

# **Integrale Netzzustandsanzeige zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme**

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der  
Bergischen Universität – Gesamthochschule Wuppertal  
zur Erlangung des akademischen Grades eines

**D o k t o r - I n g e n i e u r s**

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Andreas Hauser

aus Osterwick

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. J. Verstege

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. J. Heidepriem

Tag der mündlichen Prüfung: 10. November 2000

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Einführung und Motivation	1
1.2	Ziel und Aufbau der Arbeit	2
<b>2</b>	<b>Prozessvisualisierung in der Netzbetriebsführung</b>	<b>5</b>
2.1	Einführung	5
2.2	Netzbetriebsführung	6
2.2.1	Aufbau elektrischer Energieversorgungsnetze	6
2.2.2	Aufgaben und Organisation der Netzbetriebsführung	8
2.2.3	Netzüberwachung	10
2.3	Visuelle Wahrnehmung und menschliche Informationsverarbeitung	12
2.3.1	Allgemeines	12
2.3.2	Kognitive Faktoren	12
2.3.3	Figur-Grund-Wahrnehmung	17
2.3.4	Gesetze der Wahrnehmung	18
2.3.5	Wahrnehmung und Einsatz von Farbe	20
2.3.6	Aufmerksamkeit	22
2.3.7	Informationsverarbeitung	25
2.3.8	Gestaltung aussagekräftiger Diagramme	29
2.4	Prozessvisualisierung	32
2.4.1	Aufgaben und Anforderungen	32
2.4.2	Bisherige Visualisierungen	34
2.4.3	Anforderungen an das neue Visualisierungssystem	40
<b>3</b>	<b>Konzept der Integralen Netzzustandsanzeige</b>	<b>42</b>
3.1	Hierarchisches Darstellungskonzept	42
3.2	Teilbereiche des Netzzustands	47
3.2.1	Auswahl der Teilbereiche	47
3.2.2	Relevante Einzelinformationen	48
3.3	Dreistufiges Bewertungskonzept	52
3.4	Methoden der Datenreduktion	54

<b>4</b>	<b>Numerische und grafische Datenreduktion.....</b>	<b>57</b>
<b>4.1</b>	<b>Numerische Datenreduktion für Teilbereiche des Netzzustands.....</b>	<b>57</b>
4.1.1	Anforderungen an die numerische Datenreduktion .....	57
4.1.2	Vorbemerkung zum Potenzsummenansatz .....	58
4.1.3	Knotenspannungen .....	64
4.1.4	Zweigauslastungen .....	67
4.1.5	Kuppelleitungen .....	68
4.1.6	State Estimation.....	70
4.1.7	Ausfallsimulationsrechnung.....	71
4.1.8	Kurzschlussrechnung.....	72
4.1.9	Netzzustandsoptimierung .....	74
4.1.10	Lastprognose.....	74
4.1.11	Energiebezugsverträge .....	76
4.1.12	Bewertung.....	79
<b>4.2</b>	<b>Numerische Datenreduktion für Betriebsmittel mit topologischer Zuordnung.....</b>	<b>80</b>
4.2.1	Vorbemerkung .....	80
4.2.2	Skalare Knotenkenngröße .....	81
4.2.3	Skalare Zweigkenngröße .....	83
<b>4.3</b>	<b>Grafische Datenreduktion .....</b>	<b>84</b>
4.3.1	Allgemeines .....	84
4.3.2	Integrale Anzeigen.....	86
<b>5</b>	<b>Integrale Netzzustandsanzeige .....</b>	<b>91</b>
<b>5.1</b>	<b>Verwendete Testsysteme .....</b>	<b>91</b>
<b>5.2</b>	<b>Visualisierung des globalen Netzzustands.....</b>	<b>92</b>
5.2.1	Kreis-Diagramm .....	92
5.2.2	Balken-Diagramme.....	99
<b>5.3</b>	<b>Visualisierung mehrerer Teilbereiche mit Topologiezuordnung .....</b>	<b>101</b>
5.3.1	Iso-Flächen-Diagramm.....	101
5.3.2	Farbverlaufbalken-Diagramm .....	106
<b>5.4</b>	<b>Visualisierung einzelner Teilbereiche.....</b>	<b>113</b>
5.4.1	Knotenspannungen .....	113
5.4.2	Zweigauslastungen .....	119
5.4.3	Ausfallsimulationsrechnung.....	122
5.4.4	Energiebezugsverträge .....	125
5.4.5	Lastprognose.....	128

---

<b>5.5 Abschließende Bewertung.....</b>	<b>130</b>
<b>6 Zusammenfassung.....</b>	<b>134</b>
<b>7 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>138</b>

## Verzeichnis der Bilder

Bild 2.1:	Aufbau des Energieversorgungsnetzes in Deutschland [41] .....	7
Bild 2.2:	Netzbetrieb im Spannungsfeld der Anforderungen [42].....	8
Bild 2.3:	Kognitive Faktoren und ihre Wechselwirkungen [24].....	13
Bild 2.4:	Stufenmodell des Wahrnehmens nach [14] .....	15
Bild 2.5:	Beispiele für die Gestaltungsgesetze.....	19
Bild 2.6:	Aufteilung der Aufmerksamkeit bei der Informations übertragung [44] .....	23
Bild 2.7:	Sensomotorischer und bewusst kognitiver Prozess nach [44] .....	26
Bild 2.8:	Verkürzte Wahrnehmungskette durch geeignete Visualisierung.....	28
Bild 2.9:	Verschiedene Darstellungen der Netztopologie [9].....	31
Bild 3.1:	Hierarchisches Darstellungskonzept der Integralen Netz zustandsanzeige .....	42
Bild 3.2:	Beispiel der Integralen Netzzustandsanzeige.....	46
Bild 4.1:	Skalare Kenngröße K nach dem Potenzsummenansatz mit Parameter $m=2, 3, \dots, 6$ .....	60
Bild 4.2:	Skalare Kenngröße K nach dem linearisierten Potenzsummen ansatz mit Parametern $m=2, 3, \dots, 6$ und $K_g=1,3$ .....	60
Bild 4.3:	Modifizierte skalare Kenngröße K mit Parametern $e=2,$ $m=1, 2, \dots, 6$ und $K_g=1,3$ .....	61
Bild 4.4:	Skalare Kenngröße K für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern $e=4, m=1, 2, \dots, 6, K_g=1,3$ und $N=28$ .....	63
Bild 4.5:	Skalare Kenngröße K für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern $m=4, e=2, 4, \dots, 10, K_g=1,3$ und $N=28$ .....	64
Bild 4.6:	Skalare Kenngröße K für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern $e=4, m=1, 2, \dots, 6, K_g=1,3$ und $N=442$ .....	65
Bild 4.7:	Skalare Kenngröße K für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern $e=10, m=1, 2, \dots, 6, K_g=2,0$ und $N=442$ .....	65
Bild 4.8:	Berechnung der normierten Knotenspannungsabweichung $\Delta u_i$ .....	67
Bild 4.9:	Skalare Kenngröße $K_{ZWA}(s)$ mit Parametern $e=2, m=1, 2, \dots, 6$ und $K_{ZWA,g}=1,3$ .....	69

Bild 4.10: Grenzverläufe für den Normal-, Warn- und Alarmbereich der Energiebedingung eines Energiebezugsvertrags.....	77
Bild 4.11: Chernoff-Gesichter als Beispiel einer integralen Anzeige [14].....	87
Bild 4.12: Prinzip des Kiviat-Diagramms als Beispiel einer integralen Anzeige..	88
Bild 4.13: Einfluss der Skalierung auf den Gesamteindruck beim Kiviat-Diagramm.....	89
Bild 4.14: Kiviat-Diagramme für den globalen Netzzustand [39].....	89
Bild 5.1: Kreis-Diagramm zur Visualisierung des globalen Netzzustands .....	93
Bild 5.2: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Skalierung .....	94
Bild 5.3: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Gewichtung .....	95
Bild 5.4: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Gewichtung und Skalierung.....	96
Bild 5.5: Kreis-Diagramm für den globalen Netzzustand bei aktuell nicht zuverlässiger State Estimation .....	98
Bild 5.6: Kreis-Diagramme für den globalen Netzzustand bei verschiedenen Lastniveaus.....	100
Bild 5.7: Balken-Diagramme für Trends der skalaren Kenngrößen der Teilbereiche des Netzzustands .....	101
Bild 5.8: Iso-Flächen-Diagramm für System 1 mit Lastniveau 200%.....	102
Bild 5.9: Iso-Flächen-Diagramme für unterschiedliche Lastniveaus (System 1).....	104
Bild 5.10: Iso-Flächen-Diagramme für größere Netze (Systeme 3 und 4).....	105
Bild 5.11: Iso-Flächen-Diagramm zur Visualisierung ausschließlich der Zweigauslastungen bzw. der Knotenspannungsbeträge (System 1 mit Lastniveau 150 %).....	106
Bild 5.12: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse (System 1)....	107
Bild 5.13: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse einer Variante der Ausfallsimulationsrechnung (System 1) .....	110
Bild 5.14: Farbverlaufbalken-Diagramm für Blindleistungsflüsse (System 1) ...	111
Bild 5.15: Farbverlaufbalken-Diagramme für die Auslastungen der Zweige (System 1) .....	112
Bild 5.16: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse einer 110-kV-Netzgruppe (System 4) .....	113

Bild 5.17: Kiviat-Diagramme und Balken-Fächer-Diagramme für die Knotenspannungen (System 2) .....	114
Bild 5.18: Balken-Diagramme für die Zweigauslastungen (System 1) .....	120
Bild 5.19: Balken-Diagramm für die Zweigauslastungen eines größeren Netzes (System 2).....	121
Bild 5.20: Balken-Diagramm für die freie Übertragungskapazität auf den Kuppelleitungen .....	122
Bild 5.21: Matrix-Diagramm für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung .....	123
Bild 5.22: Visualisierung eines Energiebezugsvertrags.....	126
Bild 5.23: Übersichtsanzeige für mehrere Energiebezugsverträge.....	128
Bild 5.24: Visualisierung der Differenzen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf.....	129
Bild 5.25: Visualisierung der Abweichungen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf.....	130

## Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1: Auffälligkeit von Signalen [45] .....	24
Tabelle 2.2: Maximal unterscheidbare diskrete Signalzustände [45] .....	31
Tabelle 4.1: Definition zunehmend kritischer Testzustände.....	62
Tabelle 5.1: Kenngrößen der Testsysteme (Ausgangszustand) .....	92



## Verwendete Formelzeichen

$\Delta\hat{u}$	normierte Knotenspannungsabweichung
$\Delta r$	Änderung eines radialen Abstands
$\Delta t$	Zeitdifferenz zwischen zwei Datenaktualisierungen
$\Delta u$	normierte Knotenspannungsabweichung (Absolutwert)
$\Delta U^-$	Knotenspannungsabweichung unterhalb des Sollwerts
$\Delta U^+$	Knotenspannungsabweichung oberhalb des Sollwerts
$a$	prozentualer Anteil
$A$	Schaltvariable
$B$	Schaltvariable
$C$	Schaltvariable
$D$	Schaltvariable
$e$	ganzzahliger Exponent
$E$	elektrische Energie
$E\{\}$	Erwartungswert
$F$	Schaltvariable
$G$	Ableitwert
$I$	elektrischer Strom (Effektivwert)
$J$	Zielfunktionswert der State Estimation
$K$	skalärer Kenngrößenwert
$m$	ganzzahliger Exponent
$N$	Anzahl
$p$	normierte elektrische Leistung
$P$	elektrische Wirkleistung
$Q$	elektrische Blindleistung
$r$	radialer Abstand
$R$	ohmscher Widerstand
$s$	Auslastung (normierter Scheinleistungsfluss)
$S$	Scheinleistungsfluss
$t$	Zeit
$T$	Zeitdauer
$U$	elektrische Spannung (Effektivwert) / Knotenspannungsbetrag

w	Gewichtsfaktor
x	normierter Einzelwert (allgemein)
$\hat{\mathbf{x}}$	Vektor der Schätzwerte der Zustandsvariablen des Energieversorgungsnetzes
z	normierter Zielfunktionswert
Z	Zielfunktionswert

## Indizes

a	Alarm
akt	aktuell
aus	ausschaltbar
ASR	Ausfallsimulationsrechnung als Teilbereich des Netzzustands
b	Bezug
e	Energie
Eb	Energiebezugsvertrag
EVT	Energiebezugsverträge als Teilbereich des Netzzustands
frei	freizuhaltender Wert
g	Bereichsgrenze für skalare Kenngrößen
ges	gesamt
grenz	Grenzwert
ist	Istwert
kurz	Kurzschluss
Kl	Kuppelleitung
Kn	Knoten
Kr	Kriterium
KLT	Kuppelleitungen als Teilbereich des Netzzustands
KSP	Knotenspannungen als Teilbereich des Netzzustands
KSR	Kurzschlussrechnung als Teilbereich des Netzzustands
l	Last
Lp	Lastprognose
Ls	Leistungsschalter

---

m	Mittel
max	maximal zulässiger Wert
mess	Messwert
min	minimal zulässiger Wert
n	Nennwert
opt	optimal
OPT	Netzzustandsoptimierung als Teilbereich des Netzzustands
p	Prognose
PRO	Lastprognose als Teilbereich des Netzzustands
s	Auslastung (normierter Scheinleistungsfluss)
soll	Sollwert
STE	State Estimation als Teilbereich des Netzzustands
tol	Toleranz
U	Spannung
v	Verlust
w	Warnung
zus	Zustandsvariable
zul	zulässig
Zw	Zweig
ZWA	Zweigauslastungen als Teilbereich des Netzzustands

## Verwendete Abkürzungen

ASR	Ausfallsimulationsrechnung als Teilbereich des Netzzustands
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e.V.
EVT	Energiebezugsverträge als Teilbereich des Netzzustands
GUI	Graphical-User-Interface
INA	Integrale Netzzustandsanzeige
KLT	Kuppelleitungen als Teilbereich des Netzzustands
KSP	Knotenspannungen als Teilbereich des Netzzustands
KSR	Kurzschlussrechnung als Teilbereich des Netzzustands
MMI	Mensch-Maschine-Interface
MMK	Mensch-Maschine-Kommunikation
MPK	Mensch-Prozess-Kommunikation
OPT	Netzzustandsoptimierung als Teilbereich des Netzzustands
PRO	Lastprognose als Teilbereich des Netzzustands
STE	State Estimation als Teilbereich des Netzzustands
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité
ZWA	Zweigauslastungen als Teilbereich des Netzzustands

# 1 Einleitung

## 1.1 Einführung und Motivation

Der Transport und die Verteilung elektrischer Energie von den Kraftwerken zu den Verbrauchern stellt eine wichtige Teilaufgabe der elektrischen Energieversorgung dar. Für eine flächendeckende Versorgung aller Verbraucher werden geografisch weit verteilte elektrische Energieversorgungsnetze zur Verbindung der Kraftwerke und Verbraucher verwendet. Die elektrischen Energieversorgungsnetze bestehen aus einzelnen Teilnetzen, die miteinander verbunden und hierarchisch nach Spannungsebenen gegliedert sind.

Die Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze erfolgt aus zentralen Netzleitstellen, in die alle wichtigen Mess- und Stellgrößen aus dem Netz übertragen werden. Die Netzbetriebsführung verfolgt das Ziel, die vorhandenen Betriebsmittel derart einzusetzen, dass zu jeder Zeit alle Verbraucher mit qualitativ ausreichender elektrischer Energie versorgt und dabei die einzelnen Komponenten und das System vor Zerstörung geschützt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, muss das Betriebspersonal in der zentralen Netzleitstelle den Zustand des elektrischen Energieversorgungsnetzes im Verlauf der Netzüberwachung fortwährend analysieren und bewerten.

Das Betriebspersonal stützt sich bei der Netzzustandsbewertung auf eine große und inhomogene Informationsmenge, die den globalen Netzzustand beschreibt. Zu den verschiedenen Einzelinformationen dieser Informationsmenge gehören zum Beispiel Spannungsbeträge der Netzknoten, Leistungsflüsse und Auslastungen der Zweige sowie Ergebnisse der Netzsicherheitsanalyse. Diese meist numerischen Einzelinformationen müssen vom Betriebspersonal sequentiell aufgenommen, organisiert, zueinander in Beziehung gesetzt und analysiert werden, um den globalen Netzzustand daraus ableiten und bewerten zu können. Die Netzzustandsbewertung stellt auf Grund der hohen Komplexität des Energieversorgungsnetzes und des Umfangs der zu berücksichtigenden Informationsmenge eine schwierige Aufgabe und eine erhebliche Belastung für das Betriebspersonal dar.

Durch eine an die menschliche Informationsaufnahme und -verarbeitung angepasste Visualisierung der für eine gestellte Aufgabe relevanten Informationen kann das Betriebspersonal unterstützt und deren Arbeitsbelastung reduziert werden. Der Mensch besitzt besondere Fähigkeiten der visuellen Wahrnehmung, die es ihm ermöglichen, grafische Informationen in einer geeigneten Visualisierung leicht und schnell wahrzunehmen. Einzelne Elemente einer Visualisierung können beispiels-

weise auf Grund der Prägnanztendenz der visuellen Wahrnehmung schneller und leichter aufgenommen werden, wenn sie zu einfachen und klaren Grundformen gruppiert und angeordnet werden. Weiterhin ermöglicht die ausgeprägte Sensitivität des Menschen gegenüber Symmetrien und Unsymmetrien die effektive Kodierung von Zuständen. Farben mit Signalwirkungen und allgemein bekannten Bedeutungen lassen sich ebenfalls zur Zustandskodierung sowie zur Steuerung der Aufmerksamkeit verwenden.

Die technischen Voraussetzungen für den Einsatz derartiger Visualisierungen zur Unterstützung des Betriebspersonals bei der Netzbetriebsführung stehen mit den vollgrafischen Bildschirmen und Großbild-Projektionswänden heutiger Netzleitsysteme zur Verfügung. Die umfangreichen Möglichkeiten dieser Sichtgeräte zur Gestaltung aussagekräftiger Visualisierungen werden jedoch nach einer weltweit durchgeführten Befragung von Netzbetreibern [50] derzeit nur zu einem geringen Teil genutzt. Die Anzeigen heutiger Netzleitsysteme enthalten beispielsweise zu viele Details, um einen Überblick über den globalen Netzzustand zu ermöglichen. Selbst die Übersichtsbilder in diesen Leitsystemen zeigen nicht den globalen Zustand des Energieversorgungsnetzes sondern vielmehr die Zustände einzelner Stationen. Es handelt sich bei diesen Anzeigen eher um Melde-Übersichten, die weder alle für den globalen Netzzustand relevanten Informationen beinhalten noch den globalen Netzzustand auf einen Blick vermitteln können.

## **1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit**

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines neuartigen Visualisierungssystems zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme. Durch eine an die menschliche Informationsaufnahme und -verarbeitung angepasste Visualisierung soll der globale Netzzustand auf einen Blick sowie wesentliche Informationen zu dessen Teilbereichen vermittelt werden.

Die Integration aller Informationen über den Netzzustand ermöglicht die Betrachtung des Energieversorgungsnetzes in seiner Gesamtheit und erlaubt eine globale Sichtweise im Sinne einer Mensch-Prozess-Kommunikation. Je nach Situation müssen dem Betriebspersonal nur die für eine zu erfüllende Aufgabe notwendigen Informationen vermittelt werden. Dies erfordert für die zu entwickelnde Integrale Netzzustandsanzeige ein hierarchisches Darstellungskonzept, dessen Ebenen durch einen unterschiedlich großen Detaillierungsgrad der dargestellten Informationen gekennzeichnet sind und unterschiedliche Aufgaben erfüllen.

Die obere Darstellungsebene des hierarchischen Konzepts soll über den bisherigen Stand der Forschung hinaus den globalen Netzzustand mit seiner zeitlichen Entwicklung in *einem* Diagramm visualisieren. Es soll die zentrale Frage beantwortet werden, ob der globale Netzzustand einen vorgegebenen Sollzustand einhält. Liegen Abweichungen vom Sollzustand vor, sollte die obere Darstellungsebene weitere, qualitative Informationen über die Abweichungen bereitstellen.

Die für die komprimierte Visualisierung des globalen Netzzustands notwendige starke Informationsverdichtung lässt sich durch die Kombination numerischer und grafischer Methoden der Datenreduktion erreichen. Eine gemeinsame Darstellung skalarer Kenngrößen, die zur Beschreibung einzelner Teilbereiche des Netzzustands geeignet sind, ermöglicht die aussagekräftige Visualisierung des globalen Netzzustands.

Die Aufgabe der Diagramme in der mittleren Darstellungsebene ist die Visualisierung wesentlicher Informationen zu Teilbereichen des Netzzustands. Hierzu gehören beispielsweise Grenzwertverletzungen, Betriebswerte mit geringem Abstand zu den Grenzwerten und höherwertige Informationen. Die Diagramme der mittleren Darstellungsebene sollen hauptsächlich der näheren Betrachtung einzelner Teilbereiche bei Abweichungen vom Sollzustand dienen. Für die im Vergleich zur oberen Darstellungsebene geringere Datenreduktion können ebenfalls numerische und grafische Methoden angewendet werden.

Die untere Darstellungsebene soll einzelne Informationen mit hohem Detaillierungsgrad visualisieren. Für diese Aufgabe existieren bereits aussagekräftige und in der Praxis bewährte Darstellungen in den Netzleitsystemen, die zusammen mit den in dieser Arbeit zu entwickelnden Diagrammen die untere Ebene des hierarchischen Darstellungskonzepts bilden.

Für die Entwicklung aussagekräftiger Diagramme des neuen Visualisierungssystems, mit denen die Informationen schnell und intuitiv vermittelt werden können, sind neben wahrnehmungspsychologischen Aspekten auch relevante Normen, Richtlinien und Empfehlungen zu berücksichtigen.

Die Integrale Netzzustandsanzeige als neues Visualisierungssystem wird primär für die Netzüberwachung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen mit einer Anwendung auf den aktuellen Netzzustand konzipiert. Darüber hinaus eignet sich das entwickelte Visualisierungssystem auch für Planungszwecke unter Verwendung simulierter Netzzustände. Für die Berücksichtigung beider Anwendungsfälle wird in dieser Arbeit die allgemeine Formulierung „betrachteter Netzzustand“ verwendet.

Die Verifikation des entwickelten Visualisierungssystems erfolgt durch die Anwendung auf vier Testsysteme, die auf realen elektrischen Energieversorgungsnetze basieren.

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich wie folgt: In Kapitel 2 wird die Problemstellung im Detail erläutert, der aktuelle Stand der Forschung analysiert und in den Bereich der menschlichen Wahrnehmung und Informationsverarbeitung eingeführt. Das gewählte Konzept der entwickelten Integralen Netzzustandsanzeige wird in Kapitel 3 der Arbeit vorgestellt. Kapitel 4 beschreibt im Detail die verwendeten numerischen und grafischen Methoden zur Datenreduktion, mit denen die große Informationsmenge für die Visualisierung des globalen Netzzustands und seiner Teilbereiche verdichtet wird. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Arbeit werden in Form von Diagrammen der Integralen Netzzustandsanzeige zur Visualisierung des globalen Netzzustands und seiner Teilbereiche in Kapitel 5 vorgestellt. Nach einer abschließenden Bewertung der entwickelten Diagramme folgt in Kapitel 6 eine Zusammenfassung der vorliegenden Arbeit.



## 2 Prozessvisualisierung in der Netzbetriebsführung

### 2.1 Einführung

Ein Visualisierungssystem zur Darstellung des Zustands eines elektrischen Energieversorgungsnetzes ist Teil des Netzleitsystems in der Netzleitstelle und gehört damit zum Bereich der Netzleittechnik. Ausgehend von einem allgemeinen technischen Produktionsprozess, bei dem die Prozessleittechnik alle Einrichtungen in Hard- und Software zur Überwachung, Steuerung und Regelung des betrachteten Prozesses umfasst, lässt sich die Netzleittechnik als eine spezielle Informationstechnik zur Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze definieren [74]. Die zur Netzbetriebsführung erforderlichen technischen Hilfsmittel bilden das Netzleitsystem. Die Netzleittechnik ist demnach eine Hilfstechnik sowohl für die Betriebsführung als auch für die Betriebsplanung elektrischer Energieversorgungsnetze. Sie wird im Gegensatz zur Primärtechnik, die alle direkt in den Transport und die Verteilung der elektrischen Energie eingebundenen Betriebsmittel (Sammelschienen, Transformatoren etc.) umfasst, als Sekundärtechnik bezeichnet [41].

Analog zur Prozessleittechnik, die auf den zu führenden technischen Prozess ausgerichtet ist, muss auch die Netzleittechnik den speziellen Aufbau des Energieversorgungsnetzes und die Aufgaben der Netzbetriebsführung berücksichtigen. Verschiedene Netzleitsysteme können sich daher je nach Anwendungsfall stark voneinander unterscheiden. In dieser Arbeit stehen Hoch- und Höchstspannungsnetze im Mittelpunkt der Betrachtung. Die entwickelte Integrale Netzzustandsanzeige ist daher speziell auf den Aufbau und die Betriebsführung dieser Netze ausgerichtet. Das Konzept der Integralen Netzzustandsanzeige ist darüber hinaus auch auf Nieder- und Mittelspannungsnetze anwendbar, wobei Anpassungen zum Beispiel bei den verwendeten Darstellungen und den zu berücksichtigenden Teilbereichen des Netzzustands erforderlich sind. Im folgenden Abschnitt zur Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze sind die Ausführungen trotz des Fokus in dieser Arbeit auf Hoch- und Höchstspannungsnetze im Sinne eines Überblicks allgemeiner gehalten.

Die beiden wesentlichen Schnittstellen eines Netzleitsystems zur Außenwelt sind die prozessseitige Ankopplung an das Energieversorgungssystem und die Verbindung zum betriebsführenden Menschen [74]. Für die Entwicklung einer Netzzustandsanzeige als eine Hauptkomponente der Schnittstelle zum betriebsführenden Menschen sind die Bereiche der Prozessvisualisierung, der visuellen Wahrnehmung und der menschlichen Informationsverarbeitung von großer Bedeutung. Ne-

ben der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze werden deshalb auch diese Themengebiete in diesem Kapitel näher betrachtet.

## 2.2 Netzbetriebsführung

### 2.2.1 Aufbau elektrischer Energieversorgungsnetze

Die Aufgabe eines elektrischen Energieversorgungsunternehmens ist die ausreichende, wirtschaftliche und zuverlässige Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie. Die Randbedingungen einer möglichst geringen Beeinflussung der Umwelt und eines möglichst geringen Rohenergieeinsatzes sind dabei zu berücksichtigen. Die räumliche Trennung der Erzeugung und des Verbrauchs elektrischer Energie auf der einen Seite sowie die zeitliche Diskrepanz zwischen dem Dargebot der natürlichen Quellen und dem Bedarf der Energie auf der anderen Seite erfordern den Aufbau und Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems. Ein wichtiger Teil dieses elektrischen Energieversorgungssystems ist das sich über ein geografisch weit verteiltes Gebiet erstreckende elektrische Energieversorgungsnetz zum Transport und zur Verteilung der elektrischen Energie von den Kraftwerken zu den Verbrauchern.

Elektrische Energieversorgungsnetze können entsprechend ihrer Aufgabe grob in Transport- und Verteilnetze eingeteilt werden [41]. Die Transportnetze dienen der Überbrückung von Entfernungen über mehrere 100 km mit Leistungstransporten von bis zu mehreren GW. Über die Verteilnetze erfolgt hingegen die regionale Verteilung der Energie an die Verbraucher. Neben dieser aufgabenorientierten Einteilung der elektrischen Energieversorgungsnetze existiert eine weitere hierarchische Gliederung der Netze nach Spannungsebenen, die über Transformatoren untereinander verbunden sind (Bild 2.1).

Das Höchstspannungsnetz wird zum Beispiel in Deutschland als überregionales Transportnetz mit Spannungen von 380 kV und 220 kV zur Übertragung der geforderten Leistungen betrieben, um die ohmschen Verluste in den Leitern ( $R \cdot I^2$ ), die bei weitem die Verluste im Dielektrikum ( $G \cdot U^2$ ) übertreffen, und die Leiterquerschnitte möglichst gering zu halten. Die Verbindung der einzelnen Energieversorgungsnetze im Rahmen der UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité) erlaubt einen länderübergreifenden Energieaustausch. Dies hat unter anderem den Vorteil, dass die einzelnen Netzbetreiber eine geringere Reserveleistung vorhalten müssen, die Versorgungszuverlässigkeit erhöht wird und die Möglichkeit für einen wirtschaftlichen Stromaustausch gegeben ist.

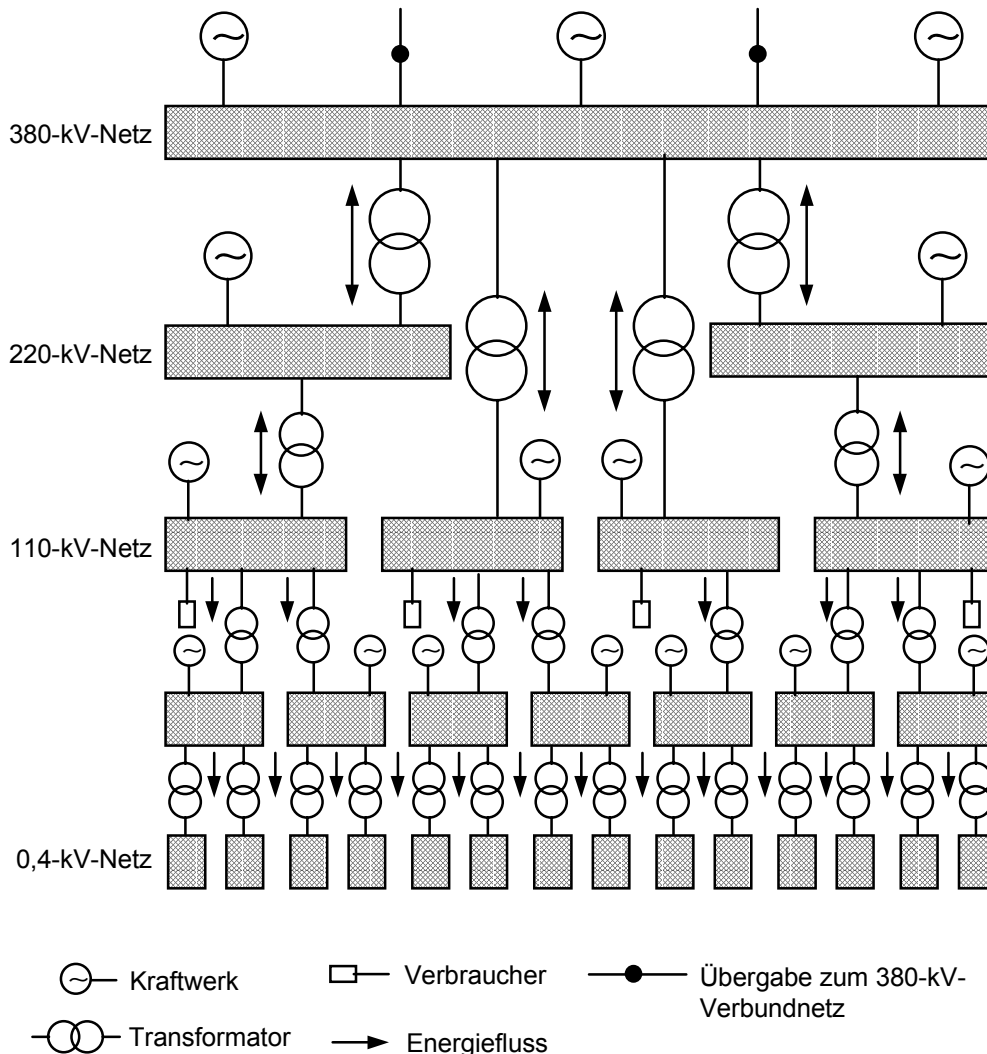


Bild 2.1: Aufbau des Energieversorgungsnetzes in Deutschland [41]

Das Hochspannungsnetz in Deutschland mit einer Spannung von 110 kV dient hingegen als regionales Transportnetz dem Transport der elektrischen Energie direkt in die Verbrauchsschwerpunkte bzw. zu den Großverbrauchern. Die über die Leitungen dieses Netzes transportierten Leistungen liegen im Bereich von 10 bis 100 MW, wobei die Einspeisungen aus dem Höchstspannungsnetz und direkt aus mittelgroßen Kraftwerksblöcken erfolgt. Die einzelnen Regionen des Hochspannungsnetzes sind im Normalbetrieb galvanisch voneinander getrennt, in sich vermascht und an einigen Stellen über Transformatoren mit dem Höchstspannungsnetz über Transformatoren verbunden. Das Hochspannungsnetz entwickelt sich infolge der steigenden Lastdichte in den Großstädten zunehmend zu einem Verteilnetz, sodass es letztlich eine gemischte Transport- und Verteilungsaufgabe erfüllt [41].

Mittel- und Niederspannungsnetze mit Spannungen von 6 bis 20 kV bzw. 400 bis 1000 V dienen der Verteilung der elektrischen Energie (Verteilnetze) bis in die

Nähe der oder direkt an die Verbraucher. Sie unterscheiden sich unter anderem in der Größe der übertragenen Leistungen und im prinzipiellen Netzaufbau. Mittelspannungsnetze sind aus Redundanzgründen vermascht aufgebaut, werden aber meist radial betrieben. Niederspannungsnetze besitzen dagegen überwiegend einen radialen Netzaufbau.

## 2.2.2 Aufgaben und Organisation der Netzbetriebsführung

Die Netzbetriebsführung stellt eine der zentralen Aufgaben der elektrischen Energieversorgung dar. Sie muss sicherstellen, dass die vielfältigen Anforderungen an die elektrische Energieversorgung wie zum Beispiel die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie vom Erzeuger zum Verbraucher bestmöglich erfüllt werden. Die Netzbetriebsführung befindet sich dabei im Spannungsfeld der drei Anforderungen nach Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit (Bild 2.2) [1, 42]. Die Aufgabe der Netzbetriebsführung unter dem Einfluss dieses Spannungsfelds wird wie folgt beschrieben: „Die Kunst der Netzbetriebsführung besteht darin, alle Maßnahmen technischer, betrieblicher und organisatorischer Art unter Beachtung von Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit so gegeneinander abzuwiegen, daß das Gleichgewicht in dem gedachten Spannungsdreieck erhalten bleibt“ [1]. Mit *Sicherheit* ist in diesem Zusammenhang die *Netzicherheit* gemeint, mit der die Kontinuität der Verbraucherversorgung beschrieben wird.

Die primäre Aufgabe der Netzbetriebsführung ist es dabei, „die vorhandenen Betriebsmittel so einzusetzen, daß zu jeder Zeit alle Verbraucher mit qualitativ ausreichender elektrischer Energie (Spannung, Frequenz) versorgt werden und dabei die einzelnen Komponenten und das System vor Zerstörung geschützt werden“ [74].

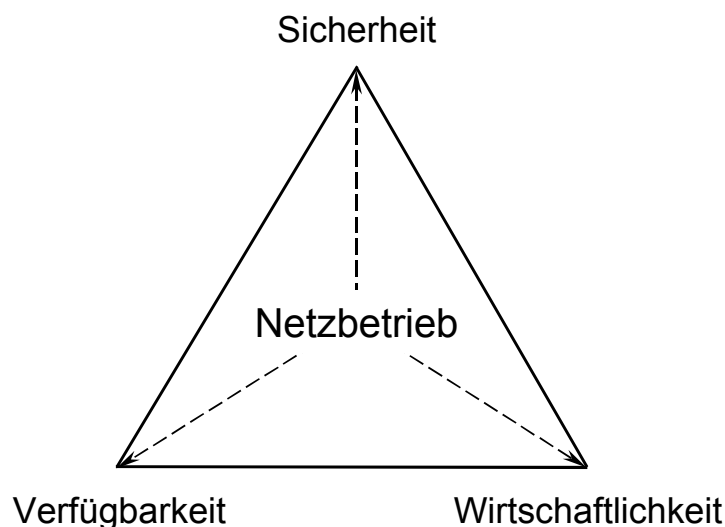


Bild 2.2: Netzbetrieb im Spannungsfeld der Anforderungen [42]

An dieser Stelle sei angemerkt, dass im allgemeinen Sprachgebrauch vor allem bis zur Liberalisierung des Energiemarkts am 29.04.1998 durch das Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts unter dem Begriff der Netzbetriebsführung die beiden Bereiche der Kraftwerkskoordination und der eigentlichen Netzführung zusammengefasst werden. Durch das „Unbundling“ der einzelnen Bereiche eines Energieversorgungsunternehmens im Zuge der Liberalisierung fallen diese beiden Bereiche nun eigenständigen Unternehmen bzw. Unternehmensbereichen zu. In dieser Arbeit soll dagegen unter dem Begriff der Netzbetriebsführung die eigentliche Netzführung als Aufgabe des Netzbetreibers unter Einbeziehung von Energieeinspeisungen und -bezugsverträgen, die zum Beispiel der Bereitstellung von Reserveleistung und dem Verlustleistungsausgleich dienen, verstanden werden.

Aus den in [42] angegebenen Aufgaben des Netzbetriebs werden hier nur die Teilaufgaben der Netzüberwachung angegeben, die für die in dieser Arbeit betrachtete Problemstellung relevant sind:

- Überwachen des statischen und dynamischen Verhaltens des Netzes im Normalbetrieb und bei Störungen
- Überwachen des Zustands und Verhaltens der Betriebsmittel
- Überwachen der Netzsicherheit
- Überwachen des Einflusses und der Auswirkungen eigener und fremder Maßnahmen
- Überwachen der im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussströme

Der Schaltbetrieb, zu dem neben den hier angegebenen Teilaufgaben der Netzüberwachung auch die Durchführung von Schaltmaßnahmen gehört, wird von zentralen Netzleitstellen durchgeführt. Für die Organisation dieser Netzleitstellen gibt es unterschiedliche Formen. In Deutschland teilen sich die Einzelunternehmen der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG) den Betrieb des Höchstspannungsnetzes (Verbundnetz). Jedes Mitglied der DVG hat eine zentrale Netzleitstelle für seinen Bereich des Verbundnetzes. Unabhängig hiervon findet innerhalb der einzelnen Netzbetreiber generell eine hierarchische Gliederung der Leitstellen nach Spannungsebenen statt. Neben den zentralen Netzleitstellen für die Bereiche des Höchstspannungsnetzes existieren daher meist mehrere regionale Leitstellen zur Führung der einzelnen Hochspannungsnetze. Einige Hochspannungsnetze werden auch von regionalen und kommunalen Netzbetreibern geführt. Aus der überlagerten Leitstelle des Höchstspannungsnetzes werden von regionalen Leitstellen gegebenenfalls Anweisungen entgegengenommen und bearbeitet.

### 2.2.3 Netzüberwachung

Im Verlauf der Netzüberwachung als wichtige Teilaufgabe der Netzbetriebsführung muss der aktuelle Netzzustand fortwährend analysiert und bewertet werden. Hierzu kommen algorithmische Verfahren zur Netzzustandserkennung und Netzsicherheitsanalyse zum Einsatz [78].

Das Verfahren der State Estimation dient der Bestimmung der komplexen Knotenspannungen aller Netzknoten als Zustandsvariablen des Systems aus den im Allgemeinen fehlerbehafteten Messwerten, die über die Fernwirkverbindungen in die Netzleitstelle übertragen werden. Da insgesamt mehr Messwerte vorliegen als mathematisch zur Ermittlung der Zustandsvariablen des Systems erforderlich sind, kann diese Messwertredundanz durch das Verfahren der State Estimation zum Fehlerausgleich der einzelnen Messwerte genutzt werden. Die State Estimation berechnet auch nicht gemessene Größen und liefert einen konsistenten Datensatz zur Beschreibung des Netzzustands (Grundfall) [17].

Zur Bewertung des durch das Ergebnis der State Estimation charakterisierten Grundfalls werden betrieblich wichtige Grenzwertverletzungen berücksichtigt. Hierzu gehören zu hohe Zweigströme bzw. Zweigauslastungen und zu hohe bzw. zu niedrige Spannungsbeträge.

Zu den Verfahren der Netzsicherheitsanalyse gehören die Ausfallsimulationsrechnung und die Kurzschlussrechnung. Beide Verfahren benötigen als Eingangsgrößen einen erweiterten Systemdatensatz, der sich aus dem konsistenten Netzdatensatz der State Estimation durch die Erweiterung um die Ersatzmodellierung für das nicht beobachtbare umgebende Netz ergibt [17].

Bei der Ausfallsimulationsrechnung wird durch die Simulation von Ausfallvarianten mit einem Zweig- oder Einspeiseausfall das  $(n-1)$ -Kriterium überwacht und damit der aktuelle Netzzustand im Hinblick auf eine potenzielle Gefährdung bei Ausfall eines Elements beurteilt. Jede simulierte Ausfallvariante wird analog zum Grundfall auf Grenzwertverletzungen von Betriebswerten und auf einen Netzerfall überprüft. Der aktuelle Netzzustand gilt als  $(n-1)$ -sicher, wenn in allen Varianten weder Grenzwertverletzungen der Betriebswerte vorliegen noch ein Netzerfall auftritt.

Die Kurzschlussrechnung als zweites Verfahren der Netzsicherheitsanalyse berechnet die im dreipoligen symmetrischen Kurzschlussfall zu erwartenden Kurzschlussströme und die daraus resultierenden Kurzschlussabschaltleistungen. Ist die

Kurzschlussabschaltleistung größer als die vom Leistungsschalter beherrschbare Abschaltleistung, so liegt eine Grenzwertverletzung der Kurzschlussrechnung vor.

Anhand der Ergebnisse der Netzzustandserkennung und Netzsicherheitsanalyse lässt sich der aktuelle Netzzustand bewerten. Bei dieser Bewertung des Netzzustands stehen exponierte Betriebswerte mit Grenzwertverletzungen, d.h. Einzeldaten zur Charakterisierung des Netzzustands im Hinblick auf die Netzsicherheit im Vordergrund.

Neben der Überwachung der Netzsicherheit muss auch die Einhaltung eines vorgegebenen Sollzustands für das Netz beobachtet werden. Die Vorgabe eines Sollzustands kann beispielsweise die Einhaltung eines Spannungsprofils als Ergebnis der Spannungsblindleistungsoptimierung oder die Forderung, dass die Zweige eine Warngrenze nicht überschreiten, beinhalten. Das Betriebspersonal in der Netzleitstelle hat die Aufgabe, das gesamte Netz möglichst nahe an einem vorgegebenen Sollzustand zu betreiben, um der stärkeren Forderung nach einem wirtschaftlich optimalen Betrieb des Netzes auf Grund eines erhöhten Wettbewerbs und notwendiger Kosteneinsparungen gerecht zu werden. Hierzu muss das elektrische Energieversorgungsnetz – im Gegensatz zur bisher überwiegenden Betrachtung einzelner Netzelemente bzw. Teilbereiche des Netzzustands – in seiner Gesamtheit durch das Betriebspersonal betrachtet und beurteilt werden [57, 68]. Neben den bereits genannten exponierten Einzeldaten als Detailinformationen müssen zur Bewertung des gesamten Netzzustands auch so genannte höherwertige Informationen über dessen Teilbereiche und über den gesamten Netzzustand herangezogen werden. Höherwertige Informationen sind durch die Beziehung einzelner Werte zueinander oder zu einem Sollwert definiert. Sie dienen oft als Grundlage für die weitere Betriebsführung und können teilweise nur verbal umschrieben werden. Beispiele für höherwertige Informationen sind „starke Leistungsflüsse von Westen nach Osten“, „ausgeglichenes Spannungsprofil“ und „Netz im Sollzustand“. Die Qualität des Spannungsprofils beispielsweise lässt sich nur durch die Analyse aller zugehörigen Knotenspannungen als Einzeldaten im Hinblick auf deren Lage zueinander beurteilen.

Zur Beurteilung des Netzzustands muss das Betriebspersonal demnach eine umfangreiche und inhomogene Datenmenge möglichst schnell und sicher analysieren. Dies stellt auf Grund der hohen Komplexität der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze eine schwierige Aufgabe und eine erhebliche mentale Belastung für das Betriebspersonal dar.

## **2.3 Visuelle Wahrnehmung und menschliche Informationsverarbeitung**

### **2.3.1 Allgemeines**

Netzleitsysteme in der elektrischen Energieversorgung sollen das Betriebspersonal bei ihren Aufgaben unterstützen. Daher haben die Anforderungen des Betriebspersonals bei allen Entwurfs- und Entwicklungsarbeiten eines Visualisierungssystems eine hohe Priorität. Die Gestaltung einer neuen Visualisierungskomponente eines Netzleitsystems gehört zu den Aufgaben der Anthropotechnik, die das Ziel verfolgt, „Maschinen und technische Einrichtungen so auf die Eigenschaften, Möglichkeiten und Bedürfnisse des Menschen abzustimmen, daß beide hinsichtlich Leistung, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit mit bestmöglichem Gesamtergebnis zusammenwirken“ [14]. Die Anthropotechnik stellt ein inhaltlich besonders komplexes sowie umfangreiches Gebiet dar, das Teilbereiche der Physiologie, Psychologie, Arbeitsmedizin, Anthropometrie, Physik und Systemtechnik interdisziplinär umfasst. Daher kann in Abschnitt 2.3 nur ein Überblick mit Erläuterungen einiger wichtiger Aspekte gegeben werden. Für weiterreichende Informationen sei auf die umfangreiche Literatur zu diesem Thema verwiesen [2, 6, 11, 21, 25, 31, 33, 38, 65, 72, 76].

Zentraler Punkt bei der Entwicklung eines neuen Visualisierungssystems ist die Berücksichtigung der visuellen Informationsaufnahme (Wahrnehmung) und der Informationsverarbeitung durch den Menschen. Deshalb werden in den folgenden Abschnitten speziell diese beiden Bereiche der kognitiven Psychologie erläutert, soweit sie für die vorliegende Arbeit von Bedeutung sind.

### **2.3.2 Kognitive Faktoren**

Geistige Tätigkeiten, bei denen Informationen wahrgenommen, verarbeitet und in Handlungen umgesetzt werden, laufen im kognitiven Bereich ab. Dieser Bereich enthält die kognitiven Faktoren, die in übergreifende Funktionen und kognitive Operationen unterschieden werden und grundlegende Voraussetzungen für geistige Tätigkeiten darstellen [24]. Zu den übergreifenden Funktionen des kognitiven Bereichs gehören Bewusstsein, Aufmerksamkeit, Vorstellungen und Gedächtnis. Die einzelnen kognitiven Operationen hingegen sind Wahrnehmen, Denken und Handeln. Bild 2.3 zeigt in einem Überblick den kognitiven Bereich mit den kognitiven Faktoren und verschiedenen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Faktoren und Bereichen außerhalb des kognitiven Bereichs.



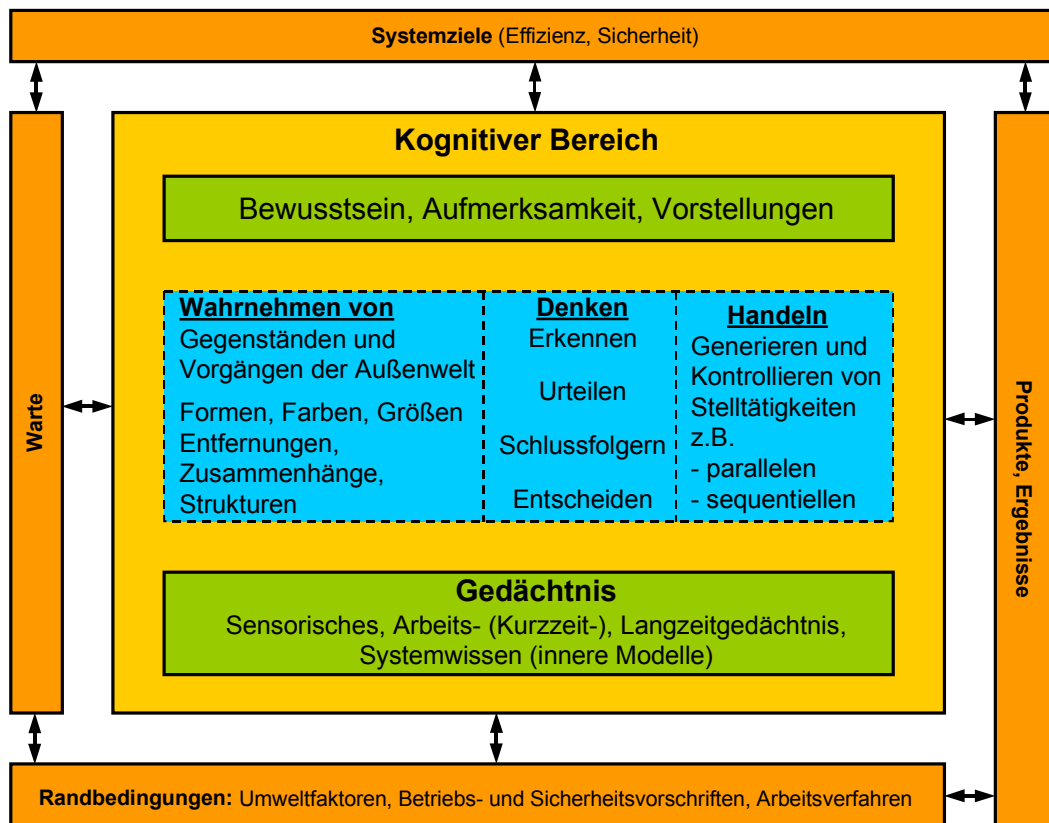


Bild 2.3: Kognitive Faktoren und ihre Wechselwirkungen [24]

Das Bewusstsein ermöglicht die Präsenz von Wahrnehmungs-, Gedächtnis- und Vorstellungsinhalten und führt sie dem Denken zur Verarbeitung der Information zu. Die Präzision eines kognitiven Prozesses wird unter anderem durch den Grad des Bewusstseins bestimmt, der unmittelbar mit der Aufmerksamkeit zusammenhängt. Wird beispielsweise einem Gegenstand der Wahrnehmung, des Denkens oder des Handelns eine größere Aufmerksamkeit gewidmet, so resultiert daraus ein höherer Grad des Bewusstseins, sodass der kognitive Prozess präziser ausgeführt wird. Die beschränkte Kapazität des Bewusstseins, die auch als Enge des Bewusstseins bezeichnet wird, führt zu einer sequentiellen Informationsverarbeitung innerhalb eines bewusst kognitiven Prozesses, der in Abschnitt 2.3.7 näher beschrieben wird [24].

Aufmerksamkeit ist ein kognitiver Faktor mit zentraler Bedeutung, der die Ausrichtung der Konzentration auf Gegenstände der Wahrnehmung, des Denkens oder des Handelns lenkt. Dadurch wird der gerade fokussierte Sachverhalt genau erfasst und behalten. Je stärker die Anspannung der Aufmerksamkeit ist, desto stärker wird der fokussierte Bereich eingengt. Eine detaillierte Beschreibung der Aufmerksamkeit erfolgt unter anderem in Hinblick auf verschiedene Arten der Aufmerksamkeit und der Aufmerksamkeitssteuerung in Abschnitt 2.3.6.

Vorstellungen sind Repräsentationen von früher bereits Wahrgenommenem oder im kognitiven Bereich Erdachtem. Als übergreifende Funktion im kognitiven Bereich stellen Vorstellungen das Material für das Denken bereit. Es wird zwischen allgemeinen Vorstellungen wie zum Beispiel theoretischen Modellen und Einzelvorstellungen, die anschauliche Dinge vergegenwärtigen, unterschieden.

Das Gedächtnis als weiterer kognitiver Faktor mit übergreifender Funktion ist durch die Fähigkeit gekennzeichnet, Wahrgenommenes, Erlebtes und Erdachtes für unterschiedlich lange Zeitspannen zu speichern und dem Bewusstsein bei Bedarf wieder zur Verfügung zu stellen. Die große Bedeutung des Gedächtnisses für den kognitiven Bereich liegt in der Bereitstellung von Wissen für die Verarbeitung und Bewertung aktueller Daten. Die Menge und die Dauer der Speicherung hängen von den Eigenschaften der Daten, den Randbedingungen und den Zielen des Menschen ab, wobei die Art der Darstellung und die Organisation der Daten eine entscheidende Rolle spielen.

Es werden drei Arten von Gedächtnis unterschieden: Das sensorische Gedächtnis ermöglicht das Zusammensetzen von Konfigurationen (zum Beispiel eines Bilds) und Geschehensabläufen unmittelbar nach der Wahrnehmung für eine Dauer bis zu einer Sekunde. Das sensorische Gedächtnis stellt die Grundlage für die Wahrnehmung kontinuierlicher Abläufe und das Vergleichen von Wahrnehmungsinhalten dar.

Das Kurzzeitgedächtnis, das auch als Arbeitsgedächtnis bezeichnet wird, dient der Erfassung eines Sachverhalts, der aus mehreren einzelnen Elementen zusammengesetzt ist. Hierzu gehört zum Beispiel das Verfolgen von komplexen Vorgängen in einem technischen System mit auf mehreren Sichtgeräten verteilten Anzeigen. Das Kurzzeitgedächtnis ist in der Lage fünf bis neun Informationseinheiten, so genannte Chunks, abrufbar über eine Zeitspanne von einigen Sekunden zu speichern [14]. Zudem stellt das Kurzzeitgedächtnis eine grundlegende Begrenzung der geistigen Kapazität des Menschen dar, weil bei Überschreitung der Kapazität des Kurzzeitgedächtnisses eine angemessene Funktion mentaler Prozesse nicht mehr gewährleistet ist. Im Kurzzeitgedächtnis werden die aufgenommenen Informationen nach relevanten Strukturen durchsucht, um gegebenenfalls im Langzeitgedächtnis dauerhaft hinterlegt zu werden.

Das Langzeitgedächtnis ist der spezielle Speicher für lebenslang durch Erfahrungen, Lernen oder den Umgang mit technischen Systemen erworbenes Wissen. Alle neuen Erfahrungen wirken über das Denken auf das im Langzeitgedächtnis schon vorhandene Wissen und helfen, es immer weiter zu verfeinern und zu erweitern. Das Langzeitgedächtnis weist eine fast unbegrenzte Speicherdauer und Kapazität

auf [24]. Die Funktionen des Langzeitgedächtnisses sind beispielsweise beim Erkennen und Beurteilen der Bedeutung von angezeigten Messwerten beteiligt.

