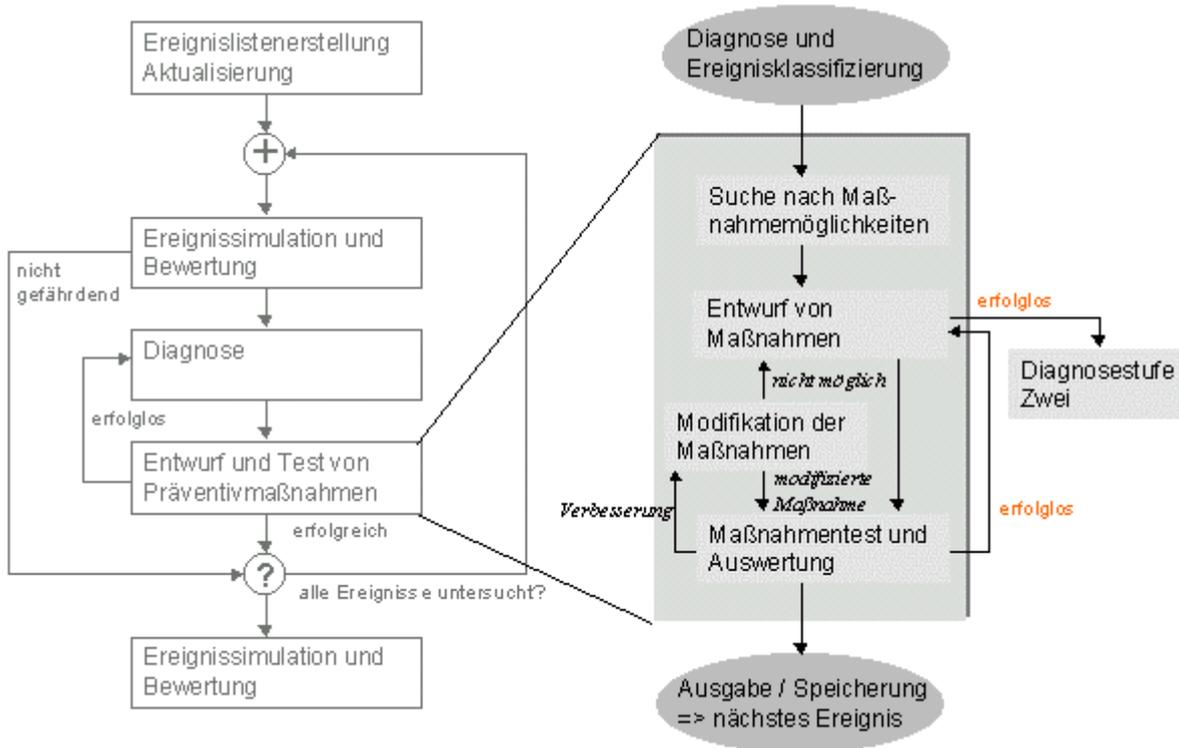


Bild 4.11 Entwurf und Test von Präventivmaßnahmen

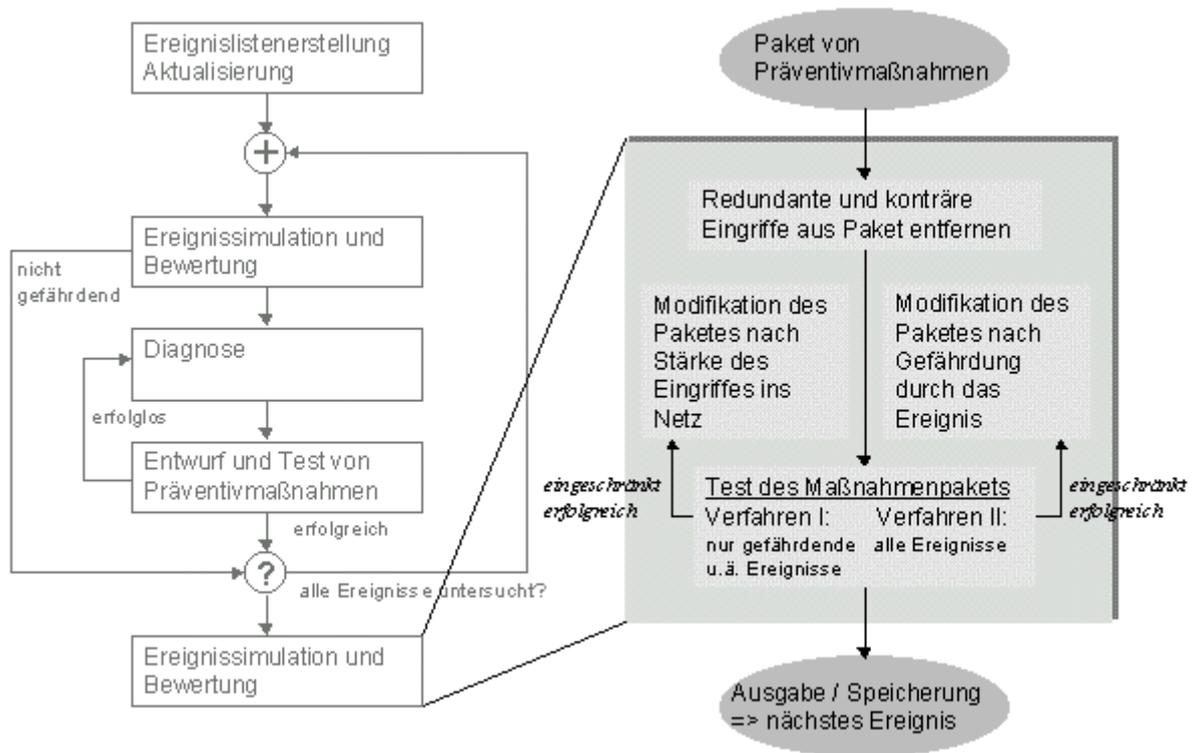


Bild 4.12 Validierung der Präventivmaßnahmen

Bewirken die Maßnahmen eine Verschlechterung des Netzzustandes, so müssen die Präventivmaßnahmen überarbeitet und die Tests mit redundanten (z.B. verschieden hohe Einstellungen an Reglern) und/oder gestrichenen Maßnahmen wiederholt werden. Nach weiteren Prüfungen der Wirkung der Maßnahmen wird dem Anwender am Ende der Sitzung ein Maßnahmenpaket zur Verbesserung des Stabilitätsverhaltens des Netzes vorgeschlagen.

4.11 Feste Dateistruktur:

Eine feste Dateistruktur gemäß Bild 4.13 soll für Ordnung und Übersichtlichkeit bei der Bearbeitung mehrerer Projekte sorgen. Die richtige Zuordnung von untersuchtem Netz, untersuchtem Ereignis und dem Ergebnis muss zu jeder Zeit gewährleistet sein.

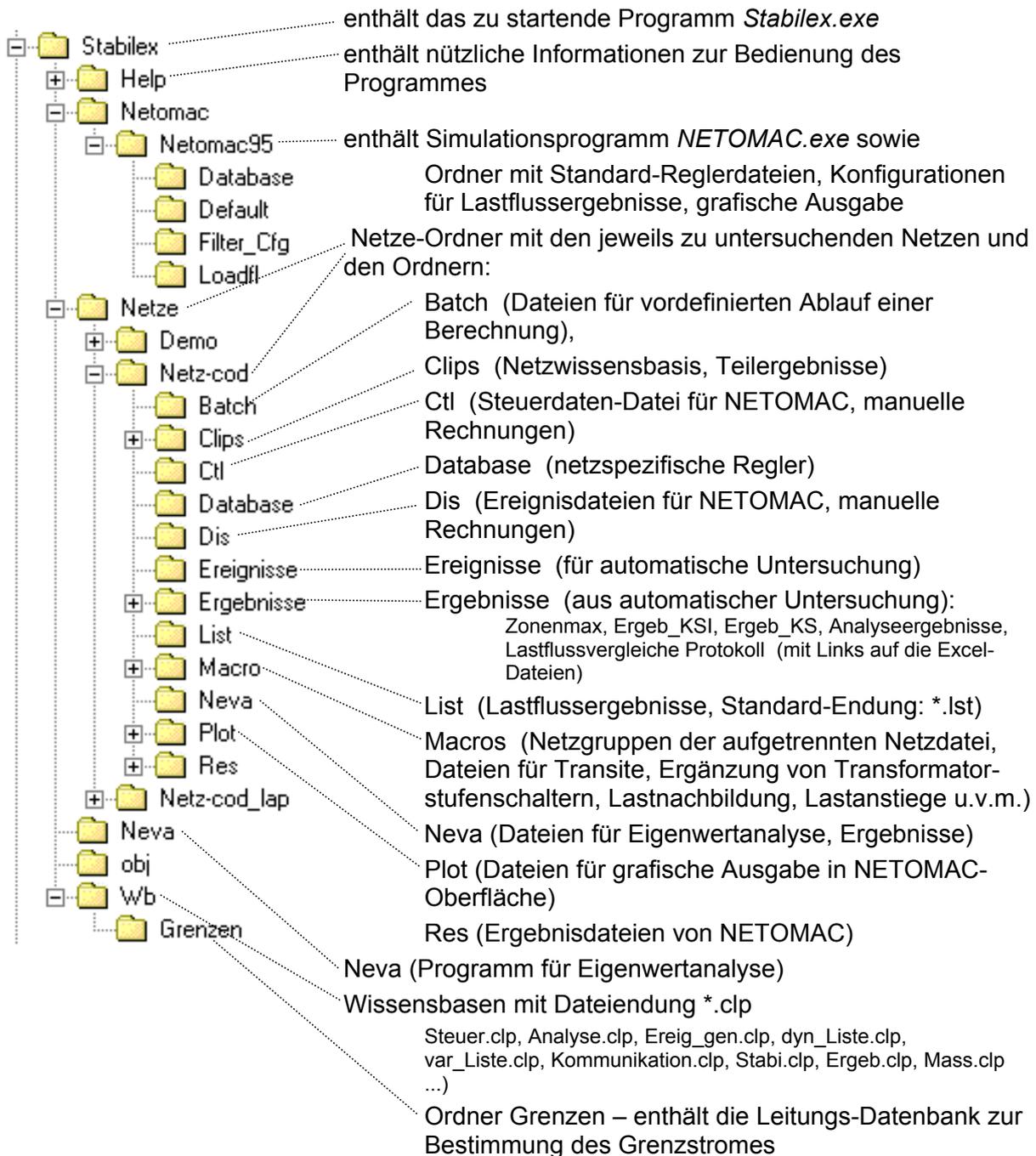


Bild 4.13 Ordner- und Dateistruktur

4.12 Zusammenfassung

Im vierten Kapitel wurde Konzept und Struktur des entwickelten Programmes beschrieben. Die vielfältigen Aufgaben zur Simulation eines Energieversorgungsnetzes und der Untersuchung des Einflusses von Transiten können nur von einem hybriden System, bestehend aus einem Simulationsprogramm und einem Expertensystem gelöst werden.

Aufgrund ihrer flexiblen Einsatzmöglichkeiten wurden das Simulationsprogramm NETOMAC sowie die Expertensystem-Shell CLIPS verwendet. In das Expertensystem wurden verschiedene Wissensbasen modular integriert, die gesteuert von der Steuerwissensbasis in verschiedenster Form eine Netzanalyse, Ereignisgenerierung, Kommunikation mit dem Simulationsprogramm, Ereignissimulation und Auswertung ermöglichen.

Dieses Programm ist für alle in NETOMAC-Notation vorliegenden Netze geeignet. Und durch den modulartigen Aufbau lässt sich das Expertensystem leicht für weitere Anwendungen erweitern.

5 Untersuchung des deutschen Verbundnetzes

5.1 Szenarien der Liberalisierung

Ziel der Liberalisierung ist ein freier Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern u.a. zur Senkung der Strompreise und zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft. Der enorme Preisdruck zwingt die Netz- und Kraftwerksbetreiber zur Rationalisierung und Optimierung ihrer Betriebe, wodurch die Zuverlässigkeit der Anlagen bei steigender Belastung verringert werden könnte.

Aber auch die von der Bundesregierung erlassenen Gesetze haben einen Einfluss auf den Wettbewerb. So bewirkt der Ausstieg aus der Atomenergie eine Veränderung der Erzeugungs- und Netzstruktur, die Förderung regenerativer Energien begünstigt die Entwicklung zur Dezentralisierung der Stromerzeugung und beeinflusst dadurch ebenso die Netzstruktur, wie auch die Erzeugungs- und Preisstruktur. Die Stromerzeugung in Deutschland wird unter diesen Bedingungen eine der teuersten in Europa sein. Dieses Preisgefälle lockt natürlich die ausländischen Stromanbieter auf den Markt.

Als eine Folge zeichnen sich verstärkte Importe aus dem Ausland ab. Der Austauschsaldo der letzten Jahre ergab insgesamt einen Importüberschuss (vgl. Abschnitt 1.3, Bild 1.6).

Mögliche Auswirkungen auf Stromerzeugung und –transport sind also:

- Erhöhte Importe
- Zusätzliche Transite durch Deutschland zur optimalen Nutzung der Energieressourcen aus weiter entfernt gelegenen Gebieten:
 - Einfache Transite
 - Kombinationen verschiedenster Transite
- Dezentralisierung der Stromerzeugung durch Förderung der Erzeugung von Energie aus regenerativen Energiequellen (z.B. Windkraftanlagen) sowie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und damit eine Zunahme von kleineren Erzeugungseinheiten, mit z.T. schwer planbarer Energielieferung, die verstärkt ins Verteilungsnetz einspeisen.

Die Folge ist eine geänderte Belastung der Betriebsmittel, vor allem der Elemente des Übertragungsnetzes, die durch die größer werdenden überregionalen Stromtransporte verstärkt in Anspruch genommen werden. Gerade in den Grenzgebieten, also in der Nähe der Einspeise- und Entnahmepunkte der Transite muss für eine ausreichende Übertragungskapazität gesorgt werden.

Die Auswirkungen der zunehmenden Dezentralisierung können mit dem gegebenen Netz nicht untersucht werden. Hauptaugenmerk gilt in dieser Arbeit der Untersuchung des Einflusses verschiedenster Transite durch Deutschland auf die Stabilität des Übertragungsnetzes, womit auch der Einfluss der erhöhten Stromimporte ermittelt wird.

5.2 Auswertungsmöglichkeiten

Die Simulationen im Zeitbereich zur Untersuchung der statischen und transienten Stabilität erfolgen innerhalb eines automatischen Ablaufs über Steuerung durch das Expertensystem. Die aktuellen Daten zur Simulationssteuerung und zur Störfalldefinition werden dabei vom Expertensystem über DDE (Dynamic Data Exchange) an das Simulationssystem übertragen. Auch Änderungen in der Netzdatei sowie in den Macros (z.B. Definition der Transite und ggf. der Lastanstiege) können vom Expertensystem vorgenommen werden.

Die durchzuführende Auswertung der Simulationsergebnisse bzw. die Wahl, welche Werte überhaupt berechnet und abgefragt werden sollen, hängt von der entsprechenden Aufgabenstellung ab. Durch Eingrenzung der jeweils zu berechnenden Größen kann hier erheblich Rechenzeit eingespart werden. Bei der Untersuchung der transienten Stabilität, speziell bei der Simulation von Kurzschlüssen, muss die Stabilität der Generatoren, also ihre Polradwinkel betrachtet werden. Bei der Betrachtung von Ausfällen und der Langzeitstabilität werden dagegen mehr die Spannungen sowie der Knoten-Spannungs-Index (KSI, s. Abschnitt 5.2.1) im Vordergrund stehen.

Zur Auswertung der Simulationsergebnisse stehen prinzipiell drei unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung, die einzeln genutzt oder miteinander kombiniert werden können (Bild 5.1). Für die Beurteilung der Generatorstabilität ist in NETOMAC ein festes Stabilitätskriterium eingebaut, welches die Polradwinkel der Maschinen auf einen bestimmten vorgebbaren Grenzwinkel überprüft und die Maschinen, die instabil geworden sind, während bzw. nach der Simulation ausgibt. Dieser Grenzwinkel wird über die Eingabeoberfläche angegeben und an NETOMAC übertragen.

Weiterhin können die Simulationsergebnisse durch Verwendung gegebener oder selbstdefinierter Funktionen, den sogenannten Reglern, vorab modifiziert werden (einfache Berechnungen, Verknüpfung von Einzelergebnissen). Diese Regler müssen in der Regler-Datei definiert und auch als Regler in der Netzdatei deklariert sein. Damit können z.B. bei Verwendung der Funktion „Generischer MIN/MAX“, der von einer angegebenen Größe

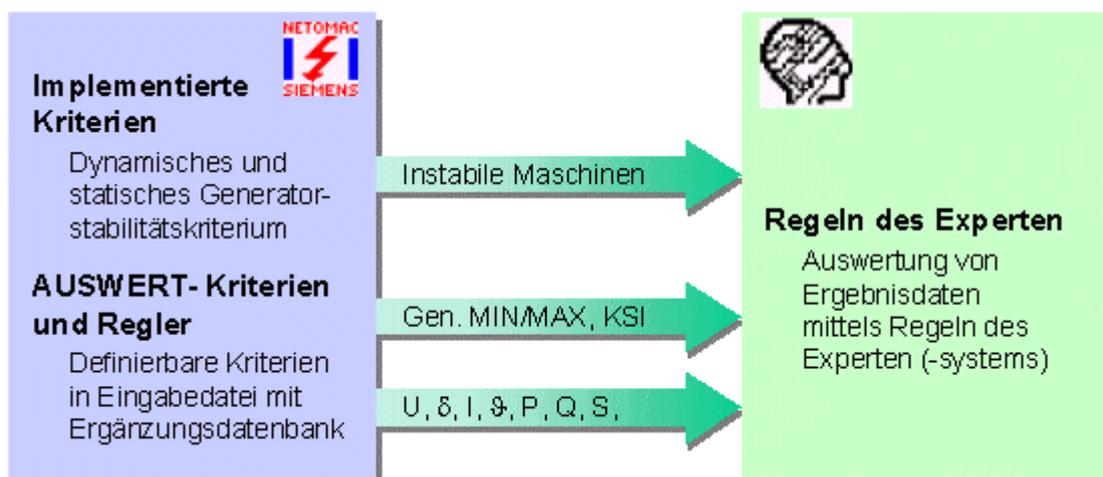


Bild 5.1 Möglichkeiten für die Auswertung der Simulationsergebnisse

jeweils maximale oder minimale während der Simulation aufgetretene Wert des Netzes oder eines Teilnetzes gesucht und gespeichert werden. Auf diese Funktion wird im Kapitel 5.2.2 noch näher eingegangen.

Schließlich berechnet NETOMAC noch viele andere Größen (z.B. Spannung U , Strom I , Wirkleistung P , Scheinleistung S , Blindleistung Q , Polradwinkel ϑ , Auslastung η), die vom Expertensystem abgefragt und anhand der Regeln der Faktenwissensbasis ausgewertet und gegebenenfalls weiterverarbeitet werden. Einerseits können diese Ergebnisse neue Regeln aktivieren, oder aber sie werden für die Auswertung in einer Excel-Datei abgelegt. Mit diesen Werten soll später in Form von Excel-Diagrammen der Einfluss der Transite bei vielen unterschiedlichen Simulationen dargestellt werden.

5.2.1 Knoten-Spannungs-Index KSI

In [Zöphel97] wird ein Knoten-Spannungs-Index (KSI) beschrieben, der zur Beurteilung der Spannungsstabilität von beliebigen Netzknoten verwendet werden kann. Der KSI gibt an, ob Wirk- und Blindleistung im gleichen Verhältnis am Knoten abverlangt werden, wie sie im Mittel der Generatoren auch erzeugt werden und ob die Knotenspannung von der Nennspannung des Netzes abweicht. Er wird in Analogie zur Berechnung des Center of Inertia (COI), dem fiktiven Bezugssystem zur der Betrachtung der Polradwinkel der Synchrongeneratoren, folgendermaßen gebildet:

Aus den Generatoren eines Netzes wird durch Bildung des Mittelwertes der N Spannungsvektoren \underline{U}_G eine Bezugsspannung $\underline{U}_{\text{Bezug}}$ abgeleitet, wobei alle Spannungsbeträge auf Nennspannung zu beziehen sind. Die Gewichtung der einzelnen Spannungsvektoren erfolgt auf der Grundlage des Betrages der Nennscheinleistung der jeweiligen Maschine, ausgehend von der Überlegung, dass eine Maschine mit hoher Nennscheinleistung während des Auftretens einer Störung im Netz stärker zur Stützung der Netzspannung beitragen kann als eine kleinere Maschine. Der Bezugswert $\underline{U}_{\text{Bezug}}$ wird demnach durch die Einführung der Gewichtung unempfindlicher gegen die im Netz auftretenden Störungen. $\underline{U}_{\text{Bezug}}$ wird wie folgt bestimmt:

$$\underline{U}_{\text{Bezug}} = \frac{\sum_{k=1}^N \underline{U}_{G_k} \cdot |S_{\text{Nenn}_k}|}{\sum_{k=1}^N |S_{\text{Nenn}_k}|} \quad (1)$$

Mit Hilfe des so entstandenen Bezugssystems lässt sich nun jeder andere Knotenspannungszeiger als bezogene Größe darstellen oder unter Bildung des Betrages ein Knoten-Spannungs-Index bilden. Für den i -ten Netzknoten mit dem Spannungszeiger \underline{U}_i lässt sich der folgende KSI bestimmen.

$$KSI_i = \frac{|\underline{U}_{\text{Bezug}} - \underline{U}_i|}{|\underline{U}_i|} \quad (2)$$

Zur Verwendung eines festgelegten Grenzwertes, der für alle Knoten gleichermaßen gilt, wird bei der Bewertung des Ereignisses bzw. Transits ausschließlich mit dem relativen

Knoten-Spannungs-Index (Abweichung des aktuellen KSI vom KSI im Grundzustand) gerechnet:

$$KSI_{rel} = KSI_{aktuell} - KSI_{grund} \quad (3)$$

Durch die in Gleichung (3) enthaltene Betragsbildung kann jedoch anhand des KSI-Wertes keine Aussage über die Tendenz der Gefährdung getroffen werden. Für den Einsatz im Expertensystem spielt dies jedoch keine Rolle, da einerseits auch der absolute Wert abgefragt werden kann und andererseits kann durch die Verwendung von Regeln eine Verknüpfung mit anderen relevanten Netzdaten erfolgen. So kann z.B. durch Betrachtung der Spannung zweifelsfrei entschieden werden, ob eine zu große Be- oder Entlastung eines Knotens hinsichtlich seines Blindleistungshaushaltes vorliegt.

5.2.2 Generischer MIN/MAX

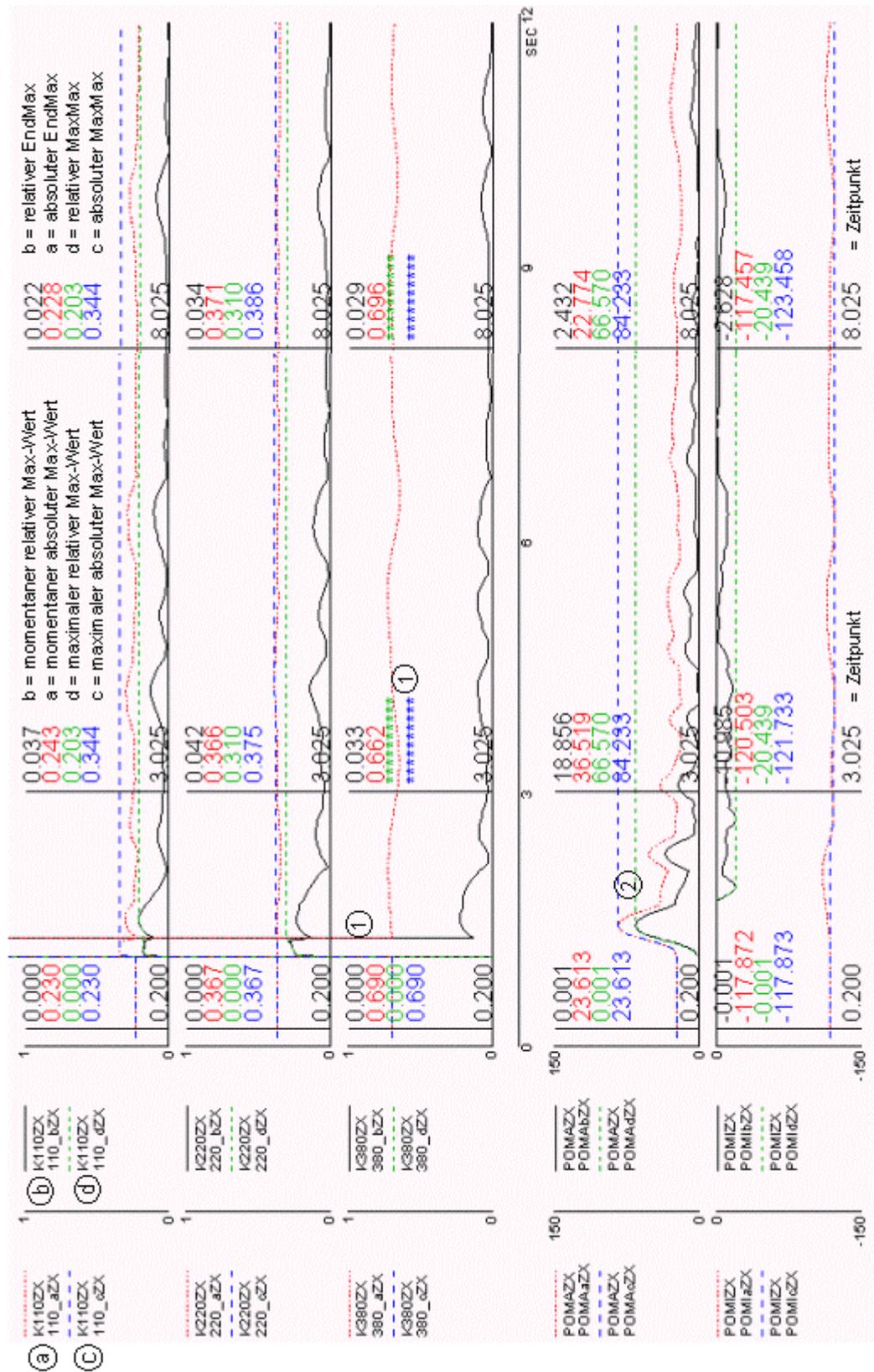
Bei der Simulation eines so großen Netzes wie dem westeuropäischen Verbundnetz fallen trotz der Teilreduktion sehr viele Ergebnisse an. Um die Rechenzeit zu minimieren und den Auswertungsaufwand zu verringern, wurde deshalb die Funktion „Generischer MIN/MAX“ eingeführt.

Dieses Auswertungstool gibt für eine bestimmte Netzgröße (KSI, Polradwinkel, Spannung, Auslastung usw.) in einer definierten Netzgruppe und/oder einer Spannungsebene jeweils den maximalen bzw. minimalen Wert aus. Anhand dieser Werte sind leicht Grenzwertüberschreitungen festzustellen und zu bewerten.

Als Maxima bzw. Minima können jeweils vier auf verschiedene Weise gebildete Werte zu einer Größe ausgegeben werden, für die Maximalwerte sind das:

- Der absolute maximale Wert einer Größe am Ende der Simulation, also bei $t = t_{end}$: *abs. EndMax*. Er kann Auskunft über die Entwicklung des Netzzustandes geben.
- Der höchste absolute maximale Wert, der während der gesamten Simulationsdauer aufgetreten ist: *abs. MaxMax*. Mit seiner Hilfe kann abgeleitet werden, ob Grenzwerte verletzt wurden, die z.B. zum Auslösen von Schutzgeräten führen würden.
- Die maximale Änderung einer Größe am Ende der Simulation, also bei $t = t_{end}$, bezogen auf den Wert bei $t = 0$: *rel. EndMax*. Durch ihn können ebenfalls Schlussfolgerungen über die Entwicklung des Netzzustandes gezogen werden.
- Die größte maximale Änderung einer Größe während der gesamten Simulation, bezogen auf den *abs. MaxMax*-Wert bei $t = 0$: *rel. MaxMax*. Auch er ist zur Überprüfung von Grenzwerten geeignet.

Zur Veranschaulichung sind diese Werte in Bild 5.2 anhand mehrerer Zeitverläufe für die maximalen KSI-Werte der verschiedenen Haupt-Spannungsebenen und die maximalen und minimalen Polradwinkel des Netzes dargestellt. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass es sich hier nicht um einen messbaren Verlauf einer Größe an einem Knoten im Netz handelt, sondern um die an den Knoten einer definierten Netzgruppe auftretenden maximalen/minimalen Werte. Im Bild 5.2 sind jeweils die Maxima bzw. Minima für das gesamte Netz dargestellt.



Bemerkungen:

- ① Werte größer als 999999 können nicht mehr dargestellt werden. Werte größer als 1 treten im vorliegenden Fall nur auf, wenn die Spannung an einem Knoten gleich Null ist, z. B. aufgrund der Isolierung eines Knotens durch Ausfall von Verbindungselementen oder wegen eines Kurzschlusses
- ② Der maximale relative Max-Wert gibt an, ob bei einer Maschine die Stabilitätsgrenze überschritten wurde, anhand der Momentanwerte kann die Entwicklung des Netzstatus abgeschätzt werden.

Bild 5.2 Verschiedene generische Min- und Max-Werte für Zone X

Bei den folgenden Untersuchungen wurden je nach Ereignis und untersuchtem Transit unterschiedliche Ergebniswerte abgefragt. Hat z.B. ein Generator seine Stabilität verloren, so wird auf die Abfrage des absoluten oder relativen EndMax- bzw. EndMin-Wertes (Werte a und b, vgl. Bild 5.2) der Polradwinkel verzichtet. Hieraus wäre keine Aussage mehr über die Entwicklung abzuleiten.

Des Weiteren wird bei der Untersuchung der transienten Stabilität nur der relative KSI-Wert der Knoten betrachtet. Im stationären Fall sind diese Werte allerdings gleich Null und bleiben daher unbeachtet. Hier ermöglicht die Auswertung der absoluten Größen einen Vergleich zwischen den einzelnen Zonen.

Bei den Spannungen dagegen werden nur die absoluten Werte betrachtet, weil die relativen Größen keinen Aufschluss über den Abstand zu den Grenzen des Spannungsbandes geben.

In Bild 5.3 sind Beispiele zur Umsetzung der Eingabevorschrift zur Anwendung der Funktion „Gen. MIN/MAX“ für verschiedene Größen angegeben.

```

§1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
NAME: U_MINZ2
AUSWERT      U_MINZ2  N
U_MIaZ2      G_MIN    VOLT      0          ZONE2
U_MIbZ2      G_MIN    VOLT      1          ZONE2
U_MIcZ2      G_MIN    1VOLT     0          ZONE2
U_MIdZ2      G_MIN    1VOLT     1          ZONE2
            ENDE
§1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
NAME: K380Z3
AUSWERT      K380Z3  N
380_aZ3      G_MAX    KSI        0      380.  ZONE3
380_bZ3      G_MAX    KSI        1      380.  ZONE3
380_cZ3      G_MAX    1KSI       0      380.  ZONE3
380_dZ3      G_MAX    1KSI       1      380.  ZONE3
            ENDE
§1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
NAME: K220Z8
AUSWERT      K220Z8  N
220_aZ8      G_MAX    KSI        0      220.  ZONE8
220_bZ8      G_MAX    KSI        1      220.  ZONE8
220_cZ8      G_MAX    1KSI       0      220.  ZONE8
220_dZ8      G_MAX    1KSI       1      220.  ZONE8
            ENDE
§1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
NAME: POMA26
AUSWERT      POMA26  N
POMaZ6      G_MAX    GEN      16      0          ZONE6
POMbZ6      G_MAX    GEN      16      1          ZONE6
POMcZ6      G_MAX    1GEN     16      0          ZONE6
POMdZ6      G_MAX    1GEN     16      1          ZONE6
            ENDE

```

Bild 5.3 Beispiele zur Anwendung der Funktion „Generischer MIN/MAX“: Eingabevorschrift für die Berechnung der minimalen Spannungen in Zone2, der maximalen KSI-Werte der 380-kV-Spannungsebene in Zone 3, der maximalen KSI-Werte der 220-kV-Spannungsebene in Zone8 und der maximalen Polradwinkel der Zone6. Berechnet werden jeweils (von a-d) abs. EndMax, abs. MaxMax, rel. EndMax, rel. MaxMax. (vgl. Bild 5.2)

5.3 Vorgehensweise zur Untersuchung der Stabilität des deutschen Netzes

In den folgenden Abschnitten werden die Möglichkeiten zur Untersuchung der Stabilität des Netzes näher erläutert. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden dann anschließend im Kapitel 6 ausführlich diskutiert.

5.3.1 Untersuchung der statischen Stabilität

5.3.1.1 Lastflussvergleiche

Für jeden zu untersuchenden Transit wird der Lastfluss berechnet. Dies erfolgt manuell mit dem Simulationsprogramm NETOMAC oder automatisch mit dem Expertensystem in Verbindung mit einem anschließenden Lastflussvergleich. Die Ergebnisdatei enthält neben den Ergebnissen für die einzelnen Maschinen und Einspeisungen auch topologische Angaben zu den Zweigen und Knoten, wie z.B. ihre Zugehörigkeit zu einer Netzgruppe, und außerdem Angaben zur Spannung, dem Spannungswinkel, Wirk-, Blind- und Scheinleistung an den einzelnen Knoten sowie die Auslastung der Elemente (vgl. Bild 5.4).

Diese Ergebnisdatei ist mehr als 7000 Zeilen lang und ca. 1 MB groß.

Mit Hilfe des automatischen Lastflussvergleichs, welcher vom Expertensystem innerhalb des Menüpunktes „Netzanalyse“ zur Verfügung steht, können die Ergebnisdateien zu den verschiedenen Transits jedoch sehr schnell miteinander verglichen und der Einfluss des Transits ermittelt werden.

Für diesen Vergleich können außerdem verschiedene Kriterien angegeben werden. Die Ergebnisdatei listet dann die Netzelemente und Knoten auf, bei denen die vorgegebenen Werte für die Leistungen, Spannungen, Spannungswinkel und/oder die Auslastung aufgrund des Transits überschritten wurden. Außerdem wird in einer Zusammenfassung am Ende des Vergleichs angezeigt, an wie vielen Zweigen und Knoten sich Änderungen aufgrund des Transits ergeben haben, mit Angabe der maximalen und minimalen Werte (Bild 5.5, Bild 5.6).

Dieser Lastflussvergleich ermöglicht also die Identifizierung der am stärksten durch Transite zusätzlich belasteten Elemente. Diese Ergebnisse sind eine Voraussetzung für die späteren Simulationen im Zeitbereich. Sie zeigen, in welchen Zonen der Einfluss am größten ist, wo z.B. durch Überlastungen Ausfälle wichtiger Betriebsmittel auftreten oder die Auswirkungen von Kurzschlüssen größeren Schaden anrichten können, sie zeigen also, welche Gebiete vorrangig beobachtet werden müssen.

Der Lastflussvergleich wurde in die automatische Ereignisgenerierung integriert, um eine Liste der am stärksten betroffenen Elemente zu erstellen und diese in der Ereignissimulation zu untersuchen.