Die Wahrnehmung als kognitive Operation ist ein psychophysischer Prozess, bei dem physikalische Reize über die Sinnesorgane des Menschen aufgenommen und bewusstseinsfähig gemacht werden. Dabei findet ein ständiger Wirkungs-austausch zwischen Gegenständen der Wahrnehmung und dem Denken als weitere kognitive Operation statt, um ein zutreffendes, prägnantes Bild über Vorgänge und Verhältnisse in der Umwelt des Menschen zu erhalten [24].

Das Denken als wesentlicher Teil der Informationsverarbeitung dient prinzipiell dem Lösen von Aufgaben, wobei es unter den kognitiven Faktoren organisierend, ordnend und steuernd wirkt. Die Grundfunktionen des Denkens sind dabei das Erzeugen von Vorstellungen und Begriffen, das Erfassen, Bestimmen und Ordnen ihrer Beziehungen sowie das Urteilen und Schlussfolgern. Denken organisiert sich selbst und setzt dabei alle kognitiven Faktoren integrierend ein.

Die Prozesse der Wahrnehmung als Informationsaufnahme und des Denkens als Informationsverarbeitung verdeutlicht Bild 2.4. Das dargestellte Stufenmodell ist

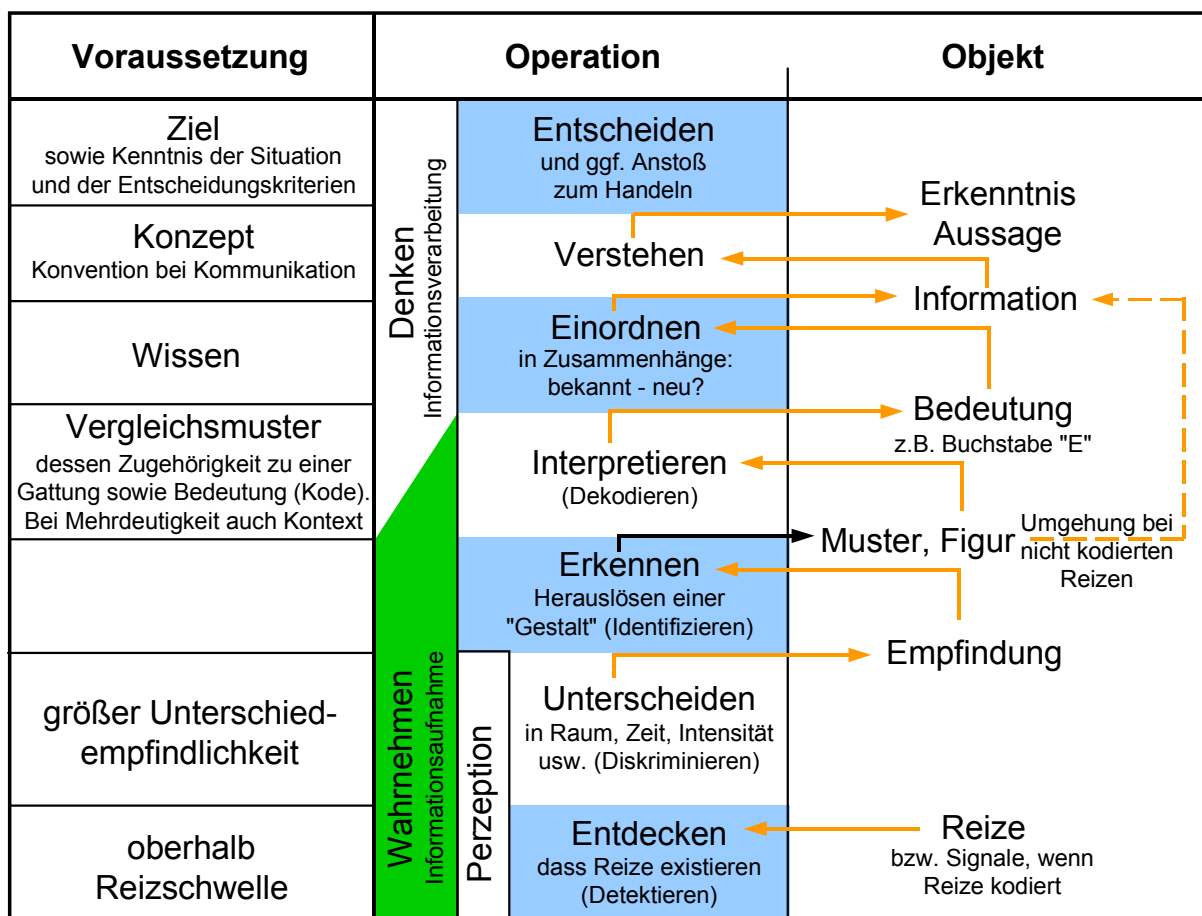


Bild 2.4: Stufenmodell des Wahrnehmens nach [14]

eine mögliche Erklärung dieser komplexen Vorgänge, die schwer verständlich und unvollkommen erforscht sind [14]. Die einzelnen Stufen des Modells entsprechen Operationen des Wahrnehmens und des Denkens, die sich allerdings nicht mit derart ausgeprägten Grenzen ausmachen lassen. Die Anordnung der Stufen innerhalb des Modells kann als Ablauf betrachtet werden und soll andeuten, dass zum Ausführen einer Operation erst alle im Modell tiefer eingestuft Operationen durchgeführt sein müssen. Die Operation des Erkennens in Bild 2.4 entspricht der Wahrnehmung von Formen als kognitive Operation in Bild 2.3 und das Einordnen in Zusammenhänge in Bild 2.4 dem Erkennen in Bild 2.3 als Grundfunktion des Denkens.

Die Reizaufnahme als erste Stufe der Informationsaufnahme in Bild 2.4 erfolgt über die Sensorik als ein auf die Sinnesorgane bezogener peripherer Prozess. Der Mensch besitzt verschiedene Sinnesorgane, die jeweils selektiv auf Änderungen der physikalischen Energie eines Reizes ansprechen. Für Mensch-Maschine-Systeme wichtige Wahrnehmungssysteme sind [46]:

- das visuelle System (Gesichtssinn)
- das auditive System (Gehörsinn)
- das Vestibularsystem (Gleichgewichtssinn)
- das olfaktorische System (Geruchssinn)
- das haptische System (Tastsinn)
- das propriozeptive System (Tiefensensibilität)

Die Wahrnehmungssysteme können prinzipiell als Eingabe-Kanäle betrachtet werden, die unter anderem durch ihre Kanalkapazität als maximale Aufnahmekapazität für die entsprechenden Reize beschrieben werden. Der besonders wichtige visuelle Kanal besitzt eine Aufnahmekapazität von  $10^7$  Bits/sec und der auditive Kanal eine Kapazität von  $3,5 \cdot 10^4$  Bits/sec [14]. Für die Entwicklung eines Visualisierungssystems ist nur der visuelle Kanal von Interesse, sodass im weiteren Verlauf dieser Arbeit ausschließlich dieser Kanal und die zugehörigen Prozesse der visuellen Wahrnehmung berücksichtigt werden.

Die beiden nächsten Stufen der Informationsaufnahme des Modells in Bild 2.4 beinhalten das Erkennen und Interpretieren von Formen und Mustern. Im Gegensatz zur Perzeption sind an diesen beiden Operationen der Wahrnehmung auch höhere Nervenzentren im Gehirn und damit kortikale Prozesse beteiligt. Dabei existiert keine eindeutige deterministische Beziehung zwischen den physikalisch mess-

baren Größen und der subjektiven Wahrnehmung. Optische Täuschungen belegen diese Aussage [44]. Durch das Erkennen und Interpretieren als eigentlicher Prozess der Wahrnehmung werden aus den aufgenommenen Lichtreizen durch die Vorgänge der Mustererkennung und Merkmalsbildung Formen und Informationen abgeleitet. Diese abgeleiteten Informationen und nicht die aufgenommenen Daten bzw. Reize werden im Kurzzeitgedächtnis für die weitere Bearbeitung gespeichert.

Die beiden Operationen Erkennen und Interpretieren sowie die Operationen des Denkens als Informationsverarbeitung haben eine große Bedeutung für die Konzeption eines Visualisierungssystems. Aus diesem Grund werden sie in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

### **2.3.3 Figur-Grund-Wahrnehmung**

Eine Aufgliederung und Strukturierung des Wahrnehmungsbereichs durch das Wahrnehmungssystem ist die Grundvoraussetzung für alle weiteren kognitiven Prozesse. Durch eine unbewusste Aufteilung des Wahrnehmungsfelds in Figur und Grund wird der kognitive Bereich stark entlastet, und es wird ihm tendenziell nur das Wesentliche übermittelt. Von der Wahrnehmung wird bei dieser Aufteilung das bevorzugt, was sich durch Farbe, prägnante Form, Größe, Helligkeit oder Bewegung als Figur vom Hintergrund abhebt. Der Hintergrund wird hierbei im Allgemeinen nicht wahrgenommen, es sei denn die Aufmerksamkeit wird bewusst auf ihn gerichtet.

Formen werden prinzipiell von der Wahrnehmung aus geschlossenen Konturen gebildet, die eine Grenze zwischen Flächen unterschiedlicher Helligkeit darstellen. Nach der Aufteilung des Wahrnehmungsfelds in Figur und Grund ist jeweils nur die Interpretation eines Reizmusters möglich, entweder nur die Figur bzw. der Vordergrund oder nur der Grund bzw. Hintergrund.

Entscheidend für eine leichte Gliederbarkeit des Wahrnehmungsfelds in Figur und Grund ist das Ausmaß des Kontrasts zwischen Farbe, Form, Größe, Helligkeit oder Bewegung und dem Hintergrund. Ein klares Figur-Grund-Verhältnis ist damit Voraussetzung für eine übersichtliche und gut erfassbare Anzeige. Zur Herstellung eines guten Figur-Grund-Verhältnisses soll zum Beispiel der Helligkeitskontrast zwischen Figur und Hintergrund mindestens das Verhältnis 1:3 aufweisen [24]. Figuren ist durch ihre Größe, prägnante Form und scharfe Begrenzungslinien ein verbesserter Kontrast zum Hintergrund zu verleihen.

Der Hintergrund selbst ist weitgehend unauffällig zu gestalten. Er soll Figuren herausheben und nicht einebnen oder in Konkurrenz mit ihnen treten. In empirischen

Studien wurde nachgewiesen, dass die Wahl eines unbunten Hintergrunds deutliche Vorteile für die Wahrnehmung im Vergleich zu einem bunten Hintergrund aufweist. Die beiden Extrema Schwarz und Weiß eines unbunten Hintergrunds weisen gleichgewichtige Vor- und Nachteile auf, sodass die Verwendung eines Grautons als Kompromiss empfohlen wird [15]. Für die Darstellung farbiger Elemente im Vordergrund ist ein Grauton zwischen Dunkelgrau und Mittelgrau zu verwenden, wobei für jeden Anwendungsfall der optimale Grauton experimentell zu ermitteln ist.

### 2.3.4 Gesetze der Wahrnehmung

Nach der Perzeption der physikalischen Reize erfolgt das Erkennen als weitere Operation des Wahrnehmens, bei der bewusstseinsfähige und damit anschauliche Gegenstände für die weitere Interpretation der Information abgeleitet werden. Die hierzu ablaufenden Vorgänge der Mustererkennung und Merkmalsbildung folgen festen Gesetzmäßigkeiten. Diese Gesetze der Wahrnehmung werden nicht vom Denken beeinflusst und gelten für alle Menschen gleich [24]. Sie beschreiben, welche Wahrnehmungen entstehen, wenn bestimmte Reizbedingungen gegeben sind. Da sich aus den Gesetzen der Wahrnehmung wichtige Hinweise zur Gestaltung geeigneter Anzeigen ableiten lassen, werden einige für die Konzeption eines Visualisierungssystems relevante Gesetze im Folgenden vorgestellt.

- Das *Prägnanzgesetz* ist das zentrale Gesetz der Gestaltungspsychologie und wird auch als *Gesetz der guten Gestalt* oder als *Gesetz der Einfachheit* bezeichnet. Nach dem Prägnanzgesetz wird jedes Reizmuster so gesehen, dass die resultierende Struktur so einfach wie möglich ist [33]. Das gesamte Wahrnehmungsfeld wird derart erfasst und aufgegliedert, dass dem Bewusstsein nur das Wesentliche einzelner Gegenstände der Wahrnehmung in möglichst klarer, einfacher, regelmäßiger und optimal ausgeprägter Weise erscheint [24]. Auch für komplexe Darstellungen werden durch das Prägnanzgesetz übersichtliche Gliederungsverhältnisse geschaffen.

Als Folge der Prägnanztendenz bevorzugt die Wahrnehmung einfache, regelmäßige Gestalten wie gerade Linien, Kreise und Quadrate im Vergleich zu beliebig unregelmäßigen Formen. Diese so genannten prägnanten Gestalten bzw. Grundformen werden leichter, früher und genauer gesehen, zuverlässiger beurteilt und besser im Gedächtnis behalten als unregelmäßige Gestalten. Die Empfindlichkeit für Veränderungen an der Form ist bei prägnanten Gestalten stärker als bei weniger regelmäßigen Gestalten ausgeprägt. Dies resultiert in einer besonders starken Sensitivität des Menschen für Symmetrien und Unsymmetrien,

die zum Beispiel für Formkodierungen genutzt werden kann. Prägnante Grundformen haben zudem eine Wirkung auf den Betrachter: Symmetrische Formen wirken stabil, geordnet und ausgeglichen und können deshalb zur Kodierung eines Sollzustands verwendet werden. Unsymmetrische Formen wirken hingegen instabil, ungeordnet und zwingen zum genauen Hinsehen. Sie eignen sich daher zur Kodierung einer Abweichung vom Sollzustand. Die Prägnanztendenz kann auch für eine leichtere und schnellere Aufnahme einzelner Elemente, die zu prägnanten Formen gruppiert und angeordnet werden, verwendet werden.

- Das *Gesetz der Nähe* besagt, dass unter sonst gleichen Bedingungen eng zusammen liegende Objekte als eine Gruppe wahrgenommen werden und als zusammengehörig erscheinen (vgl. Bild 2.5). Der Abstand der einzelnen Elemente untereinander ist für die Bildung von Gruppen ausschlaggebend. Für eine Gruppenbildung muss er kleiner als oder in der gleichen Größenordnung sein wie die geometrischen Abmessungen der Elemente.

Für die Gestaltung von Anzeigen eines Visualisierungssystems hat das Gesetz der Nähe eine große Bedeutung. Durch die Gruppierung einzelner Anzeigenelemente lässt sich beispielsweise eine funktionale Zusammengehörigkeit darstellen.

- Das *Gesetz der Gleichheit* bzw. Gleichartigkeit besagt, dass Elemente einer Darstellung auch über große Abstände hinweg als zusammengehörig erscheinen, wenn eine Gleichartigkeit im Hinblick auf Farbe, Form, Größe und Verhalten bzw. Bewegung gegeben ist (vgl. Bild 2.5). Beispielsweise führt eine gleichzeitige und gleich gerichtete Bewegung mehrerer Elemente einer Menge sonst ruhender Elemente zu einer gemeinsamen Wahrnehmung der jeweils ruhenden und bewegten Elemente. Die Gleichheit der Farbe hat die stärkste Wirkung. Das Gesetz der Gleichheit wirkt im Vergleich zum Gesetz der Nähe selbst über größere Distanzen stärker [24].

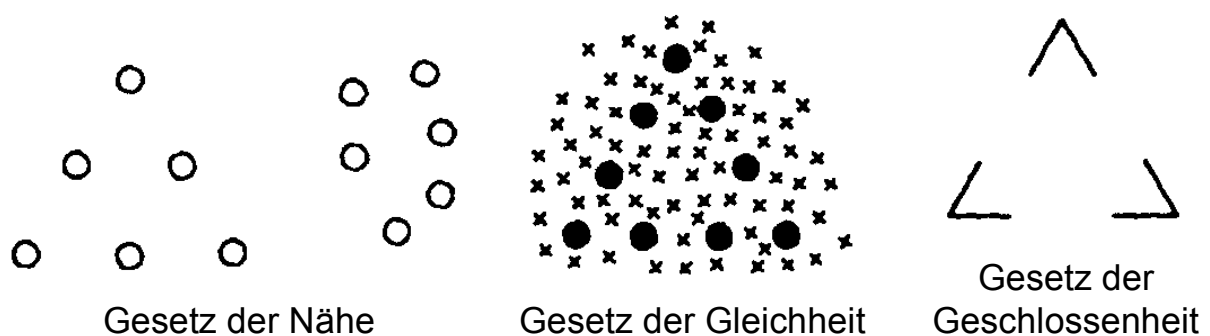


Bild 2.5: Beispiele für die Gestaltungsgesetze

- Das *Gesetz der Geschlossenheit* bzw. der guten Gestalt beschreibt die Tendenz der Wahrnehmung Muster derart zu ergänzen, dass eine möglichst „gute“ Form oder geschlossene Gestalt erreicht wird. Die drei spitzen Winkel in Bild 2.5 zur Verdeutlichung des Gesetzes der Geschlossenheit werden sofort zu einem Dreieck als gute Form ergänzt. Gleichzeitig wird die Darstellung auch als zwei übereinander liegende Dreiecke interpretiert, wobei das obere, ergänzte, weiße Dreieck das untere Dreieck teilweise verdeckt. Nicht geschlossene Formen werden daher oft ausgefüllt, weil geschlossene Formen prägnanter als offene sind. Weiterhin besitzt jede gekrümmte Linie und jeder Winkel eine Außen- und eine Innenseite. Die Innenseite wird oftmals zu einer Figur, selbst wenn die Figur dann nicht ganz von der Linie bzw. dem Winkel umschlossen wird.

Das Gesetz der Geschlossenheit hat ebenfalls eine stärkere Wirkung als das Gesetz der Nähe. Es kann bei der Gestaltung von Visualisierungssystemen genutzt werden, um funktional zusammengehörige Elemente trotz ihrer Nähe oder Gleichheit zu anderen Elementen zum Beispiel durch einen Rahmen zu gruppieren oder durch eine Trennlinie von diesen zu separieren.

### 2.3.5 Wahrnehmung und Einsatz von Farbe

Da es sich bei der Farbwahrnehmung um ein sehr komplexes und umfangreiches Gebiet handelt, können an dieser Stelle nur einige für die Konzeption eines Visualisierungssystems wichtige Aspekte angegeben werden. Es folgt zunächst ein kurzer Überblick mit den wichtigsten Begriffen zum Thema Farbwahrnehmung. Anschließend werden wichtige Hinweise und Empfehlungen für den Farbeinsatz in Mensch-Maschine-Systemen angegeben, die bei der Konzeption eines Visualisierungssystems zu berücksichtigen sind. An dieser Stelle sei für detailliertere Informationen auf die entsprechenden Normen, Richtlinien und Empfehlungen verwiesen [15, 16, 18, 19, 20, 23, 28, 59, 60, 61].

Das visuelle System des Menschen kann ca. sieben Millionen Farbnuancen bei etwa 150 Farbtönen unterscheiden, wenn die Farben gemeinsam zu sehen und dabei zu vergleichen sind [15]. Die physiologische Farbwahrnehmung im Auge erfolgt über Zäpfchen und Stäbchen auf der Netzhaut. Verschiedene Arten von Zäpfchen reagieren jeweils unterschiedlich auf bestimmte Wellenlängen des einfallenden Lichts und absorbieren diese Frequenzbereiche besonders stark. Sie sind damit in der Lage die Chrominanz, die ein Maß für die Buntheit einer Farbe darstellt und durch den Farbton und die Farbsättigung beschrieben wird, wahrzunehmen. Der Farbton wird von der Wellenlänge des Lichts bestimmt. Die Farbsättigung bzw. die Farbintensität gibt hingegen an, wie groß der Anteil von Weiß an einer Farbe



ist. Der vom menschlichen Auge insgesamt wahrnehmbare Wellenlängenbereich erstreckt sich von ca. 380 nm für violettes Licht bis ca. 780 nm für rotes Licht. Die Stäbchen auf der Netzhaut nehmen dagegen die Luminanz einer Farbe auf, die mit der subjektiv empfundenen Helligkeit korrespondiert. Die psychologische Farbwahrnehmung erfolgt anschließend durch das Zusammensetzen des eigentlichen Farbreizes im Gehirn. Der durch das Auge vermittelte Sinneseindruck führt beim Betrachter zu einer Empfindung namens Farbvalenz.

Beim Einsatz von Farbe in einem Visualisierungssystem muss berücksichtigt werden, dass Farben eine bestimmte Wirkung auf den Menschen haben. Die Farbe Blau wird beispielsweise meist mit etwas Kühlem assoziiert, Grün wirkt beruhigend auf den Menschen und rote bzw. violette Farbtöne erregen Aufmerksamkeit [15]. Zudem existiert eine gewisse ästhetische Wirkung von Farben auf den Menschen. Ein sattes Blau als Hintergrundfarbe wird oftmals als deutlich schöner empfunden als ein Grauton. Da Farbe das Leistungsvermögen des Menschen bei falscher Auswahl nachweislich auch reduzieren kann, ist bei der Farbwahl für ein Visualisierungssystem auf Funktionalität und nicht auf Schönheit zu achten [15]. Die Hinweise zur Auswahl eines grauen Hintergrunds in Abschnitt 2.3.3 trotz der ästhetischen Wirkung von Blau als Hintergrund sind ein Beispiel hierfür.

Durch den richtigen Einsatz von Farbe in Mensch-Maschine-Systemen kann eine enorme Unterstützung der visuellen Informationsaufnahme und -verarbeitung erreicht werden. Farbe ermöglicht ein schnelleres und leichteres Auffinden, Klassifizieren und Interpretieren von Information und erhöht die Informationsdichte einer Darstellung. Weiterhin lässt sich Farbe zur effektiven Steuerung der Aufmerksamkeit des Benutzers verwenden. Um diese Vorteile eines Farbeinsatzes wirklich nutzen zu können, müssen einige Empfehlungen und Richtlinien für eine sinnvolle Verwendung von Farbe in Mensch-Maschine-Systemen berücksichtigt werden:

- Generell sind Farben im Gesamtsystem konsistent einzusetzen. Bei der Verwendung von Farben zur Kodierung bestimmter Zustände müssen die Farben in allen Bereichen eine einheitliche Bedeutung haben [45].
- Auf Statusänderungen im System kann der Benutzer durch entsprechende Farbänderungen hingewiesen werden, sodass seine Aufmerksamkeit auf den relevanten Bereich gelenkt wird (vgl. Abschnitt 2.3.6).
- Die Suchzeiten und das Merken von Details grafischer Darstellungen lassen sich erheblich verbessern, wenn Farbe und Form redundant zur Kodierung verwendet werden. Auf diese Weise werden immer zwei Reize für die Aufmerk-

samkeitssteuerung genutzt. Besonders effektiv ist eine redundante Form-Farb-Kodierung bei der Darstellung von Zuständen eines Systems [15].

- Nach dem Prinzip der gestuften Aufmerksamkeit sollen Farben für die Kodierung bestimmter Informationen so eingesetzt werden, dass Wichtiges auffälliger wirkt als weniger Wichtiges. Dies kann über den Kontrast des Objekts zum Untergrund, den Farbunterschied zu anderen Objekten und die Ausdehnung des farblich kodierten Objekts erzielt werden [15].
- Farbpaare, die im Spektrum eng beieinander liegen, können leicht verwechselt und sollen nicht direkt nebeneinander dargestellt werden. Besonders schwierig sind diese Farbpaare zu unterscheiden, wenn sie eine hohe Helligkeit besitzen. Ein weißer Untergrund vermindert die Unterscheidbarkeit dieser Farbpaare noch weiter. Die Kombinationen Rot/Orange, Blau/Violett und Grün/Cyan sind Beispiele für derartige Farbpaare [23].
- Die Anzahl gleichzeitig dargestellter Farben ist so gering wie möglich zu halten. Für eine genaue Identifizierung von Objekten wird eine Obergrenze von elf und für eine schnelle Suche oder Interpretation aus dem Gedächtnis heraus eine Obergrenze von sechs gleichzeitig dargestellten Farben empfohlen [23].
- Zur Kodierung von Zuständen durch Farbe sollen deren Wirkung auf den Menschen und allgemein bekannte Bedeutungen ausgenutzt werden. Zu verwendende Farben sind beispielsweise Rot für Gefahr bzw. Dringlichkeit, Gelb für Warnung bzw. einen abnormalen Zustand und Grün für Sicherheit bzw. einen normalen Zustand als jeweils voll gesättigte Signalfarben [15].
- Verschiedene, anwendungsbezogene Richtlinien zur Farbkodierung geben weitere Hinweise zum Farbeinsatz. Allerdings sind diese Richtlinien untereinander nicht immer konsistent, sodass gegebenenfalls für einzelne Anwendungsfälle die geeigneten Farben speziell ausgewählt werden müssen. Nach [44] wird zum Beispiel Violett für Fehlermeldungen, Blau für Sollwerte und Braun für Istwerte empfohlen. Dagegen ist in [15] Hellgrün für Istwerte angegeben. Schrift sollte in einer dezenten Farbe mit geringem Kontrast und Gitterlinien in Grau dargestellt werden.

### 2.3.6 Aufmerksamkeit

Auf den Menschen wirken durchweg so viele Reize aus der Umwelt ein, dass er nicht in der Lage ist, sie alle wahrzunehmen. Er muss daher die wahrzunehmenden Reize auswählen, wobei er durch Motive und Erwartungen gesteuert wird [14]. Aufmerksamkeit als zentraler kognitiver Faktor (vgl. Abschnitt 2.3.2) bewirkt die

Ausrichtung des Interesses auf bestimmte Gegenstände der Wahrnehmung, des Denkens oder des Handelns. Der Mensch kann seine gesamte Aufmerksamkeit dabei unterschiedlich und in gewünschter Weise auf verschiedene Teilprozesse der Informationsübertragung aufteilen (vgl. Bild 2.6). Er kann für jede Arbeitstätigkeit und Aufgabe eine geeignete Aufmerksamkeitsverteilung erlernen. Im Extremfall kann eine schlecht gewählte Aufmerksamkeitsverteilung aber auch zu menschlichen Fehlhandlungen führen. Bei einer bewussten Ausrichtung der Aufmerksamkeit auf bestimmte Gegenstände der Wahrnehmung werden je nach Zielsetzung bestimmte Sinneseindrücke zu Lasten anderer bevorzugt.

Generell wird zwischen willkürlicher und unwillkürlicher Aufmerksamkeit unterschieden. Die willkürliche Aufmerksamkeit stellt die absichtliche, angespannte Zuwendung zu einer Aufgabe oder Tätigkeit dar. Es handelt sich also um eine bewusste Konzentration, die jedoch nicht lange aufrecht erhalten werden kann. Schon nach ca. 30 Minuten kann es bei der durchzuführenden Aufgabe zu Leistungsabfällen von 30% und mehr kommen. Insbesondere ein Visualisierungssystem für Überwachungsaufgaben erfordert durch das häufige Absuchen von Einzelanzeigen, an denen sich kaum merkbare Veränderungen vollziehen, eine große Dauer-Aufmerksamkeit (Vigilanz). Eine große Vigilanz stellt eine hohe Belastung für den Menschen dar.

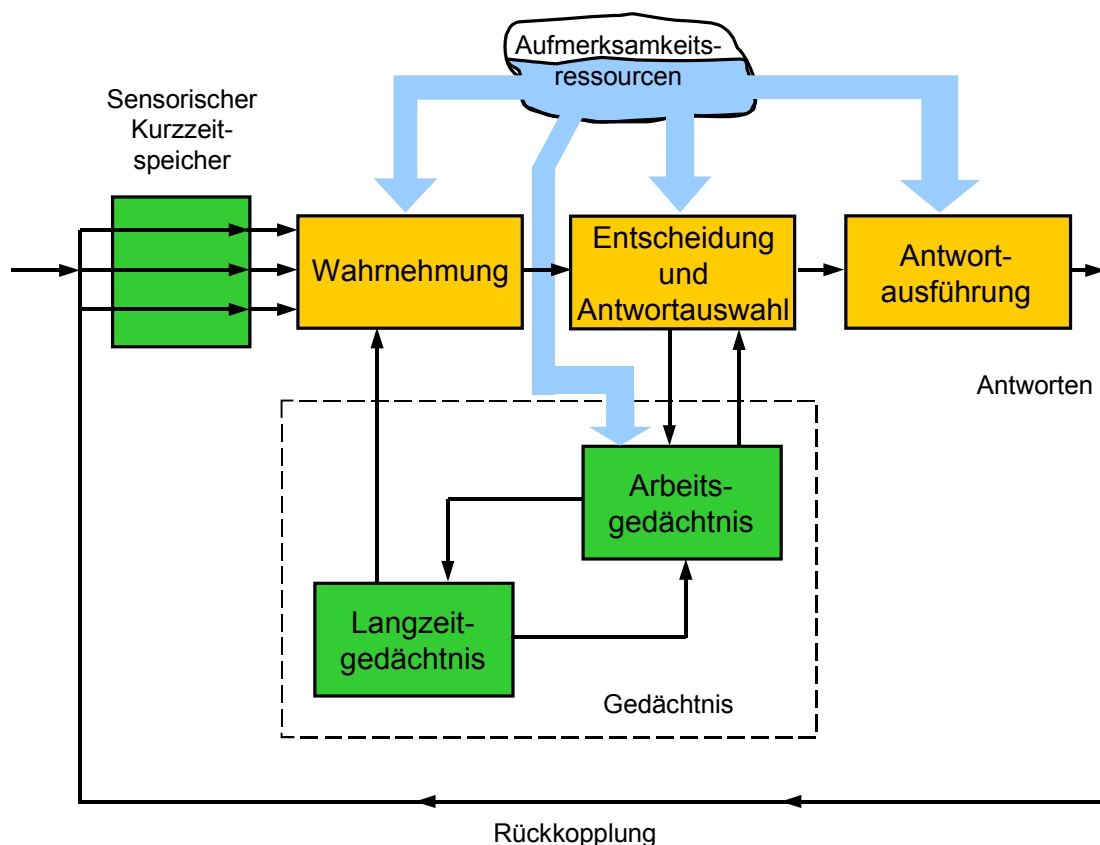
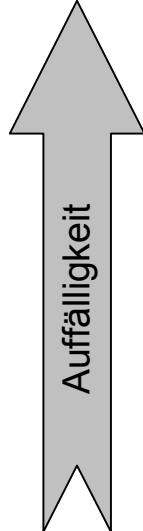


Bild 2.6: Aufteilung der Aufmerksamkeit bei der Informationsübertragung [44]

Anlässe für eine willkürliche Aufmerksamkeit können Tätigkeitsziele, die genau analysiert werden müssen, sowie unklare, komplexe Sachverhalte sein, bei denen versucht werden muss, durch genaue Analyse ihrer Details und Zusammenhänge Klarheit und Einsicht zu gewinnen [24].

Die unwillkürliche Aufmerksamkeit hingegen bezeichnet die Lenkung der Zuwendung ohne absichtliches Zutun des Menschen durch spontane Einfälle, Reize aus der Umgebung und unbewusst wahrgenommene Bewegungen wie blinkende Lampen. Es handelt sich um eine Art Tendenz zum Abschweifen von der wesentlichen Aufgabe, die beim Menschen generell vorherrscht [24]. Warneinrichtungen aller Art lenken die Aufmerksamkeit beispielsweise unwillkürlich auf sich.

Bei Überwachungstätigkeiten in Visualisierungssystemen ist generell die Verwendung der unwillkürlichen Aufmerksamkeit anzustreben, da sie weniger belastend ist als die willkürliche Aufmerksamkeit. Dies erfordert, dass der Mensch auf den Bereich, auf den er seine Aufmerksamkeit richten soll, durch neue, auffällige Anzeigen hingewiesen werden muss (Aufmerksamkeitssteuerung). Hierzu lassen sich Signale mit unterschiedlicher Auffälligkeit verwenden. Die Auffälligkeit eines Signals beschreibt dessen Eigenschaft, sich von der Umgebung oder von anderen Signalen abzuheben. Sie ist zum Beispiel abhängig vom Objekt-Hintergrund-Kontrast, von der Fläche des Objekts als Signal und vom Grad einer Änderung des Objekts. Tabelle 2.1 gibt für verschiedene Signale den Grad der Auffälligkeit und die relevanten Einflussgrößen an [45]. Akustische Signale besitzen demnach die größte Aufmerksamkeit und die Luminanz einer Farbe wirkt auffälliger als deren Chrominanz.



Signal	Einflussgrößen
akustisches Signal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intensität des Signals</li> <li>• Hintergrundgeräusche</li> </ul>
veränderliches optisches Signal (Intensität/Ort)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grad der Änderung</li> <li>• Fläche des Objekts</li> <li>• Objekt-Hintergrund-Kontrast</li> </ul>
Luminanz einer Farbe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fläche des Objekts</li> <li>• Objekt-Hintergrund-Kontrast</li> </ul>
Chrominanz einer Farbe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fläche des Objekts</li> <li>• Objekt-Hintergrund-Kontrast</li> </ul>

Tabelle 2.1: Auffälligkeit von Signalen [45]

## 2.3.7 Informationsverarbeitung

Der Prozess der menschlichen Informationsverarbeitung in Form des Denkens, in dem durch ständigen Informationsaustausch mit dem Arbeitsgedächtnis eine Auswahl möglicher Alternativen als Antwort auf Reize erfolgt, schließt sich der zuvor beschriebenen Wahrnehmung an. Er wird im Folgenden wegen des begrenzten Rahmens dieser Arbeit in einer stark verkürzten Darstellung erläutert, wobei die wesentlichen Gesichtspunkte für die Konzeption eines Visualisierungssystems jedoch ausreichend Berücksichtigung finden.

Für die Betrachtung der menschlichen Informationsverarbeitung existieren in der Literatur verschiedene Konzepte [44]. In dieser Arbeit wird auf ein kognitionsorientiertes Konzept zurückgegriffen, das von kognitiven Verarbeitungsprozessen im Menschen ausgeht. Dabei stehen hier vor allem die Beschreibungen in [64] im Mittelpunkt, die fachgebietsübergreifend auch bei Psychologen große Beachtung gefunden haben und allgemein anerkannt sind [44].

Psychische Prozesse stellen die geistigen Hilfsmittel für die Informationsverarbeitung des Menschen bereit. Sie werden unterschieden in Prozesse mit sensomotorischer, kognitiver und affektiver Natur. Der affektive, d.h. gefühlsmäßige Prozess ist für die Problemstellung dieser Arbeit nicht relevant, sodass hier ausschließlich der sensomotorische und der kognitive Prozess betrachtet werden.

Der sensomotorische Prozess ist dadurch gekennzeichnet, dass wahrgenommene Information aus sensorischen Eingaben ohne bewusste Entscheidungs- und Auswahlvorgänge unmittelbar in motorische Antworten umgesetzt werden [44]. In Bild 2.7 verläuft der sensomotorische Informationsübertragungsprozess von den sensorischen Eingaben über deren Wahrnehmung sowie über die Daten zur Erneuerung und Synchronisierung eines geeigneten dynamischen Weltmodells nahezu direkt zur motorischen Koordination der Ausgabe-Handlungen. Sensomotorische Prozesse laufen auf den Ebenen der analogen und parallelen Informationsverarbeitung ab, sind weitgehend nicht bewusstseinspflichtig und teilweise automatisiert [44]. Das in [64] eingeführte dynamische Weltmodell besteht aus einzelnen mentalen oder inneren Modellen, die beispielsweise das dynamische Verhalten eines technischen Systems und seiner Umgebung beschreiben. Für eine bestimmte Arbeitstätigkeit wird jeweils ein geeignetes mentales Modell aus der Gesamtheit des dynamischen Weltmodells ausgewählt. Mentale Modelle sind generell eine spezielle Form von Modellen zur Wahrnehmung der Umwelt. Sie sind notwendig für Voraussagen, Schlussfolgerungen und Entscheidungen und spiegeln das Vorwissen, die Erwartungen und die Vorstellungen des Menschen wider. Mentale Mo-

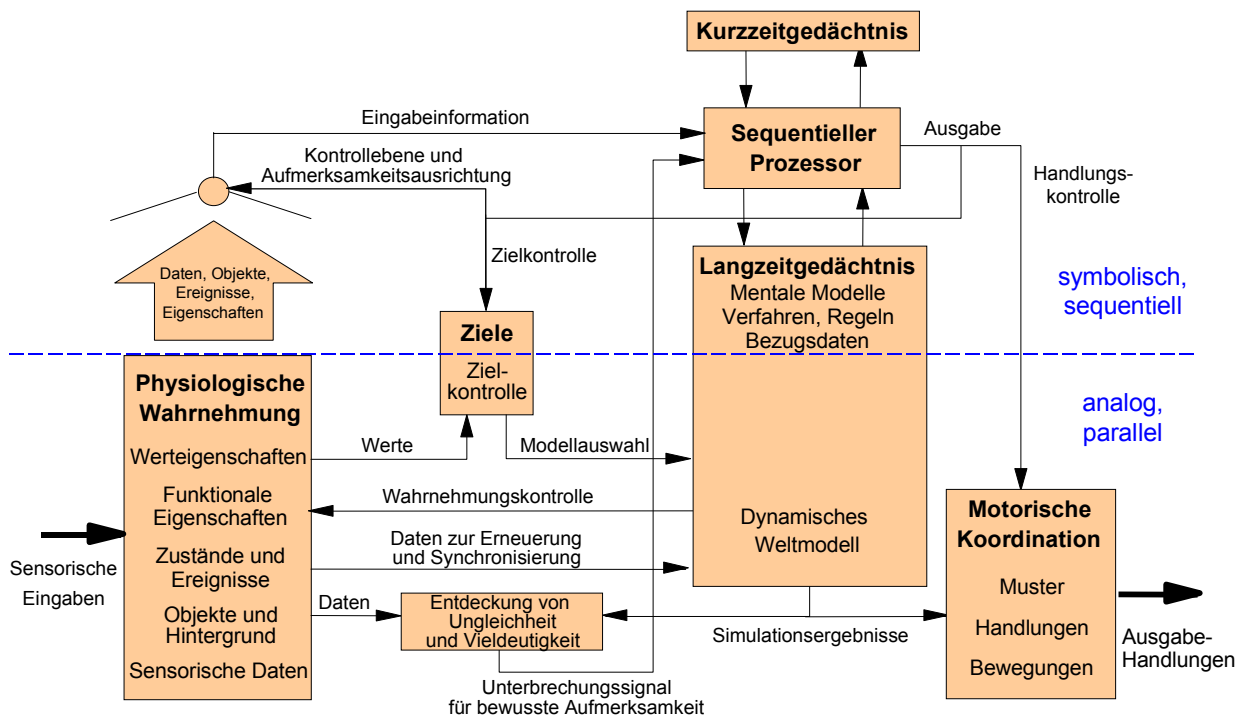


Bild 2.7: Sensomotorischer und bewusst kognitiver Prozess nach [44]

delle bilden damit die Grundlage für alle Problemlösungsstrategien und Entscheidungen.

Die Prozesse der Wahrnehmung, des dynamischen Weltmodells und der motorischen Koordination arbeiten autonom. Sie ermöglichen es beispielsweise unmittelbar aus den sensorischen Reizen Merkmale der Information zu bilden oder vorprogrammierte Handlungsfolgen ablaufen zu lassen. Der Mensch erlernt diese Prozesse kontext- und aufgabenbezogen, sodass sie automatisiert werden und nicht mehr bewusstseinspflichtig sind. Erst dadurch ist eine schnellere Verarbeitungsgeschwindigkeit möglich.

Sensomotorische Prozesse sind an allen hochgeübten Arbeitstätigkeiten beteiligt und stellen den Hauptanteil bei rein manuellen Regelungstätigkeiten [44]. Auf Grund ihrer geringen oder fehlenden Bewusstseinspflichtigkeit weisen sie ein sehr niedriges kognitives Niveau auf. Ein bewusst geführter psychologischer Prozess besitzt hingegen ein höheres kognitives Niveau und wird *als kognitiver Prozess im engeren Sinne* oder *bewusst kognitiver Prozess* bezeichnet.

Bewusst kognitive Prozesse werden auch Erkenntnisprozesse genannt und in unmittelbare und mittelbare Erkenntnisprozesse unterschieden [34]. Reine Überwachungsaufgaben, bei denen Informationen wahrgenommen und behalten werden müssen, werden zu den unmittelbaren Erkenntnisprozessen gezählt und laufen mit

hohem Bewusstsein ab. Die mittelbaren Erkenntnisprozesse beziehen sich dagegen auf das Gedächtnis und das Problemlösen.

Bild 2.7 verdeutlicht oberhalb der gestrichelten Linie den bewusst kognitiven Prozess. Hierbei handelt es sich um eine stark vereinfachte Darstellung, die der Veranschaulichung dient und weder die psychischen Prozesse noch die physiologischen Funktionen korrekt abbildet [44]. Die Informationsverarbeitung beim bewusst kognitiven Prozess findet durch den sequentiellen Prozessor statt, der eine zentrale Funktion einnimmt. Er tauscht Informationen mit dem Langzeit- und Kurzzeitgedächtnis aus, bestimmt die Kontrollebene sowie die Aufmerksamkeitsausrichtung und kontrolliert sowohl die Zielbildung als auch die Handlungsorganisation. Auf Grund seiner sequentiellen Arbeitsweise ergibt sich eine vergleichsweise geringe Verarbeitungsleistung des bewusst kognitiven Prozesses. Die Verarbeitungskapazität des Bewusstseins wird durch die Leistungsfähigkeit des sequentiellen Prozessors maßgeblich bestimmt. Sie beträgt allgemein ca. 30 Bits/sec (vgl. Aufnahmekapazität des visuellen Kanals ca.  $10^7$  Bits/sec), was zwei bis drei Chunks pro Sekunde entspricht. Sie ist für unbekannte Eindrücke dagegen wesentlich geringer. Die Verarbeitungskapazität kann durch Übung und Beschränkung auf wesentliche Details vergrößert sowie durch Informationsüberfluss, steigende Komplexität und Störeinflüsse verringert werden. Bei einem zu großen Informationsangebot kann die Verarbeitungsleistung zu gering sein, sodass der Mensch Fehlhandlungen begeht oder sehr stark beansprucht wird.

Die geringe Verarbeitungsleistung des sequentiellen Prozessors und die bewusste Informationsverarbeitung erfordern die Verarbeitung komplexer Bedeutungsinhalte anstatt vieler einzelner Signaldaten. Komplexe Bedeutungsinhalte werden über Symbole, die sich aus Einzeldaten (Signale) ergeben, aus dem Gedächtnis abgerufen. Ein Symbol kennzeichnet eine Sache oder einen Bedeutungsinhalt und sollte leicht deutbar oder selbsterklärend sein. Eine einfache Linienzeichnung eines lachenden Gesichts kann beispielsweise symbolisch ausdrücken, dass etwas positiv zu bewerten ist. Der bewusst kognitive Prozess verläuft daher auf den Ebenen der symbolischen und sequentiellen Informationsverarbeitung oberhalb der gestrichelten Linie in Bild 2.7.

Da die Netzüberwachung zu den bewusst kognitiven Prozessen gehört, sind diese für die Konzeption eines Visualisierungssystems zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme bedeutsam. Daher wird die symbolisch-sequentielle Informationsverarbeitung beim bewusst kognitiven Prozess an einem Beispiel aus dem Bereich der Netzzustandsbewertung elektrischer Energieversorgungssysteme verdeutlicht.

Zur Beurteilung der Spannungssituation stehen dem Betriebspersonal in der Netzleitstelle die Spannungsbeträge der Netzknoten zur Verfügung. Über die im Laufe der Zeit erworbenen Prozesskenntnisse ist das Betriebspersonal in der Lage, sich die strukturellen und funktionellen Zusammenhänge innerhalb des Energieversorgungsnetzes in einem mentalen Modell vorzustellen. Mit Hilfe dieses mentalen Modells können die Spannungsbeträge als einzelne Signale organisiert und zueinander in Beziehung gesetzt werden, sodass ein Symbol zur Charakterisierung der Spannungssituation abgeleitet werden kann. Das Symbol ermöglicht den Abruf komplexerer Bedeutungsinhalte über die Spannungssituation aus dem Gedächtnis. Die Ausgeglichenheit des Spannungsprofils kann beispielsweise mit einem Kreis symbolisiert werden.

Die mentalen Modelle auf der Ebene der bewusst kognitiven Prozesse stellen kognitive funktionelle Abbilder der Eigenschaften des technischen Systems (hier des Energieversorgungsnetzes) und seiner Umgebung dar [44]. Sie ermöglichen es dem Betriebspersonal im genannten Beispiel die Lage der Spannungsbeträge zu Soll- und Grenzwerten sowie untereinander zu beurteilen und dadurch ein Symbol zur Kennzeichnung der gesamten Spannungssituation abzuleiten.

Die beschriebene Informationsverarbeitung führt bei einer sehr großen Informationsmenge wegen der vergleichsweise geringen Verarbeitungsgeschwindigkeit des sequentiellen Prozessors zu einer zeitaufwendigen und für den Menschen belastenden Aufgabe. Dies gilt vor allem für numerische Daten, da diese einzeln aufgenommen und verarbeitet werden müssen und die Vorteile der Wahrnehmung durch prägnante Formen etc. nicht genutzt werden.

Bild 2.8 zeigt zwei Wahrnehmungsketten von der physiologischen Erfassung bis zum Handeln als Antwort auf visuelle Reize. Im oberen Teil des Bilds werden die Einzelinformationen in numerischer Form vermittelt. Nach der physiologischen Erfassung müssen die Daten sequentiell aufgenommen, organisiert und zueinander

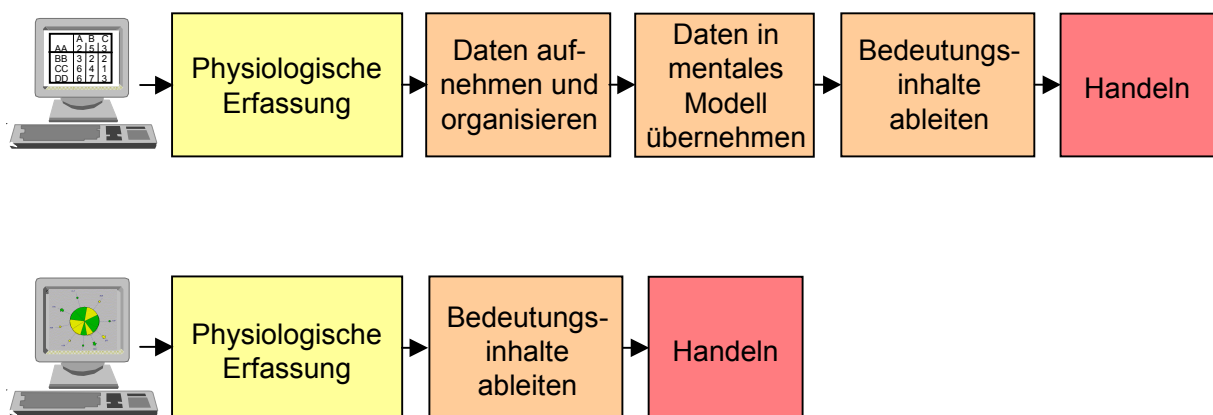


Bild 2.8: Verkürzte Wahrnehmungskette durch geeignete Visualisierung



in Beziehung gesetzt werden. Es folgt eine Übernahme in ein geeignetes mentales Modell, das dadurch auf die speziell vorliegende Situation angepasst wird. Es handelt sich hierbei um eine Art Parametrierung des gewählten mentalen Modells für die aktuelle Situation. Schließlich kann das mentale Modell mit den aktuellen Daten interpretiert und durch Vergleiche mit im Langzeitgedächtnis gespeicherten Modellen Bedeutungsinhalte für die aktuellen Informationen abgerufen werden. Unter Berücksichtigung entsprechender Zielvorgaben werden notwendige Handlungsschritte eingeleitet (vgl. Bild 2.7).

Bei einer geeigneten grafischen Präsentation der relevanten Daten, wie sie in Bild 2.8 unten zu sehen ist, kann die zeitaufwendige Aufnahme und Organisation der Daten und die Übernahme in ein geeignetes mentales Modell entfallen. Voraussetzung hierfür ist, dass durch die gewählte Art der Visualisierung direkt die gleichen Bedeutungsinhalte zur Kennzeichnung der betrachteten Situation abgeleitet werden können, die sich über das parametrierte mentale Modell aus den Vergleichen mit den Modellen im Langzeitgedächtnis ergeben. Mit Hilfe der Eigenschaften der menschlichen Wahrnehmung werden die kennzeichnenden Elemente der grafischen Darstellung extrahiert, mit denen die Bedeutungsinhalte abgeleitet werden können. Die grafische Darstellung wirkt damit als Symbol. Nach der physiologischen Erfassung der grafischen Information und dem Ableiten der Bedeutungsinhalte können damit direkt notwendige Handlungsschritte eingeleitet werden. Die Vorteile dieser grafischen Darstellung sind eine schnellere Reaktion, eine fehlerfreie und sichere Interpretation und eine geringere Belastung des Betrachters.

Das Ziel der Konzeption eines Visualisierungssystems ist demnach die Realisierung von aussagekräftigen Diagrammen zur Vermittlung der für die Beurteilung der jeweiligen Situation unter Berücksichtigung der gestellten Aufgabe notwendigen Bedeutungsinhalte.

### **2.3.8 Gestaltung aussagekräftiger Diagramme**

Abschließend werden einige generelle Hinweise zur Gestaltung aussagekräftiger Diagramme angegeben, die sich teilweise als direkte Konsequenz aus den vorherigen Erläuterungen zur Wahrnehmung und Informationsverarbeitung ergeben oder diese ergänzen. Weitere Hinweise können der Literatur sowie Normen, Richtlinien und Empfehlungen entnommen werden [15, 16, 22, 23, 26, 27, 28, 53, 59, 60, 61].

Generell gilt es bei der Konzeption aussagekräftiger Diagramme die Leistungsgrenzen der Sinne für eine gute Wahrnehmung zu beachten. Die Diagramme sollen hierzu

- einen ausreichenden Kontrast (Figur-Grund-Verhältnis),
- Elemente mit geeigneter Intensität (Helligkeit, Größe),
- Konturschärfe (scharfe Ränder) und
- eine gute Struktur (Übersichtlichkeit, Erkenn- und Unterscheidbarkeit von Einzelheiten)

aufweisen [24].

Für eine ausreichende Unterscheidbarkeit von Einzelheiten eines Diagramms ist das räumliche Auflösungsvermögen des Menschen zu beachten. Diese auch als Sehschärfe bezeichnete Eigenschaft des Menschen gibt den minimalen Abstand zweier benachbarter Punkte an, die von einem Betrachter in gegebener Entfernung gerade noch getrennt wahrgenommen werden können. Die Sehschärfe wird über den Sehwinkel angegeben, dessen Scheitelpunkt am Auge liegt und dessen Schenkel das Sehobjekt einschließt. Diese Angabe ist damit unabhängig vom Sehabstand. Für einzelne Bildelemente, bei denen eine genaue Identifikation über die Farbe erforderlich ist, wird ein minimaler Sehwinkel von 30 bis 45 Winkelminuten gefordert [23]. Dies entspricht bei einem Sehabstand von 70 cm einer Größe des Bildelements von 6,1 mm bis 9,2 mm. Für das sichere Erkennen von gedruckten Zeichen zum Beispiel auf Skalen ist ein minimaler Sehwinkel von 12 Winkelminuten und für Zeichen auf Bildschirmen von 15 Winkelminuten einzuhalten [14].

Bei der Verwendung unterschiedlicher Signale ist die absolute Unterscheidungsleistung der menschlichen Wahrnehmung zu berücksichtigen. Unter der Voraussetzung, dass insgesamt  $n$  diskrete Zustände eines Signals auftreten können, ist die in Tabelle 2.2 für verschiedene Signalarten angegebene maximal unterscheidbare Anzahl diskreter Signalzustände einzuhalten.

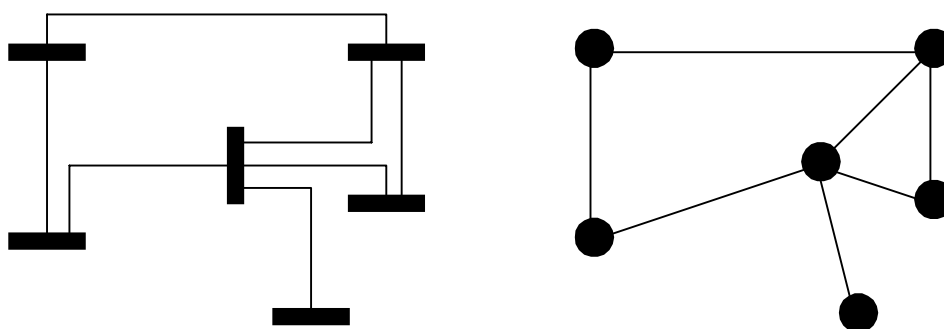
Bei der Konzeption eines Visualisierungssystems sollen an der Aufgabe orientierte und keine graziösen Diagramme unter Verwendung natürlicher Kodierungen verwendet werden [53]. Natürliche Kodierungen greifen auf allgemein bekannte mentale Modelle und Muster zurück, sodass das Diagramm intuitiv vom Betrachter zu erfassen ist und eine Erklärung des Diagramms nicht notwendig ist. Bei aufgabenorientierten Diagrammen bestimmt die Aufgabe das Aussehen der Darstellung, sodass auf solche Elemente des Diagramms verzichtet wird, die nicht für die gestellte Aufgabe benötigt werden. Dadurch wird der Rauschanteil beim Mustererkennungsprozess des Betrachters verringert und eine schnellere Aufnahme der dargestellten Informationen ermöglicht. Dasselbe Ziel verfolgt die Forderung nach nicht graziösen Diagrammen, bei der alle nur „schön aussehenden“ aber für die

Art des Signals	maximal unterscheidbare Anzahl
Länge bzw. Stärke einer Linie	4
Winkellage einer Linie	8
Chrominanz einer Farbe	5
Luminanz einer Farbe	3
Blinkfrequenz	3

*Tabelle 2.2: Maximal unterscheidbare diskrete Signalzustände [45]*

wesentliche Aussage des Diagramms irrelevanten Elemente entfernt bzw. gar nicht erst implementiert werden. Die Verwendung von Dekorationen mag für einen außenstehenden Betrachter zwar von Bedeutung sein, für den Benutzer des Diagramms ist es jedoch aus wahrnehmungspsychologischer Sicht vorzuziehen auf alle überflüssigen Details zu verzichten. Nur so kann eine visuelle Klarheit für ein übersichtliches und aussagekräftiges Diagramm erreicht werden [51].

Die in Bild 2.9 angegebenen Darstellungen der topologischen Struktur eines elektrischen Energieversorgungsnetzes sind ein Beispiel für Anzeigen mit unterschiedlich großer visueller Klarheit. Die rechtwinkelige Darstellung der Leitungen mit oftmals mehreren Liniensegmenten auf der linken Seite führt zu einer unübersichtlicheren Anzeige mit geringerer visueller Klarheit als die Darstellung auf der rechten Seite. Untersuchungen haben ergeben, dass durch die direkte Verbindung der Netzknoten mit geraden Linien die Struktur des Netzes schneller und zuverlässiger erfasst wird, da diese Art der Darstellung die menschliche Wahrnehmung besser unterstützt [9].



*Bild 2.9: Verschiedene Darstellungen der Netztopologie [9]*

Zur Visualisierung von Zuständen eines technischen Systems soll eine Kodierung über Symbole und Farben verwendet werden. Hierbei steht oftmals nicht die exakte Information sondern eine qualitative Aussage im Vordergrund, die eine schnelle Übersicht ermöglicht. Eine redundante Form-Farb-Kodierung ist zur Kennzeichnung von Systemzuständen besonders gut geeignet [15].

## 2.4 Prozessvisualisierung

### 2.4.1 Aufgaben und Anforderungen

Unter dem Begriff Prozessvisualisierung ist allgemein das „Sichtbarmachen“ eines meist technischen Prozesses zu verstehen. Visualisieren geht dabei auf das lateinische „visibel“ zurück und wird im allgemeinen Sprachgebrauch häufig mit dem Anfertigen bildlicher Darstellungen gleichgesetzt. Präziser lässt sich die Visualisierung als Überführung von Daten, Sachverhalten, Zusammenhängen und anderen, ursprünglich nicht bildlich vorliegenden Informationen in eine meist grafische Darstellung definieren [14]. Dabei sollen Informationen übersichtlich, einprägsam und leicht aufnehmbar dargestellt und verborgene Informationen sichtbar gemacht werden. Die Prozessvisualisierung kann damit als Schaufenster zum jeweiligen Prozess betrachtet werden.

Die Hauptaufgabe der Prozessvisualisierung besteht darin, den betrachteten Prozess hinsichtlich seines Zustands, seiner Struktur etc. für den menschlichen Prozessbediener transparent einsichtig und damit führbar zu machen [44]. Sie ist somit ein Hilfsmittel für die Betriebsführung, um den Prozess zu beobachten, zu führen und möglichst in einem Sollzustand zu halten bzw. in diesen zurück zu führen.

Die Prozessvisualisierung hat sich von ihrer Thematik her zunehmend von der reinen Visualisierung technischer Prozesse zu einer allgemeinen Mensch-Maschine-Kommunikation (MMK) entwickelt. Bei dieser zweiseitigen Beziehung zwischen Mensch und Maschine werden dem Menschen Daten unter Verwendung technischer Mittel über die Benutzeroberfläche zur Beobachtung zur Verfügung gestellt oder vom Menschen in die Maschine eingegeben. Die Prozessvisualisierung stellt dabei den maschinenseitigen Ausgabeteil der MMK dar und kommt dem stark visuell ausgeprägten Erfassungsvermögen des Menschen entgegen, da die Aufnahmefähigkeit des Menschen bei bildlichen Darstellungen sehr viel größer ist als bei alphanumerischen Beschreibungen [66].

Die Benutzeroberfläche (man-machine-interface bzw. Mensch-Maschine-Interface – MMI) als Sammelbegriff für alle wahrnehmbaren Komponenten einer Maschine zur Kommunikation mit ihrem Benutzer muss alle Funktionen für das Bedienen

und Beobachten des Prozesses bereitstellen. Die Benutzeroberfläche wird im allgemeinen Sprachgebrauch oftmals mit der Prozessvisualisierung gleichgesetzt, auch wenn dies genau genommen nicht zulässig ist. Der Grund hierfür mag darin liegen, dass durch die Verwendung von Standards für fensterorientierte, vollgrafische Benutzeroberflächen (graphical user interface – GUI) die Bedienung im Vergleich zur Ausgabe hochdynamischer Prozessbilder als eigentliche Aufgabe der Prozessvisualisierung in den Hintergrund gestellt wird [51]. Dies gilt auch für die vorliegende Arbeit, bei der hauptsächlich die Erstellung geeigneter, dynamischer Prozessbilder bzw. Diagramme für die Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme und nicht die Bedienung des Prozesses oder die Handhabung der Benutzeroberfläche im Mittelpunkt steht.

Die Anforderungen an eine geeignete Benutzeroberfläche im Hinblick auf eine Informationsauswahl, -strukturierung und -verdichtung ergibt sich aus der unbestrittenen Aussage, dass selbst mit vollgrafischen Benutzeroberflächen dem Anwender nicht alle Daten gleichzeitig präsentiert werden können. Darüber hinaus wäre eine solche Darstellung auf Grund des begrenzten subjektiven Aufnahmevermögens des Anwenders sehr unübersichtlich wenn nicht sogar belastend. Die beiden Grundanforderungen nach einer geeigneten Informationsverdichtung und angepassten, d.h. aufgabenorientierten und damit oftmals auch situationsabhängigen Informationsdarstellung müssen von einer zu konzipierenden Benutzeroberfläche entsprechend erfüllt werden.

Das Ziel neuer Visualisierungskonzepte in der Leittechnik muss die Integration der Fähigkeiten von Mensch und Leitsystem sein. Dabei soll das Leitsystem die menschliche Leistungsfähigkeit durch die Visualisierung leicht verständlicher, aussagekräftiger Informationen über den Prozess unterstützen und dem Bediener für die Ausführung seiner Handlungen geeignete Hilfsmittel zur Verfügung stellen. Dieser umfassende, ganzheitliche Ansatz ist – im Gegensatz zur bisher überwiegenen anlagenorientierten Sichtweise bzw. Darstellung – kennzeichnend für die Denkweise der Mensch-Prozess-Kommunikation (MPK), bei der das Prozessgeschehen selbst transparent gemacht und so das Betriebspersonal in seiner Arbeitsweise geeignet unterstützt werden soll [7, 58]. Das Prozessgeschehen ist hierbei nur mittelbar durch die Anzeigen der Bedienoberfläche einsehbar. Dies gilt in besonderer Weise für die Betriebsführung eines elektrischen Energieversorgungssystems, da es sich über ein geografisch weit verteiltes Gebiet erstreckt. Für die notwendige Einsicht in den Prozess können dem Betriebspersonal charakteristische Systemgrößen des Prozesses angezeigt werden.

Die umfassende, ganzheitliche Sichtweise der MPK wird zunehmend auch im Bereich der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme gefordert. Hier findet eine „bewußte Entwicklung vom »Betrieb vieler Schaltanlagen« zu einem »Systembetrieb«“ statt, die unter anderem die „Ermittlung und adäquate Darstellung von permanent sichtbaren Systemkenngrößen auf der obersten Überwachungsebene“ erfordert [57]. Das in dieser Arbeit entwickelte Visualisierungssystem für den globalen Netzzustand und seiner Teilbereiche erfüllt diese Forderung.

## 2.4.2 Bisherige Visualisierungen

Die Entwicklung aussagekräftiger, neuartiger Visualisierungen ist naturgemäß eng mit dem technischen Fortschritt im Soft- und Hardwarebereich der eingesetzten Computer- und Sichtsysteme verbunden. Erst neue, leistungsfähigere Hardware vor allem im Bereich der Anzeigeräte schafft die Möglichkeit für neuartige Visualisierungskonzepte und deren Umsetzung. Die technische Entwicklung bei den Anzeigeräten erstreckt sich von den Anlagenschalttafeln und Mosaikwänden über Vektorsichtgeräte und semigrafische Sichtgeräte bis zu den heutigen voll- bzw. punktgrafischen Sichtgeräten mit hoher Grafikauflösung auf Basis der Rastertechnik. Die vollgrafischen Sichtgeräte liefern im Vergleich zu den vorherigen Anzeigetechniken erheblich verbesserte Möglichkeiten zur Gestaltung der Anzeigen und Bedienoberflächen. Hierzu gehören zum Beispiel die Fenstertechnik, das Verschieben von Bildausschnitten (Panning), das Vergrößern und Verkleinern von Bildausschnitten (Zooming) und das Einblenden von unterschiedlichen Detailinformationen in Abhängigkeit von der gewählten Vergrößerung (Decluttering). Die Arbeitsbelastung des Benutzers ist jedoch durch die zusätzliche Verwaltung der einzelnen Fenster auf den Bildschirmen eher größer geworden, da die neuen Gestaltungsmöglichkeiten häufig nicht zur Verbesserung der Wahrnehmung und damit nicht zur Entlastung des Benutzers genutzt werden [55]. Weiterhin kann das gesamte Netz auf vollgrafischen Sichtgeräten mit mehreren durch Zooming und Decluttering ansprechbaren logischen Ebenen in so genannten Weltbildern dargestellt werden.

Die vollgrafischen Sichtgeräte bieten zusammen mit weiteren leistungsstarken Hardwarekomponenten auch die Möglichkeit für Multimediaanwendungen, bei denen Text, Computergrafik, Video, Audio und bewegte Bilder kombiniert werden. Im Bereich der Netzbetriebsführung können zum Beispiel die Bilder einer Videoüberwachung von Gebäuden oder Betriebsmitteln auf den Sichtgeräten des Leitsystems ausgegeben werden [32, 36].

Vollgrafische Sichtgeräte in Form einzelner Monitore haben im Vergleich zu Mosaikwänden den Nachteil, dass sie keine gemeinsame Kommunikationsoberfläche für das Betriebspersonal bereitstellen können. Ein derartiges für alle sichtbares Diskussionsforum kann bei Problemen, die durch mehrere Beteiligte gemeinsam zu lösen sind, hilfreich sein [57]. Großbild-Projektionen als weiterer Schritt in der Entwicklung der Sichtgeräte bieten diese Möglichkeit zusammen mit einer erhöhten Auflösung, durch die auch größere Netze übersichtlich und für alle einsehbar dargestellt werden können [30]. Die großen, flexiblen und dynamischen Anzeigeflächen können für eine an den betrieblichen Aufgaben orientierte Visualisierung des gesamten Netzzustands genutzt werden. Sie können zusätzlich zu den bisher vorhandenen Medien eingesetzt werden oder Teile der bestehenden Anzeigesysteme ersetzen.

Die meisten der in der Literatur angegebenen Vorschläge für die grafische Darstellung eines elektrischen Energieversorgungsnetzes [3, 8, 12, 29, 30, 35, 36, 47, 52, 70, 71] entsprechen einer Empfehlung der DVG, nach der bis zu vier Darstellungsebenen mit unterschiedlichen Detaillierungsstufen verwendet werden sollen [28]. Die Darstellungen sind an der Topologie des Netzes orientiert und berücksichtigen alle Netzebenen (Netzgesamtübersicht), Netzausschnitte (Teilnetzdarstellung), Stationen mit einer oder mehreren Spannungsebenen (Stationsdarstellung) und einzelne Anlagenteile (Anlagendarstellung).

In den einzelnen Darstellungsebenen ist der Detaillierungsgrad unterschiedlich hoch, und die Art der Darstellung kann von Ebene zu Ebene variieren. Die Darstellungsebenen sind im Allgemeinen in einem Netzweltbild zusammengefasst. Viele dieser Visualisierungsvorschläge sind sehr stark an die Darstellungen mit Mosaikwänden angelehnt, sodass die Netzstruktur mit den rechtwinkligen Leitungsdarstellungen und die Stationen mit Meldungen etc. im Vordergrund stehen. Es handelt sich bei diesen Darstellungen daher eher um strukturorientierte als um aufgabenorientierte Anzeigen [69]. Sie enthalten zu viele Informationen und sind für eine Übersicht nicht geeignet. Die Netzgesamtübersicht dieser Visualisierungsvorschläge ist daher eine Melde-Übersicht, die neben den einzelnen Meldungen auch die aktuelle Topologie des Netzes visualisiert. Sie ist eine Darstellung vieler einzelner Schaltanlagen und nicht eines gesamten Systems bzw. Netzes, die für eine wirkliche Übersicht notwendig ist. Die vielfältigen Möglichkeiten der Vollgrafik werden bei diesen Darstellungen nur teilweise in Form von Zooming, De-cluttering und Panning genutzt, um die auf eine verfügbare Anzeigefläche maximal darstellbaren Informationen aus der Gesamtmenge auszuwählen.

Einige neuere Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Visualisierung elektrischer Energieversorgungsnetze nutzen hingegen die verbesserten Gestaltungsmöglichkeiten der vollgrafischen Sichtgeräte. Sie verwenden beispielsweise Symbole und Farben für die Kennzeichnung einzelner Elemente bzw. Gebiete in den topologischen Netzplänen, um deren Wahrnehmung zu verbessern. In [9] werden analoge Anzeigen mit verschiedenen Symbolen und Farben für die Visualisierung von Leistungsflüssen, Knotenspannungen sowie Lasten und Einspeisungen verwendet. Geradlinige Verbindungen repräsentieren die Leitungen des Netzes wodurch die Netzstruktur leichter erkannt wird [9].

Für die Visualisierung des Spannungsprofils in großen Netzen mit mehr als 1000 Knoten wird in [56] eine Balkendarstellung mit einer speziell für diese Anwendung ausgewählten und durch Praxistests verifizierten Farbskala vorgeschlagen. Die Balken werden entsprechend der Knotenspannung farbig ausgefüllt und an den Orten der Knoten im Netzplan dargestellt. Zur Visualisierung der Zweigflüsse auf den Leitungen des Netzes finden natürliche Kodierungen aus [53] Anwendung, bei denen die Breite von Pfeilen die Größe der fließenden Leistung und die Pfeilrichtung die Leistungsflussrichtung angibt.

In [54] setzen die Autoren verschiedene Balkendarstellungen für Knoten und Zweige ein, um die statische Netzsicherheit zu visualisieren. Eine weitere Möglichkeit zur Darstellung der Netzsicherheit ist in [4] angegeben, wo mit dreidimensionalen vertikalen Balken an den Orten der Knoten im Netzplan ein für den jeweiligen Knoten berechneter Sicherheitsindex dargestellt wird. Damit kann die Netzsicherheit in Abhängigkeit vom Ort im Netzplan abgebildet werden. Ein gravierender Nachteil dieser wie auch aller dreidimensionalen Darstellungen ist, dass die Verdeckung wichtiger Informationen nicht ausgeschlossen werden kann. Daher wird generell vom Einsatz dreidimensionaler Anzeigen in Netzleitsystemen abgeraten [28].

Zur Visualisierung der Spannungssituation für ganze Netzbereiche werden Netzeinfärbungen mit einfachen Farbzusordnungen [36] oder mit Farbzusordnungen über eine Farbskala [46, 75] als Überlagerung zum Netzplan vorgeschlagen. Dadurch kann die geografische bzw. topologische Spannungsverteilung im gesamten Netz schnell erfasst werden.

Zwei weitere Visualisierungen sollen das Übersicht-Detail-Paradoxon in den topologisch orientierten Netzübersichten mindern bzw. verhindern. Das Übersicht-Detail-Paradoxon beschreibt das Problem, auf einer begrenzten Darstellungsfläche ausreichend detaillierte Informationen anzuzeigen, ohne den Überblick über die Gesamtsituation zu verlieren. Hierzu werden in [77] so genannte Fisheye-Views



eingesetzt, bei denen es sich um stark nichtlineare, verzerrte Abbildungen des einphasigen Netzplans handelt. Bereiche, die von großem Interesse für die zu bearbeitende Aufgabe sind, werden mit hohem Detaillierungsgrad in der Mitte der Darstellung wiedergegeben. Weniger interessante Bereiche des Netzes sind mit geringem Detaillierungsgrad am Rand der Darstellung abgebildet. Diese Darstellungsmöglichkeit soll der visuellen Wahrnehmung des Menschen entsprechen. Wegen der stark nichtlinearen Abbildung ist eine sehr große Gewöhnung an diese Art der Darstellung notwendig, sodass ein erfolgreicher Einsatz zur Visualisierung von Energieversorgungsnetzen unwahrscheinlich erscheint.

Das in [45] vorgestellte Verfahren der dynamischen Expansion erlaubt die gleichzeitige Visualisierung von Stationen mit einer komprimierten Kastendarstellung und einer detaillierteren Knotenpunktdarstellung in einem Übersichtsbild ohne Verzerrungen. Es scheint damit eher geeignet zu sein, das Übersicht-Detail-Paradoxon lokal für einen Teil des Netzes zu mindern. Die vorgeschlagenen Übersichtsbilder visualisieren aber ebenfalls nur einzelne Stationen und nicht das Netz als Ganzes. Ein wirklicher Überblick über das Gesamtsystem ist mit dieser Darstellung nicht möglich.

Weitere in der Literatur beschriebene Visualisierungen berücksichtigen die geografische Ausdehnung des Versorgungsgebiets zum Beispiel in Form einer Landkarte. In diese geografischen Karten werden Symbole für Knoten, Zweige, Leistungsflüsse etc. eingezeichnet, sodass sie einem geografischen Ort zugeordnet werden können [5, 43, 52, 62, 63]. Durch diese Zuordnung stehen implizite Informationen für die Beurteilung der dargestellten Situation zur Verfügung. In [5] werden beispielsweise Leistungsflüsse mit farbig kodierten Pfeilen in einer geografischen Karte und Spannungsprofile durch Einfärbungen der Karte dargestellt. Durch Zoomfunktionen können einzelne Gebiete mit höheren Detaillierungsgraden betrachtet werden. Solange die einzelnen Knoten einen ausreichend großen geografischen Abstand in der Karte haben, lassen sich einzelne Symbole für Knoten- und Zweiggrößen übersichtlich in die Karte einzeichnen. Liegen die Knoten jedoch zu eng nebeneinander, reicht der zur Verfügung stehende Platz für eine ausreichend große und übersichtliche Darstellung der Symbole nicht mehr aus. Darüber hinaus kann eine durch die Geografie vorgegebene Anordnung der Knoten und Zweige in der Karte generell zu einer unübersichtlichen Darstellung führen. Im Vergleich zu topologisch orientierten Netzplänen, bei denen die Verteilung der Knoten in gewissen Grenzen modifiziert werden kann, ist dies bei geografischen Karten wegen der fest vorgegebenen Lage nicht möglich. Topologisch orientierte Netzpläne sind daher im Allgemeinen zur Darstellung der Netzstruktur besser geeignet als geografisch orientierte Karten.

Die Autoren von [43, 63] betrachten acht Hauptbereiche des Netzzustands und stellen die Informationen zu diesen Hauptbereichen in acht separaten Landkarten des Versorgungsgebiets nebeneinander dar. Durch die Verwendung geeigneter Symbole und Farbkodierungen können die Informationen der einzelnen Bereiche mit ihrer geografischen Zuordnung schnell erfasst werden.

Neben den beschriebenen Visualisierungen mit topologischer oder geografischer Zuordnung existieren Vorschläge für abstraktere Darstellungen ohne Ortszuordnung für verdichtete Informationen zu einzelnen Bereichen des Netzzustands. In [67] wird eine Matrix-Darstellung zur Visualisierung der Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung vorgeschlagen, bei der alle Netzelemente mit Grenzwertverletzungen den Zeilen und alle Ausfallvarianten den Spalten zugeordnet werden. Da die Matrix durch diese Zuordnung sehr groß werden kann, sind unter Umständen nicht alle Informationen gleichzeitig darstellbar und ein Durchblättern wird notwendig. Dies ist als Nachteil zu sehen, da eventuell wichtige Informationen nicht sichtbar sind. Weiterhin wird ein Kiviat-Diagramm zur Visualisierung der Knotenspannungen vorgestellt, das auch in dieser Arbeit berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 5.4.1). In [13] werden die gleiche Matrix-Darstellung für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung und das Kiviat-Diagramm jedoch zur Visualisierung des Energieaustauschs beschrieben. Die Visualisierung der Knotenspannungen erfolgt durch ein Balken-Diagramm mit entsprechenden Toleranzfeldern für das zulässige Spannungsband. Diese Darstellung ist allerdings nur für eine kleine Knotenanzahl anwendbar. In [10] werden zur Visualisierung der Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung automatisch generierte Pixel-Grafiken erzeugt, bei denen die Farbe jedes Pixels den Zustand eines Betriebsmittels für die einzelnen Ausfallvarianten angibt. Analog zu den beschriebenen Matrix-Darstellungen werden in vertikaler Pixel-Richtung die Ausfallvarianten und in horizontaler Pixel-Richtung die betroffenen Betriebsmittel angeordnet. Da jede Ausfallvariante und jedes Betriebsmittel nur durch einen Pixel abgebildet werden, können im Vergleich zur Matrix-Darstellung viel mehr Varianten und Betriebsmittel dargestellt werden. Einzelne Pixel können aber nur schwer erfasst werden, wohl aber Bereiche mit mehreren gleichfarbigen Pixeln. Damit kann eine einzelne, wichtige Ausfallvariante mit Grenzwertverletzungen, die in der Matrix-Darstellung von Varianten ohne Grenzwertverletzungen umgeben ist, leicht übersehen werden.

Die Autoren von [48, 49] haben zur Visualisierung der charakteristischen Eigenschaften und des dynamischen Verhaltens eines elektrischen Energieversorgungsnetzes spezielle  $P$ - $\delta$ -,  $Q$ - $\delta$ - $V$ - und Kurzschlussstrom-Diagramme entwickelt. Diese Diagramme erscheinen sehr abstrakt und gewöhnungsbedürftig, sodass deren Anwendbarkeit in der Praxis fraglich erscheint.

Animierte Darstellungen zur Visualisierung von Leistungsflüssen werden in [62] vorgeschlagen. In einem einphasigen Netzplan bewegen sich Kreise, deren Größe proportional zum Leistungsfluss auf einer Leitung ist, entlang der Leitung in Richtung des Leistungsflusses. Durch diese Art der Visualisierung wird zwar der Leistungsfluss und dessen Richtung anschaulich dargestellt, allerdings wirkt die Anzeige des gesamten Netzes sehr unruhig. Daher ist diese Art der Visualisierung mit Animation eher für Schulungszwecke als für den täglichen Praxiseinsatz in der Netzleitstelle geeignet.

Für die Beurteilung der beschriebenen Forschungsergebnisse ist die Berücksichtigung der Aufgabe, für die die Visualisierungsvorschläge eingesetzt werden, bedeutsam. Die topologisch orientierten Darstellungen werden in erster Linie für Steuerungsaufgaben konzipiert und damit auch für diese Aufgabe optimiert. Daher sind sie oftmals an den Stationen des Netzes und den zugeordneten Meldungen orientiert. Eine Netzübersicht unter diesem Blickwinkel soll möglichst viele Details des Netzes enthalten, was durch die vollgrafischen Sichtgeräte in zunehmendem Maße ermöglicht wird. Vor allem die detailreichen Übersichtsbilder werden häufig auch für die Aufgabe der Netzüberwachung eingesetzt, obwohl sie für diesen Zweck nicht konzipiert sind. Es werden meist so viele Informationen bzw. Bildelemente dargestellt, wie die Auflösung des Sichtgeräts und die Darstellungsfläche zulassen. Eine Informationsüberflutung und damit eine größere mentale Belastung des Benutzers (vgl. Abschnitt 2.3.7) anstelle einer übersichtlichen Visualisierung des gesamten Netzes mit einer geeigneten Datenverdichtung ist die Folge. Der Mensch mit seinen besonderen Fähigkeiten aber auch Einschränkungen bei der Wahrnehmung und Informationsverarbeitung wird bei der Konzeption dieser Darstellungen nur unzureichend berücksichtigt. Die topologisch orientierten Darstellungen sind damit nicht in der Lage den globalen Netzzustand für die Aufgabe der Netzüberwachung mit einem ausreichenden aber nicht zu großen Informationsumfang zu visualisieren.

Der verbleibende Teil der beschriebenen Visualisierungen entspricht zwar eher den Anforderungen zur Unterstützung des Betriebspersonals bei der Netzüberwachung, jedoch werden nur einzelne Bereiche des Netzzustands und nicht der globale Netzzustand berücksichtigt. Eine übersichtliche Visualisierung des globalen Netzzustands, wie sie in [9] und [57] gefordert wird, ist nur mit mehreren dieser Anzeigen möglich. Der Benutzer muss sich dabei den Zustand des Gesamtsystems aus den Informationen der einzelnen Anzeigen ableiten. Die Visualisierung des globalen Netzzustands auf einen Blick ist mit diesen Anzeigen demnach nicht möglich. Darüber hinaus existieren nicht für alle Bereiche des Netzzustands aussagekräftige Visualisierungsvorschläge in der Literatur.

Abschließend kann festgehalten werden, dass der aktuelle Stand der Forschung bisher keine Lösungen zur Visualisierung des globalen Netzzustands auf einen Blick für die Unterstützung der Betriebsführung bei der Netzüberwachung aufweist. Bereits existierende Visualisierungen für einzelne Bereiche des Netzzustands sind nicht optimal bzw. umfassend genug, sodass auch für diese Bereiche verbesserte bzw. neue Darstellungen erforderlich sind.

### **2.4.3 Anforderungen an das neue Visualisierungssystem**

Die an das neue Visualisierungssystem zu stellenden Anforderungen ergeben sich in erster Linie aus dem Anwendungsbereich des Systems und den Defiziten bisheriger Visualisierungen. Es soll dem Betriebspersonal als Hilfsmittel bei der Netzüberwachung für die Beurteilung des betrachteten Netzzustands dienen. Hierzu ist eine globale Sichtweise im Sinne der MPK mit einem höheren Abstraktionsgrad als bei den Übersichtsbildern bisheriger Visualisierungen notwendig. In einem Diagramm ist dem Betriebspersonal der globale Netzzustand mit den für die Netzzustandsbewertung in der jeweiligen Situation notwendigen Informationen zu vermitteln. Die Visualisierung muss dabei sowohl aufgaben- als auch situationsorientiert erfolgen.

Zu den Informationen gehören Aussagen darüber, ob sich das Energieversorgungsnetz in einem vorgegebenen Sollzustand befindet oder von diesem abweicht. Liegen keine Abweichungen vor, so brauchen neben dieser Aussage keine weiteren Informationen dargestellt werden. Existieren jedoch Abweichungen vom Sollzustand, so muss das Visualisierungssystem weitere Informationen darüber liefern, in welchen Bereichen des Netzzustands und in welchen Gebieten des Netzes diese Abweichungen aufgetreten sind. Diese Informationen sind dem Betriebspersonal derart zu vermitteln, dass sie durch eine entsprechende Aufmerksamkeitssteuerung und Benutzerführung auf weitere Informationen mit höherem Detaillierungsgrad hingewiesen werden. Die vor allem für die Visualisierung des globalen Netzzustands notwendige Informationsverdichtung muss für das Betriebspersonal ausreichend transparent sein und ihnen die Möglichkeit für Rückschlüsse auf die zu Grunde liegenden Einzeldaten geben.

Das neue Visualisierungssystem muss weiterhin Informationen über die zeitliche Entwicklung des globalen Netzzustands in geeigneter Weise berücksichtigen, damit die Änderungen des Netzzustands zwischen den einzelnen Datenaktualisierungen erfasst werden kann. Dem Betriebspersonal wird so die Möglichkeit für ein frühzeitiges Erkennen kritischer Situationen mit entsprechenden Handlungsschritten als Gegenmaßnahme gegeben.

Neben der Visualisierung des globalen Netzzustands als Hauptaufgabe des neuen Visualisierungssystems sind auch die zur Beurteilung einzelner Teilbereiche des Netzzustands (zum Beispiel Spannungssituation und Leistungsflüsse) relevanten Informationen aussagekräftig darzustellen. Dabei müssen wichtige Einzelwerte wie zum Beispiel Grenzwertverletzungen in jeder Darstellung klar und schnell erkennbar sein.

Bei der Konzeption der einzelnen Anzeigen des neuen Visualisierungssystems sind wahrnehmungspsychologische Aspekte zu berücksichtigen, um eine an die menschliche Informationsaufnahme und -verarbeitung angepasste Visualisierung zu ermöglichen. Nur so können aussagekräftige und intuitiv aufnehmbare Darstellungen unter Anwendung aller sinnvollen Möglichkeiten heutiger vollgrafischer Sichtgeräte erstellt werden. Normen, Richtlinien und Empfehlungen sind bei der Erstellung geeigneter Visualisierungen zu berücksichtigen, um den wahrnehmungspsychologischen Anforderungen gerecht zu werden und das Betriebspersonal auch im mentalen Bereich zu unterstützen.

## 3 Konzept der Integralen Netzzustandsanzeige

### 3.1 Hierarchisches Darstellungskonzept

Die in dieser Arbeit entwickelte Integrale Netzzustandsanzeige (INA) ermöglicht die aufgaben- und situationsorientierte Visualisierung des Zustands eines elektrischen Energieversorgungsnetzes. Durch die Integration aller relevanten Informationen wird das Energieversorgungsnetz in seiner Gesamtheit betrachtet, sodass sich eine globale Sichtweise im Sinne der MPK ergibt.

Das elektrische Energieversorgungsnetz wird durch eine sehr große und inhomogene Informationsmenge, die verschiedene Einzelinformationen wie zum Beispiel die Knotenspannungen und Leistungsflüsse im Grundfall sowie die Ergebnisse der Netzsicherheitsanalyse beinhaltet, in seinem Zustand beschrieben. Für eine effektive MPK muss diese Informationsmenge strukturiert, aufbereitet und verdichtet werden, um das Betriebspersonal mit genau den Informationen zu versorgen, die für die Erfüllung der jeweiligen Aufgaben benötigt werden. Zu diesem Zweck wurde für die Integrale Netzzustandsanzeige das in Bild 3.1 gezeigte hierarchische Darstellungskonzept mit drei Ebenen, die fließend ineinander übergehen, entwickelt. Jede der drei Ebenen ist durch einen unterschiedlich großen Detaillierungsgrad der darzustellenden Informationen gekennzeichnet und erfüllt unterschiedli-

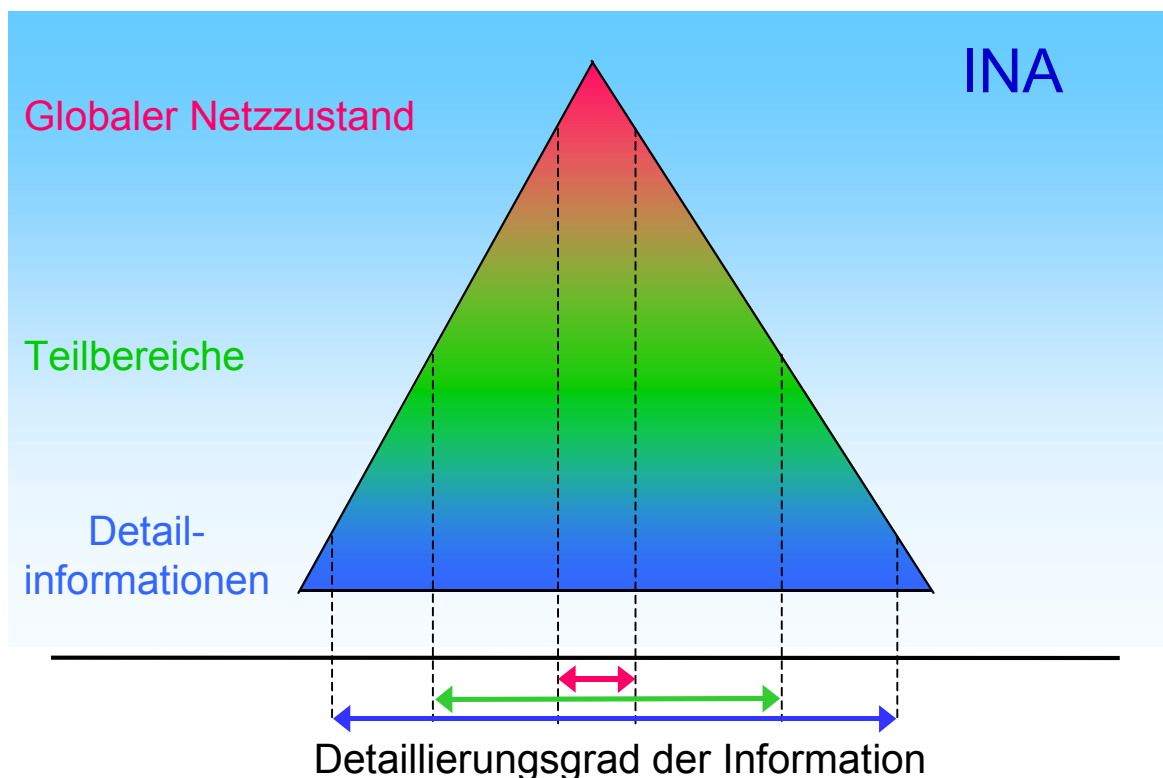


Bild 3.1: Hierarchisches Darstellungskonzept der Integralen Netzzustandsanzeige

che Aufgaben, die sich aus den in Abschnitt 2.4.3 formulierten Anforderungen an das neue Visualisierungssystem ergeben.

Hauptaufgabe der Integralen Netzzustandsanzeige ist die Visualisierung des globalen, d.h. des gesamten, umfassenden Netzzustands auf einen Blick. Hierzu erfolgt die Darstellung der für den globalen Netzzustand relevanten Informationen im Gegensatz zu den Visualisierungen bisheriger Netzleitsysteme in *einem* Diagramm, sodass der globale Netzzustand unmittelbar erfasst werden kann. In den bisherigen Netzleitsystemen werden die Informationen in mehreren Diagrammen dargestellt, aus denen das Betriebspersonal die Informationen sequentiell aufnehmen sowie mit Hilfe eines mentalen Modells organisieren und analysieren muss, um den globalen Netzzustand zu ermitteln. Diese Vorgehensweise belastet im Vergleich zur Visualisierung des globalen Netzzustands in einem Diagramm das Betriebspersonal stärker.

Die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige besitzt wegen der großen zu berücksichtigenden Informationsmenge einen geringen Detaillierungsgrad (vgl. Bild 3.1) und erfordert ein hohes Abstraktionsniveau bei der Darstellung. In der oberen Darstellungsebene wird die zentrale Frage beantwortet, ob sich der globale Netzzustand in einem definierten Sollzustand befindet. Für diese Aussage ist eine in Abschnitt 3.4 näher erläuterte starke Informationsverdichtung bzw. Datenreduktion notwendig, um eine Informationsüberflutung des Betriebspersonals zu verhindern. Eine Informationsüberflutung führt zu einer Verringerung der Verarbeitungskapazität des menschlichen Bewusstseins und hat gegebenenfalls Fehlhandlungen oder eine stärkere Belastung des Betriebspersonals zur Folge (vgl. Abschnitt 2.3.7).

Eine Datenreduktion, bei der der globale Netzzustand durch nur *eine* charakteristische Größe zum Beispiel in Form einer numerischen Kenngröße beschrieben wird, erscheint als nicht sinnvoll und auf Grund der inhomogenen Informationsmenge als nicht realisierbar. Sie würde zum Beispiel zu Verdeckungseffekten führen, bei denen verschiedene Netzzustände durch eine gleiche charakteristische Größe beschrieben werden. Weiterhin ist bei einer derart starken Datenreduktion, die in der Spitze der Darstellungspyramide in Bild 3.1 einzuordnen ist, die notwendige Transparenz mit Rückschlüssen von der charakteristischen Größe für den globalen Netzzustand auf die Teilbereiche des Netzzustands, die Abweichungen vom Sollzustand aufweisen, nicht gegeben.

Daher wird der globale Netzzustand in mehrere Teilbereiche, die in Abschnitt 3.2 erläutert werden, aufgeteilt. Jeder dieser Teilbereiche des Netzzustands wie zum Beispiel die Knotenspannungen, Zweigauslastungen und die Ergebnisse der Aus-

fallsimulationsrechnung wird im Hinblick auf Abweichungen vom Sollzustand charakterisiert und bezüglich seines Zustands bewertet.

Der globale Netzzustand wird dem Betriebspersonal in der oberen Darstellungsebene des hierarchischen Konzepts durch eine gemeinsame Visualisierung der Informationen über die Abweichungen der Teilbereiche vom Sollzustand und deren Zustandsbewertung mit einer ausreichenden Transparenz für Rückschlüsse auf die vom Sollzustand abweichenden Teilbereiche vermittelt. Da sich der globale Netzzustand aus den Zuständen der Teilbereiche ergibt, befindet er sich im Sollzustand, wenn dies für jeden einzelnen Teilbereich des Netzzustands gilt. Der Detaillierungsgrad der Informationen in dieser gemeinsamen Darstellung der Teilbereiche ist höher als der einer charakteristischen Größe für den globalen Netzzustand, so dass diese Visualisierung in der oberen Darstellungsebene unterhalb der Pyramidenspitze in Bild 3.1 einzuordnen ist.

Neben der Aussage, ob sich der globale Netzzustand im Sollzustand befindet, liefert die obere Darstellungsebene weitere Informationen darüber, in welchen Teilbereichen Abweichungen vom Sollzustand vorliegen und wie groß diese Abweichungen qualitativ sind. Diese Informationen dienen dem Betriebspersonal als Hinweise für die weitere Betriebsführung und führen zu den für den betrachteten Netzzustand relevanten Diagrammen der mittleren und unteren Darstellungsebene mit detaillierteren Informationen.

Die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene zeigt neben den Informationen für den aktuellen Zeitschritt auch die zeitliche Entwicklung des globalen Netzzustands an. Ein zukünftig zu erwartender Netzzustand (Trend) und der Unterschied des aktuellen Netzzustands zu dem des vorangegangenen Zeitschritts kennzeichnen die Dynamik der Änderungen des globalen Netzzustands und unterstützen das für die Betriebsführung wichtige  $\Delta$ -Denken. Grundlage für die Werte des zukünftigen Zeitschritts ist eine knotenbezogene Lastprognose, die für die vorliegende Arbeit als gegeben vorausgesetzt wird.

Die in der Integralen Netzzustandsanzeige betrachteten Zeitschritte werden durch die Aktualisierungsintervalle, in denen das Netzleitsystem die Prozesswerte für die Visualisierung zur Verfügung stellt, bestimmt. Die Aktualisierungsintervalle der Daten der einzelnen Teilbereiche des Netzzustands sind im Allgemeinen unterschiedlich groß. Die Größe eines Zeitschritts in der Integralen Netzzustandsanzeige entspricht dem Aktualisierungsintervall der State Estimation als kleinstem Wert und liegt typischerweise im Minutenbereich mit einer Bandbreite von 5 bis 15 Minuten.



Liegen Abweichungen vom Sollzustand vor, so werden die Diagramme der mittleren Darstellungsebene für die jeweiligen Teilbereiche, in denen die Abweichungen einen definierten Schwellwert überschreiten, automatisch aufgeschaltet. Bei Bedarf kann dies auch durch Interaktion des Benutzers in Form eines Mausklicks in das Diagramm der oberen Ebene erfolgen. In der mittleren Darstellungsebene werden die zur Beurteilung der relevanten Teilbereiche des Netzzustands notwendigen Informationen in komprimierter und aussagekräftiger Form visualisiert. Zu diesen Informationen gehören neben auffälligen bzw. wichtigen Einzelinformationen wie beispielsweise Grenzwertverletzungen auch höherwertige Informationen, die sich nur aus der Gesamtheit der Einzelinformationen und deren Beziehungen zueinander ergeben.

Der Detaillierungsgrad der Diagramme in der mittleren Ebene ist im Vergleich zu denen der oberen Darstellungsebene größer, da der zu berücksichtigende Informationsumfang als Teilmenge aller den Netzzustand charakterisierenden Informationen geringer ist. Für eine aussagekräftige Visualisierung der wesentlichen Informationen zu den einzelnen Teilbereichen ist ein größeres Abstraktionsniveau als das der meisten bisher in den Netzleitsystemen existierenden Darstellungen für isolierte Teilbereiche des Netzzustands notwendig. Daher wurden für die mittlere Darstellungsebene neue aussagekräftige Diagramme mit einem größeren Abstraktionsniveau entwickelt sowie zum Teil bestehende Vorschläge weiter entwickelt bzw. übernommen.

Die Diagramme der unteren Darstellungsebene mit Detailinformationen wie zum Beispiel einzelne Spannungsbeträge der Netzknoten, Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie Auslastungen einzelner Netzzweige werden durch Interaktion des Benutzers mit den Anzeigen der mittleren Ebene aufgeschaltet. Der Detaillierungsgrad der Darstellungen in der unteren Ebene ist auf Grund des jeweils geringen Informationsumfangs naturgemäß hoch. Für diese Ebene existieren bereits aussagekräftige und in der Praxis bewährte Darstellungen wie einphasige Netzpläne sowie Stations- und Anlagenbilder. Diese Darstellungen werden für ein in sich geschlossenes Darstellungskonzept der Integralen Netzzustandsanzeige mit einbezogen und um neu entwickelte Diagramme ergänzt.

Die Integrale Netzzustandsanzeige soll die bisher existierenden Visualisierungskomponenten nicht ersetzen, sondern um Komponenten, die speziell für die Netzüberwachung konzipiert wurden, ergänzen. Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt hauptsächlich in der oberen und mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige.

Bild 3.2 verdeutlicht das hierarchische Darstellungskonzept der Integralen Netzzustandsanzeige an einem Beispiel. Das schematisch für sechs Teilbereiche des Netzzustands dargestellte und in Abschnitt 5.2.1 näher erläuterte Kreis-Diagramm visualisiert in der oberen Darstellungsebene den globalen Netzzustand, der hier Abweichungen im Bereich der Knotenspannungen (KSP) aufweist. Das Kreis-Diagramm für den globalen Netzzustand soll im Rahmen der Netzüberwachung ständig aufgeschaltet sein und es dem Betriebspersonal ermöglichen, den globalen Netzzustand schnell und sicher auf einen Blick zu erfassen.

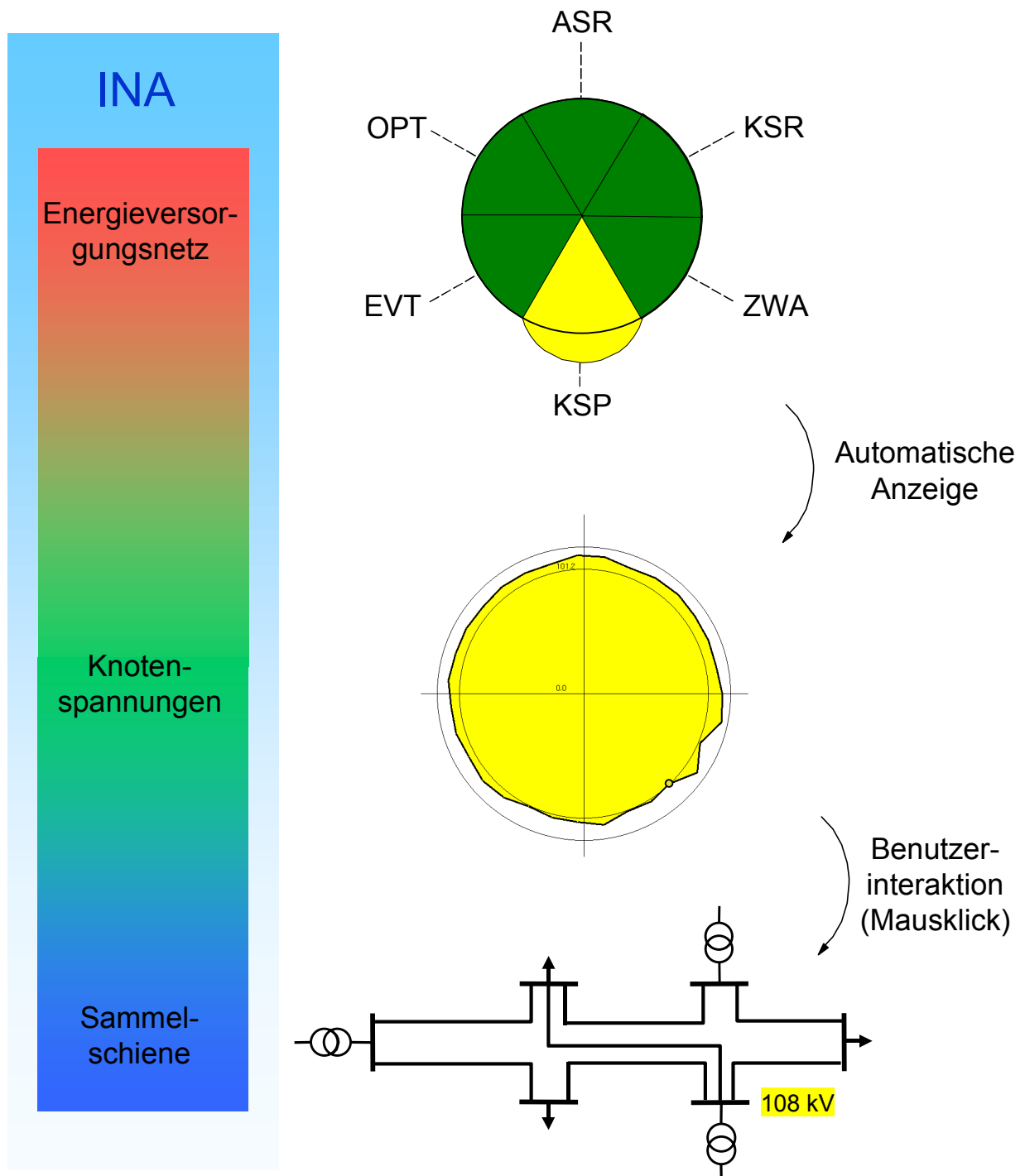


Bild 3.2: Beispiel der Integralen Netzzustandsanzeige

In der mittleren Darstellungsebene verdeutlicht das und in Abschnitt 4.3.2 im Detail beschriebene Kiviat-Diagramm die Spannungssituation und zeigt eine durch einen kleinen gelben Kreis markierte Knotenspannung, die zwar noch innerhalb des Spannungsbands aber nahe am unteren Grenzwert liegt und damit als Warnung interpretiert wird. Ein Mausklick auf diesen Datenpunkt führt zum einphasigen Netzplan in der unteren Darstellungsebene, in dem der exakte Spannungswert als Detailinformation in numerischer Form neben dem Knoten angegeben ist.

## 3.2 Teilbereiche des Netzzustands

### 3.2.1 Auswahl der Teilbereiche

Die dem Betriebspersonal zur Verfügung stehende Informationsmenge über den Netzzustand wird analysiert und strukturiert, um die für eine möglichst umfassende Beschreibung des gesamten Zustands eines elektrischen Energieversorgungsnetzes im Hinblick auf die Netzüberwachung relevanten Einzelinformationen zu identifizieren und zusammenzustellen. Ausgangspunkt dieser Analyse ist eine Empfehlung der DVG zur *Mensch-Maschine-Kommunikation in Leitstellen der Verbundebene* [28]. In dieser Empfehlung hat der Arbeitskreis *Rechnereinsatz in der Lastverteilung* der DVG die Erfahrungen der DVG-Unternehmen zum Thema *Benutzerschnittstelle – Mensch-Maschine-Kommunikation* zusammengetragen, auch wenn nach Meinung des Arbeitskreises eine Vereinheitlichung der Bedienoberfläche im Sinne einer Standardisierung auf Grund des starken individuellen Charakters nicht möglich erscheint. Dennoch stellt die Empfehlung eine wichtige Grundlage für die bei der Visualisierung des globalen Netzzustands zu berücksichtigenden Informationen dar.

Die Strukturierung der in der DVG-Empfehlung für die betriebliche Aufgabe der Systembeobachtung angegebenen Informationen führt zu den folgenden Teilbereichen des Netzzustands, mit denen sich die in dieser Arbeit betrachteten Hoch- und Höchstspannungsnetze umfassend beschreiben lassen:

- Bereich KSP für die Knotensspannungen
- Bereich ZWA für die Zweigauslastungen
- Bereich KLT für die freien Übertragungskapazitäten auf den Kuppelleitungen
- Bereich STE zur Kennzeichnung der Güte der State Estimation
- Bereich ASR für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung

- Bereich KSR für die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung
- Bereich OPT für die Einhaltung der Ergebnisse einer Netzzustandsoptimierung
- Bereich PRO zur Kennzeichnung der Güte der Lastprognose
- Bereich EVT für die Einhaltung bestehender Energiebezugsverträge

Die Auswahl speziell dieser neun Teilbereiche ist beispielhaft für die Beschreibung überregionaler Transportnetze auf der Verbundebene und regionaler Transportnetze zu sehen. Die ausgewählten Teilbereiche eignen sich darüber hinaus auch zur Visualisierung einzelner Netzgruppen von Hochspannungsnetzen mit gemischten Transport- und Verteilungsaufgaben und den Transformatoren zur Mittelspannungsebene. Dies zeigen die Anwendungsbeispiele der Integralen Netzzustandsanzeige für Testsysteme mit diesen Netzen in Kapitel 5.

Einige der neun ausgewählten Teilbereiche des Netzzustands werden ebenfalls indirekt in Form von Systemkenngrößen für die Beschreibung einzelner Bereiche der Netzbetriebsführung von Transportnetzen in [57] empfohlen. Für andere elektrische Energieversorgungsnetze zum Beispiel im Mittel- und Niederspannungsbereich oder für veränderte Rahmenbedingungen bei der Netzbetriebsführung beispielsweise als Folge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft können dagegen einige der hier ausgewählten Teilbereiche nicht relevant und andere Teilbereiche sinnvoll sein. Das gewählte Konzept der Integralen Netzzustandsanzeige sowie die Anzeigen der oberen und teilweise der mittleren Darstellungsebene sind allgemein anwendbar und können auch bei Verwendung anderer Teilbereiche des Netzzustands mit geringen Anpassungen eingesetzt werden.

### 3.2.2 Relevante Einzelinformationen

Die zur Kennzeichnung der ausgewählten neun Teilbereiche des Netzzustands relevanten Einzelinformationen, deren prinzipielle Bewertung und die Definition des Sollzustands werden im Folgenden für jeden Teilbereich angegeben:

- Bereich KSP für die Knotenspannungen

Für jeden Knoten des Netzes werden als wichtigste Informationen Verletzungen der individuell oder für die gesamte Spannungsebene vorgegebenen unteren und oberen Grenzwerte der Spannungsbeträge berücksichtigt. Neben diesen Grenzwertverletzungen fließen auch solche Spannungsbeträge, die zwar innerhalb der Grenzwerte aber relativ nahe zu diesen liegen, als potenzielle Grenzwertverlet-

zungen in die Bewertung mit ein. Abweichungen des Spannungsbetrags von einem zum Beispiel aus der Spannungsblindleistungsoptimierung vorgegebenen Sollwert sind weitere Informationen zur Beurteilung des Spannungsprofils bzw. der gesamten Spannungssituation [73]. Der Bereich KSP befindet sich im Sollzustand, wenn alle Knotenspannungen ihre Sollspannung einhalten.

- Bereich ZWA für die Zweigauslastungen

Für die Zweige des Netzes, zu denen Freileitungen, Kabel und Transformatoren zählen, sind Informationen über eine mögliche Gefährdung in Form einer Überlast relevant. Hierzu werden die Auslastungen der Zweige betrachtet, die sich aus den aktuell fließenden Strömen und deren Nennwerten ergeben. Zweigauslastungen kleiner als eine vorgebbare Warngrenze von beispielsweise 80% Auslastung sind im Hinblick auf mögliche Überlastungen nicht relevant und müssen nicht berücksichtigt werden. Dagegen stellen Auslastungen im Bereich größer als diese Warngrenze bis zur Überlastgrenze von zum Beispiel 100% Auslastung eine Gefährdung für die Zweige dar, sodass sie gemeinsam mit den überlasteten Zweigen zur Beurteilung der Zweigauslastungen herangezogen werden. Auf Grund unterschiedlicher Zweigarten und weiteren Randbedingungen wie der aktuellen Wettersituation ist es sinnvoll, individuelle Werte für die Warn- und Überlastgrenzen der einzelnen Zweige zu verwenden. Der Bereich ZWA befindet sich im Sollzustand, wenn alle Zweigauslastungen kleiner als die individuellen Warngrenzen der einzelnen Zweige sind.

- Bereich KLT für die freien Übertragungskapazitäten auf den Kuppelleitungen

Für die Beurteilung der Kuppelleitungen zwischen dem eigenen Netz und den Verbundpartnern sind neben den Auslastungen, die bereits im Bereich ZWA berücksichtigt werden, auch die noch freien Übertragungskapazitäten von Interesse. Diese sollen einen vorgegebenen minimalen Wert nicht unterschreiten, damit bei einem eventuellen Kraftwerksausfall im eigenen Netz nicht die Kuppelleitungen durch die dann von den Verbundpartnern zufließende Hilfsleistung überlastet und gegebenenfalls abgeschaltet werden. Daher wird zur Kennzeichnung der Kuppelleitungen sowohl das Unterschreiten der vorgegebenen freien Übertragungskapazitäten als auch ein geringer Abstand der jeweiligen freien Kapazitäten zu diesen Werten als Warnung vor einer möglichen Unterschreitung berücksichtigt. Der Sollzustand des Bereichs KLT ist gegeben, wenn die freien Übertragungskapazitäten aller Kuppelleitungen die jeweiligen Warngrenzen nicht unterschreiten.

- Bereich STE zur Kennzeichnung der Güte der State Estimation

Die Informationen über den Netzzustand beruhen zum großen Teil auf den Ergebnissen der State Estimation, die einen konsistenten Netzdatensatz für die Verfahren der Netzzustandsanalyse liefert. Sind die Ergebnisse der State Estimation zum Beispiel durch zu große Messfehler oder ausgefallene Messwerte fehlerhaft, so spiegeln sie nicht den tatsächlichen Netzzustand wider. In diesem Fall sind auf Grund der unzuverlässigen State Estimation auch die weiteren Ergebnisse der Netzzustandsanalyse unzuverlässig und können für die Beurteilung des Netzzustands nicht herangezogen werden. Die Güte der State Estimation kann als Hinweis auf deren Unzuverlässigkeit verwendet werden. Zur Beurteilung der Güte der State Estimation eignet sich die Abweichung des Zielfunktionswerts des statistischen Verfahrens der State Estimation von dessen Erwartungswert als Qualitätsmerkmal. Der Bereich STE befindet sich im Sollzustand, wenn der Zielfunktionswert in einem auf das jeweilige Energieversorgungsnetz bzw. Meßsystem abgestimmten Bereich um den Erwartungswert des Zielfunktionswertes liegt.