LASTFLUSSERGEBNISSE FUER EINSPEISUNGEN UND MASCHINEN

MASCHINE NUMMER	NAME	KNOTEN	MENNSPG. [kV]	SPG [PU]	WINKEL [GRD]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	COS PHI	S.nenn [MVA]
1	AALA	AALA	21.000	0.99471	12.05	2900.00	300.00	2915.48	0.995	3600.00
2	AAMA	AAMA	21.000	1.00419	7.17	1783.00	-300.00	1808.06	0.986	2100.00
3	AANA	AANA	21.000	1.02742	7.28	15000.00	7500.00	16770.51	0.894	18000.00
4	AAOA	AAOA	21.000	1.03433	5.74	4500.00	4200.00	6155.49	0.731	7000.00
374	AOTA	BOMA	15.750	1.01637	12.36	990.00	331.00	1043.87	0.948	1410.00
375	AOUA	BOKA	15.750	0.96593	13.99	660.00	36.00	660.98	0.999	940.00

S O R T I E R T E L A S T F L U S S E R R E S U L T A T E (L E I S T U N G E N I N M W / M V A R)											
Netz- gruppe	U-Menn kV	Knoten	Zweig	Nachbar Knoten	U-Betrag pu	U-Winkel Grad	P-Wirk MW	Q-Blind MVar	S-Schein MVA	Auslast %	
AUSLAND	400.000	AADA	CMXA	CMXA	1.061	4.052	186.116	216.286	285.339		
AUSLAND	400.000	AADA	DMJA	DMJA	1.061	4.052	942.919	-163.431	956.977		
AUSLAND	400.000	AADA	L_1143	CMQA	1.061	4.052	-304.211	-9.884	304.371		
AUSLAND	400.000	AADA	L_1145	CMQA	1.061	4.052	-403.401	-89.502	413.210		
AUSLAND	400.000	AADA	L_1164	CYKA	1.061	4.052	-421.423	46.531	423.984		
ZONE10	110.000	CLWA	T_419	CRGA	1.053	-1.858	110.870	8.763	111.216	37.387	
ZONE10	110.000	CLWA	V_633		1.053	-1.858	-137.900	-1.500	137.908	0.000	
ZONE11	380.000	ENPA	BNSA		1.059	4.200	31.284	-120.762	124.749	0.000	
ZONE11	380.000	ENPA	CSNA	CSKA	1.059	4.200	-213.915	110.973	240.987		
ZONE11	380.000	ENPA	L_1075	CPVA	1.059	4.200	-563.018	12.895	563.165	31.332	
ZONE11	380.000	ENPA	L_1077	CQEA	1.059	4.200	240.582	62.253	248.506	13.524	
ZONE5	21.000	BTTA	ADEA		1.049	8.436	707.000	200.000	734.744	0.000	
ZONE5	21.000	BTTA	T_284	BTUA	1.049	8.436	-707.001	-200.000	734.745	89.149	
ZONE6	380.000	BPDA	KU_11	BPEA	1.078	0.882	128.523	57.111	140.641	10.273	
ZONE6	380.000	BPDA	KU_12	BPEA	1.078	0.882	128.523	57.111	140.641	10.273	
ZONE6	380.000	BPDA	L_648	BPHA	1.078	0.882	-49.827	-57.454	76.050	5.555	
ZONE6	380.000	BPDA	L_649	BPHA	1.078	0.882	-49.827	-57.454	76.050	5.555	
ZONE6	380.000	BPDA	T_314	BZDA	1.078	0.882	-157.393	0.686	157.394	52.465	
ZONEX	10.000	CDEA	T_340	CEKA	1.088	-12.493	25.217	0.000	25.217	80.445	
ZONEX	10.000	CDEA	V_554		1.088	-12.493	-25.217	0.000	25.217	0.000	
ZONEX	10.000	CDFA	T_341	CDPA	1.086	-9.944	9.789	0.000	9.789	31.104	
ZONEX	10.000	CDFA	V_555		1.086	-9.944	-9.789	0.000	9.789	0.000	

Bild 5.4 Ausschnitte aus der Lastflussergebnisdatei für den Grundzustand

```

*****
TG11_2000_0
*****
Größe Knoten Zweig Grund Aktuell Delta Zuwachs
Q AACA L_495 92.038 32.638 59.400 -64.539 AUSLAND
P AAGA AAHA -681.655 974.493 1656.148 -242.960 AUSLAND RW
Q AAGA AAHA -54.535 -0.555 53.980 -98.982 AUSLAND
P AAGA BGA -681.655 -1026.262 -344.607 50.554 AUSLAND
Q AAGA BGA -54.535 -0.570 53.965 -98.955 AUSLAND
P AAGA L_369 -126.761 -187.428 -60.667 47.859 AUSLAND
P AAGA L_382 -117.221 -502.508 -385.287 328.684 AUSLAND
:
P BSDA T_267 -257.997 -552.353 -294.356 114.093 AUSLAND
Q BSDA T_267 -6.179 -238.155 231.976 3754.264 AUSLAND
ETA BSDA T_267 64.518 140.627 76.109 117.966 AUSLAND
Winkel BSDA 7.077 -13.772 20.849 AUSLAND
P AAIA KU_01 676.754 1014.637 337.883 49.927 ZONE1
Q AAIA KU_01 5.521 -115.685 121.206 -2195.363 ZONE1
ETA AAIA KU_01 40.270 60.436 20.166 50.077 ZONE1
:
:
P BMRA L_1075 -563.018 -707.688 -144.670 25.695 ZONE11
Q BMRA L_1075 12.895 -55.625 68.520 -531.369 ZONE11
P BMRA L_1077 240.582 184.484 -56.098 -23.318 ZONE11 Entlastung
:
:
P AQFA L_283 424.900 342.303 -82.597 -19.439 ZONE2 Entlastung
Q AQFA L_283 123.301 176.457 53.156 43.111 ZONE2
P AQHA KU_14 315.684 511.825 196.141 62.132 ZONE2
Q AQHA KU_14 152.460 34.297 118.163 -77.504 ZONE2
:
:
Winkel BPDA 0.882 -15.863 16.745 ZONE6
P BPDA KU_11 128.523 -734.955 -863.478 -671.847 ZONE6 RW
Q BPDA KU_11 57.111 0.334 56.777 -99.415 ZONE6
ETA BPDA KU_11 10.273 53.685 43.412 422.583 ZONE6
:
:
P CTUA L_1118 19.708 176.223 156.515 794.170 ZONEX
:
:

```

Bild 5.5 Lastflussvergleichsergebnisse, 1. Teil: Ausgabe der Zweige, an denen die vorgegebenen Grenzwerte überschritten wurden (Q [MVar], P [MW], ETA [%], Winkel [°])

```

*****
Knoten mit D_S, D_P, D_Q, D_U, D_W > 0.5
Mr. Zone Name D_S D_P D_Q D_U D_W D_U D_U Q_1 Q_2 U_1 U_2 W_1 W_2
: 1 ZONEX CDFA 0.00 0.00 0.00 -0.039 -10.09 19.58 19.58 9.79 9.79 0.00 0.00 1.047 1.086 -20.03 -9.94
: 163 ZONEX CPZA 151.65 81.69 0.00 -0.033 -6.54 544.50 392.85 252.59 170.90 96.80 96.80 1.034 1.067 -11.16 -4.62
: 164 ZONEX CPOA -16.08 -8.06 -0.09 -0.003 -0.50 1087.89 1103.97 498.04 506.09 133.32 133.42 1.070 1.073 0.34 0.83
: 274 ZONE7 BNTA 32.13 -77.03 70.11 -0.002 0.18 451.41 419.28 77.22 154.25 212.09 141.98 1.040 1.042 -6.60 -6.78
: 275 ZONE7 BNMA 465.97 200.36 96.21 0.000 0.00 2872.34 2406.37 1058.72 858.36 726.51 630.30 1.048 1.048 -6.48 -6.48
: 407 ZONE6 BPDA 2508.90 1289.69 -83.60 -0.068 -16.75 3099.67 590.78 1546.74 257.05 31.30 114.91 1.010 1.078 -15.86 0.88
: 606 ZONE11 CQVA 482.19 270.53 -77.30 -0.010 -1.02 2117.69 1635.50 1022.62 752.09 171.02 248.32 1.065 1.075 0.27 1.29
: 607 ZONE11 CQUA -5.65 0.71 -14.62 -0.003 -0.61 3521.35 3527.00 1747.73 1747.02 104.86 119.49 1.067 1.070 0.48 1.09
: 1021 AUSLAND AADA 9.83 6.09 -2.66 -0.001 -0.54 2393.71 2383.88 1135.12 1129.04 260.16 262.82 1.060 1.061 3.51 4.05
*****
zusammenfassende Ergebnisse des Lastflussvergleichs
AUSLAND
Größe Anzahl d. Knoten Maxwert an Knoten Minwert an Knoten
Erhöhung des W 384 27.3170 BPEA 0.0550 ***
Verringerung d W 5 2.2220 ARKA 0.9040 ASAA
Größe Anzahl d. Zweige Maxwert an Zweig Minwert an Zweig
Erhöhung von P 167 596.1250 KU_11 0.0510 ***
Verringerung von P 134 287.1310 BOIA 0.1830 ***
Erhöhung von Q 257 314.2610 ACVA 0.1750 ***
Verringerung von Q 226 110.8570 *** 0.0010 DTAA
Erhöhung von Eta 41 76.1090 *** 0.1400 ***
Verringerung v. Eta 30 -53.0400 T_266 -0.0690 KU_27
*****
INLAND
Größe Anzahl d. Knoten Maxwert an Knoten Minwert an Knoten
Erhöhung des W 465 16.8610 BMAA 0.0150 ***
Verringerung des W 3 3.4350 BRSA 0.6070 CPWA
Größe Anzahl d. Zweige Maxwert an Zweig Minwert an Zweig
Erhöhung von P 401 723.5420 L_648 0.2350 ***
Verringerung von P 265 393.8790 *** 0.0240 ***
Erhöhung von Q 484 188.4320 *** 0.0050 ***
Verringerung von Q 431 118.5530 L_1135 0.0010 L_193
Erhöhung von Eta 320 50.9480 L_648 0.0050 ***
Verringerung v Eta 218 -34.8310 L_735 -0.0010 ***

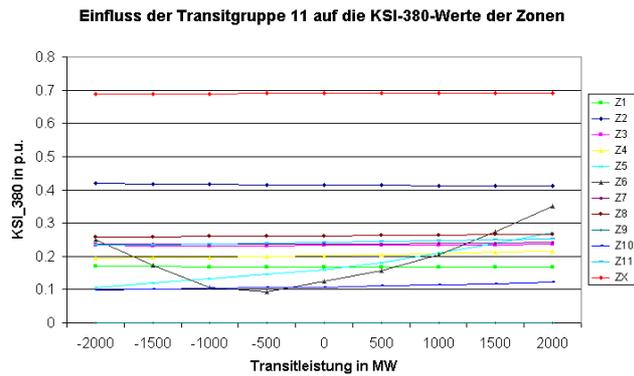
```

Bild 5.6 Lastflussvergleichsergebnisse, 2. Teil: Ausgabe der Knoten, an denen bestimmte Grenzwerte überschritten wurden, sowie Zusammenfassung der Ergebnisse des Lastflussvergleichs

5.3.1.2 Ermittlung des KSI-Wertes und der Polradwinkel der Maschinen

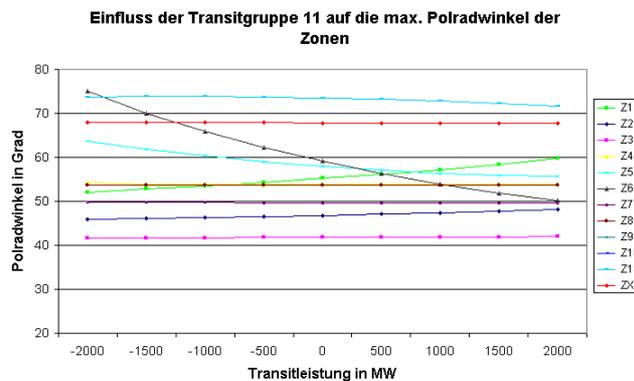
Diese Größen können nur durch eine kurze Simulation ermittelt werden. Durch Anwahl einer Funktion in der Eingabeoberfläche des Programmes erfolgt die Ermittlung der KSI-Werte für alle Transitgruppen und bei Variation der Transitleistung vollkommen automatisch. Das Expertensystem übernimmt die Parametrierung des Simulationsprogramms, ändert in den einzelnen Durchläufen das Macro, in welchem die Transite definiert werden (diese Transite gehen als Eingangsgröße mit in die vorangehende Lastflussberechnung ein), und schreibt die Ergebnisse in eine Excel-Datei, mit welcher dann verschiedene Diagramme erstellt werden können (Bild 5.7).

	-2000	-1500	-1000	-500	0	500	1000	1500	2000
Z1	0.171	0.17	0.169	0.168	0.167	0.167	0.166	0.166	0.167
Z2	0.419	0.418	0.417	0.416	0.415	0.414	0.413	0.413	0.413
Z3	0.233	0.233	0.232	0.232	0.233	0.233	0.234	0.235	0.236
Z4	0.194	0.196	0.198	0.2	0.202	0.205	0.208	0.212	0.216
Z5	0.106	0.12	0.133	0.146	0.158	0.181	0.21	0.24	0.272
Z6	0.249	0.172	0.107	0.094	0.124	0.158	0.204	0.274	0.352
Z7	0.235	0.235	0.236	0.236	0.237	0.238	0.239	0.24	0.242
Z8	0.258	0.259	0.259	0.26	0.261	0.262	0.263	0.265	0.267
Z9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Z10	0.099	0.101	0.103	0.105	0.108	0.11	0.114	0.117	0.122
Z11	0.233	0.235	0.237	0.239	0.242	0.244	0.247	0.25	0.253
ZX	0.689	0.689	0.689	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69

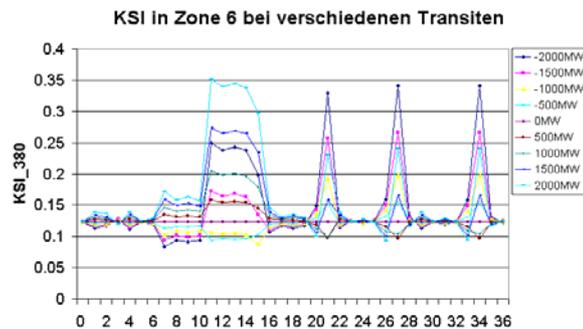
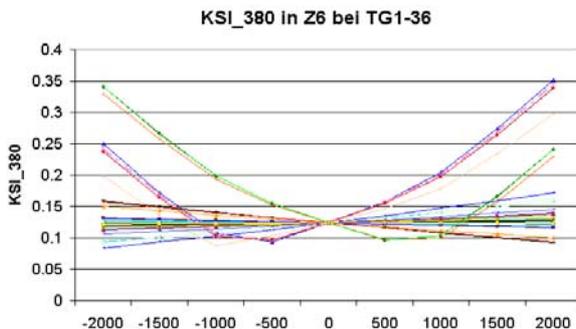


a) Wertetabelle und Diagramm für die maximalen 380-kV-KSI-Werte aller Zonen unter Einfluss von Transitgruppe 11

	-2000	-1500	-1000	-500	0	500	1000	1500	2000
Z1	52.1	52.81	53.57	54.38	55.26	56.2	57.22	58.36	59.7
Z2	45.87	46.09	46.32	46.56	46.83	47.11	47.42	47.77	48.18
Z3	41.67	41.69	41.71	41.74	41.78	41.82	41.86	41.92	41.98
Z4	54.34	53.98	53.96	53.94	53.93	53.92	53.92	53.92	53.92
Z5	63.75	61.89	60.35	59.06	57.97	57.08	56.38	55.89	55.63
Z6	75.05	70.08	65.91	62.31	59.16	56.4	53.97	51.89	50.19
Z7	49.8	49.75	49.72	49.69	49.67	49.66	49.65	49.66	49.67
Z8	53.7	53.67	53.65	53.64	53.64	53.65	53.67	53.71	53.77
Z9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Z10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Z11	73.74	73.84	73.82	73.7	73.49	73.18	72.79	72.3	71.7
ZX	67.99	67.95	67.91	67.87	67.83	67.8	67.77	67.74	67.72



b) Wertetabelle und Diagramm für maximalen Polradwinkel aller Zonen unter Einfluss von Transitgruppe 11



c) Diagramme für den maximalen 380-kV-KSI-Wert in Zone 6 unter Einfluss aller Transitgruppen, links aufgetragen über die Höhe der Transitleistung, rechts aufgetragen über die einzelnen Transitgruppen

Bild 5.7 Wertetabellen und Diagramme zur Bestimmung des Einflusses der Transite auf KSI und PolMax

5.3.1.3 Eigenwertanalyse

Die Eigenwertanalyse findet getrennt von der Expertensystemanwendung statt. Aufgrund des zeitlichen Rahmens des Projektes wurde auf eine vollständige Analyse der Netzes selbst verzichtet. Es wurden nur Untersuchungen durchgeführt, wie sich die einzelnen Transite auf die Eigenwerte auswirken, speziell auf die Dämpfung und Frequenzen der inter area oscillations. Dabei wurden die Berechnungen vorrangig für die Transitgruppen durchgeführt, die sich in den vorangegangenen Untersuchungen als besonders kritisch herausgestellt hatten.

Bild 5.8 zeigt die typische Verteilung der Eigenwerte eines Verbundsystems in der s-Ebene. Den oszillierenden Eigenwerten (swing modes) gilt das größte Interesse bei der Untersuchung lokaler und globaler (inter area) Schwingungen in Energieversorgungssystemen. Sie liegen gewöhnlich in der Nähe der imaginären Achse in der komplexen s-Ebene im Bereich von 0,1 bis 3 Hz ($\omega = 0,6 \dots 18 \text{ s}^{-1}$).

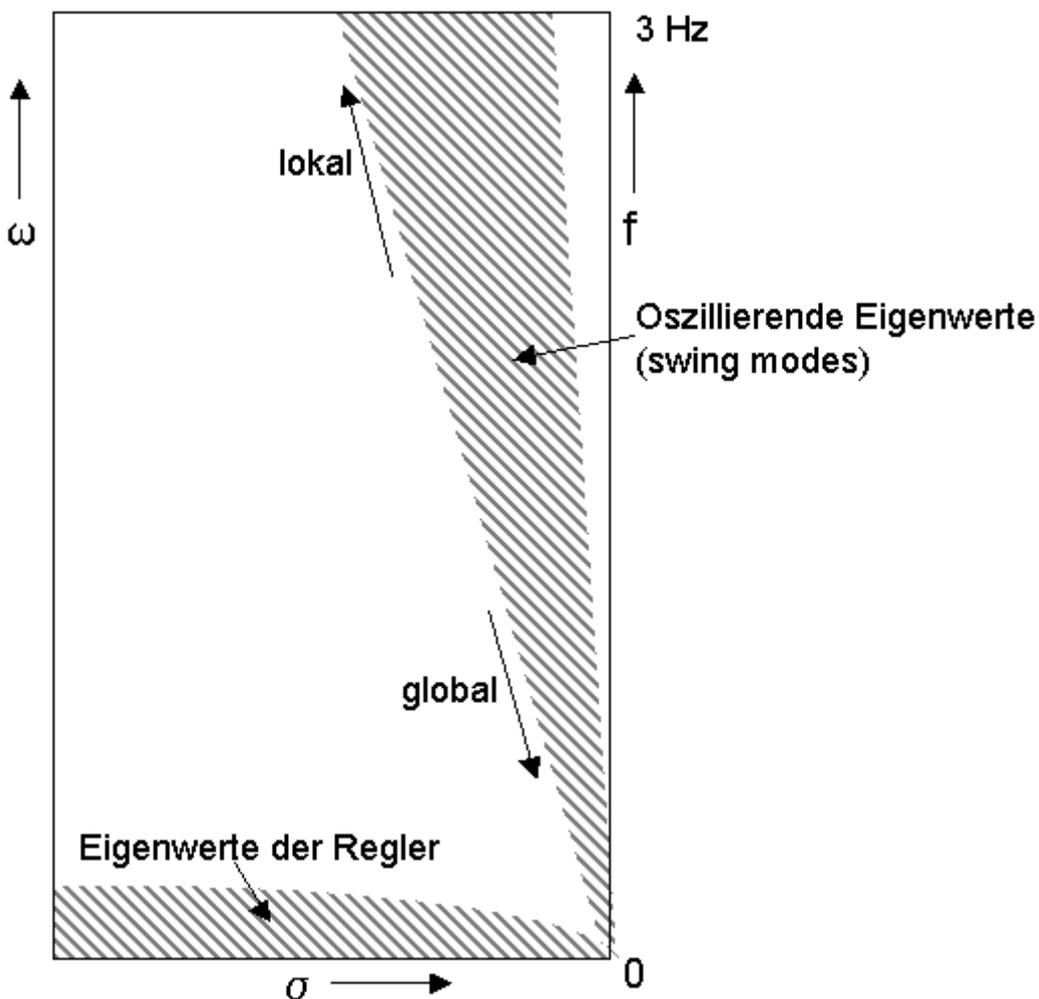


Bild 5.8 Typische Verteilung der Eigenwerte in der komplexen s-Ebene für ein großes Verbundsystem [Wang 97]

5.3.2 Untersuchung der transienten Stabilität

Zur Untersuchung der transienten Stabilität wurden zeitlich begrenzte dreipolige Kurzschlüsse auf Sammelschienen sowie Ausfälle verschiedener Betriebsmittel eingeleitet. Die Auswahl der Fehlerorte erfolgte mit Hilfe des Lastflussvergleichs innerhalb der Ereignisgenerierung (vgl. Abschnitt 5.3.1.1). Damit wurden genau die Knoten bzw. Zweige ausgewählt, die aufgrund des gewählten Transits besonders belastet wurden. Weitere Fehlerorte ergaben sich durch die Berechnungen der KSI-Werte und der maximalen Polradwinkel.

Der Transit ging wieder als Eingangsgröße in die Lastflussberechnung, also schon bei der Bestimmung des Anfangszustandes ein. Sämtliche berechneten Störungsfälle begannen mit einem ungestörten Betrieb über eine Dauer von 500 ms, um die Lastflussergebnisse und den erfolgreichen Soll-Ist-Wert-Abgleich der Regler vor Eintritt der Störung kontrollieren zu können.

Zur Ermittlung der Stabilitätsgrenze wurde die Dauer des Kurzschlusses iterativ variiert. Nachdem die kritische Fehlerzeit für den Grundzustand gefunden war, wurden nun Höhe der Transitleistung und die Art des Transits variiert, um so den Einfluss von Höhe und Richtung der Transite auf die transiente Stabilität, bzw. auf die kritische Fehlerzeit zu ermitteln (vgl. Bild 4.10). Während der Störung oder nach deren Beendigung wurden keine weiteren Schaltmaßnahmen simuliert.

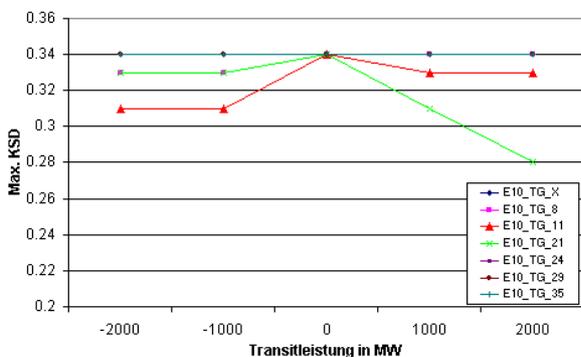
Die Ergebnisse dieser Berechnungen wurden in Exceldateien abgespeichert und zeigen anschaulich in Diagrammen den Einfluss der zusätzlichen Belastung bei diesen speziellen Störungen.

	ΔS [MVA]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]	ΔU [p.u.]	$\Delta \delta$ [°]
TG08_	65.99	37.87	-0.36	-0.003	2.3
TG11_	1201.06	602.92	-1.12	-0.079	10.32
TG21	1185.31	594.51	0.44	-0.08	9.8
TG24	3.96	2.77	-0.4	-0.001	-0.24
TG29	11.23	8.31	-1.53	-0.003	-0.58
TG34	1211.76	609.67	-3.06	-0.082	9.78
TG35	27.37	17.41	-1.15	-0.002	-0.03

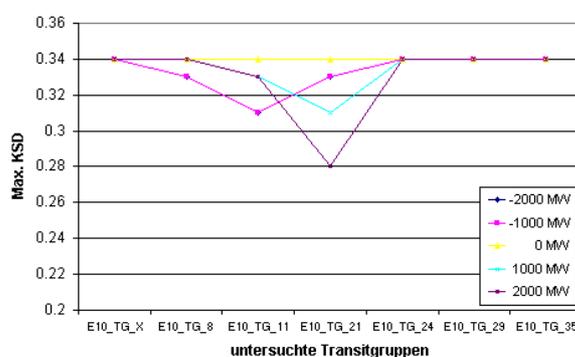
a) Ergebnisse des Lastflussvergleichs für den Knoten BQXA

	P in MW				
	-2000	-1000	0	1000	2000
E10_TG_X	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
E10_TG_8	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34
E10_TG_11	0.31	0.31	0.34	0.33	0.33
E10_TG_21	0.33	0.33	0.34	0.31	0.28
E10_TG_24	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
E10_TG_29	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
E10_TG_35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34

b) max. KSD bei verschiedenen TG und Leistungen



c) max. zulässige Kurzschlussdauer über Transitleistung



d) max. zulässige Kurzschlussdauer über Transitgruppen

Bild 5.9 Einige Ergebnisse der Untersuchungen eines dreipoligen Kurzschlusses an Knoten BQXA, Zone 6

In Bild 5.9 sind Ergebnisse der Untersuchungen des Einflusses von verschiedenen Transiten auf den Verlauf bzw. die Gefährdung durch einen dreipoligen Kurzschluss an Knoten BQXA in Zone 6 dargestellt.

Aus den Ergebnissen des Lastflussvergleichs konnte für Knoten BQXA eine besonders hohe zusätzliche Belastung festgestellt werden, wenn Transite der Gruppen 21 und 34 in positiv definierter Richtung angesetzt wurden und für Transitgruppe 11 in negativ definierter Richtung. Für TG11 und TG21 sind die Werte rot eingefärbt.

Bei der anschließenden Untersuchung des Einflusses der Transite auf die maximal zulässige Kurzschlussdauer wurde bei den im Lastfluss aufgefallenen Transitgruppen auch die Kurzschlussdauer entsprechend verringert. Das ist in Bild 5.9b) durch die Einfärbung der Zahlen und in den Diagrammen leicht durch das Abweichen von der Grundlinie zu erkennen: in Bild 5.9c) ist der Einfluss der Höhe der Transitleistung zu sehen, in Bild 5.9d) der Einfluss der Transitart.

5.3.3 Untersuchung der Spannungsstabilität

Spannungsinstabilitäten werden besonders begünstigt durch:

- das Verbraucherverhalten (punktuelle, starke Lastanstiege)
- automatisch geregelte Transformatoren
- eine ungünstige Netztopologie, wie:
 - Blindleistungserzeugung weit entfernt von Blindleistungsverbrauchern
 - Lasten mit konstanter Leistungsaufnahme
 - radiale Netzform
 - lange Übertragungsleitungen
- den Netzbetrieb, insbesondere:
 - einem hohen Wirkleistungstransport, d.h. Betrieb der Leitungen oberhalb ihrer natürlichen Leistung, was zu Blindleistungsbedarf führt,
 - einer hohen Blindleistungsausnutzung der Generatoren
- die Schutztechnik
 - Fehlauslösung von Schutzgeräten bzw. Auslösung bei kurzzeitiger Überlastung oder Übererregung der Generatoren

Das gegebene Netz (vgl. Kapitel 0) enthält nur wenige dieser Elemente. Die Verbraucher sind als konstante P/Q-Lasten, also nicht spannungs- und frequenzabhängig nachgebildet, die Transformatoren haben generell keine Stufenschalter und wegen des immensen Nachbildungs- und Simulationsaufwandes sind auch keine Schutzgeräte vorhanden.

Um die Dynamik des Netzes dennoch etwas zu erhöhen und Spannungsinstabilitäten zu simulieren, werden einige Anpassungen vorgenommen:

- Ersatz der Lasten durch spannungs- und frequenzabhängige Lasten
- Ausrüstung der Transformatoren mit Stufenschaltern
- Einbau zusätzlicher Lasten für Lastanstiege

Um den Aufwand jeweils zu minimieren, werden nur in einem bestimmten Teilnetz, welches sich durch einen besonders schlechten KSI-Wert ausgezeichnet hat, diese Elemente verändert. Dafür ist eine Funktion im Menü „Netzanalyse“ vorhanden, die bei Auswahl eines Knotens, die erforderlichen Macros für die in Frage kommenden Netzelemente erstellt.

Starke Lastanstiege führen dann bald zum Spannungszusammenbruch. Nun kann untersucht werden, wie verschiedene Transite den Verlauf der Ereignisse beeinflussen.

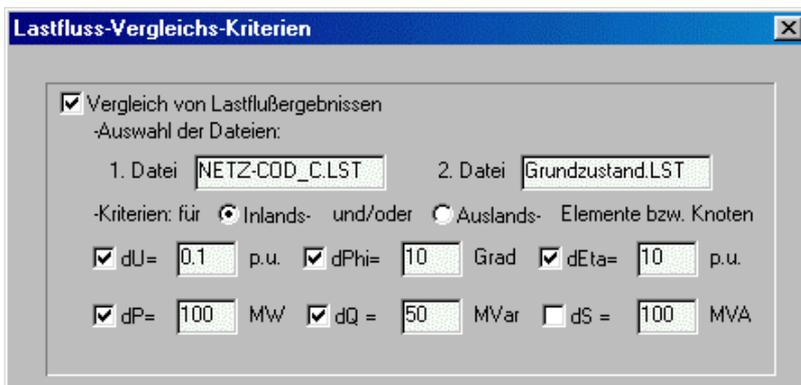
5.4 Ablauf einer Anwendung

Vor jeder Untersuchung muss überlegt werden, was untersucht werden soll, welche Kriterien bei der Wahl der Ereignisse eine Rolle spielen, welche Einflussfaktoren untersucht und wie sie variiert werden sollen. Daraus ergeben sich die Kriterien für die Ereignisgenerierung.

In diesem Beispiel sollen Kurzschlüsse an durch Transite der Transitgruppe 11 besonders stark zusätzlich belasteten Knoten untersucht werden. Für die Ereignisgenerierung ergeben sich die in Bild 5.10 dargestellten Einstellungen.



a) Kriterien für Ereignisgenerierung, Fenster ist nur halb dargestellt. Bei den nicht abgebildeten Auswahlmöglichkeiten sind keine Einstellungen vorzunehmen



b) Kriterien für den Lastflussvergleich

Bild 5.10 Einstellungen für die Ereignisgenerierung von Kurzschlüssen an durch Transitgruppe 11 besonders stark belasteten Knoten

Dazu müssen Einstellungen gemäß Bild 5.12 vorgenommen werden. Der nächste Schritt ist der Start der Untersuchung durch Betätigung des Buttons „Start Simulation“. Ab diesem Zeitpunkt kann sich der Anwender zurücklehnen oder andere Aufgaben erledigen. Während dessen arbeitet das Expertensystem nach und nach die Ereignisliste ab. Für jedes Ereignis werden entsprechend Bild 4.10 die Parameter variiert und Ergebnisdateien, wie in Bild 5.9 dargestellt, erzeugt.

Neben den maximalen Kurzschlussdauern werden außerdem auch die maximalen Werte aller Zonen zu den einzelnen Varianten gespeichert (ZonenMax.txt), aus denen sich die Entwicklung z.B. der Größe der Polradwinkel und damit die zusätzliche Gefährdung ablesen lässt.

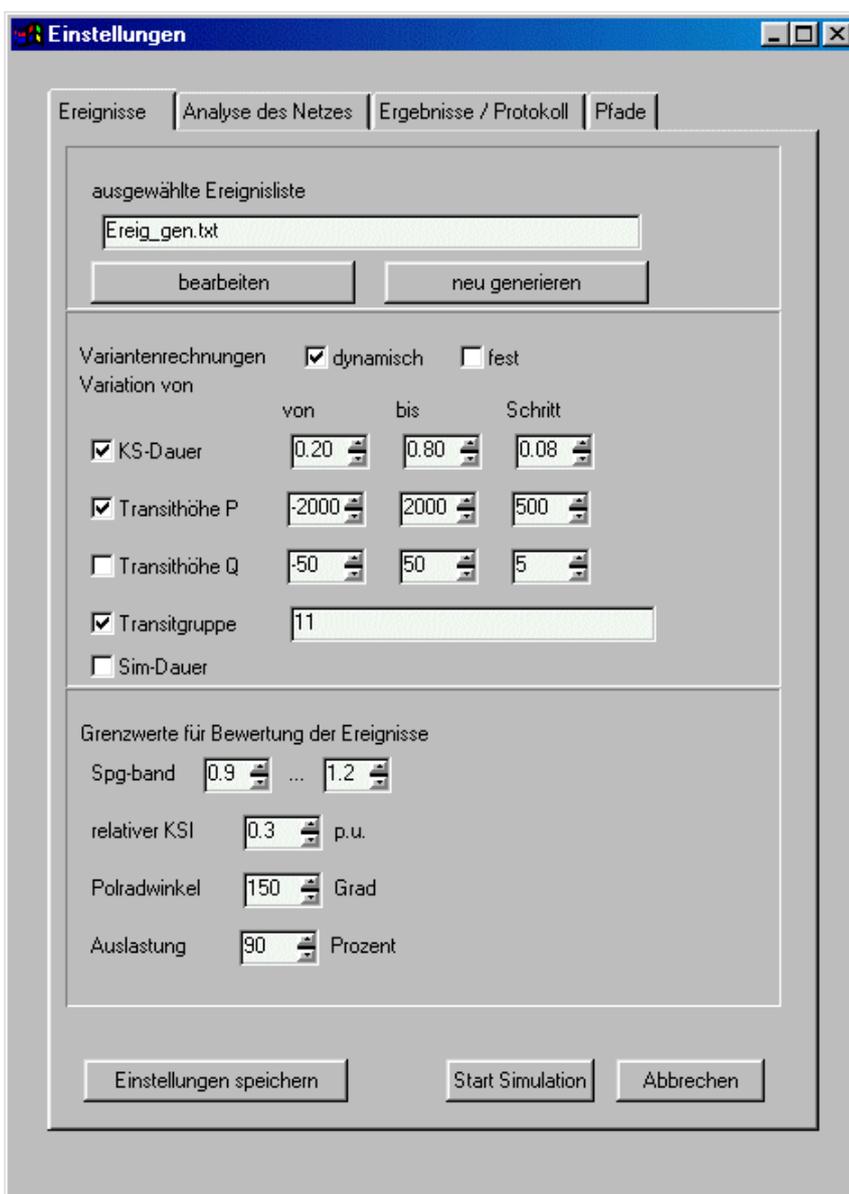


Bild 5.12 Einstellungen für die Simulation der generierten Ereignisliste bei Variation der Parameter „Kurzschlussdauer“ und „Transitleistung“

5.5 Zusammenfassung

Nach einer kurzen Schilderung von Szenarien der Liberalisierung wurden in den vorangegangenen Abschnitten die Auswertungsmöglichkeiten und die implementierten Verfahren zur Untersuchung der Stabilität des gegebenen Netzes vorgestellt.

Die Untersuchung der statischen Stabilität erfolgt demnach unter Zuhilfenahme von Lastflussvergleichen, dem Vergleich der KSI-Werte und Polradwinkel im Grundzustand und unter dem Einfluss von Transiten sowie durch Betrachtung der Eigenwerte des Systems unter Transitbedingungen mit Hilfe der Eigenwertanalyse.

Kurzschluss- und Ausfallsimulationen bei verschiedenen Transitvarianten sollen Aufschluss über den Einfluss der Transite auf die transiente Stabilität geben. Die Ereignisse hierfür werden mit Hilfe der automatischen Ereignisgenerierung des Expertensystems und unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Untersuchungen zur statischen Stabilität erstellt. Dadurch wird eine geeignete Auswahl aus den unendlich vielen zu untersuchenden Ereignissen getroffen.

Zur Untersuchung der Spannungsstabilität müssen im Netz einige Änderungen vorgenommen werden, um die Dynamik des Netzes zu erhöhen. Da nicht klar ist, inwieweit diese Maßnahmen der Realität näher kommen, oder auch nicht, wird hier nur ein Beispiel genauer untersucht werden. Eine allgemeingültige Aussage zu den Auswirkungen von Transiten auf die Spannungsstabilität ist somit nicht möglich.

6 Ergebnisse

6.1 Bewertung des Ausgangszustandes

6.1.1 Auslastung der Betriebsmittel

Der gegebene Lastzustand wurde bereits im Kapitel 2 kurz bewertet. Anhand der Auslastung der Betriebsmittel sowie der Gesamterzeugung und dem Verbrauch wurde die Belastung als hoch eingeschätzt, wie z.B. an einem Winterabend. An dieser Stelle sollen nun noch die Werte in den einzelnen Zonen etwas genauer betrachtet werden:

In Zone 11 sind zwei Transformatoren mit $\eta=118\%$ um 18% überlastet. Es handelt sich um 21kV/380kV-Blocktransformatoren. Die angeschlossenen Generatoren selbst sind nicht voll ausgelastet: $S/S_n=0,83$, so dass die Überlastung der Transformatoren nicht auf die Erzeugung oder einen erhöhten Verbrauch zurückzuführen ist, sondern entweder auf eine falsche Dimensionierung der Transformatoren bzw. einfach falsche Netzdaten. Die Nennleistung der Transformatoren wird mit 400 MVA angegeben. Die zugehörigen Generatoren haben eine Nennleistung von 575 MVA. Wird nun die Nennleistung der Transformatoren auf 600 MVA erhöht, so ergibt sich eine Auslastung von 79%. Diese um knapp 40% verringerte Auslastung führt zu einer recht großen Änderung des Blindleistungshaushaltes in diesem Gebiet: Die zusätzliche maximale Be- bzw. Entlastung liegt im Bereich von 35 bis 45 MVar! Die Spannung steigt geringfügig an, die Winkel werden kleiner. Das Netz erreicht durch diese kleine Änderung einen stabileren Betriebspunkt.

Die weiteren Berechnungen wurden generell mit den gegebenen Netzdaten durchgeführt, um einen Vergleich mit Ergebnissen der DVG zu ermöglichen und weil in kritischen Fällen durch Erhöhung der Nennscheinleistung der Transformatoren immer eine Stabilisierung erreicht werden müsste.

Die Auslastung der Leitungen beträgt durchschnittlich 14 %. Die Maximalwerte mit rund 78% werden auf den Leitungen L_1591, L_1592 und L_1593 in Zone X erreicht. 14 weitere Leitungen in den Zonen 5, 6, 7, 11 und X weisen Werte zwischen 50% und 70% auf. Die restlichen 1035 Leitungen des deutschen Netzes liegen meist deutlich unterhalb der 50%-Marke. Hier ist also noch genügend Spielraum für die Übertragung von Transiten gegeben.

6.1.2 Einhaltung des Spannungsbandes

Die Spannung im Netz ist im Allgemeinen auf einem recht hohen Niveau. In Bild 6.1 sind die maximalen und minimalen Spannungswerte in jeder Zone (außer Zone 9, welche keine 380-kV-Knoten enthält) dargestellt. Lässt man ein Toleranzband von $\pm 10\%$ der Nennspannung zu, so wird in Zone 5 und 6 der maximal zulässige Wert leicht, in Zone X stark übertroffen.

Eine Verbesserung der Werte und damit die Verringerung der Überlastung der Betriebsmittel durch zu hohe Spannungen kann simulationstechnisch durch die Herabsetzung der Spannungsvorgaben für die Slack-Knoten (die Vorgaben sind mit $U = 1.056$ p.u. bis 1.084 p.u. recht hoch) oder durch den Einbau von Kompensatoren oder andere Veränderungen der

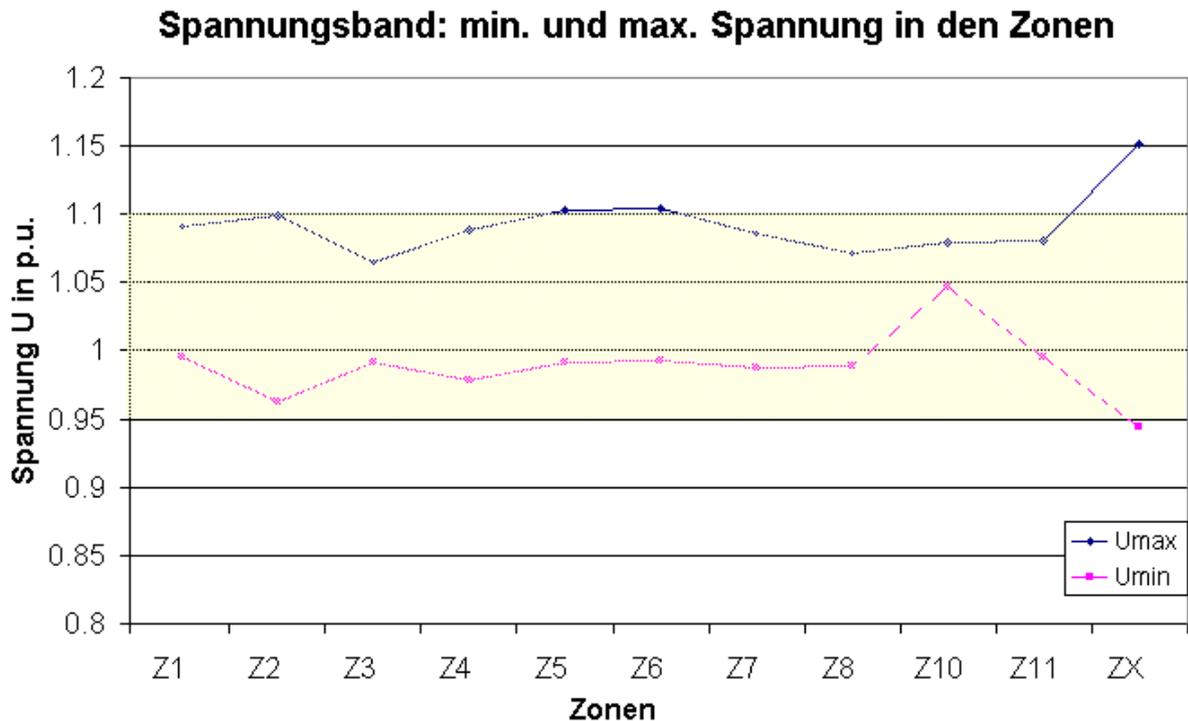
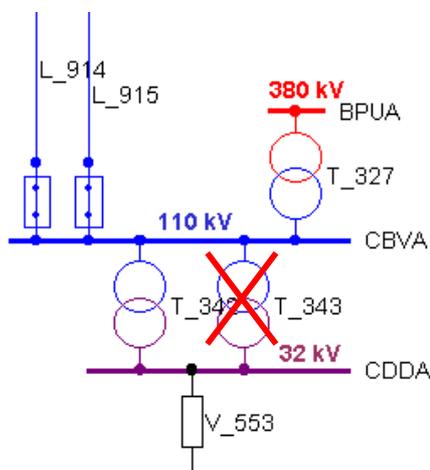


Bild 6.1 Einhaltung des Spannungsbandes in den einzelnen Zonen (Grundzustand)

Netzstruktur erreicht werden. In Zone X kann z.B. am Knoten CDDA durch Abschaltung eines der parallel laufenden Transformatoren und durch Erhöhung der Belastung, besonders durch Erhöhung des Blindleistungsverbrauchs die Spannung herabgesetzt werden (Bild 6.2).

In Zone X ist auch der Knoten mit dem niedrigsten Spannungswert zu finden: Das ist Knoten EOOA mit einer Spannung von $U = 0,943$ p.u.. Nach Untersuchung der angeschlossenen Elemente wurde ein großer, reiner Blindleistungsverbraucher EOPA mit $Q = 600$ MVar entdeckt, der für die Spannungsabsenkung verantwortlich ist. Wird die Belastung auf 300 MVar reduziert, oder werden 300 MVar Blindleistung dort zusätzlich zur Verfügung gestellt, steigt die Spannung auf $U = 0,997$ p.u..



Zusätzliche Leistung an CDDA		Spannung an Knoten CDDA mit Speisung über	
P [MW]	Q [MVar]	1 Trafo	2 Trafos
0	0	1,152	1,153
0	-10	1,116	1,132
0	-20	1,076	1,110
0	-30	1,033	1,091
-10	0	1,150	1,152
-20	0	1,146	1,150
-30	0	1,142	1,148
-20	-20	1,069	1,110

Bild 6.2 Einfluss der Belastung auf die Spannung an Knoten CDDA (Knoten mit dem höchsten Spannungswert in Zone X: $U = 1.153$ p.u.)

6.1.3 KSI-Werte im Grundzustand

Betrachten wir nun die KSI-Werte (Tabelle 6.1). Außer für die Zonen 6, 11 und X sind keine Werte für die 110 kV-Spannungsebene vorhanden. In diesen Zonen befindet sich also kein Knoten mit einer Spannung von 110 kV, weil einerseits die Spannung der Generatoren direkt auf die 220-kV- oder 380-kV-Ebene transformiert wird, andererseits wurden die Zonen durch Zuordnung der angeschlossenen Elemente bis zu einer Tiefe von max. 5 Knoten gebildet, so dass die 110 kV-Spannungsebene unter Umständen noch nicht erreicht wurde.

Für die Zone 9 werden gar keine Werte angegeben. Das liegt daran, dass hier nur 400kV-Knoten zu finden sind. Diese Zone ist mit nur vier Knoten die kleinste. Der KSI-Wert liegt bei 0,26 p.u. .