- Bereich ASR für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung

Das eigentliche Ergebnis der Ausfallsimulationsrechnung als Teil der Netzsicherheitsanalyse ist die Aussage über die Einhaltung der  $(n-1)$ -Sicherheit. Da die einzelnen Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung sehr umfangreich sind, werden für diese Aussage nicht alle Knotenspannungen und Zweigauslastungen der gerechneten Ausfallvarianten im Einzelnen berücksichtigt, sondern nur die entsprechende Anzahl der Knotenspannungen mit Grenzwertverletzungen und potenziellen Grenzwertverletzungen (vgl. Bereich KSP) und die der Zweigauslastungen, die größer als die jeweilige Alarm- bzw. Warngrenze (vgl. Bereich ZWA) sind. Liegen in allen Ausfallvarianten keine Grenzwertverletzungen und potenzielle Grenzwertverletzungen der Knotenspannungen sowie nur Zweigauslastungen unterhalb der jeweiligen Warngrenzen vor, so ist der betrachtete Netzzustand auch bei Ausfall eines Betriebsmittels oder einer Einspeisung  $(n-1)$ -sicher und der Bereich ASR befindet sich im Sollzustand.

- Bereich KSR für die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung

Die Kurzschlussrechnung als weiterer Teil der Netzsicherheitsanalyse gibt für jeden berücksichtigten Leistungsschalter im Netz an, ob im Falle des dreipoligen symmetrischen Kurzschlusses der fließende Kurzschlussstrom das Ausschaltvermögen des Leistungsschalters überschreitet. Zur Kennzeichnung des

Bereichs KSR sind daher die Quotienten der berechneten Kurzschlussabschaltleistung und der Nennwerte der Abschaltleistung der Leistungsschalter heranzuziehen. Der Bereich KSR befindet sich im Sollzustand, wenn alle Kurzschlussabschaltleistungen kleiner als die Nennwerte der Abschaltleistungen der Leistungsschalter sind.

- Bereich OPT für die Einhaltung der Ergebnisse einer Netzzustandsoptimierung

Stehen Vorgaben für Teilbereiche des Netzzustands als Ergebnis einer Netzzustandsoptimierung zur Verfügung, so sind diese für einen optimalen Netzbetrieb einzuhalten. Zur Netzzustandsoptimierung kann beispielsweise eine multikriterielle Optimierung von Netzdienstleistungen eingesetzt werden. Eine Kennzeichnung, inwieweit der betrachtete Netzzustand vom optimalen Netzzustand abweicht, kann für die Netzbetriebsführung im Hinblick auf eine mögliche Verbesserung des Netzzustands hilfreich sein. Hierzu werden die bei der Netzzustandsoptimierung verwendeten Zielgrößen bzw. Zielfunktionswerte für den betrachteten Netzzustand mit denen des optimierten Netzzustands verglichen. Liegen Abweichungen vor, die zur Kennzeichnung des Bereichs OPT verwendet werden, so befindet sich der betrachtete Netzzustand nicht im optimalen Betriebspunkt. Der Sollzustand des Bereichs OPT ist gegeben, wenn keine Abweichungen vorliegen.

- Bereich PRO zur Kennzeichnung der Güte der Lastprognose

Lastprognose und tatsächlicher Lastverlauf sollen möglichst gut in jedem Zeitpunkt übereinstimmen und keine tendenzielle Abweichung aufweisen. Laufen die Lastprognose und die tatsächliche Last auf Grund von entsprechenden Abweichungen tendenziell auseinander, so ist bei der Lastprognose ein korrektiver Eingriff notwendig. Eine solche Tendenz in der Abweichung zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf kann zur Kennzeichnung der Güte der Lastprognose verwendet und dem Betriebspersonal entsprechend angezeigt werden. Die hierzu auszuwertenden Einzeldaten sind die Werte der Lastprognose und des tatsächlichen Lastverlaufs, die für die Zeitschritte der Vergangenheit zur Verfügung stehen. Eine Trendanalyse dieser Werte liefert die gewünschte Information zur Kennzeichnung der Güte der Lastprognose.

Auch für den Netzbetreiber im liberalisierten Elektrizitätsmarkt ist die Lastprognose und die Überwachung ihrer Güte bedeutsam, da die Lastprognose die Planungsgrundlage für Teilaufgaben der Netzbetriebsführung wie zum Beispiel das Netzengpassmanagement oder die Optimierung von Netzdienstleistungen

darstellt. Der Bereich PRO befindet sich im Sollzustand, wenn Lastprognose und tatsächlicher Lastverlauf innerhalb gegebener Toleranzen übereinstimmen und keine tendenzielle Abweichung aufweisen.

- Bereich EVT für die Einhaltung bestehender Energiebezugsverträge

Ein Energiebezugsvertrag ist im Allgemeinen durch eine Leistungs- und eine Energiebedingung gekennzeichnet. Die Leistungsbedingung fordert, dass die Bezugsleistung innerhalb der vereinbarten Bezugszeit das durch die minimale und maximale Bezugsleistung definierte Leistungsband einhalten muss. Die Energiebedingung besagt, dass zum Ende einer vereinbarten Zeit eine definierte Energiemenge mit entsprechender Genauigkeit bezogen sein muss. Die Einhaltung dieser Bedingungen gilt es für jeden bestehenden Vertrag für den aktuellen Zeitschritt zu überprüfen und zur Beschreibung des Bereichs EVT heranzuziehen. Dazu werden Einzelinformationen zur aktuellen Bezugsleistung, zur bisher bezogenen Energie, zur verbleibenden Zeit etc. für jeden Vertrag berücksichtigt.

Auch unter Berücksichtigung der neuen Randbedingungen eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes hat der Netzbetreiber je nach Art der Energiebezugsverträge zur Deckung der Netzverluste die Aufgabe, deren Einhaltung zu überprüfen. Der Bereich EVT befindet sich im Sollzustand, wenn für jeden Vertrag sowohl die aktuelle Bezugsleistung bei gegebener Leistungsbedingung als auch die bis zum aktuellen Zeitschritt bezogene Energie bei gegebener Energiebedingung mit ihren optimalen Werten übereinstimmen (vgl. Abschnitt 4.1.11).

### 3.3 Dreistufiges Bewertungskonzept

Für eine formal gleiche Beschreibung sowohl der Einzelwerte der Teilbereiche des Netzzustands als auch der Zustände der neun Teilbereiche selbst wird in der Integralen Netzzustandsanzeige ein dreistufiges Bewertungskonzept verwendet. Jeder Einzelwert eines Teilbereichs wie zum Beispiel eine Knotenspannung des Teilbereichs KSP wird entsprechend ihrer Abweichung vom Sollwert einem Normalbereich, einem Warnbereich oder einem Alarmbereich zugeordnet. Der Alarmbereich ist durch eine Abweichung des Einzelwerts von seinem Sollwert gekennzeichnet, bei der entweder vorgegebene Grenzwerte verletzt sind oder eine vorgegebene Alarmgrenze von der Abweichung überschritten ist. In beiden Fällen wird die Abweichung als Alarm bezeichnet. Beim Warnbereich liegt ebenfalls eine Abweichung des Einzelwerts vom Sollwert vor, die jedoch kleiner als die Alarmgrenze und größer als eine vorgegebene Warngrenze ist und damit eine Warnung darstellt.



Im Normalbereich kann der Einzelwert zwar vom Sollwert abweichen, allerdings ist die Abweichung dann kleiner als die Warngrenze.

Analog zu dieser Bewertung der Einzelwerte der Teilbereiche des Netzzustands werden auch die neun Teilbereiche selbst im Hinblick auf ihren Zustand dem Normal-, Warn- oder Alarmbereich zugeordnet. Diese Zuordnung erfolgt für alle Teilbereiche mit Ausnahme des Teilbereichs PRO für die Qualität der Lastprognose in Abhängigkeit der im jeweiligen Teilbereich vorhandenen Warnungen und/oder Alarme. Existiert mindestens ein Alarm in einem Teilbereich, so wird dessen Zustand dem Alarmbereich zugeordnet. Der Warnbereich liegt vor, wenn mindestens eine Warnung aber definitiv kein Alarm existiert. Der Teilbereich wird dagegen dem Normalbereich zugeordnet, wenn weder Warnungen noch Alarme existieren. Die Bewertung des Zustands des Teilbereichs PRO weicht von dieser Vorgehensweise ab und wird in Abschnitt 4.1.10 erläutert.

Das dreistufige Bewertungskonzept für die Einzelwerte der Teilbereiche des Netzzustands und deren Zustände soll am Beispiel des Teilbereichs KSP verdeutlicht werden. Weichen einige Knotenspannungen von ihren Sollwerten ab und liegen alle Spannungsbeträge innerhalb des Spannungsbands mit ausreichend großem Abstand zu den Spannungsgrenzwerten, so werden alle Knotenspannungen dem Normalbereich zugeordnet. Der Zustand des Teilbereichs KSP befindet sich dann im Normalbereich. Liegen dagegen einige Spannungsbeträge zwar innerhalb des Spannungsbands aber sehr nahe an den Grenzwerten, so besteht die Gefahr einer Grenzwertverletzung und die Knotenspannungen werden dem Warnbereich zugeordnet. Der Zustand des Teilbereichs KSP liegt dann im Warnbereich. Im Alarmbereich über- bzw. unterschreiten einige Knotenspannungen die obere bzw. untere Spannungsgrenze, sodass Alarme vorliegen.

In den Diagrammen der Integralen Netzzustandsanzeige werden die drei Bereiche des Bewertungskonzepts durch die bezüglich ihrer Bedeutung allgemein bekannten Farben Grün (Normalbereich), Gelb (Warnbereich) und Rot (Alarmbereich) durchgehend einheitlich kodiert (vgl. Abschnitt 2.3.5). Wie die Visualisierungsbeispiele in den Kapiteln 5 zeigen, ist dadurch eine schnelle und eindeutige Aufnahme und Bewertung sowohl der Zustände der einzelnen Teilbereiche des Netzzustands als auch der jeweiligen Einzelinformationen möglich. Durch die perspektivische Wirkung der für die Kodierung ausgewählten Farben erscheinen die gelb dargestellten Warnungen und die rot gekennzeichneten Alarme als wichtigere Informationen mehr im Vordergrund und fallen besser auf (vgl. Abschnitt 2.3.5).

### 3.4 Methoden der Datenreduktion

Für die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige ist eine sehr starke Datenreduktion notwendig. Diese Datenreduktion wird durch die Kombination numerischer und grafischer Methoden realisiert, bei der skalare Kenngrößen zur Beschreibung der neun Teilbereiche des Netzzustands gemeinsam visualisiert werden.

Kenngrößen sind stets auf die Vermittlung ganz spezieller Informationen zugeschnitten und erlauben es, die Ziele der Prozessführung, hier der Netzbetriebsführung, durch die Vorgabe bestimmter Kenngrößenwerte zu berücksichtigen. Sie weisen eine hohe Verständlichkeit und eine hohe Darstellbarkeit auf [58].

Im Gegensatz zum globalen Netzzustand, der wegen der vielen, unterschiedlichen Informationen nicht durch *eine* skalare Kenngröße beschrieben werden kann, lassen sich die einzelnen Teilbereiche des Netzzustands durchaus mit jeweils einer skalaren Kenngröße charakterisieren. Die für die Teilbereiche des Netzzustands zu berücksichtigenden Informationsmengen sind kleiner und enthalten überwiegend homogene Einzeldaten, die leichter auf eine skalare Kenngröße reduziert werden können.

Ziel der numerischen Datenreduktion mit skalaren Kenngrößen für jeden Teilbereich des Netzzustands ist vorrangig die Aussage, ob sich der jeweilige Teilbereich in seinem Sollzustand befindet und wie groß gegebenenfalls die Abweichungen qualitativ sind. Die skalaren Kenngrößen werden daher aus den Abweichungen der Einzelwerte von ihren Sollwerten berechnet und nehmen mit zunehmenden Abweichungen größere Werte an. In ihrer zeitlichen Entwicklung sollen die skalaren Kenngrößen Tendenzen der Zustände der Teilbereiche anzeigen und in besonderen Situationen durch ihren Wert die Aufmerksamkeit des Betriebspersonals auf die jeweiligen Teilbereiche mit Abweichungen lenken.

Die Berechnung der skalaren Kenngrößen wird in Abschnitt 4.1 näher erläutert. Sie erfolgt derart, dass für die Bewertung des jeweiligen Teilbereichs wichtige Informationen wie zum Beispiel Grenzwertverletzungen oder Betriebswerte nahe an den Grenzwerten erhalten bleiben. Die hierbei teilweise nicht zu verhindernden Verdeckungseffekte, bei denen ein gleicher Kenngrößenwert verschiedene Zustände eines Teilbereichs beschreibt, werden durch die in Abschnitt 3.3 erläuterte Bewertung der Zustände der Teilbereiche verringert bzw. vermieden. Dadurch bleiben die wichtigen Informationen über die Existenz von Warnungen und/oder Alarmen erhalten. Der Wert der skalaren Kenngröße für den jeweiligen Teilbereich gibt qualitative Informationen über die Anzahl der vorhandenen Warnungen und/oder

Alarme an, da diese mit entsprechend großen Abweichungen der Einzelwerte von den Sollwerten verbunden sind.

Zur Beschreibung des aktuellen Netzzustands werden die skalaren Kenngrößen aus den Einzelinformationen für den aktuellen Zeitschritt berechnet. Analog erfolgt die Berechnung der skalaren Kenngrößen für den vorherigen Zeitschritt aus den Einzelwerten der Vergangenheit. Zur Kennzeichnung des zukünftigen Zeitschritts lassen sich die Einzelwerte zum Teil unter Berücksichtigung einer knotenbezogenen Lastprognose berechnen. Dies gilt aber nicht für die Teilbereiche EVT, PRO und STE. Die für den Teilbereich EVT berücksichtigten Einzelwerte sind nicht direkt vom Lastverlauf und damit von der knotenbezogenen Lastprognose abhängig und können aus dieser nicht abgeleitet werden. Weiterhin ist die Berechnung des zukünftigen Kenngrößenwertes für den Teilbereich PRO per Definition nicht möglich, da in jedem Fall der tatsächliche Lastverlauf für die Berechnung benötigt wird. Schätzwerte für die zukünftigen Kenngrößenwerte der beiden Teilbereiche EVT und PRO können jedoch über eine Trendanalyse aus den jeweiligen Kenngrößenwerten der Vergangenheit ermittelt werden.

Auf Grund eines im Allgemeinen unbekanntem funktionalen Zusammenhangs zwischen dem Kenngrößenwert und dem Zustand eines Teilbereichs des Netzzustands ist die Verwendung einer Trendanalyse für die Ermittlung des zukünftigen Zustands der Teilbereiche EVT und PRO nicht ohne Weiteres möglich. Für ein konkretes elektrisches Energieversorgungsnetz kann der Zusammenhang zwischen der skalaren Kenngröße und dem Zustand eines Teilbereichs eventuell durch die Analyse bekannter Netzzustände mit geeigneten Verfahren approximiert werden.

Die Ermittlung des Kenngrößenwertes und Zustands des Teilbereichs STE für den zukünftigen Zeitschritt ist nicht möglich bzw. sinnvoll, da die zu Grunde liegenden Daten bzw. Ereignisse, wie zum Beispiel der Ausfall eines Messwertes, zufälligen Charakter haben und durch eine Trendanalyse nicht zuverlässig erfasst werden können. Für den Teilbereich STE werden daher keine Informationen über den zukünftigen Zeitschritt visualisiert.

In der vorliegenden Arbeit steht die Konzeption eines Visualisierungssystems im Vordergrund, sodass die Kenntnis der entsprechenden Informationen über den zukünftigen Zeitschritt als bekannt vorausgesetzt und deren Ermittlung nicht in die Aufgabenstellung dieser Arbeit einbezogen wird.

Die gemeinsame Visualisierung der skalaren Kenngrößen der neun Teilbereiche des Netzzustands und deren Zustandsbewertungen in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige stellt eine weitere, grafische Methode der Da-

tenreduktion dar. Für diese grafische Datenreduktion werden die in Abschnitt 4.3.2 näher beschriebenen integralen Anzeigen verwendet. Durch den Gesamteindruck, den die gemeinsame Visualisierung beim Betriebspersonal hervorruft, werden der globale Netzzustand und weitere Informationen zu den Teilbereichen vermittelt. Die gemeinsame Visualisierung der skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche des Netzzustands in der oberen Darstellungsebene entspricht der in [57] geforderten Beschreibung des globalen Netzzustands durch eine „gemeinsame Bewertung von Systemkenngrößen“.

In der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige werden hauptsächlich grafische Methoden der Datenreduktion verwendet. Geeignete Visualisierungen vermitteln dem Betriebspersonal die für die Bewertung der einzelnen Teilbereiche relevanten Informationen. Durch die Art der Visualisierung und deren Wirkung auf den Betrachter werden beispielsweise höherwertige Informationen zu den Teilbereichen zugänglich gemacht und Wichtiges wird besonders betont.

Für die Visualisierung von Informationen, die einem Ort im Netzplan, d.h. einem Knoten oder Zweig zugeordnet werden können, kommt wie in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige auch in der mittleren Ebene die Kombination einer numerischen und grafischen Datenreduktion zum Einsatz. Die numerische Datenreduktion erfolgt durch die Berechnung skalarer Kenngrößen zur Beschreibung des Zustands eines Knotens bzw. Zweigs unter Berücksichtigung aller für den Knoten bzw. Zweig relevanten Einzelinformationen. Diese skalaren Kenngrößen werden mit ihrer topologischen Zuordnung gemeinsam dargestellt, um mit Hilfe des Zustands der Knoten und Zweige Netzgebiete mit Warnungen und/oder Alarmen zu kennzeichnen. Die Berechnung der skalaren Kenngrößen für Betriebsmittel mit topologischer Zuordnung wird ausführlich in Abschnitt 4.2 erläutert.

## 4 Numerische und grafische Datenreduktion

### 4.1 Numerische Datenreduktion für Teilbereiche des Netzzustands

#### 4.1.1 Anforderungen an die numerische Datenreduktion

Für die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene des hierarchischen Konzepts aus Abschnitt 3.1 werden skalare Kenngrößen zur Charakterisierung der neun Teilbereiche des Netzzustands verwendet. Die Berechnung dieser skalaren Kenngrößen stellt eine numerische Datenreduktion dar. Ziel dieser Datenreduktion ist es, die für den jeweiligen Teilbereich des Netzzustands wesentlichen Informationen zu erhalten, die besonders wichtigen Informationen zu betonen und die nicht relevanten Informationen zu vernachlässigen. Hierzu ist es notwendig, die Bewertungskriterien nach denen das Betriebspersonal in der Netzleitstelle den jeweiligen Teilbereich im Hinblick auf die Bewertung des globalen Netzzustands beurteilt, bei der Datenreduktion zu berücksichtigen.

Die wesentlichen Kriterien bei der Bewertung der einzelnen Teilbereiche des Netzzustands sind:

- Grenzwertverletzungen bzw. die Nähe einzelner Werte zu deren Grenzwerten (Alarmer bzw. Warnungen gemäß Abschnitt 3.3)
- Abweichungen von vorgegebenen Sollwerten unter Berücksichtigung eines zulässigen Toleranzbereichs

Die grundsätzliche Bewertung eines Teilbereichs des Netzzustands durch das Betriebspersonal auf Grund der vorliegenden Einzelinformationen über den jeweiligen Teilbereich darf sich dabei von der Bewertung, die sich auf den Wert der skalaren Kenngröße stützt, nicht unterscheiden.

Die skalaren Kenngrößen müssen die Informationen zu den Teilbereichen des Netzzustands enthalten, die für die Ableitung des globalen Netzzustands aus diesen Teilbereichen erforderlich sind. Hierzu gehören im Wesentlichen die Alarmer und Warnungen in den einzelnen Teilbereichen nach dem Bewertungskonzept in Abschnitt 3.3, die zu entsprechenden Kenngrößenwerten führen müssen.

Zunehmend kritische Netzzustände, bei denen beispielsweise eine wachsende Anzahl von Einzelwerten in der unmittelbaren Nähe von Grenzwerten liegen, müssen steigende skalare Kenngrößenwerte ergeben. Der Verlauf der skalaren Kenngrößen

soll daher für zunehmend kritische Netzzustände monoton steigend sein. Dabei werden Alarme kritischer als Warnungen bewertet. Ein Netzzustand mit zwei Alarmen muss beispielsweise zu einem größeren Kenngrößenwert führen als ein Netzzustand mit nur einem Alarm und weiteren Warnungen (vgl. zunehmend kritische Testzustände in Tabelle 4.1).

Die Berechnung der skalaren Kenngrößen soll darüber hinaus derart erfolgen, dass der bei einer grafischen Anzeige der skalaren Kenngrößen zur Verfügung stehende Anzeigebereich möglichst gleichmäßig ausgenutzt wird.

Der Kenngrößenwert, der sich bei Einhaltung des Sollzustands im jeweiligen Teilbereich des Netzzustands ergibt, kann prinzipiell beliebig gewählt werden. Für die skalaren Kenngrößen zur Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige wird ein Wert von 1,0 zur Kennzeichnung des Sollzustands gewählt.

#### 4.1.2 Vorbemerkung zum Potenzsummenansatz

Einige der in den folgenden Abschnitten näher erläuterten skalaren Kenngrößen beruhen auf einem Potenzsummenansatz, der für die jeweiligen Teilbereiche des Netzzustands speziell angepasst wird, um die gewünschte Aussagekraft und damit das erforderliche Verhalten der skalaren Kenngröße zu erhalten. Dieser Ansatz dient als Grundlage für die weiteren Abschnitte und soll deshalb zunächst beschrieben werden.

Ausgangspunkt ist die folgende allgemeine Potenzsumme, bei der ein unterschiedlich großer Einfluss der normierten Einzelwerte  $x_i$  auf den Kenngrößenwert  $K$  durch die Wahl geeigneter Gewichtungsfaktoren  $w_i$  berücksichtigt wird.

$$K = \sum_{i=1}^N w_i \cdot x_i^m \quad (4.1)$$

Durch die Definition der normierten Einzelwerte  $x_i$  für die Summation können bei geeigneten Soll-, Grenz- und Normierungswerten die relevanten Aspekte der Einzelinformationen (Abweichungen von Sollwerten, Grenzwertverletzungen etc.) hervorgehoben werden. Die Definition dieser Werte bestimmt im Wesentlichen die Aussagekraft der skalaren Kenngröße. Der Wert des Exponenten  $m$  legt fest, wie stark Alarme, d.h. Grenzwertverletzungen, die über eine entsprechende Normierung durch Werte  $x_i > 1,0$  gekennzeichnet sind, in die Berechnung der skalaren Kenngröße eingehen. Bei einem großen Exponenten  $m$  führt ein Alarm mit  $x_i > 1,0$

zu einem großen Summanden  $x_i^m$ , sodass sich ein entsprechend großer Wert für die skalare Kenngröße  $K$  ergibt.

Um bei einer grafischen Anzeige der skalaren Kenngrößen den Anzeigebereich möglichst gleichmäßig auszunutzen, wird der stark nichtlineare Verlauf der Potenzsumme aus Gleichung 4.1 durch eine Logarithmierung linearisiert. Auf Grund des monoton steigenden Verlaufs der Logarithmusfunktion ist durch die Logarithmierung nach wie vor die Forderung nach einem monoton steigenden Verlauf der skalaren Kenngröße  $K$  für zunehmend kritische Netzzustände erfüllt. Damit die logarithmierte Kenngröße nur positive Werte annimmt, wird der Wert 1,0 zur bisherigen Formulierung als Argument des Logarithmus addiert. Ein vorgegebener Parameterwert  $K_g$  ergibt sich, wenn alle normierten Einzelwerte  $x_i$  den Wert 1,0 haben. Der Parameterwert  $K_g$  dient der Skalierung der Kenngröße  $K$ . Diese nimmt den Wert  $K=1,0$  an, wenn alle normierten Einzelwerte  $x_i$  den Wert Null aufweisen. Der modifizierte Potenzsummenansatz lautet:

$$K = 1,0 + \frac{K_g - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^N w_i \cdot x_i^m}{\sum_{i=1}^N w_i} \right) \quad (4.2)$$

Für gleiche normierte Einzelwerte  $x_i=x$  und Gewichtungsfaktoren  $w_i=1,0 \forall i$  zeigt Bild 4.1 den stark nichtlinearen Verlauf der Potenzsumme aus Gleichung 4.1 und Bild 4.2 den linearisierten Verlauf des modifizierten Potenzsummenansatzes aus Gleichung 4.2.

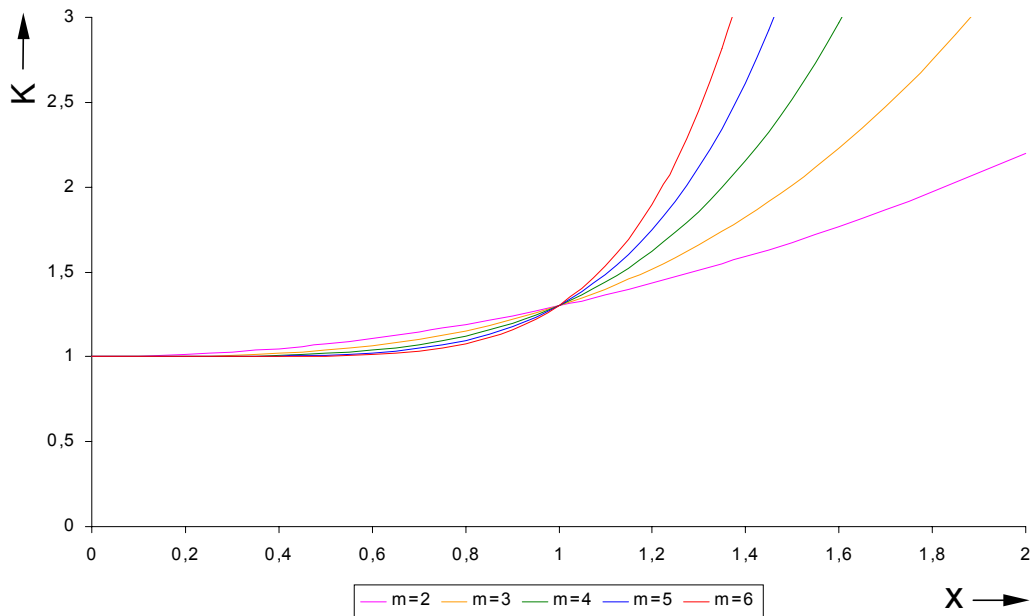
Eine weitere Anforderung an die skalare Kenngröße ist die besondere Berücksichtigung von Alarmen mit Einzelwerten  $x_i > 1,0$ . Hierzu wird für jeden Einzelwert eine Schaltervariable  $A_i$  eingeführt, die einen entsprechenden Alarm kennzeichnet. Durch einen weiteren Summanden im Argument des Logarithmus, der den Wert 1,0 annimmt, wenn mindestens ein Alarm vorliegt, und eine Erweiterung des Exponenten lässt sich die Anforderung nach einer besonderen Berücksichtigung von Alarmen erfüllen.

Die Berechnungsvorschrift lautet damit:

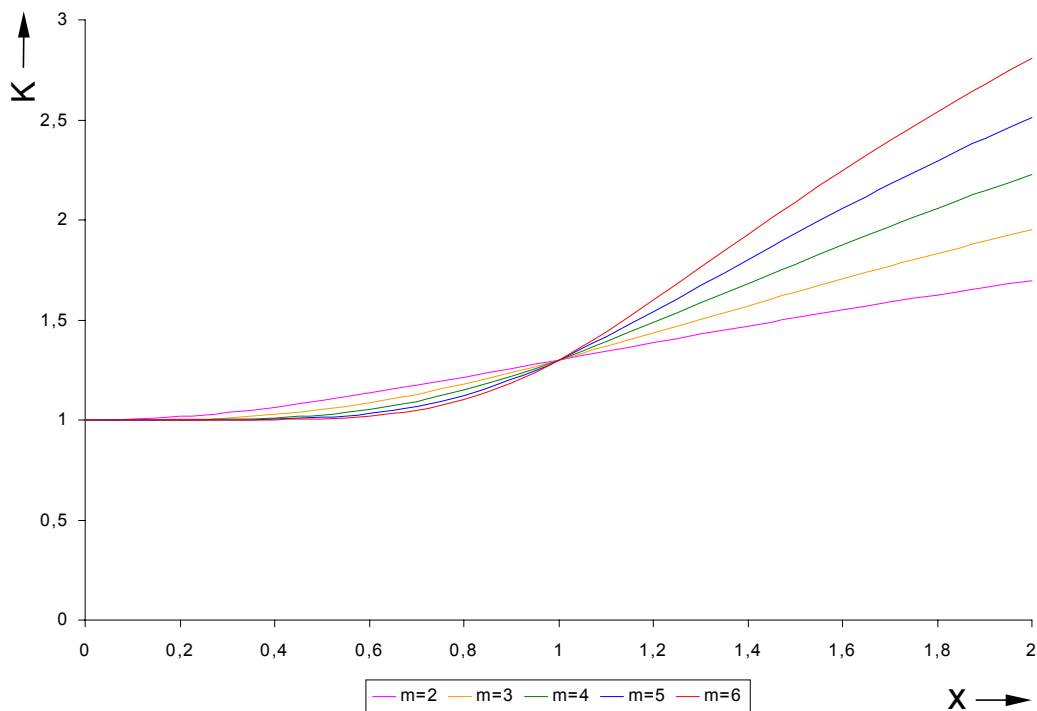
$$K = 1,0 + \frac{K_g - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^N w_i \cdot x_i^{m \cdot (1 + [e-1] A_i)}}{\sum_{i=1}^N w_i} + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=1}^N A_i \right) \right) \quad (4.3)$$

Mit:

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; x_i > 1,0 \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.4)$$



*Bild 4.1: Skalare Kenngröße  $K$  nach dem Potenzsummenansatz mit Parameter  $m=2, 3, \dots, 6$*



*Bild 4.2: Skalare Kenngröße  $K$  nach dem linearisierten Potenzsummenansatz mit Parametern  $m=2, 3, \dots, 6$  und  $K_g=1,3$*



Bei dieser skalaren Kenngröße können Abweichungen vom Sollwert ( $0,0 < x_i \leq 1,0$ ) durch den Exponenten  $m$  und Alarme ( $x_i > 1,0$ ) durch den Exponenten  $e$  unterschiedlich stark bewertet werden. Weiterhin ist sichergestellt, dass die Kenngröße mindestens den Wert  $K_g$  annimmt, sobald ein Alarm existiert.

Bild 4.3 zeigt den Verlauf der skalaren Kenngröße  $K$  aus Gleichung 4.3 für gleiche normierte Einzelwerte  $x_i = x$ , wobei diese zur besseren Übersicht gleich gewichtet werden ( $w_i = 1,0 \forall i$ ). Durch die unstetige Vorzeichenfunktion als zusätzlicher Summand im Argument des Logarithmus in Gleichung 4.3 entsteht im Verlauf der skalaren Kenngröße  $K$  ein je nach Wahl der Exponenten  $m$  und  $e$  unterschiedlich stark ausgeprägter, sprunghafter Übergang bei  $x_i = 1,0$  vom Warn- zum Alarmbereich. Dieser Übergang führt zusammen mit der größeren Steigung des Verlaufs im Alarmbereich ( $x_i > 1,0$ ) auf Grund des in diesem Bereich insgesamt größeren Exponenten ( $m \cdot e$ ) zu einer Abweichung vom linearisierten Verlauf in Bild 4.2. Diese gewünschte Abweichung dient der deutlichen Trennung des Warn- und Alarmbereichs sowie der stärkeren Betonung des Alarmbereichs.

Um das gewünschte Verhalten der skalaren Kenngröße  $K$  aus Gleichung 4.3 zu verifizieren und die Abhängigkeit von den Parametern zu analysieren, wurden die in Tabelle 4.1 angegebenen Testzustände definiert. Sie geben die Anzahl der Abweichungen, Warnungen und Alarme für zunehmend kritische Zustände an. Da bereits die Existenz nur eines Alarms für den jeweiligen Zustand als kritisch betrachtet wird, ist die Anzahl der Alarme für jeden Testzustand als absoluter Wert

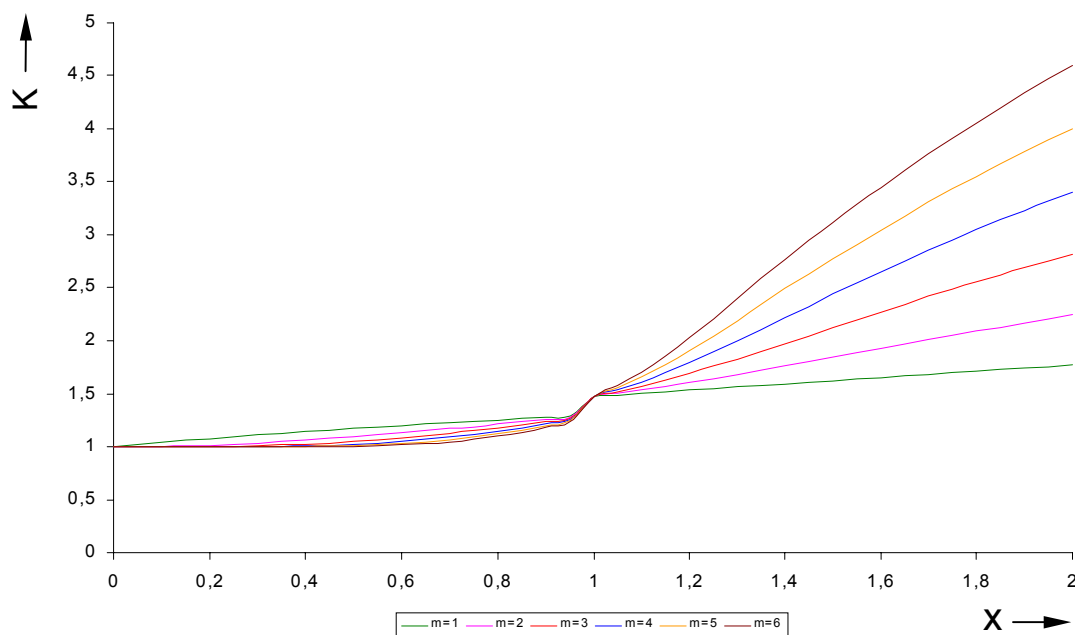


Bild 4.3: Modifizierte skalare Kenngröße  $K$  mit Parametern  $e=2$ ,  $m=1, 2, \dots, 6$  und  $K_g=1,3$

angegeben. Die jeweilige Anzahl für Abweichungen vom Sollwert, für dessen Einhaltung und für Warnungen stellen dagegen Anteile der Gesamtanzahl  $N$  der Einzelwerte dar. Bei der Anwendung der skalaren Kenngröße auf diese Testzustände werden zur besseren Übersicht alle Einzelwerte gleich gewichtet ( $w_i=1,0 \forall i$ ).

In Bild 4.4 sind die Verläufe der skalaren Kenngröße  $K$  für die zunehmend kritischen Testzustände mit  $N=28$  Einzelwerten für unterschiedliche Exponenten  $m$  dargestellt. Zum einen ist zu erkennen, dass sich der Exponent  $m$  sowohl auf die Bereiche ohne sowie auf die Bereiche mit Alarmen auswirkt. Je größer der Expo-

Zustand Nr.	Anzahl eingehaltener Sollwerte mit $x = 0,0$	Anzahl Abweichungen mit $x = 0,3$	Anzahl Warnungen mit $x = 0,7$	Anzahl Alarme mit $x = 1,1$
1	$N$	—	—	—
2	$0,9 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	—	—
3	$0,8 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	—
4	$0,7 \cdot N$	$0,15 \cdot N$	$0,15 \cdot N$	—
5	$0,6 \cdot N$	$0,2 \cdot N$	$0,2 \cdot N$	—
6	$0,5 \cdot N$	—	$0,5 \cdot N$	—
7	$0,3 \cdot N$	—	$0,7 \cdot N$	—
8	$0,1 \cdot N$	—	$0,9 \cdot N$	—
9	—	—	$N$	—
10	$N - 1$	—	—	1
11	$0,9 \cdot N - 1$	$0,1 \cdot N$	—	1
12	$0,8 \cdot N - 1$	$0,1 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	1
13	$N - 2$	—	—	2
14	$0,9 \cdot N - 2$	$0,1 \cdot N$	—	2
15	$0,8 \cdot N - 2$	$0,1 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	2
16	$N - 3$	—	—	3
17	$0,9 \cdot N - 3$	$0,1 \cdot N$	—	3
18	$0,8 \cdot N - 3$	$0,1 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	3
19	$N - 4$	—	—	4
20	$0,9 \cdot N - 4$	$0,1 \cdot N$	—	4
21	$0,8 \cdot N - 4$	$0,1 \cdot N$	$0,1 \cdot N$	4

Tabelle 4.1: Definition zunehmend kritischer Testzustände

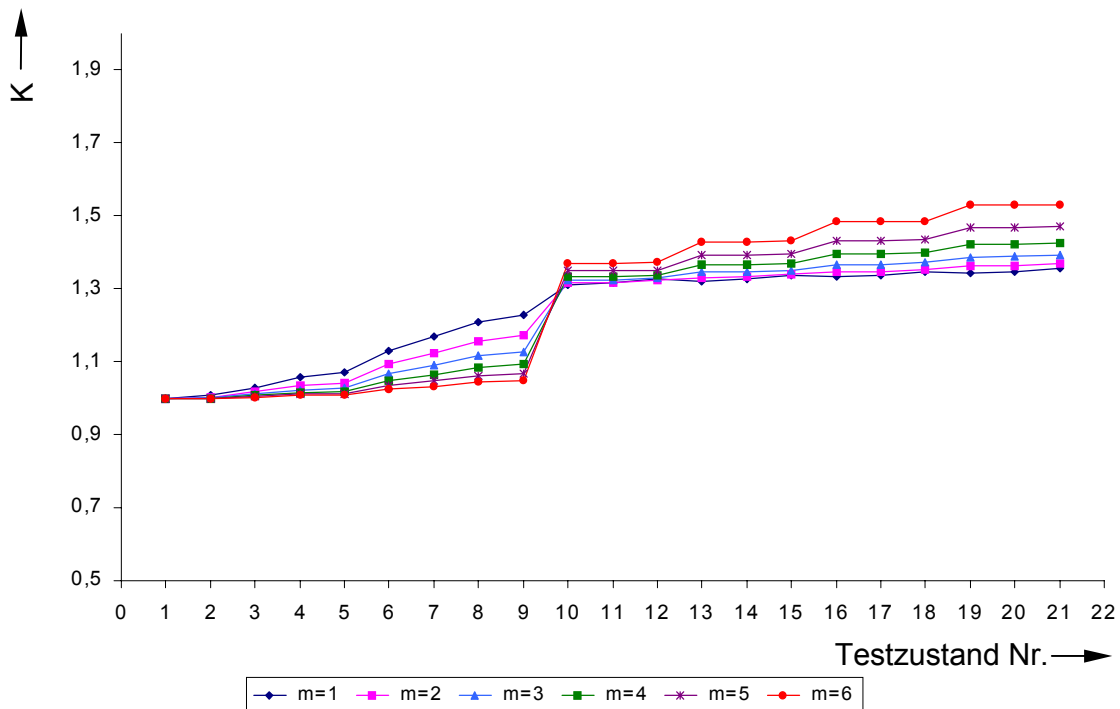


Bild 4.4: Skalare Kenngröße  $K$  für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern  $e=4$ ,  $m=1, 2, \dots, 6$ ,  $K_g=1,3$  und  $N=28$

nent gewählt wird, umso kleiner ist der Kenngrößenwert für Zustände ohne Alarme und umso größer ist er für Zustände mit Alarmen. Der Exponent  $m$  bestimmt demnach die Steilheit des Übergangs vom Warn- zum Alarmbereich. Weiterhin wird deutlich, dass die Kenngröße wie gewünscht beim Übergang von Testzustand 9 ohne Alarme auf Testzustand 10 mit nur einem Alarm stark ansteigt und wie gefordert den beispielhaft gewählten Parameterwert  $K_g=1,3$  überschreitet.

Bild 4.5 zeigt die Verläufe der skalaren Kenngröße  $K$  für die zunehmend kritischen Testzustände mit  $N=28$  Einzelwerten für unterschiedliche Exponenten  $e$ . Deutlich zu erkennen ist, dass der Exponent  $e$  nur Auswirkungen auf Zustände mit Alarmen hat. Je größer der Wert dieses Exponenten gewählt wird, umso stärker steigt der Kenngrößenwert bei vorhandenen Alarmen ab Testzustand 10, und umso deutlicher ist eine Treppenstruktur ausgeprägt, die die Auswirkungen nur eines zusätzlichen Alarms auf den Kenngrößenwert widerspiegelt.

Die Wahl geeigneter Parameter und deren Einfluss auf das Verhalten der skalaren Kenngröße  $K$  ist an den Verläufen der Kenngröße für  $N=442$  Einzelwerte in Bild 4.6 und Bild 4.7 zu erkennen. Der in Bild 4.6 verwendete Exponent  $e=4$  für die Bewertung von Alarmen reicht bei einer großen Anzahl der Einzelwerte nicht aus, um einzelne Alarme mit  $x_i > 1,0$  ausreichend stark zu berücksichtigen. Die Division durch die in diesem Beispiel große Anzahl der Gewichte  $w_i$  vermindert den Kenngrößenwert so stark, dass sich der gewünschte Treppenverlauf im Bereich der

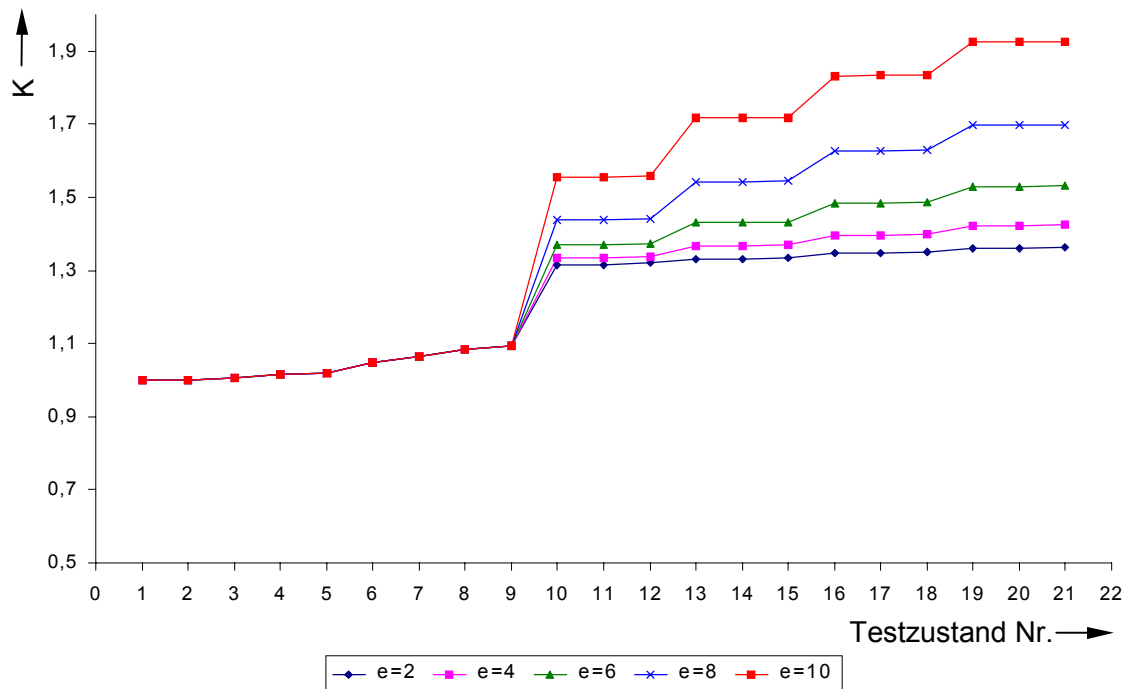


Bild 4.5: Skalare Kenngröße  $K$  für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern  $m=4$ ,  $e=2, 4, \dots, 10$ ,  $K_g=1,3$  und  $N=28$

Alarmer wie in Bild 4.4 in diesem Beispiel nicht ausbilden kann. Für eine große Anzahl  $N$  der Einzelwerte muss daher ein größerer Exponent  $e$  für die Bewertung der Alarmer gewählt werden. Der Parameter  $K_g$  für die Skalierung der Kenngröße  $K$  kann verwendet werden, um zusätzlich den Wertebereich der skalaren Kenngröße  $K$  zu spreizen. Bild 4.7 zeigt den auf  $N=442$  Einzelwerte angepassten Verlauf der skalaren Kenngröße  $K$  durch Verwendung der Parameter  $e=10$  und  $K_g=2,0$ .

Prinzipiell erfüllt damit die angegebene Berechnungsvorschrift der skalaren Kenngröße in Gleichung 4.3 die gestellten Anforderungen. Für die relevanten Teilbereiche des Netzzustands kann sie mit entsprechenden Anpassungen verwendet werden. Die Definition der jeweiligen normierten Einzelwerte  $x_i$  ist dabei besonders wichtig, da sie im Wesentlichen die Aussagekraft der skalaren Kenngröße für die Netzüberwachung bestimmt. Durch die Wahl der Exponenten  $m$  und  $e$  wird die Bewertung von Warnungen und Alarmen und die Art des Übergangs vom Warn- zum Alarmbereich bestimmt. Eine harte Grenze mit einem relativ steilen Übergang lässt sich zum Beispiel mit einem großen Exponenten  $m$  im Bereich von 4 bis 6 abbilden.

### 4.1.3 Knotenspannungen

Die skalare Kenngröße  $K_{KSP}$  für die Knotenspannungsbeträge muss zum einen Abweichungen der aktuellen Knotenspannungen  $U_i$  von ihren Sollwerten  $U_{soll,i}$  be-

rücksichtigen, die zum Beispiel als Ergebnis der Spannungsblindleistungsoptimierung vorliegen. Zum anderen müssen auch Verletzungen des zulässigen Spannungsbands  $[U_{\min,i}; U_{\max,i}]$  durch die Kenngröße angezeigt werden.

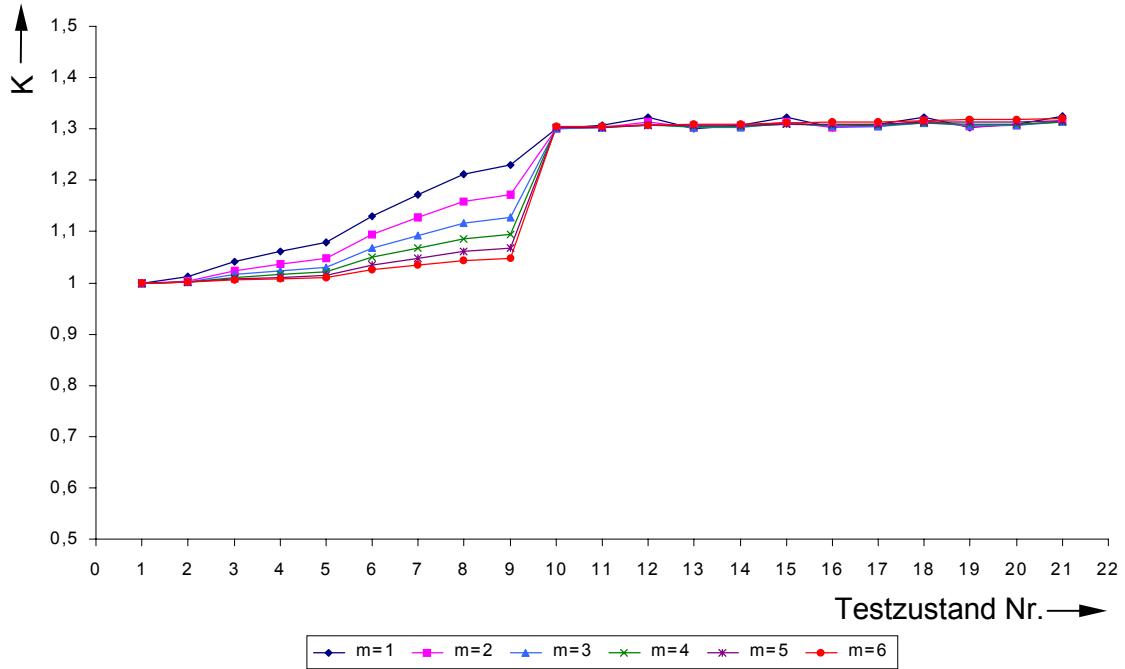


Bild 4.6: Skalare Kenngröße  $K$  für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern  $e=4$ ,  $m=1, 2, \dots, 6$ ,  $K_g=1,3$  und  $N=442$

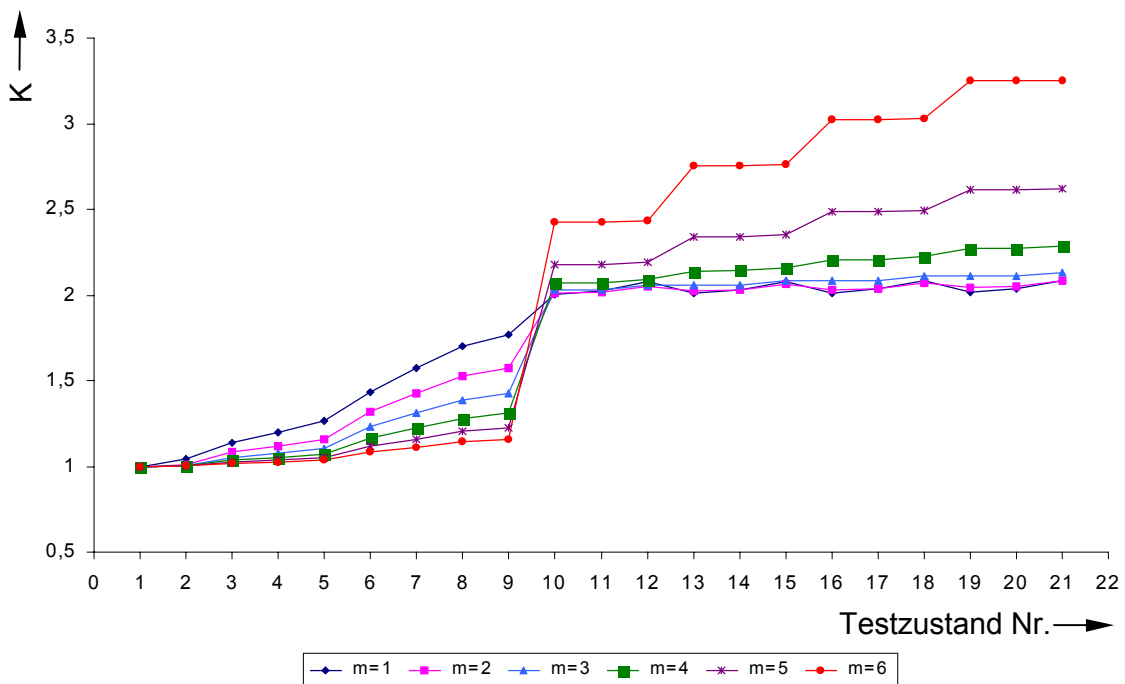


Bild 4.7: Skalare Kenngröße  $K$  für zunehmend kritische Testzustände mit Parametern  $e=10$ ,  $m=1, 2, \dots, 6$ ,  $K_g=2,0$  und  $N=442$

Mit der Definition geeigneter normierter Knotenspannungsabweichungen  $\Delta u_i$  nach Gleichung 4.5 ergeben sich Werte  $\Delta u_i=0,0$ , wenn der Sollwert eingehalten wird, sowie Werte im Bereich  $0,0<\Delta u_i\leq 1,0$ , wenn Abweichungen vom Sollwert vorliegen und das zulässige Spannungsband eingehalten wird. Bild 4.8 verdeutlicht die Berechnung von  $\Delta u_i$  und zeigt die zur Normierung verwendeten maximal zulässigen Abweichungen  $\Delta U_{\max,i}^+$  für Abweichungen der Knotenspannung  $U_i$  nach oben ( $\Delta U_i^+$ ) und  $\Delta U_{\max,i}^-$  für Abweichungen nach unten ( $\Delta U_i^-$ ). Bei Knotenspannungen außerhalb des zulässigen Spannungsbands sind die Einzelwerte  $\Delta u_i>1,0$  und werden durch das Potenzieren mit  $m$  entsprechend stärker als Abweichungen vom Sollwert innerhalb des Spannungsbands ( $\Delta u_i\leq 1,0$ ) berücksichtigt.

$$\Delta u_i = \begin{cases} \frac{U_i - U_{\text{soll},i}}{U_{\max,i} - U_{\text{soll},i}} & ; \quad U_i \geq U_{\text{soll},i} \\ \frac{U_{\text{soll},i} - U_i}{U_{\text{soll},i} - U_{\min,i}} & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.5)$$

Die Berechnungsvorschrift für die skalare Kenngröße  $K_{\text{KSP}}$  der Knotenspannungsbeträge lautet:

$$K_{\text{KSP}} = 1,0 + \frac{K_{\text{KSP,g}} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kn}}} w_i \cdot \Delta u_i^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot A_i)}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kn}}} w_i} + \text{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{Kn}}} A_i \right) \right) \quad (4.6)$$

Mit:

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad \Delta u_i > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.7)$$

$N_{\text{Kn}}$ : Anzahl der Knoten

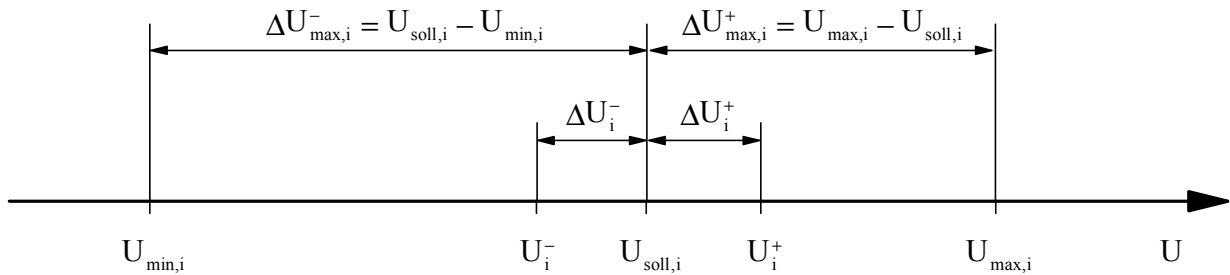
$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für die Spannung des Knotens  $i$

$K_{\text{KSP,g}}$ : Kenngrößenwert  $K_{\text{KSP}}=K_{\text{KSP,g}}$ , falls  $\Delta u_i=1,0 \forall i=1, 2, \dots, N_{\text{Kn}}$

Durch die Normierung auf die Summe der Gewichtungsfaktoren und die Multiplikation mit dem Parameter  $K_{\text{KSP,g}}$  wird sichergestellt, dass die skalare Kenngröße den Wert  $K_{\text{KSP,g}}$  annimmt, wenn alle Knotenspannungen genau auf den Grenzen des Spannungsbands liegen. Werte  $K_{\text{KSP}}>K_{\text{KSP,g}}$  deuten damit Netzzustände an, in denen Verletzungen des Spannungsbands vorliegen (Alarme). Haben alle Spannungen ihren Sollwert  $U_i=U_{\text{soll},i}$  angenommen, so ergibt sich ein Wert von  $K_{\text{KSP}}=1,0$ , der die



*Bild 4.8: Berechnung der normierten Knotenspannungsabweichung  $\Delta u_i$*   
 gewünschte Knotenspannungssituation kennzeichnet. Die Gewichtungsfaktoren  $w_i$  ermöglichen es, die Spannungen wichtiger Knoten stärker zu berücksichtigen.

Da die skalare Kenngröße  $K_{KSP}$  analog zur allgemeinen skalaren Kenngröße  $K$  aus Gleichung 4.3 berechnet wird ( $\Delta u_i = x_i$ ), entsprechen die Verläufe der skalaren Kenngröße  $K_{KSP}$  für gleiche normierte Knotenspannungsabweichungen  $\Delta u_i = \Delta u$ , gleicher Gewichtung ( $w_i = 1,0 \forall i$ ) und einem Parameter  $K_{KSP,g} = 1,3$  denen der skalaren Kenngröße  $K$  in Bild 4.3. Je größer der Exponent  $m$  gewählt wird, desto stärker steigt der Kenngrößenwert  $K_{KSP}$  für normierte Spannungsabweichungen  $\Delta u > 1,0$  an und desto kleiner werden die Kenngrößenwerte im Bereich für  $\Delta u < 1,0$ , in dem die Knotenspannungen von ihren Sollwerten abweichen und innerhalb des Spannungsbands liegen. Die Grenzen des Spannungsbands lassen sich mit einem Exponenten  $m$  zwischen 4 und 6 als harte Grenzen oder mit kleineren Werten für  $m$  als weiche Grenzen mit einem flacheren Übergang bei  $\Delta u = 1,0$  abbilden.

#### 4.1.4 Zweigauslastungen

Für die skalare Kenngröße  $K_{ZWA}$  der Zweigauslastungen sollen nur solche Zweige berücksichtigt werden, deren Auslastung  $s_i$  größer als eine Warngrenze  $s_{w,i}$  ist. Die Auslastung  $s_i$  ergibt sich aus der Normierung der Scheinleistung  $S_i$  des Zweigs auf dessen Nennwert  $S_{n,i}$ . Zweige mit kleineren Auslastungen bedeuten keine kritischen Zustände und sind für eine globale Beschreibung der Zweigauslastungen nicht von Bedeutung. Die skalare Kenngröße nimmt für Auslastungen kleiner als diese Warngrenze den Wert 1,0 für den Sollzustand an. Wird die Warngrenze  $s_{w,i}$  von einigen Auslastungen überschritten, so muss dies durch ein entsprechendes Ansteigen der skalaren Kenngröße angezeigt werden.

Bei Auslastungen größer als eine Alarmgrenze  $s_{a,i}$  muss die skalare Kenngröße stärker als im Bereich  $s_{w,i} \leq s_i \leq s_{a,i}$  anwachsen und Werte  $K_{ZWA} \geq K_{ZWA,g}$  liefern.  $K_{ZWA,g}$  wird erreicht, wenn alle Auslastungen  $s_i$  den Wert  $s_{a,i}$  der Alarmgrenze angenommen haben. Die unterschiedlich starke Bewertung der Auslastungen in den Bereichen  $s_{w,i} \leq s_i \leq s_{a,i}$  und  $s_i > s_{a,i}$  kann durch die als Parameter anzugebenden Exponenten  $m$  und  $e$  bestimmt werden.

Die Berechnungsvorschrift für die skalare Kenngröße  $K_{ZWA}$  der Zweigauslastungen lautet:

$$K_{ZWA} = 1,0 + \frac{K_{ZWA,g} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^{N_{Zw}} A_i \cdot w_i \cdot \left( \frac{s_i}{s_{a,i}} \right)^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot B_i)}}{\sum_{i=1}^{N_{Zw}} w_i} + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{Zw}} B_i \right) \right) \quad (4.8)$$

Mit:

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_i \geq s_{w,i} \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.9)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_i > s_{a,i} \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.10)$$

$N_{Zw}$ : Anzahl der Zweige

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für die Auslastung des Zweigs  $i$

$s_{w,i}$ : Warngrenze der Auslastung des Zweigs  $i$

$s_{a,i}$ : Alarmgrenze der Auslastung des Zweigs  $i$

$K_{ZWA,g}$ : Kenngrößenwert  $K_{ZWA} = K_{ZWA,g}$ , falls  $s_i = s_{a,i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_{Zw}$

Bild 4.9 zeigt unter der Voraussetzung, dass alle Auslastungen den gleichen Wert  $s_i = s$  haben und alle Zweige gleich gewichtet werden ( $w_i = 1,0 \quad \forall i$ ), die prinzipiellen Verläufe der skalaren Kenngröße  $K_{ZWA}(s)$  für verschiedene Exponenten  $m$  und die festen Parameter  $e=2$ ,  $K_{ZWA,g}=1,3$ ,  $s_{w,i}=0,8$  und  $s_{a,i}=1,0 \quad \forall i$ . Zu erkennen ist, dass der Exponent  $m$  die Steigung des Kenngrößenverlaufs im Bereich  $s_{w,i} \leq s \leq s_{a,i}$ , die Höhe der sprunghaften Änderung an der Bereichsgrenze bei  $s_{w,i}$  und die Steigung des weiteren Verlaufs für  $s > s_{a,i}$  beeinflusst. Analog zur Kenngröße  $K_{KSP}$  wirkt sich der Exponent  $e$  nur auf den Alarmbereich mit  $s > s_{a,i}$  aus.

#### 4.1.5 Kuppelleitungen

Die skalare Kenngröße zur Beschreibung der Kuppelleitungen im Hinblick auf deren freie Übertragungskapazität muss sowohl Unterschreitungen einer vorgegebenen minimalen freien Übertragungskapazität (Alarme) als auch ausreichend große, aber nahe an den minimalen Werten liegende freie Übertragungskapazitäten (Warnungen) berücksichtigen. Da die freie Übertragungskapazität und die Auslastung einer Kuppelleitung direkt ineinander umgerechnet werden können, lässt sich die



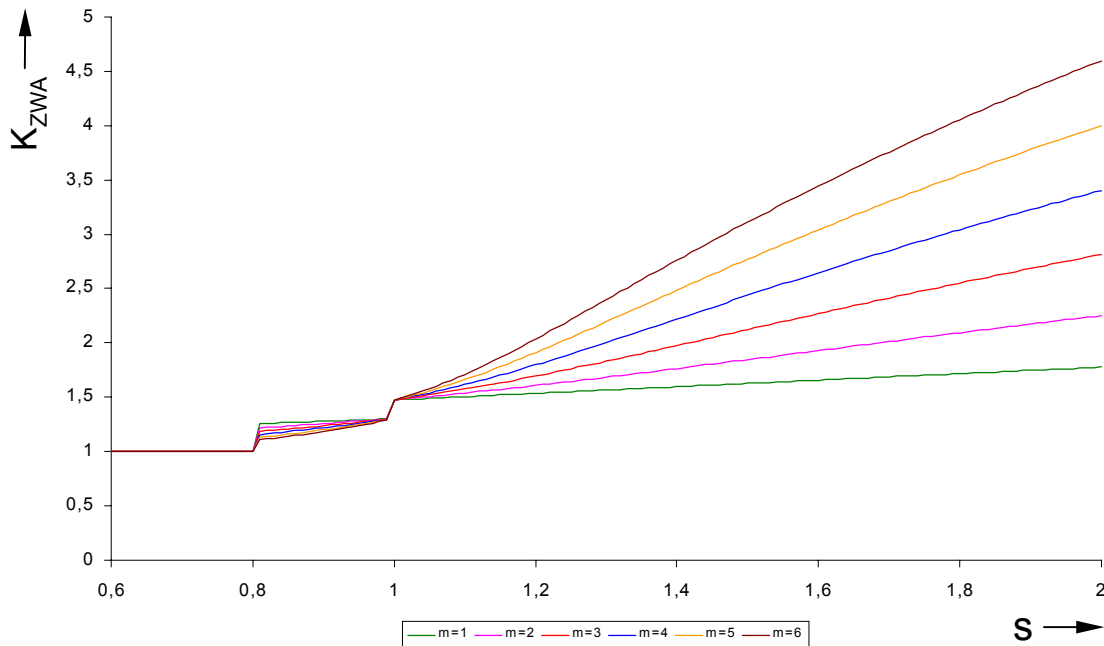


Bild 4.9: Skalare Kenngröße  $K_{ZWA}(s)$  mit Parametern  $e=2$ ,  $m=1, 2, \dots, 6$  und  $K_{ZWA,g}=1,3$

skalare Kenngröße  $K_{KLT}$  für die freien Übertragungskapazitäten der Kuppelleitungen auch aus deren Auslastungen unter Berücksichtigung angepasster Warn- und Alarmgrenzen berechnen. Das hat den Vorteil, dass für die Kenngröße  $K_{KLT}$  prinzipiell die Berechnungsvorschrift  $K_{ZWA}$  der Zweigauslastungen verwendet werden kann.

Die normierten Einzelwerte  $s_{Kl,i}$  ergeben sich in diesem Fall nach Gleichung (4.12) durch die Normierung der aktuellen Scheinleistung  $S_i$  der Kuppelleitung  $i$  auf den nutzbaren Anteil der Nennscheinleistung  $S_{n,i}$  der Kuppelleitung unter der Voraussetzung, dass eine freizuhaltende Kapazität existiert und diese kleiner als die Kapazität der Kuppelleitung ist ( $0,0 < S_{frei,i} < S_{n,i}$ ). Sie stellen damit eine Art „Auslastung der nutzbaren Leitungskapazität“ dar. Der jeweilige Wert  $s_{Kl,w,i}$  für die Warngrenze dieser nutzbaren Auslastung ergibt sich nach Gleichung (4.13) unter Berücksichtigung eines Parameters  $a_{KLT,w}$ , der als prozentualer Anteil der Alarmgrenze das untere Ende des Warnbereichs kennzeichnet. Ein Wert von  $a_{KLT,w}=100\%$  bedeutet zum Beispiel, dass das untere Ende des Warnbereichs mit der Alarmgrenze der nutzbaren Auslastung und damit mit dem oberen Ende des Warnbereichs zusammenfällt, d.h. es existiert kein Warnbereich. Ein Wert von  $a_{KLT,w}=50\%$  dagegen definiert beispielsweise die obere Hälfte der nutzbaren Auslastung der Kuppelleitung als Warnbereich.

Für die skalare Kenngröße der Kuppelleitungen werden nur solche Kuppelleitungen berücksichtigt, deren Auslastung größer als die Warngrenze  $s_{Kl,w,i}$  der nutzba-

ren Auslastung der Kuppelleitung ist. Die Berechnungsvorschrift für die skalare Kenngröße  $K_{\text{KLT}}$  der Kuppelleitungen lautet:

$$K_{\text{KLT}} = 1,0 + \frac{K_{\text{KLT,g}} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kl}}} A_i \cdot w_i \cdot s_{\text{Kl,i}}^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot B_i)}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kl}}} w_i} + \text{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{Kl}}} B_i \right) \right) \quad (4.11)$$

Mit:

$$s_{\text{Kl,i}} = \frac{S_i}{S_{\text{n,i}} - S_{\text{frei,i}}} \quad (4.12)$$

$$s_{\text{Kl,w,i}} = 1,0 - \frac{(1,0 - a_{\text{KLT,w}}) \cdot S_{\text{frei,i}}}{S_{\text{n,i}} - S_{\text{frei,i}}} \quad (4.13)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{\text{Kl,i}} \geq s_{\text{Kl,w,i}} \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.14)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{\text{Kl,i}} > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.15)$$

$N_{\text{Kl}}$ : Anzahl der Kuppelleitungen

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für die Kuppelleitung  $i$

$S_i$ : Scheinleistungsfluss auf der Kuppelleitung  $i$

$S_{\text{n,i}}$ : Nennscheinleistung der Kuppelleitung  $i$

$S_{\text{frei,i}}$ : freizuhalten Scheinleistung auf der Kuppelleitung  $i$

$s_{\text{Kl,i}}$ : Auslastung der nutzbaren Leitungskapazität der Kuppelleitung  $i$

$s_{\text{Kl,w,i}}$ : Warngrenze der nutzbaren Leitungskapazität der Kuppelleitung  $i$

$a_{\text{KLT,w}}$ : Anteil der nutzbaren Auslastung für die untere Grenze des Warnbereichs

$K_{\text{KLT,g}}$ : Kenngrößenwert  $K_{\text{KLT}} = K_{\text{KLT,g}}$ , falls  $s_{\text{Kl,i}} = 1,0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_{\text{Kl}}$

#### 4.1.6 State Estimation

Zur Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{STE}}$  zur Beschreibung der Güte der State Estimation wird die Abweichung des Zielfunktionswerts  $J(\hat{\mathbf{x}})$  des Verfahrens der Lastflussschätzung von dessen Erwartungswert  $E\{J(\hat{\mathbf{x}})\}$  herangezogen. Hierbei stellt  $\hat{\mathbf{x}}$  den Vektor der Schätzwerte der Zustandsvariablen des elektrischen Energieversorgungsnetzes, d.h. die Schätzwerte der komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phase dar. Der Erwartungswert lässt sich als Differenz der Anzahl  $N_{\text{mess}}$  der Eingangsgrößen (Messwerte) der State Estimation und der Anzahl  $N_{\text{zus}}$

der Zustandsvariablen des elektrischen Energieversorgungsnetzes ausdrücken [74]. Unter Verwendung des Parameters  $a_{\text{STE},g}$  für den prozentualen Anteil der Abweichung des Zielfunktionswerts von seinem Erwartungswert, bei der der Parameterwert  $K_{\text{STE},g}$  als Kenngrößenwert erreicht wird, kann die skalare Kenngröße  $K_{\text{STE}}$  für die Güte der State Estimation nach Gleichung 4.16 berechnet werden.

$$K_{\text{STE}} = 1,0 + (K_{\text{STE},g} - 1,0) \cdot \frac{|J(\hat{\mathbf{x}}) - N_{\text{mess}} + N_{\text{zus}}|}{a_{\text{STE},g} \cdot (N_{\text{mess}} - N_{\text{zus}})} \quad (4.16)$$

Mit:

- $J(\hat{\mathbf{x}})$ : Zielfunktionswert der State Estimation
- $\hat{\mathbf{x}}$ : Vektor der Schätzwerte der Zustandsvariablen
- $N_{\text{mess}}$ : Anzahl der Eingangsgrößen der State Estimation (Messwerte)
- $N_{\text{zus}}$ : Anzahl der Zustandsvariablen des Energieversorgungsnetzes
- $a_{\text{STE},g}$ : prozentualer Anteil der Abweichung des Zielfunktionswerts von dessen Erwartungswert, bei dem der Kenngrößenwert  $K_{\text{STE},g}$  erreicht wird
- $K_{\text{STE},g}$ : Kenngrößenwert zur Kennzeichnung der Überschreitung des prozentualen Anteils  $a_{\text{STE},g}$

Zur Kennzeichnung des Zustands des Teilbereichs STE wird eine zusätzliche prozentuale Warngrenze  $a_{\text{STE},w}$  verwendet. Überschreitet die Abweichung den durch diese Warngrenze  $a_{\text{STE},w}$  vorgegebenen Warnanteil der prozentualen Abweichung  $a_{\text{STE},g}$ , d.h. es gilt  $J(\hat{\mathbf{x}}) - N_{\text{mess}} + N_{\text{zus}} \geq a_{\text{STE},w} \cdot [N_{\text{mess}} - N_{\text{zus}}] \cdot a_{\text{STE},g}$ , so wird der Zustand des Teilbereichs STE des Netzzustands dem Warnbereich zugeordnet. Bei einer prozentualen Abweichung größer als  $a_{\text{STE},g}$  befindet sich dieser Teilbereich STE dagegen im Alarmbereich.

Die konkrete Wahl der Parameter  $a_{\text{STE},g}$  und  $a_{\text{STE},w}$  hängt von der Anzahl der Messwerte und von der Anzahl der Netzknoten ab. Aus Simulationsrechnungen für reale 110-kV-Netzgruppen eines deutschen Verbundunternehmens hat sich ergeben, dass Parameterwerte  $a_{\text{STE},g}=5\%$  und  $a_{\text{STE},w}=2,5\%$  für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{STE}}$  bei diesen Netzgruppen geeignet sind.

### 4.1.7 Ausfallsimulationsrechnung

Auf Grund der sehr großen Informationsmenge als Ergebnis der Ausfallsimulationsrechnung werden für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{ASR}}$  der Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung nicht die einzelnen Knotenspannungen und Zweigauslastungen aller Ausfallvarianten verwendet sondern nur die Anzahl der Knoten und Zweige mit Warnungen ( $N_{U,w}$  und  $N_{s,w}$ ) und Alarmen ( $N_{U,a}$  und

$N_{s,a}$ ). Diese werden auf maximale Befundzahlen für die Anzahl der Warnungen und Alarme normiert und als additive Anteile bei der Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{ASR}$  nach Gleichung 4.17 berücksichtigt.

$$K_{ASR} = 1,0 + (K_{ASR,w} - 1,0) \cdot \frac{N_{U,w} + N_{s,w}}{a_{ASR,w} \cdot N_{ges}} + (K_{ASR,a} - 1,0) \cdot \frac{N_{U,a} + N_{s,a}}{a_{ASR,a} \cdot N_{ges}} \quad (4.17)$$

Mit:

- $N_{U,w}$ : Anzahl der Knotenspannungen im Warnbereich
- $N_{s,w}$ : Anzahl der Zweigauslastungen im Warnbereich
- $N_{U,a}$ : Anzahl der Knotenspannungen im Alarmbereich
- $N_{s,a}$ : Anzahl der Zweigauslastungen im Alarmbereich
- $a_{ASR,w}$ : prozentualer Anteil der Warnungen, bei dem  $K_{ASR,w}$  erreicht wird
- $a_{ASR,a}$ : prozentualer Anteil der Alarme, bei dem  $K_{ASR,a}$  erreicht wird
- $N_{ges}$ : Gesamtanzahl der Knoten und Zweige aller Ausfallvarianten
- $K_{ASR,w}$ : Anteil des Kenngrößenwerts für Warnungen
- $K_{ASR,a}$ : Anteil des Kenngrößenwerts für Alarme

Die skalare Kenngröße  $K_{ASR}$  steigt jeweils linear mit der Anzahl der Warnungen und Alarme an, wobei durch Vorgabe entsprechender Parameterwerte Alarme einen stärkeren Einfluss als Warnungen auf den Wert der Kenngröße haben können. Die Wahl der Parameter  $a_{ASR,a}$  und  $a_{ASR,w}$  ist von der individuellen Bewertung der Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung abhängig, d.h. bei welcher Anzahl Warnungen und Alarme die Ergebnisse wie kritisch betrachtet werden. Die Parameter müssen daher an das jeweilige Netz und die individuellen Bewertungskriterien angepasst werden. Für die Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf die in Abschnitt 5.1 näher erläuterten Testsysteme werden die Parameter  $K_{ASR,w}=1,15$ ,  $K_{ASR,a}=1,3$ ,  $a_{ASR,w}=3\%$  und  $a_{ASR,a}=1\%$  verwendet. Sie führen zu Kenngrößenwerten  $K_{ASR}$ , die den Teilbereich der Ausfallsimulationsrechnung für die verwendeten Testsysteme wie gefordert beschreiben.

### 4.1.8 Kurzschlussrechnung

Bei der Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{KSR}$  für die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung finden einerseits Kurzschlussabschaltleistungen Berücksichtigung, die von den Leistungsschaltern nicht abgeschaltet werden können (Alarme). Andererseits werden auch Kurzschlussabschaltleistungen, die zwar abgeschaltet werden können, aber nahe an den Nennwerten der Kurzschlussabschaltleistungen der Leistungsschalter liegen (Warnungen), in die Berechnung mit einbezogen. Analog zur Kenngröße  $K_{ZWA}$  für die Zweigauslastungen existiert für jeden Leis-

tungsschalter somit eine Warn- und eine Alarmgrenze. Hierbei sind Kurzschlussabschaltleistungen unterhalb der jeweiligen Warngrenzen für die Beschreibung des Teilbereichs KSR im Hinblick auf das Ausschaltvermögen der Leistungsschalter nicht relevant. Die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{KSR}$  erfolgt daher analog zur Kenngröße  $K_{ZWA}$  unter Verwendung der auf den Nennwert der Kurzschlussabschaltleistung des jeweiligen Leistungsschalters normierten Kurzschlussabschaltleistungen als Einzelwerte.

Die Berechnungsvorschrift für die Kenngröße  $K_{KSR}$  lautet:

$$K_{KSR} = 1,0 + \frac{K_{KSR,g} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^{N_{LS}} A_i \cdot w_i \cdot s_{aus,i}^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot B_i)}}{\sum_{i=1}^{N_{LS}} w_i} + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{LS}} B_i \right) \right) \quad (4.18)$$

Mit:

$$s_{aus,i} = \frac{S_{kurz,i}}{S_{zul,i}} \quad (4.19)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{aus,i} \geq s_{aus,w,i} \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.20)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{aus,i} > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.21)$$

$N_{LS}$ : Anzahl der Leistungsschalter

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für den Leistungsschalter  $i$

$S_{kurz,i}$ : Kurzschlussabschaltleistung des Leistungsschalters  $i$

$S_{zul,i}$ : zulässige Kurzschlussabschaltleistung (Nennwert) des Leistungsschalters  $i$

$s_{aus,w,i}$ : Warngrenze der normierten Kurzschlussabschaltleistung des Leistungsschalters  $i$

$K_{KSR,g}$ : Kenngrößenwert  $K_{KSR} = K_{KSR,g}$  falls  $s_{aus,i} = 1,0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_{LS}$

Der Nennwert der Kurzschlussabschaltleistung der Leistungsschalter wird bei der Betriebsführung als harter Grenzwert betrachtet. Daher wird durch die Wahl der Exponenten  $m$  und  $e$  für die jeweils vorliegende Anzahl  $N_{LS}$  der Leistungsschalter als Einzelwerte bei der Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{KSR}$  ein relativ steiler Übergang vom Warn- zum Alarmbereich der normierten Kurzschlussabschaltleistungen  $s_{aus,i}$  verwendet (vgl. Abschnitt 4.1.2).

### 4.1.9 Netzzustandsoptimierung

Die skalare Kenngröße  $K_{\text{OPT}}$  gibt an, inwieweit der aktuelle Netzzustand vom optimalen Zustand als Ergebnis einer Optimierung im Bereich der Netzbetriebsführung abweicht. Sie wird aus den Abweichungen der für die Optimierung verwendeten Zielfunktionswerte für den aktuellen Netzzustand von denen des optimalen Netzzustands berechnet. Diese Abweichungen werden auf einen für jedes Optimierungskriterium festgelegten prozentualen Toleranzanteil normiert und als Einzelwerte  $z_i$  innerhalb des Potenzsummenansatzes für die skalare Kenngröße  $K_{\text{OPT}}$  verwendet. Einzelwerte  $0,0 < z_i \leq 1,0$  kennzeichnen Abweichungen vom optimalen Wert, die kleiner als der vorgegebene Toleranzanteil sind (Warnungen), und Werte  $z_i > 1,0$  sind nicht tolerierbare Abweichungen (Alarmer).

Die skalare Kenngröße  $K_{\text{OPT}}$  lässt sich mit den normierten Einzelwerten  $z_i$  analog zur Kenngröße  $K_{\text{KSP}}$  der Knotenspannungen berechnen:

$$K_{\text{OPT}} = 1,0 + \frac{K_{\text{OPT,g}} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kr}}} w_i \cdot z_i^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot A_i)}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Kr}}} w_i} + \text{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{Kr}}} A_i \right) \right) \quad (4.22)$$

Mit:

$$z_i = \frac{|Z_{\text{akt},i} - Z_{\text{opt},i}|}{Z_{\text{opt},i} \cdot a_{\text{OPT},i}} \quad (4.23)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad z_i > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.24)$$

$N_{\text{Kr}}$ : Anzahl der bei der Optimierung berücksichtigten Kriterien

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für das Kriterium  $i$

$Z_{\text{akt},i}$ : Zielfunktionswert des Kriteriums  $i$  für den aktuellen Netzzustand

$Z_{\text{opt},i}$ : Zielfunktionswert des Kriteriums  $i$  für den optimalen Netzzustand

$a_{\text{OPT},i}$ : prozentualer Toleranzanteil für das Kriterium  $i$

$K_{\text{OPT,g}}$ : Kenngrößenwert  $K_{\text{OPT}} = K_{\text{OPT,g}}$ , falls  $z_i = 1,0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_{\text{Kr}}$

### 4.1.10 Lastprognose

Für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{PRO}}$  zur Kennzeichnung der Güte der Lastprognose werden  $N_{\text{LP}}$  Last- und Prognosewerte der Vergangenheit berücksich-

tigt, wobei der Index  $i=1$  den jeweils jüngsten Wert kennzeichnet. Für jeden Zeitschritt  $i$  wird die normierte Abweichung  $p_i$  der Lastprognose  $P_{p,i}$  von der tatsächlichen Last  $P_{l,i}$  ermittelt. Da durch die skalare Kenngröße vor allem gekennzeichnet werden soll, ob Last und Prognose tendenziell auseinander laufen, werden über die Definition der Schaltervariable  $A_i$  in den Gleichungen 4.27 und 4.28 nur solche normierten Abweichungen  $p_i$  berücksichtigt, die in ihrer unmittelbaren zeitlichen Abfolge gleich gerichtet sind. Sobald sich das Vorzeichen der normierten Abweichung einmal ändert, werden die entsprechende Abweichung und alle folgenden Abweichungen für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{PRO}}$  nicht mehr in Betracht gezogen. Damit ist der Wert der skalaren Kenngröße umso größer, je mehr gleichgerichtete Abweichungen der Lastprognose von der Last in zeitlicher Folge existieren, d.h. je ausgeprägter der Trend ist.

Die Berechnungsvorschrift der skalaren Kenngröße  $K_{\text{PRO}}$  für die Güte der Lastprognose lautet:

$$K_{\text{PRO}} = 1,0 + \frac{K_{\text{PRO,g}} - 1,0}{N_{\text{Lp}} \cdot a_{\text{PRO}}} \cdot \left| \sum_{i=1}^{N_{\text{Lp}}} A_i \cdot p_i \right| \quad (4.25)$$

Mit:

$$p_i = \frac{P_{p,i} - P_{l,i}}{P_{l,i}} \quad (4.26)$$

$$A_1 = 1 \quad (4.27)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \text{sgn}(p_i) = \text{sgn}(p_1) \quad \wedge \quad \prod_{j=1}^{i-1} A_j = 1 \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad ; i=2, 3, \dots, N_{\text{Lp}} \quad (4.28)$$

$N_{\text{Lp}}$ : Anzahl der berücksichtigten Last- und Prognosewerte

$P_{p,i}$ :  $i$ -ter Lastprognosewert der Vergangenheit

$P_{l,i}$ :  $i$ -ter Lastwert der Vergangenheit

$a_{\text{PRO}}$ : prozentuale, tolerierbare Abweichung der Einzelwerte  $p_i$

$K_{\text{PRO,g}}$ : Parameter zur Skalierung des Kenngrößenbereichs

Die Zuordnung des Zustands des Teilbereichs PRO zum Warn- und Alarmbereich des Bewertungskonzepts erfolgt über die Anzahl der zur Berechnung der Kenngröße tatsächlich berücksichtigten Einzelwerte ( $A_i=1$ ). Überschreitet diese Anzahl die Hälfte der insgesamt vorhandenen Werte  $N_{\text{Lp}}$ , so liegt der Alarmbereich vor. Werden weniger als die Hälfte der insgesamt vorhandenen Werte  $N_{\text{Lp}}$ , aber mindestens zwei Werte in die Berechnung mit einbezogen, so befindet sich der Zustand des Teilbereichs PRO im Warnbereich und anderenfalls im Normalbereich.

### 4.1.11 Energiebezugsverträge

Die skalare Kenngröße  $K_{EVT}$  für die Energiebezugsverträge berücksichtigt für jeden Energiebezugsvertrag die Einhaltung einer Energie- und einer Leistungsbedingung im betrachteten Zeitpunkt  $t_{0,i}$ . Hierbei stellt  $t_{0,i}$  keine absolute Zeitangabe dar sondern kennzeichnet einen Zeitpunkt innerhalb der vereinbarten Bezugszeit  $[0;T_i]$  bzw. die bereits abgelaufene Bezugszeit.

Die Energiebedingung stellt für jeden Vertrag eine zeitintegrale Bedingung dar und fordert den Bezug einer vereinbarten Energiemenge  $E_{soll,i}$  am Ende der vereinbarten Zeit  $T_i$  unter Berücksichtigung einer Toleranzgrenze  $a_{tol,i}$ . Diese zeitintegrale Bedingung kann mit Hilfe der Mittelleistung  $P_{m,i}$  als Quotient der bis zum betrachteten Zeitpunkt  $t_{0,i}$  bezogenen Energie  $E_{ist,i}$  und der abgelaufenen Zeit  $t_{0,i}$  beschrieben werden. Wird die Mittelleistung  $P_{m,i}$  auf deren Sollwert  $P_{m,soll,i}$  zum Ende der vereinbarten Zeit normiert, so lassen sich die in Bild 4.10 angegebenen Grenzverläufe für die Warn- und Alarmbereiche eindeutig angeben. Wird der rote Grenzverlauf ein Mal unter- bzw. überschritten, so ist die Energiebedingung unabhängig vom weiteren Energiebezug definitiv unter- bzw. überschritten. Der rote Grenzverlauf gibt damit den Alarmbereich für die Energiebedingung an.

Die einzelnen Abschnitte des roten Grenzverlaufs ergeben sich wie in Bild 4.10 gezeigt aus den Leistungsbandgrenzen  $P_{max,i}$  und  $P_{min,i}$  der Bezugsleistung sowie aus dem Über- bzw. Unterschreiten der vereinbarten Energiemenge  $E_{soll,i}$ . Der gelbe Grenzverlauf kennzeichnet den Übergang vom Normal- zum Alarmbereich. Der Verlauf ergibt sich als prozentualer Anteil des roten Grenzverlaufs für den jeweiligen Zeitpunkt  $t_{0,i}$ .

Für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{EVT}$  werden die Energiebedingungen der einzelnen Verträge in Form von Abweichungen  $p_{e,i}$  der normierten Mittelleistungen vom Sollwert 1,0 berücksichtigt. Diese werden auf die maximal zulässige Abweichung bis zum Auftreten einer Grenzwertverletzung bzw. eines Alarms normiert.

Für die normierte Abweichung  $p_{e,i}$  gilt:

$$p_{e,i} = \frac{\frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}} - 1,0}{\left(\frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}}\right)_{\text{grenz}} - 1,0}} \quad (4.29)$$



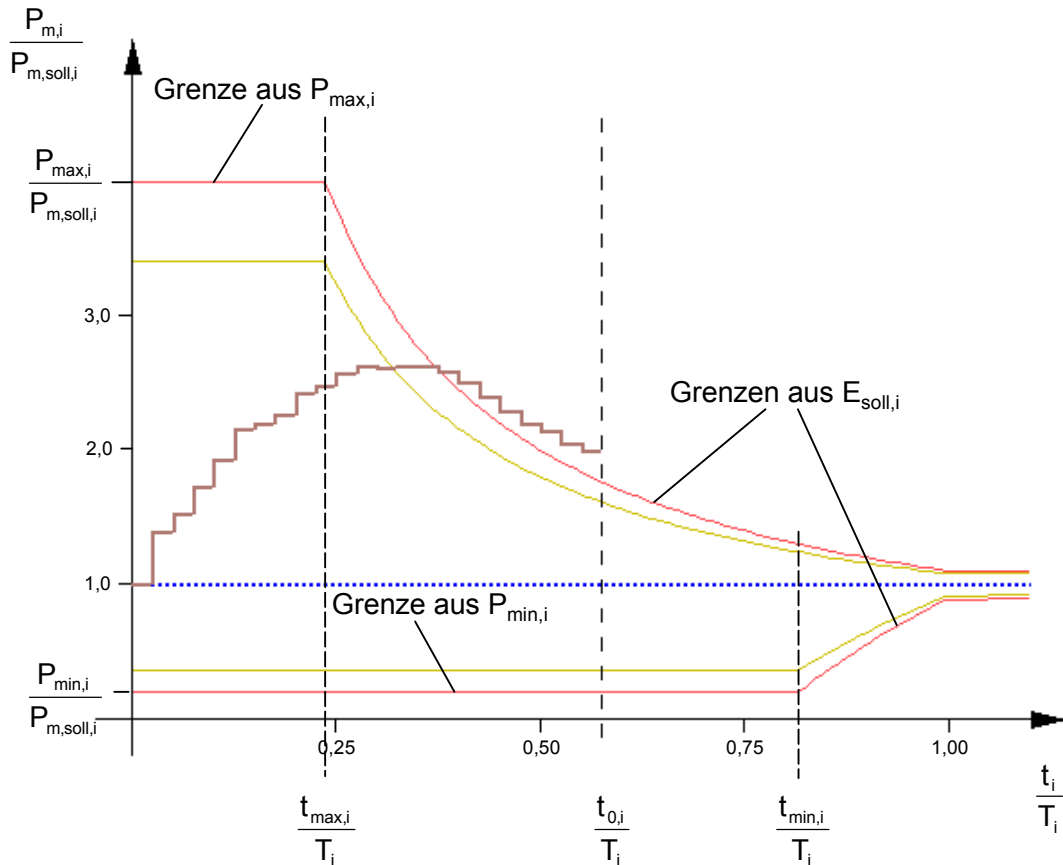


Bild 4.10: Grenzverläufe für den Normal-, Warn- und Alarmbereich der Energiebedingung eines Energiebezugsvertrags

Mit:

$$P_{m,i} = \frac{E_{ist,i}}{t_{0,i}} = \frac{1}{t_{0,i}} \cdot \int_0^{t_{0,i}} P_{b,i}(\tau) d\tau \quad (4.30)$$

$$P_{m,soll,i} = \frac{E_{soll,i}}{T_i} \quad (4.31)$$

Die normierte Mittelleistung im Nenner von Gleichung 4.29, bei der eine Grenzwertverletzung erreicht wird, ist abhängig vom betrachteten Zeitpunkt  $t_{0,i}$  und wird wie folgt berechnet:

Für  $t_{0,i} \geq t_{max,i} \wedge P_{m,i} \geq P_{m,soll,i}$  gilt:

$$\left( \frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}} \right)_{grenz} = \frac{P_{m,max,i}}{P_{m,soll,i}} = \frac{T_i}{t_{0,i}} \cdot \left[ (1,0 + a_{tol,i}) - \frac{P_{min,i}}{P_{m,soll,i}} \right] + \frac{P_{min,i}}{P_{m,soll,i}} \quad (4.32)$$

Für  $t_{0,i} \geq t_{min,i} \wedge P_{m,i} < P_{m,soll,i}$  gilt:

$$\left( \frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}} \right)_{\text{grenz}} = \frac{P_{m,\min,i}}{P_{m,soll,i}} = \frac{T_i}{t_{0,i}} \cdot \left[ (1,0 - a_{\text{tol},i}) - \frac{P_{\max,i}}{P_{m,soll,i}} \right] + \frac{P_{\max,i}}{P_{m,soll,i}} \quad (4.33)$$

Für  $t_{0,i} < t_{\max,i} \wedge P_{m,i} \geq P_{m,soll,i}$  gilt:

$$\left( \frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}} \right)_{\text{grenz}} = \frac{P_{\max,i}}{P_{m,soll,i}} \quad (4.34)$$

Für  $t_{0,i} < t_{\min,i} \wedge P_{m,i} < P_{m,soll,i}$  gilt:

$$\left( \frac{P_{m,i}}{P_{m,soll,i}} \right)_{\text{grenz}} = \frac{P_{\min,i}}{P_{m,soll,i}} \quad (4.35)$$

Die Zeiten  $t_{\min,i}$  und  $t_{\max,i}$  werden wie folgt berechnet:

$$t_{\min,i} = \frac{T_i \cdot P_{\max,i} - (1,0 - a_{\text{tol},i}) \cdot E_{\text{soll},i}}{(P_{\max,i} - P_{\min,i})} \quad (4.36)$$

$$t_{\max,i} = \frac{(1,0 + a_{\text{tol},i}) \cdot E_{\text{soll},i} - T_i \cdot P_{\min,i}}{(P_{\max,i} - P_{\min,i})} \quad (4.37)$$

Voraussetzung für die hier angegebenen Gleichungen sind zeitlich konstante Leistungsbandgrenzen  $P_{\min,i}$  und  $P_{\max,i}$  für die gesamte Bezugszeit  $[0;T_i]$ .

Die Leistungsbedingung besagt, dass das Leistungsband  $[P_{\min,i};P_{\max,i}]$  von der Bezugsleistung  $P_{b,i}$  eingehalten werden muss. Bei der Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{\text{EVT}}$  werden neben den möglichen Verletzungen dieses Leistungsbands (Alarmer) auch Abweichungen der Bezugsleistung  $P_{b,i}$  von einer optimalen Bezugsleistung  $P_{b,\text{opt},i}$  berücksichtigt. Dieser optimale Bezugswert ergibt sich unter der Voraussetzung einer konstanten Bezugsleistung  $P_{b,i}$  für die verbleibende Bezugszeit  $[t_{0,i};T_i]$  aus der noch verbleibenden Energiemenge [37]:

$$P_{b,\text{opt},i} = \frac{E_{\text{soll},i} - E_{\text{ist},i}}{T_i - t_{0,i}} \quad (4.38)$$

Liegt die nach Gleichung 4.38 berechnete optimale Bezugsleistung nicht im Bereich  $[1,05 \cdot P_{\min,i}; 0,95 \cdot P_{\max,i}]$ , so wird sie auf diesen Bereich begrenzt, um einen ausreichend großen Abstand zu den Grenzen des Bezugsbands zu gewährleisten.

Für die normierte Abweichung der Bezugsleistung gilt:

$$p_{b,i} = \begin{cases} \frac{P_{b,i} - P_{b,opt,i}}{P_{max,i} - P_{b,opt,i}} & ; P_{b,i} \geq P_{b,opt,i} \\ \frac{P_{b,opt,i} - P_{b,i}}{P_{b,opt,i} - P_{min}} & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.39)$$

Die skalare Kenngröße  $K_{EVT}$  für die Energiebezugsverträge lässt sich aus den normierten Abweichungen der Mittelleistungen und der Bezugsleistungen der Energiebezugsverträge nach Gleichung 4.40 berechnen.

$$K_{EVT} = 1,0 + \frac{K_{EVT,g} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=1}^{N_{Eb}} (A_i + B_i) \right) + \frac{\sum_{i=1}^{N_{Eb}} w_i \cdot [p_{e,i}^{m \cdot (1+[e-1] \cdot A_i)} + p_{b,i}^{m \cdot (1+[e-1] \cdot B_i)}]}{2,0 \cdot \sum_{i=1}^{N_{Eb}} w_i} \right) \quad (4.40)$$

Mit:

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; p_{e,i} > 1,0 \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.41)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; p_{b,i} > 1,0 \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.42)$$

$N_{Eb}$ : Anzahl der Energiebezugsverträge

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_i$ : Gewichtungsfaktor für den Energiebezugsvertrag  $i$

$p_{e,i}$ : normierte Abweichung der Mittelleistung des Energiebezugsvertrags  $i$

$p_{b,i}$ : normierte Abweichung der Bezugsleistung des Energiebezugsvertrags  $i$

$K_{EVT,g}$ : Kenngrößenwert  $K_{EVT} = K_{EVT,g}$  falls  $p_{e,i} = p_{b,i} = 1,0 \forall i = 1, 2, \dots, N_{Eb}$

## 4.1.12 Bewertung

Die angegebenen Berechnungsvorschriften der skalaren Kenngrößen für die neun Teilbereiche des Netzzustands können auf zwei prinzipielle Vorschriften zurückgeführt werden. Dies ist der in Abschnitt 4.1.2 bereits näher erläuterte Potenzsum-

menansatz, der für die Teilbereiche KSP, ZWA, KLT, KSR, OPT und EVT verwendet wird. Die Eigenschaften und das Verhalten dieser Berechnungsvorschrift wurden mit Hilfe der Testzustände aus Tabelle 4.1 im Hinblick auf die gestellten Anforderungen verifiziert und als geeignet beurteilt.

Weiterhin kommt eine zweite prinzipielle Berechnungsvorschrift, bei der die skalare Kenngröße linear mit den Abweichungen der jeweiligen Einzeldaten ansteigt, für die Teilbereiche ASR, STE und PRO zum Einsatz. Auf Grund des vergleichsweise einfachen Aufbaus und des linearen Verhaltens dieser Berechnungsvorschriften ist eine genauere Analyse mit Hilfe von Testzuständen nicht notwendig.

Durch die Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf vier in Abschnitt 5.1 näher erläuterte reale elektrische Energieversorgungsnetze wurden die skalaren Kenngrößen zur Visualisierung des globalen Netzzustands analysiert und verifiziert. Dabei hat sich gezeigt, dass die verwendeten skalaren Kenngrößen die geforderten Eigenschaften aufweisen. Sie sind somit geeignet, die einzelnen Teilbereiche des Netzzustands bezüglich ihres Zustands und der wesentlichen Informationen für die Beurteilung des globalen Netzzustands zu beschreiben und diesen durch eine gemeinsame Darstellung der skalaren Kenngrößen zu visualisieren.

Die Anpassung der in den Berechnungsvorschriften enthaltenen Parameter für ein konkretes elektrisches Energieversorgungsnetz ist im Einzelfall notwendig. Bei dieser Anpassung ist die Art und Weise der Betriebsführung zu berücksichtigen. Diese ist zum Beispiel durch die Definition vor allem der Warn- und der Alarmgrenzen sowie durch die Bewertung von Warnungen und Alarmen gekennzeichnet.

## **4.2 Numerische Datenreduktion für Betriebsmittel mit topologischer Zuordnung**

### **4.2.1 Vorbemerkung**

Neben der in Abschnitt 4.1 beschriebenen numerischen Datenreduktion für die einzelnen Teilbereiche des Netzzustands wird eine weitere numerische Datenreduktion mit einer topologischen Zuordnung der Einzelinformationen für die Beschreibung des Zustands einzelner Betriebsmittel bzw. einzelner Bereiche des Netzes angewendet. Ziel dieser Datenreduktion ist es, alle für einen Knoten bzw. Zweig zur Verfügung stehenden Informationen in einer skalaren Kenngröße für den Zustand des Knotens bzw. Zweigs zusammenzufassen. Dadurch können Warnungen und Alarme über die Verknüpfung mit einem Knoten oder Zweig einem Ort im Netz zugeordnet werden. Über diese topologische Zuordnung steht für die Beurteilung

des betrachteten Netzzustands zusätzliche implizite Information zur Verfügung, mit der ein Alarm zum Beispiel relativiert oder auch in seiner Bedeutung für den Netzzustand stärker berücksichtigt werden kann. Weiterhin ist es durch eine geeignete Visualisierung der skalaren Kenngrößen für die einzelnen Knoten und Zweige des Netzes möglich, sowohl einzelne kritische Netzelemente als auch größere Netzregionen mit Warnungen und/oder Alarmen schnell zu erkennen.

Die skalaren Kenngrößen für diese Form der numerischen Datenreduktion mit topologischer Zuordnung werden aus den relevanten Einzelinformationen der Knoten und Zweige analog zu den Berechnungsvorschriften des Abschnitts 4.1 für die numerische Datenreduktion innerhalb der Teilbereiche des Netzzustands berechnet. Sie haben daher prinzipiell die gleichen Eigenschaften wie die skalaren Kenngrößen aus Abschnitt 4.1, wobei allerdings der Zustand eines Knotens oder Zweigs ausschließlich über den Wert der skalaren Kenngröße und nicht über eine zusätzliche Zustandskodierung wie bei den Teilbereichen des Netzzustands beschrieben wird.

## 4.2.2 Skalare Knotenkenngröße

Für die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{Kn}$  für den Zustand eines einzelnen Knotens werden alle für diesen Knoten zur Verfügung stehenden Einzelinformationen berücksichtigt. Dies sind die Knotenspannungsbeträge des Grundfalls und aller Varianten der Ausfallsimulationsrechnung sowie die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung, die dem jeweiligen Knoten zugeordnet werden können. Bei den Ergebnissen der Kurzschlussrechnung sind das die Kurzschlussleistungen der dem Knoten zugewandten Leistungsschalter der Zweige, die mit dem betrachteten Knoten verbunden sind. Bei den Ergebnissen der Kurzschlussrechnung handelt es sich prinzipiell um knoten- und zweigbezogene Größen. Zur Kennzeichnung einzelner Gebiete des Netzes werden die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung jedoch nur als knotenbezogene Größe bei der numerischen Datenreduktion mit topologischer Zuordnung betrachten. Die Knotenspannungen und Kurzschlussleistungen werden wie bei der Berechnung der skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche KSP und KSR des Netzzustands normiert. Die normierten Kurzschlussleistungen der Leistungsschalter finden für die Berechnung der skalaren Kenngröße nur Berücksichtigung, wenn diese mindestens den Wert der Warngrenze  $s_{aus,w,i}$  aufweisen.

Die Berechnungsvorschrift der skalaren Kenngröße  $K_{Kn}$  für den Zustand eines Knotens lautet:

$$K_{Kn} = 1,0 + \frac{K_{Kn,g} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=0}^{N_{ASR}} A_i + \sum_{i=1}^{N_{Zw}} C_i \right) \right. \\ \left. + \frac{\sum_{i=0}^{N_{ASR}} w_{ASR,i} \cdot \Delta u_i^{m \cdot (1+[e-1] \cdot A_i)} + \sum_{i=1}^{N_{Zw}} B_i \cdot w_{Ls,i} \cdot s_{aus,i}^{m \cdot (1+[e-1] \cdot C_i)}}{\sum_{i=0}^{N_{ASR}} w_{ASR,i} + \sum_{i=1}^{N_{Zw}} w_{Ls,i}} \right) \quad (4.43)$$

Mit:

$$\Delta u_i = \begin{cases} \frac{U_i - U_{soll}}{U_{max} - U_{soll}} & ; \quad U_i \geq U_{soll} \\ \frac{U_{soll} - U_i}{U_{soll} - U_{min}} & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.44)$$

$$s_{aus,i} = \frac{S_{kurz,i}}{S_{zul,i}} \quad (4.45)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; \quad \Delta u_i > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.46)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{aus,i} \geq s_{aus,w,i} \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.47)$$

$$C_i = \begin{cases} 1 & ; \quad s_{aus,i} > 1,0 \\ 0 & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (4.48)$$

$N_{ASR}$ : Anzahl der Varianten der Ausfallsimulationsrechnung

$N_{Zw}$ : Anzahl der mit dem Knoten verbundenen Zweige

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_{ASR,i}$ : Gewichtungsfaktor für den Grundfall ( $i=0$ ) bzw. für die Ausfallvariante  $i$

$w_{Ls,i}$ : Gewichtungsfaktor für den Leistungsschalter  $i$

$U_i$ : Knotenspannung des Grundfalls ( $i=0$ ) bzw. der Ausfallvariante  $i$

$U_{soll}$ : Sollwert der Knotenspannung

$U_{max}$ : maximal zulässige Knotenspannung

$U_{min}$ : minimal zulässige Knotenspannung

$S_{kurz,i}$ : Anteil der Kurzschlussleistung über den Leistungsschalter  $i$

$S_{zul,i}$ : zulässige Kurzschlussleistung des Leistungsschalters  $i$

$s_{aus,w,i}$ : Warngrenze der normierten Kurzschlussleistung des Leistungsschalters  $i$

$K_{Kn,g}$ : Kenngrößenwert  $K_{Kn}=K_{Kn,g}$ , falls  $\Delta u_i=1,0 \forall i=0, 1, \dots, N_{ASR}$  und  $s_{aus,i}=1,0 \forall i=1, 2, \dots, N_{Zw}$

### 4.2.3 Skalare Zweigkenngröße

In die Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{Zw}$  für den Zustand eines einzelnen Zweigs fließen zum einen die Zweigauslastungen des Grundfalls und die Zweigauslastungen aller Varianten der Ausfallsimulationsrechnung ein. Die einzelnen Zweigauslastungen ergeben sich aus der Normierung des jeweiligen Scheinleistungsflusses  $S_i$  des Grundfalls ( $i=0$ ) und der Ausfallvarianten ( $i=1, 2, \dots, N_{ASR}$ ) auf die Nennscheinleistung  $S_n$  des Zweigs. Zum anderen werden die freien Kapazitäten auf der Leitung im Grundfall und in allen Ausfallvarianten berücksichtigt, falls der Zweig eine Kuppelleitung ist. Analog zur Berechnung der skalaren Kenngrößen  $K_{ZWA}$  und  $K_{KLT}$  finden die Zweigauslastungen  $s_i$  und die Auslastungen der nutzbaren Leitungskapazität  $s_{Kl,i}$  bei Kuppelleitungen nur dann bei der Berechnung der skalaren Kenngröße  $K_{Zw}$  Berücksichtigung, wenn diese mindestens den Wert der Warngrenze  $s_w$  bzw.  $s_{Kl,w}$  aufweisen.

Die Berechnungsvorschrift der skalaren Kenngröße  $K_{Zw}$  für den Zustand eines Zweigs lautet:

$$K_{Zw} = 1,0 + \frac{K_{Zw,g} - 1,0}{\log(2,0)} \cdot \log \left( 1,0 + \operatorname{sgn} \left( \sum_{i=0}^{N_{ASR}} (B_i + D_i \cdot F) \right) + \frac{\sum_{i=0}^{N_{ASR}} W_{ASR,i} \cdot \left[ A_i \cdot \left( \frac{S_i}{S_a} \right)^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot B_i)} + C_i \cdot F \cdot S_{Kl,i}^{m \cdot (1 + [e-1] \cdot D_i)} \right]}{(1 + F) \cdot \sum_{i=0}^{N_{ASR}} W_{ASR,i}} \right) \right) \quad (4.49)$$

Mit:

$$s_i = \frac{S_i}{S_n} \quad (4.50)$$

$$s_{Kl,i} = \frac{S_i}{S_n - S_{frei}} \quad (4.51)$$

$$s_{Kl,w} = 1,0 - \frac{(1,0 - a_w) \cdot S_{frei}}{S_n - S_{frei}} \quad (4.52)$$

$$A_i = \begin{cases} 1 & ; s_i \geq s_w \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.53)$$

$$B_i = \begin{cases} 1 & ; s_i > s_a \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.54)$$

$$C_i = \begin{cases} 1 & ; s_{KL,i} \geq s_{KL,w} \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.55)$$

$$D_i = \begin{cases} 1 & ; s_{KL,i} > 1,0 \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.56)$$

$$F = \begin{cases} 1 & ; \text{falls der Zweig eine Kuppelleitung ist} \\ 0 & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (4.57)$$

$N_{ASR}$ : Anzahl der Varianten der Ausfallsimulationsrechnung

$m$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Warnungen

$e$ : ganzzahliger Exponent zur Bewertung von Alarmen

$w_{ASR,i}$ : Gewichtungsfaktor für den Grundfall ( $i=0$ ) bzw. für die Ausfallvariante  $i$

$s_w$ : Warngrenze der Auslastung des Zweigs

$s_a$ : Alarmgrenze der Auslastung des Zweigs

$S_i$ : Scheinleistungsfluss auf dem Zweig im Grundfall ( $i=0$ ) bzw. in der Ausfallvariante  $i$

$S_n$ : Nennscheinleistung des Zweigs

$S_{frei}$ : freizuhaltende Scheinleistung auf dem Zweig als Kuppelleitung

$s_{KL,i}$ : Auslastung der nutzbaren Leitungskapazität als Kuppelleitung

$s_{KL,w}$ : Warngrenze der nutzbaren Leitungskapazität als Kuppelleitung

$a_w$ : untere Grenze des Warnbereichs der nutzbaren Auslastung als Kuppelleitung

$K_{Zw,g}$ : Kenngrößenwert  $K_{Zw} = K_{Zw,g}$ , falls  $s_i = s_a$  und  $s_{KL,i} = 1,0 \forall i=0, 1, \dots, N_{ASR}$

## 4.3 Grafische Datenreduktion

### 4.3.1 Allgemeines

Neben der numerischen Datenreduktion wird die Methode der grafischen Datenreduktion in der Integralen Netzzustandsanzeige eingesetzt. Zum einen wird die für die Visualisierung des globalen Netzzustands erforderliche sehr starke Datenreduktion durch eine Kombination einer numerischen und einer grafischen Datenreduktion durch eine gemeinsame Darstellung der neun skalaren Kenngrößen realisiert. Zum anderen stellt die Visualisierung der wesentlichen Informationen zu den Teilbereichen des Netzzustands in der mittleren Darstellungsebene ebenfalls eine grafische Datenreduktion dar. In beiden Fällen erfolgt die grafische Datenreduktion durch eine Mustererkennung innerhalb der visuellen Information, bei der die



hervorragende Fähigkeit des menschlichen Gehirns genutzt wird, in visuellen Informationen Muster zu erkennen und zu interpretieren [58].

Grundlage für die Mustererkennung ist die Fähigkeit der menschlichen Wahrnehmung, Inhomogenitäten innerhalb einer großen Anzahl elementarer visueller Reize für eine spontane und unbewusste Trennung in Figur und Grund zu nutzen [14]. Dabei werden die Umrisse der Figuren als Form wahrgenommen, während der Hintergrund formlos bleibt und weiter entfernt erscheint. Die Gestaltungsgesetze beschreiben, auf welche Weise die einzelnen Elemente zu Figuren und Gestalten zusammengefasst werden (vgl. Abschnitt 2.3.4).

Die eigentliche Datenreduktion erfolgt einerseits dadurch, dass Figuren als Ganzes wesentlich schneller wahrgenommen werden können als die Einzelelemente, aus denen sie gebildet werden. Andererseits können durch eine geeignete Gruppierung bzw. Anordnung der Einzelelemente in der Darstellung regelmäßige Strukturen zum Beispiel zur Kennzeichnung eines Sollzustands erzeugt werden. Abweichungen von diesen regelmäßigen Strukturen auf Grund eines nicht eingehaltenen Sollzustands können vom Menschen durch die Fähigkeiten der visuellen Wahrnehmung leicht, schnell und sicher erkannt werden.