Die KSI-Werte für die 220kV-Spannungsebene bewegen sich zwischen 0,135 p.u. in Zone 10 und 0,396 p.u. in Zone 8. In Zone 8, aber auch in den Zonen 2, 3, 7 und X ist das Verhältnis von Wirk- und Blindleistungs-Erzeugung sowie -Verbrauch an den 220kV-Knoten nicht besonders ausgeglichen. Hier gibt es auf jeden Fall Verbesserungsmöglichkeiten. In Zone 8 kann zum Beispiel durch eine zusätzliche Einspeisung an Knoten CIMA (das ist der Knoten mit dem maximalen KSI-Wert) oder durch Hochfahren des nahegelegenen Generators ADYA auf Nennbetrieb eine Verringerung des KSI-Wertes sowie eine leichte Erhöhung der Spannung erzielt werden (Bild 6.3). Diese Maßnahme führt sogar auch in den anderen Zonen zu einer leichten Verbesserung der KSI-Werte in der 220 kV-Spannungsebene und damit zu einer Stabilisierung des Netzbetriebes.

Die Knoten mit dem maximalen KSI_220-Wert in Zone 3 und Zone X liegen sowohl mit den Werten (Z3: 0,386 p.u. und ZX: 0,367 p.u.) als auch bezüglich der Lage im Netz dicht beieinander. Hier könnte ebenfalls durch das Hochfahren des nahegelegenen Generators ADXA auf Nennbetrieb eine Verbesserung der KSI-Werte erreicht werden, und zwar in Zone 3 um 0,053 p.u. auf 0,333 p.u. und in Zone X um 0,025 p.u. auf 0,342 p.u. In Zone 8, die sich ebenfalls in der Nachbarschaft befindet, ist eine Verbesserung um 0,031 p.u. auf 0,365 p.u. festzustellen.

		Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9	Z10	Z11	ZX
110 kV	Kn-Nr.	-	-	-	-	412	485	-	-	-	633	704	508
	Name					BZMA	BXXA			-	CLWA	CNHA	BZBA
	KSI	0	0	0	0	0.204	0.233	0	0	0	0.111	0.261	0.230
220 kV	Kn-Nr.	164	249	290	324	399	438	547	619	-	634	701	288
	Name	BEUA	BDNA	CISA	BFXA	BTKA	BVPA	ARAA	CIMA	-	CMZA	CNDA	CFUA
	KSI	0.180	0.358	0.386	0.187	0.193	0.179	0.296	0.396	0	0.135	0.216	0.367
380 kV	Kn-Nr.	165	97	57	344	351	382	571	285	-	86	723	857
	Name	BEWA	BBXA	BFEA	BOPA	BQBA	BRKA	CEMA	CGVA	-	DQDA	CPXA	BAAA
	KSI	0.167	0.415	0.233	0.202	0.158	0.124	0.237	0.261	0	0.108	0.242	0.690

Tabelle 6.1 KSI-Werte in p.u. in den gebildeten Zonen

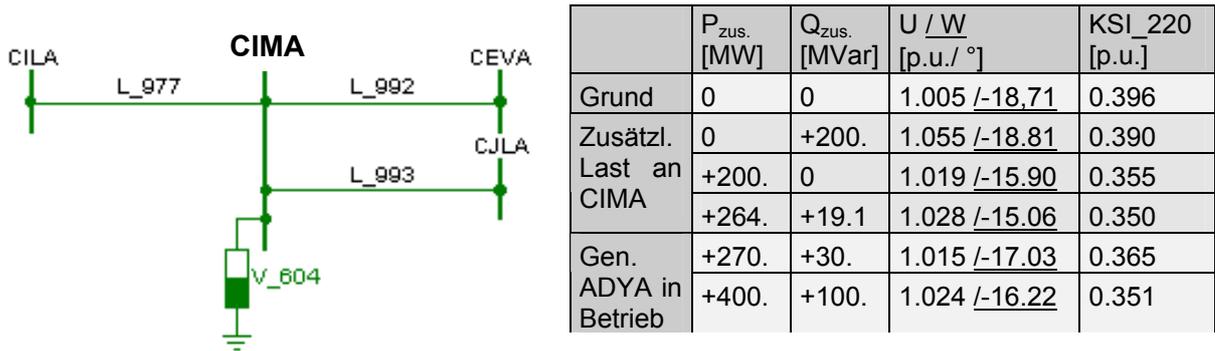


Bild 6.3 Beispiel zur Verbesserung des KSI-Wertes in der 220 kV-Spannungsebene in Z8, Knoten: CIMA

Mit 0,108 p.u. in Zone 10 und 0,690 p.u. in Zone X unterliegt der KSI-Wert für die 380 kV-Spannungsebene einer großen Bandbreite.

Der maximale KSI-Wert in Zone X tritt am Knoten BAAA auf (Bild 6.4), am Ende einer Sticleitung. Über eine ca. 100 km lange und eine ca. 50 km lange Leitung werden zwei recht große Lasten V_192 und V_197 versorgt. Der Spannungsfall zwischen dem „Verteil-Knoten“ AUZA und dem Endknoten BAAA beträgt $\Delta U = 0,1$ p.u., die Winkelverdrehung $\Delta\varphi = 12,5^\circ$. Das durch den hohen KSI-Wert angezeigte Ungleichgewicht zwischen Leistungserzeugung durch die Generatoren und Leistungsverbrauch an diesem Knoten BAAA kann auf etwa 0,5 p.u. verbessert werden durch Erhöhung der Leistungsabgabe des nahegelegenen Generators ACTA oder durch Verringerung der Belastung an BAAA oder durch eine zusätzliche Einspeisung an diesem Knoten. Durch diese Maßnahmen blieben die KSI-Werte in den anderen Zonen unverändert.

Aber ist es wirklich notwendig, den KSI-Wert zu verbessern? Trotz dieser hohen Werte ist die erreichte Netzsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland sehr hoch. Warum also zusätzliche Leistung ins Netz einspeisen, wenn es auch ohne diese geht?

Die zusätzliche Belastung der Übertragungselemente durch Transite führt möglicherweise zu einer Verschärfung der Situation. Und bei einer weiteren Erhöhung der KSI-Werte über einen

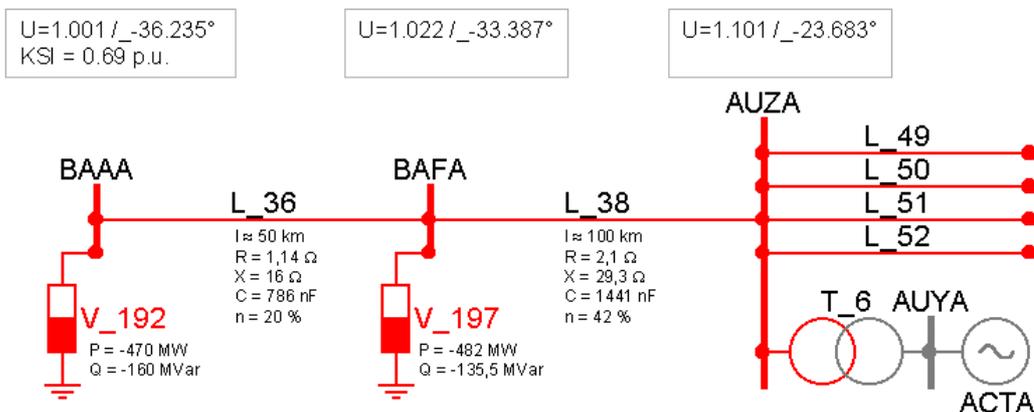


Bild 6.4 Netzstruktur um Knoten BAAA, dem Knoten mit dem höchsten KSI-Wert in Zone X, 380kV

bestimmten Grenzwert hinaus könnte die Netzstabilität gefährdet werden. Dies soll in den nächsten Abschnitten genauer untersucht werden.

Betrachtet man die Knoten mit den maximalen KSI-Werten und deren Umgebung etwas genauer, so weisen sie auf dem ersten Blick keine nennenswerten strukturellen Gemeinsamkeiten auf. Von den Knoten gehen unterschiedlich viele (2 bis 12) Transformatoren und/oder Leitungen ab, eine Belastung durch Verbraucher ist entweder groß oder klein oder nicht gegeben. Beschränkt man sich jedoch nur auf die Knoten mit den größten KSI-Werten ($> 0,2$ p.u.), so ist erkennbar, dass es sich immer um Verbrauchsknoten handelt. Alle angeschlossenen Leitungen und Transformatoren versorgen eine oder mehrere Lasten. Diese Knoten sind also die End- oder Randknoten eines Netzes bzw. Teilnetzes, und sie liegen relativ weit entfernt vom nächsten Einspeiseknoten. Deshalb finden sich hier auch die kleinsten Spannungen und die betragsmäßig größten Spannungswinkel der Zone. Und gemäß Gleichung (2) in Abschnitt 5.2.1 gehen ja beide Werte in die Ermittlung des KSI ein, so dass dieser Zusammenhang einleuchtend ist.

6.1.4 Bestehender grenzüberschreitender Stromaustausch

In Tabelle 6.2 ist der aktuelle grenzüberschreitende Stromaustausch über die bekannten Kuppelleitungen dargestellt. Hier wird noch einmal die in Kapitel 3 vorgenommene Zusammenfassung der einzelnen Kuppelleitungen zu den Zonen deutlich.

In Zone 2 sind mit 9 Stück die meisten Kuppelleitungen zusammengefasst worden. Diese Zone zeichnet sich durch einen hohen Vermaschungsgrad (Verhältnis von Anzahl der Zweige zu Anzahl der Knoten, s. Anhang 9.2.3) aus. Außerdem ist diese Zone zugleich Import- als auch Exportzone, wohingegen alle anderen Zonen klar als Export- oder als Importzonen eingestuft werden können:

- Importeure (Stromaufnahme aus dem Ausland, Quellen, Einspeisegebiete) sind die Zonen 1, 2, 6, 8, 10, 11.
- Exporteure (Stromlieferungen ins Ausland, Senken, Entnahmegebiete) sind die Zonen 2, 3, 4, 5, 7, 9.

Verglichen mit den von der ETSO angegebenen NTC-Werten (Net Transfer Capacity, vgl. Bild 3.6) wird lediglich in Zone 1 mit einem Transitvolumen von 1354 MW ein möglicher Grenzwert erreicht. Im Bild 6.5 ist zu sehen, dass Kuppelleitung KU_13 in Zone 7 mit 57 % am stärksten ausgelastet ist. Da die Grenzleistungen der Leitungen aber nur abgeschätzt werden können und die Zuordnung der einzelnen Zonen zu den NTC-Werten unbekannt ist, hat diese Feststellung keine Konsequenzen für die nachfolgenden Untersuchungen.

Der gegebene Ausgangszustand mit dem Lastfluss, dem vorhandenen Stromaustausch und alle Ergebnisse aus den Simulationen mit diesem Grundzustand bilden die Grundlage für den Vergleich und die Bewertung des Einflusses der Transite.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst der Einfluss der Transite auf den ungestörten Netzbetrieb, also im stationären Fall, untersucht. Anschließend werden verschiedene Kurzschlüsse, Ausfälle sowie Lastanstiege unter Transitbedingungen betrachtet.

Kuppelknoten im Ausland	ΣP [MW]	\rightarrow $P_{Imp.}$ [MW]	Name der Kuppelleitung	\leftarrow $P_{Exp.}$ [MW]	ΣP [MW]	Kuppelknoten im Inland (DVG)	Z		
BGEA BGFA	1354	677	KU_01			AAIA	1		
				KU_02				AAIA	
AQQA ARPA AQTA	1121	216 316 589	KU_03			BFPA	2		
				KU_14				AQHA	
				KU_16				AQJA	
AQTA AQTA AQUA AQSA AQUA AQUA			KU_04 KU_05 KU_15 KU_17 KU_18 KU_19	240 42 275 110 14 13	694	BFDA BFPA AQKA AQKA ARFA ARGA	2		
EHVA			KU_06	95		95		BFEA	3
APRA APRA			KU_07 KU_08	132 312		444		BFJA BFNA	4
BOHA BOHA			KU_09 KU_10	153 140				293	
BPEA BPEA	258	129 129	KU_11					BPDA	6
				KU_12					
BEMA			KU_13	621	621	BGAA	7		
DVWA DVXA	682	348 334	KU_20			DXAA	8		
				KU_21				DXCA	
AAEA AAEA			KU_22 KU_23	127 127	254	DPPA DPPA	9		
DQCA	84	84	KU_24					DQDA	10
DQFA	176	176	KU_25			CQYA	11		

Tabelle 6.2 bestehender Leistungstransport auf den Kuppelleitungen

Auslastung der Kuppelleitungen im Grundzustand

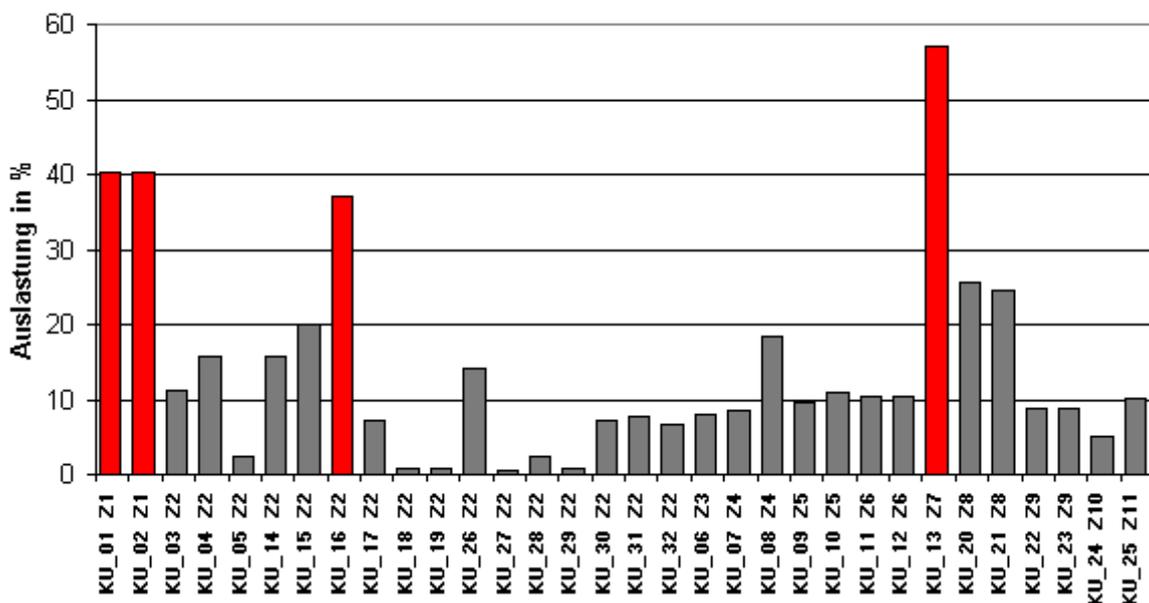


Bild 6.5 Auslastung der Kuppelleitungen

6.1.5 Zusammenfassung

Die Auslastung der Generatoren und Blocktransformatoren ist recht hoch, ebenso wie die Spannungen im Netz. Die Leitungen im Inland mit einer durchschnittlichen Auslastung von 30 % bieten noch ausreichend Kapazitäten für die Übertragung von Transiten. Auch die Kuppelleitungen sind noch nicht voll ausgelastet.

Die maximalen KSI-Werte treten an den Randknoten der Teilnetze auf, relativ weit entfernt vom nächsten Generator. Der maximale Wert ist in Zone X zu finden. Hier liegt ein großes Blindleistungsdefizit vor. Oft ist es möglich, große KSI-Werte durch Erhöhung der Leistungszufuhr an bestimmten Stellen im Netz zu verbessern. Die Grenzwerte für einen maximalen KSI-Wert sind jedoch nicht bekannt, so dass die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen nicht abgeschätzt werden kann. Die folgenden Untersuchungen sollen hier Aufschluss geben.

6.2 Einfluss der Transite auf den ungestörten Netzbetrieb

Die Übertragung von Elektrizität zwischen den Ländern und innerhalb eines Landes erfolgt in der Regel über das Übertragungsnetz. Durch die erhöhten Wirkleistungsflüsse kann es zur Überlastung der Übertragungselemente kommen und Störungen, wie Kurzschlüsse oder Ausfälle, haben möglicherweise erheblich größere Auswirkungen.

In den meisten Ländern besteht das Übertragungsnetz aus den 380 (400) kV-Verbindungen, Leitungen und Umspannwerken (Bild 6.6). In manchen Ländern, wie z.B. in Deutschland, ist das Netz zwischen den einzelnen Spannungsebenen sehr stark vermascht. In der Folge werden auch Leitungen und Umspannstationen der unteren Spannungsebenen Teil des Übertragungsnetzes und damit am Leistungstransport beteiligt. Unter diesen Umständen muss eine Methode gefunden werden, um die Elemente der unteren Spannungsebenen, die Teil des Übertragungsnetzes sind, zu identifizieren.

Außerdem wird aufgrund der höheren Wirkleistungsübertragung eine Änderung des Blindleistungsbedarfs der Übertragungselemente erwartet. Diese Änderungen müssen durch die Generatoren und vorhandene oder zusätzlich einzubauende Kompensatoren ausgeglichen werden, um eine Gefährdung der Spannungsstabilität zu vermeiden.

Die Transite haben also nicht nur Einfluss auf das Übertragungsnetz, sondern auf nahezu alle Spannungsebenen und Elemente im Netz.

Mit Hilfe der Berechnung der Lastflüsse bei den verschiedenen Transitbedingungen und dem Vergleich der Ergebnisse mit dem Grundlastfluss können die nicht zur 380 kV-Spannungsebene gehörenden Übertragungselemente ermittelt werden, und auch die Änderung des Blindleistungsbedarfs und dessen Deckung durch die Generatoren kann beobachtet werden (vgl. Abschnitt 5.3.1.1).

Die Höhe der Transitleistung ist begrenzt. Einerseits durch die über die Kuppelleitungen übertragbare Leistung wie auch durch die Belastung der anderen Übertragungselemente. Andererseits durch die Stabilität der Netze, der importierenden und der exportierenden Netze. Rechentechnisch drückt sich die Grenze dadurch aus, dass der Lastfluss nicht mehr konvergiert, dass sich also kein stabiler Betriebspunkt mehr einstellen kann.

Die genaue Grenze der Belastbarkeit der Übertragungselemente kann – wie schon mehrfach erwähnt - in dieser Arbeit aufgrund der fehlenden Grenzleistung nicht ermittelt werden. Auch die von der ETSO halbjährlich veröffentlichten Werte, die die Kapazitäten der Übertragungsfähigkeit der Kuppelleitungen bzw. Kuppelgebiete wiedergeben, die Net Transfer Capacity (vgl. Bild 3.6), sind aufgrund der Codierung der Netzdaten nutzlos. Deshalb wird bei den folgenden Untersuchungen $P_{Tr}=2000$ MW als maximale Transitleistung festgelegt.

Zur Untersuchung der durch die Transite ausgelösten Mechanismen wird die Transitleistung in konstanten 500-MW-Schritten von 0 bis 2000 MW variiert. Durch diese konstante Variation der Leistung mit festen Schritten ist eine Vergleichsgrundlage gegeben, um Gemeinsamkeiten und Unterschiede hinsichtlich der Auswirkungen von Transiten zu ermitteln.

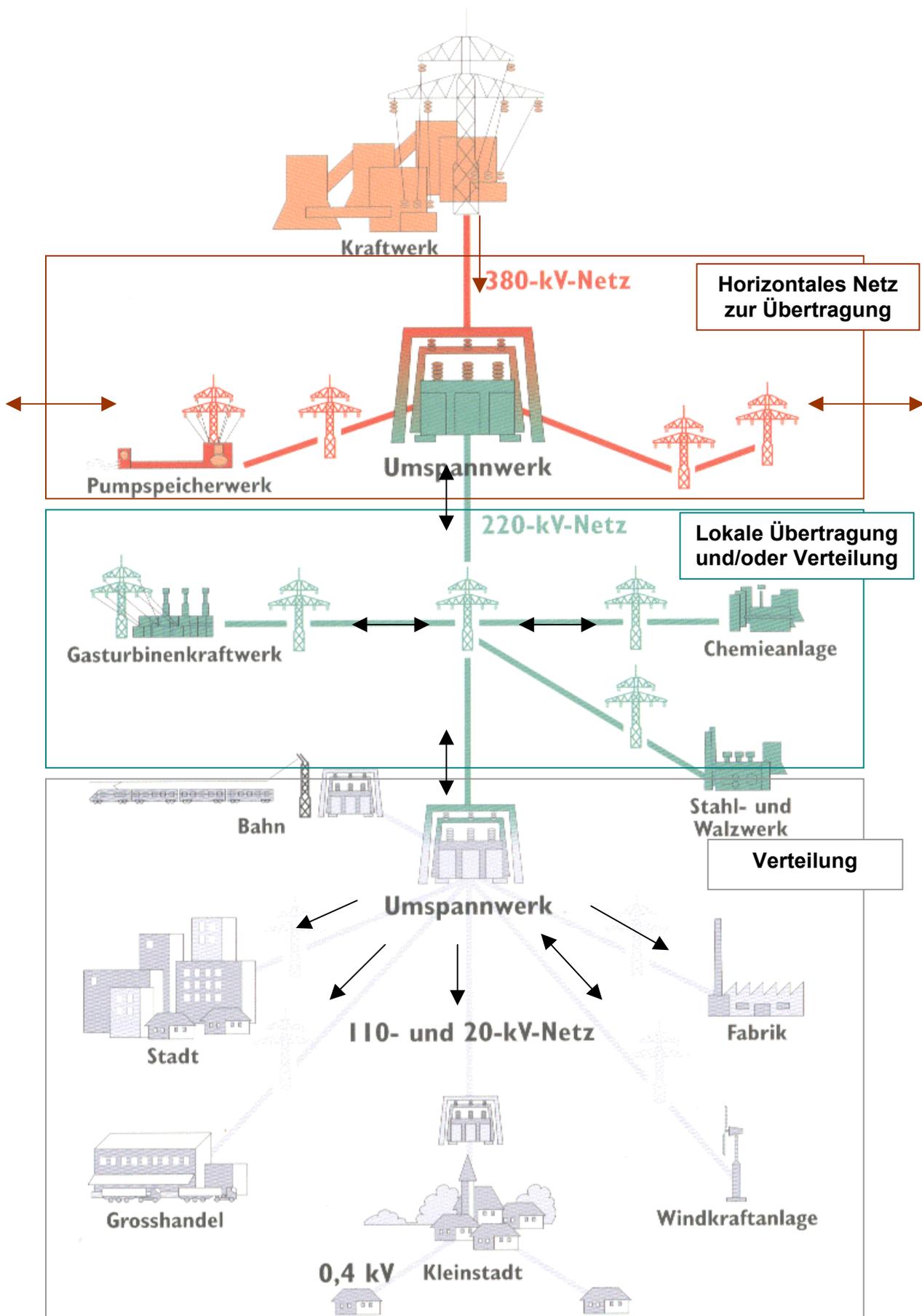


Bild 6.6 Übertragungs- und Verteilnetz (Horizontales und vertikales Netzwerk)

6.2.1 Auswirkung der Transite auf die Belastung der Zweige in den einzelnen Zonen

Um den Einfluss von Transiten auf den stationären Betrieb des Netzes zu untersuchen, wurde zunächst überprüft, wie sich die Leistung der an den Kuppelleitungen angesetzten Transite auf die einzelnen Zweige im Netz der DVG verteilt.

Abhängig von der gewählten Transitart wurden mehr oder weniger Leitungen mehr oder weniger stark belastet oder auch entlastet. Die Höhe der Leistungszu- oder -abnahme auf den Leitungen verhält sich in den Grenzgebieten nahezu linear zur angesetzten Transitleistung: Wird die Transitleistung verdoppelt, so verdoppelt sich auch die Leistungszunahme auf den betroffenen Zweigen.

Die Höhe der Leistungszunahme ist wiederum abhängig von der Netzstruktur, der Vermaschung und der Lage der verwendeten Kuppelleitungen zueinander. Von der Lage der Kuppelleitungen zueinander ist selbstverständlich auch abhängig, wie viele Leitungen und andere Zweige durch den Transit zusätzlich be- oder entlastet werden.

Als Beispiel sind in Bild 6.7 einige Übertragungsleitungen mit ihren Leistungen bei einem Transit von Zone 1 nach Zone 2 und variierender Transitleistung dargestellt. Berücksichtigt wurden dabei vorrangig die Leitungen, bei denen sich aufgrund des Transits die zu übertragende Leistung um mehr als 50 MW geändert hat. Anhand der Leistungen im Grundzustand und der Leistungen bei den Transiten unterschiedlicher Höhe ist das oben beschriebene proportionale Verhalten von Transithöhe und Leistungszuwachs erkennbar. Außerdem fällt auf, dass von der am Auslands-Knoten der Kuppelleitungen KU_01 und KU_02 eingespeisten Leistung von 1000 MW nur jeweils 165 MW und bei einer Einspeisung von 2000 MW nur 330 MW über die Kuppelleitungen in das Inland transportiert werden. Das sind in beiden Fällen insgesamt weniger als 40% des angesetzten Transits. Die restliche Leistung verteilt sich dann über die Leitungen im Ausland in andere Richtungen, wie es schon im Bild 3.8 skizziert wurde.

Die Auslastung der Leitungen KU_01 und KU_02 wächst bei $P_{Tr}=1000$ MW um 10% auf 50% und bei $P_{Tr}=2000$ MW um 20% auf 60% an, und erreicht damit keine kritischen Werte. Allerdings sei hier nochmals vermerkt, dass der für die Berechnung verwendete thermische Grenzstrom nur anhand der elektrischen Leitungsdaten abgeschätzt wurde.

In Bild 6.8 ist der Leistungszuwachs auf einigen Leitungen in Zone 1 bei verschiedenen Transiten mit Zone 1 als Einspeisegebiet dargestellt. Hier ist wieder die Proportionalität zwischen Höhe der Transitleistung und Belastung der Leitungen erkennbar. Der Einfluss der Transite in den Einspeise- und Entnahmegebieten ist unabhängig von der Transitart und nur von der Transithöhe und -richtung abhängig und dabei immer gleich groß. Bei den folgenden Untersuchungen der transienten Stabilität kann deshalb die Zahl der zu untersuchenden Ereignisse und Transitvariationen reduziert werden: es genügt jede Zone einmal als Quelle und einmal als Senke zu betrachten, um eine allgemeingültige Aussage zum Einfluss der Transite auf die Stabilität dieser Zone zu treffen.

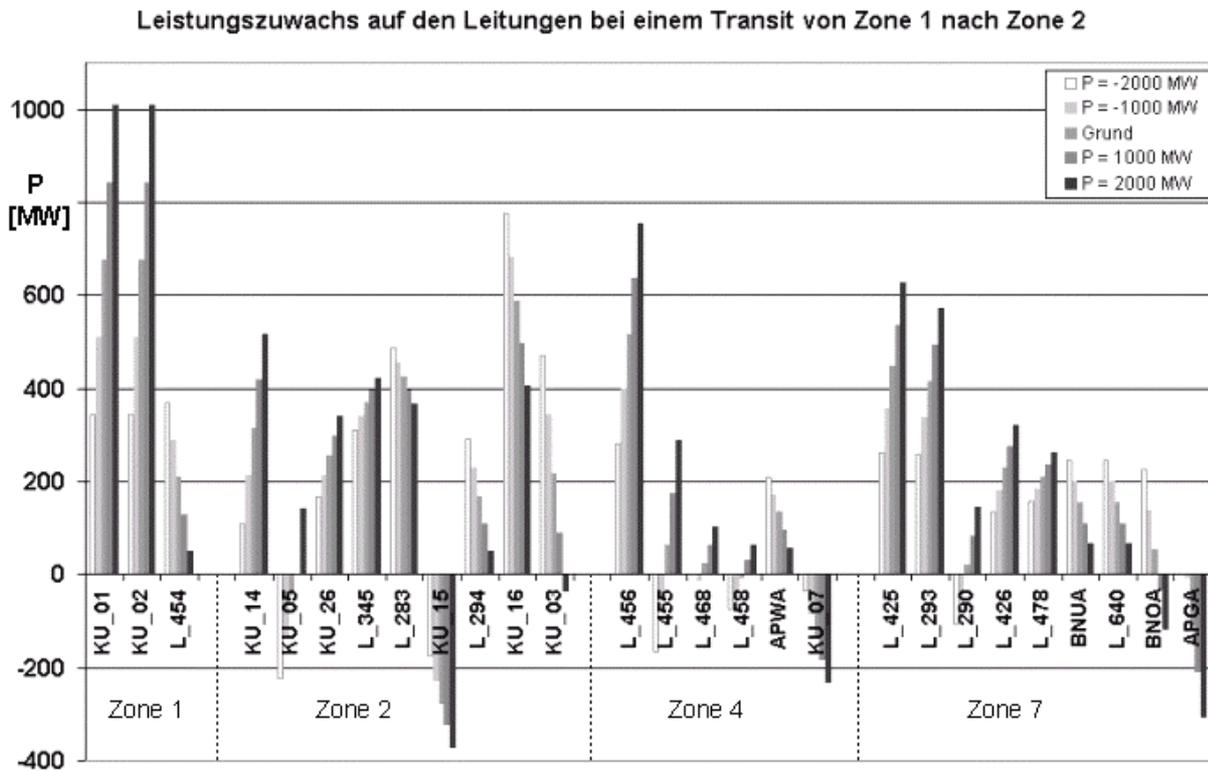


Bild 6.7 Leistungszuwachs auf den Leitungen bei einem Transit von Zone 1 nach Zone 2 bzw. umgekehrt (TG1)

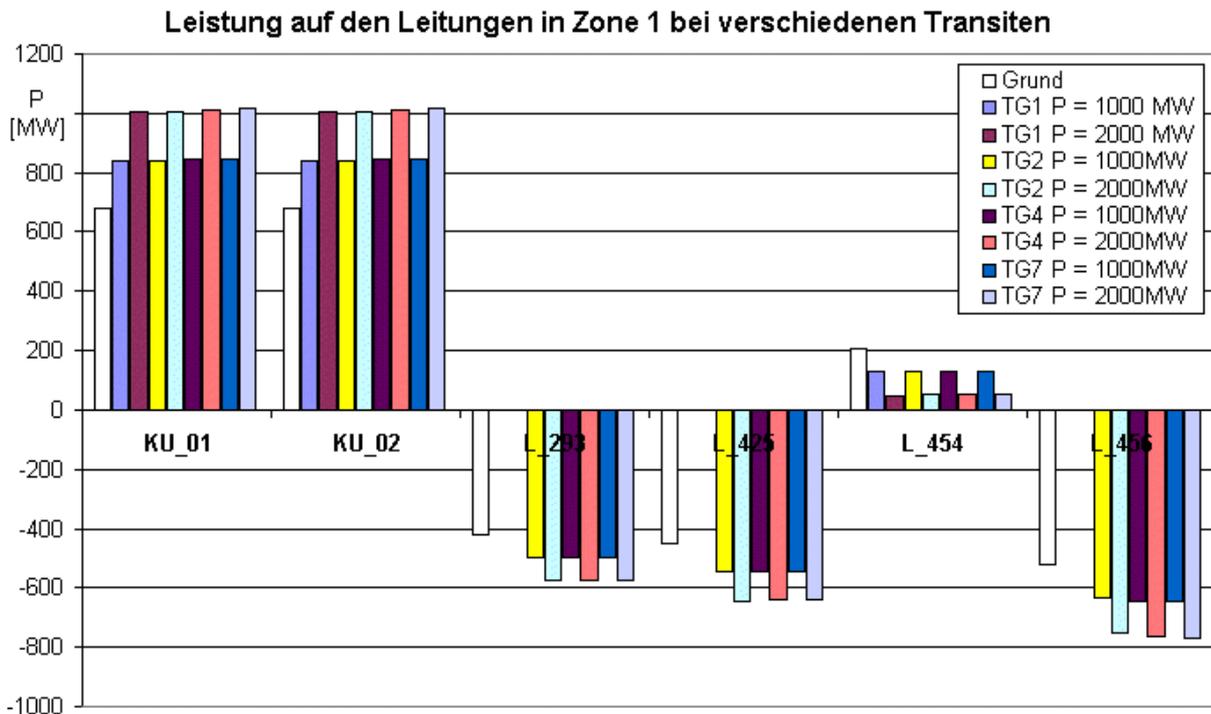


Bild 6.8 Leistungszuwachs auf den Leitungen in Zone 1 bei verschiedenen Transiten ausgehend von Zone 1 und Variation der Transithöhe

6.2.2 Auswirkung der Transite auf den KSI in den einzelnen Zonen

Zur Untersuchung des Einflusses der Transite auf die KSI-Werte in den einzelnen Zonen wurde das Netz nacheinander mit den in Bild 3.5 definierten Transitgruppen bei Variation der Höhe der Transitleistung simuliert. Vergleicht man die Ergebnisse der einzelnen Zonen (Bild 6.9), so ist ein unterschiedlich großer Einfluss der Transite bzw. Transitarten auf den KSI erkennbar. Die Größe der Änderungen ist abhängig von der Netzstruktur innerhalb der Zone, der Vorbelastung und der Lage der Zone zum Weg des Transits. Allerdings ist festzustellen, dass die maximalen KSI-Werte in einer Zone wieder an den gleichen Knoten auftreten, die schon im Grundzustand aufgefallen sind (vgl. Tabelle 6.1). Einen Wechsel gibt es lediglich in den Zonen 5 in der 220 kV-Spannungsebene sowie in den Zonen 3, 5, 6, 7 in der 380 kV-Spannungsebene, wobei dieser Wechsel immer auf einen benachbarten Knoten erfolgt.

In den Diagrammen links in Bild 6.9 ist zu erkennen, dass sich der KSI-Wert zumeist proportional zur Höhe der Transitleistung ändert. Die Vergrößerung oder auch Verringerung des Wertes ist dabei stark von der Richtung des Transits abhängig.

In den Diagrammen auf der rechten Seite in Bild 6.9 wurden die KSI-Werte über die Transitgruppen aufgetragen. Dadurch wird deutlich, welche Transitgruppen sich besonders stark auf den maximalen KSI-Wert auswirken. Die Änderungen in Zone 2, 10 und X sind nahezu symmetrisch zu den Grundwerten und sie steigen proportional mit der Größe der Transitleistung an. In Zone 10 bewirken besonders die Transitgruppen 29-35 (Transite mit den Zonen 9, 10 bzw. 11 als Quelle), 22-28 (Zone 8 als Quelle) und 1, 2, 4, 7, 11, 16 (Zone 1 als Quelle) eine Vergrößerung bzw. Verringerung des maximalen KSI-Wertes. Die Änderung dieses Wertes ist jedoch nicht sehr groß ($\leq 0,04$ p.u.), so dass in Zone 10 keine großen Stabilitätsprobleme aufgrund von Transiten erwartet werden.

In Zone 2 werden maximale KSI-Werte von 0,44 p.u. erreicht. Die größte Änderung beträgt etwa 0,025 p.u. und ist damit noch kleiner als die größte Änderung in Zone 10. Sie tritt auf bei den Transitgruppen 2, 13 und 31. Weitere Spitzen werden durch die Transitgruppen 6, 9, 18 und 24 hervorgerufen. Außer bei Transitgruppe 2 führen jeweils die negativ definierten Transite zu einem Anstieg des maximalen KSI-Wertes in Zone 2. Aus Bild 3.5 geht hervor, dass Zone 3 hierbei stets die Senke ist, also das Entnahmegebiet des Transits darstellt. Ein Transit in und aus Richtung Zone 3 hat demnach einen großen Einfluss auf die Werte in Zone 2, was auf eine unmittelbare Nachbarschaft der Zonen hindeutet. Transite von und nach Zone 3 haben sogar einen größeren Einfluss auf die KSI-Werte in Zone 2 als Transite von und nach Zone 2 selbst. Das weist auf eine sehr starke Vermaschung in Zone 2 hin und die Anzahl der Kuppelleitungen bestätigt dies auch.

Schon im Grundzustand, also ohne Transit wird über Zone 3 Leistung ins Ausland exportiert, welche vermutlich verstärkt über die Elemente der Zone 2 zur Verfügung gestellt werden muss. Die zusätzliche Leistungsforderung durch die Transite in Richtung Zone 3 führt somit zu einer weiteren Belastung der Elemente in Zone 2.

In Zone 3 ist der Einfluss dieser Transitgruppen erwartungsgemäß noch größer. Bei einem zusätzlichen Export von 2000 MW steigt der maximale KSI-Wert in dieser Zone um 0,17 p.u. Die Knoten sind hinsichtlich der Spannungsstabilität stärker gefährdet.

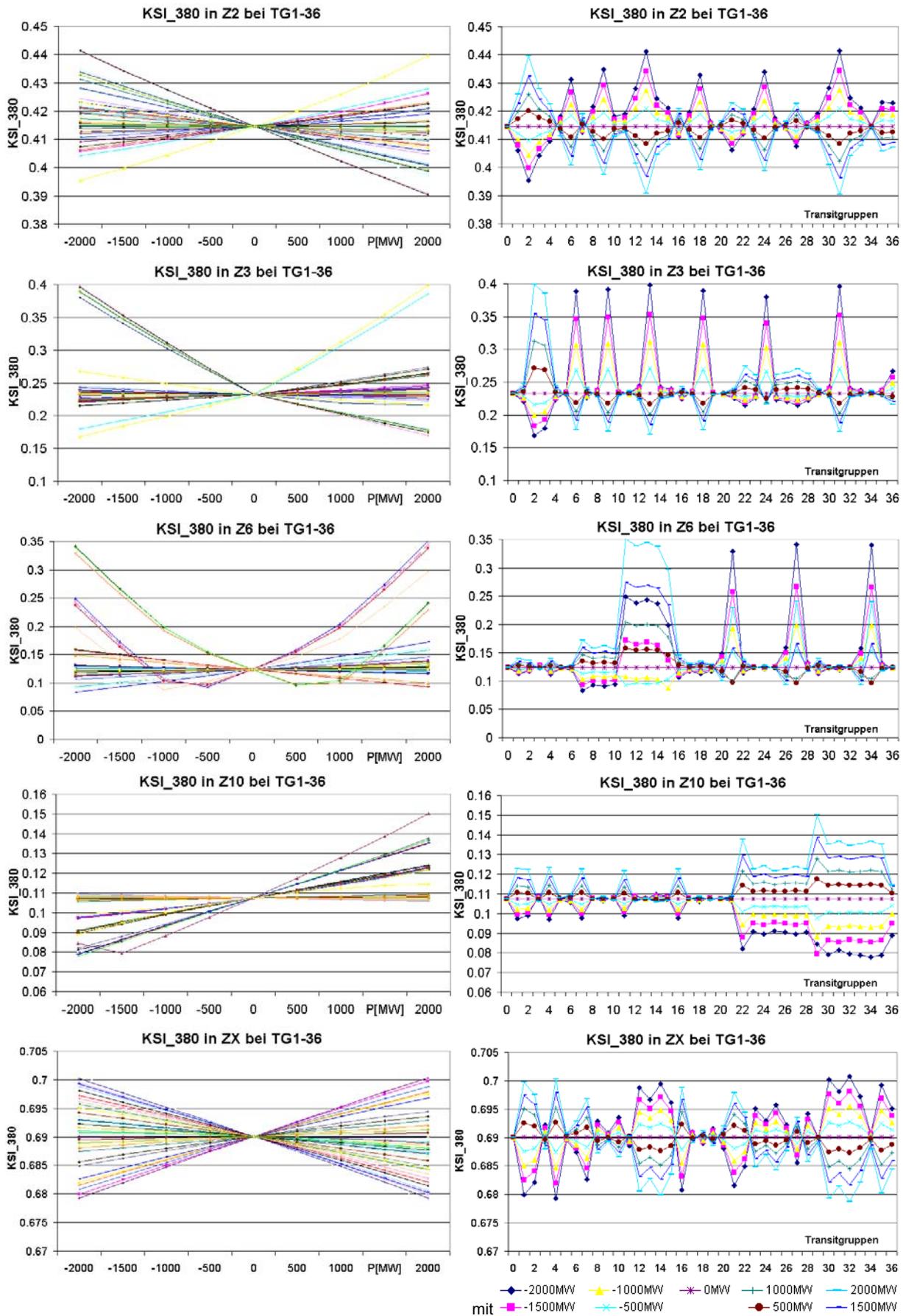


Bild 6.9 Einfluss der Transitleistungshöhe und der Transitart auf die KSI-Werte der 380kV-Spannungsebene in den Zonen 2, 3, 6, 10 und X

Die Spannung in den Zonen 2 und 3 sinkt bei dieser Art von Transit (also wenn Zone 3 Senke ist) um durchschnittlich 0,01 p.u., was auf ein Blindleistungsdefizit an den Knoten schließen lässt. Dieses wiederum entsteht durch den erhöhten Bedarf an Blindleistung durch die Übertragungselemente.

Zone 6 importiert im Grundzustand über die Kuppelleitungen KU_11 und KU_12 insgesamt 258 MW aus dem Ausland. Die KSI-Werte der 380kV-Spannungsebene liegen bei 0,124 p.u. und damit, verglichen mit den anderen Zonen, im unteren Bereich. Wie im Bild 6.9 zu erkennen ist, steigen diese Werte auf bis zu 0,35 p.u., also um ca. 0,22 p.u. an, und zwar bei den Transitgruppen 11, 12, 13, 14, 15 (positiv definierte Richtung) und 21, 27, 34 (negativ definierte Richtung) – also immer genau dann, wenn Zone 6 Einspeisegebiet für den Transit ist (vgl. Bild 3.5), die Importfunktion also verstärkt wird. Ein Transit in Gegenrichtung wirkt nur bis zu einer bestimmten Höhe entlastend. So wird der KSI-Wert ab einer zu exportierenden Leistung von 1500 MW wieder größer, weil die Belastung der Elemente dann soweit angestiegen ist, dass ein Blindleistungsdefizit entsteht, was sich im leichten Absinken der Spannung und somit der Erhöhung des KSI-Wertes ausdrückt.

In den Grenzgebieten bzw. den Einspeise- und Entnahmezonen ist der Einfluss der Transite auf den KSI-Wert also klar messbar. Aber wie sieht es im Inland aus? Der maximale KSI-Wert in Zone X ist schon im Grundzustand sehr hoch und tritt, wie nochmals im Bild 6.10 dargestellt ist, am Ende eines Stichnetzes auf. Hier ist der Einfluss der Transite minimal, was einerseits durch die nur geringe Änderung des KSI-Wertes in Bild 6.9, andererseits durch die im Bild 6.10 angegebenen Größen für Knoten AUZA abzulesen ist. Aufgrund seiner Lage lässt sich keine für diese Zone allgemeingültige Aussage über den Einfluss der Transite treffen. Hier war es unbedingt erforderlich, die *relativen* Änderungen der KSI-Werte zu betrachten und die Untersuchungsmethode zu ändern:

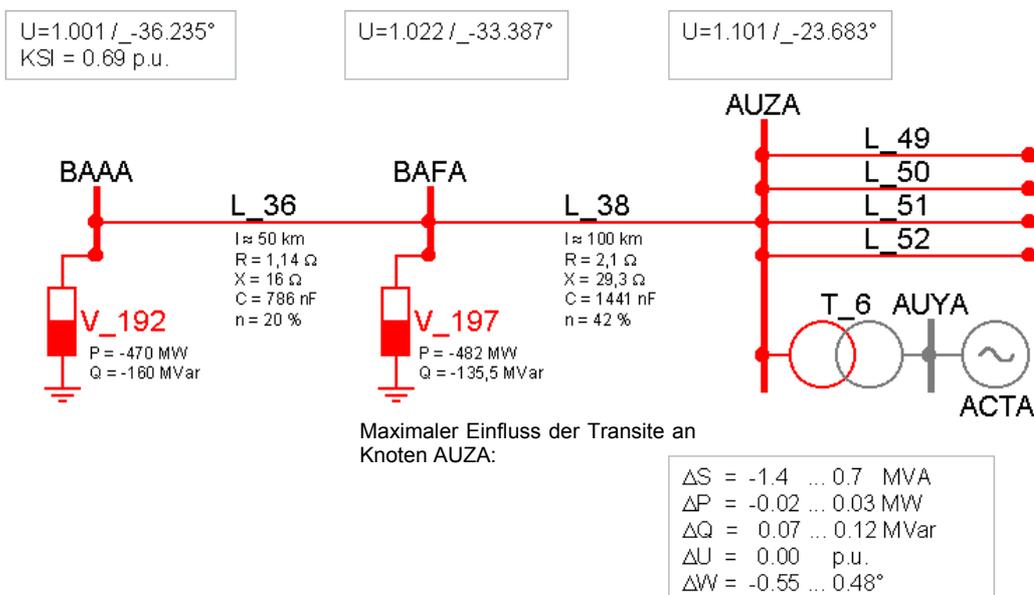


Bild 6.10 Netzstruktur um Knoten BAAA, dem Knoten mit dem höchsten KSI_380-Wert in Zone X und Einfluss der Transite auf die Größen am Knoten AUZA

Die Transitleistung wurde mittels einer Rampenfunktion langsam von 0 MW auf den Endwert 500, 1000, 1500 und 2000 MW erhöht. Als Startgrößen für die Bildung der Relativwerte standen nun die Werte ohne Transit zur Verfügung. Dadurch konnten bei Verwendung der Funktion „Generischer MIN/MAX“ die maximalen Änderungen des KSI-Wertes gegenüber dem Grundzustand und damit die besonders stark durch diesen Transit betroffenen Knoten ermittelt werden. Bei den Berechnungen zuvor wurden ja jeweils nur die maximalen Werte der gesamten Zone betrachtet, also der Einfluss des Transits auf diesen (einen) maximalen Wert.

In Bild 6.11 sind als Ergebnisse dieser Berechnungen die maximalen relativen KSI-Werte in den Zonen 2, 3, 5, 6, 11 und X unter dem Einfluss aller Transitgruppen dargestellt. Im Vergleich zu den Diagrammen in Bild 6.9 sind deutliche Unterschiede in der Höhe des Einflusses zu erkennen, welche auf die unterschiedlichen Ausgangszustände (Transit als Ausgangszustand im Lastfluss bzw. Grundlastfluss und Transit als Rampe während der Simulation) zurückzuführen sind.

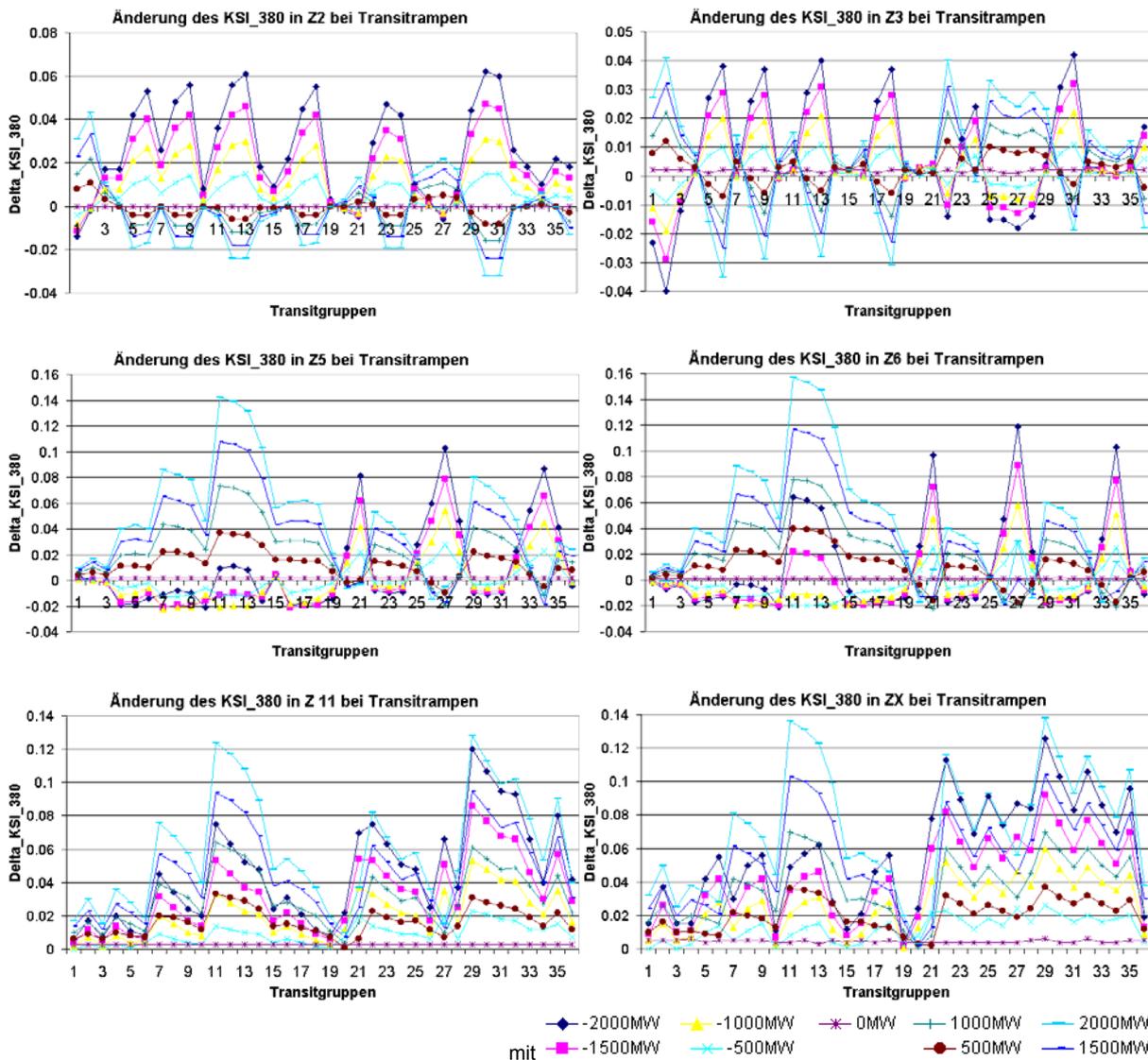


Bild 6.11 relativer KSI (rel. MaxMax = rel. EndMax) der 380kV-Spannungsebene in den Zonen 2, 3, 5, 6, 11 und X bei den verschiedenen Transiten

In Zone 3 und Zone 6 ergeben sich nun kleinere Änderungen bei den KSI-Werten. Hier erfolgt scheinbar im Betrieb bei steigender Transitleistung eine bessere Ausregelung durch die Generatoren als das mit Transit im Ausgangszustand, also für einen stabilen Arbeitspunkt berechnet wurde.

Während in Zone 3 die Spitzenwerte bei beiden Berechnungsmethoden in den gleichen Transitgruppen auftreten, treten in Zone 6 zusätzlich weitere Transitgruppen verstärkt in Erscheinung. Bemerkenswert ist die Ähnlichkeit der Kurven von Zone 5 und 6. Dieser gleiche Transiteinfluss weist auf eine unmittelbare Nachbarschaft hin.

In Zone X ist nun ein deutlich höherer Einfluss der Transite zu verzeichnen. Änderungen des KSI-Wertes von bis zu 0,14 p.u. werden erreicht, die erwartungsgemäß abhängig von der Transitart an verschiedenen Knoten in dieser Zone auftreten.

Welche Knoten im Netz die jeweils größten Änderungen des KSI-Wertes aufweisen, ist in Tabelle 6.3 für jede Zone dargestellt. Dabei wurden - der Übersichtlichkeit wegen - nur die Transitgruppen zu den einzelnen Knoten aufgezählt, bei denen der Einfluss am größten war.

Diese Knoten und die Auswirkungen des Einflusses der Transite auf den KSI-Wert und die Stabilität sollen in den nächsten Abschnitten näher untersucht werden.

6.2.3 Auswirkung der Transite auf die maximalen Polradwinkel der Generatoren in den einzelnen Zonen

Die Größe der Polradwinkel ist ein entscheidender Einflussfaktor für die dynamische Stabilität. Er wird bestimmt durch den Arbeitspunkt (übererregt, untererregt) und die Auslastung der Generatoren (Vollast oder Teillast). Je größer er im Normalbetrieb wird, desto schneller kann bei einer Störung die Stabilitätsgrenze erreicht und überschritten werden (Bild 6.12).

In Bild 6.13 sind die maximalen Polradwinkel der Zonen 2, 3, 6 und X unter dem Einfluss der verschiedenen Transite dargestellt. Diese Werte wurden entsprechend der „Berechnungsmethode 1“ bei der KSI-Wert-Berechnung (vgl. 6.2.2) ermittelt, also mit dem Transit als Ausgangszustand im Lastfluss. Die Diagramme ähneln den Kurven in Bild 6.9, wo der Einfluss der Transite auf den maximalen KSI-Wert gezeigt wird. Der maximale Polradwinkel ändert sich ebenfalls nahezu proportional mit der Höhe der Transitleistung. In den Zonen 3 und 6 (sowie in den Zonen 5 und 8 – nicht dargestellt) stimmen die Transitgruppen mit dem größten Einfluss auf den maximalen KSI-Wert und dem größten Einfluss auf den maximalen Polradwinkel überein. Bei den Zonen 2 und X (sowie den Zonen 1, 4, 7 und 11 – nicht dargestellt) gibt es Unterschiede.

Dort, wo die gleichen Transitgruppen sowohl den maximalen KSI-Wert als auch den maximalen Polradwinkel beeinflussen, sind die Änderungen dieser Werte auch jeweils am größten. Die Änderung des maximalen KSI-Wertes ist dann immer größer als 0,1 p.u., und die des Polradwinkels immer größer als 3°. Weiterhin ist festzustellen, dass die betrachteten

Zone	TG	P [MW]	Knoten-Nr.	Knoten-Name	Δ KSI_380
Z6	11,12,13	2000	65	BPDA	0.147 ... 0.157
	8	2000	425	BQXA	0.084
	29	2000	382	BRKA	0.06
Z5	11,12,13	2000	380	BQZA	0.132 ... 0.142
	8	2000	379	BQTA	0.082
	29	2000	373	BQMA	0.08
	17	2000	62	BPCA	0.062
	26	-2000	64	BPNA	0.06
ZX	29	2000	1040	EKRA	0.138
	11,12	2000	931	CBZA	0.131 ... 0.136
	29	-2000	1039	EKQA	0.126
	35	-2000	1098	EMHA	0.096
	31	2000	654	CKDA	0.093
	13	-2000	258	BCPA	0.062
	12	-2000	766	AUGA	0.057
	18	-2000	1158	ERLA	0.056
	6	-2000	1152	ERFA	0.055
	15	2000	906	BTCA	0.054
	17	2000	377	BQQA	0.052
	2	2000	983	EEEE	0.05
	8	-2000	879	BCLA	0.05
	Z11	29	2000	632	CQEA
11,12		2000	727	CQCA	0.117 ... 0.124
29		-2000	743	CRHA	0.120
22		2000	643	CQOA	0.082
31		1000	655	CKFA	0.048
Z10	29	2000	86	DQDA	0.109
	29	-2000	644	CSPA	0.098
Z4	11	2000	349	BPZA	0.082
	12	2000	341	BODA	0.082
	8	2000	306	BFTA	0.073
	26	-2000	302	BFGA	0.051
Z8	29 ...	2000	603	CGRA	0.081
	2	2000	287	CFKA	0.045
Z7	8	2000	326	BFZA	0.064
	17	2000	68	BGAA	0.062
Z2	13	-2000	246	BDBA	0.061
	31	-2000	240	BBUA	0.06
	12	-2000	97	BBXA	0.056
	23	-2000	117	ARNA	0.047
	5	-2000	238	BBBA	0.042
Z3	31	-2000	57	BFEA	0.042

Tabelle 6.3 Knoten mit den größten Änderungen des KSI-Wertes in der 380-kV-Spannungsebene

Größen richtungsabhängig genau entgegengesetzt beeinflusst werden. Wird der Polradwinkel größer (d.h. verringerte Blindleistungsabgabe, vgl. Bild 6.12), so sinkt der KSI-Wert, wird der Polradwinkel kleiner (erhöhte Blindleistungsabgabe), so steigt der KSI-Wert.

Generell wird der KSI-Wert im untersuchten Netz immer dann größer, wenn die betrachtete Zone (oder eine benachbarte Zone) Senke des Transits ist, wenn also der „Verbrauch“, das Leistungsdefizit in der Zone steigt. Die Leistung zur Deckung dieses Bedarfs wird an einer anderen, möglicherweise weit entfernten Stelle des Netzes eingespeist, und deckt zunächst dort den Bedarf. Die Leistung, die an der Entnahmestelle abverlangt wird, muss aus der näheren Umgebung zur Verfügung gestellt werden. Dies bedeutet neben der größeren Belastung der Übertragungselemente auch einen größeren Bedarf an Blindleistung. Diese wird durch die in der Nähe liegenden Generatoren zur Verfügung gestellt, was in der Verkleinerung der Polradwinkel zum Ausdruck kommt.

Zur Vergrößerung des maximalen Polradwinkels kommt es durch ein Überangebot an Blindleistung im Netz. So wird durch einen dem Grundlastfluss entgegenwirkenden Transit die Belastung der Übertragungselemente und damit ihr Bedarf an Blindleistung verringert. Beispielsweise importiert Zone 6 im Grundzustand Leistung aus dem Ausland. Wird der Lastfluss durch einen Transit umgekehrt, wie das bei den Transitgruppen 11 bis 15 und einer Leistung $P_{Tr} > 300$ MW der Fall wäre, so verringert sich der maximale Polradwinkel der Maschinen in Zone 6, wie gut im Bild 6.13 zu erkennen ist.

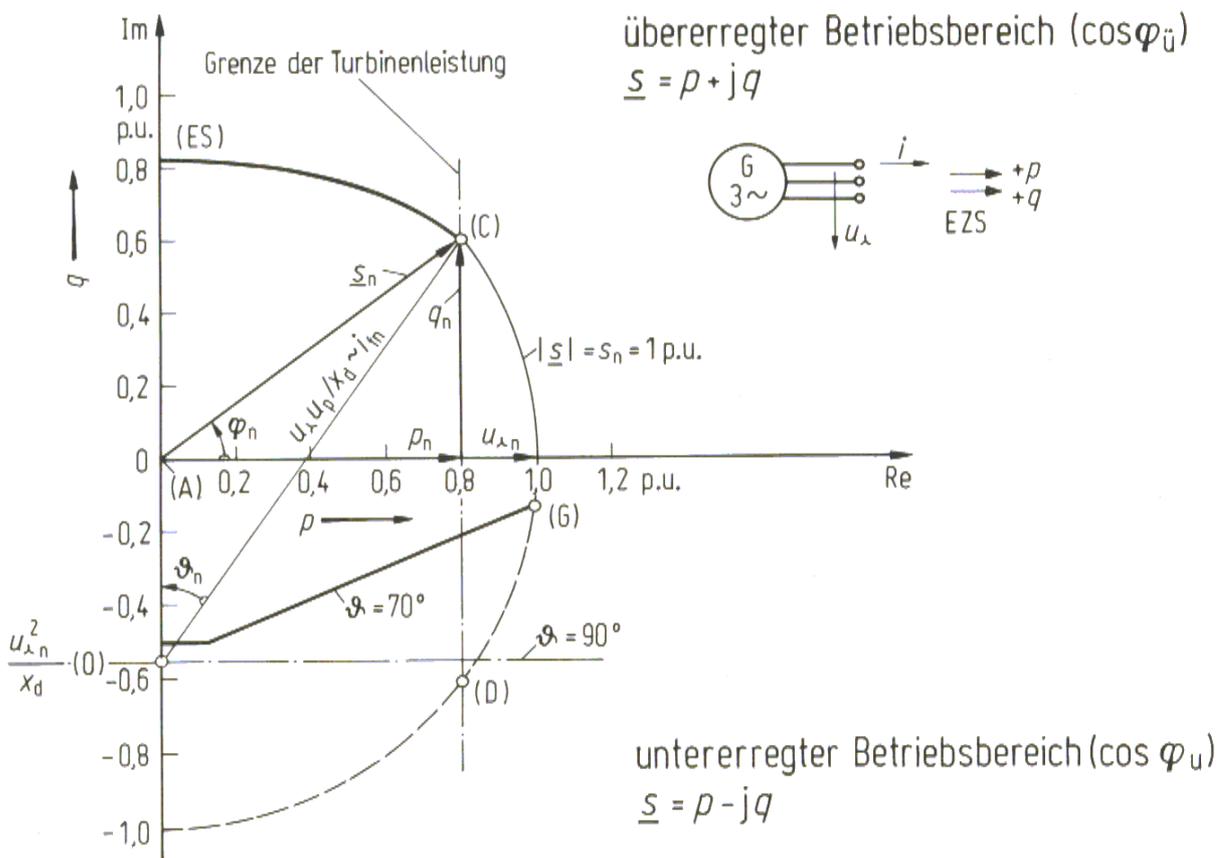


Bild 6.12 Leistungsdiagramm einer Schenkelpolmaschine

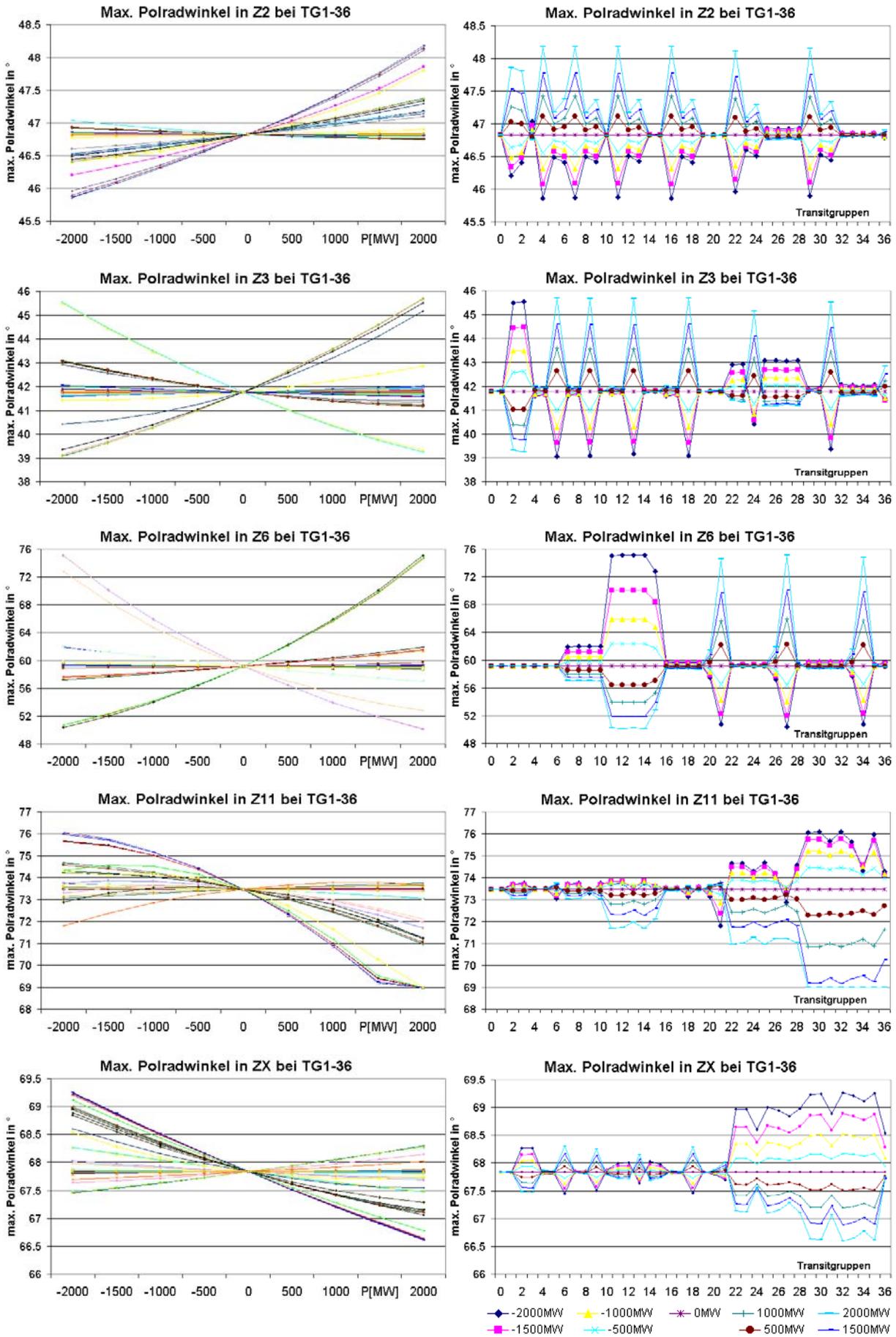


Bild 6.13 Einfluss der Transite auf die maximalen Polradwinkel der Maschinen

In den genannten Zonen mit großen KSI-Wert- und großen Polradwinkeländerungen sind nur wenige Generatoren enthalten, die den steigenden oder sinkenden Bedarf an Blindleistung ausgleichen können; in den anderen Zonen stehen weit mehr Generatoren zur Verfügung. Das ist der Grund für die vergleichsweise starke Änderung des maximalen Polradwinkels und der Änderung des KSI-Wertes, weil der Bedarf an Blindleistung hier nicht überall gleich gut gedeckt werden kann.

Die größten Änderungen mit ca. 15° treten am Generator ACXA in Zone 6 auf, wenn diese Zone Transitquelle ist. Der Generator befindet sich weit entfernt von der Transitstrecke. Sein Arbeitspunkt wie auch der Arbeitspunkt aller anderen Generatoren stellt sich aufgrund der Vorgaben für die Generatoren gemäß der Netzdatei ein. Wenn nun die Importfunktion von Zone 6 durch einen Transit weiter verstärkt wird und die Belastung der Leitungen und damit auch der Blindleistungsbedarf steigt, so drückt sich dies bei festen Vorgabewerten für die Generatoren, also bei konstanter Leistungsabgabe durch eine geringere Spannung und einen größeren Spannungswinkel am Generatorklemmenanschluss aus. Im umgekehrten Fall, wenn Zone 6 als Exportzone dient, verringert sich der Spannungswinkel (Tabelle 6.4).

Die im Bild 6.13 dargestellten maximalen Polradwinkel wurden während der Simulation des Netzes unter dem Einfluss der verschiedenen Transitgruppen ermittelt. Der Einfluss auf den Polradwinkel der Maschine ACXA wurde dabei genauer betrachtet: Wegen der konstanten Vorgaben für Wirk- und Blindleistung müsste auch der Polradwinkel konstant bleiben, aber er ändert sich stark. Das ist durch die Verwendung der Bezugsgröße COI (Center Of Inertia) zu erklären. Dieser COI wird als gewichtetes Mittel der Polradwinkel bzw. der Winkelgeschwindigkeiten aller Maschinen des Netzes berechnet, wobei die Gewichtung auf der Basis der Trägheitsmomente erfolgt. Einige Generatoren werden jedoch als G-Typen nachgebildet, das heißt die Vorgabe besteht aus dem Spannungsbetrag und der Wirkleistung. Die anderen Größen (Blindleistung, Polradwinkel) stellen sich dann entsprechend dem aktuellen Netzzustand ein. Damit lässt sich die Änderung des Bezugswertes und somit auch die Änderung der einzelnen Polradwinkel erklären.

Die in Bild 6.13 dargestellten Polradwinkel wurden für den stationären Zustand, also durch Vorgabe des Transits als Ausgangsgröße im Lastfluss, ermittelt. Bei dieser Vorgehensweise konnten nur die maximalen absoluten Polradwinkel (möglicherweise nur der Polradwinkel einer einzigen Maschine, nämlich der Maschine mit dem auf den COI bezogenen größten Wert) in den jeweiligen Zonen beobachtet werden, die relativen Polradwinkel, die auf den

P_{TG27} [MW]	Name	Knoten	U_{nenn} [kV]	U [p.u.]	Winkel [°]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	$\cos\varphi$	S_{nenn} [MVA]
-2000	ACXA	BSGA	27.0	0.963	-1.48	1329.0	150.00	1337.4	0.994	1640.0
-1000	ACXA	BSGA	27.0	1.005	3.73	1329.0	150.00	1337.4	0.994	1640.0
0	ACXA	BSGA	27.0	1.013	9.23	1329.0	150.00	1337.4	0.994	1640.0
1000	ACXA	BSGA	27.0	0.994	15.42	1329.0	150.00	1337.4	0.994	1640.0
2000	ACXA	BSGA	27.0	0.929	23.64	1329.0	150.00	1337.4	0.994	1640.0

Tabelle 6.4 Lastflussergebnisse für Knoten BSGA (Generator ACXA, Zone 6) bei verschiedenen Transiten

Wert bei t=0 bezogen werden, waren aufgrund fehlender Ausgleichsvorgänge immer gleich Null.

Wird der Transit entsprechend der bei der Berechnung der (relativen) KSI-Werte angewendeten 2. Methode rampenförmig von P = 0 MW auf P = 500, 1000, 1500 bzw. 2000 MW gefahren, so können die jeweils maximalen Änderungen der Polradwinkel der Maschinen ermittelt werden. Sie sind in Bild 6.14 dargestellt. Diese Ergebnisse geben keine Auskunft darüber, in wie weit die Stabilität des Netzes gefährdet ist, wie dicht die Polradwinkel ihrer Stabilitätsgrenze gekommen sind, sie zeigen aber die Maschinen, die am stärksten auf die verschiedenen Transite reagieren. Der Abstand zur Stabilitätsgrenze kann nach wie vor mit Hilfe der absoluten Polradwinkel, die hier ebenfalls berechnet werden, bestimmt werden.

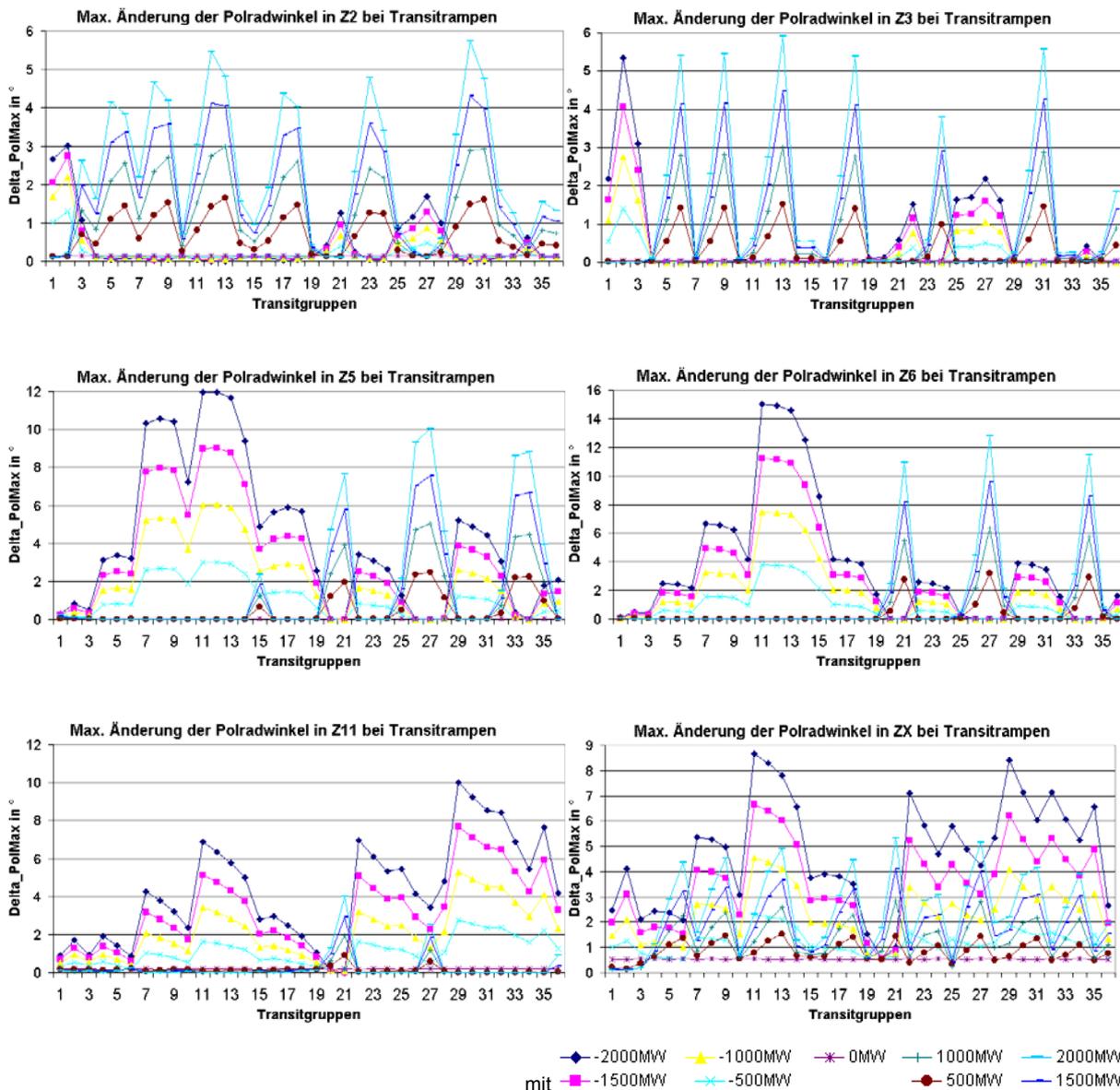


Bild 6.14 Einfluss der Transite auf die maximalen Änderungen der Polradwinkel in den Zonen 2, 3, 5, 6, 11 und X

6.2.4 Zusammenfassung

Die Leistung der Transite verteilt sich nach den physikalischen Gesetzen auf das gesamte Netz. Lastflussvergleiche haben gezeigt, dass die Belastung der Leitungen proportional mit der Transithöhe steigt. Ein ähnlich proportionales Verhalten wurde bei den maximalen KSI-Werten und Polradwinkeln festgestellt. Die zwei angewandten Methoden zur Berechnung dieser Werte werden in (Tabelle 6.5) noch einmal gegenübergestellt.

Die Beeinflussung durch Transite ist in den Zonen unterschiedlich groß. Gründe hierfür sind u.a. die Netzstruktur und die Vorbelastungen. Die Zone 6 zeigt die stärksten Reaktionen. Hier ändert sich der KSI-Wert um bis zu 0,16 p.u. Besonders die Transitgruppen 29 und 11 bis 15 haben einen großen Einfluss. Je nach Richtung und Transithöhe können sie die Netzstabilität gefährden.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen, nämlich die Knoten und Elemente, die am stärksten von den Transiten beeinflusst werden, sind die Grundlage für die Untersuchungen in den nächsten Abschnitten.

Berechnungsmethode 1		Berechnungsmethode 2
Grundzustand und die Transite in der Lastflussberechnung	Ausgangssituation	Grundzustand
Über eine Dauer von 2 s wurde das Netz ohne weitere Änderungen simuliert	Simulation	Über eine Dauer von 100 s wurde eine Transitrampe langsam von 0 MW auf den Endwert (500, 1000, 1500, 2000 MW) gefahren
Für jede Zone, jede Transitgruppe, jede Leistung: Knoten mit max. absoluten KSI-Wert Maschine mit max. absoluten Polradwinkel	Ergebnisse	Für jede Zone, jede Transitgruppe, jede Leistung: Knoten mit max. absoluten KSI-Wert und Knoten mit max. relativen KSI-Wert Maschine mit max. absoluten Polradwinkel und Maschine mit max. relativem Polradwinkel
Kurze Rechenzeit zur Bestimmung der Schwachstellen im Netz	Vorteil	Schwachstellen und beeinflusste Elemente werden direkt ermittelt
Fehlende relative Werte	Nachteil	Lange Rechenzeit

Tabelle 6.5 Vergleich der angewendeten Berechnungsmethoden

6.3 Einfluss der Transite auf den gestörten Netzbetrieb

6.3.1 Auswertung der untersuchten Kurzschluss-Ereignisse

6.3.1.1 Kurzschlüsse an zusätzlich stark belasteten Knoten

Im Lastflussvergleich wurden die Knoten und Elemente bestimmt, an denen aufgrund von Transiten die größten Änderungen hinsichtlich der Wirk- und Blindleistung, also der Auslastung, sowie der Spannung und des Spannungswinkels auftraten. Diese Ergebnisse dienen der Ereignisauswahl zur Untersuchung der Auswirkungen von Transiten auf die transiente Stabilität.

In Bild 6.15 sind einige Ergebnisse dargestellt. Hier wurden Kurzschlüsse an Knoten, die durch Transite der Transitgruppe 13 besonders stark belastet werden, untersucht. Der Einfluss der Transite ist gut an der Änderung der kritischen Kurzschlussdauer erkennbar. Diese Änderung ist nicht überall gleich. Die größten Änderungen ergeben sich an Knoten mit einer relativ großen kritischen Kurzschlussdauer, also an Knoten, die in großer Entfernung zu den Generatoren liegen. Hier kann sich die kritische Kurzschlussdauer um bis zu 0,1 s ändern.

Bei kritischen Kurzschlussdauern im Bereich von 0,2 bis 0,5 s wurden Abweichungen um etwa 0,03 bis 0,04 s festgestellt. Diese geringfügige Änderung hat jedoch keinen Einfluss auf die Stabilität, weil die Dauern für die Abschaltung durch den Schutz bzw. die Dauer einer Kurzunterbrechung nicht unterschritten werden. Hier muss der Netzbetreiber jedoch darauf achten, dass die Fehlerströme aufgrund der zusätzlichen Belastung nicht zu groß werden und die Leistungsschalter in der Lage sind, diese noch zu schalten.

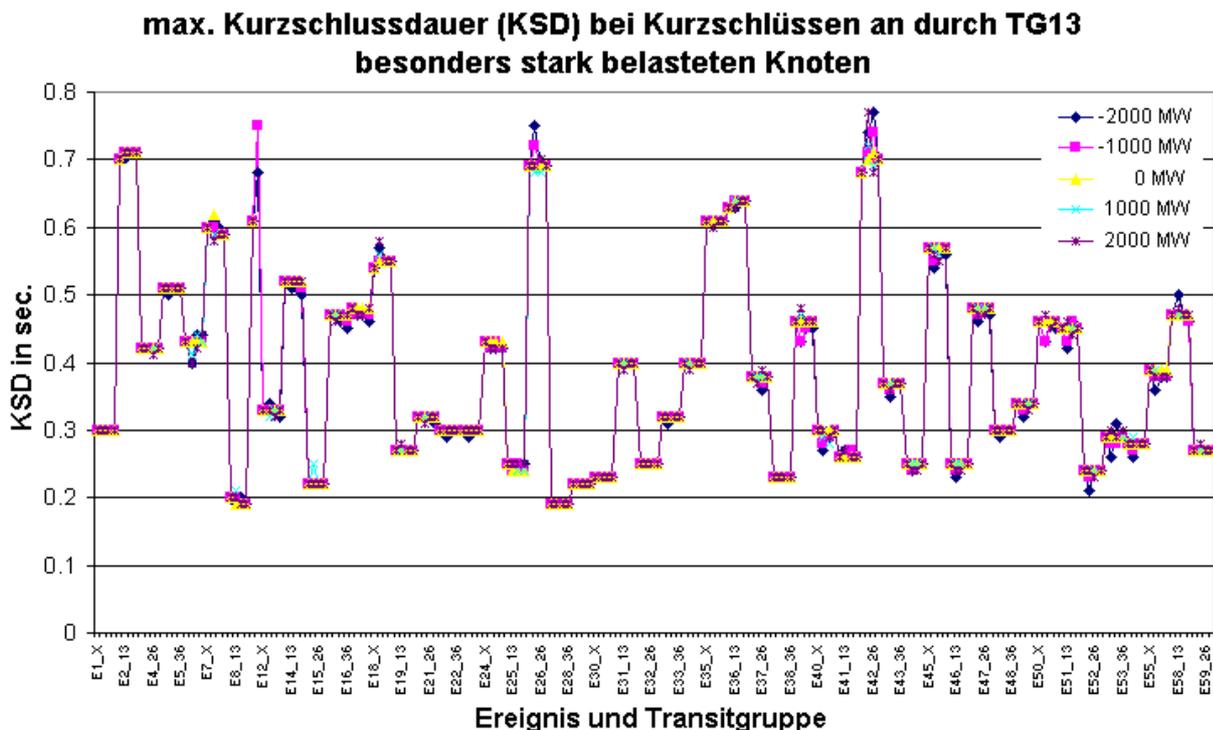


Bild 6.15 Einfluss verschiedener Transite auf die Kurzschlussdauer bei verschiedenen Kurzschlüssen an Knoten, die durch einen Transit der Gruppe 13 besonders stark belastet werden

6.3.1.2 Kurzschlüsse an auffälligen Generatoren

Wie in 6.2.3 festgestellt werden konnte, reagieren die Generatoren bei jeder Art von Transit, ob nun in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung, mit einer Erhöhung (bzw. Verringerung) des maximalen Polradwinkels in den Zonen. Dabei sind immer unterschiedliche Generatoren betroffen. Am Beispiel des Generators ACXA (G65, Zone 6) wurde gezeigt, dass bei starker Belastung der Übertragungselemente durch eine Einspeisung in Zone 6 ein großer Bedarf an Blindleistung entsteht, der zum Sinken der Spannung und zu einer Vergrößerung des Spannungswinkels führt.

An den Generatoren mit den größten Polradwinkeländerungen wurden nun unter verschiedenen Transitbedingungen Kurzschlüsse simuliert und der Einfluss der Transite auf die kritische Kurzschlussdauer untersucht. In Bild 6.16 sind die Ergebnisse dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die kritische Kurzschlussdauer nur um maximal 0,03 s verringert wird. In anderen Fällen, z.B. bei Ereignis 17, einem Kurzschluss an Generator EESA in Zone 2 steigt die kritische Kurzschlussdauer sogar an, weil sich hier der Ausgangspolradwinkel aufgrund der Transite zunächst verkleinerte.