Das Ziel bei der Gestaltung geeigneter grafischer Darstellungen zur effektiven Datenreduktion ist die Vermittlung einer *Aussage* im Sinne einer Botschaft an den Benutzer bzw. Betrachter [14]. Eine Aussage teilt dem Empfänger von einzelnen Daten über deren Informationsgehalt hinaus das „Wesentliche“ mit. Das „Wesentliche“ hängt dabei vom Empfänger bzw. Benutzer der Darstellung und seinen Aufgaben, vom Sachverhalt und der gegebenen Situation ab. Eine grafische Darstellung besitzt dann eine Aussagekraft, wenn das für die Beurteilung der aktuellen Situation Wichtige für den Betrachter unmittelbar zu erkennen ist.

Für die Gestaltung der einzelnen Diagramme der Integralen Netzzustandsanzeige wurden die wesentlichen Informationen für die jeweiligen Teilbereiche des Netzzustands ermittelt und durch die Verwendung geeigneter Gestaltungselemente innerhalb der grafischen Darstellungen berücksichtigt. Die für die gestellte Aufgabe wesentlichen Informationen können vom Betrachter nur intuitiv aufgenommen werden, wenn sie durch die Eigenschaften der gewählten Darstellungsform geeignet kodiert werden. Denn nur wenn es dem Betrachter gelingt, die geeignet kodierten Informationen wirkungsvoll zu entschlüsseln, kann die grafische Darstellung den Betrachter bei der Durchführung seiner Aufgabe unterstützen. Entscheidend ist bei der grafischen Darstellung der Einzelinformationen der Gesamteindruck, den die Anzeige beim Betrachter hervorruft. Der Gesamteindruck muss es dem Betriebspersonal ermöglichen, sowohl die notwendigen Übersichtsinforma-

tionen als auch wichtige Einzelinformationen im Detail intuitiv aufzunehmen. Durch eine gemeinsame grafische Darstellung der relevanten Einzelinformationen mit ihren Grenzwerten, zulässigen Betriebsbereichen und möglichen Sollwerten kann sofort ein Bezug zwischen diesen Größen hergestellt und die Gesamtsituation auf einem Blick beurteilt werden.

Bei der grafischen Datenreduktion vor allem in der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige müssen aus den Einzelinformationen die höherwertigen Informationen über den jeweiligen Teilbereich des Netzzustands als wesentliche Aussagen gebildet und vermittelt werden. Gerade die höherwertigen Informationen über den Netzzustand sind ohne eine geeignete Visualisierung für das Betriebspersonal oft schwer zu erfassen, weil sie zunächst aus den Einzeldaten abgeleitet werden müssen.

Der Datenreduktion in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige für die Visualisierung des globalen Netzzustands kommt auf Grund der zu berücksichtigenden sehr großen Informationsmenge eine besondere Bedeutung zu. Deshalb werden die in dieser Darstellungsebene zur grafischen Datenreduktion eingesetzten integralen Anzeigen im nächsten Abschnitt erläutert.

### **4.3.2 Integrale Anzeigen**

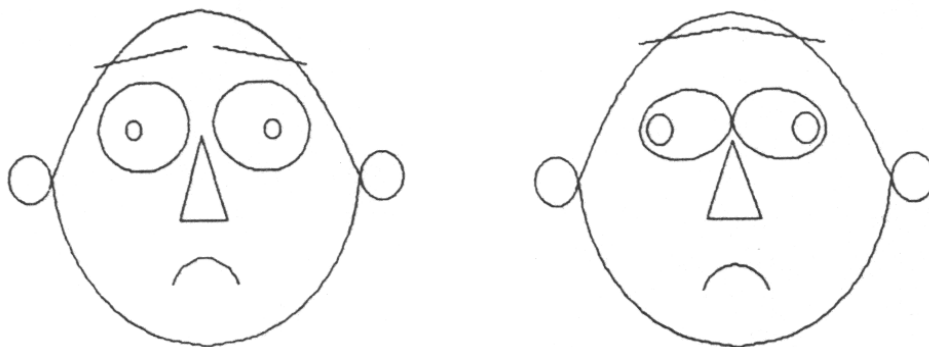
Der globale Netzzustand wird in der Integralen Netzzustandsanzeige durch die gemeinsame Darstellung der neun skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche des Netzzustands visualisiert. Hierzu kommen integrale Anzeigen als eine ausgeprägte Form analoger Darstellungen von Information zum Einsatz. Sie gehören zur Klasse der Multivariablenanzeigen und sind dadurch gekennzeichnet, dass sie gleichzeitig mehrere Größen und deren Abhängigkeit voneinander wiedergeben. Die durch den grafischen Gesamteindruck der Multivariablenanzeige erzielte Aussage übertrifft dabei die Aussagen getrennter Anzeigen derselben Größen bei weitem [14]. Durch die Wirkung der integralen Anzeige auf den Betrachter und durch die Eigenschaften, die durch die gemeinsame Darstellung der skalaren Kenngrößen als Einzeldaten entstehen, werden dem Betrachter höherwertige Informationen über den globalen Netzzustand vermittelt [40].

Die Wirkungsweise integraler Anzeigen beruht hauptsächlich auf den Fähigkeiten der visuellen Wahrnehmung beim Menschen (vgl. Abschnitt 2.3). Der Mensch reagiert der Prägnanztendenz folgend äußerst empfindlich auf unsymmetrische Formen und kann diese sehr schnell erkennen. Symmetrische Formen, mit denen ein Sollzustand gekennzeichnet wird, wirken auf den Betrachter optisch stabil, ge-

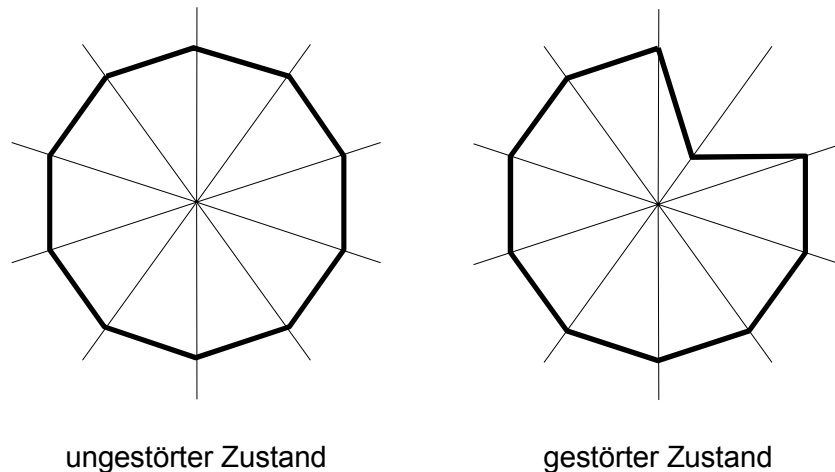
ordnet und ausgeglichen und assoziieren einen zufriedenstellenden Zustand. Unsymmetrien wirken dagegen instabil und zwingen den Betrachter zum weiteren genauen Hinsehen, um die Ursache für den gestörten Zustand zu lokalisieren. Genau dieses Verhalten wird vom Betriebspersonal bei einer Abweichung des Netzes vom Sollzustand erwartet und durch die integrale Anzeige unterstützt.

Ein eher exotisches aber dennoch sehr anschauliches Beispiel für eine integrale Anzeige zur Visualisierung mehrerer variabler Größen und deren Beziehung zueinander sind die so genannten Chernoff-Gesichter [14, 40, 44]. In skizzierten menschlichen Gesichtern werden in diesen Anzeigen bis zu achtzehn Gesichtseigenschaften entsprechend den darzustellenden Größen verändert. Diese Eigenschaften sind beispielsweise die Augengröße, die Krümmung der Augenbrauen und die Größe des Munds (vgl. Bild 4.11). Die sich so mit den variablen Größen verändernden Gesichtsausdrücke vermitteln dem Betrachter schnell einen Eindruck über die dargestellten Zusammenhänge. Werden zum Beispiel den beiden Gesichtshälften zu vergleichende Bereiche der darzustellenden Größen zugeordnet, können Unterschiede zwischen den Größen dieser beiden Bereiche leicht als Unsymmetrien im Gesichtsausdruck erkannt werden.

Das Kiviat-Diagramm ist ein weiteres, praxisrelevantes Beispiel für eine integrale Anzeige, bei der dem Betrachter die Hauptaussage über die Symmetrie bzw. Unsymmetrie des Diagramms vermittelt wird. Es wird in der Literatur auch als Wolff-Diagramm oder Stern-Diagramm bezeichnet und wurde erstmals 1967 vom Mediziner H. S. Wolff zur Visualisierung des Gesundheitszustands eines Patienten eingesetzt [14]. Das Kiviat-Diagramm besteht aus einzelnen Achsen, die in äquidistanten Winkelabständen über einen Vollkreis verteilt sind und damit ein symmetrisches Achsensystem bilden (vgl. Bild 4.12). Auf diesen Achsen werden mit einer geeigneten Normierung und Skalierung die darzustellenden skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche des Netzzustands als Einzelwerte abgetragen. Die Skalierung der Achsen bzw. der skalaren Kenngrößen erfolgt derart, dass durch die Verbin-



*Bild 4.11: Chernoff-Gesichter als Beispiel einer integralen Anzeige [14]*



*Bild 4.12: Prinzip des Kiviat-Diagramms als Beispiel einer integralen Anzeige*

dungslinie der auf den Achsen abgetragenen Einzelwerte im Sollzustand ein symmetrischer Polygonzug entsteht. Durch die symmetrische Form wird dem Betrachter intuitiv der ungestörte Sollzustand vermittelt. Weichen Einzelwerte von ihrem Sollwert ab, so wird der symmetrische Polygonzug verzerrt. Der dann vorliegende unsymmetrische Polygonzug wird vom Betrachter schnell wahrgenommen, da der Mensch empfindlich auf Unsymmetrien reagiert. Der Grad der Verzerrung stellt ein Maß für die Abweichung des Netzes vom Sollzustand dar und kann auf Grund der Fähigkeiten der visuellen Wahrnehmung des Menschen gut erkannt werden. Die Wirkungsweise der Symmetrie bzw. Unsymmetrie beim Kiviat-Diagramm verdeutlicht Bild 4.12.

Die Normierung und Skalierung der einzelnen Achsen des Kiviat-Diagramms sind für den Gesamteindruck, den die Anzeige beim Betrachter hervorruft, besonders wichtig. Nur durch eine geeignete Normierung ist ein symmetrisches Diagramm für den Sollzustand zu erzielen. Die Skalierung der einzelnen Achsen bestimmt dagegen den Einfluss, den Änderungen der jeweiligen Einzelwerte auf das Aussehen des Diagramms und damit auf den Gesamteindruck haben. Zur Verdeutlichung des Einflusses der Normierung und Skalierung auf den Gesamteindruck zeigt Bild 4.13 drei allgemeine Kiviat-Diagramme, die die gleichen Einzelwerte darstellen, aber unterschiedlich skaliert sind und dadurch völlig unterschiedlich auf den Betrachter wirken.

Durch die Wahl weiterer Gestaltungsparameter wie zum Beispiel des Liniensstils und der Linienbreite des Polygonzugs sowie der Farbe der Füllfläche des Kiviat-Diagramms kann der Gesamteindruck des Diagramms zusätzlich beeinflusst werden. Überschreiten zum Beispiel einige Einzelwerte die vorgegebenen Grenzwerte, so kann dies durch einen entsprechenden Farbumschlag der Füllfläche besonders gekennzeichnet werden. Das Kiviat-Diagramm bietet darüber hinaus die Möglich-

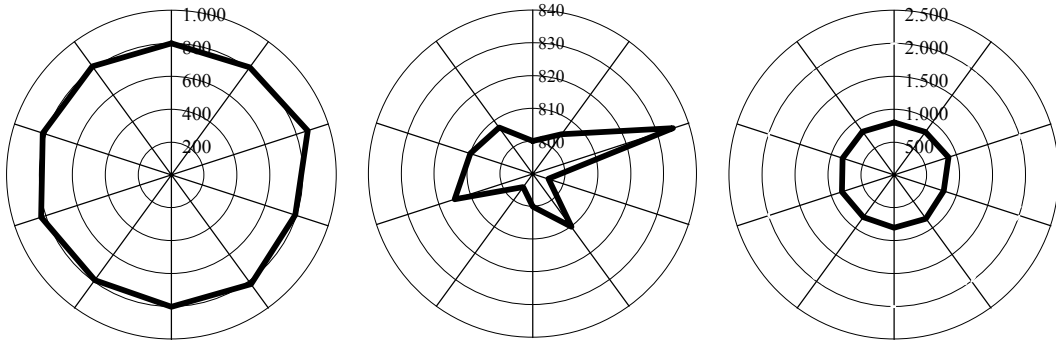


Bild 4.13: Einfluss der Skalierung auf den Gesamteindruck beim Kiviat-Diagramm

keit, Grenzwerte durch entsprechende Hilfspolygonzüge zusammen mit den Einzelwerten darzustellen. Durch die Lage der einzelnen Datenpunkte zu diesen Hilfspolygonzügen können vorliegende Grenzwertverletzungen und der Abstand der Einzelwerte von den Grenzwerten sehr schnell und einfach erkannt werden. Kritische Netzzustände, bei denen viele Werte geringfügig unterhalb eines oberen Grenzwerts bzw. oberhalb eines unteren Grenzwerts liegen, können daher bei einer Visualisierung mit dem Kiviat-Diagramm gut erkannt werden.

Das Kiviat-Diagramm zur Darstellung der skalaren Kenngrößen für die Visualisierung des globalen Netzzustands weist allerdings einige gravierende Nachteile auf. Zum einen ergibt sich auch dann ein symmetrisches Diagramm, wenn alle skalaren Kenngrößen gleichmäßig vom Sollzustand abweichen (vgl. Bild 4.14). Zwar kann eine solche Abweichung aller Einzelwerte durch eine Abweichung des Polygonzugs, der die Einzelwerte verbindet, von einem Hilfspolygonzug für den Sollzu-

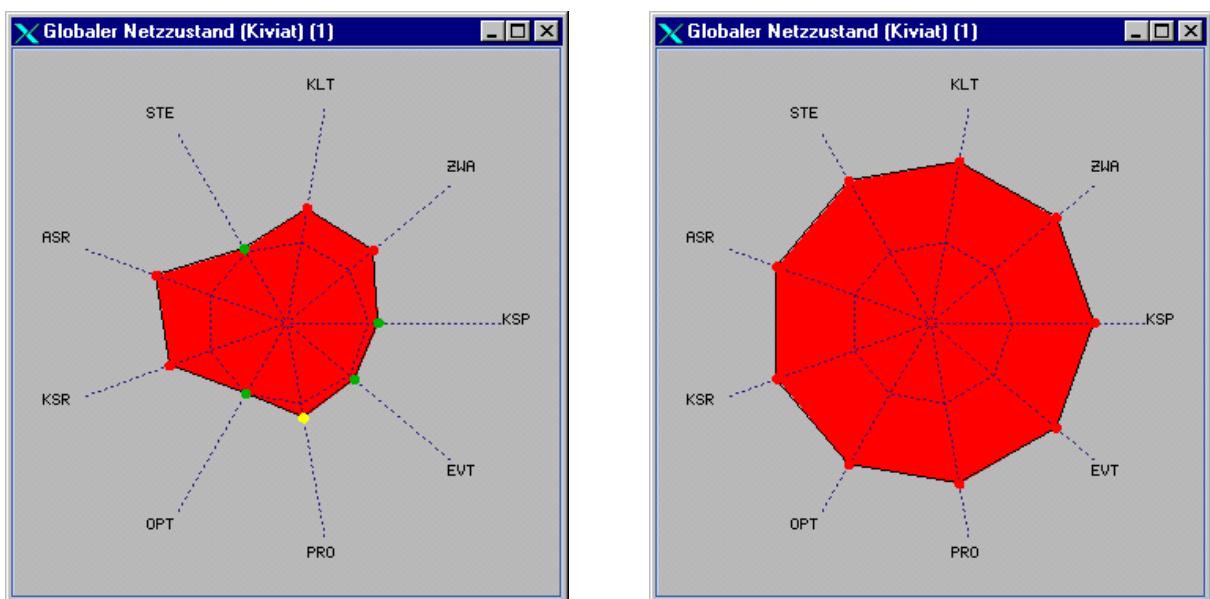


Bild 4.14: Kiviat-Diagramme für den globalen Netzzustand [39]

stand erkannt werden. Der Vorteil eines schnelleren Erkennens durch eine Unsymmetrie geht dabei allerdings verloren. Zum anderen ist die Zuordnung von Teilbereichen des Diagramms zu den einzelnen Teilbereichen des Netzzustands bzw. zu den skalaren Kenngrößen sowie eine unterschiedlich starke Gewichtung der einzelnen Teilbereiche untereinander im Kiviat-Diagramm nicht möglich. Eine ausreichende Transparenz und Rückschlüsse von den Zuständen der Teilbereiche auf den Gesamtzustand sind damit kaum möglich.

Bild 4.14 zeigt beispielhaft zwei Kiviat-Diagramme zur Visualisierung des globalen Netzzustands. Dieser Darstellungstyp für den globalen Netzzustand wurde als Diagramm der Integralen Netzzustandsanzeige für Vergleichszwecke realisiert. Die Zustände der einzelnen Teilbereiche werden durch die Farbe der einzelnen Datenpunkte gekennzeichnet. Die Farbe der Füllfläche des Diagramms ist abhängig vom schwerwiegensten Einzelzustand. Befindet sich mindestens ein Teilbereich im Warnzustand, aber keiner im Alarmzustand, ist die Diagrammfläche gelb gefüllt. Liegt dagegen mindestens ein Alarmzustand vor, so ist die Füllfläche rot. Eine Aufteilung der Diagrammfläche für eine Zuordnung zu den einzelnen Teilbereichen des Netzzustands ist nicht möglich, da keine sinnvollen Bereichsgrenzen innerhalb des Diagramms angegeben werden können, die sich nicht dynamisch mit den Datenpunkten ändern.

Ausgehend von diesem Kiviat-Diagramm wurde wegen der genannten Nachteile das in Abschnitt 5.2 erläuterte Kreis-Diagramm als integrale Anzeige zur Visualisierung des globalen Netzzustands neu entwickelt.

## 5 Integrale Netzzustandsanzeige

### 5.1 Verwendete Testsysteme

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Diagramme der Integralen Netzzustandsanzeige werden im Folgenden in Form von Beispielanzeigen vorgestellt, die deren Anwendung auf vier reale elektrische Energieversorgungsnetze zeigen. Die vier Energieversorgungsnetze dienen dabei als Testsysteme für die Verifikation des entwickelten Visualisierungssystems. Es handelt sich bei den Testsystemen um ein kommunales Energieversorgungsnetz (System 1), ein Verbundnetz eines Übertragungsnetzbetreibers (System 2) und zwei 110-kV-Netzgruppen eines weiteren Übertragungsnetzbetreibers (Systeme 3 und 4). Tabelle 5.1 gibt einige Kenndaten der verwendeten Testsysteme an.

Um die Wirksamkeit und Aussagekraft der einzelnen Diagramme der Integralen Netzzustandsanzeige zeigen zu können, werden unter anderem auch Netzzustände mit entsprechend großen Abweichungen vom Sollzustand und daraus resultierenden Grenzwertverletzungen benötigt. Da für reale Energieversorgungsnetze solche Netzzustände auf Grund der überwiegend geringen Gesamtauslastungen im Allgemeinen bisher nicht existieren, werden für die Verifikation der Integralen Netzzustandsanzeige simulierte Netzzustände verwendet. Die Ausgangszustände für die Simulationen sind typische Netzzustände der vier realen Testsysteme (vgl. Tabelle 5.1). Ausgehend von diesen typischen Netzzuständen werden für jedes System die Lasten und Einspeisungen sukzessive von 100% des Ausgangszustands schrittweise erhöht. Die Simulation dieser Netzzustände erfolgt unter der Annahme atmender Lasten und Einspeisungen, wobei der Ausgleich der sich ändernden Verluste über den Slack-Knoten erfolgt. Im Folgenden wird ein derart simulierter Netzzustand durch die Angabe der prozentualen Last, die als Lastniveau bezogen auf den jeweiligen Ausgangszustand bezeichnet wird, gekennzeichnet. Durch die sukzessive Erhöhung der Lasten und Einspeisungen gehen die Systeme 1 und 2 von einem Schwachlastfall im Ausgangszustand in einen Starklastfall über.

In die Simulation der Netzzustände werden die Lastflussrechnung, die Ausfallsimulationsrechnung und die Kurzschlussrechnung einbezogen, sodass die notwendigen Daten für die Teilbereiche KSP, ZWA, KLT, ASR und KSR des Netzzustands für jeden simulierten Netzzustand zur Verfügung stehen. Die beschriebene Simulation der Netzzustände liefert allerdings nicht die notwendigen Daten für die Teilbereiche STE, OPT, PRO und EVT des Netzzustands. Daher werden für diese Bereiche die Daten mit Hilfe eines Zufallsgenerators erzeugt.

System	1	2	3	4
$U_n$	110/20 kV	380/220/110 kV	110 kV	110 kV
$N_{Kn}$	28	442	97	166
$N_{Zw}$	35	564	109	178
$P_{ges}$	270 MW	3900 MW	580 MW	780 MW
$Q_{ges}$	70 MVar	1700 MVar	280 MVar	380 MVar
$P_{v,ges}$	1 MW	65 MW	3 MW	5 MW
$Q_{v,ges}$	-11 MVar	-570 MVar	-23 MVar	-24 MVar

*Tabelle 5.1: Kenngrößen der Testsysteme (Ausgangszustand)*

Insgesamt sind die durch die beschriebene Simulation und die Verwendung eines Zufallsgenerators bereit gestellten Daten für die Verifikation der Integralen Netzzustandsanzeige geeignet. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den simulierten Netzzuständen teilweise um sehr extreme und damit nicht um praxisrelevante Netzzustände handelt, auch wenn die Simulationen auf typische Netzzustände realer Energieversorgungsnetze basieren. Sie sind aber durchaus geeignet, die Wirksamkeit und Aussagekraft der Integralen Netzzustandsanzeige zu zeigen.

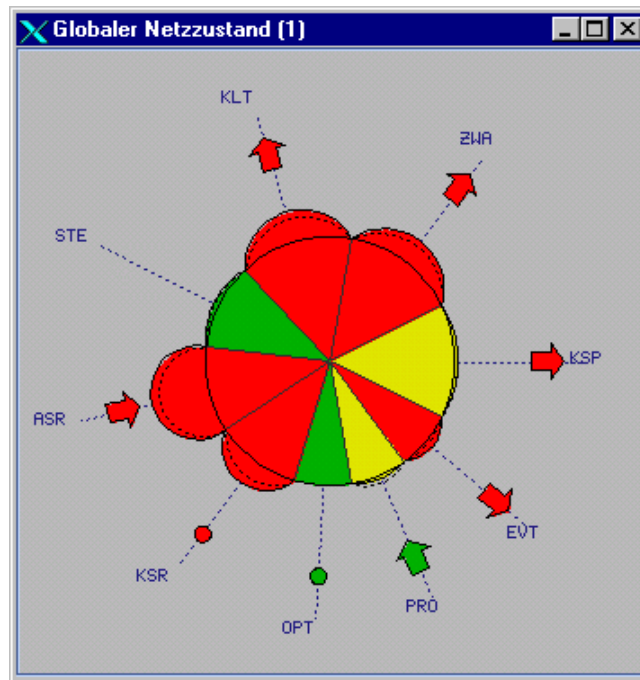
Die im Folgenden beschriebenen Beispielanzeigen sind Bildschirmkopien der einzelnen Diagramme der Integralen Netzzustandsanzeige bei der Anwendung auf die simulierten Netzzustände der vier realen Testsysteme. Sind Informationen zum dargestellten Netzzustand und das jeweilige System für die Beurteilung der einzelnen Diagramme von Bedeutung, so werden diese Informationen in den Diagrammen selbst oder bei deren Erläuterungen durch zum Beispiel Angabe des jeweiligen Lastniveaus angegeben.

## 5.2 Visualisierung des globalen Netzzustands

### 5.2.1 Kreis-Diagramm

Das Kreis-Diagramm in Bild 5.1 wurde zur gemeinsamen Darstellung der neun skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche des Netzzustands entwickelt, um den globalen Netzzustand in der oberen Ebene des hierarchischen Darstellungskonzepts der Integralen Netzzustandsanzeige zu visualisieren. Durch die gemeinsame Darstellung der neun skalaren Kenngrößen in einem Diagramm entfällt ein in den bisherigen Netzleitsystemen notwendiges Absuchen mehrerer Anzeigen, um die





*Bild 5.1: Kreis-Diagramm zur Visualisierung des globalen Netzzustands*

verschiedenen Informationen zum globalen Netzzustand aufzunehmen. Das Kreis-Diagramm für die gemeinsame Visualisierung der neun skalaren Kenngrößen verringert im Vergleich zum Absuchen mehrerer Anzeigen die Vigilanz beim Betriebspersonal sowie die damit verbundene Belastung (vgl. Abschnitt 2.3.6).

Jeder Teilbereich des Netzzustands wird im Kreis-Diagramm durch ein Kreissegment dargestellt. Abweichungen eines Teilbereichs vom Sollzustand werden durch eine Verformung des Kreissegments durch einen aufgesetzten Kreisbogen visualisiert. Der aufgesetzte Kreisbogen ergibt sich aus den beiden Endpunkten des Kreissegmentbogens und einem dritten Punkt, der auf der gestrichelten Winkelhalbierenden des Kreissegments liegt. Der Abstand dieses Punkts vom Mittelpunkt des Kreis-Diagramms ist proportional zum Wert der skalaren Kenngröße des jeweiligen Teilbereichs. Im Sollzustand, bei dem alle skalaren Kenngrößen den Wert 1,0 aufweisen, liegt der dritte Punkt des aufgesetzten Kreisbogens genau auf dem Rand des Kreissegments, sodass der Kreisbogen mit dem Rand des Kreissegments zusammen fällt und sich keine Verformung ergibt. Befinden sich alle Teilbereiche des Netzzustands im Sollzustand, so haben alle skalaren Kenngrößen den Wert 1,0 und es ergibt sich ein kreisrundes, symmetrisches Diagramm ohne Verformungen.

Bei Abweichungen eines Teilbereichs vom Sollzustand wächst die skalare Kenngröße des Teilbereichs auf Werte größer als 1,0 an, sodass der dritte Datenpunkt auf der gestrichelten Winkelhalbierenden nach außen wandert. Daraus resultiert eine Verformung des Kreissegments durch den größeren, aufgesetzten Kreisbogen, dessen Mittelpunkt auf der gestrichelten Winkelhalbierenden liegt. Die Größe der

Verformung gibt qualitativ an, wie stark der jeweilige Teilbereich von seinem Sollzustand abweicht.

Über die Parameter  $K_{\dots,g}$  zur Skalierung der Kenngrößen der einzelnen Teilbereiche des Netzzustands kann die Größe der aufgesetzten Kreisbögen und damit die Größe der Verformung der einzelnen Kreissegmente beeinflusst werden (vgl. Abschnitt 4.1). Größere Werte für  $K_{\dots,g}$  führen bei gleich großen Abweichungen vom Sollzustand zu stärkeren Verformungen. Bild 5.2 zeigt zwei Kreis-Diagramme für den gleichen Netzzustand mit unterschiedlichen Werten der Parameter  $K_{\dots,g}$  zur Skalierung. Neben dieser allgemeinen Skalierung des Kreis-Diagramms können durch die Wahl eines größeren Parameters  $K_{\dots,g}$  für beispielsweise nur einen der neun Teilbereiche Abweichungen in diesem Teilbereich durch eine stärkere Verformung als in den verbleibenden Teilbereichen betont werden (vgl. Teilbereich ZWA im linken Kreis-Diagramm in Bild 5.4).

Neben der Verformung der einzelnen Segmente des Kreis-Diagramms werden die Zustände, in denen sich die einzelnen Teilbereiche nach dem dreistufigen Bewertungskonzept befinden (vgl. Abschnitt 3.3 und 4.1) durch die Füllfarbe der Kreissegmente kodiert. Befindet sich der Zustand eines Teilbereichs im Normalbereich, so wird das Kreissegment grün dargestellt. Bei Abweichungen vom Sollzustand, die einen Zustand im Warnbereich zur Folge haben, ist das Kreissegment gelb ausgefüllt. Größere Abweichungen mit einem Zustand des Teilbereichs im Alarmbereich werden mit einer roten Füllfarbe gekennzeichnet. Diese Wahl der Farbkodierung entspricht den in Abschnitt 2.3.5 angegebenen Empfehlungen, nach denen zur Kodierung von Zuständen durch Farbe deren Wirkung auf den Menschen und

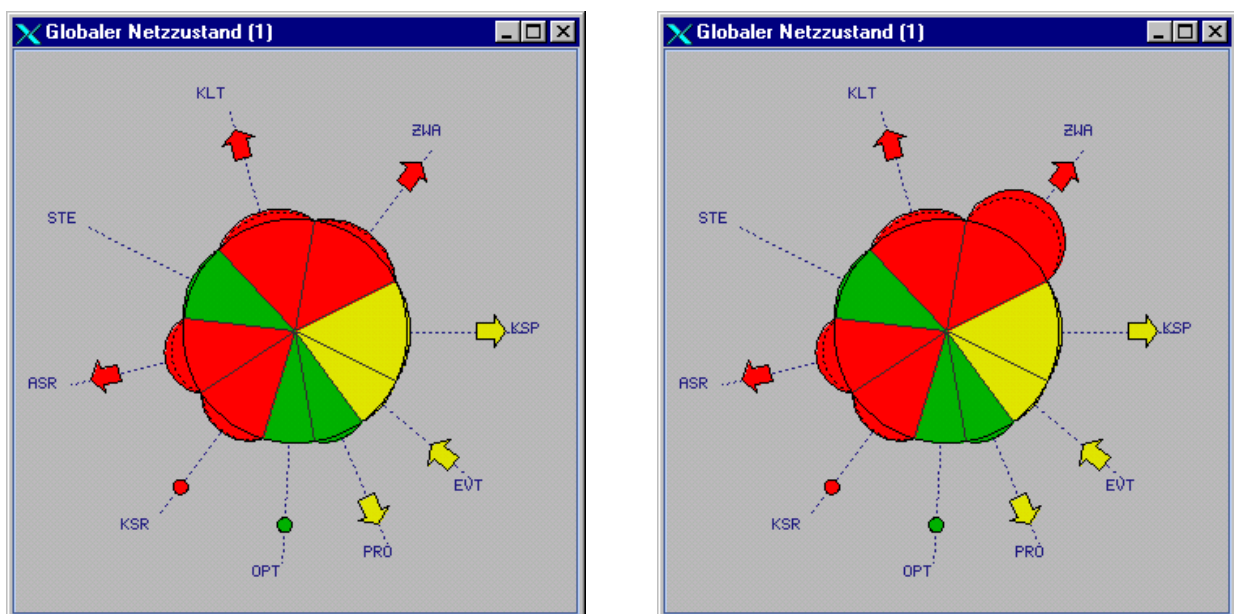


Bild 5.2: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Skalierung

bekannte Bedeutungen ausgenutzt werden sollen. Die im Kreis-Diagramm verwendete Farbe Rot wird sofort mit einem Alarm assoziiert.

Eine unterschiedlich große Bedeutung einzelner Teilbereiche des Netzzustands für die Bewertung des globalen Netzzustands bzw. für die Betriebsführung spiegelt sich in unterschiedlich großen Kreissegmenten wider und wird durch die Wahl entsprechender Gewichtungsfaktoren definiert. In Bild 5.1 sind die Bereiche KSP, ZWA und KLT wichtiger und damit größer dargestellt (Gewichtungsfaktor 2,0) als die Bereiche STE, ASR und KSR (Gewichtungsfaktor 1,5), die wiederum wichtiger bzw. größer dargestellt sind als die Bereiche OPT, PRO und EVT. Dies bewirkt, dass ein wichtigerer Teilbereich mit einem größeren Kreissegment zu einem höheren visuellen Gewicht im Gesamteindruck des Kreis-Diagramms führt, als dies bei einem weniger wichtigen Teilbereich mit einem kleineren Kreissegment der Fall ist. Bild 5.3 zeigt zwei Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Gewichtung der Teilbereiche. Im linken Kreis-Diagramm sind alle Teilbereiche gleich gewichtet, so dass alle Kreissegmente ein gleich großes visuelles Gewicht im Gesamteindruck des Diagramms haben. Das rechte Kreis-Diagramm in Bild 5.3 zeigt dagegen einen im Vergleich zu den anderen Teilbereichen dreifach gewichteten Teilbereich ZWA für die Zweigauslastungen. Ein entsprechend großer visueller Einfluss dieses Teilbereichs auf den Gesamteindruck des Diagramms ist die Folge.

Bild 5.4 gibt zwei Kreis-Diagramme für den gleichen Netzzustand mit einer Betonung des Teilbereichs ZWA für die Zweigauslastungen an. Im linken Kreis-Diagramm wird ein größerer Skalierungsfaktor  $K_{ZWA,g}$  und im rechten Kreis-Diagramm ein größerer Skalierungsfaktor  $K_{ZWA,g}$  in Verbindung mit einer dreifachen

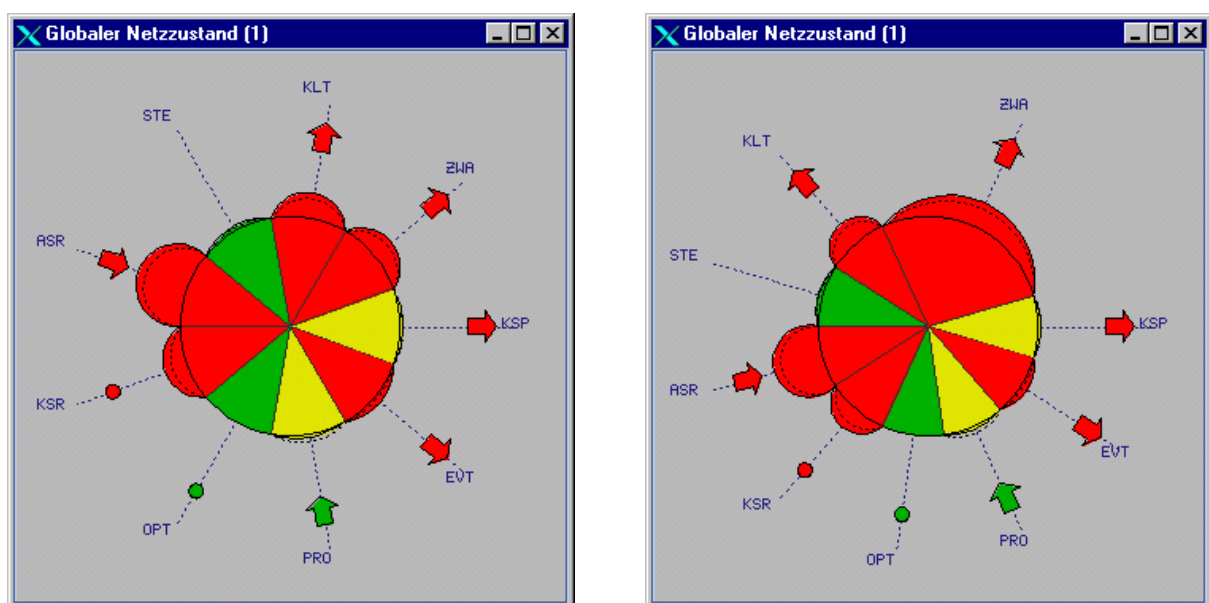


Bild 5.3: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Gewichtung

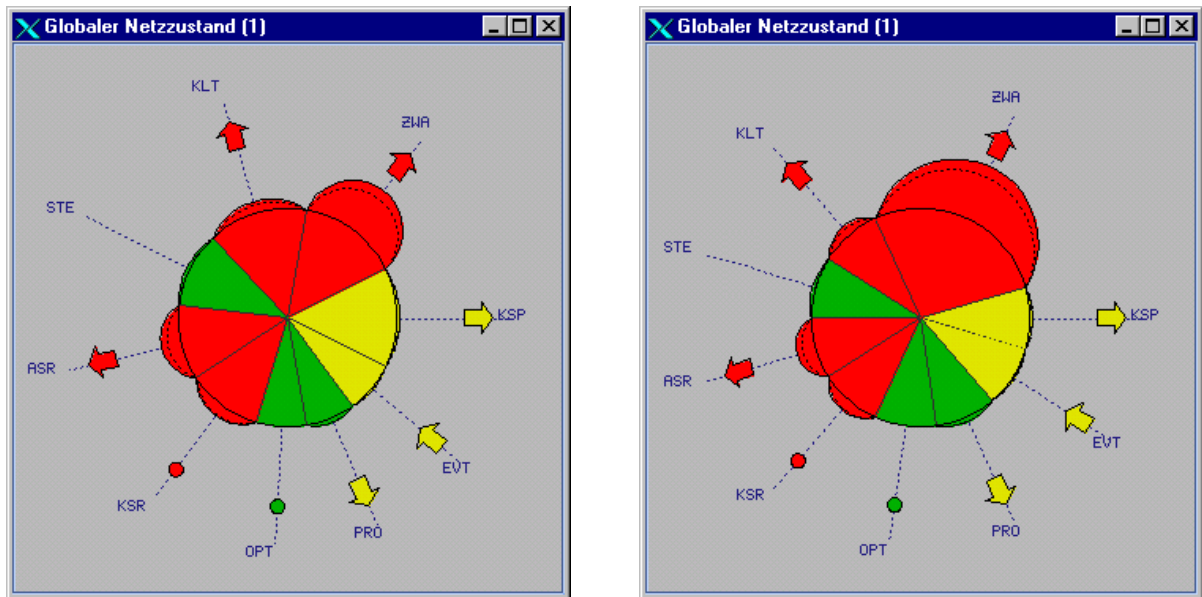


Bild 5.4: Kreis-Diagramme mit unterschiedlicher Gewichtung und Skalierung

Gewichtung des Teilbereichs ZWA im Vergleich zu den anderen Teilbereichen zur Betonung verwendet.

Die Dynamik in der zeitlichen Entwicklung des globalen Netzzustands wird im Kreis-Diagramm durch zusätzliche Informationen über den Netzzustand des vergangenen und zukünftigen Zeitschritts visualisiert. Die Pfeile und kleinen Kreise auf den gestrichelten Winkelhalbierenden der Kreissegmente zeigen die zeitliche Entwicklung der skalaren Kenngrößen für die Teilbereiche des Netzzustands mit Ausnahme des Teilbereichs STE, für den kein zukünftiger Kenngrößenwert ermittelt wird (vgl. Abschnitt 3.4), an. Zeigt der Pfeil nach außen, so ist im nächsten Zeitschritt ein größerer Kenngrößenwert und damit eine insgesamt größere Abweichung vom Sollzustand im entsprechenden Teilbereich des Netzzustands zu erwarten. Ein nach innen gerichteter Pfeil kennzeichnet analog eine kleinere Kenngröße bzw. Abweichung und ein kleiner Kreis einen gleich großen Kenngrößenwert im nächsten Zeitschritt. Neben der Richtung der Pfeile ist auch die Farbe der Pfeile und Kreise von Bedeutung. Diese gibt den im nächsten Zeitschritt zu erwartenden Zustand des Teilbereichs entsprechend der Farbkodierung mit Grün, Gelb und Rot für den Normal-, Warn- und Alarmbereich des dreistufigen Bewertungskonzepts an.

Neben den Informationen für den zukünftigen Zeitschritt werden die Werte der skalaren Kenngrößen für den vergangenen Zeitschritt durch gestrichelte Kreisbögen angezeigt. Die Verformungen der einzelnen Kreissegmente für den vergangenen Zeitschritt erlauben es zusammen mit den Informationen für den aktuellen und zukünftigen Zeitschritt, die Dynamik der zeitlichen Entwicklung des globalen

Netzzustands zu erfassen. Sie unterstützen damit das für die Betriebsführung wichtige  $\Delta$ -Denken, bei dem hauptsächlich die jeweiligen Änderungen des Netzzustands von einem zum nächsten Zeitschritt berücksichtigt werden.

Das Kreis-Diagramm zur Visualisierung des globalen Netzzustands verwendet gemäß den Empfehlungen aus Abschnitt 2.3.5 eine kombinierte Form-Farb-Kodierung, die auf Grund der speziellen Fähigkeiten der visuellen Wahrnehmung des Menschen schnell und sicher erkannt und interpretiert werden kann. Das Kreis-Diagramm nutzt die ausgeprägte Sensitivität des Menschen für Symmetrien und Unsymmetrien sowie die schnellere Wahrnehmung von prägnanten Grundformen als Folge des Prägnanzgesetzes aus (vgl. Abschnitt 2.3.4). Durch die gewählte Form-Farb-Kodierung werden sowohl Abweichungen einzelner Teilbereiche vom Sollzustand als auch Abweichungen des globalen Netzzustands vom Sollzustand auf einen Blick erfasst. Der Gesamteindruck des Kreis-Diagramms auf das Betriebspersonal vermittelt ihnen zum einen durch die gesamte Verformung des Diagramms und zum anderen durch die Gesamtanteile der Farben Grün, Gelb und Rot die Größe der Abweichungen vom Sollzustand und den Zustand im Hinblick auf den Normal-, Warn- und Alarmbereich des dreistufigen Bewertungskonzepts aus Abschnitt 3.3.

Über den Gesamteindruck, den das Kreis-Diagramm beim Betriebspersonal hervorruft, wird der globale Netzzustand vermittelt. Da sich das gesamte Kreis-Diagramm aus einzelnen Kreissegmenten zusammensetzt, stellt es eine natürliche Kodierung für den globalen Netzzustand dar (vgl. Abschnitt 2.3.8). Dieser setzt sich ebenfalls aus einzelnen Teilbereichen zusammen, aus deren Zuständen der Gesamtzustand des Netzes abgeleitet wird. Genauso wie sich der Gesamteindruck des Diagramms aus den Verformungen und den Farben der einzelnen Kreissegmente ergibt, folgt der globale Netzzustand aus der Bewertung seiner einzelnen Teilbereiche. Nur wenn alle Kreissegmente grün gefüllt sind und keine Verformungen aufweisen, befindet sich das Gesamtnetz mit allen Teilbereichen im Sollzustand. Durch die symmetrische Form des Diagramms im Sollzustand bzw. durch die Unsymmetrie bei Abweichungen vom Sollzustand wirkt das Kreis-Diagramm als Symbol, über das komplexe Bedeutungsinhalte zur Kennzeichnung des globalen Netzzustands abgerufen werden (vgl. Abschnitt 2.3.7).

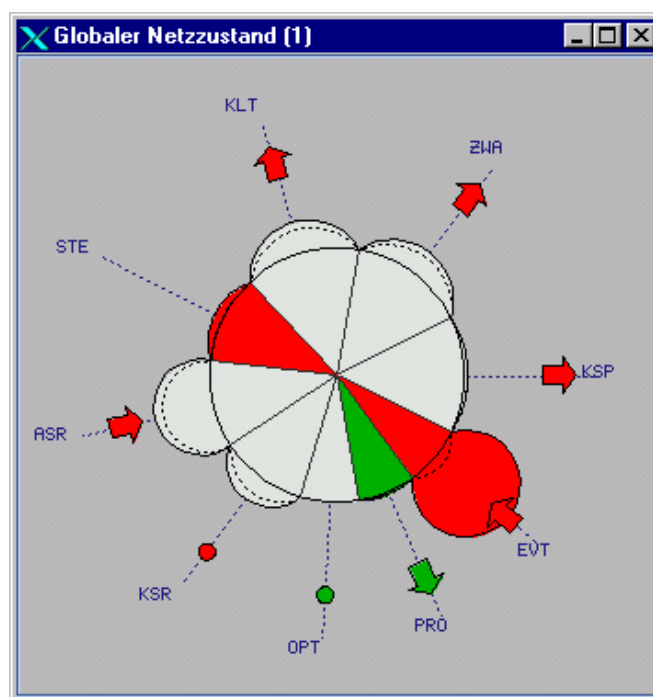
Neben den Informationen zum globalen Netzzustand liefert das Kreis-Diagramm dem Betriebspersonal durch die Verformung und Farbgebung der einzelnen Kreissegmente Informationen darüber, welche Teilbereiche Abweichungen vom Sollzustand aufweisen. Diese Informationen dienen dem Betriebspersonal als Hinweis für die weitere Betriebsführung, indem sie die Teilbereiche kennzeichnen, die genauer

betrachtet werden müssen bzw. die den Grund für die Abweichung des globalen Netzzustands von seinem Sollzustand darstellen. Das Kreis-Diagramm erfüllt damit die Forderung nach ausreichender Transparenz und bietet die Möglichkeit für Rückschlüsse von den Zuständen der Teilbereiche auf den globalen Netzzustand.

Durch die kombinierte Form-Farb-Kodierung mit denen in ihrer Bedeutung allgemein bekannten Farben Grün, Gelb und Rot wird eine gestufte Aufmerksamkeit erreicht, bei der das Wichtigere auffälliger wirkt als weniger Wichtiges. Diese Art der Kodierung führt zu einer Aufmerksamkeitssteuerung, bei der die unwillkürliche Aufmerksamkeit des Betriebspersonals mit einer geringeren Vigilanz und damit einer geringeren Belastung des Betriebspersonals angesprochen wird (vgl. Abschnitt 2.3.6).

Alle Elemente des Kreis-Diagramms besitzen einen schwarzen Rand als scharfe Begrenzungslinie für einen verbesserten Kontrast zum mittelgrauen Hintergrund. Dadurch wird die Gliederbarkeit der gesamten Diagrammfläche bei der visuellen Wahrnehmung erleichtert (vgl. Abschnitt 2.3.3).

Ein besonderes Verhalten des Kreis-Diagramms im Hinblick auf den Teilbereich STE für die Qualität der State Estimation ist in Bild 5.5 dargestellt. Befindet sich der Teilbereich der State Estimation auf Grund einer sehr geringen Güte der State Estimation im Alarmbereich, so sollten die Informationen der Teilbereiche, die von den Ergebnissen der State Estimation abhängen, mit großer Vorsicht betrachtet



*Bild 5.5: Kreis-Diagramm für den globalen Netzzustand bei aktuell nicht zuverlässiger State Estimation*

werden. Es sind dies die Teilbereiche KSP, ZWA, KLT, ASR, KSR und OPT, deren Kreissegmente in diesem Fall besonders gekennzeichnet werden. Die Kreissegmente werden bei einer aktuell unzuverlässigen State Estimation in Hellgrau als neutraler Farbe dargestellt. Die Diagrammelemente des Teilbereichs STE werden in dieser speziellen Situation mit der Alarmfarbe Rot und die der Teilbereiche EVT und PRO in den Farben für deren Zustände dargestellt.

Der Teilbereich STE wird trotz dieser besonderen Stellung gemeinsam mit den anderen acht Teilbereichen im Kreis-Diagramm visualisiert, um auch den Warnzustand des Teilbereichs STE darstellen zu können. Die mögliche Alternative, bei der der Teilbereich STE nicht mit einem eigenen Segment im Kreis-Diagramm enthalten ist und nur die relevanten Teilbereiche wie beschrieben mit der Neutralfarbe Hellgrau gekennzeichnet werden, stellt diese Informationen zum Zustand des Teilbereichs STE nicht zur Verfügung.

Die Eignung des Kreis-Diagramms für die Visualisierung des globalen Netzzustands verdeutlicht Bild 5.6 für drei Netzzustände mit unterschiedlichen Lastniveaus. Es ist sehr gut zu erkennen, wie sich ein steigendes Lastniveau durch größere Abweichungen vom Sollzustand mit zunehmend mehr Warnungen und Alar-men auf den globalen Netzzustand auswirkt. Durch die gewählte Form-Farb-Kodierung ist der globale Netzzustand auf einen Blick zu erfassen und die Aufmerksamkeit des Benutzers wird auf die relevanten Teilbereiche des Netzzustands gelenkt.

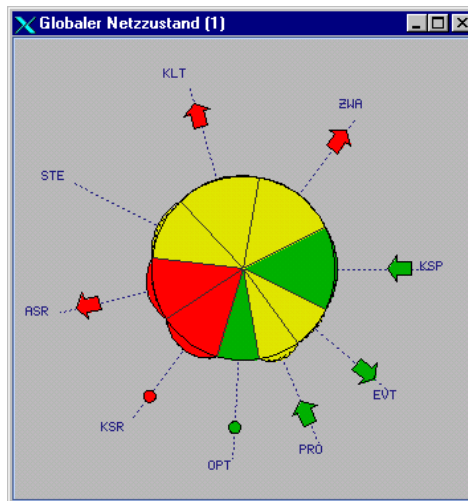
## 5.2.2 Balken-Diagramme

Zur Visualisierung der zeitlichen Entwicklung des globalen Netzzustands über die im Kreis-Diagramm enthaltenen Trendinformationen hinaus wird die in Bild 5.7 dargestellte Anzeige verwendet. In neun Balken-Diagrammen werden die Werte der skalaren Kenngrößen der Teilbereiche des Netzzustands für die letzten neun Zeitschritte der Vergangenheit und für den zukünftigen Zeitschritt (Ausnahme: STE) visualisiert. Die Höhe der Balken geben den Wert der jeweiligen Kenngröße wieder und die Balkenfarbe kennzeichnet den Zustand des Teilbereichs im jeweiligen Zeitschritt. Durch diese Darstellung können auf Grund der größeren dargestellten Zeitspanne Trends in der zeitlichen Entwicklung der Zustände der neun Teilbereiche im Vergleich zum Kreis-Diagramm besser erkannt werden.

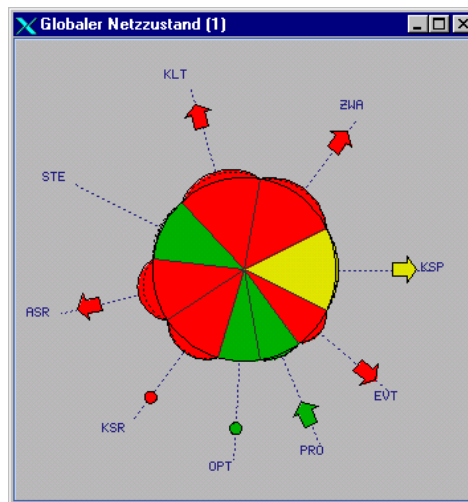
Über die Gesamtanteile der Farben Grün, Gelb und Rot in den einzelnen Balken-Diagrammen kann der Gesamtzustand der Teilbereiche in der dargestellten Zeitspanne schnell und intuitiv beurteilt werden. Weiterhin können aus der Form der

Balken-Diagramme auch Informationen über die zeitliche Entwicklung des globalen Netzzustands abgeleitet werden. Weisen beispielsweise mehrere der Balken-Diagramme eine von links nach rechts ansteigende, rampenförmige Form auf, so wird diese Form bei der Wahrnehmung als Muster mehrfach in der gesamten An-

Lastniveau 110%



Lastniveau 140%



Lastniveau 170%

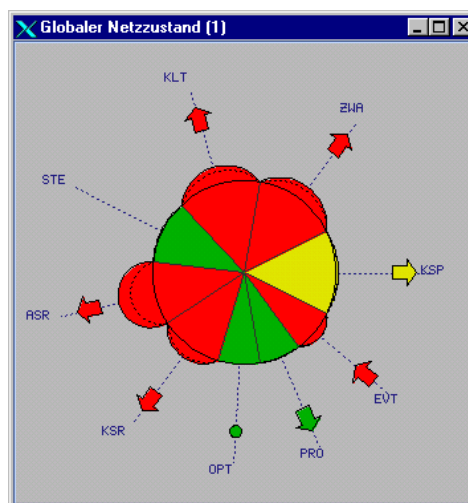
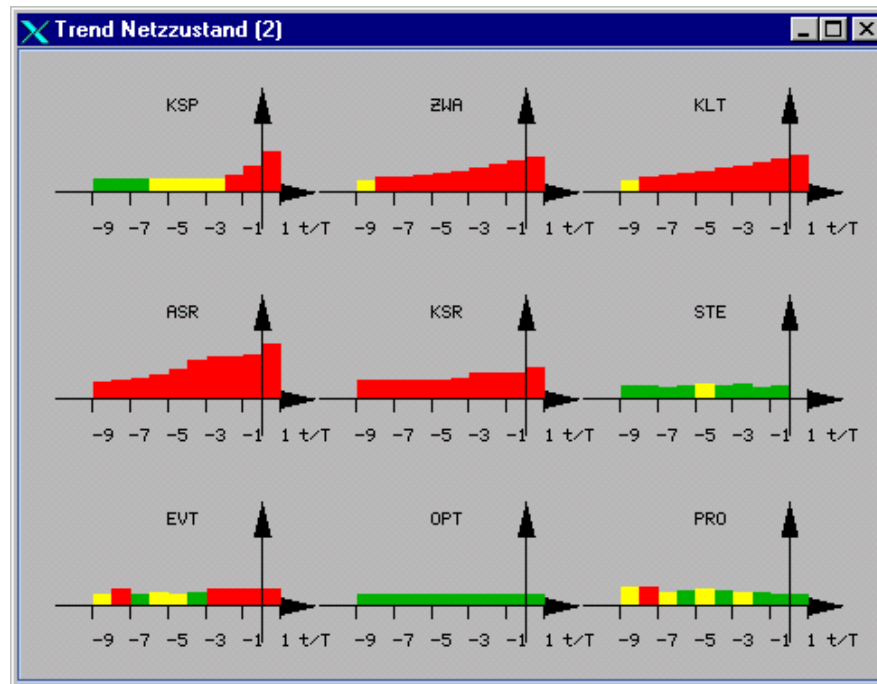


Bild 5.6: Kreis-Diagramme für den globalen Netzzustand bei verschiedenen Lastniveaus





*Bild 5.7: Balken-Diagramme für Trends der skalaren Kenngrößen der Teilbereiche des Netzzustands*

zeige erkannt und damit insgesamt eine wachsende Abweichung des globalen Netzzustands vom Sollzustand assoziiert.

Da in dieser Anzeige alle neun skalaren Kenngrößen der Teilbereiche des Netzzustands dargestellt werden, dient es wie das Kreis-Diagramm aus Abschnitt 5.2.1 der Visualisierung des globalen Netzzustands. Im Vergleich zum Kreis-Diagramm handelt es sich jedoch weniger um eine integrale Anzeige im Sinne des Abschnitts 4.3.2, mit der der globale Netzzustand intuitiv auf einen Blick vermittelt wird. Die Balken-Diagramme dieser Darstellung ermöglichen jedoch als zusätzliche, optionale Anzeige eine genauere Betrachtung der zeitlichen Entwicklung des globalen Netzzustands bzw. der Teilbereiche des Netzzustands. Sie sind daher als Ergänzung zum Kreis-Diagramm für die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige zu sehen.