Die resultierenden Fehlerklärungszeiten liegen auch hier immer noch außerhalb der üblichen Zeiten für die Schutzauslösung.

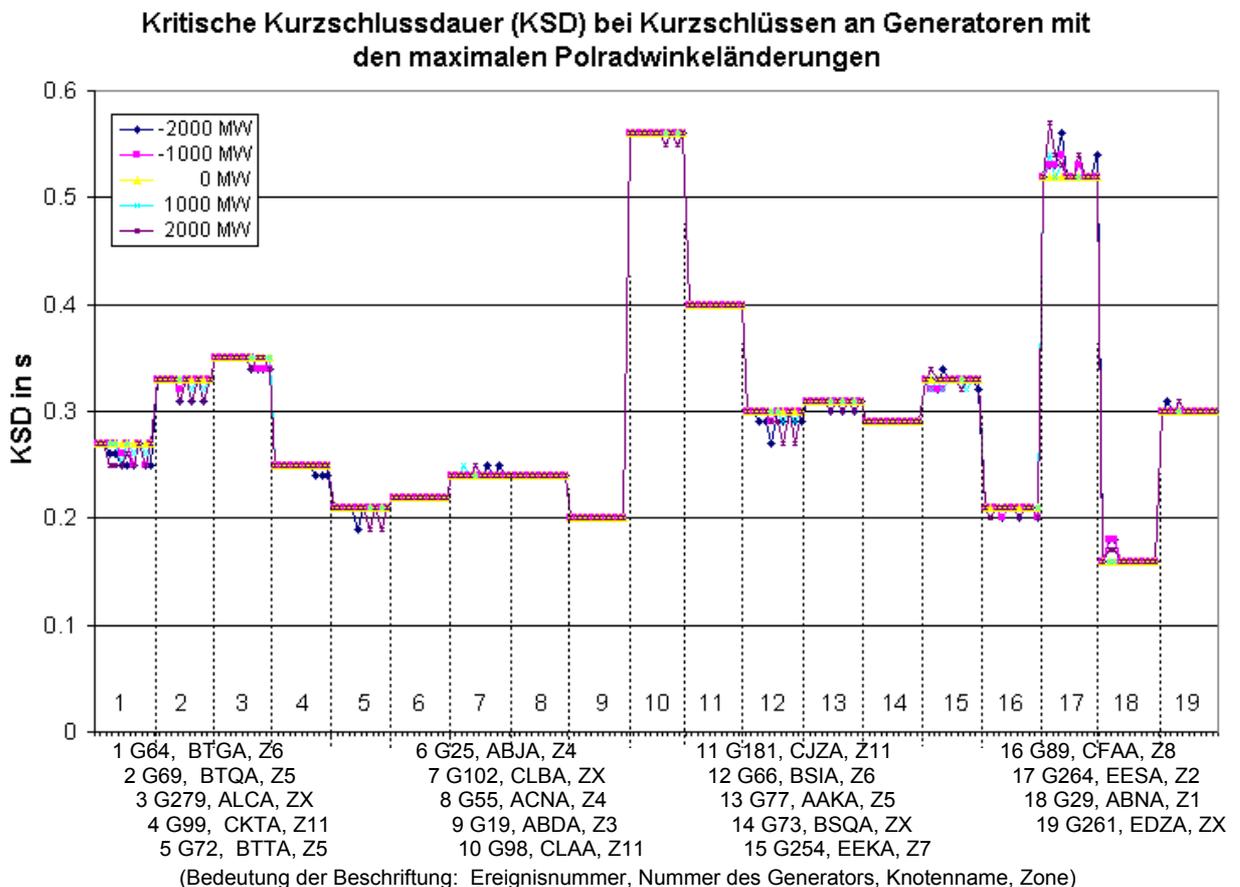
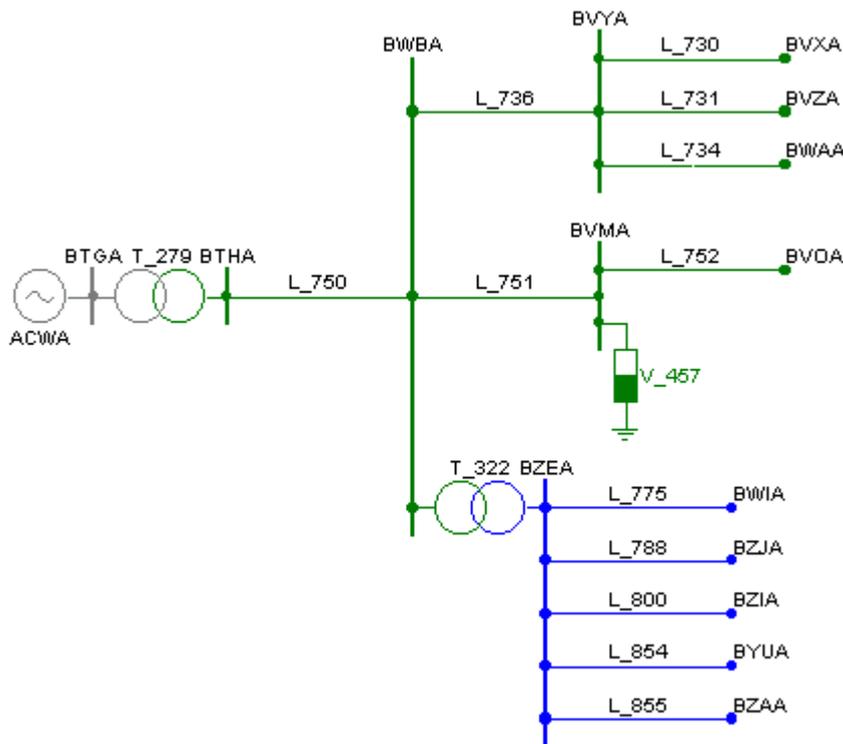
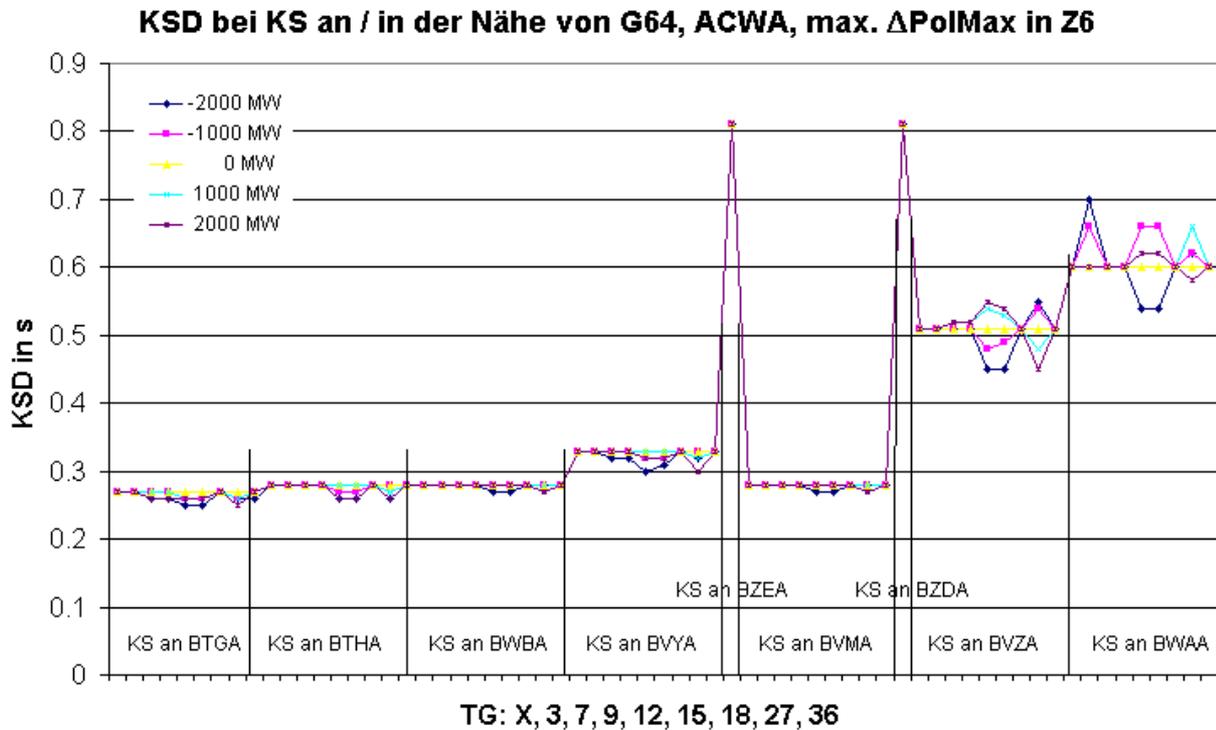


Bild 6.16 Kritische Kurzschlussdauer bei Kurzschlüssen an den Generatoren mit den maximalen Polradwinkeländerungen (vgl. 6.2.3)



a) Netzbild zur Umgebung von Generator ACWA (G64)



b) Ergebnisse der Kurzschlussuntersuchungen

Bild 6.17 Kurzschlussdauer bei Kurzschlüssen in der Nähe von Generator G64, ACWA, Z6, dem Generator mit der größten Polradwinkeländerung aufgrund von Transiten

In Bild 6.17 sind die Ergebnisse für Kurzschlüsse an Knoten in der Nähe des Generators ACWA, Zone 6, dem Generator mit den größten Polradwinkeländerungen, dargestellt. Mit zunehmendem Abstand zum Generator steigt die kritische Kurzschlussdauer und auch der Einfluss durch die Transite auf deren Höhe.

Die Untersuchungen bestätigen, dass die kritischen Kurzschlussdauern im Netz abhängig sind von der Entfernung zum nächsten bzw. dem instabil werdenden Generator:

In Generatornähe liegen die maximalen Kurzschlussdauern allgemein zwischen 0,16 und 0,30 s. Hier ist der Einfluss der Transite eher unbedeutend. Mit steigender Entfernung zum Generator werden durch die Verbindungselemente wie Transformatoren oder Leitungen, also durch zusätzliche Impedanzen die kritischen Kurzschlussdauern immer größer. Diese Knoten und Elemente bilden die Übertragungsstrecke. Hier treten die größten Veränderungen bezüglich der Belastung auf und hier ist auch der Einfluss der Transite auf die zulässige Kurzschlussdauer am größten.

In Bild 6.18 wurde der Einfluss der Transite auf die kritische Kurzschlussdauer für 560 verschiedene Kurzschlussereignisse dargestellt. Die gelbe Linie zeigt die kritische Kurzschlussdauer im Grundzustand (Maßstab 1:10). Die Ereignisse wurden von der im Grundzustand ermittelten größten bis zur kleinsten Kurzschlussdauer geordnet, so dass die Entwicklung der Änderungen der kritischen Kurzschlussdauern erkennbar wird. Mit wenigen Ausnahmen treten die größten Änderungen dort auf, wo die zulässige Kurzschlussdauer recht groß ist, also auf der Übertragungsstrecke und in größerer Entfernung von den Generatoren. Etwas entfernt von der Übertragungsstrecke ist der Einfluss der Transite geringer und damit auch die Änderung der Kurzschlussdauer.

Einfluss versch. Transite auf die KSD und Δ KSD bei Kurzschlüssen beliebiger Art

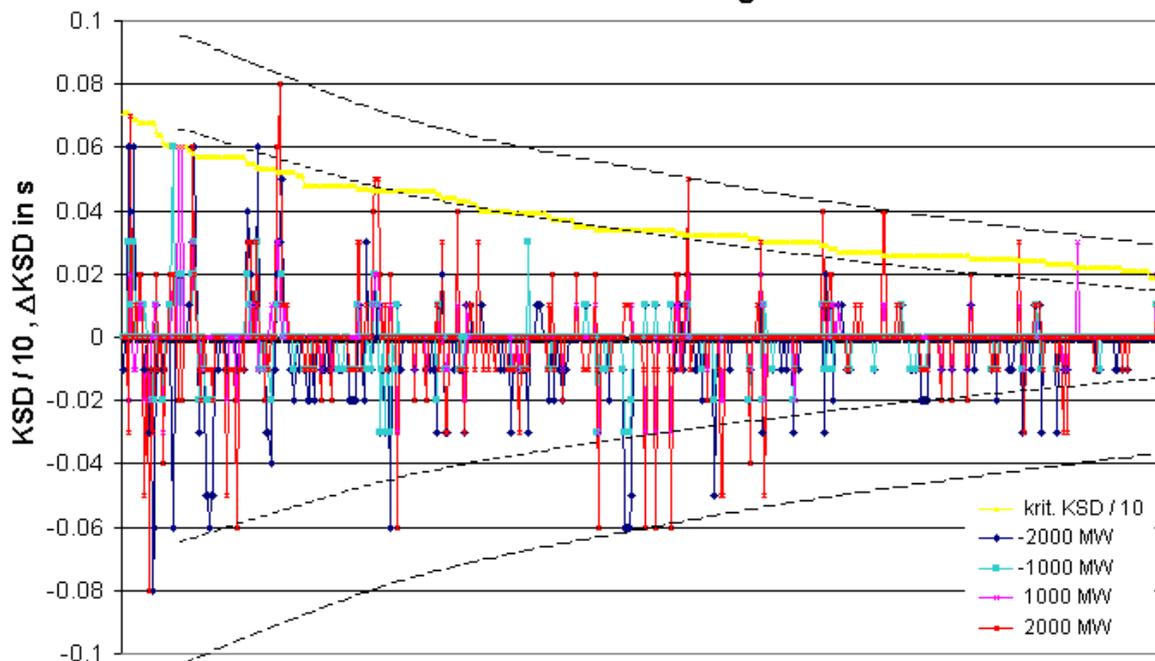


Bild 6.18 Einfluss verschiedener Transite bei verschiedenen Kurzschlüssen an verschiedensten Orten auf die kritische Kurzschlussdauer

Die resultierende Kurzschlussdauer liegt aber jeweils oberhalb der Dauern für eine Kurzunterbrechung bzw. Abschaltung durch den Schutz und birgt damit keine Gefahr für die Stabilität.

Weiterhin ist in Bild 6.18 zu erkennen, dass bei bestimmten Ereignissen gar keine Beeinflussung der kritischen Kurzschlussdauer erfolgt. Dies, also die Beeinflussung durch Transite, ist abhängig von

- a) der Höhe des Transits und der zusätzlich zu übertragenden Leistung
- b) der Entfernung zum instabil werdenden Generator (Restspannung)
- c) der Spannungs- und Spannungswinkeländerung durch den Transit
- d) der Netzstruktur

Eine große Leistungsänderung bewirkt nicht immer eine große Spannungs- und Winkeländerung und bei großen Spannungs- und Winkeländerungen kann die Leistung am Knoten dennoch konstant sein. Quantitative Aussagen zur Gefährdung durch einen Transit können daher nicht gemacht werden.

6.3.2 Ausfall verschiedener Betriebsmittel

Bei Ausfällen hochbelasteter Betriebsmittel kommt es zu starken Ausgleichsschwingungen auf den benachbarten Übertragungselementen. Kurzzeitig können diese dadurch überlastet werden. Ob eine Auslösung durch den Schutz erfolgt, hängt von den jeweiligen Einstellungen ab. Dieser Umstand wurde hier allerdings nicht berücksichtigt.

Bei der Untersuchung der Ausfälle wurde verstärkt auf die Entwicklung der KSI-Werte und der Polradwinkel der Maschinen geachtet.

In Bild 6.19 ist der maximale relative KSI₃₈₀ dargestellt, der sich beim Ausfall der hochbelasteten Leitungen L₁₀₆₄ und L₁₀₆₆ in Zone 11 bei verschiedenen Transiten ergibt. Die Änderungen durch die Transite sind verglichen mit der Wirkung durch das Ereignis selbst (Sprung des rel. KSI auf 0,153 p.u. in Zone 11) gering. Der Einfluss ist bei Transitgruppe 34 und einer Transitleistung von $P_{Tr} = 2000$ MW am größten. Hier ist Zone 11 Transitsenke. Auf den Verlauf des Ereignisses selbst hat der Anstieg des KSI-Wertes aber keinen großen Einfluss. Das Netz bleibt stabil.

Beim Ausfall der weniger stark belasteten Kuppelleitungen KU₀₉ und KU₁₀ (Bild 6.20) wird ebenfalls noch einmal der Einfluss der Transite auf den KSI-Wert deutlich. Bei größeren Transiten ab 1500 MW steigt der KSI an, jedoch auch nur um max. 0,037 p.u., wodurch keine Grenzwerte verletzt werden und keine Gefahr für die Netzstabilität besteht.

Beim Ausfall des Generators ABBA in Zone 1 ist so gut wie kein Einfluss der Transite auf den KSI-Wert festzustellen (Bild 6.21).

Weitere Ausfälle werden innerhalb der nächsten Abschnitte noch besprochen.

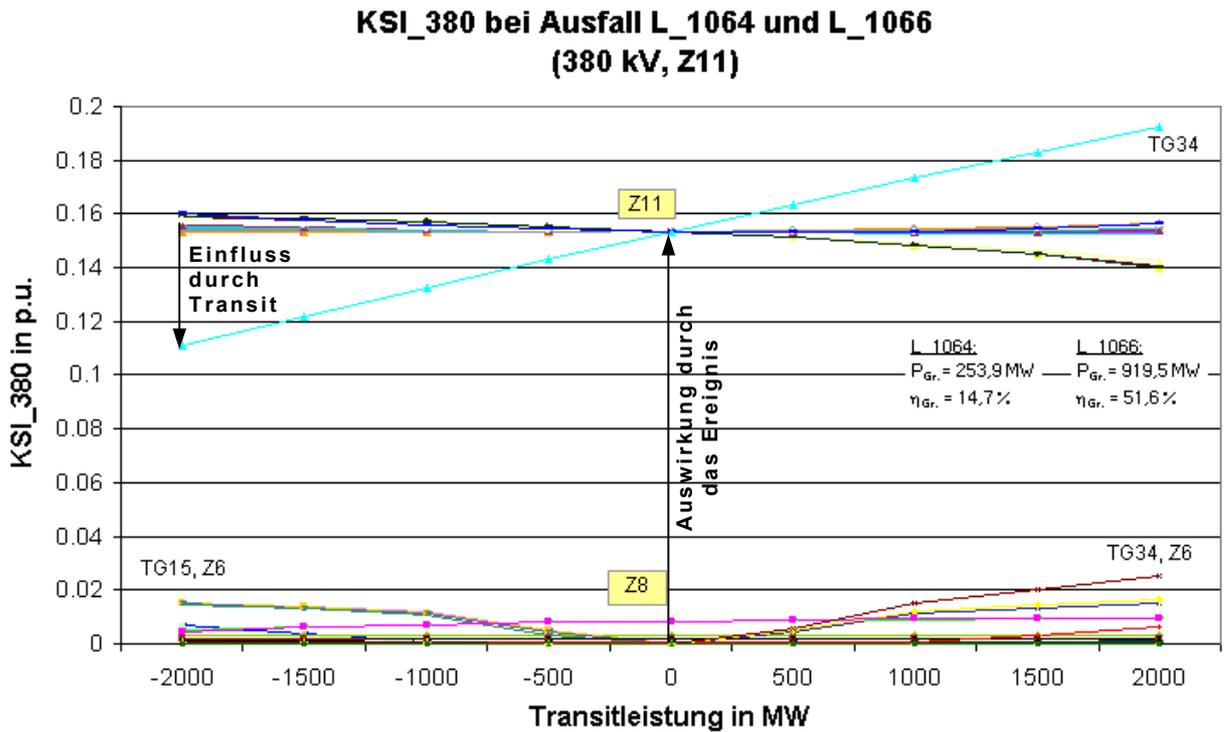


Bild 6.19 KSI_380 bei Ausfall der hoch belasteten Leitungen L_1064 und L_1066 in Zone 11 (untersuchte Transitgruppen: 1, 7, 9, 12, 15, 21, 26, 27, 34)

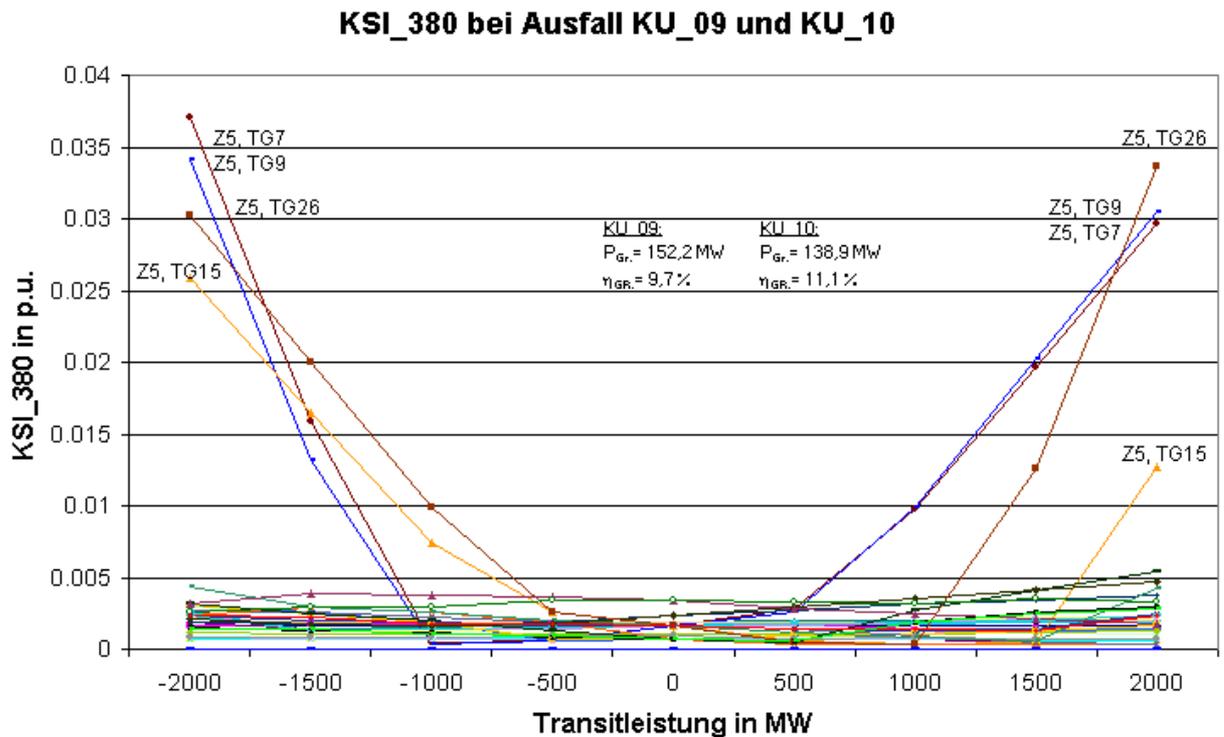


Bild 6.20 KSI_380 bei Ausfall der weniger stark belasteten Leitungen KU_09 und KU_10

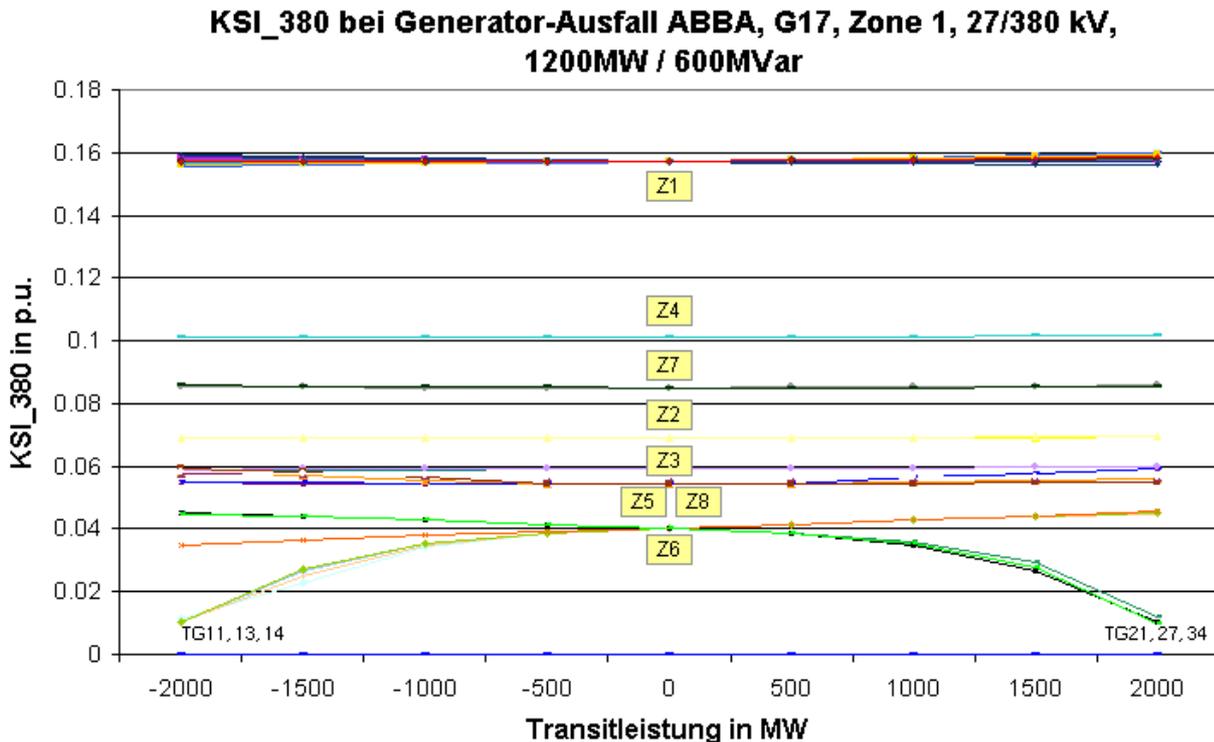


Bild 6.21 KSI_380 bei Ausfall des Generators G17 in Zone 1, die Schwankungen in Z6 sind charakteristisch für diese Zone

6.3.3 Simulation von Ereignissen an den KSI-starken Knoten

In 6.1.3 wurden die Knoten mit den höchsten KSI-Werten im Grundzustand ermittelt. Bei den Knoten mit den größten Werten konnte festgestellt werden, dass es sich meist um Verbraucher-knoten handelt, am Rande des (Teil-) Netzes gelegen und somit relativ weit entfernt von den Generatoren und auch von der Transitstrecke. Aufgrund der Entfernung zu den Generatoren ist die kritische Kurzschlussdauer bei Kurzschlüssen an diesen Knoten recht hoch ($\geq 0,8$ s), sie bleibt unbeeinflusst von den Transiten. Auf Ausfälle von Elementen in diesen Gebieten haben die Transite ebenfalls keinen Einfluss bezüglich einer zusätzlichen Gefährdung der Stabilität.

Interessanter sind die Untersuchungen an den Knoten, die in 6.2.2 mit Hilfe der Transitrampe ermittelt wurden, nämlich Knoten mit den größten *Änderungen* der KSI-Werte bei den verschiedenen Transiten. Bei den 110 kV- und 220 kV-Knoten handelt es sich zumeist wieder um Verbraucher-knoten mit einer größeren Entfernung zu den Generatoren, wodurch die kritische Kurzschlussdauer recht groß ist und auch unbeeinflusst von den Transiten bleibt. Nur in den Zonen 1, 4 und 5 wurden Knoten gefunden, wo zwar sämtliche angeschlossenen Elemente auf eine Last speisen, aber eine Einspeisung über einen Transformator und Generator erfolgt, so dass hier auch kleinere Kurzschlussdauern auftreten. Am Knoten in Zone 1 beträgt die kritische Kurzschlussdauer 0,39 s, in Zone 4 0,25 s und in Zone 6 beträgt sie 0,21 s. Sie wird nur wenig oder gar nicht von den Transiten beeinflusst. In Zone 4 und Zone 5 konnte bei bestimmten Transiten eine Verringerung der Kurzschlussdauer um 0,01 s festgestellt werden, in Zone 5 steigt die kritische Kurzschlussdauer sogar um 0,04 s, wenn Zone 6 als Quelle für einen Transit dient.

Die 380 kV-Knoten mit großen KSI-Wert-Änderungen liegen oft direkt auf der Transitstrecke und sind gerade in den kleineren Zonen nur über einen Transformator vom nächsten Generator entfernt. Die kritischen Kurzschlussdauern sind deshalb meist bedeutend kleiner und variieren auch stärker mit den Transiten.

Wie in der Tabelle 6.3 zu sehen ist, treten am Knoten BPDA in Zone 6 die größten Änderungen des KSI-Wertes in der 380 kV-Spannungsebene auf. An diesem Knoten sind die Kuppelleitungen KU_11 und KU_12 angeschlossen. Deshalb wundert es nicht, dass gerade bei Transiten über diese Kuppelleitungen (also Transite mit Zone 6 als Quelle oder Senke) die größten Schwankungen auftreten. Zum besseren Verständnis ist die Netzstruktur um diesen Knoten in Bild 6.22 dargestellt.

An diesem Knoten und in seiner Umgebung wurden verschiedene Störfälle simuliert und die Transitart und -höhe währenddessen variiert.

Die kritische Kurzschlussdauer für Kurzschlüsse an Knoten BPDA beträgt im Grundzustand 0,44 s. Dieser Wert gilt für den Fall, dass die Sammelschiene nicht durch Schutzgeräte vom Netz getrennt wird und dass der Kurzschluss von selbst erlischt. Bei Transiten mit Zone 6 als Quelle und einer Leistung von $P = 2000$ MW sinkt die kritische Kurzschlussdauer um 0,03 s. Dies ist anschaulich in Bild 6.23 für einige ausgewählte Transitgruppen und in Bild 6.24 für Transitgruppe 11 anhand der Polradwinkel der instabil werdenden Maschinen dargestellt.

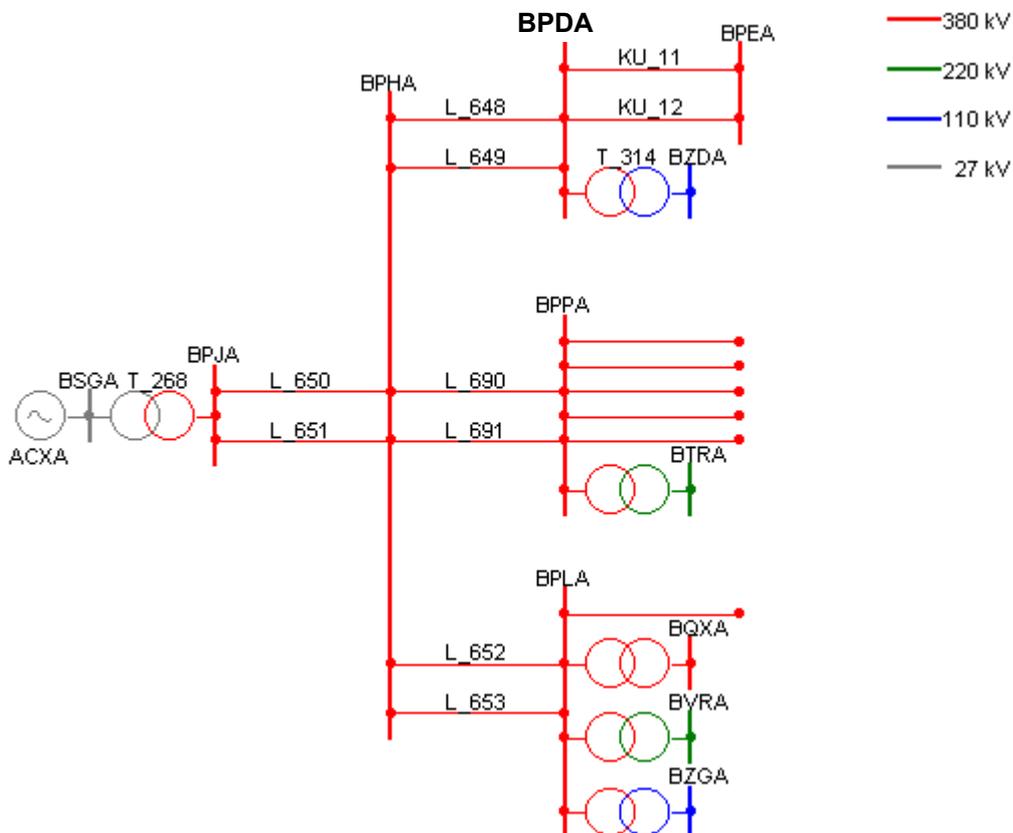


Bild 6.22 Netzstruktur um Knoten BPDA in Z6, Knoten mit größten Änderungen des KSI₃₈₀

Kritische Kurzschlussdauer bei Kurzschlüssen an BPDA, Z6

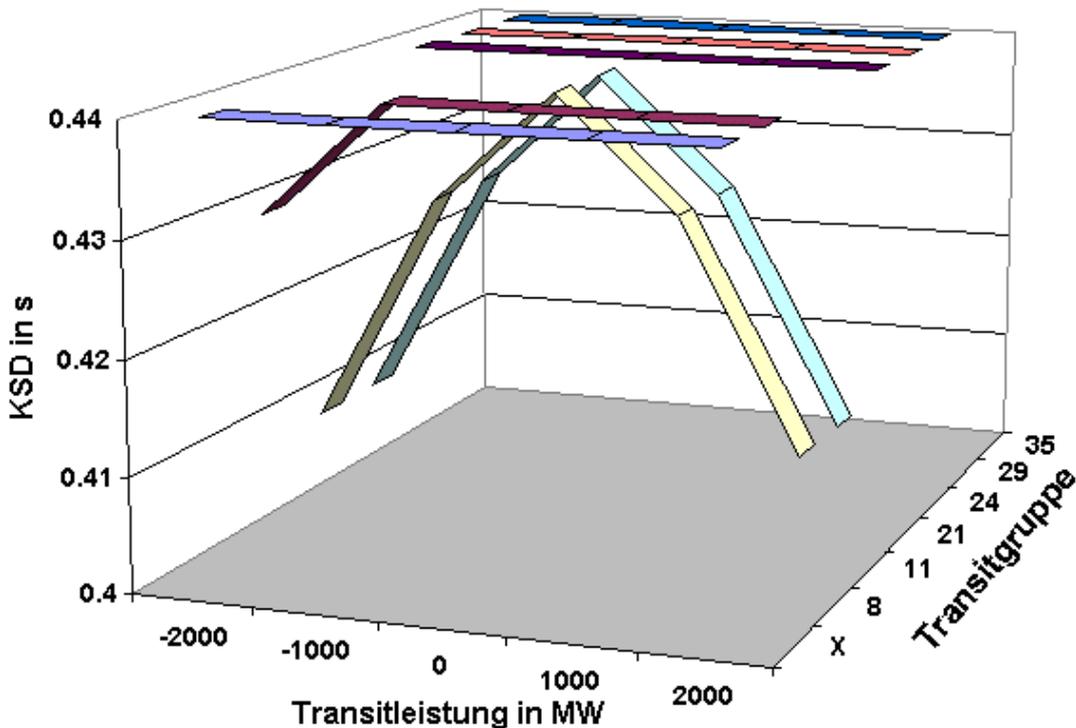


Bild 6.23 Einfluss verschiedener Transite auf die kritische Kurzschlussdauer bei Kurzschlüssen an Knoten BPDA, Zone 6, Knoten mit den größten Änderungen des KSI-Wertes

Wie in Bild 6.23 zu sehen ist, ergeben sich bei den Transitgruppen 24, 29 und 35 keine Änderungen bei der Größe der kritischen Kurzschlussdauer. Diese Transite finden in großem Abstand von Zone 6 statt und haben daher keinen Einfluss. Bei den Transitgruppen 11 und 21 verringert sich die Kurzschlussdauer. Hier ist Zone 6 am Transit beteiligt und das wirkt sich auch auf den Verlauf des Kurzschlusses aus. Bei Transitgruppe 8 ist Zone 5 einmal Transitquelle und einmal Transitsenke. Durch die Nachbarschaft der Zonen 5 und 6 hat auch ein Transit mit Zone 5 als Quelle kleine Auswirkungen auf das Ereignis.

Diese Verringerung der kritischen Kurzschlussdauer spielt für den Netzbetrieb keine Rolle, da im Normalfall bei solchen Sammelschienenfehlern grundsätzlich alle Abgänge in kürzerer Zeit abgeschaltet werden, wenn der Kurzschlussstrom die Ansprechwerte erreicht.

Wird nun dieser Fall simuliert, also eine Abschaltung aller Abgänge nach einer üblichen Auslösezeit von 0,1 s, so bleibt das Netz im Grundzustand, also ohne Transit stabil. Aber schon bei einem Transit von $P = 500$ MW ausgehend von Zone 6, werden die Generatoren G62 (ACUA, Ausland), G63 (ACVA, Ausland) und G64 (ACWA, Zone 6) instabil, was zu weiteren Schutzauslösungen führt und somit einen Netzzusammenbruch und großflächigen Versorgungsausfall zur Folge haben kann (Bild 6.25). Ein Transit in die andere Richtung, also mit Z6 als Senke führt dagegen - verglichen mit dem Grundzustand - zur Stabilisierung des Netzzustandes.

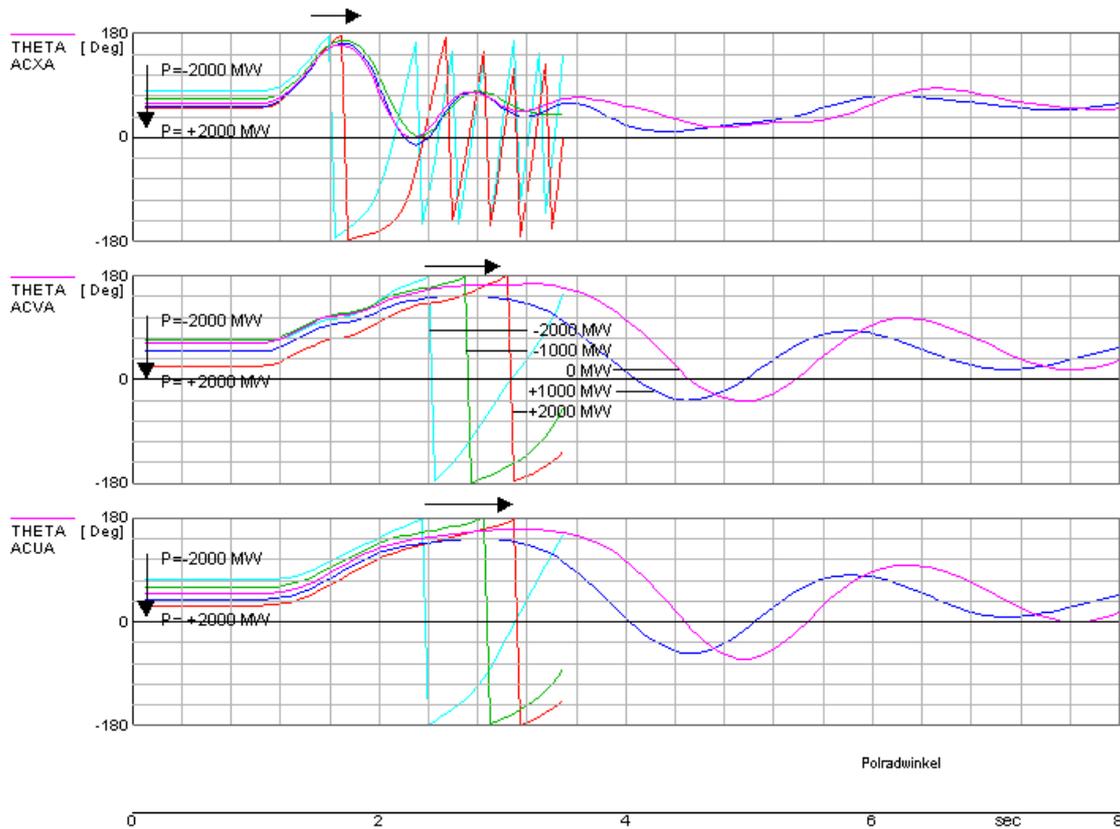


Bild 6.24 Einfluss von Transitgruppe 11 auf den Polradwinkel der Generatoren ACXA (G65, Zone 6), ACVA (G63, Ausland) und ACUA (G62, Ausland) und damit auf die kritische Kurzschlussdauer. Die Dauer des Kurzschlusses bei der Simulation war konstant 0,42 s, während die Transitleistung von P = -2000 MW bis 2000 MW variiert wurde.

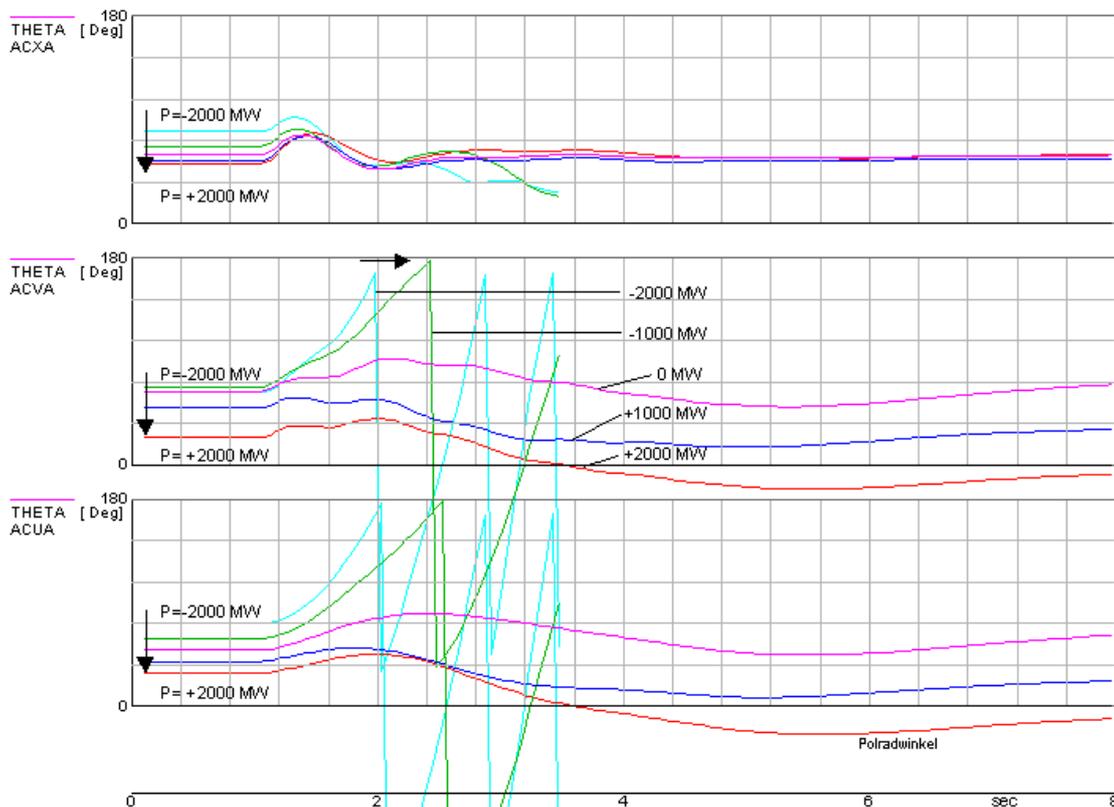


Bild 6.25 Einfluss von Transitgruppe 11 auf den Polradwinkel der Generatoren bei KS an BPDA und Abschaltung der Sammelschiene nach 0,1 s => Transite in negativer Richtung, d.h. wenn Zone 6 Einspeisepunkt ist, führen zur Instabilität

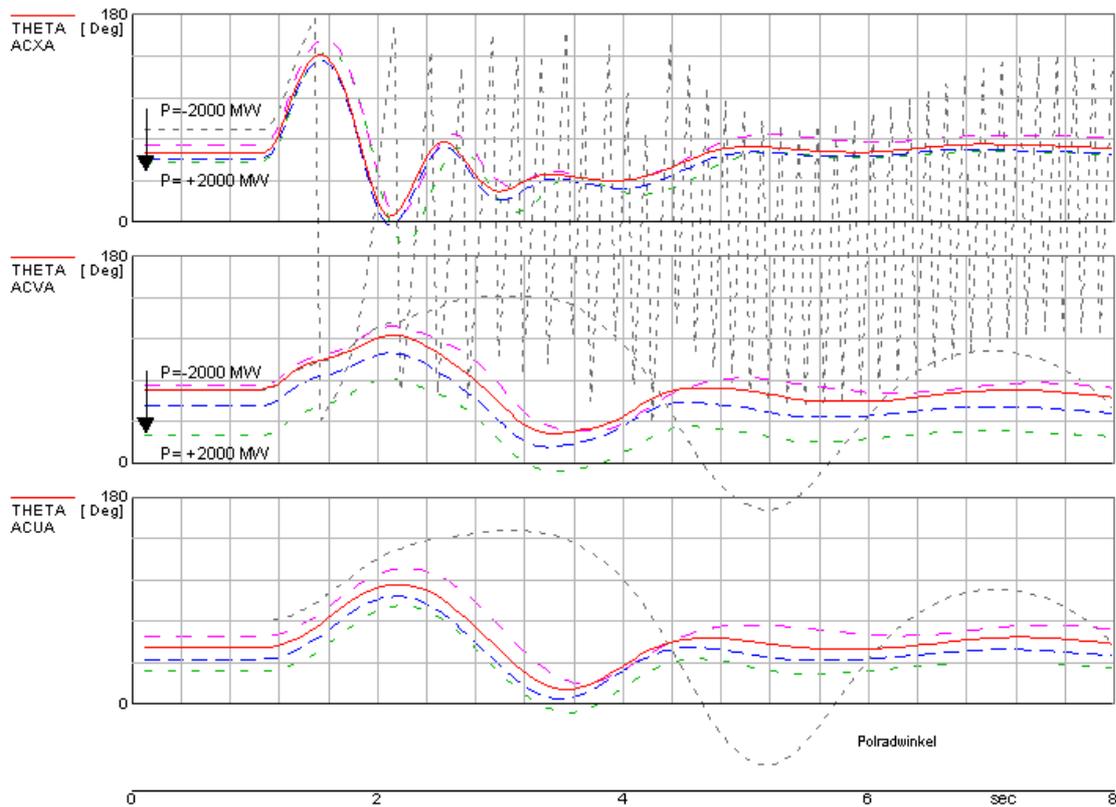


Bild 6.26 Einfluss der Transitgruppe 11 auf die Polradwinkel der gefährdeten Generatoren bei Kurzschluss an BPJA – Knoten nahe Gen ACXA, kein Transitknoten. Kurzschlussdauer=0,22s, keine Abschaltung der SS. Bei Transit ($P > 1000$ MW) von Zone 6 aus wird Generator ACXA instabil

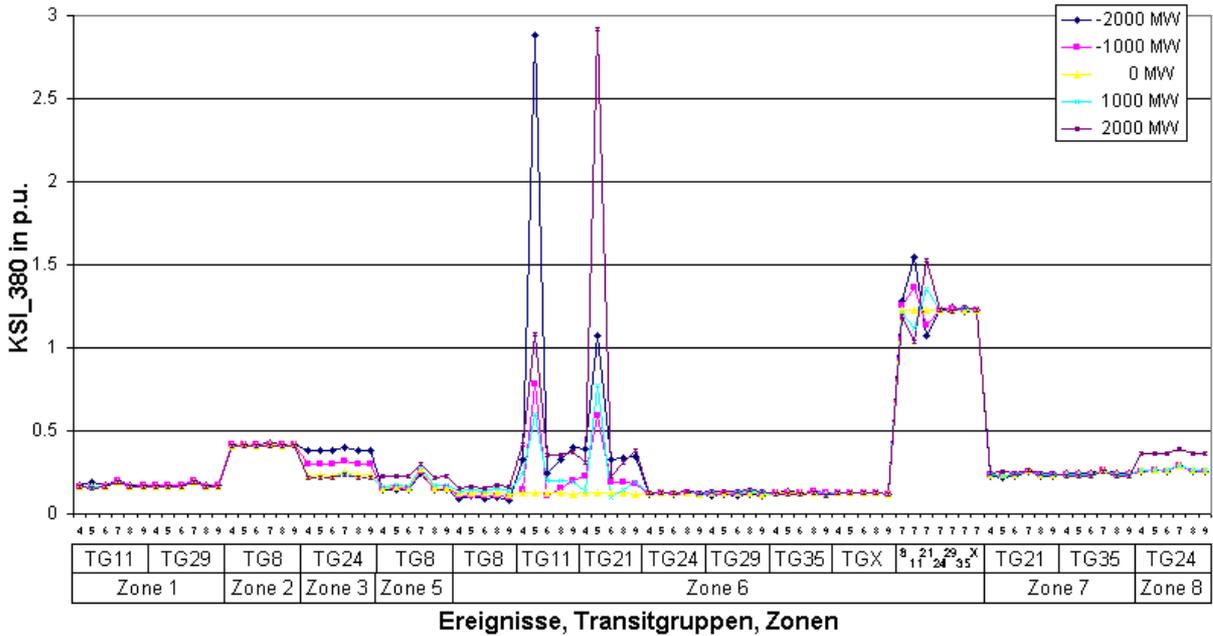
In Bild 6.26 wird gezeigt, wie sich ein Transit auf die Größe des Polradwinkels und somit auf die kritische Kurzschlussdauer bei einem Kurzschluss an Knoten BPJA (vgl. Bild 6.22, Knoten in Generatornähe) auswirkt. Die kritische Kurzschlussdauer im Grundzustand ist bekannt und wurde hier als Dauer für den Kurzschluss verwendet. Bei einer Transitleistung $P_{Tr} > 1000$ MW verringert sich die Kurzschlussdauer.

Ebenso wie der zu vor beschriebene Ausfall des Knotens BPDA nach einem Kurzschluss führen auch Ausfälle ohne vorangegangenen Kurzschluss, wie z.B. der Ausfall der beiden Kuppelleitungen oder der Ausfall der Doppelleitung L_648 und L_649, zur Instabilität der Generatoren G62, G63 und G65, wenn Zone 6 als Transitquelle fungiert. Transite in der Gegenrichtung bewirken dagegen eine Stabilisierung.

In Bild 6.27 sind für verschiedene Ausfallereignisse die maximalen KSI-Werte der 380kV-Spannungsebene sowie die maximalen Polradwinkel für die verschiedenen betroffenen Zonen bei verschiedenen Transitarten dargestellt.

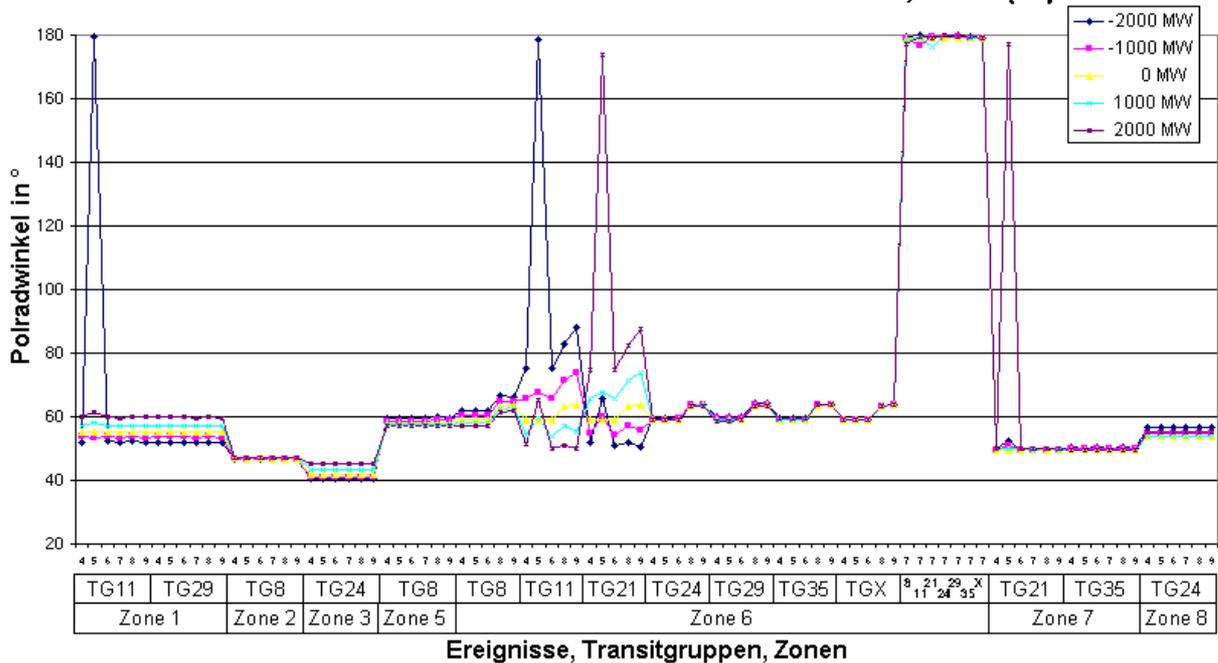
Die Spitzen mit $KSI_{380} = 2,9$ p.u. treten in Zone 6 auf, bei den Transitgruppen 11 und 21, einer Leistung von 2000 MW und Ereignis 5, also dem Ausfall der Doppelleitung L_648 und L_649. Wie in dem Diagramm darunter zu erkennen ist, wird bei diesem Ereignis mindestens ein Generator in Zone 6 instabil. Bei Transitgruppe 11 und einer Transitleistung von -2000 MW ist sogar ein Generator in Zone 1 betroffen, und bei Transitgruppe 21 wird mindestens ein Generator in Zone 7 instabil. Für Transitleistungen von -1000 MW bis $+1000$ MW ist die

Einfluss der Transite auf den KSI_380 bei Ausfällen in Z6, BPDA, (Kn. 65)



a)

Einfluss der Transite auf den Polradwinkel bei Ausfällen in Z6, BPDA (65)



b)

Bild 6.27 Einfluss der Transite (verschiedene Höhe und Art) auf KSI-Wert und Polradwinkel bei verschiedenen Ausfällen rund um Knoten BPDA (vgl. Bild 6.22):

- Ereignis 4: Zweigausfall L_648
- Ereignis 5: Zweigausfall L_648 + L_649
- Ereignis 6: Zweigausfall T_314
- Ereignis 7: Zweigausfall L_650 + L_651
- Ereignis 8: Zweigausfall L_652 + L_653
- Ereignis 9: Zweigausfall L_690 + L_691

Änderung des Polradwinkels recht klein. Größere Transite führen aber zur Gefährdung der Stabilität und dürfen daher nicht zugelassen werden.

Auch bei Ereignis 7 sind die KSI-Werte in Zone 6 recht hoch. Sie schwanken nur bei den Transitgruppen 11 und 21 mit der Höhe der Leistung und liegen sonst konstant bei 1,25 p.u. Bei diesem Ereignis fallen die Doppelleitungen L_650 und L_651 aus, wodurch Generator ACXA vom Netz getrennt wird (vgl. Bild 6.22). Er wird instabil, wie im Diagramm in Bild 6.27b an den Werten für den Polradwinkel zu erkennen ist, weil hier keine Schutzeinrichtung dafür sorgt, dass er heruntergefahren wird. Der Einfluss des Transits ist bei diesem Ereignis unbedeutend.

So, wie die Gegend um Knoten BPDA untersucht wurde, wurde auch bei allen anderen KSI-starken Knoten vorgegangen und brachte folgende Ergebnisse:

Einfachausfälle in diesen Gegenden haben keine größeren Auswirkungen zur Folge. Die KSI-Werte wachsen nur minimal an, manchmal werden sie sogar kleiner, weil durch den Ausfall des Betriebsmittels das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung durch die Generatoren und Verbrauch an den Knoten sogar verbessert wurde.

Oft konnte festgestellt werden, dass der KSI-Wert in den anderen, nicht vom Ereignis betroffenen Zonen stark ansteigt, z.B. in Zone 6. Das geschieht allerdings mehr aufgrund des Einflusses des Transits als wegen des Ereignisses. Für Ereignisse außerhalb von Zone 6 hat dieser Anstieg jedoch keinen Einfluss auf den Verlauf des Ereignisses und auf die Netzstabilität.

In der 380 kV-Spannungsebene kommen kritische Kurzschlussdauern ab 0,27 s vor. Unter dem Einfluss der Transite verringert sich die Kurzschlussdauer um bis zu 0,06 s. Die größten Änderungen treten dabei wieder zumeist an den Knoten auf, wo die Kurzschlussdauer relativ hoch ist, viel größer als die üblichen Schutzauslösezeiten.

6.3.4 Auswirkung der Transite auf die Spannungs- und Langzeitstabilität

Bei den vorangegangenen Untersuchungen wurde über einen Zeitraum von bis zu 10 s simuliert. Diese Zeit war ausreichend, weil sich danach keine größeren Änderungen mehr ergaben, wie manuelle Simulationen im Zeitbereich bestätigten. Die Gefahr eines Spannungszusammenbruchs war nicht gegeben. Das lag nicht unbedingt an der Wahl der Ereignisse und Fehlerorte, sondern hauptsächlich an der Nachbildung des Netzes.

Die Haupteinflussgrößen für die Spannungsstabilität wurden in Kapitel 2 und 5 beschrieben und diese, die Netzdynamik anregenden Elemente, sind im vorliegenden Netzmodell nicht vorhanden. Um doch noch einige Untersuchungen zur Spannungsstabilität durchführen und speziell um den Einfluss von Transiten bewerten zu können, wurden einige Änderungen im Netz vorgenommen: die Transformatoren in den Gebieten mit schlechtem KSI-Wert wurden mit Stufenreglern ausgerüstet, die Lasten wurden spannungs- und frequenzabhängig nachgebildet und außerdem wurden zusätzliche Lasten eingeschaltet, mit denen ein plötzlicher Lastanstieg nachgebildet werden kann.

Die Nachbildung der Last spielt bei der Simulation eine große Rolle. In NETOMAC stehen deshalb verschiedene Modelle zur Verfügung, mit deren Hilfe nahezu beliebiges Verbraucherverhalten simuliert werden kann. Im hier gegebenen Netz werden die Lasten nun durch PQ-Lasten mit konstanter Leistungsaufnahme nachgebildet, so dass eine im Sinne der Spannungsstabilität besonders kritische Lastcharakteristik vorliegt [Miegel 96].

Die Auswirkungen durch den plötzlichen Lastanstieg sind groß. Wie in Bild 6.28 zu sehen ist, steigt der KSI merklich an. Auch ohne einen Transit kommt es bei ca. 100 s zu aufklingenden Schwingungen des KSI und kurze Zeit später zum Spannungszusammenbruch.

Durch einen zusätzlichen Transit kann die Situation verschärft, aber auch leicht verbessert werden, je nach dem ob Leistung geliefert oder bezogen wird: bei einem Transit in Richtung Zone 6 (d.h. Zone 6 ist der Empfänger der Leistung und ein weiterer großer Verbraucher wird angeschlossen) wird durch das noch größer werdende Leistungsdefizit die Situation verschlimmert (Bild 6.29a) und der Spannungseinbruch beschleunigt.

Entgegengesetzt wird durch einen Transit ausgehend von Zone 6 durch die zusätzliche Bereitstellung von Leistung die Spannung stabilisiert (Bild 6.29b).

Bemerkenswert ist hier der Widerspruch zu den in den vorherigen Untersuchungen getroffenen Annahmen, dass je größer der KSI-Wert wird, auch die Stabilität stärker gefährdet ist. Der Vergleich der KSI-Werte, besonders der Werte in Bild 6.28 und Bild 6.29 zeigt aber, dass bei dem größeren Wert die Situation stabilisiert und bei dem kleineren destabilisiert wird.

Hier sind noch weitere Untersuchungen an einem bekannten Netz nötig.

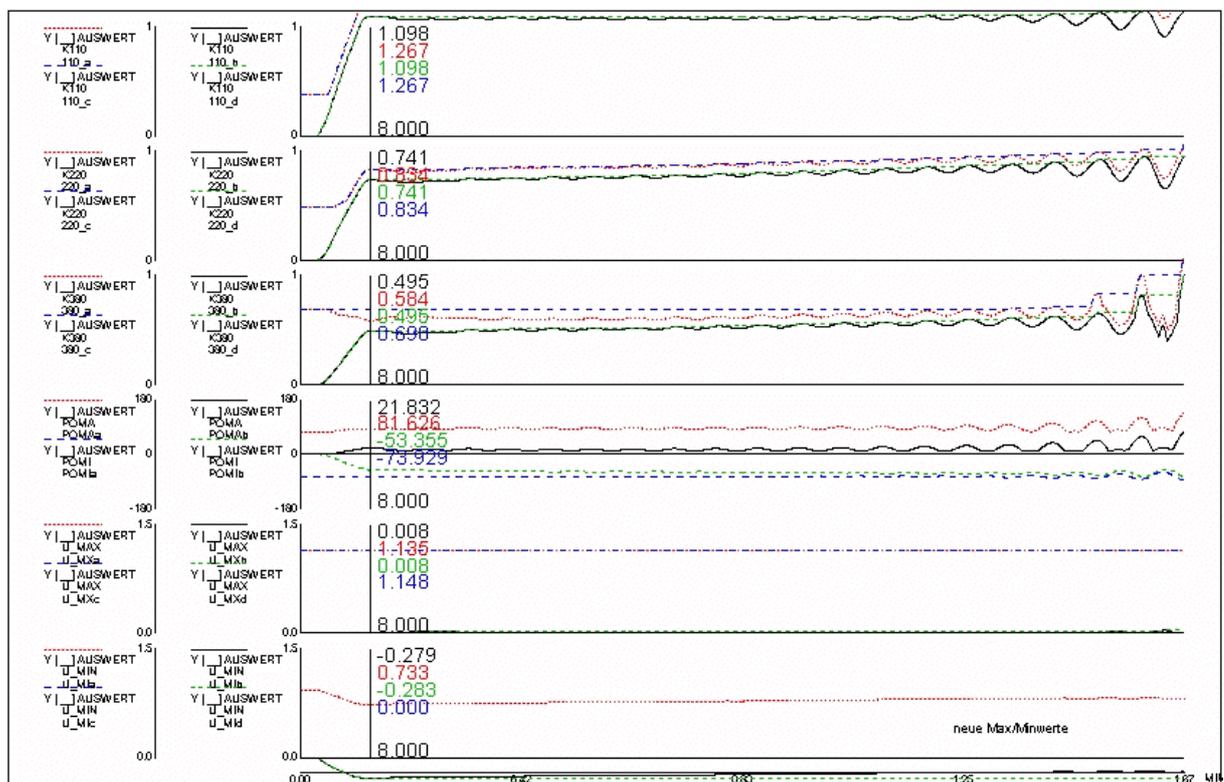
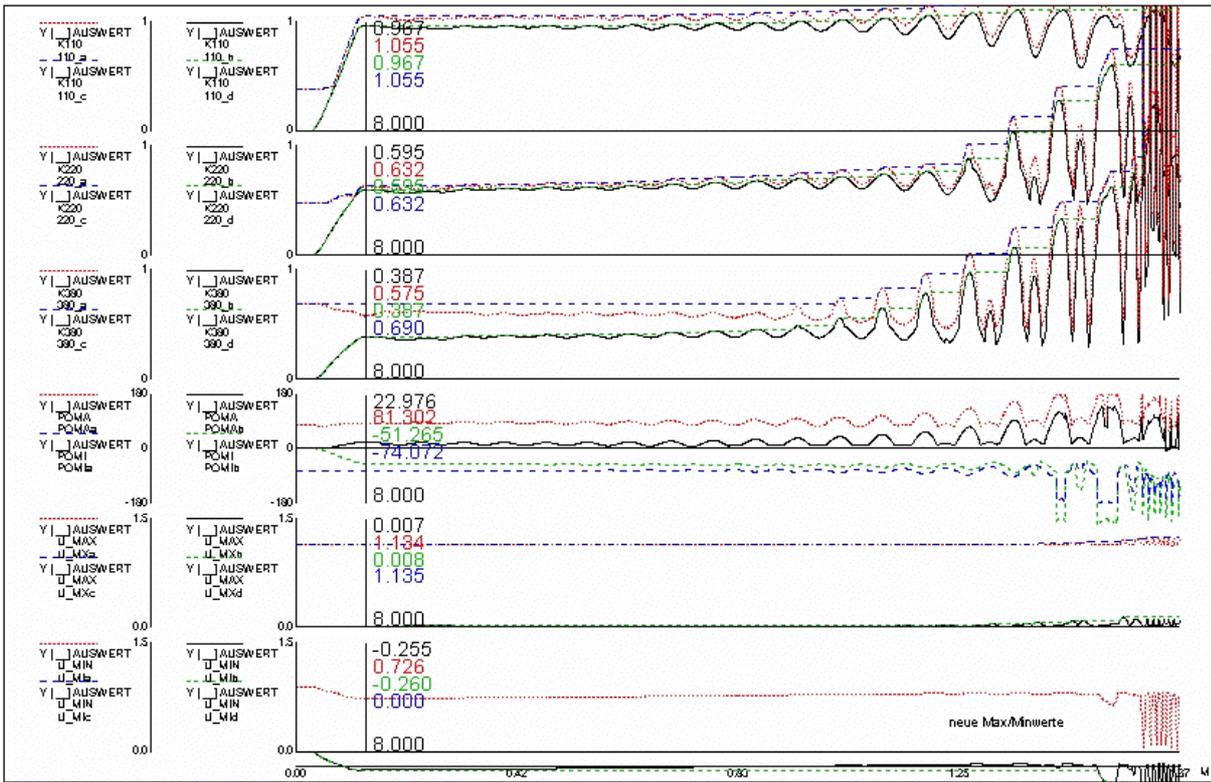
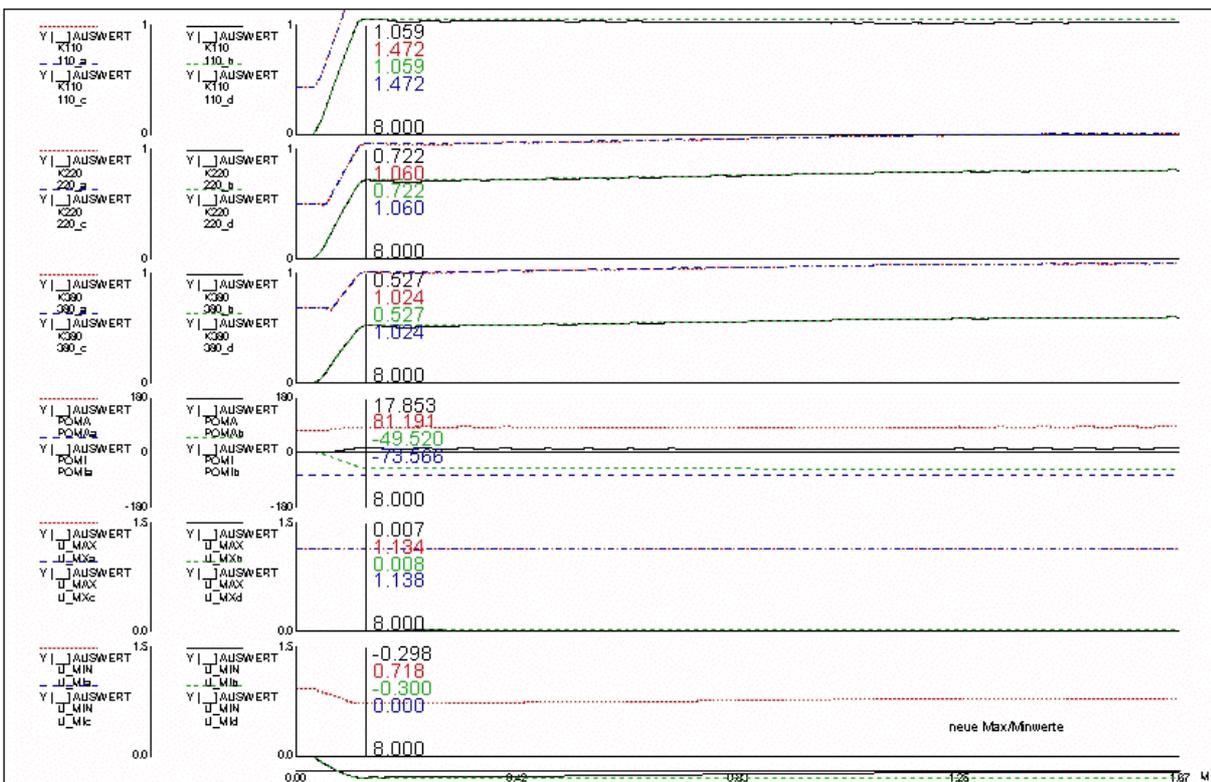


Bild 6.28 Auswirkungen eines plötzlichen Lastanstiegs in Zone 6



a) Einfluss des Transits TG11, P= -2000 MW, d.h. Zone 6 ist Quelle, Importfunktion wird verstärkt



b) Einfluss des Transits TG11, P=+2000 MW, d.h. Zone 6 ist Senke, Abschwächung bzw. Negierung der Importfunktion, Verringerung der Belastung gegenüber a)

Bild 6.29 Einfluss von Transiten verschiedener Richtung auf die Stabilität bei starkem Lastanstieg

6.3.5 Zusammenfassung

In Kapitel 6.2 wurden Elemente des Netzes, Zweige, Knoten und Generatoren ermittelt, an denen sich die elektrischen Größen aufgrund von Transiten besonders stark ändern. Hier wurden nun verschiedene Störfälle simuliert, um den Einfluss der Transite auf die transiente Stabilität zu bestimmen.

Bei der Untersuchung von Kurzschlüssen diene die maximal zulässige Kurzschlussdauer als Kriterium, als Stabilitätsgrenze. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die kritische Kurzschlussdauer nur im Bereich der Transitstrecke, also dort, wo mit zusätzlichen Belastungen zu rechnen ist, merklich ändert. Diese Änderung hat aber kaum Einfluss auf die Netzstabilität, weil sich die zulässige Kurzschlussdauer immer noch außerhalb der üblichen Schutzauslösezeiten befindet. Der Netzbetreiber muss darauf achten, dass die Fehlerströme nicht zu groß und von den Leistungsschaltern noch beherrscht werden können.

Werden aufgrund eines Kurzschlusses hoch ausgelastete Übertragungselemente vom Schutz abgeschaltet, z.B. bei einem Sammelschienenfehler, so kommt es zu großen Ausgleichsschwingungen, die zu weiteren Schutzauslösungen und damit zum Zusammenbruch von Teilnetzen führen können.

Kritisch für die Netzstabilität sind auch Ausfälle hoch belasteter Übertragungselemente ohne vorangegangenen Kurzschluss. Das wurde anhand von Beispielen in Zone 6 gezeigt. Einfachausfälle waren meist unkritisch, aber beim Ausfall von Doppelleitungen und der Unterbrechung des Übertragungsweges kam es bei Überschreiten einer bestimmten Transitleistung schnell zur Instabilität.

Mit dem entwickelten Programm können die maximal übertragbaren Transitleistungen bestimmt und durch Entwicklung eines angepassten Transifahrplanes die Gefährdung der Netzstabilität vermindert werden.

6.4 Modalanalyse

Mit Hilfe der Modalanalyse soll der Einfluss des Leistungsaustausches bzw. –transits auf die Dämpfung von globalen Netzpendelungen qualitativ erfasst werden. Es wurden deshalb für eine Anzahl von Transitvarianten die kritischen Eigenwerte berechnet. In Bild 6.30 sind die Eigenwerte bis zur Frequenz $f = 0,8$ Hz für einige ausgewählte Transitfälle dargestellt. Folgende Schlussfolgerungen lassen sich ziehen:

- Die Eigenwerte werden sowohl hinsichtlich der Dämpfung als auch der Frequenz durch Leistungstransite beeinflusst.
- Der Einfluss des Transits ist auf verschiedene Eigenwerte unterschiedlich. Manchmal sind Verbesserungen, manchmal Verschlechterungen erkennbar. Das ist gut am Beispiel von Transitgruppe 11 zu erkennen.
- Unterschiedliche Transite können die Eigenwerte unterschiedlich beeinflussen. Konkrete Aussagen sind jedoch nur für konkrete Netz- und Lastzustände möglich.

Generell wurden aber keine kritischen Zustände erreicht. Statisch gesehen bedeuten die Transite kein Problem.

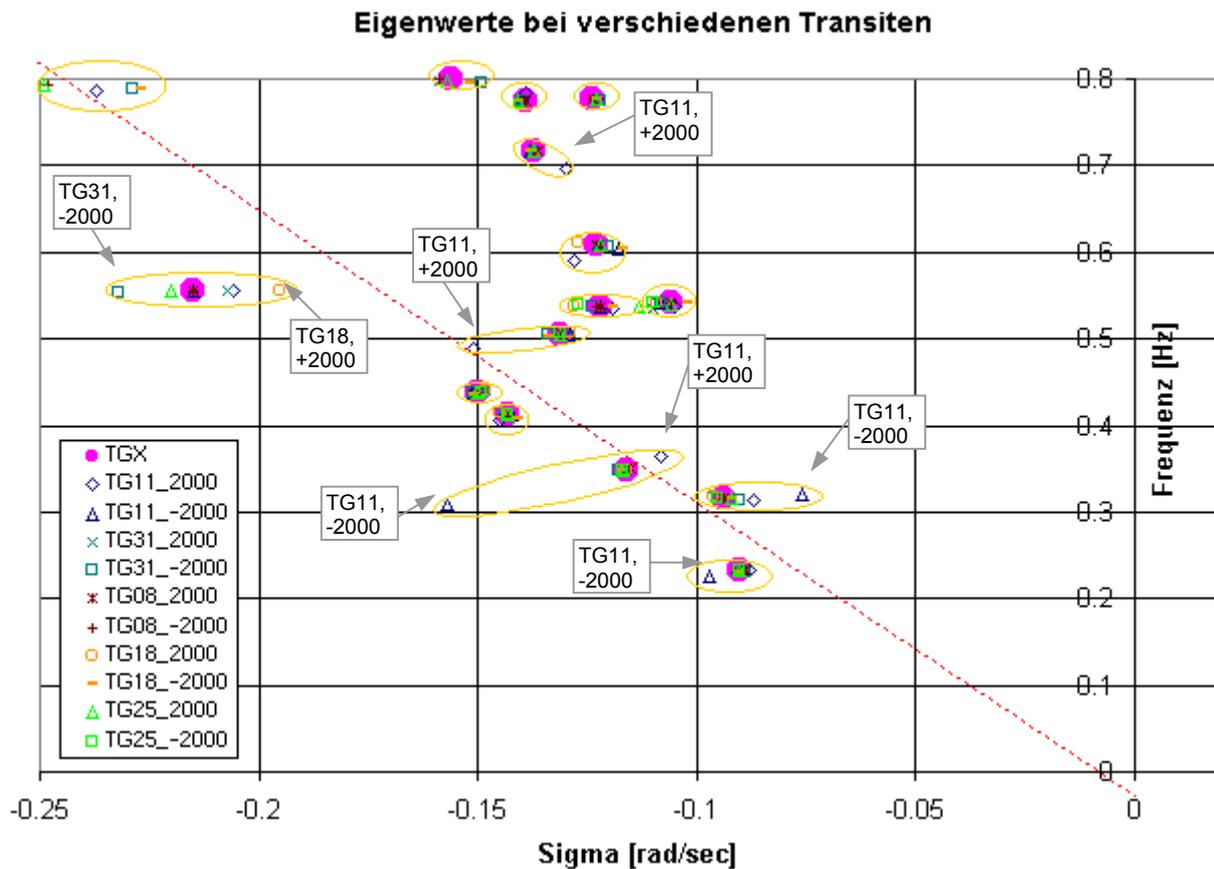


Bild 6.30 Einfluss verschiedener Transite auf die Eigenwerte des Netzes

7 Schlussbetrachtungen

7.1 Bewertung der Ergebnisse

Die Untersuchung der Auswirkungen von Transiten auf das deutsche Verbundnetz und auf dessen Stabilität wurde gegliedert in statische Betrachtungen mit Hilfe von Lastflussvergleichen und der Modalanalyse, der Untersuchung der transienten Stabilität anhand von Kurzschlüssen und Ausfällen verschiedenster Art sowie der Untersuchung der Spannungsstabilität an einem Beispiel.

Um Aussagen über die Gefährdungssituation und mögliche Abhilfemaßnahmen zu treffen, müssen die Einflussgrößen und Fehlerwahrscheinlichkeiten bekannt sein, aber auch sämtliche Abhängigkeiten und Verkettungen im Netz.

Die Codierung der Netzdaten führt hier zur Eingrenzung der Möglichkeiten. Die fehlenden Informationen zur Netzstruktur und anderen Merkmalen des Netzes verhindern einen sinnvollen Entwurf von Verbesserungs- oder Abhilfemaßnahmen. Außerdem ist die Genauigkeit der Ergebnisse auch abhängig von der Güte des Netzmodells. Hier spielen neben den Auswirkungen durch die Netzreduktion besonders die Nachbildung der Netzelemente, also der Lasten, der Transformatoren, Generatoren und deren Regelung eine bedeutende Rolle. Für die Untersuchung der Spannungsstabilität mussten zusätzliche Änderungen im Netz vorgenommen werden, um die Netzdynamik anzuregen. Auch wenn diese Nachbildung der Realität nicht ganz gerecht wird, so war es doch möglich, den Einfluss von Transiten auf den Verlauf bei einem Spannungszusammenbruch herauszustellen.

Das Fehlen der Grenzströme ist ein großes Manko, aber hier konnten durch den Ersatz der Werte mit Hilfe von Daten üblicherweise verwendeter Leitungen gute Schätzwerte zur Berechnung der Belastung der Leitungen und vor allem der zusätzlichen Belastung durch die Transite ermittelt werden.

Trotz der Codierung und dem Fehlen von Daten konnten Ergebnisse erzielt werden, die sich mit den Ergebnissen aus anderen Studien decken. Es ist üblich, zum Nachweis der Realitätsnähe der Simulationsergebnisse, aufgetretene und protokollierte Störfälle nachzubilden, zu simulieren und mit den aufgezeichneten Messergebnissen zu vergleichen.

In Bild 7.1 sind das Messprotokoll sowie Simulationsergebnisse [Bachmann 97] zu einem 1000 MW-Kraftwerksausfall in Belgien dargestellt. Mit den gegebenen Daten ist eine solche Nachbildung nicht möglich, weil es nicht möglich ist, einen Generator in Belgien ausfindig zu machen, ausfallen zu lassen und die Frequenzschwingungen an bekannten Knoten des Netzes zu beobachten.

Mit der Netzanalyse-Funktion „Suche nach bestimmten Netzelementen“ können jedoch Generatoren entsprechender Größe im Ausland herausgesucht und beispielsweise die Frequenz an allen Kuppelknoten betrachtet werden.

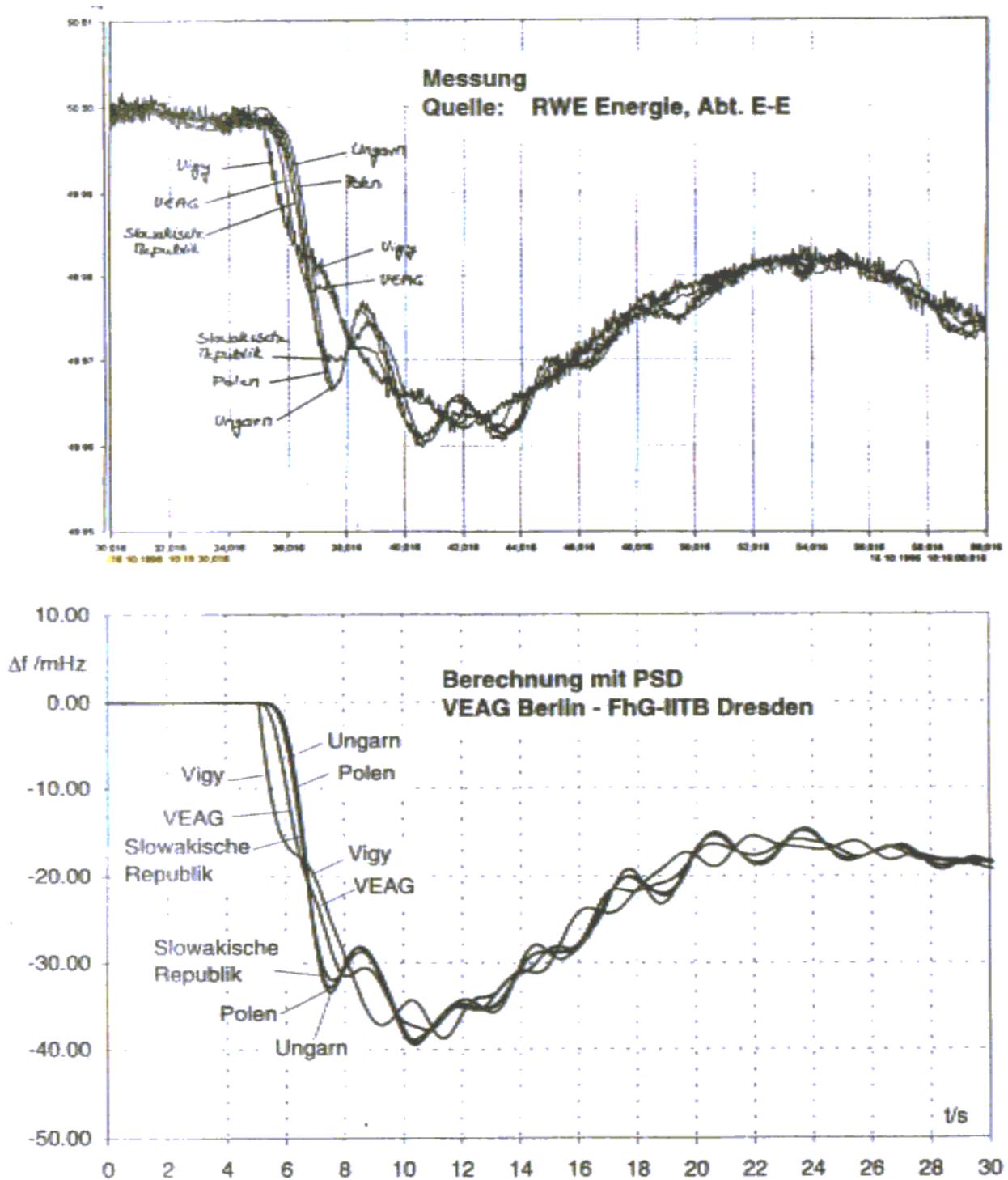


Bild 7.1 1000-MW-Kraftwerksausfall in Belgien – Verlauf der Netzfrequenz, Vergleich von Messung und Berechnung nach [Bachmann 97]

Die Untersuchung des Generatorsausfalls von AORA brachte ähnliche Ergebnisse wie die von [Bachmann 97]. Sie sind in Bild 7.2 dargestellt. Hier kann nun die Pendelfrequenz bestimmt sowie die Linie konstanter Frequenz ausgemacht werden. Die Ergebnisse sind allerdings nicht sehr aussagekräftig.