## 5.3 Visualisierung mehrerer Teilbereiche mit Topologiezuordnung

### 5.3.1 Iso-Flächen-Diagramm

Für die Visualisierung mehrerer Teilbereiche des Netzzustands, deren Informationen einem Ort, d.h. einem Knoten oder Zweig zugeordnet werden können, wurde das Iso-Flächen-Diagramm in Bild 5.8 entwickelt. Die Zuordnung einzelner Informationen, Warnungen und Alarmer zur Topologie des Netzes ist für die Bewer-

tung der dargestellten Informationen sowie des Netzzustands sehr hilfreich, da dadurch ein großflächiges Erkennen der Abweichungen des Istzustands einzelner Teilbereiche vom Sollzustand mit einer Topologiezuordnung möglich wird [64]. Durch die topologische Zuordnung können zusätzliche implizite Informationen in die Bewertung des Netzzustands einfließen.

Die Hauptaussage des Iso-Flächen-Diagramms ist die Kennzeichnung von Gebieten des Netzes, in denen entsprechend der Zustände der dortigen Knoten und Zweige Warnungen und/oder Alarme existieren. Die Zustandskodierung dieser Gebiete erfolgt dabei mit den eingeführten drei Farben für die Normal-, Warn- und Alarmbereiche des dreistufigen Bewertungskonzepts und weiteren Farben für Zwischenwerte wie beispielsweise verschiedene Orangetöne für den Übergang vom Warn- zum Alarmbereich. Diese Farbkodierung greift auf die allgemein bekannte Wirkung der verwendeten Farben zurück, sodass zum Beispiel rote Diagrammbereiche intuitiv mit Alarmzuständen assoziiert werden (vgl. Abschnitt 2.3.5).

Im Iso-Flächen-Diagramm sollen ganz bewusst nicht nur die Zustände der Knoten und Zweige dargestellt werden, sondern auch die Zustände der Gebiete um die Knoten und Zweige, auch wenn diesen Gebieten streng genommen kein Zustand zugeordnet werden kann. Eine Visualisierung nur der Zustände der Knoten und Zweige wäre mit wesentlich geringerem Aufwand durch farbige Kreise für die Knoten und farbige Balken für die Zweige möglich. Im Iso-Flächen-Diagramm für Informationen mehrerer Teilbereiche mit topologischer Zuordnung sollen aber

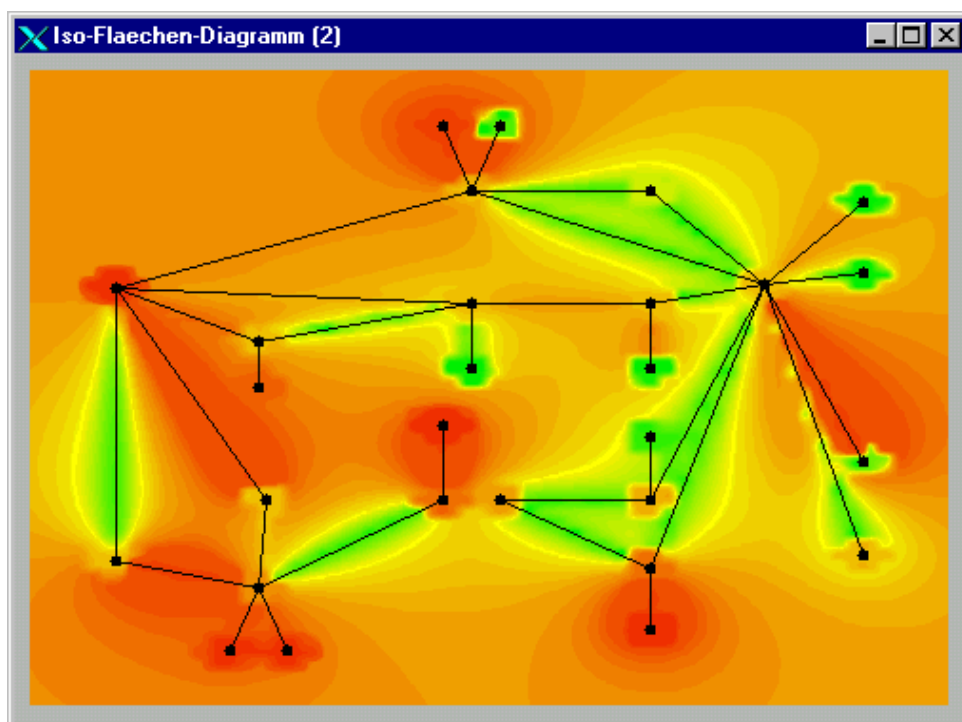


Bild 5.8: Iso-Flächen-Diagramm für System 1 mit Lastniveau 200%

vielmehr ganze Gebiete des Netzes mit Warnungen und/oder Alarmen deutlich gekennzeichnet und hervorgehoben werden.

Die im Iso-Flächen-Diagramm zur Kennzeichnung der Zweige berücksichtigten Informationen sind für den Grundfall und alle Ausfallvarianten deren Auslastungen sowie im Falle von Kuppelleitungen zusätzlich deren freie Kapazitäten. Für die Knoten werden deren Spannungsbeträge im Grundfall und in allen Ausfallvarianten sowie die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung verwendet. Obwohl die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung prinzipiell knoten- und zweigbezogene Informationen sind, werden sie im Iso-Flächen-Diagramm nur den Knoten zugeordnet. Dadurch ergibt sich zwar eine geringere Genauigkeit bei der topologischen Zuordnung der Informationen, jedoch ist sie im Hinblick auf die Kennzeichnung von Netzgebieten mit Warnungen und/oder Alarmen als Hauptaussage des Iso-Flächen-Diagramms ausreichend groß. Aus diesen Informationen werden für jeden Knoten und jeden Zweig die in Abschnitt 4.2 beschriebenen skalaren Kenngrößen berechnet, mit denen der Zustand des jeweiligen Knotens bzw. Zweigs beschrieben wird.

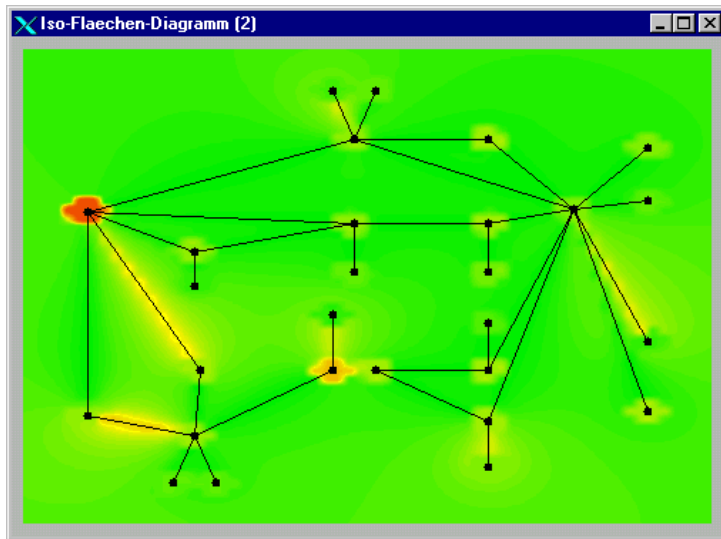
Das Iso-Flächen-Diagramm visualisiert die Informationen von fünf der neun Teilbereiche des Netzzustands und gehört daher als Anzeige für die Teilbereiche des Netzzustands zur mittleren Ebene des hierarchischen Darstellungskonzepts der Integralen Netzzustandsanzeige. Auf Grund des relativ hohen Abstraktionsgrads und im Vergleich zu den anderen Darstellungen der mittleren Ebene niedrigen Detaillierungsgrads ist das Iso-Flächen-Diagramm dem Übergangsbereich zwischen der mittleren und oberen Darstellungsebene zuzuordnen.

Als Stützstellen für das Iso-Flächen-Diagramm dienen die skalaren Kenngrößen aus Abschnitt 4.2 für die Knoten und Zweige. Dabei werden für einen Zweig auf Grund seiner räumlichen Ausdehnung mehrere Stützstellen in äquidistanten Abständen entlang der geradlinigen Verbindung zwischen dem Anfangs- und Endknoten des Zweigs verwendet.

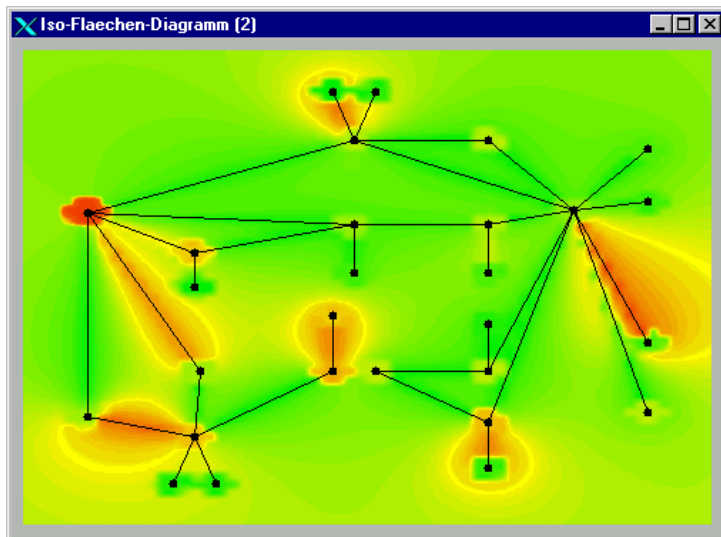
Die farblich gekennzeichneten Flächen im Iso-Flächen-Diagramm ergeben sich durch Iso-Linien, die Punkte mit gleichen Werten, d.h. gleichen Zuständen, verbinden. Die Verläufe dieser Iso-Linien und damit die Formen der eigentlichen Iso-Flächen werden aus den Werten der skalaren Kenngrößen an den Stützstellen des Diagramms durch geeignete Berechnungsalgorithmen bestimmt. Für eine bessere Orientierung und leichtere Zuordnung der farbigen Gebiete wird zusätzlich ein schwarzer Netzplan im Iso-Flächen-Diagramm dargestellt. Ein bekanntes Beispiel für eine Iso-Flächen-Darstellung ist die Wetterkarte mit einer Temperaturverteilung in einem geografischen Gebiet, bei der Regionen mit gleichen Temperaturen mit jeweils einer Farbe ausgefüllt werden.

Die Iso-Flächen-Diagramme für drei verschiedene Lastniveaus des Systems 1 in Bild 5.9 zeigen den Einfluss eines steigenden Lastniveaus auf den Zustand der berücksichtigten Teilbereiche des Netzzustands. Im oberen Teil des Iso-Flächen-Dia-

Lastniveau 110%



Lastniveau 140%



Lastniveau 170%

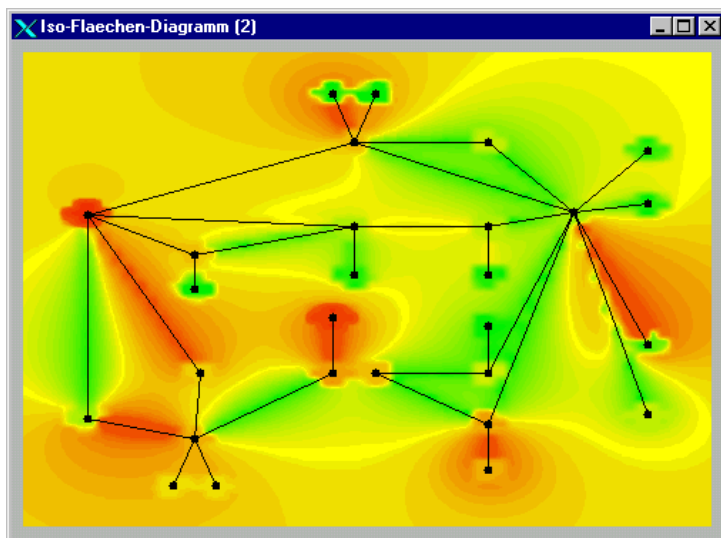


Bild 5.9: Iso-Flächen-Diagramme für unterschiedliche Lastniveaus (System 1)

gramms für das Lastniveau 170% ist zum Beispiel ein Gebiet mit insgesamt vielen Warnungen und Alarmen zu erkennen, in dem allerdings die grüne Umgebung der beiden Knoten auf deren Normalzustand hinweist. Der Grund für den Warn- bzw. Alarmzustand dieses Gebiets sind folglich die Auslastungen der beiden Zweige im Grundfall und/oder in den Ausfallvarianten.

Die drei Iso-Flächen-Diagramme zeigen weiterhin die Verwendung einer gestuften Aufmerksamkeit (vgl. Abschnitt 2.3.5). Netzgebiete mit vielen Warnungen und/oder Alarmen bzw. mit starken Abweichungen vom Sollzustand führen im Iso-Flächen-Diagramm zu großen Flächen mit Farben im Bereich von Gelb bis Rot. Diese für die Bewertung des Netzzustands wichtigen Gebiete fallen durch die Größe der Flächen und die Signalwirkung der Farben stärker auf, als Gebiete mit einer geringeren Anzahl Warnungen und/oder Alarmen bzw. mit geringeren Abweichungen vom Sollzustand.

Die zwei Iso-Flächen-Diagramme für die 110-kV-Netzgruppen der Systeme 3 und 4 in Bild 5.10 zeigen, dass eine Anwendung dieses Diagramms auch auf größere Netze aussagekräftige Darstellungen liefert. Bei größeren Netzen können unter Umständen zwar einzelne Knoten und Zweige nicht mehr zugeordnet bzw. identifiziert werden, der Zustand einzelner Netzgebiete kann aber durchaus schnell und sicher erfasst werden. Eine naturgemäß existierende Obergrenze für die Netzgröße, für die das Iso-Flächen-Diagramm anwendbar ist, ist stark von der individuellen Topologie des Netzes abhängig. Als Richtwert, der sich bei der Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf verschiedene Netze ergeben hat, kann eine maximale Anzahl von etwa 200 Knoten angegeben werden.

Die Zuordnung einzelner Warnungen und Alarme zu den im Iso-Flächen-Diagramm berücksichtigten Teilbereichen des Netzzustands ist ebenso wie beispiels-

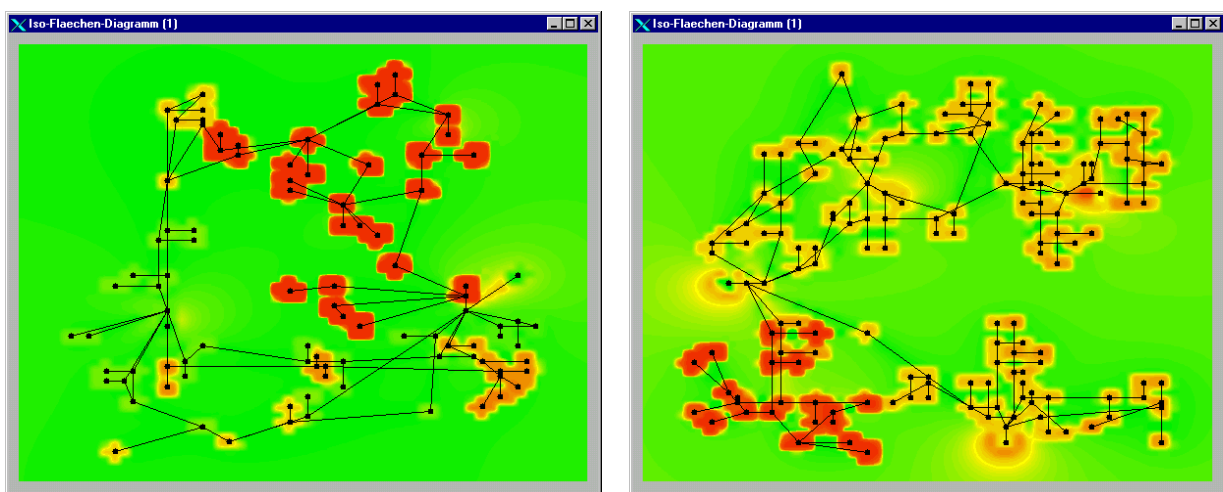
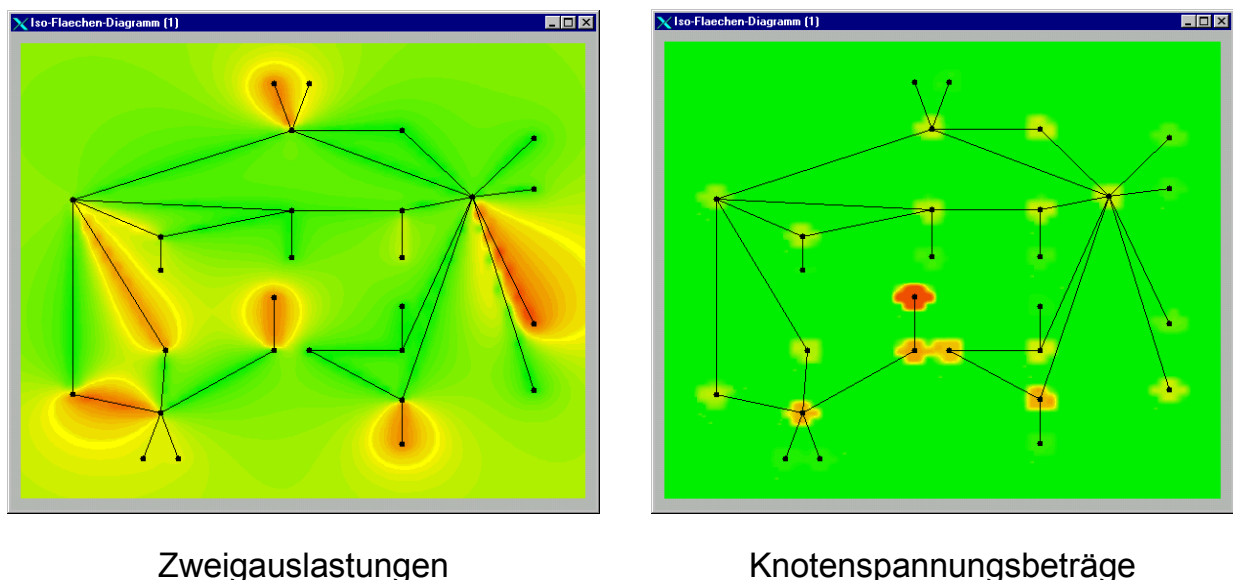


Bild 5.10: Iso-Flächen-Diagramme für größere Netze (Systeme 3 und 4)

weise eine Trennung zwischen den Informationen des Grundfalls und denen der Ausfallvarianten nicht eindeutig möglich. Eine derartige Zuordnung bzw. Trennung der einzelnen Informationen ist jedoch für die Kennzeichnung von Netzgebieten mit Warnungen und/oder Alarmen im Sinne einer Übersicht als Hauptaussage des Iso-Flächen-Diagramms nicht notwendig. Derartige Informationen ergeben sich entweder aus der gemeinsamen Betrachtung des Kreis- und Iso-Flächen-Diagramms oder aus weiteren Diagrammen der mittleren Darstellungsebene mit detaillierteren Informationen. Beispielsweise können bei nur wenigen Warnungen und Alarmen, wie es in der Praxis überwiegend der Fall sein sollte, durchaus die Zustände der Teilbereiche des Netzzustands im Kreis-Diagramm mit Regionen im Iso-Flächen-Diagramm in Verbindung gebracht werden. Befindet sich zum Beispiel nur der Teilbereich KSR für die Kurzschlussrechnung im Alarmzustand, so sind die entsprechenden Knoten mit zu großen Kurzschlussleistungen im Iso-Flächen-Diagramm durch Knoten mit einer roten Umgebung eindeutig zu erkennen.

Das Iso-Flächen-Diagramm kann auch zur Visualisierung ausschließlich der Zweigauslastungen als zweigbezogene Informationen sowie ausschließlich der Knotenspannungsbeträge und/oder der Ergebnisse der Kurzschlussrechnung als knotenbezogene Informationen verwendet werden. Bild 5.11 zeigt zwei Beispiele des Iso-Flächen-Diagramms für die Visualisierung ausschließlich der Zweigauslastungen (linkes Diagramm) und ausschließlich der Knotenspannungsbeträge (rechtes Diagramm) des Grundfalls und aller Ausfallvarianten.



*Bild 5.11: Iso-Flächen-Diagramm zur Visualisierung ausschließlich der Zweigauslastungen bzw. der Knotenspannungsbeträge (System 1 mit Lastniveau 150 %)*

### 5.3.2 Farbverlaufbalken-Diagramm

Als weiteres Diagramm mit topologischen Informationen wurde das Farbverlaufbalken-Diagramm entwickelt. Es dient der Visualisierung der Wirk- und Blindleistungsflüsse, der Knotenspannungen und der Ergebnisse der Kurzschlussrechnung. Hauptaufgabe dieses Diagramms ist jedoch die anschauliche Darstellung der gesamten Leistungsflusssituation. Im Vergleich zum Iso-Flächen-Diagramm aus Abschnitt 5.3.1 werden im Farbverlaufbalken-Diagramm ebenfalls Informationen zu mehreren Teilbereichen des Netzzustands jedoch nur für den Grundfall oder für eine Ausfallvariante dargestellt. Der Detaillierungsgrad des Farbverlaufbalken-Diagramms ist größer als der des Iso-Flächen-Diagramms und geringer als der der weiteren Diagramme der mittleren Darstellungsebene, in denen jeweils nur ein Teilbereich des Netzzustands visualisiert wird. Das Farbverlaufbalken-Diagramm gehört daher ebenfalls zur mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige und wird innerhalb dieser Darstellungsebene zwischen dem Iso-Flächen-Diagramm und den Diagrammen für einzelne Teilbereiche des Netzzustands angeordnet.

Bild 5.12 zeigt ein Farbverlaufbalken-Diagramm zur Visualisierung der Wirkleistungsflüsse. Die Zweige des Netzes werden durch Farbverlaufbalken als geradlinige Verbindung zweier Netzknoten dargestellt. Die geradlinigen Zweigdarstellungen besitzen im Vergleich zu der häufig in einphasigen Netzplänen verwendeten orthogonalen Darstellung mit teilweise mehreren Liniensegmenten eine größere vi-

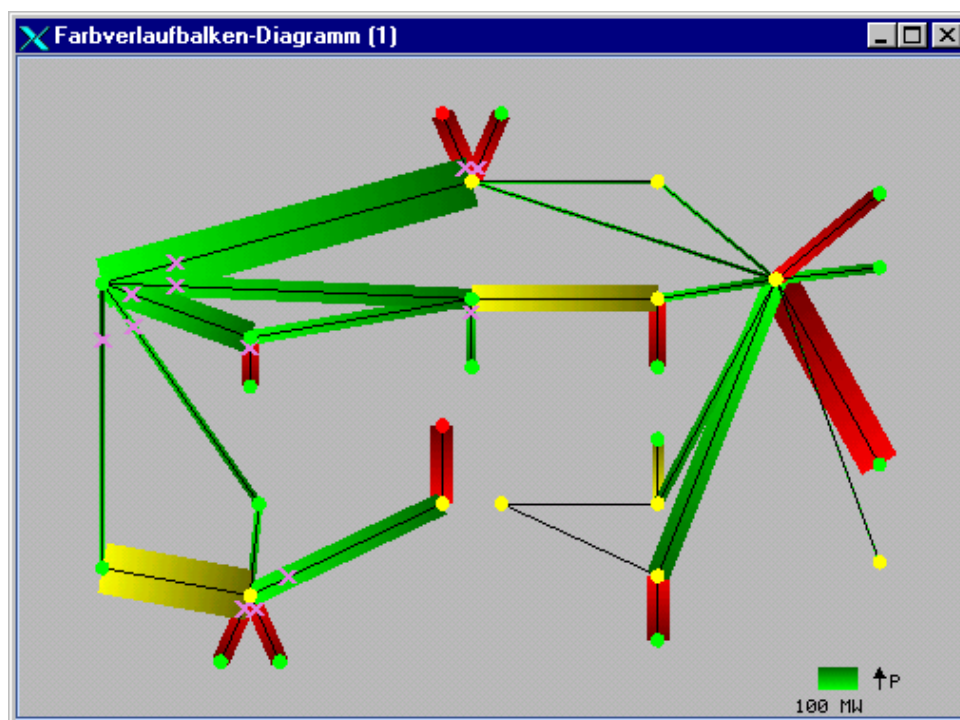


Bild 5.12: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse (System 1)

suelle Klarheit, sodass die Netzstruktur schneller wahrgenommen werden kann (vgl. Abschnitt 2.3.8). Bei dieser Art der Darstellung werden parallele Zweige durch einen Farbverlaufbalken mit entsprechenden repräsentativen Eigenschaften abgebildet.

Die Richtung des Leistungsflusses wird wie in der Legende angegeben durch den Farbverlauf von einer hellen zu einer dunklen Farbe kodiert. Diese Art der Richtungskodierung ist als Vorschlag zu sehen, der keine wesentlichen Vor- oder Nachteile im Vergleich zu der umgekehrten Kodierung aufweist. Die Befragung von Testpersonen hat ergeben, dass beide Varianten nahezu gleich häufig bevorzugt werden. Unabhängig von der letztlich gewählten Richtungskodierung ist in jedem Fall eine Gewöhnung an das Diagramm notwendig, nach der die Leistungsflussrichtung sicher erkannt wird. Zusätzliche Bildelemente für die Richtungskodierung zum Beispiel durch Pfeile in den Balken erleichtern zwar eventuell die Gewöhnung an das Diagramm, wirken anschließend aber eher störend und verursachen eine gewisse Unruhe durch zu viele Details im Diagramm (vgl. hierzu die Unruhe durch gestrichelte Balken in der Visualisierung der Zweigauslastungen in Bild 5.15). Bei der gewählten Richtungskodierung von einer hellen zu einer dunklen Farbe können Einspeisepunkte als Knoten mit überwiegend heller Umgebung und Lastzentren als Knoten mit überwiegend dunkler Umgebung identifiziert werden.

Die Breite der Farbverlaufbalken ist proportional zur jeweils fließenden Wirkleistung. Diese Art der natürlichen Kodierung greift auf die Vorstellung eines je nach Menge des durchfließenden Wassers ausgefüllten Flussbetts zurück und ermöglicht es, intuitiv die Aufteilung der Leistungsflüsse auf die Leitungen des Netzes zu erfassen (vgl. Abschnitt 2.3.8). Da die Wirkleistungsverluste  $P_v$  auf den Zweigen im Vergleich zu den übertragenen Wirkleistungen verschwindend gering sind, ergeben sich nahezu identische Wirkleistungen am Anfang und Ende der Leitung, sodass die Balkenbreite entlang der Leitung konstant ist.

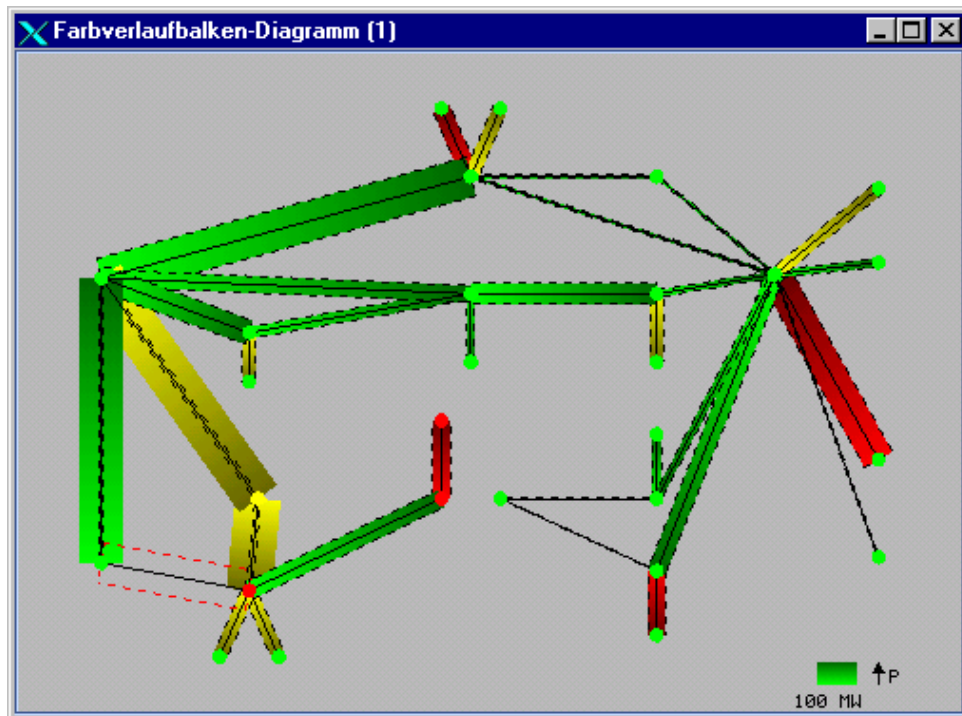
Über die Farbe der Balken erfolgt eine Zustandskodierung der Zweige bezüglich ihrer Auslastungen nach dem dreistufigen Bewertungskonzept aus Abschnitt 3.3. Ein grüner Balken kennzeichnet eine Zweigauslastung kleiner als die Warngrenze, ein gelber Balken eine Auslastung zwischen der Warn- und Alarmgrenze und ein roter Balken eine Auslastung größer als die Alarmgrenze. Diese Farbkodierung ermöglicht es, wichtige Informationen zu den Zweigauslastungen auf einen Blick zu erfassen und die Aufmerksamkeit des Betriebspersonals auf kritische Zweige zu lenken.



Farbige Kreise stellen die Knoten des Netzes dar und kennzeichnen den Zustand der jeweiligen Knotenspannung. Ein roter Kreis bedeutet eine Verletzung des Spannungsbands (Alarm), ein gelber Kreis eine Knotenspannung innerhalb, aber in der Nähe der Spannungsgrenzwerte (Warnung) und ein grüner Kreis eine Knotenspannung innerhalb des Spannungsbands mit ausreichend großem Abstand zu den Grenzwerten (Normalbereich).

Die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung werden durch violette Kreuze an den Orten der betroffenen Leistungsschalter angezeigt. Die Farbe Violett sollte nach [44] für die Kennzeichnung von Fehlermeldungen verwendet werden, da sie beim Menschen Aufmerksamkeit erregt (vgl. Abschnitt 2.3.5). Im Farbverlaufbalken-Diagramm werden nur echte Überschreitungen der Abschaltleistungen berücksichtigt, da diese für die Beurteilung der Situation ausreichend sind und so die Informationsdichte des Diagramms nicht allzu groß wird. Im Vergleich zum Iso-Flächen-Diagramm, das die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung als knotenbezogene Größen berücksichtigt, werden sie im Farbverlaufbalken-Diagramm als knoten- und zweigbezogene Größen an den Orten der Leistungsschalter dargestellt. Dieser höhere topologische Detaillierungsgrad ist im Farbverlaufbalken-Diagramm sinnvoll, da in diesem Diagramm zum einen jeweils nur der Grundfall oder eine Ausfallvariante visualisiert wird (im Iso-Flächen-Diagramm werden der Grundfall und alle Ausfallvarianten berücksichtigt). Zum anderen sollen im Farbverlaufbalken-Diagramm mit seinem insgesamt höheren Detaillierungsgrad einzelne Alarme im Teilbereich der Kurzschlussrechnung identifiziert werden können.

Das Farbverlaufbalken-Diagramm kann nicht nur zur Visualisierung der Leistungsflüsse des Grundfalls sondern auch zur Analyse von Varianten der Ausfallsimulationsrechnung verwendet werden. Bild 5.13 zeigt das Farbverlaufbalken-Diagramm für eine Ausfallvariante des Systems 1. Die ausgefallene Leitung ist durch einen rot gestrichelten Balken gekennzeichnet, dessen Breite den Leistungsfluss vor dem Ausfall der Leitung angibt. Die Leistungsflüsse auf den restlichen Zweigen vor dem Ausfall sind durch schwarz gestrichelte Balken und die Leistungsflüsse nach dem Ausfall durch farbige Balken dargestellt. Die farbigen Kreise der Knoten geben die Zustände der Knotenspannungen nach dem Ausfall wieder. Die Ergebnisse der Kurzschlussrechnung werden für Ausfallvarianten nicht dargestellt, da sie sich nur auf den Grundfall beziehen und somit für den dargestellten Zustand einer Ausfallvariante nicht gültig sind. Die Anwendung des Farbverlaufbalken-Diagramms auf eine Ausfallvariante lässt die Auswirkungen eines Zweigausfalls auf die Leistungsflüsse und Knotenspannungen im Netz auf einen Blick erkennen.



*Bild 5.13: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse einer Variante der Ausfallsimulationsrechnung (System 1)*

Das Farbverlaufbalken-Diagramm wird ebenfalls zur Visualisierung von Blindleistungsflüssen angewendet. Voraussetzung für das in Bild 5.14 dargestellte Farbverlaufbalken-Diagramm für die Blindleistungsflüsse ist, dass die Wirkleistungsflussrichtung die Art der fließenden Blindleistung (kapazitiv oder induktiv) bestimmt, die wie die Wirkleistung am Anfang der Leitung hinein und am Ende der Leitung aus dieser heraus fließt. Dies ist eine mögliche Interpretation von Blindleistungsflüssen. In der Praxis existieren weitere Vereinbarungen, bei denen zum Beispiel die Blindleistung immer von beiden Seiten in die Leitung fließt oder grundsätzlich nur induktive Blindleistungen berücksichtigt werden. Diese Interpretationsweisen wurden beim hier erläuterten Farbverlaufbalken-Diagramm für Blindleistungsflüsse nicht berücksichtigt.

In Bild 5.14 werden induktive Blindleistungsflüsse durch blaue und kapazitive Blindleistungsflüsse durch orange Balken dargestellt. Die Flussrichtung der (Wirk- und) Blindleistungen ist nach wie vor durch den Farbverlauf von einer hellen zu einer dunklen Farbe gekennzeichnet. Die Breite der Balken ist proportional zur fließenden Blindleistung aber entlang der Leitung nicht zwingend konstant. Je nach Betriebspunkt der Leitung kann sich ihr Verhalten bezüglich der Blindleistung stark ändern, sodass am Anfang der Leitung beispielsweise kapazitive Blindleistung in die Leitung und am Ende der Leitung induktive Blindleistung aus der Leitung heraus fließt, da die Leitung induktive Blindleistung erzeugt bzw. kapazi-

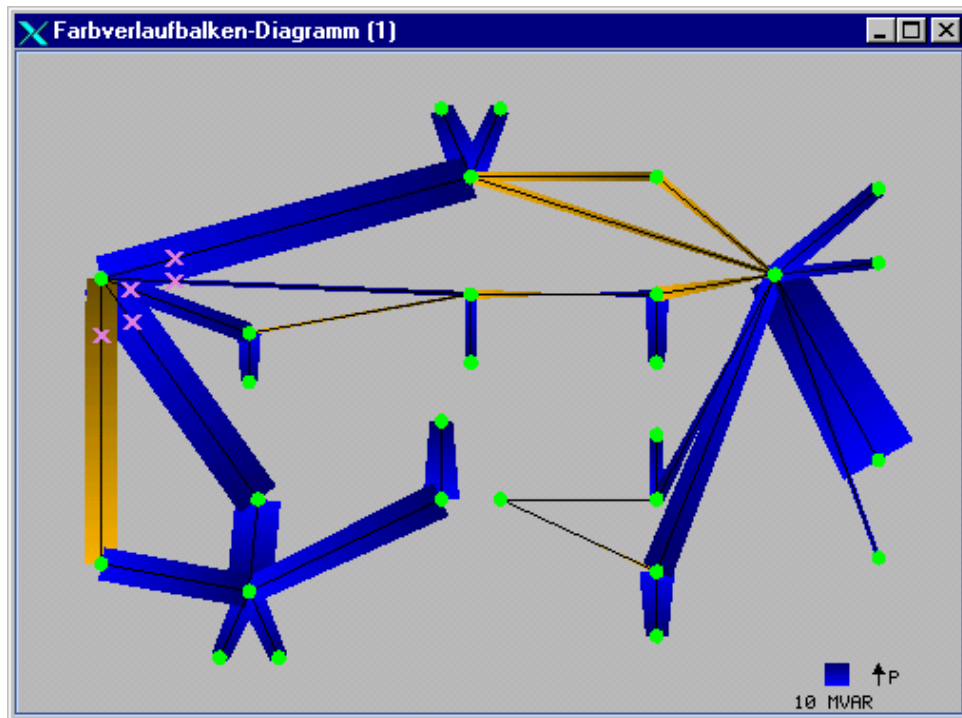
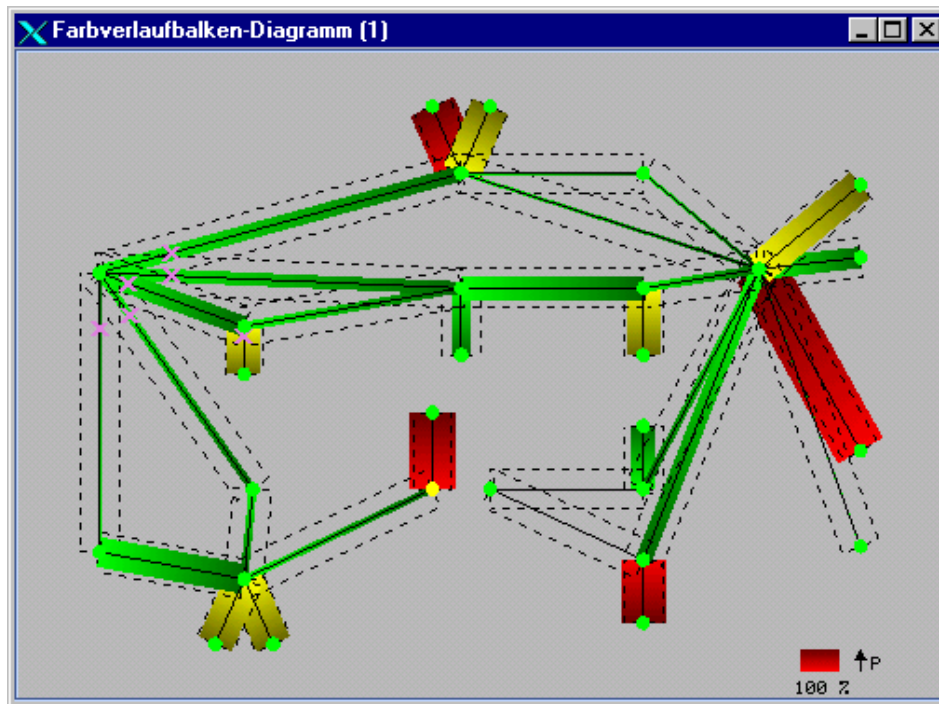


Bild 5.14: Farbverlaufbalken-Diagramm für Blindleistungsflüsse (System 1)

tive Blindleistung aufnimmt. Dies wird dadurch berücksichtigt, dass sich die Breite des Balkens entsprechend den Blindleistungsflüssen am Anfang und Ende der Leitung linear entlang der Leitung ändert. Ein möglicher Vorzeichenwechsel der Blindleistung auf der Leitung hat zum Beispiel einen Farbwechsel auf der Leitung und eine bis auf Null abfallende und dann wieder ansteigende Balkenbreite zur Folge. Dies ist in Bild 5.14 im oberen rechten Teil des Netzes zu erkennen, wo gemischte Kabel-Freileitungstrecken dieses Verhalten verursachen. Die Informationen zu den Knotenspannungen und Ergebnissen der Kurzschlussrechnung sind beim Farbverlaufbalken-Diagramm für die Blindleistungsflüsse identisch mit denen in der Darstellung von Wirkleistungsflüssen.

Neben den beschriebenen Anwendungen des Farbverlaufbalken-Diagramms für Wirk- und Blindleistungsflüsse kann es auch für die Visualisierung weiterer Zweiggrößen wie der prozentualen Auslastungen sowie der Wirk- und Blindleistungsverluste auf den Zweigen verwendet werden. Bild 5.15 zeigt ein Diagramm zur Visualisierung der prozentualen Auslastungen der Zweige. Die gestrichelten Balken für die Auslastungen kennzeichnen die Alarm- bzw. Überlastgrenze, sodass die noch freien Kapazitäten auf den Zweigen aus dem Abstand der farbigen von den gestrichelten Balken leicht abgelesen werden können. Allerdings wirkt das Diagramm durch die zusätzlichen gestrichelten Balken, die häufig wegen der im Allgemeinen nicht überlasteten Zweige breiter als die farbigen Balken sind, im Vergleich zu den Diagrammen in Bild 5.12 bis Bild 5.14 unruhig und überladen.



*Bild 5.15: Farbverlaufbalken-Diagramme für die Auslastungen der Zweige (System 1)*

Aus diesem Grund sollte diese Variante des Farbverlaufbalken-Diagramms nur in Einzelfällen für eine genauere Analyse der Zweigauslastungen eingesetzt werden.

Das Farbverlaufbalken-Diagramm eignet sich insgesamt sehr gut zur Visualisierung der Leistungsflüsse im Netz und ist vor allem für die Analyse der Blindleistungsflüsse eine große Hilfe. Die wesentlichen Informationen über Warnungen und Alarme bei den Zweigauslastungen und Knotenspannungen sowie über Alarme bei den Ergebnissen der Kurzschlussrechnung können sofort mit einer topologischen Zuordnung erfasst werden.

Das Farbverlaufbalken-Diagramm ist auch für größere Netze anwendbar, doch geht die Übersicht bei größeren Netzen schneller als beim Iso-Flächen-Diagramm verloren, wie das Beispiel für System 4 in Bild 5.16 zeigt. Bei entsprechend angepasstem Netzplan und ausreichend großer Bildschirmauflösung bzw. Projektionswand kann das Farbverlaufbalken-Diagramm durchaus auch für mittelgroße 110-kV-Netzgruppen und 380-kV-Übertragungsnetze mit bis zu ca. 100 Knoten geeignet sein. Generelle Angaben über die maximale Netzgröße für diesen Diagrammtyp sind nur schwer anzugeben, da die Übersicht im Diagramm stark von der individuellen Netztopologie abhängt.

Durch Interaktion des Benutzers mit dem Farbverlaufbalken-Diagramm zum Beispiel in Form eines Mausklicks auf einen Balken oder Kreis können Detailinfor-

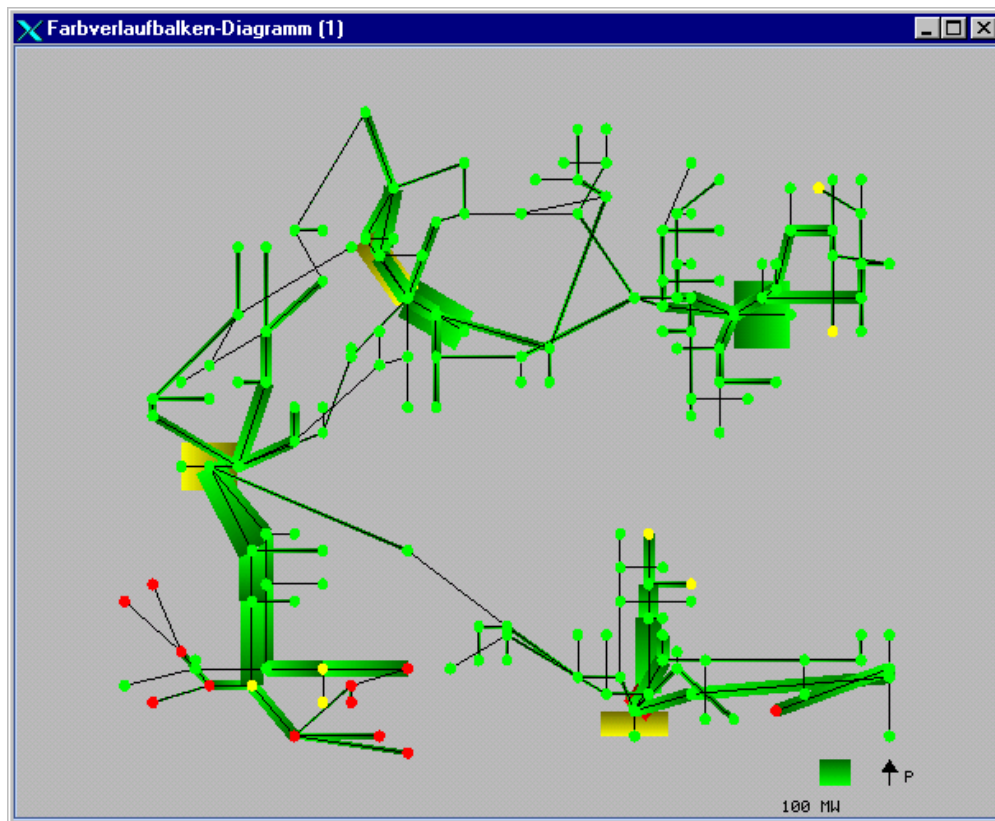


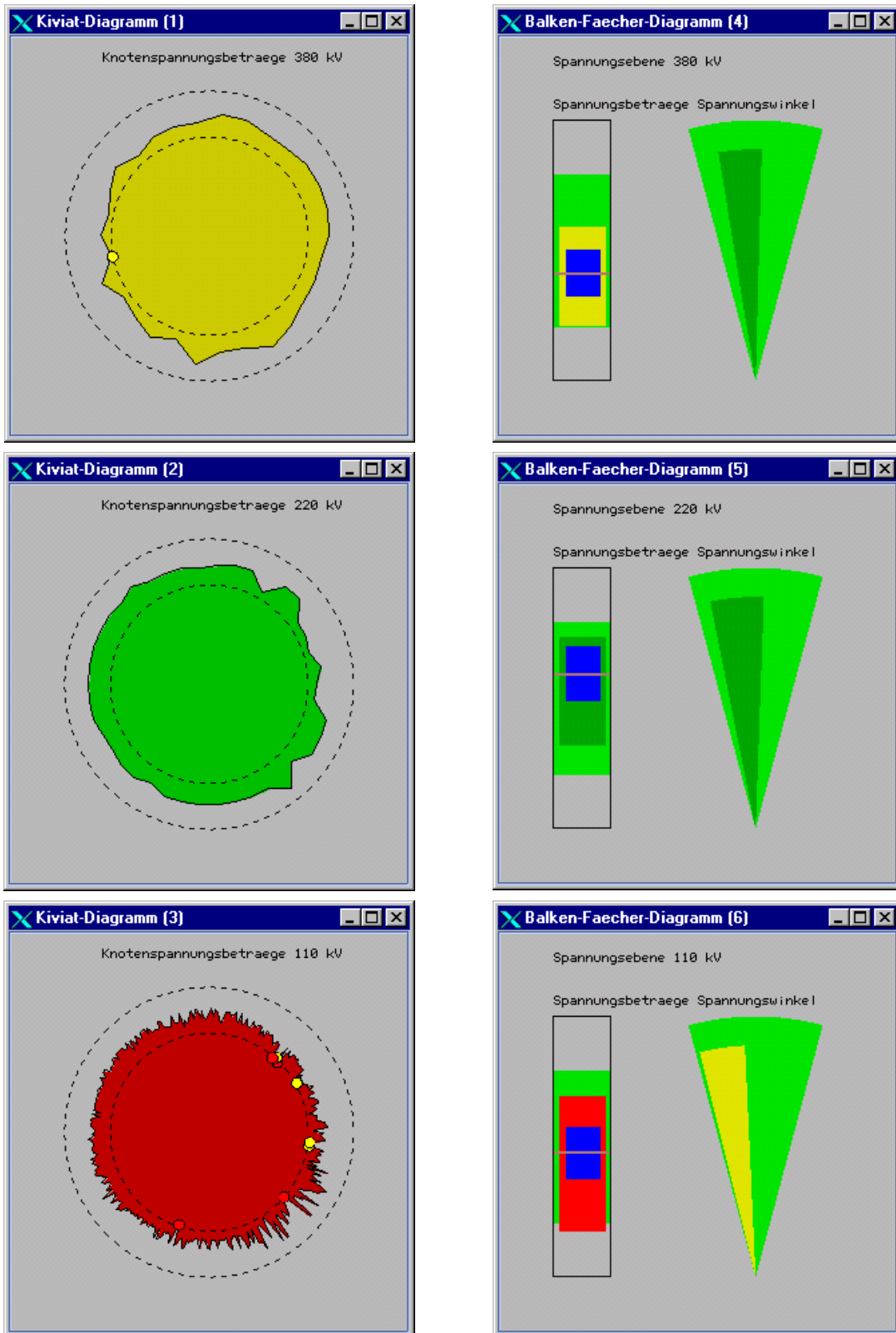
Bild 5.16: Farbverlaufbalken-Diagramm für Wirkleistungsflüsse einer 110-kV-Netzgruppe (System 4)

mationen zum jeweiligen Zweig oder Knoten durch eine Verknüpfung mit den einphasigen Netzplänen des Leitsystems abgerufen werden.

## 5.4 Visualisierung einzelner Teilbereiche

### 5.4.1 Knotenspannungen

Bei der Visualisierung der Spannungssituation müssen dem Betriebspersonal durch geeignete Diagramme die zur Beurteilung der Knotenspannungen wesentlichen Informationen vermittelt werden. Zu diesen Informationen gehören Spannungsbandverletzungen, Spannungsbeträge innerhalb aber relativ nahe der Grenzwerte, die Einhaltung eines vorgegebenen Spannungsprofils sowie Aussagen über das Spannungsprofil selbst und das Spannungsniveau. Zur Darstellung dieser Informationen werden das Kivi-Diagramm für die Knotenspannungsbeträge und das Balken-Fächer-Diagramm für statistische Kenngrößen der Spannungsbeträge und Spannungswinkel in der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige genutzt. Beide Diagrammtypen zeigt Bild 5.17 für die drei Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV des Systems 2.



*Bild 5.17: Kiviat-Diagramme und Balken-Fächer-Diagramme für die Knotenspannungen (System 2)*

Das Kiviat-Diagramm für die Knotenspannungsbeträge unterscheidet sich von dem in Abschnitt 4.3.2 erläuterten Kiviat-Diagramm als integrale Anzeige für den glo-

balen Netzzustand im Wesentlichen dadurch, dass im Kiviat-Diagramm für die Knotenspannungsbeträge eine größere Anzahl *gleichartiger* Einzelwerte visualisiert wird. Damit ist das hier beschriebene Kiviat-Diagramm keine Multivariablenanzeige. Es beruht aber auf den in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Grundlagen, nach dem die Einhaltung eines Sollzustands als Hauptaussage durch die Symmetrie des Diagramms vermittelt wird. Ein symmetrisches Kiviat-Diagramm wird als prägnante Grundform nach dem Prägnanzgesetz schnell wahrgenommen und intuitiv mit dem Sollzustand verbunden. Abweichungen vom Sollzustand fallen durch die Unsymmetrie des Diagramms sofort auf (vgl. Abschnitt 2.3.4).

Um die Symmetrie des Kiviat-Diagramms im Sollzustand zu erreichen, müssen die Knotenspannungsbeträge als Einzelwerte des Kiviat-Diagramms geeignet normiert und mit einem Polygonzug verbunden werden. Prinzipiell ist hierbei jede Knotenspannung auf ihren Sollwert zum Beispiel als Ergebnis der Spannungsblindleistungsoptimierung zu normieren. Diese Art der Normierung führt allerdings auf Grund der im Allgemeinen für jeden Knoten unterschiedlichen Sollspannungen nicht zu den ebenfalls erwünschten symmetrischen Hilfspolygonzügen für die untere und obere Spannungsbandgrenze.

Durch eine an die Berechnung der normierten Knotenspannungsabweichungen  $\Delta u_i$  für die skalare Kenngröße  $K_{KSP}$  (vgl. Gleichung 4.5 auf Seite 66) angelehnte Normierung der Knotenspannungen ergeben sich sowohl für ein eingehaltenes Sollspannungsprofil als auch für die Spannungsbandgrenzen symmetrische Polygonzüge.

Der Abstand  $r_i$  eines Datenpunkts vom Mittelpunkt des Diagramms zur Kennzeichnung eines Knotenspannungsbetrags berechnet sich wie folgt:

$$r_i = 1,0 + \Delta r \cdot \Delta \hat{u}_i \quad (5.1)$$

Mit:

$$\Delta \hat{u}_i = \begin{cases} \frac{U_i - U_{\text{soll},i}}{U_{\text{max},i} - U_{\text{soll},i}} & ; \quad U_i \geq U_{\text{soll},i} \\ \frac{U_i - U_{\text{soll},i}}{U_{\text{soll},i} - U_{\text{min},i}} & ; \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (5.2)$$

$U_i$ : Spannungsbetrag des Knotens  $i$

$U_{\text{soll},i}$ : Sollspannungsbetrag des Knotens  $i$

$U_{\text{max},i}$ : maximal zulässiger Spannungsbetrag des Knotens  $i$

$U_{\text{min},i}$ : minimal zulässiger Spannungsbetrag des Knotens  $i$

Der Parameter  $\Delta r$  gibt die doppelte Breite an, mit der das Spannungsband im Kiviat-Diagramm dargestellt wird. Er dient zusammen mit einem Parameter für die Nullpunktunterdrückung der Skalierung des Kiviat-Diagramms.

Weicht eine Knotenspannung von ihrem Sollwert ab, so ergibt sich ein Abstand  $r_i \neq 1,0$ , der zu einer Abweichung des Polygonzugs von der symmetrischen Form an der entsprechenden Stelle des Diagramms führt.

Die derart normierten Einzelwerte werden unter Berücksichtigung einer topologischen Sortierung der Knoten in äquidistanten Winkelabständen über den Vollkreis des Kiviat-Diagramms verteilt. Die topologische Sortierung der Knoten erfolgt nach den Winkeln ihrer Ortsvektoren in einem Koordinatensystem, dessen Ursprung in der Mitte des Netzplans liegt. Dadurch ist eine grobe topologische Zuordnung der Datenpunkte im Kiviat-Diagramm zu den Knoten im Netzplan möglich, bei der zum Beispiel Datenpunkte im oberen Teil des Kiviat-Diagramms Knoten im Norden des Netzplans repräsentieren. Die topologische Zuordnung ist umso besser, je homogener die Knoten im Netzplan verteilt sind.