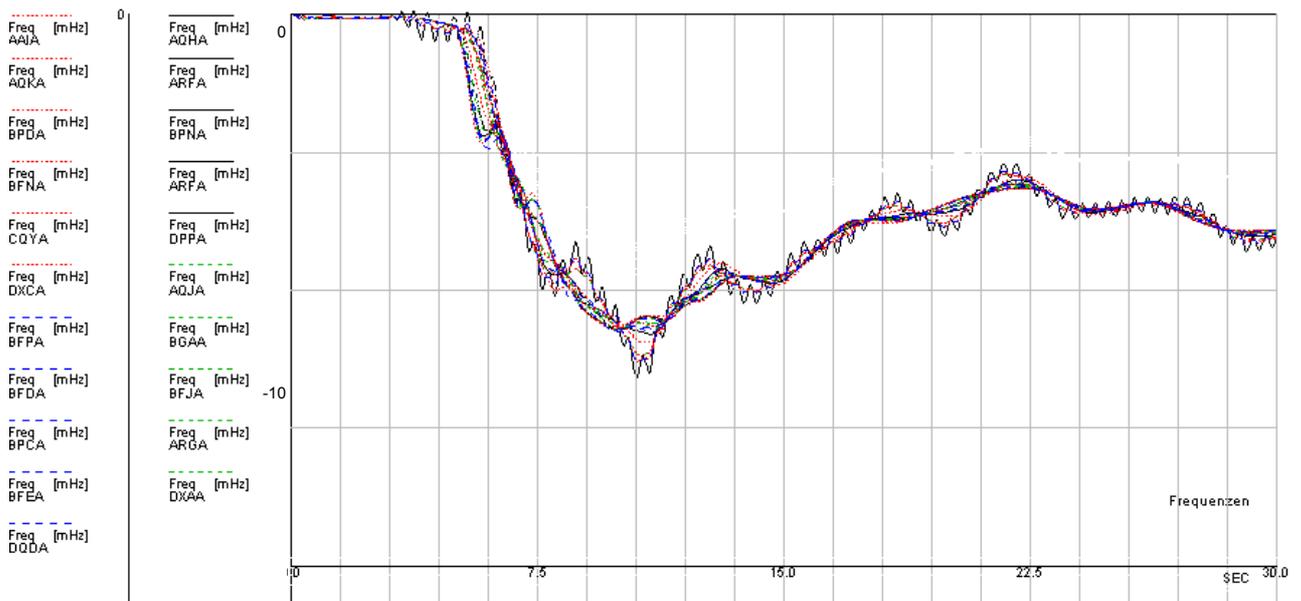


Bild 7.2 Verlauf der Netzfrequenz an den Kuppelknoten zu Deutschland bei Ausfall von Generator AORA, 1500MVA (Ausland)

Einfacher ist der Vergleich von Eigenwerten. Die in Kapitel 6 ermittelten Werte wurden denen von [Bachmann 97] und [Siemens 99] in Tabelle 6.6 sowie in Bild 7.3 gegenübergestellt.

Für die jeweils verwendeten Modellnetze wurde eine gute Übereinstimmung zwischen Modellverhalten und Messergebnissen nachgewiesen, aber die Aussagen und Ergebnisse gelten streng genommen nur für das untersuchte Modell und den gegebenen Lastzustand.

In Tabelle 6.6 sind die Werte für die Eigenwerte 1 und 2 aufgeführt. Hier kann eine gute Übereinstimmung der Ergebnisse festgestellt werden. Die Unterschiede sind mit den verschiedenen Netzkonstellationen (verschiedener Netzausbau, verschiedene Netzreduktion) und Belastungsvarianten zu begründen.

Wie stark die Eigenwerte vom Lastzustand, besonders von Transiten beeinflusst werden, ist in Bild 7.3 zu erkennen. Der Eigenwert 1 von [Bachmann 97] hat bei annähernd gleicher Frequenz eine deutlich geringere Dämpfung. Das könnte durch bestimmte Lastbedingungen verursacht sein (eine ähnliche Verschiebung ist auch bei Eigenwert 3 in Bild 7.3 aufgetreten). Oder bei Bachmanns Berechnungen lag noch eine ältere Netzstruktur vor, und in den späteren Berechnungen (ab 1999) wurden dämpfungsfördernde Maßnahmen berücksichtigt.

	[Bachmann 97]	[Siemens 99]	TU Berlin 2001
Eigenwert 1:	$\lambda_1 = (-0.025 \pm j1,673) \text{ s}^{-1}$, Frequenz $f = 0.266 \text{ Hz}$	Frequenz $f = 0.23 \text{ Hz}$	$\lambda_1 = (-0.090 \pm j1,456) \text{ s}^{-1}$, Frequenz $f = 0.232 \text{ Hz}$
Eigenwert 2:	$\lambda_2 = (-0,088 \pm j1,945) \text{ s}^{-1}$, Frequenz $f = 0,310 \text{ Hz}$	Frequenz $f = 0,30 \text{ Hz}$	$\lambda_2 = (-0,094 \pm j1,989) \text{ s}^{-1}$, Frequenz $f = 0,317 \text{ Hz}$

Tabelle 6.6 Vergleich der ermittelten Eigenwerte mit denen aus veröffentlichten Studien

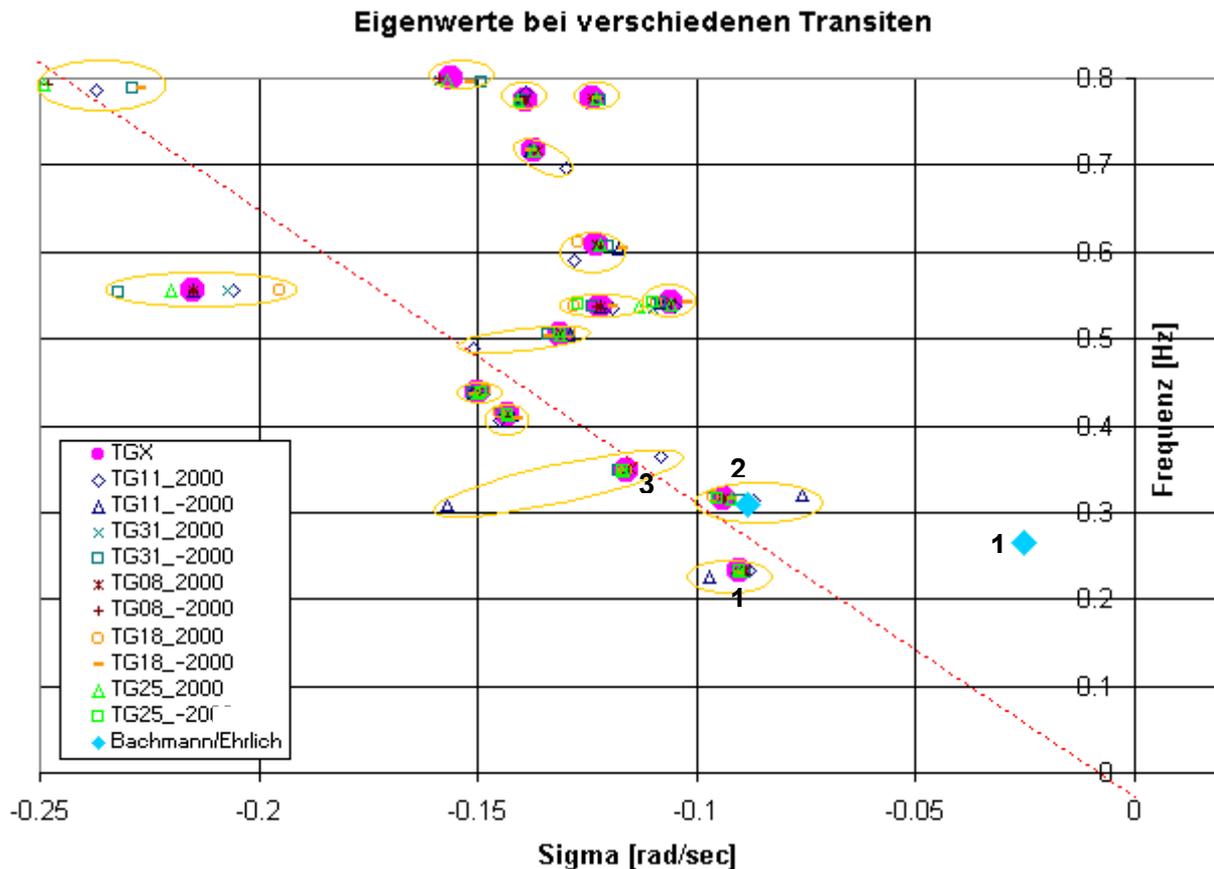


Bild 7.3 Vergleich der Eigenwerte berechnet mit NEVA und dem codierten Datensatz (TU Berlin 2001) und berechnet mit PSD [Bachmann 97]

In dieser Arbeit kam es jedoch nicht auf die exakte Genauigkeit der Ergebnisse an, vielmehr sollte der Einfluss von Transiten auf die Stabilität des deutschen Verbundnetzes untersucht werden, um herauszustellen, welche Mechanismen die Transite auslösen und wie das Netz auf die erhöhte Belastung reagiert. Das ist mit den gegebenen Daten gelungen:

Mit den entwickelten Transitgruppen sind sämtliche mögliche Einzel-Transitvariationen, ganz unabhängig und gelöst von den real existierenden Verhältnissen, untersucht worden. Es wurde auf eine Kombination von Transiten verzichtet, weil diese Verhältnisse leicht durch Überlagerung der Ergebnisse aus den angestellten Untersuchungen erzielt werden können. Aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten an den Kuppelstellen wird nicht von einer zusätzlichen Gefährdung durch Transitzkombinationen ausgegangen.

Die Ergebnisse der zahlreich durchgeführten Kurzschlussuntersuchungen zeigen, dass Transite zwar die transiente Stabilität beeinflussen, aber meist nur dort besonders stark, wo die kritischen Kurzschlussdauern (Fehlerklärungszeiten) besonders hoch und damit größer sind, als die üblichen Dauern für eine Kurzunterbrechung oder für die Abschaltung durch den Schutz.

Die Untersuchungen haben weiterhin gezeigt, dass der KSI bei transienten Vorgängen ein mögliches Indiz zur Bewertung des Netzzustandes ist. Große Werte deuten auf eine Verschlechterung bzw. zunehmende Gefährdung des Netzbetriebes hin. Allerdings konnte

kein fester Grenzwert definiert werden, wie das in früheren Untersuchungen am damaligen Inselnetz der Berliner Bewag möglich war [Zöphel 97]. Im großen Verbundnetz gibt es ausreichend Reserven und aufgrund des hohen Vermaschungsgrades auch genügend Wege, die Leistungsdefizite auszugleichen.

Bei der Untersuchung der Spannungsstabilität mit Hilfe von Lastanstiegen kam es jedoch zu Widersprüchen bei der Bewertung der KSI-Werte. Hier sind weitere Untersuchungen nötig.

7.2 Bewertung des Programmsystems

Vorgestellt wurde ein Programmsystem, mit welchem die Auswirkungen zusätzlicher Transite durch das deutsche Verbundnetz untersucht werden können.

Dieses Programmsystem besteht aus den Komponenten Simulationsprogramm und Expertensystem. Das Simulationsprogramm ermöglicht die Berechnung aller in NETOMAC-Notation vorliegenden Netze. Das Expertensystem wurde ebenso konzipiert. Die Netzanalyse enthält Funktionen, mit denen die Netze an die Untersuchungen angepasst werden können. Dies ist eine Folge der Bereitstellung des hier zu untersuchenden Netzes in codierter Form. Fehlende Daten, wie z. B. der thermische Grenzstrom oder Bezeichnungen der Elemente können eingefügt werden, um die enthaltenen Funktionen zur Ereignisgenerierung, -simulation und Ergebnisauswertung in vollem Umfang nutzen können. Zusätzliche Anpassungen sind leicht durch Hinzufügen weiterer Wissensmodule mit entsprechenden Abfragen, Funktionen und Datenbanken möglich.

Damit wird den Energieversorgern ein Werkzeug zur Verfügung gestellt, mit welchem sie schnell Auswirkungen geplanter Stromhandelsgeschäfte und Durchleitungen bestimmen können.

Wie schnell die Untersuchung geht, hängt von deren Art ab, von der Größe des Netzes und der Rechnergeschwindigkeit. Ein 300 MHz-Rechner benötigte für die vollständige Netzanalyse (alle Funktionen aktiv) des gegebenen Netzes ca. 20 Minuten. Lastflussvergleiche sind je nach den vorgegebenen Kriterien nach 2 bis 5 Minuten fertig, die Erstellung von Ereignislisten hängt ebenfalls von den Kriterien ab und dauert etwa 0,5 bis 3 Minuten. Bei der Simulation und Auswertung eines Ereignisses kann man von einer durchschnittlichen Dauer von 1 Minute ausgehen, bei Variation der Parameter steigt die Dauer entsprechend der zu variierenden Parameter (z.B. Kurzschlussdauer, Transithöhe, Transitart, vgl. Bild 4.10) stark an. Die Untersuchung eines Kurzschlusses kann dann auch mehrere Stunden dauern.

Handelt es sich jedoch um Untersuchungen in einem bekannten Netz, wo die Kriterien gezielt und die Parameter optimiert eingestellt werden können, liegen die Ergebnisse in recht kurzer Zeit vor. Die Ergebnisse in Form von Excel-Dateien und –Diagrammen sowie eines Protokolls ermöglichen einen schnellen Überblick über die Untersuchung, über die kritischen Zustände und Ereignisse, auf die der Netzbetreiber mit bestimmten Maßnahmen reagieren kann.

Ein rechenzeitsparender Vorteil bei den Untersuchungen ist dabei die Betrachtung der maximalen Werte. Durch sie erhält man einen schnellen Überblick und kann Schwachstellen und Problemzonen schnell identifizieren.

Die Module zum Maßnahmenvorschlag, Test der Maßnahmen und zur Validierung der Maßnahmen sind noch recht spärlich mit Wissen gefüllt. Hier liegt es in der Hand der Anwender, ihre Erfahrungen einzubringen und dabei auch die Politik des Unternehmens zu berücksichtigen, wie z.B. die Fahrweise des Netzes, die Ansprüche an die Sicherheit, die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen usw.

Durch den modularen Aufbau des Expertensystems kann es relativ einfach (Kenntnisse im Umgang mit der KI-Sprache LISP sind erforderlich) und flexibel für zusätzliche Untersuchungen erweitert werden.

8 Zusammenfassung

In der deutschen Elektrizitätsversorgung wurde in sehr kurzer Zeit eines der liberalsten Wettbewerbsmodelle entwickelt und umgesetzt. Insgesamt wurde die Stromrechnung der deutschen Kunden seit der Liberalisierung um rd. 15 Mrd. DM vermindert. Um dem verstärkten Wettbewerbsdruck zu begegnen, reduzieren die Stromversorger Investitionen und Instandhaltung von Anlagen bzw. optimieren ihre Netze und legen Kraftwerkskapazitäten still. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Netze. Die Sicherheit der Stromqualität ist für hochkomplexe Produktions- und Steuerungsprozesse in der Industrie, in Krankenhäusern oder Rechenzentren von größter Bedeutung. Schon geringe Schwankungen der Versorgungsqualität können gravierende Folgen haben.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung wird künftig zu einem differenzierenden Preis- und Qualitätsmerkmal. Die Öffnung der nationalen Märkte hat zu einem starken Anstieg der überregionalen Stromtransporte in der Europäischen Union geführt. Lokal bestehen bereits Netzengpässe. VDE-Experten weisen darauf hin, dass eine zuverlässige vorausschauende Planung der Netzauslastung für die Netzsicherheit unabdingbar ist. Über einen verstärkten Datenaustausch wollen die Netzbetreiber mit Lastflussprognosen mögliche Netzengpässe frühzeitig erkennen und Maßnahmen zu deren Vermeidung einleiten.

Mögliche Netzengpässe zu erkennen, Schwachstellen im Netz aufzudecken und Abhilfemaßnahmen vorzuschlagen, waren auch Ziele dieser Arbeit, die sich mit der Untersuchung der „Auswirkungen von durch die Deregulierung bedingten Transferleistungen durch das deutsche Verbundnetz auf dessen Stabilitätsverhalten“ beschäftigt.

Hierfür wurde von der DVG ein Datensatz des westeuropäischen Verbundnetzes zur Verfügung gestellt. Das deutsche Netz ist darin in den Hochspannungsebenen (110kV, 220kV, 380kV) detailliert und in den unteren Spannungsebenen sowie außerhalb Deutschlands reduziert nachgebildet. Sämtliche Daten liegen in codierter Form vor, so dass keine topografischen Informationen vorhanden sind. Für die Untersuchung stellte dies eine besondere Herausforderung dar. Es mussten verschiedene Möglichkeiten gefunden werden, um das Netz zu analysieren, sinnvolle Ereignisse zu definieren und schließlich die Simulationsergebnisse auszuwerten.

Zunächst wurde ein Programmsystem geschaffen, dass die Untersuchungen durch die Automatisierung der Vorgänge erleichtern und beschleunigen sollte: Hinter einer benutzerfreundlichen Oberfläche, über die sämtliche Kriterien für die Untersuchung angegeben werden, arbeiten ein Expertensystem sowie das digitale Simulationsprogramm NETOMAC zusammen. Das Expertensystem besteht aus der Steuerwissensbasis, die den gesamten Ablauf steuert und der Faktenwissensbasis, in welcher das zu untersuchende Netz sowie das Wissen zur Untersuchung und Bewertung des Netzes abgebildet ist. Sie besteht aus den Wissensmodulen Netzanalyse, Ereignisgenerierung, Kommunikation mit dem Simulationsprogramm und Steuerung der Ereignissimulation, Ergebnisabfrage, Diagnose und Ergebnisauswertung sowie Maßnahmenvorschlag, -test und -validierung.

Folgende Funktionen wurden Schritt für Schritt implementiert und sind nun flexibel einsetzbar:

- Arbeit mit codierten Netzdaten (z.B. durch Reduktion von Teilnetzen oder zum Schutz der Daten vor der Konkurrenz) und/oder unvollständigen Daten (z.B. Einfügen fehlender Grenzstromwerte, Elementebezeichnungen)
- Trennung eines großen Netzes in Teilnetze, Zonen, Definition von Transitgruppen
- dynamische Reduktion von Teilnetzen (NETOMAC-Teilfunktion)
- Automatische Generierung verschiedenster Ereignisse:
 - Kurzschlüsse zur Untersuchung der transienten Stabilität und Bestimmung der Stabilitätsgrenze
 - Ausfall beliebiger Elemente
 - Lastanstiege
 - Einfügen von Transformatorstufenschaltern
 - Verkettung von Ereignissen zur Untersuchung der Spannungsstabilität
- Untersuchung der Auswirkungen verschiedenster Transite (Art und Höhe, Einspeise- und Abnahmepunkte, Kombinationen) durch Lastflussvergleiche, Bestimmung der kritischen Kurzschlussdauern und maximalen Fehlerzeiten bei verschiedensten Ereignissen und bei Variation der Transitparameter
- Umfassende Auswertungsmöglichkeiten über ein Protokoll (in html-Format) sowie mehrere Excel-Dateien und -Diagramme

Mit Hilfe der genannten Funktionen konnten die Auswirkungen zusätzlicher Transite durch das deutsche Verbundnetz untersucht werden:

Die Auslastung der Übertragungselemente war bisher aufgrund der hohen Vermaschung eher gering und ließ daher noch reichlich Kapazitäten für die weiträumige Energieübertragung zu. Grenzen für Transite sind dennoch gegeben: durch die Auslastung der Kuppelleitungen zwischen den Verbundnetzen. Hier werden von der ETSO halbjährlich die möglichen Netzübertragungskapazitäten (NTC – Net Transfer Capacity) veröffentlicht, nach denen sich die Netzbetreiber bei der Genehmigung von Durchleitungen richten sollen. Diese Werte werden unter Berücksichtigung der thermischen Grenzleistung, sowie anhand der Ergebnisse einiger Untersuchungen zur transienten Stabilität ermittelt und gewährleisten einen ausreichenden Sicherheitsspielraum.

In dieser Arbeit wurde aufgrund der Unkenntnis der Grenzleistung und wegen simulationstechnischer Grenzen (keine Konvergenz im Lastfluss) die maximale Transitleistung auf $P_{Tr} = 2000$ MW festgelegt. Zur Realisierung der Transite wurde jeweils an einer Kuppelleitung Leistung eingespeist und die gleiche Menge an einer anderen Kuppelleitung wieder entnommen. Die Höhe der Transite sowie die Richtung (Einspeise-/Entnahmegebiet) wurden variiert.

Bei der Untersuchung der statische Stabilität wurden durch Lastflussvergleiche und Bestimmung der Änderungen der KSI-Werte und Polradwinkel unter den verschiedenen Transitbedingungen schnell diejenigen Zonen und Transite gefunden, bei denen sich aufgrund der Transite die größten Änderungen hinsichtlich Belastung, KSI und Polradwinkel

ergaben. Diese Ergebnisse waren Ausgangspunkt für die Untersuchung der transienten Stabilität anhand der Simulation verschiedener Kurzschluss- und Ausfallereignisse in diesen Gebieten.

Zum Abschluss der Untersuchungen kann festgestellt werden, dass sich die Transite auf nahezu jeden Netzbereich auswirken. Sie führen zu einer geänderten Auslastung der Betriebsmittel, insbesondere der Übertragungselemente der 380 kV-Spannungsebene. Besonders stark werden dabei die Übertragungselemente in den Einspeise- und Entnahmegebieten beansprucht.

Der erhöhte oder verringerte Blindleistungsbedarf wird durch Anpassung der Blindleistungsbereitstellung durch die Generatoren ausgeglichen. Die resultierende Änderung der Polradwinkel bewirkt auch eine Änderung bei den Störungsabläufen. So kann es gerade bei Fehlern auf der Übertragungsstrecke, zur Verringerung der kritischen Kurzschlussdauern, also der zulässigen Fehlerklärungszeiten kommen. Die Größe dieser Änderungen steigt mit zunehmendem Abstand zu den Generatoren und damit mit der Größe der maximalen Kurzschlussdauer.

In Generatornähe liegen die maximalen Kurzschlussdauern allgemein zwischen 0,16 s und 0,3 s, unter Transiteinfluss betrug die maximale Verringerung 0,03 s. Auf der Übertragungsstrecke, wo die maximalen Kurzschlussdauern ohne Transiteinfluss zwischen 0,3 s und mehr als 0,8 s liegen, war eine maximale Verringerung von 0,08 s festzustellen.

Diese recht kleinen Änderungen sind unbedeutend für den Netzbetrieb, da die resultierenden Fehlerklärungszeiten immer noch außerhalb der üblichen Zeiten für Schutzauslösung bzw. Kurzunterbrechung liegen.

Allerdings konnte an einem Beispiel in Zone 6 gezeigt werden, dass Kurzschlüsse mit einer folgenden Abschaltung aller am betroffenen Knoten angeschlossenen Elemente, zu großen Ausgleichsschwingungen und zur Instabilität einiger Generatoren führen können. Auch Ausfälle von hochbelasteten Übertragungselementen ohne vorangegangenen Kurzschluss führen bei Überschreitung bestimmter Transitleistungen zur Instabilität und möglicherweise zum Zusammenbruch des Teilnetzes. Hier wurde die Grenze möglicher Transite überschritten. Bei der Berechnung der Net Transfer Capacities (NTC) durch die ETSO werden solche Ereignisse berücksichtigt, und die Übertragungskapazität wird entsprechend eingeschränkt, so dass ein sicherer Betrieb auch bei Ausfällen der Übertragungselemente gewährleistet werden kann.

Die Untersuchungen in dieser Arbeit haben gezeigt, dass im deutschen Netz bei Einhaltung der Grenzwerte keine zusätzliche Gefährdung der Stabilität durch Transite zu erwarten ist.

Diese Aussagen beziehen sich dabei auf das gegebene Netzmodell und den untersuchten Lastzustand, der als recht hoch eingeschätzt wurde. In Schwachlastzeiten wie z.B. im Sommer, wo die Belastung der Betriebsmittel durch Revision verschiedener Anlagen und durch verstärkte Nutzung der Energieerzeugung aus Wasserkraft ebenfalls recht hoch sein kann, kann es zu einer weiteren Absenkung der kritischen Kurzschlussdauer kommen. Diese Fälle müssen noch untersucht werden.

9 Anhang

9.1 Engpässe im Übertragungsnetz [DVG 00]

- (1) Ein Engpass besteht, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.
- (2) Ein Engpass definiert sich auch, wenn der ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber) die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller angemeldeten bzw. prognostizierten Fahrpläne das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.
- (3) Engpässe können aufgrund unvorhergesehener betrieblicher Situationen oder größerer als erwarteter Fahrplananmeldungen kurzfristig auftreten.
- (4) Engpässe werden definiert für Importe in eine Regelzone oder eine Gruppe von Regelzonen, für Exporte aus einer Regelzone oder einer Gruppe von Regelzonen, oder für Transite (gleichzeitiger Import und Export) durch eine Regelzone oder Gruppe von Regelzonen. Bei Transit-Engpässen ist anzugeben, welche Regelzone-zu-Regelzonen-Lieferung den Engpass betreffen. Wenn Engpässe innerhalb einer Regelzone auftreten und das entsprechende Import-, Export- oder Transitgebiet messtechnisch sauber abgrenzbar ist, kann auch ein solches Gebiet zum Engpass erklärt werden. Die Definition der Abgrenzung eines Gebiets erfolgt über die Netzbetriebsmittel (z.B. Leitungen).
- (5) Es liegt im Rahmen der in (2) genannten begründeten Erwartung im Ermessen des oder der betroffenen ÜNB zu entscheiden, wie lange oder oft ein bestimmter Engpass wie in (7) beschrieben gehandhabt wird, bzw. welche Höhe an Fahrplananmeldungen auftreten muss, bevor der Engpass veröffentlicht wird.
- (6) Die Veröffentlichung von Engpässen erfolgt durch die betroffenen ÜNB i.d.R. auf ihren Internet-Seiten inkl. einer Begründung. Für Engpässe der deutschen ÜNB werden Verweise („Links“) auf der Internet-Seite der DVG eingerichtet.
- (7) Bei der Veröffentlichung eines Engpasses wird angegeben:
 - Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt
 - Prognostizierte Dauer
 - Methode des Engpassmanagements (kurz-, mittel-, langfristig)
 - Anmelde- und Genehmigungspflichten für Fahrpläne, die diesen Engpass betreffen
 - Übertragungsfähigkeit der entsprechenden Schnittstelle
 - Ggf. Pläne zur Beseitigung
- (8) Kurzfristig auftretende Engpässe werden von dem oder den betroffenen ÜNB durch Schaltmaßnahmen bzw. durch von ihnen angewiesenen geänderten Einsatz von mit ihnen unter Vertrag stehenden Erzeugungseinheiten bzw. durch Energiegeschäfte so gehandhabt, dass die (n-1)-Sicherheit im Betrieb wieder hergestellt wird.

- (9) Die Maßnahmen und Verfahren für den Energieaustausch im Bereich von Netzengpässen müssen so gestaltet sein, dass der Anspruch der BKV (Bilanzkreisverantwortliche) bezüglich der Energieübertragungsmöglichkeit über den Engpass hinweg, d.h. auf beiden Seiten des Engpasses, diskriminierungsfrei gewährleistet ist.
- (10) Um die Anmeldung von Fahrplänen genehmigungspflichtig werden zu lassen, müssen Engpässe von dem/den betroffenen ÜNB 24 Stunden vor Ende der Anmeldefrist für Fahrpläne veröffentlicht werden.
- (11) Fahrplananmeldungen, welche veröffentlichte Engpässe betreffen, werden die betroffenen ÜNB auf ihre Durchführbarkeit prüfen und diese genehmigen oder mit Angabe von Gründen ablehnen.

9.2 Netzanalyse

9.2.1 Aufteilung des Inlandsnetzes in Zonen

Ausgehend von den Innenknoten der Transitgruppen werden die einzelnen Zonen bestimmt.

1. Schritt nacheinander für jede Zone:

- Suche nach angeschlossenen Elementen mit Slot Lage = Inland (die Weiter-
suche für Elemente mit Lage = Ausland oder Lage = Kuppel wird vermieden)
- Für diese Elemente die Zonenzuordnung speichern
- Endknoten dieser Elemente merken und in Zonenknoten-Instanz speichern

Wurden alle Transitgruppen abgearbeitet, werden die Zonenknoten-Instanzen auf gleiche Knotennamen überprüft und mehrfach auftretende gelöscht, um eine Doppeluntersuchung und auch Mehrfachzuordnung zu Zonen zu unterbinden.

Bei doppelter Zonenvergabe kann hier davon ausgegangen werden, dass diese Zonen bzw. Transitgruppen sehr dicht beieinander liegen und deshalb werden sie zu einer Transitgruppe bzw. Zone zusammengefasst.

2. Schritt nacheinander für jede Zonenknoten-Instanz:

- Suche nach angeschlossenen Elementen mit Lage = Inland (die Weiter-
suche für Elemente mit Lage = Ausland oder Lage = Kuppel wird vermieden)
- diesem Element Zonenzuordnung schicken - doppelte Zonenvergabe wird nicht
zugelassen. Es gilt: Wer zuerst kommt, malt zuerst.
- Endknoten dieser Elemente merken und in Zonenknoten-Instance speichern

3. Schritt: mehrfache Wiederholung von Schritt 2

In dieser Arbeit wurde der Ablauf fünfmal wiederholt. Bild 9.1 zeigt, dass bei weiteren Durchläufen nur noch wenige Zonen wirklich wachsen würden.

9.2.2 Definition der thermischen Grenzströme

Zur Berechnung der Auslastung der Leitungen muss in der Eingabedatei der Grenzstrom der Leitung angegeben werden. Oft ist dieser jedoch nicht bekannt.

Damit trotzdem mit Richtwerten gearbeitet werden kann, verfügt die Netzanalyse über eine Funktion, die in der Datei einen Grenzstrom einfügt, der den Daten der Leitung entsprechen sollte.

Hierfür existiert eine Datei "WB\Grenzen\l_therm.dat" mit typischen Leitungsdaten und zugehörigen Grenzströmen (Bild 9.2). Diese Datei kann beliebig erweitert und geändert werden, so dass z.B. nur die für das zu untersuchende Netz möglichen Leitungstypen verwendet werden.

Zunahme der gefundenen Elemente pro Zone nach den einzelnen Durchläufen

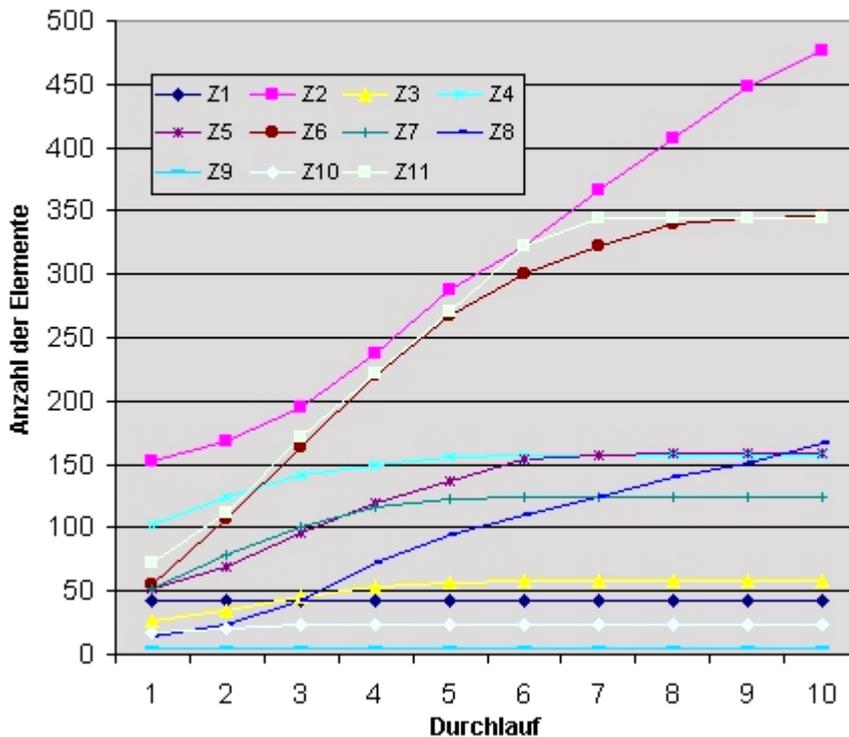


Bild 9.1 Zonenbildung für ein großes Netz: Abhängigkeit der Anzahl der gefundenen Elemente von der Anzahl der Suchdurchläufe

Automatischer Ablauf zur Vergabe der Grenzströme:

1. Einlesen der Grenzstromwerte-Datei "I_therm.dat" (Bild 9.2) und bilden von Instanzen zu den einzelnen Typen
2. Öffnen der zu ändernden Datei (z.B. Inland.mac, Kuppel.mac)
3. zeilenweises Einlesen der R-, X- und C-Werte sowie der Spannung und Suche nach dem entsprechenden Leitungstyp aus der Datei
 - zunächst werden alle Typen mit der gleichen Spannung gesucht, deren R/X-Verhältnis ungefähr gleich groß ist, also innerhalb eines Toleranzbandes liegt
 - Mit Hilfe der Daten der gefundenen Leitungstypen wird die Länge der Leitung ermittelt und daraus der Kapazitätsbelag. Der Typ, bei dem dann der Unterschied von R/X und Kapazität am geringsten ist, wird verwendet.
4. Einfügen des gefundenen Grenzstromes

Bei mehreren in Frage kommenden Leitungstypen wird derjenige mit dem kleineren thermischen Grenzstrom verwendet.

U [kV]	R'/X'	R' ges [Ohm/km]	X' ges [Ohm/km]	Cb' [nF/km]	Id ges [A]	Id,0.7 [A]	Id,1 [A]	R' LL [Ohm/km]	Id LL [A]	El [km ²]	Lb' Typ	System-anzahl	Typ	Bemerkungen	UCTE-Report	Quelle
U [kV]	R'/X'	R' ges [Ohm/km]	X' ges [Ohm/km]	Cb' [nF/km]	Id ges [A]	Id,0.7 [A]	Id,1 [A]	R' LL [Ohm/km]	Id LL [A]	El [km ²]	Lb' Typ	System-anzahl	Typ	Bemerkungen	UCTE-Report	Quelle
110	2.425	0.320	0.132	210	224	180	180	0.42	0.42	95	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.964	0.253	0.129	220	254	203	203	0.41	0.41	120	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.681	0.206	0.123	240	282	225	225	0.39	0.39	150	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.463	0.193	0.132	210	288	231	231	0.42	0.42	95	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.374	0.164	0.119	260	317	252	252	0.38	0.38	185	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.188	0.153	0.129	220	325	259	259	0.41	0.41	120	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.105	0.125	0.113	290	363	287	287	0.36	0.36	240	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	1.012	0.124	0.123	240	361	287	287	0.39	0.39	150	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.909	0.100	0.110	310	408	320	320	0.35	0.35	300	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.830	0.099	0.119	260	403	320	320	0.38	0.38	185	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.750	0.078	0.104	350	462	361	361	0.33	0.33	400	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.667	0.075	0.113	290	459	362	362	0.36	0.36	240	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.631	0.099	0.157	130	456	357	357	0.5	0.5	185	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.602	0.061	0.101	410	515	399	399	0.32	0.32	500	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.547	0.060	0.110	310	512	402	402	0.35	0.35	300	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.511	0.075	0.148	140	523	408	408	0.47	0.47	240	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.482	0.047	0.097	450	578	445	445	0.31	0.31	630	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.453	0.047	0.104	350	571	445	445	0.33	0.33	400	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.416	0.060	0.145	150	584	453	453	0.46	0.46	300	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.403	0.037	0.091	530	634	482	482	0.29	0.29	800	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.364	0.037	0.101	410	624	483	483	0.32	0.32	500	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.340	0.047	0.138	160	656	506	506	0.44	0.44	400	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.305	0.119	0.390	100	645	506	506	0.1188	0.1188	645	1 o. 2	Al/St 240/40	Donau-Mast	ABB-Faschenbuch, Schaltanlagen		
110	0.291	0.028	0.097	450	687	527	527	0.31	0.31	630	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.288	0.109	0.380	9.5	680	527	527	0.1094	0.1094	680	1,21	Al/St 265/35	verm. Donau-Mast	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.277	0.037	0.132	170	730	562	562	0.42	0.42	500	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.243	0.022	0.091	530	731	557	557	0.29	0.29	800	NPKDVFST2Y		Gasaussendruckkabel	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.225	0.028	0.126	190	814	622	622	0.4	0.4	630	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.180	0.022	0.123	200	890	677	677	0.39	0.39	800	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.176	0.067	0.379	9.67	900	677	677	0.0666	0.0666	900	2	Al/St 435/55	Donau-Mast	SIEMENS, Short-circuit Currents ...		
110	0.151	0.018	0.116	220	958	725	725	0.37	0.37	1000	N2XS (FL) 2Y		VPE-Kabel in Dreieckverl	ETG-Fachbericht 44, 110KV Kabelanlagen		
110	0.125	0.033	0.266	13.65	1800	725	725	0.0666	0.0666	900	2	Al/St 435/55	Donau-Mast	Hütte, Elektrische Energietechnik		
220	0.283	0.119	0.420	300	645	645	645	0.1188	0.1188	645	1 o. 2	Al/St 240/40	Donau-Mast	ABB-Faschenbuch, Schaltanlagen		
220	0.198	0.059	0.300	1290	1290	1290	1290	0.1188	0.1188	645	1 o. 2	Al/St 240/40	Donau-Mast	ABB-Faschenbuch, Schaltanlagen		
220	0.183	0.055	0.299	1360	1360	1360	1360	0.1094	0.1094	680	2	Al/St 265/35	Donau-Mast	SIEMENS, Short-circuit Currents ...		
220	0.165	0.067	0.403	9.06	900	900	900	0.0666	0.0666	900	1	Al/St 435/55	Donau-Mast	SIEMENS, Short-circuit Currents ...		
380	0.238	0.056	0.237	1700	1700	1700	1700	0.2259	0.2259	425	4	Al/St 125/30	16.3	0.164802253		
380	0.205	0.048	0.237	1880	1880	1880	1880	0.1939	0.1939	470	4	Al/St 150/25	17.1	0.166788181		
380	0.179	0.042	0.235	2080	2080	2080	2080	0.1682	0.1682	520	4	Al/St 170/40	18.9	0.171014012		
380	0.167	0.039	0.235	2140	2140	2140	2140	0.1571	0.1571	535	4	Al/St 185/30	19	0.171239773		
380	0.147	0.035	0.234	2360	2360	2360	2360	0.138	0.138	590	4	Al/St 210/35	20.3	0.174096585		
380	0.146	0.034	0.233	2440	2440	2440	2440	0.1363	0.1363	610	4	Al/St 210/50	21	0.175578392		
380	0.134	0.031	0.233	2520	2520	2520	2520	0.1249	0.1249	630	4	Al/St 230/30	21	0.175578392		
380	0.128	0.030	0.233	2580	2580	2580	2580	0.1188	0.1188	645	4	Al/St 240/40	21.8	0.177227196		
380	0.118	0.027	0.232	2720	2720	2720	2720	0.1094	0.1094	680	4	Al/St 265/35	22.4	0.178434262		
380	0.114	0.030	0.260	2580	2580	2580	2580	0.1188	0.1188	645	1 o. 2	Al/St 240/40	Donau-Mast	ABB-Faschenbuch, Schaltanlagen		
380	0.105	0.027	0.260	2720	2720	2720	2720	0.1094	0.1094	680	2	Al/St 265/35	Donau-Mast	ABB-Faschenbuch, Schaltanlagen		
380	0.103	0.024	0.231	2960	2960	2960	2960	0.0949	0.0949	740	4	Al/St 300/50	24.5	0.182476846		
380	0.103	0.024	0.231	2960	2960	2960	2960	0.0949	0.0949	740	4	Al/St 305/40	24.1	0.181727438		
380	0.092	0.021	0.231	3160	3160	3160	3160	0.0851	0.0851	790	4	Al/St 340/30	25	0.183400809		
380	0.084	0.026	0.307	2080	2080	2080	2080	0.0514	0.0514	1040	2	Al/St 560/50	Donau-Mast	SIEMENS, Short-circuit Currents ...		
380	0.082	0.019	0.229	3360	3360	3360	3360	0.0757	0.0757	840	4	Al/St 380/50	27	0.186963653		
380	0.081	0.019	0.230	3400	3400	3400	3400	0.0748	0.0748	850	4	Al/St 385/35	26.7	0.186444132		

Bild 9.2 Auszug aus der Grenzstrom- Datenbank

9.2.3 Modifizierter Vermaschungsgrad

Es handelt sich hier um einen modifizierten Vermaschungsgrad, weil er lediglich aus dem Verhältnis von Anzahl der Zweige zur Anzahl der Knoten für die entstandenen Zonen gebildet wurde. Er dient der Abschätzung für das Verhalten des Teilnetzes hinsichtlich der Verteilmöglichkeiten der Transitleistung. Je größer der Wert ist, desto besser kann die Leistung sich aufteilen.

	Anzahl der Zweige	Anzahl der Knoten	Vermaschungsgrad
Zone 1	32	9	3.56
Zone 2	222	85	2.61
Zone 3	42	19	2.21
Zone 4	114	43	2.65
Zone 5	99	47	2.11
Zone 6	194	114	1.70
Zone 7	80	52	1.54
Zone 8	61	39	1.56
Zone 9	4	2	2.0
Zone 10	18	8	2.25
Zone 11	172	101	1.70
Inland	508	394	1.29

Tabelle 9.1 Vermaschungsgrad in den gebildeten Zonen

9.3 Leistungsbilanz – Definition der verschiedenen Leistungen

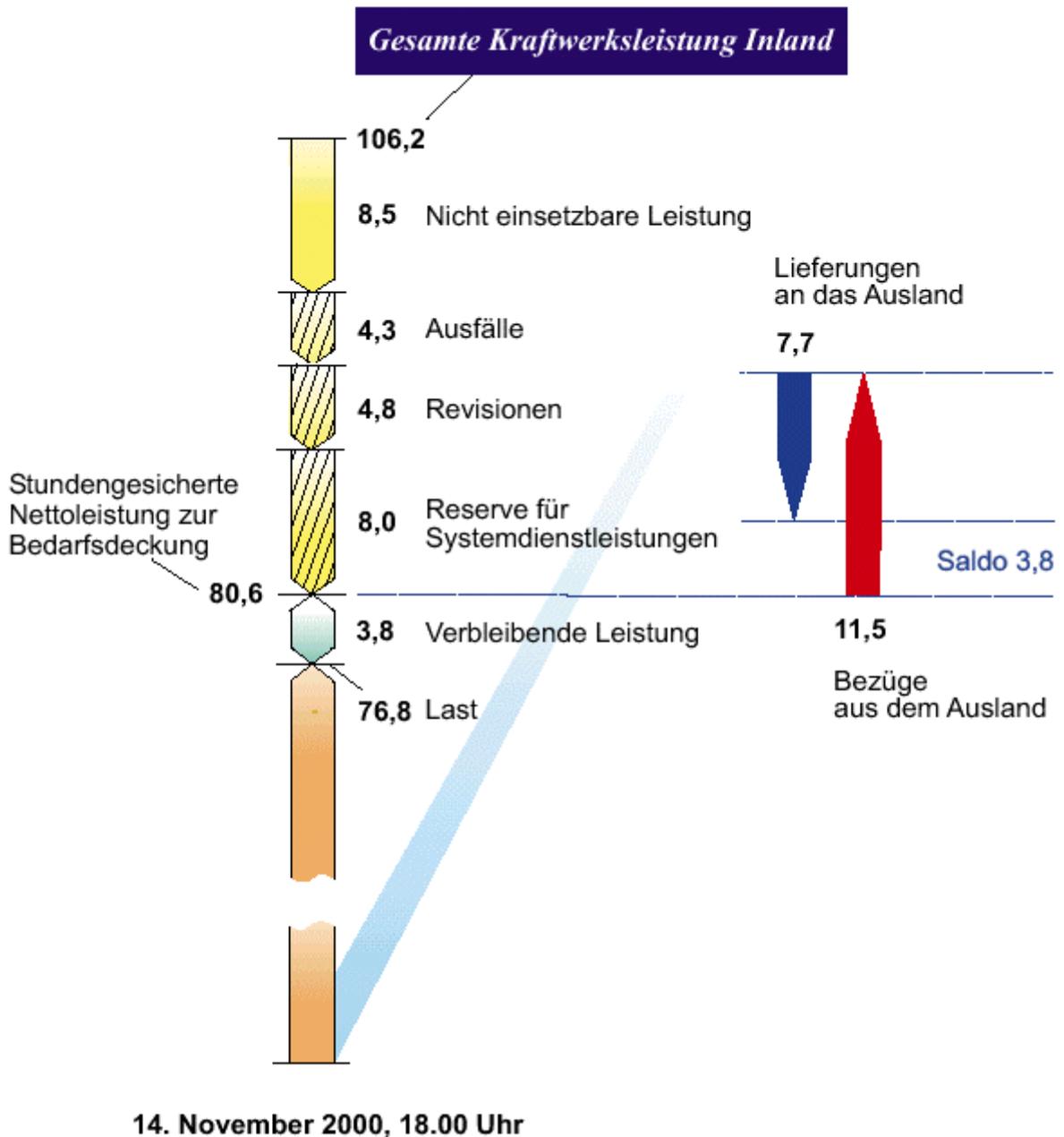


Bild 9.3 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GW) zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2000

9.4 Verwendete Macros

Last_PQ.mac

```

$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
$
$      MACRO ZUR SIMULATION EINER SPANNUNGS- UND FREQUENZABHÄNGIGEN LAST      .
$
$      [ARRILLAGA 90],[NELLES 85]                                THOMAS ZÖPHEL 7.94      .
$
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
$
IVAR-P/Q          #ZWEIG   N      P      Q
$
OFF              SUMME      9999.
TIME            ZEIT
$
U                EINGANG   1.0D0          1.0D0 020000
B#KNOTEN
FREQ            EINGANG   1.E-3          1.0D0 020000
O#KNOTEN        0.03D0
$
$
PU=+0.0D0
PF=+0.0D0
QU=+0.0D0
QF=+0.0D0
$
DELTAU=U/1.0D0
DELTAF=(FREQ+50.0D0)/50.0D0
$
P=#PN*#FAKTOR*(DELTAU**PU)*(DELTAF**PF)
Q=#QN*#FAKTOR*(DELTAU**QU)*(DELTAF**QF)
$
IF (TIME.GT.OFF) THEN
  P=0.0D0
  Q=0.0D0
ENDIF
$
                ENDE
$
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
#
$      BEISPIELAUFRUF:                ( UNTER "REGLER IM LASTFLUSS" )
$
@ #ZWEIG='ZWEIGNAME' , #KNOTEN='NAME DES ANSCHLUSSKNOTENS' ,
@ #PN=NENNWIRKLEISTUNG/[MW] , #QN=NENNSCHEINLEISTUNG/[MVAR] , #FAKTOR=FAKTOR
#PQLAST
$
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.

```

Trafo.mac zur Nachbildung von Transformatorstufenschaltern

```

$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
$
$      MACRO ZUR SIMULATION EINES SELBSTGEREGELTEN TRAFOSTUFENSCHALTERS      .
$
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
$
@DEFAULT@ #TOT_O = 2.D0          ! TOTBAND OBERE ANSPRECHGRENZE          [%]
@DEFAULT@ #SHRTW = 1.D0         ! SCHRITTWEITE DES STUFENSTELLERS      [%]
@DEFAULT@ #ULIM  = 0.D0
@DEFAULT@ #T1    = 2.D0         !IMPULS-ANSTEHZEIT
@DEFAULT@ #T2    = 5.D0         !INTEGRIERZEIT
@          #TOT_U = -#TOT_O
@          #MAX_S= #MAX
@          #MIN_S=-#MAX
@          #UBLO = #ULIM + #UGRENZ ! OBERSPANNUNGSSEITEIGE MINIMALSPANNUNG [pu]

VAR-TAP      #TRAFO  N      OUTPUT      1. e-5
$
TIME         ZEIT
UIST         EINGANG      1.00  020000
#KNOTENU
UOBER        EINGANG      1.00  020000
#KNOTENO
$
DIFF = UIST - #USOLL
ABWE = DIFF / #TOT_O * 100.D0
tb    ABWE    TOTBAND    #TOT_U#TOT_O
ANSPR  tb     BEGR      -1.    1.
$
IF (TIME.LE..0D0) THEN
    Y10 = Y10 + ANSPR
    Y30 = Y10 / 1000.D0
ELSE
IF (UOBER.LE.#UBLO) THEN
    ANSPR = 0.D0
ENDIF
    Y20 = ABS(ANSPR)
Y25          SPEICH3    #T1                      !T1
    Y30 = Y25 * SIGN(ANSPR)
ENDIF
$
Y40    Y30    INT      #T2    #MIN_S#MAX_S2    0                      !T2
STUFE = INT(Y40) * #SHRTW
OUTPUT= 1.D0 + STUFE / 100.D0
$
          ENDE
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.
#
$      BEISPIELAUFRUF:          ( UNTER "REGLER IM LASTFLUSS" )
$
@ #TRAFO='TRAFONAME' ,
@ #KNOTENU='KNOTENNAME D.UNTERSPPNGSS.' , #KNOTENO='KNOTENN. D. OBERSPNGSS' ,
@ #USOLL=USOLL/[pu] , #MAX=MAXIMALE STUFENANZAHL , #UGRENZ=MINIM.OBERSPG./[pu]
#TRAFO
$
$1.....2.....3.....A.1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9.....Z.

```


10 Glossar

Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung [S1]

Diese Größe ($\sqrt{3}$ x Netznennspannung x Anfangs-Kurzschlusswechselstrom) wird bei dreipoligem Kurzschluss in Hoch- und Höchstspannungsnetzen als Rechengröße verwendet. Sie ist von der Transformatorübersetzung unabhängig und darf nicht mit der in einem Lichtbogen an der Kurzschlussstelle umgesetzten Leistung verwechselt werden.

Ausfall [D6]

Unter dem Begriff „Ausfall“ wird der zufällige störungsbedingte Übergang einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) in den Fehlzustand verstanden.

Ausgleichsvorgänge (Polradpendelungen, Netzpendelungen) [D1]

Ein Ausgleichsvorgang im System tritt beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, z.B. infolge einer Schalthandlung.

Solange hierdurch keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang ausreichend gedämpft wird, hat dieser keine erheblichen Folgen.

Betriebsführung [D2]

Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet.

Blindleistung [V1]

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z.B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren) benötigt wird. BEI ÜBERWIEGEND MAGNETISCHEM Feld ist die Blindleistung induktiv, bei überwiegend elektrischem Feld kapazitiv.

Blocktransformator

Der Blocktransformator (oder auch Maschinentransformator) hat als Verbindungsglied zwischen Generator und Netz fundamentale Bedeutung für die Verfügbarkeit einer Erzeugungseinheit. Fällt er aus, kann bis zum Zeitpunkt seiner Wiederschaltung bzw. Ersatzes keine Energie an das Netz abgegeben werden. Die Notwendigkeit eines raschen Ersatzes muss bei der Planung und Spezifikation des Transformators Berücksichtigung finden. Die Ausführung, die Austauschbarkeit, die Transportmöglichkeiten und die technischen Daten sind dabei die wichtigsten Faktoren.

Common-Mode-Ausfall

Der Common-Mode-Ausfall ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

Dauerkurzschlussstrom [S1]

Der Dauerkurzschlussstrom ist der Effektivwert des Kurzschlussstromes, der nach dem Abklingen aller Ausgleichvorgänge bestehen bleibt. Er ist u.a. abhängig von der Erregung und Regelung der Generatoren.

Einspeise- bzw. Entnahmepunkt [V1]

Einspeise- und Entnahmepunkte sind Punkte, an denen elektrische Energie eingespeist bzw. entnommen wird.

Elektrizitäts-Versorgungssystem [V1]

Ein Elektrizitäts-Versorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.

Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU) [V1]

Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind ohne Rücksicht auf Rechtsform und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie versorgen. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb allgemeine (öffentliche) Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als EVU.

Engpassleistung (Netto, Brutto) [V1]

Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet.

Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm\Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlageteile mindern die Engpassleistung nicht.

Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung.

Diese Leistung ist die Differenz aus Brutto-Engpassleistung und Netto-Engpassleistung.

Erzeugungseinheit [V1]

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um einen Solargenerator handeln.

Fahrplan

Ein Fahrplan gibt für jede Viertelstunde innerhalb der Dauer einer entsprechenden Übertragung an, wie viel Leistung zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht bzw. am Einspeiseknoten/Entnahmeknoten eingespeist/entnommen wird.

Folgeauslösung

Wird ein Fehler durch konzeptgemäßes Abschalten des fehlerbetroffenen Betriebsmittels beseitigt und kommt es infolgedessen zu weiteren kaskadischen Schutzauslösungen, so werden diese Folgeereignisse als „Folgeauslösungen“ bezeichnet.

Frequenzhaltung [D2]

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.

Gestörter Betrieb [D3]

Der gestörte Betrieb ist wie folgt gekennzeichnet:

- Alle Kunden werden noch versorgt.
- Grenzwerte werden nicht mehr eingehalten.
- Das (n-1)-Kriterium ist nicht mehr erfüllt.

Grenzwertverletzung

Eine Grenzwertverletzung liegt dann vor, wenn ein als zulässig definierter Wertebereich durch die beobachtete elektrische Größe verlassen wird.

Großstörung

Eine Großstörung liegt vor bei Spannungslosigkeit

- im gesamten Übertragungsnetz eines ÜNB oder
- in mehreren Netzen von benachbarten Netzbetreibern oder
- in Netzteilen eines oder mehrerer benachbarter Übertragungs-(Verteilungs)-Netze.

Kraftwerk [V1]

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.

Kraftwerksbetreiber

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertrag über Kraftwerksleistung und bestimmt deren Einsatz.

Kraftwerksblock [V1]

Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlageteilen (z.B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.

Kraftwerksferner Kurzschluss [S1]

Der kraftwerksferne Kurzschluss liegt vor, wenn bei dreipoligem Kurzschluss der Anteil des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes bei einer Synchronmaschine (oder einer Asynchronmaschine) unter dem zweifachen Wert ihres Bemessungsstromes liegt.

Kraftwerksnaher Kurzschluss [S1]

Der kraftwerksnahe Kurzschluss liegt vor, wenn bei dreipoligem Kurzschluss der Anteil des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes bei einer Synchronmaschine (oder einer Asynchronmaschine) das zweifache ihres Bemessungsstromes überschreitet.

Kuppelknoten

Als Kuppelknoten bezeichnet man die beiden Endpunkte einer Kuppelleitung.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von ÜNB verbindet.

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch „Last“ genannt. Sie kann die Summe der momentanen Leistungsentnahme aus einem, mehreren oder allen Netzen einer Regelzone zum Zwecke des Verbrauchs sein.

Lastwinkel

Der Lastwinkel, der auch als äußerer Polradwinkel bezeichnet wird, ist die an den Klemmen des Generators gemessene Verdrehung zwischen Polradspannung und Netzspannung.

Leistung elektrische [V1]

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten z.B. ¼ bzw. 1 h) verwendet. Leistung ist dann der Quotient aus in einer Zeitspanne geleisteter Arbeit W und derselben Zeitspanne T : $P=W/T$.

Leistungsfaktor [V1]

Der Leistungsfaktor $\cos \phi$ ist der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung. Anmerkung: Der Leistungsfaktor ist ein Maß dafür, in welchem Umfang neben Wirkleistung auch Blindleistung beansprucht wird.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.

Mindestleistung [V1]

Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann.

Minutenreserve [V1]

Die Minutenreserve soll nach Eintritt eines Leistungsausfalls ohne Verzögerung eingesetzt werden können und muss nach der derzeitigen Spielregel der UCTE spätestens nach 15 Minuten die Sekundenreserve angelöst haben. Die Minutenreserve wird aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken, ferner durch den Einsatz von Speicher-, Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen und Abschaltung von Kundenlasten bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnellstartende Reserve nötig sein; die gesamte unter Sekundärregelung und manuell verfügbare Minutenreserve muss mindestens so groß sein, wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können.

Nennleistung [V1]

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bereitgestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Leistung.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich.

Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt.

Netz der Elektrizitätsversorgung [V1]

Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u.a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Häufig werden einheitliche Nennspannung und Stromart (Gleichstrom oder Wechsel/Drehstrom) als zusätzliche Kriterien für die Abgrenzung eines Netzes verwendet.

Netzkurzschlussleistung

siehe Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung

Netzleistungszahl (λ) [U1]

Die Netzleistungszahl (λ) definiert das Frequenzverhalten des gesamten Verbundnetzes sowie der Regelzonen.

Die Netzleistungszahl λ_U des Verbundnetzes entspricht dem Quotient aus dem Leistungsdefizit (oder Überschuss) ΔP_a , das der Störung zugrunde liegt, und der quasistationären Frequenzabweichung Δf , die durch die Störung verursacht wird.

$$\lambda_U = \frac{\Delta P_a}{\Delta f} \quad \text{in MW/Hz.}$$

Die Netzleistungszahl λ_i für eine Regelzone i kann gemessen werden. Sie entspricht dem Quotient ΔP_i (an den Grenzen gemessene Leistungsveränderung in der Regelzone i) durch die Frequenzabweichung Δf als Reaktion auf die Störung (in der Regelzone, wo die Störung eingetreten ist, muss der für die Störung verantwortliche Leistungsüberschuss hinzugefügt bzw. das Leistungsdefizit abgezogen werden).

$$\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f} \quad \text{in MW/Hz.}$$

Der Sollwert einer Netzleistungszahl einer Regelzone ergibt sich durch λ_{io} :

$$\lambda_{io} = C_i \cdot \lambda_{uo}$$

Auf diese Weise wird die Beteiligung einer Regelzone an der Primärregelung bestimmt.

C_i : Beteiligungskoeffizient der jeweiligen Regelzone an der Primärregelung

λ_{uo} : Bezugsnetzleistungszahl für das gesamte synchrone Verbundnetz

Netzsicherheit

Die Netzsicherheit im Sinne von „Versorgungssicherheit“ und „sicherer Systembetrieb“ bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Versorgungsaufgabe zu erfüllen.

Normalbetrieb [D3]

Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet:

- Sicher:
 - Alle Kunden versorgt
 - Alle Grenzwerte eingehalten (z.B. keine Überlastungen)
 - (n-1)-Kriterium überall erfüllt
 - Ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven vorhanden
- Gefährdet (verletzbar)
 - (n-1)-Kriterium nicht überall erfüllt

Primärregelung [V1]

Die Primärregelung ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammenschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie besteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregelleffekt).

Regelblock

Ein Regelblock umfasst eine oder mehrere Regelzonen, die bei der Leistungs-Frequenz-Regelung gegenüber den anderen am System beteiligten Regelblöcken zusammenarbeiten. Er muss die Umsetzung der Summen-Fahrpläne des Regelblocks gegenüber allen anderen Regelblöcken sicherstellen und muss in der Lage sein, die

Frequenz nach Frequenzabweichungen auf ihren Sollwert zurückzuführen. Ein Regelblock ist nicht für die Primärregelung verantwortlich, diese Aufgabe verbleibt dem Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen.

Regelzone

Die Regelzone ist das Gebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein ÜNB im Rahmen der UCTE verantwortlich ist. Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt.

Reserveleistung

Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.

Ringfluss

Als Ringfluss bezeichnet man den als Differenz zwischen physikalischem Leistungsaustausch und den vereinbarten Fahrplänen an den Kuppelleitungen ermittelten Lastfluss, der sowohl bei ausgeglichenen Leistungsbilanzen der einzelnen Regelzonen (natürlicher Ringfluss) als auch bei vereinbarten Fahrplänen durch die Aufteilung von Übertragungen gemäß der inhomogenen Verteilung der Impedanzen, Einspeisungen und Lasten begründet ist.

Scheinleistung [V1]

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u.a. für die Auslegung elektrischer Anlagen maßgebend.

Sekundärregelung [V1]

Die Sekundärregelung ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der europäischen Verbundorganisation UCTE wird die Sekundärregelung durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt.

Spannungs-/Blindleistungs-Regelung

Die Aufgabe der Spannungs-/Blindleistungs-Regelung ist die kontinuierliche Anpassung des Blindleistungshaushalts (und damit der Spannung im Netz) auf Belastungsschwankungen unter Berücksichtigung betrieblicher Randbedingungen. Die Belastungsschwankungen werden durch das Verbraucherverhalten (unterschiedliche Netzauslastung bzw. Blindleistungsbedarf), Netzschaltungen und Störungen (z.B. Kraftwerksausfälle, Lastabwurf) verursacht.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.

Spannungsstabilität [D3]

Wesentlich für die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität ist das rechtzeitige Erkennen kritischer Netzzustände. Ein wichtiges Hilfsmittel dazu ist die Netzsicherheitsrechnung. Sie liefert erste Hinweise auf kritische Spannungszustände durch die Berechnung der Netzverluste, regionaler Blindleistungsbilanzen und Knotenspannungen. In solchen gefährdeten Zuständen können im Normalbetrieb sinnvolle automatische Regelungen, z.B. die Spannungsregelung durch die Stufensteller der Transformatoren, zu einer weiteren Eskalierung führen, da sie zusätzliche Blindleistungsflüsse initiieren und Generatoren an ihre Blindleistungsgrenzen treiben können. Es ist daher sinnvoll, diese Regelungen zeitweise zu blockieren oder niedrigere Sollwerte vorzugeben. Dagegen können die automatischen Regler der Verbraucher, die die nach einem Spannungseinbruch absinkende Leistungsaufnahme innerhalb einiger Minuten wieder auf den ursprünglichen Wert steigen lassen, nicht zentral blockiert werden. Da die Versorgung nun auf einem niedrigeren Spannungsniveau erfolgt, entsteht zusätzlicher Blindleistungsbedarf in den Übertragungsbetriebsmitteln. Weiter verschärfend wirkt, dass die Übertragungskapazität einer Leitung mit größer werdendem Spannungsfall entlang dieser Leitung nur bis zu einer kritischen Grenze ansteigt. Übersteigt der Spannungsfall diese Grenze, ist kein stabiler Betrieb mehr möglich.

Stabilität

Der Ausdruck der Stabilität ist hier im Sinne eines Oberbegriffs für statische oder transiente Stabilität verwendet: Stabilität ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, den Synchronbetrieb der Generatoren aufrecht zu erhalten. Der Synchronbetrieb eines Generators im praktischen Sinne liegt vor, wenn kein Polschlüpfen auftritt.

Statische Stabilität [S1]

Kehrt das Elektrizitätsversorgungssystem bzw. eine Synchronmaschine nach einer hinreichend „kleinen“ Störung ausgehend vom stationären Betrieb in diesen zurück, so liegt statische Stabilität vor. Sind keine Regeleinrichtungen an diesem Vorgang beteiligt, spricht man von natürlicher statischer Stabilität, andernfalls von künstlicher statischer Stabilität. Die Instabilitäten können monoton oder oszillierend sein.

Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Kunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung.

Transit

Der Transit ist ein Spezialfall einer Übertragung, bei dem sowohl der liefernde Bilanzkreis, als auch der empfangene Bilanzkreis in nicht benachbarten Regelzonen liegen. Ein Transit wird also über dazwischen liegende Übertragungsnetze abgewickelt.

Transiente Stabilität [S1]

Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer „großen“ Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären Betriebszustand über, so liegt transiente Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.

Bei der Untersuchung der transienten Stabilität sind die nicht linearen Gleichungen der Synchronmaschine zu verwenden. In der Regelungstechnik ist der Begriff „Stabilität im Großen“ gebräuchlich.

Übertragung [V1]

Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Übertragungsfähigkeit:

NTC – Net Transfer Capacity – stellt die bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei benachbarten Netzzonen dar. Sie ist definiert als $NTC = TTC - TRM$.

ATC – Available Transfer Capability – ist die verbleibende Übertragungsfähigkeit für weitere kommerzielle Aktivitäten zwischen zwei verbundenen Zonen, zusätzlich zu den bereits vorhandenen Übertragungen im Verbundnetz. Sie ist definiert als $ATC = NTC - NTF$.

TTC – Total Transfer Capability – ist die maximale Leistung, die dauernd zwischen zwei Zonen ausgetauscht werden kann, während der sichere Betrieb in beiden verbundenen Systemen garantiert ist. TTC ist durch physikalische und elektrische Gegebenheiten bestimmt, die bewirken können, dass das elektrische System an die Grenze seiner Sicherheitsregeln stößt: thermische Grenzen, Spannungsgrenzen und Stabilitätsgrenzen. Berücksichtigt werden die (n-1)-Sicherheit oder andere geltende Sicherheitsregeln, die im Grid Code eines jeden Landes definiert sind. TTC berücksichtigt immer die bestmögliche Abschätzung einer bestimmten Einspeise- und Laststruktur. Mögliches weiteres Re-Dispatching darf nicht zur Erhöhung von TTC-Werten vorgenommen werden.

TTC wird mittels umfassender Modellsysteme errechnet, die alle betrachteten Netzzonen enthalten sollen. Diese Berechnungen verlangen einen umfangreichen Daten- und Informationsaustausch zwischen den verschiedenen ÜNB. Da das europäische Netz weit vermascht ist, hängen die TTC-Werte außerdem von bereits vorhandenen Übertragungen zwischen benachbarten Ländern ab. Folglich, wenn TTC-

Werte mit vorgegebener Richtung untersucht werden, müssen alle bekannten Kraftwerkseinsatzpläne berücksichtigt werden, um einen genauen Kenntnisstand über alle europäischen Parallelflüsse über Ländergrenzen zu erhalten.

TRM – Transmission Reliability Margin – ist eine notwendige Sicherheits- und Zuverlässigkeitsmarge. Sie wird aus zwei Hauptgründen benötigt:

Sie erlaubt die Berücksichtigung von notwendigen Sicherheitsmargen für Systemdienstleistungen zwischen ÜNB (z.B. Frequenz-Leistungs-Regelung).

Sie berücksichtigt ebenfalls die Unsicherheiten bezüglich der angenommenen Systemdienstleistungen und der getroffenen Annahmen sowie die Genauigkeit der Daten- und Berechnungsmodelle. Unter diesen Gesichtspunkten ist die Höhe der TRM-Werte zeitabhängig. Je weiter der Betrachtungszeitpunkt für die Übertragungskapazität in der Zukunft liegt, um so größer muss der TRM-Wert sein.

NTF – Notified Transmission Flow – ist der physikalische Leistungsfluss, der sich aus der Summe geplanter und gesicherter Übertragungen im untersuchten Zeitrahmen und der für den nächsten Tag aktuell bestätigten Geschäfte ergibt. Alle sicher reservierten und bestätigten Übertragungsverpflichtungen sowie gemeinsame Notfallreserven sollten im NTF enthalten sein.

Übertragungsnetz [V1]

Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen und der Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Ein Übertragungsnetz ist dadurch gekennzeichnet, dass der Leistungsfluss im Netz im Wesentlichen durch den Kraftwerkseinsatz bestimmt ist. Im Allgemeinen beschränken sich deutsche Übertragungsnetze auf die Spannungsebenen 220 und 380 kV; in besonderen Fällen kann auch ein 110-kV-Netz seiner Aufgabe nach ein Übertragungsnetz sein.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Ein ÜNB ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes.

Ungewollter Austausch

Der ungewollte Austausch ist die Differenz des zwischen ÜNB vorgesehenen Austauschs elektrischer Energie (Lieferprogramm) und dem sich in Realität eingestellten Austausch.

Verbraucher

Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.

Verbundbetrieb

Der Verbundbetrieb wird durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt.

Verbundnetz [V1]

Das Verbundnetz ist die Gesamtheit aller synchron verbundenen Übertragungsnetze.

Versorgungsunterbrechung [V2]

Eine Versorgungsunterbrechung ist die ausfallbedingte Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Kunden, die länger als 1 Sekunde dauert.

Versorgungswiederaufbau [D2]

Als Versorgungswiederaufbau werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind dem Versorgungsaufbau zuzurechnen.

Versorgungszuverlässigkeit [D6]

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

Verteilung [V1]

Verteilung ist die Übertragung von elektrischer Energie in physikalisch-technisch begrenzten Regionen zur Einspeisung in Verteilungsstationen und Belieferung von Kundenanlagen. Die Verteilung wird i.d.R. über das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz realisiert.

Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (≤ 110 kV) als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.

Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

Ein VNB ist ein Betreiber eines Verteilungsnetzes.

Wirkleistung [V1]

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z.B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.

Literatur zum Glossar:

DVG-Empfehlungen/Unterlagen:

- [D1] DVG: Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke, Oktober 1991
- [D2] DVG: Dienstleistungen im elektrischen Versorgungssystem – Analyse und Bewertungsansätze der Dienstleistungen eines Verbundunternehmens, April 1997
- [D3] DVG: Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt, Juli 1998
- [D4] DVG: Das (n-1)-Kriterium für die Hoch- und Höchstspannungsnetze der DVG-Unternehmen, Mai 1997
- [D5] DVG: DVG-Stabilitätsuntersuchung zum Anschluss des Hochspannungsnetzes der CENTREL-Länder an das UCPTTE-Netz, Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse, Februar 1995
- [D6] DVG: Zuverlässigkeit elektrischer Versorgungssysteme, Zusammenstellung der wichtigsten Begriffe, November 1987
- [D7] DVG: Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf, November 1980

UCTE-Spielregeln/Unterlagen

- [U1] UCTE: Spielregel zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTTE, 1998
- [U2] UCTE: Terminologie des Verbundbetriebes der UCPTTE-Netze, 1978
- [U3] UCTE: Spielregel für die Organisation der Frequenz-Leistungs-Regelung und für die Koordination der Verbundabrechnung, 1998

Sonstige:

- [S1] Hütte: Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze, 1988 (29.Auflage)
- [S2] D.Nelles: Begriffe der Stabilität in Energieverteilungsnetzen, etz-Archiv Bd.3 (1981) H. 1

VDEW-Unterlagen:

- [V1] VDEW: Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, 2000
- [V2] VDEW: VDEW-Störungs- und Schadensstatistik, 2000
- [V3] VDEW: Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen, 1998

11 Literaturverzeichnis

- [Bachmann 97] Bachmann, U.; Ehrlich, I.: „Untersuchungen von Netzpendelungen mittels Modalanalyse“, VDI-Bericht 1329: Anforderungen an die Netzregelung bei Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft und erweitertem Verbundnetz; Düsseldorf, VDI-Verlag, 1997
- [Banschbach 99] Banschbach, Willibald: „Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), Heft 23, S. 25-28
- [Baumann 99] Baumann, Ralph: „Aktueller Stand des Wettbewerbs im europäischen Strommarkt“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), Heft 23, S. 20-24
- [Böhmer 00] Böhmer, Till: „Der DistributionCode 2000“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 24, S.73-78
- [Bulletin 12/01] Bulletin ASE/AES 12/2001, S.9
- [Bolden 82] Bolden, R. L., Wallace, P. J., Graininger, A. W.: Considerations in the improvement of system damping on the South East Australian Interconnected System; CIGRE Paper 31-05, 1982
- [Clips 98] <http://www.ghg.net/clips/CLIPS.html>
- [Clodius 96] Clodius, D.; Glaunsinger, W.; Grebe, E.; Lösing, M.; Luther, M.; Zimmermann, U.: „Stabilitätsuntersuchung zum synchronen Parallelbetrieb der Verbundnetze von UCPTe und CENTREL“, etz Heft 15-16/1996, S. 16-25
- [Carlsen 82] Carlsen, T., Johansson, T., Laiho, Y., Mäkelä, L., Wrang, B.: Stability problems in the nordic power system; CIGRE Paper 31-06, 1982
- [Denzel 92] Denzel, D., Nelles, D., Wellßow, W.H.: „AKTR/FGH-Fachforum Spannungsstabilität“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 91 (1992), Heft 22, S.1463-1468
- [DVG 00] GridCode 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktualisierte Ausgabe Mai 2000, DVG, Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg
- [DVG 01] Jahresbericht 2000, DVG, Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg
- [EG 97] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 30. Januar 1997, H.L27, S.20-31

- [Eichholtz 96] Eichholtz, Andreas; Focken, Bernd: „Perspektiven der Verbunderweiterung nach Nordeuropa“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 46. Jg. (1996) Heft 10, S. 630-636
- [EnWG 98] Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998
- [ETSO 00] NTC_Users_information.pdf: Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IMEE), <http://www.etso.org>, Information for User, Edition March 2000
- [EW 01/12] aus der Rundschau in Elektrizitätswirtschaft, Jg. 100 (2001), Heft 12, S.70.
- [Fairney 82] Fairney, W., Murray, N. S., Myles, A. und Whitelegg, T. M.: Low frequency oscillations on the 275 kV interconnectors between Scotland and England; CIGRE Paper 31-08, 1982
- [Genz 99] D. Genz, Studienarbeit: Beurteilung des zu erwartenden Stromaustausches im Netz der UCPTTE nach der Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie „Elektrizität“ in den Mitgliedsstaaten“, TU Berlin, Inst, für Elektrische Energietechnik, 1999
- [Grebe 79] Grebe, Eckhard; Handschin, Edmund; Haubrich, Hans-Jürgen; Traeder, Günther: „Dynamische Langzeitstabilität von Netzen“, *Elektrizitätswirtschaft*, Jg. 78 (1979), Heft 19, S. 725-731
- [Grebe 97] Grebe, E.; Lösing, M.: „Regelverhalten des europäischen Verbundnetzes vor und nach dem Anschluss des CENTREL-Netzes“, VDI-Bericht 1329: Anforderungen an die Netzregelung bei Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft und erweitertem Verbundnetz; Düsseldorf, VDI-Verlag, 1997
- [Harmon 89] Harmon, Paul; King, David: „Expertensysteme in der Praxis - Perspektiven, Werkzeuge, Erfahrungen“, 3. Auflage, R. Oldenburg Verlag, München, Wien, 1989
- [Handschin 90] Handschin, Edmund; Wohlfahrt, Herbert: „Maßnahmen zur Verbesserung der Kurzzeitstabilität in elektrischen Energieversorgungsunternehmen“, *Bulletin SEV/VSE* 81 (1990) 7, 7. April, S. 15-20
- [Henschel 95] Henschel, Manfred; Bayer, Wolfgang: „Transiente Stabilität des Bewag-Netzes“, *Elektrizitätswirtschaft*, Jg. 94 (1995), Heft 8, S. 455-457
- [Karbach 90] Karbach, W.; Linster, M.: „Wissensakquisition für Expertensysteme“, Carl Hanser Verlag, München und Wien, 1990

- [Kulicke 79] Kulicke, B.: „Digitalprogramm NETOMAC zur Simulation elektromechanischer und –magnetischer Ausgleichsvorgänge in Drehstromnetzen“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78 (1979), Heft 1, S. 18-23.
- [Linke 00] Linke, Klaus: „Strom als Grenzgänger – Aufbau und Qualität europäischer Netze“, Bulletin SEV/VSE 22 (2000), S. 25-28
- [Machate 97] Machate, Rolf-Dieter; Richter, Hans Joachim; Oswald, Thomas; Staschus, Konstantin: „Leistungsreserve im Verbundbetrieb“, Elektrizitätswirtschaft, Jg.96 (1997), Heft 23, S. 1372-1374
- [Marquis 01] Marquis, Günter: „Selbstregulierung – Vor- und Nachteile aus Sicht eines deutschen Netzbetreibers“, Elektrizitätswirtschaft Jg. 100 (2001), Heft 13, S. 20-23
- [Müller 00] Müller, Werner: „Liberalisierung, Privatisierung, Regulierung – Lehren für die Energiewirtschaft“, Bulletin SEV/VSE 22/00, S. 43-45
- [Nelles 85] Nelles, D: „Bedeutung der Spannungs- und Frequenzabhängigkeiten von Lasten in Netzplanung und Netzbetrieb“, etzArchiv Bd.7 (1985), H. 1, S.11-15
- [Nitsch 00] Nitsch, J.; Trieb, F.: „Potenziale und Perspektiven regenerativer Energiequellen – Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag“, Stuttgart, März 2000.
- [Reichert 90] Reichert, Konrad: „Stabilität und Netzdynamik, aktuelle Probleme der schweizerischen Energieversorgung?“, Bulletin SEV/VSE 81 (1990) 7, S. 9-13
- [Rolf 99] Rolf, Martin; Fritz, Wolfgang, Haubrich, Hans-Jürgen: „Durchleitungsentgelte – orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig?“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999) Heft5, S. 331-335
- [Schlegel 94] Schlegel, S.: „Dynamische Netzsicherheitsführung mit einem hybriden Expertensystem in elektrischen Energieversorgungsnetzen“, Dissertation am Fachbereich Elektrotechnik der TU Berlin, 1994
- [Schwarz 97] Schwarz, J.: „Umsetzung der EU-Richtlinien in der deutschen Verbundwirtschaft“, VDI-Bericht 1329: Anforderungen an die Netzregelung bei Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft und erweitertem Verbundnetz; Düsseldorf, VDI-Verlag, 1997
- [Schweer 99] Schweer, Adolf; Tzschoppe, Jürgen: „Einfluss zunehmender dezentraler Stromerzeugung auf das elektrische Energieversorgungssystem“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), Heft 19, S. 46-55

- [Seeliger 99] Seeliger, Andreas: „Investitionen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), Heft 26, S. 40-44
- [Staschus 00] Konstantin Staschus; Mike Hermann: „Leistungsbilanz der Stromversorgung für Deutschland und Europa“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 26, S. 20-26
- [Stamer 99] Joachim-Heinrich Stamer, Karl-Horst Berthold: „Übertragungsnetz-Betriebsführung im liberalisierten Markt“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999) Heft 3, S. 142-146]
- [Stotz 96] Stotz, Jürgen: „VEAG: Verbundunternehmen zwischen Ost- und Westeuropa“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 46. Jg. (1996) Heft 10, S. 638-643
- [Thiele 98] Thiele, Stefan: „Stromhandel und Durchleitung in Deutschland und Europa“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998), Heft 3, S. 26-30
- [Trieb 01] Trieb, Franz; Nitsch, Joachim; Knies, Gerhard: „Strom und Trinkwasser aus solaren Dampfkraftwerken“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001) Heft 6, S. 386-389
- [Tubandt 96] Tubandt, Hans-Peter; Focken, Bernd: „Künftige Entwicklung und Aufgaben des Verbundnetzes“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 25, S. 1663-1670
- [UCTE 00-1] UCTE – Jahresbericht 1999, Wichtige Aspekte des Verbundbetriebes, www.ucte.org
- [UCTE 00-2] UCTE: Leistungsbilanz im UCTE-Verbundbetrieb Vorschau 2001-2003, Stand Oktober 2000, Leistungsbilanz_2001_2003.pdf, www.ucte.org
- [UCTE 00-3] UCTE – Memo 2000, www.ucte.org
- [UCTE 00-4] Halbjahresbericht I-2000 der UCTE, www.ucte.org
- [UCTE 00-5] UCTE: Principles_D.pdf, www.ucte.org
- [VDEW 99] VDEW Jahresbericht 1999
- [Wang 97] Wang, X.: „Modal Analysis of Large Interconnected Power Systems“, Dissertation an der Technischen Universität Berlin, 1997
- [Weber 91] Weber, Harald: „Stabilitätsuntersuchungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen mit Modalanalyse – Anwendung neuer Methoden und Verfahren“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 90 (1991), Heft 21/22, S. 1185-1193
- [Weber 97] Weber, H.: „Ursache von Netzpendelungen“, VDI-Bericht 1329: Anforderungen an die Netzregelung bei Deregulierung der

Elektrizitätswirtschaft und erweitertem Verbundnetz; Düsseldorf, VDI-Verlag, 1997

[Zöphel 97]

Zöphel, Th.: „Wissensbasiertes Beratungssystem zur Verbesserung der Spannungsstabilität“, Dissertation am Fachbereich Elektrotechnik der TU Berlin, 1997