Abweichungen vom Sollspannungsprofil werden im Kiviat-Diagramm für die Knotenspannungsbeträge durch einen unsymmetrischen Polygonzug schnell und intuitiv wahrgenommen. Ist die Abweichung einer Knotenspannung so groß, dass der Spannungsbetrag zwar noch innerhalb des Spannungsbands aber sehr nahe an den Grenzwerten liegt, so wird diese Warnung durch einen kleinen gelben Kreis als Datenpunktmarkierung besonders gekennzeichnet. Eine Grenzwertverletzung als Alarm wird hingegen durch einen kleinen roten Kreis als Datenpunkt kodiert. Dadurch fallen diese wichtigen Einzelwerte sofort auf und werden sicher erkannt. Durch einen Mausklick auf einen dieser besonders gekennzeichneten Datenpunkte können weitere Detailinformationen wie der Knotenname und der exakte Spannungswert in einem eingeblendeten Fenster oder in den einphasigen Netzplänen des Leitsystems abgerufen werden.

Der Gesamtzustand der Spannungssituation wird in ähnlicher Weise durch die Farbe der Füllfläche des Kiviat-Diagramms visualisiert. Eine grüne Füllfläche kennzeichnet den Normalbereich ohne Alarme und Warnungen. Existieren jedoch Warnungen aber keine Alarme, so ist die Diagrammfläche gelb gefärbt. Ein Zustand mit mindestens einem Alarm wird dagegen durch eine rote Füllfläche angezeigt. Durch diese Farbkodierung der Diagrammfläche ist auch der Gesamtzustand der Spannungssituation auf einen Blick intuitiv zu erfassen.

Die im Kiviat-Diagramm verwendete Form-Farb-Kodierung spricht beim Betriebspersonal die unwillkürliche Aufmerksamkeit an. Diese erfordert im Vergleich



zur willkürlichen Aufmerksamkeit eine geringere Vigilanz beim Betriebspersonal und führt zu einer geringeren Belastung (vgl. Abschnitt 2.3.6).

Durch die im Kiviat-Diagramm angewendete Art der Normierung können zwar Abweichungen vom Sollspannungsprofil durch einen unsymmetrischen Polygonzug und Grenzwertverletzungen durch das Unter- bzw. Überschreiten der Hilfspolygonzüge für die Spannungsbandgrenzen sehr schnell erkannt werden, jedoch sind Aussagen über die Ausgeglichenheit des Spannungsprofils und die Lage des Spannungsniveaus innerhalb des Spannungsbands nicht möglich. Um auch diese Aussagen zu vermitteln, kann entweder das beschriebene Kiviat-Diagramm für die Knotenspannungen ohne eine Normierung oder das entwickelte Balken-Fächer-Diagramm zur Visualisierung statistischer Kenngrößen der Knotenspannungsbeträge und -winkel verwendet werden.

Im Gegensatz zum Kiviat-Diagramm stehen beim Balken-Fächer-Diagramm nicht Abweichungen vom Sollspannungsprofil im Vordergrund, sondern absolute Spannungswerte sowie deren Lage zueinander (Spannungsprofil) und innerhalb des Spannungsbands (Spannungsniveau). Im Balken-Fächer-Diagramm werden der Mittelwert der Knotenspannungsbeträge, dessen Standardabweichung sowie der größte und kleinste vorhandene Spannungsbetrag als statistische Größen in einer Balkendarstellung visualisiert (vgl. Bild 5.17).

Die braune Linie kennzeichnet den Mittelwert der Knotenspannungsbeträge. Der blaue Bereich um diese Linie, dessen Größe der doppelten Standardabweichung entspricht, gibt die Streuung der Spannungsbeträge um ihren Mittelwert an. Die Größe des blauen Bereichs repräsentiert damit die Ausgeglichenheit des Spannungsprofils. Ist der Bereich groß, so streuen die Knotenspannungen stark um den Mittelwert und das Spannungsprofil ist zerklüftet. Ein kleiner blauer Bereich um den Mittelwert stellt dagegen ein ausgeglichenes Spannungsprofil mit eng um den Mittelwert liegenden Knotenspannungsbeträgen dar.

Der insgesamt durch die Knotenspannungsbeträge ausgefüllte Teil des Spannungsbands wird durch den Bereich um den blauen Streubereich dargestellt. Dieser Bereich wird je nach Lage des größten und kleinsten Spannungswerts zu den Spannungsbandgrenzen dunkelgrün (Normalbereich), gelb (Warnbereich) oder rot (Alarmbereich) dargestellt. Damit sind Grenzwertverletzungen und die Nähe von Spannungsbeträgen zu den Grenzwerten durch die Farbkodierung und die Lage des Bereichs zum hellgrün dargestellten zulässigen Spannungsband schnell und sicher zu erkennen.

Die Höhe des Spannungsniveaus ist in der Balkendarstellung durch die Lage sowohl der braunen Linie für den Mittelwert der Knotenspannungsbeträge als auch des Spannungsbereichs, in denen alle Knotenspannungen liegen, gut zu erkennen. Die Visualisierung der statistischen Kenngrößen der Knotenspannungsbeträge mit einem senkrechten Balken ermöglicht als natürliche Kodierung (vgl. Abschnitt 2.3.8) die Assoziation von Bereichen des Balkens mit Bereichen des Spannungsbands. Beispielsweise wird ein Spannungsmittelwert im oberen Teil des Balkens sofort mit einer im oberen Teil des Spannungsbands liegenden, hohen Spannung verbunden.

Das Balken-Fächer-Diagramm beinhaltet weiterhin eine Fächerdarstellung für die Knotenspannungswinkel, die als natürliche Kodierung intuitiv mit den Winkeln der Knotenspannungen verbunden wird. Da der Mittelwert und die Standardabweichung der Knotenspannungswinkel für die Netzbetriebsführung keine Relevanz haben, werden nur der zulässige (hellgrüne) und der durch die Knotenspannungswinkel insgesamt ausgefüllte Winkelbereich dargestellt. Je nach Lage zum zulässigen Bereich wird der Fächer für den ausgefüllten Winkelbereich dunkelgrün (Normalbereich), gelb (Warnbereich) oder rot (Alarmbereich) eingefärbt. Die Breite dieses Fächers gibt die Winkelspreizung wieder, die als qualitative Kenngröße für die Höhe der Wirkleistungsflüsse im Netz und für die Spannungsstabilität dient [57, 68]. Je größer die Winkelspreizung ist, umso größer sind die Wirkleistungsflüsse im Netz.

Auch in diesem Diagramm können durch Interaktion des Benutzers mittels Mausklick weitere Detailinformationen wie der Mittelwert der Knotenspannungen in numerischer Form sowie die Spannungswerte und Namen der Knoten mit den größten und kleinsten Spannungen abgerufen werden.

Die beiden hier vorgestellten Diagramme sind auf Grund ihrer unterschiedlichen Zielsetzung und Aussagekraft gemeinsam für die Visualisierung der Spannungssituation sehr gut geeignet. Neben den Hauptaussagen über die Einhaltung des Sollspannungsprofils bzw. über die Ausgeglichenheit des Spannungsprofils und die Höhe des Spannungsniveaus sind in beiden Diagrammen auch die für die Netzbetriebsführung wichtigen Warnungen und Alarme sicher zu erfassen.

Die Anzahl der darstellbaren Knotenspannungen ist im Kiviat-Diagramm naturgemäß durch die Diagrammgröße begrenzt. Sie ist aber groß genug, um alle Knoten typischer 380/220-kV-Spannungsebenen und einzelner 110-kV-Netzgruppen anzeigen zu können. Im Balken-Fächer-Diagramm existiert keine Grenze für die Anzahl der darstellbaren Knotenspannungsbeträge und -winkel.

Die beschriebenen Einschränkungen bei der topologischen Zuordnung der Datenpunkte im Kiviat-Diagramm werden als weniger schwerwiegend beurteilt, da es sich um Zusatzinformationen und nicht um die Hauptaussage des Diagramms handelt.

## 5.4.2 Zweigauslastungen

Für die Beurteilung der Zweigauslastungen und der Auslastung des gesamten Netzes müssen dem Betriebspersonal die wesentlichen Informationen zu diesem Teilbereich des Netzzustands durch eine geeignete Visualisierung vermittelt werden. Es sind dies zum einen Informationen darüber, ob Zweige überlastet (Alarm) oder stark ausgelastet (Warnung) sind und wie groß eventuell vorhandene Überlastungen sind. Zum anderen sind Aussagen über die Aufteilung der Gesamtbelastung auf die einzelnen Zweige und Informationen über die noch verfügbaren freien Kapazitäten im Netz von Interesse.

Das in Bild 5.18 für zwei Lastniveaus des Systems 1 gezeigte Balken-Diagramm der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige wurde für die Visualisierung dieser Informationen über die Gesamtauslastung und die Zweigauslastungen entwickelt. Jeder Zweig des Netzes wird durch einen Balken des Diagramms repräsentiert. Die Höhe des Balkens stellt die prozentuale Auslastung des Zweigs dar, und die Balkenbreite gibt an, wie wichtig der Zweig für den Netzbetrieb ist. Ein wichtiger Zweig wird durch einen breiten Balken und ein weniger wichtiger Zweig durch einen schmalen Balken gekennzeichnet. Dadurch besitzt ein wichtiger Balken ein höheres visuelles Gewicht und beeinflusst den Gesamteindruck des Diagramms entsprechend stark. Die Wichtigkeit eines Zweigs für den Netzbetrieb kann beispielsweise durch die Größe der Übertragungskapazität des Zweigs automatisch oder durch Gewichtsfaktoren für die Zweige individuell bestimmt werden.

Die Balken des Diagramms werden je nach Zustand der zugehörigen Zweige mit einer der Farben des dreistufigen Bewertungskonzepts eingefärbt und nach ihrer Größe, d.h. nach ihrer Zweigauslastung fallend im Diagramm angeordnet. Der Bereich zwischen den einzelnen Balken und der Alarmgrenze wird zusätzlich mit einer hellgrünen Fläche ausgefüllt.

Die einzelnen farbigen Bereiche des Diagramms bilden durch den Gesamteindruck die Hauptaussage des Diagramms und vermitteln dem Benutzer die wesentlichen Informationen. Über die Existenz und die Größe der roten und gelben Diagrammbereiche kann sofort erkannt werden, ob Alarme und Warnungen vorliegen, wie

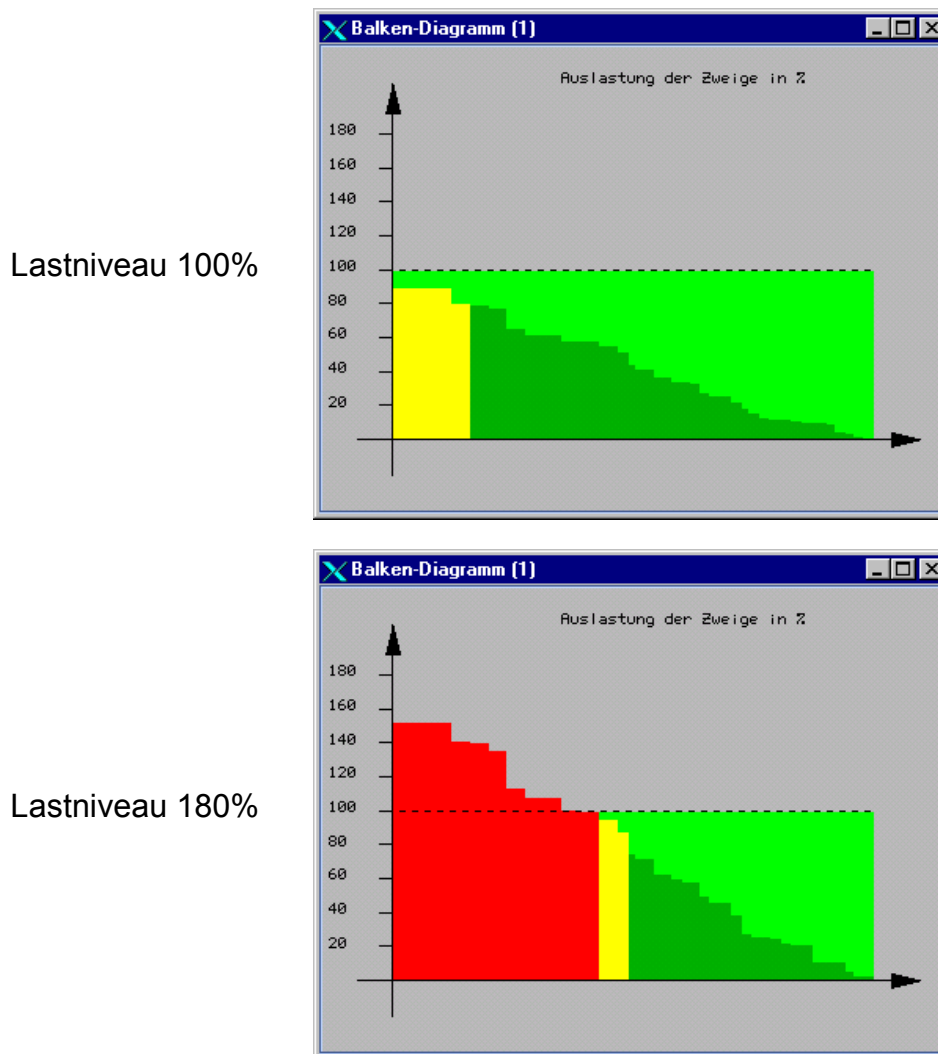


Bild 5.18: Balken-Diagramme für die Zweigauslastungen (System 1)

groß deren Anzahl und wie schwerwiegend deren Einfluss auf den Netzzustand qualitativ ist. Diese wichtigen Informationen können zusammen mit der im Gesamtnetz noch freien Übertragungskapazität, die qualitativ durch die Größe des hellgrünen Farbbereichs angegeben wird, intuitiv auf einen Blick erfasst werden. Die Gesamtauslastung des Netzes wird hingegen durch die Summe der dunkelgrünen, gelben und roten Diagrammflächen repräsentiert. Die Informationen über die noch freie Übertragungskapazität und die Gesamtauslastung des Netzes durch die entsprechenden Farbbereiche des Diagramms sind als grobe, qualitative Hinweise für die Bewertung der Zweigauslastungen zu sehen.

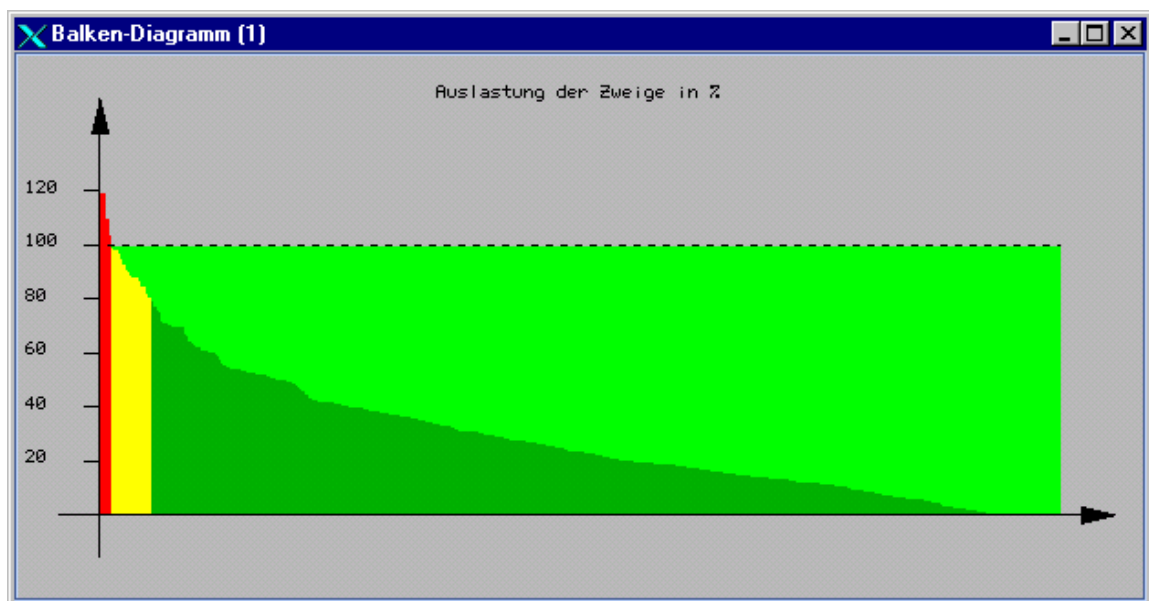
Die Struktur des Balken-Diagramms stellt weitere wichtige Hinweise für die Beurteilung der Auslastungen im Netz zur Verfügung. Ein Netzzustand, der durch ein Balken-Diagramm mit nahezu linearem Abfall der Balken bzw. Auslastungen dargestellt wird, ist zum Beispiel anders zu bewerten als ein Netzzustand mit nur wenigen stark und vielen schwach ausgelasteten Zweigen. Das Balken-Diagramm in

Bild 5.19 zeigt ein Beispiel für einen solchen Netzzustand, bei dem noch relativ viel freie Übertragungskapazität vorhanden ist, die möglicherweise durch laststeuernde Maßnahmen genutzt werden kann. Die Struktur des Balken-Diagramms zeigt damit qualitativ die Aufteilung der Gesamtbelastung auf die einzelnen Zweige des Netzes.

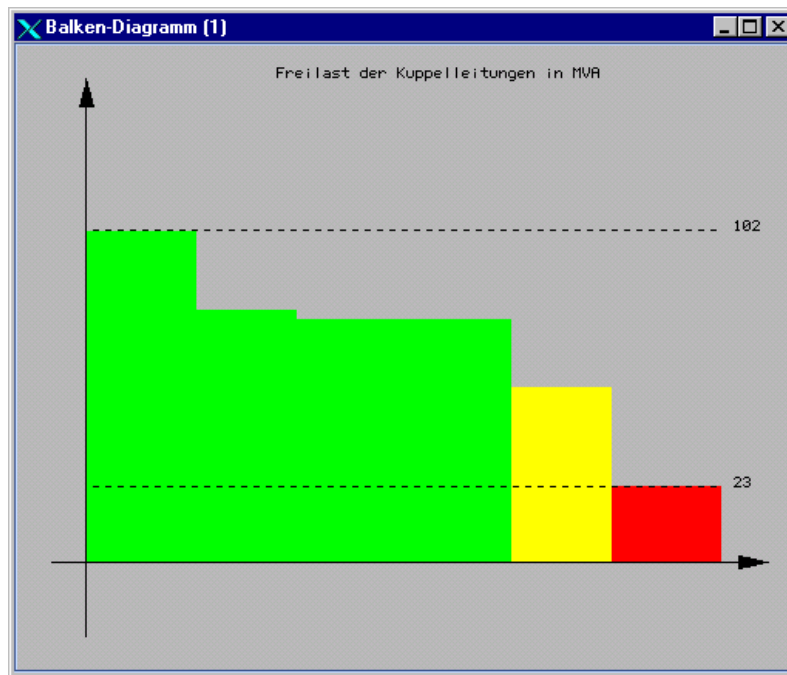
Das Balken-Diagramm kann ebenfalls zur Visualisierung der freien Kapazitäten auf den Kuppelleitungen verwendet werden (Bild 5.20). Die Balkenhöhe gibt bei dieser Anwendung die noch freien Kapazitäten der Kuppelleitungen als absolute Werte in MVA an. Die Balkenbreite dient der Gewichtung der einzelnen Kuppelleitungen untereinander.

Der Farbumschlag von Grün auf Gelb bzw. von Gelb auf Rot erfolgt bei dieser Darstellung für die freien Kapazitäten der Kuppelleitungen bei den kleinen Balken am rechten Rand des Balken-Diagramms, da eine Unterschreitung der minimal freizuhaltenden Übertragungskapazität zu Warnungen und Alarmen führt. Für eine konsistente Farbwahl werden die Balken der Kuppelleitungen im Normalbereich, die eine ausreichende, freie Übertragungskapazität aufweisen, mit einer hellgrünen Farbe, die im Balken-Diagramm für die Zweigauslastungen ebenfalls die freien Kapazitäten der einzelnen Zweige bzw. die noch freie Gesamtkapazität im Netz kennzeichnet, dargestellt.

Die Anzahl der im Balken-Diagramm darstellbaren Zweige wird durch die Größe des Diagramms bzw. die zur Verfügung stehende Auflösung und durch die mini-



*Bild 5.19: Balken-Diagramm für die Zweigauslastungen eines größeren Netzes (System 2)*



*Bild 5.20: Balken-Diagramm für die freie Übertragungskapazität auf den Kuppelleitungen*

male Balkenbreite bestimmt. Die minimale Balkenbreite braucht technisch zwar nur einen Bildpunkt zu betragen, sie sollte aber das Auflösungsvermögen des Auges (vgl. Abschnitt 2.3.8) berücksichtigen und eine sichere Wahrnehmung eines roten oder gelben Bereichs sicherstellen, der nur einen Balken enthält. Auch wenn der Gesamteindruck des Diagramms durch die einzelnen Farbflächen im Vordergrund steht und einzelne Balken nicht zwingend identifizierbar sein müssen, wird durch eine ausreichend große minimale Balkenbreite gewährleistet, dass ein einzelner Alarm oder eine einzelne Warnung sicher erkannt werden.

Das Balken-Diagramm in Bild 5.19 für das gesamte Netz des Systems 2 mit insgesamt 564 Zweigen zeigt, dass eine Anwendung zur Visualisierung der Gesamtsituation bei einer typischen Bildschirmauflösung und einer ausreichenden Diagrammgröße auch für größere Netze möglich ist.

### 5.4.3 Ausfallsimulationsrechnung

Die Hauptaufgabe einer Visualisierung für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung ist die Strukturierung der für die Beurteilung der (n-1)-Sicherheit relevanten Informationsmenge, um einen Überblick zu ermöglichen, Bereiche mit Betriebsmitteln, die Befunde (Warnungen und/oder Alarme) aufweisen, einzugrenzen und zu identifizieren sowie Hinweise für eine detailliertere Betrachtung zu geben. Es gilt die zentrale Frage zu beantworten, welche Betriebsmittel durch welche Ausfälle in welchem Maße betroffen werden.

Zu diesem Zweck wurde das in Bild 5.21 dargestellte Matrix-Diagramm der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige zur Visualisierung der Befundanzahl für Gruppen von Ausfällen und betroffener Betriebsmittel entwickelt. Alle in den Varianten der Ausfallsimulationsrechnung berücksichtigten Ausfälle werden zunächst nach Spannungsebenen sortiert, zu denen der ausgefallene Zweig oder die ausgefallene Einspeisung gezählt wird. Innerhalb dieser Spannungsebenen erfolgt eine weitere Sortierung nach der Art des Ausfalls, d.h. nach ausgefallenem Transformator, ausgefallener Leitung oder Einspeisung. Jede der durch diese Sortierung definierten Ausfallgruppen wird wie in Bild 5.21 zu sehen einer Spalte des Matrix-Diagramms zugeordnet.

In analoger Weise werden die durch die Ausfälle betroffenen Betriebsmittel als Befundgruppen zunächst auch nach Spannungsebenen und dann nach der Art des betroffenen Betriebsmittels bzw. des Befunds sortiert. Die hier unterschiedenen Betriebsmittel sind Transformatoren und Leitungen, die durch eine Überlastung auf Grund eines Ausfalls betroffen sein können, sowie die Knoten des Netzes, die eine Spannungsbandverletzung aufweisen können. Jede der durch diese Sortierung definierten Befundgruppen wird einer Zeile des Matrix-Diagramms zugeordnet.

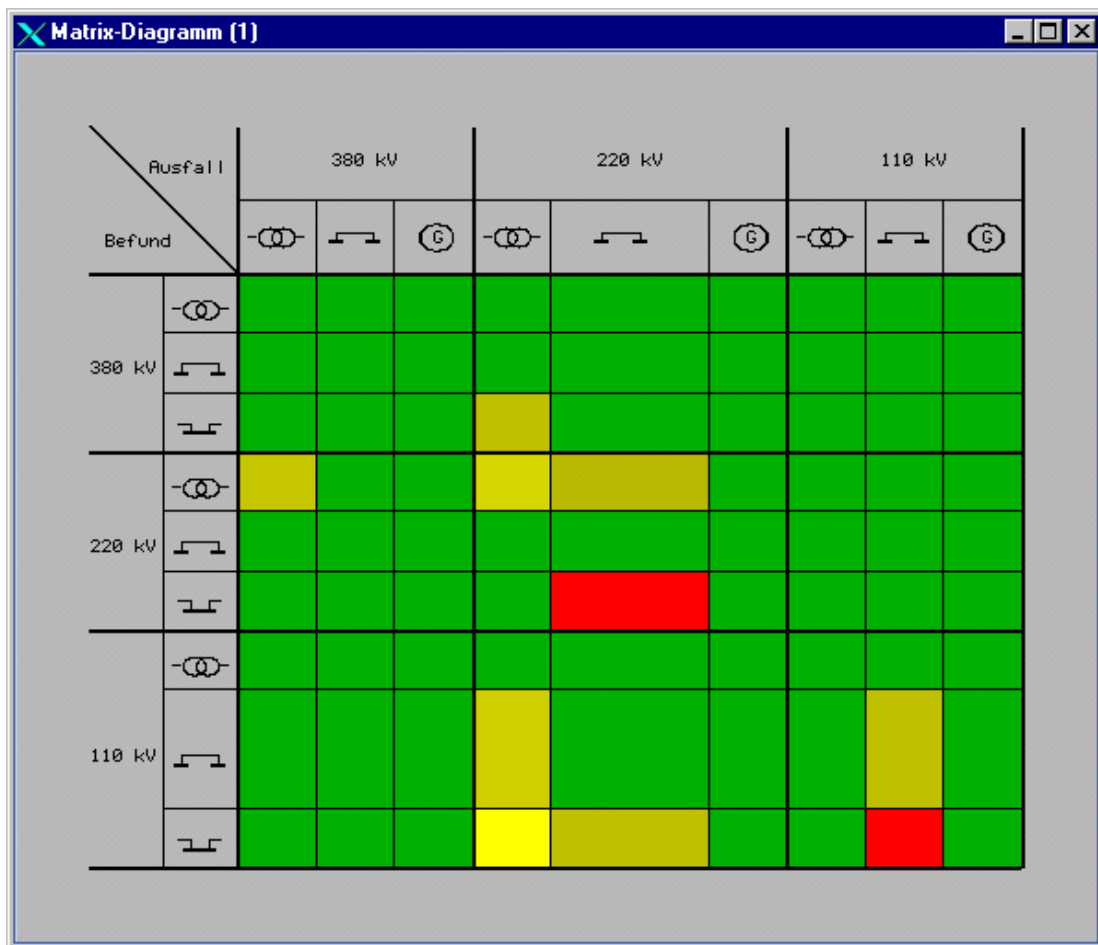


Bild 5.21: Matrix-Diagramm für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung

Für jede Kombination der auf diese Weise definierten Ausfall- und Befundgruppen lässt sich die Anzahl der vorhandenen Alarme und Warnungen für die einzelnen Betriebsmittel im Sinne des dreistufigen Bewertungskonzepts ermitteln und durch eine Farbkodierung im zugehörigen Matrixfeld der Ausfall- und Befundgruppe anzeigen. Bei dieser Farbkodierung werden zunächst vorhandene Alarme durch rote Matrixfelder berücksichtigt. Eine Darstellung der Warnungen durch gelbe Matrixfelder erfolgt nur, wenn für die jeweilige Kombination aus Ausfall- und Befundgruppe keine Alarme vorliegen. Für eine differenziertere Darstellung werden im gesamten Matrix-Diagramm insgesamt drei verschiedene gelbe Farben für die Warnungen und drei verschiedene rote Farben für Alarme verwendet, die jeweils sicher unterschieden werden können (vgl. Abschnitt 2.3.8). Eine hellere Farbe kennzeichnet dabei eine höhere Befundanzahl innerhalb der Warnungen und Alarme.

Haben einzelne Ausfall- und Befundgruppen eine größere Bedeutung für den Netzbetrieb, so können sie durch größere Gewichtungsfaktoren besonders berücksichtigt werden. Diese größeren Gewichtungsfaktoren führen zu breiteren Spalten für die Ausfallgruppen und höheren Zeilen für die Befundgruppen, wie es in Bild 5.21 für die Ausfälle der Leitungen der 220-kV-Spannungsebene und die Befunde bei den Leitungen der 110-kV-Spannungsebene zu sehen ist. Die aus den breiteren Spalten und höheren Zeilen resultierenden größeren Matrixfelder haben über deren größeres visuelles Gewicht einen stärkeren Einfluss der entsprechenden Gruppen auf den Gesamteindruck des Matrix-Diagramms.

Das breitere rote Matrixfeld im Zentrum des Matrix-Diagramms in Bild 5.21 bedeutet zum Beispiel, dass die besonders wichtigen Ausfälle der Leitungen der 220-kV-Spannungsebene in ihrer Gesamtheit zu Alarmen (rotes Matrixfeld), d.h. zu Spannungsbandverletzungen bei den Knoten der 220-kV-Spannungsebene führen. In diesem Beispiel sind die Varianten mit den Ausfällen der Leitungen der 220-kV-Spannungsebene mit Hilfe der in diesem Kapitel beschriebenen Diagramme für die Teilbereiche des Netzzustands, die auch auf Ausfallvarianten angewendet werden können, näher zu analysieren. Durch einen Mausklick auf das rote Matrixfeld wird ein Farbverlaufbalken-Diagramm für die Ausfallvariante (vgl. Bild 5.13) mit den meisten Befunden bei den Knoten der 220-kV-Spannungsebene aufgeschaltet.

Durch den Gesamteindruck des Matrix-Diagramms, der sich aus den Gesamtanteilen der Farben Grün, Gelb und Rot im Diagramm ergibt, kann schnell erkannt werden, ob insgesamt Alarme und/oder Warnungen in den Ergebnissen der Ausfallsimulationsrechnung vorliegen und wie groß deren Anzahl qualitativ ist. Weiterhin können über die einzelnen farbigen Matrixfelder Bereiche bzw. Gruppen mit



Befunden eingegrenzt und identifiziert werden. Das Matrix-Diagramm für die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung gibt damit einen ersten Überblick über die große Informationsmenge. Es erlaubt durch eine geeignete Verknüpfung mit anderen Diagrammen der Integralen Netzzustandsanzeige oder mit bereits in Leitungssystemen existierenden Darstellungen für Detailinformationen (untere Ebene des hierarchischen Darstellungskonzepts) das Betriebspersonal schnell zu den relevanten Ausfallvarianten und betroffenen Betriebsmitteln zu führen.

#### 5.4.4 Energiebezugsverträge

Zur Visualisierung des Teilbereichs der Energiebezugsverträge ist dem Betriebspersonal mit geeigneten Diagrammen anzuzeigen, ob die bereits in Abschnitt 4.1.11 näher erläuterten Energie- und Leistungsbedingungen der vorhandenen Energiebezugsverträge im betrachteten Zeitpunkt eingehalten werden. Um frühzeitig mögliche Verletzungen dieser Bedingungen erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen einleiten zu können, müssen darüber hinaus zeitliche Entwicklungen in diesem Bereich visualisiert werden.

Für diese Aufgabe wurden zwei Diagramme zur Visualisierung der Energiebezugsverträge entwickelt. Zum einen ist dies eine Detailanzeige für einen einzelnen Energiebezugsvertrag und zum anderen eine Übersichtsanzeige für alle vorhandenen bzw. relevanten Energiebezugsverträge.

Zunächst wird die in Bild 5.22 dargestellte Detailanzeige, die der unteren Ebene des hierarchischen Darstellungskonzepts der Integralen Netzzustandsanzeige zugeordnet wird, erläutert. Sie stellt die Grundlage für die anschließend beschriebene Übersichtsanzeige mehrerer Energiebezugsverträge dar.

Im oberen Teil der Detailanzeige im Bild 5.22 wird die Einhaltung der Energiebedingung des Vertrags visualisiert. Durch eine geeignete Normierung der aktuellen Mittelleistung  $P_m$  auf den Sollwert  $P_{m,soll}$ , der nach Ablauf der vereinbarten Zeit  $T$  erreicht werden soll (vgl. Abschnitt 4.1.11), lassen sich der grüne Bereich sowie die gelben und roten Bereiche des Diagramms für den Normal-, Warn- und Alarmbereich eindeutig angeben. Der Sollwert für die derart normierte aktuelle Mittelleistung  $P_m/P_{m,soll}$  wird durch eine blau gestrichelte Linie mit dem konstanten Wert 1,0 dargestellt.

Erreicht die braune Linie für den zeitlichen Verlauf der normierten aktuellen Mittelleistung ein Mal den roten Alarmbereich, ist die Energiebedingung des Vertrags unabhängig vom weiteren Energiebezug definitiv verletzt. Wird der obere Alarmbereich erreicht, so wurde zu viel Energie bezogen und die vereinbarte Energie-

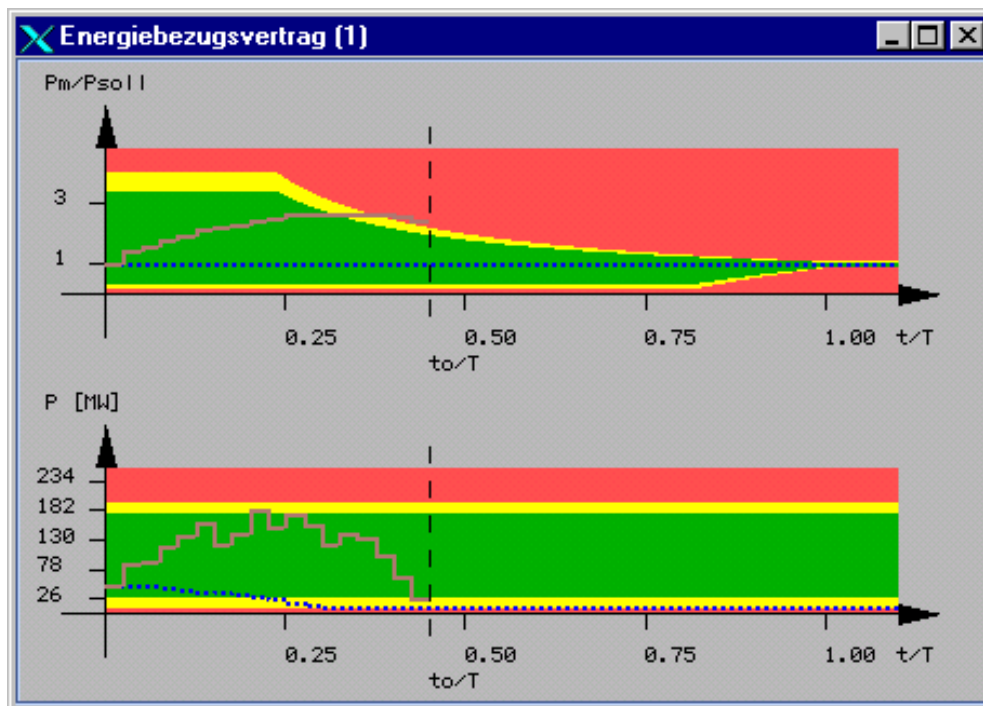


Bild 5.22: Visualisierung eines Energiebezugsvertrags

menge überschritten. Läuft die braune Linie hingegen in den unteren Alarmbereich, so reicht die verbleibende Vertragszeit auf Grund der oberen Bezugsleistungsgrenze nicht aus, um die vereinbarte Energie vollständig auszuschöpfen. Der Vertrag wird dann nicht optimal ausgenutzt.

Die gelb dargestellten Diagrammbereiche kennzeichnen einen Warnbereich, der eine potenzielle Verletzung der Energiebedingung bedeutet. Die Größe dieses Warnbereichs ergibt sich als prozentualer Anteil der jeweiligen maximal möglichen Abweichung vom Sollwert 1,0 bis zum Auftreten einer Verletzung der Energiebedingung. Die Größe des Warnbereichs wird daher zum Ende des Vertrags immer kleiner.

Im grün ausgefüllten Normalbereich des Diagramms wird die Energiebedingung des Vertrags sicher eingehalten. Auf Grund eines angebbaren Toleranzbereichs um die vereinbarte Energiemenge, in der die tatsächlich bezogene Energie liegen soll, ergibt sich am Ende der vereinbarten Zeit T ein grüner, schmaler Normalbereich.

Durch die Form der farbigen Diagrammbereiche ist anschaulich zu erkennen, dass zum Ende der vereinbarten Zeit T der Freiheitsgrad für den Leistungsbezug durch die zeitintegrale Energiebedingung immer kleiner und damit der zulässige Normalbereich immer enger wird. Die Form des Diagramms für die normierte aktuelle Mittelleistung stellt damit eine natürliche Art der Kodierung für die Energiebedingung dar und betont die erforderliche, höhere Genauigkeit zum Ende des Vertrags.

Weiterhin ermöglicht diese Darstellung des zeitlichen Verlaufs der normierten aktuellen Mittelleistung ein frühzeitiges Erkennen von möglichen Verletzungen der Energiebedingung, sodass Gegenmaßnahmen durch eine Anpassung der Bezugsleistung rechtzeitig eingeleitet werden können.

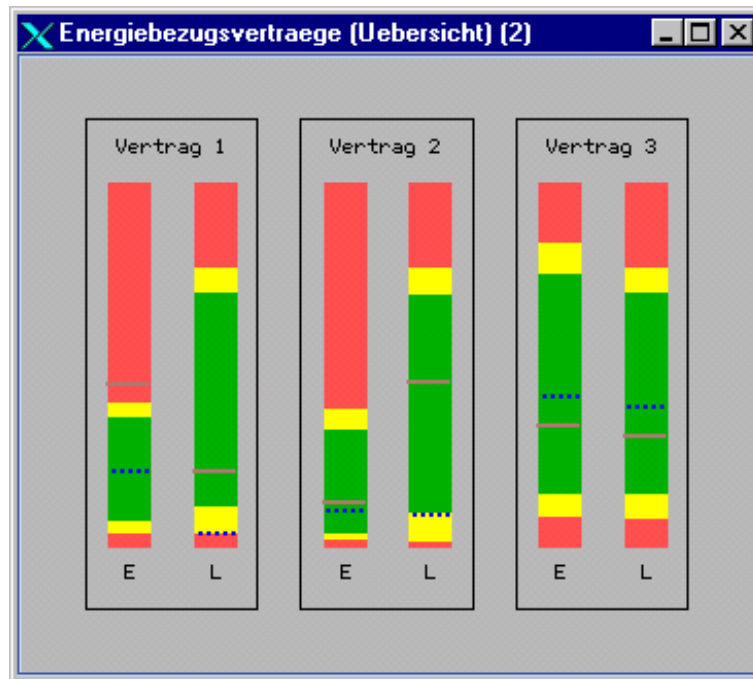
Im unteren Teil des Diagramms in Bild 5.22 wird die Leistungsbedingung visualisiert. Die grün und gelb gekennzeichneten Normal- und Warnbereiche stellen zusammen das durch die Bezugsleistungsgrenzen definierte Band dar, in dem die Bezugsleistung liegen muss. Die beiden roten Diagrammflächen geben den Alarmbereich außerhalb der Bezugsleistungsgrenzen an.

Der zeitliche Verlauf der tatsächlich bezogenen Leistung wird durch eine braune Linie dargestellt. Die blau gestrichelte Linie gibt für jeden Zeitschritt eine möglichst einzuhaltende optimale Bezugsleistung an. Der jeweilige Wert für diese optimale Bezugsleistung ergibt sich unter der Voraussetzung einer konstanten Bezugsleistung innerhalb der verbleibenden Zeit aus der noch zu beziehenden Energiemenge und der restlichen Laufzeit. Liegt die aus diesen Werten ermittelte optimale Bezugsleistung nicht im Bereich  $[1,05 \cdot P_{\min}; 0,95 \cdot P_{\max}]$ , so wird sie auf diesen Bereich begrenzt, um einen ausreichend großen Abstand zu den Bezugsleistungsgrenzen einzuhalten.

In Bild 5.22 ist zu erkennen, dass die optimale Bezugsleistung bis auf den kleinsten möglichen Wert von  $1,05 \cdot P_{\min}$  sukzessive abgesenkt wird. Denn die normierte aktuelle Mittelleistung in diesem Beispiel weist die Tendenz auf, in den oberen Alarmbereich zu laufen und damit den Vertrag zu überschreiten.

Die Übersichtsanzeige in Bild 5.23 als zweites Diagramm für die Energiebezugsverträge in der mittleren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige visualisiert für alle vorhandenen Verträge die Einhaltung der jeweiligen Energie- und Leistungsbedingungen im betrachteten Zeitschritt. Ist die Anzahl der vorhandenen Energiebezugsverträge zu groß, um alle Verträge in der Übersichtsanzeige darstellen zu können, so werden zuerst die Verträge mit den größten Verletzungen und dann die Verträge mit den größten Abweichungen bis zu einer maximal darstellbaren Vertragsanzahl berücksichtigt.

Für jeden Vertrag in der Übersichtsanzeige wird jeweils ein Balken für die Energie- und Leistungsbedingung dargestellt. Die Balken geben den Ausschnitt aus den Darstellungen für die Energie- und Leistungsbedingung der Detailanzeige eines Energiebezugsvertrags zum betrachteten Zeitschritt wieder. Die Rahmen um jeweils zwei Balken führen bei der Wahrnehmung nach dem Gesetz der Geschlossenheit (vgl. Abschnitt 2.3.4) zu einer Gruppierung aller dargestellten Balken und



*Bild 5.23: Übersichtsanzeige für mehrere Energiebezugsverträge*

ermöglicht die eindeutige Zuordnung zu den Verträgen. Die farbigen Normal-, Warn- und Alarmbereiche in den Balken für die Energiebedingung ändern sich mit dem betrachteten Zeitschritt, die der Leistungsbedingung dagegen ändern sich unter der Voraussetzung zeitlich konstanter Bezugsleistungsgrenzen (vgl. Abschnitt 4.1.11) nicht.

Über die Lage der braunen Linie für die aktuellen Werte in Bezug auf die optimalen Vorgabewerte und die Normal-, Warn- und Alarmbereiche kann auf einen Blick die Situation für jeden Vertrag zum betrachteten Zeitschritt beurteilt werden.

### 5.4.5 Lastprognose

Zur Beurteilung der Qualität der Lastprognose müssen die Prognosewerte mit den jeweiligen Werten des tatsächlichen Lastverlaufs verglichen werden. Sind die Abweichungen zwischen Last und Prognose in den einzelnen Zeitschritten zu groß oder weisen sie eine Tendenz im Hinblick auf die Richtung der Abweichung auf, so sind korrektive Maßnahmen zur Verbesserung der Lastprognose notwendig.

Das erste Diagramm in Bild 5.24 zur Visualisierung der Differenzen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf stellt den zeitlichen Verlauf der Last und der Prognose für die letzten neun Zeitschritte der unmittelbaren Vergangenheit sowie den Prognosewert für den nächsten Zeitschritt dar. Für jeden Zeitschritt wird die Abweichung unter Berücksichtigung vorgegebener Warn- und Alarmgrenzen für die Größe der Abweichung klassifiziert und als farbige Differenzfläche zwi-

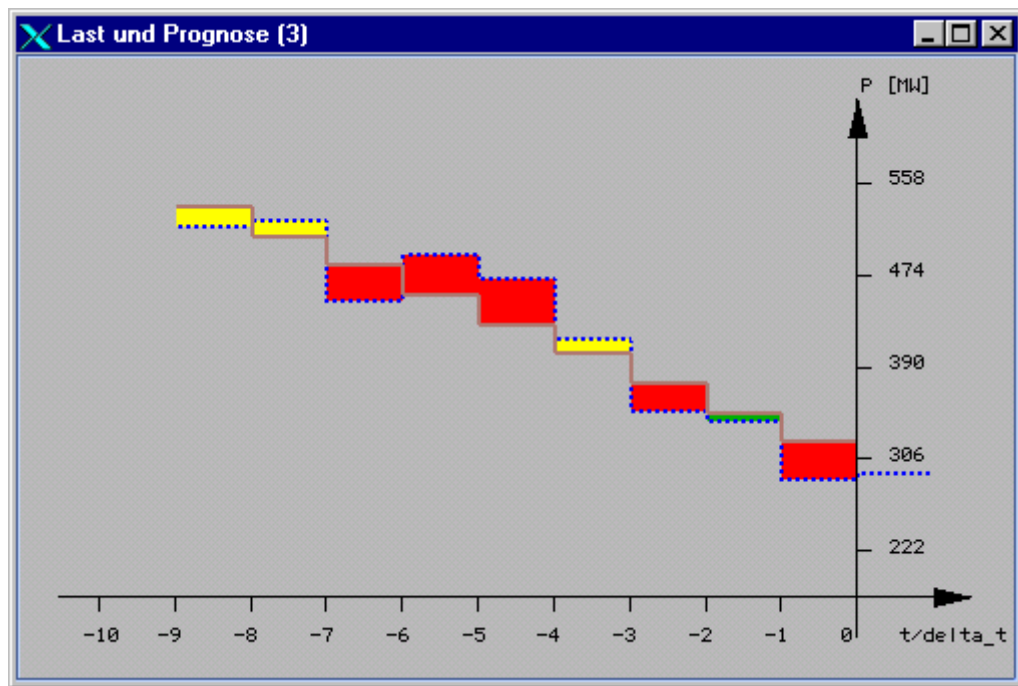


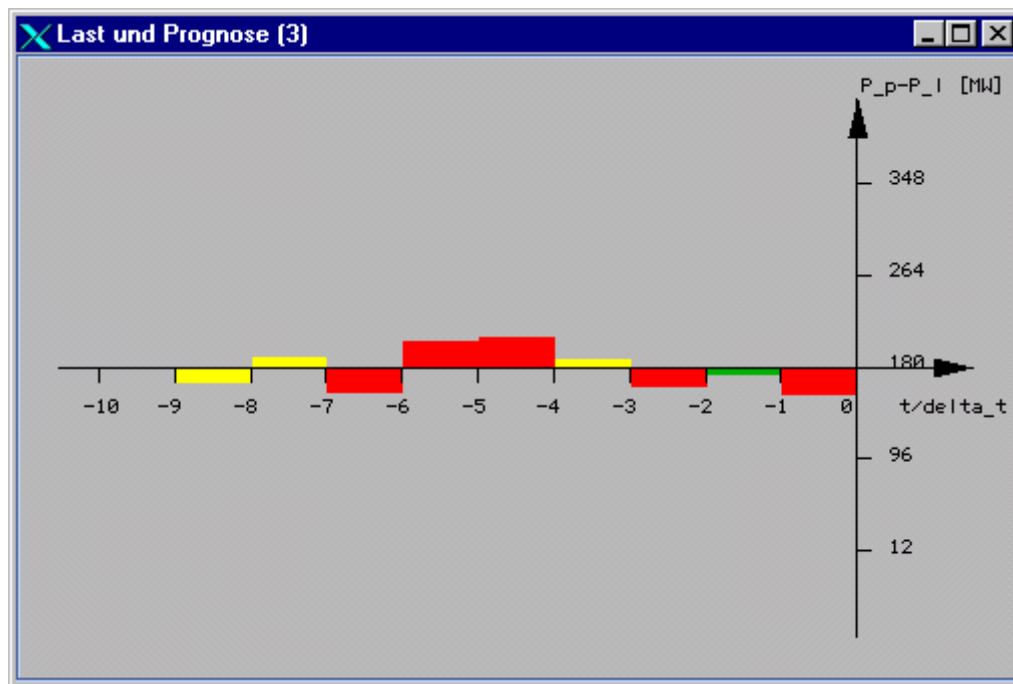
Bild 5.24: Visualisierung der Differenzen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf

schen der braunen Linie für die tatsächliche Last und der blau gestrichelten Linie für die Prognose visualisiert. Eine grüne Differenzfläche kennzeichnet den Normalbereich mit Abweichungen kleiner als die Warngrenze. Liegt die Größe der Abweichung zwischen der Warngrenze und der Alarmgrenze, so erfolgt eine Kodierung als Warnung mit der Farbe Gelb. Eine rote Differenzfläche zeigt hingegen Abweichungen an, die nicht akzeptiert werden können (Alarme).

Größere Abweichungen wie zum Beispiel Alarme haben durch eine größere farbige Differenzfläche einen größeren visuellen Einfluss auf den Gesamteindruck des Diagramms als kleine Abweichungen im Normalbereich (gestufte Aufmerksamkeit). Der Gesamteindruck des Diagramms ergibt sich aus den Anteilen der Farben Grün, Gelb und Rot im gesamten Diagramm und kennzeichnet insgesamt die Abweichungen zwischen Last und Prognose, d.h. die Qualität der Lastprognose.

Durch diese Darstellung zweier zeitlicher Verläufe für Last und Prognose kann zwar neben den Differenzen zwischen Last und Prognose auch das aktuelle Lastniveau leicht erfasst werden, jedoch ist ein möglicher Trend in der Richtung der Differenzen nur sehr schwer zu erkennen.

In Bild 5.25 ist ein zweites Diagramm zur Visualisierung der Abweichungen zwischen Last und Prognose dargestellt, in dem die Abweichungen selbst als Balken abgetragen werden. Je nach Größe der Abweichungen werden die Balken analog



*Bild 5.25: Visualisierung der Abweichungen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf*

zum ersten Diagramm aus Bild 5.24 mit den Farben Grün, Gelb und Rot für Abweichungen im Normal-, Warn- und Alarmbereich gekennzeichnet. Die Anteile dieser Farben im gesamten Diagramm geben wieder die Qualität der Lastprognose insgesamt an. Die Darstellung von positiven Abweichungen durch Balken oberhalb der Zeitachse und von negativen Abweichungen durch Balken unterhalb der Zeitachse ermöglicht eine visuelle Integration, durch die die mittlere zeitliche Abweichung zwischen Last und Prognose erfasst werden kann. Zusätzlich kann ein Trend in der Richtung der Abweichungen durch die Anzahl direkt nebeneinander und oberhalb bzw. unterhalb der Zeitachse liegender Balken erkannt werden.

Je nachdem, ob das Lastniveau, ein Trend in der Richtung der Abweichungen oder beide Informationen von Interesse sind, kann das erste oder zweite Diagramm allein oder die Kombination beider Diagramme zur Visualisierung der Abweichungen zwischen Lastprognose und tatsächlichem Lastverlauf verwendet werden. Beide Diagramme weisen einen relativ hohen Detaillierungsgrad auf und gehören daher zur unteren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige.

## 5.5 Abschließende Bewertung

Durch die Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf vier Testsysteme aus der Praxis konnte eine funktionale Verifikation des Visualisierungssystems durchgeführt werden. Damit ist sichergestellt, dass die Anzeigen des entwickelten Systems die korrekten Informationen darstellen. Weiterhin hat die Anwendung auf

die Testsysteme gezeigt, dass der globale Netzzustand mit dem entwickelten Kreis-Diagramm auf einen Blick vermittelt und das primäre Ziel dieser Arbeit erreicht wird. Das Kreis-Diagramm ist flexibel und ohne Einschränkungen im Hinblick auf die Größe und den Typ des dargestellten Netzes einsetzbar. Es eignet sich darüber hinaus bei entsprechender Anpassung der Teilbereiche auch für die Prozessvisualisierung in anderen Bereichen als dem der elektrischen Energieversorgung.

Das Iso-Flächen-Diagramm und das Farbverlaufbalken-Diagramm visualisieren Informationen mehrerer Teilbereiche des Netzzustands, die einem Ort im Netzplan zugeordnet werden können. Beide Diagramme ermöglichen durch die topologische Zuordnung der Informationen die Einbeziehung zusätzlicher impliziter Informationen zur Bewertung des betrachteten Netzzustands. Sie geben einen Überblick mit unterschiedlich großem Detaillierungs- und Abstraktionsgrad unter verschiedenen Blickwinkeln auf den Netzzustand und dienen als Bindeglied zwischen dem Kreis-Diagramm für den globalen Netzzustand in der oberen Darstellungsebene und den verschiedenen Diagrammen der mittleren Darstellungsebene für einzelne Teilbereiche des Netzzustands.

Durch die Berücksichtigung der Topologie ist jedoch die Anwendbarkeit naturgemäß auf eine maximale Netzgröße begrenzt. Diese hängt unter anderem von der zur Verfügung stehenden Auflösung des Sichtgeräts und von der vorliegenden Topologie des Netzes ab. Die Angabe einer allgemein gültigen Obergrenze für die Netzgröße ist daher kaum möglich. Als Richtwerte für die maximale Netzgröße lassen sich ca. 200 Knoten für das Iso-Flächen-Diagramm und ca. 100 Knoten für das Farbverlaufbalken-Diagramm angeben.

Die entwickelten Diagramme der mittleren und unteren Darstellungsebene stellen anschaulich die zur Beurteilung der einzelnen Teilbereiche relevanten Informationen dar und besitzen die geforderte Aussagekraft. Auch bei diesen Anzeigen gibt es wenige Einschränkungen in Bezug auf die Anwendbarkeit auf große Netze, die bereits beschrieben wurden.

Durch die Berücksichtigung wahrnehmungspsychologischer Aspekte bei der Konzeption der Integralen Netzzustandsanzeige werden die zu vermittelnden Informationen intuitiv und leicht aufnehmbar visualisiert. Zu diesem Zweck kommen natürliche Kodierungen, prägnante Formen und aussagekräftige Farben zum Einsatz. Sie erleichtern dem Betriebspersonal die Aufnahme der Informationen und ermöglichen die Verwendung der weniger belastenden unwillkürlichen Aufmerksamkeit, um das Betriebspersonal auf die wichtigen Informationen hinzuweisen. Der Farbeinsatz in der Integralen Netzzustandsanzeige erfolgt durchgehend konsequent, wobei auf allgemein bekannte Bedeutungen der Farben zurückgegriffen und die

maximale Anzahl von sechs gleichzeitig dargestellten Farben nicht überschritten wird. Die Wahl eines mittelgrauen Hintergrunds für alle Diagramme folgt einer Empfehlung als Ergebnis von empirischen Untersuchungen und stellt einen Kompromiss zwischen den unbunten Extrema Weiß und Schwarz mit ihren Vor- und Nachteilen dar.

Eine allgemeine Bewertung der entwickelten Integralen Netzzustandsanzeige als Benutzeroberfläche ist nach [14] unter Berücksichtigung der folgenden drei Kriterien möglich:

- Ermittlung der Beanspruchung

Die Beanspruchung gibt als subjektive Größe die individuelle Wirkung einer äußeren Belastung auf eine Person an [14]. Gleiche Belastungen führen im Allgemeinen auf Grund individueller Eigenschaften und Fähigkeiten der einzelnen Personen zu unterschiedlichen Beanspruchungen. Bei Kontrollaufgaben wie der Netzüberwachung liegt überwiegend eine psychische Beanspruchung vor. Die Ermittlung der Beanspruchung ist ein zentrales Thema der Arbeitswissenschaft. Sie kann durch Befragung der Personen oder durch Messungen festgestellt werden.

Die Beanspruchung des Betriebspersonals bei der Netzüberwachung wird durch den Einsatz der Integralen Netzzustandsanzeige im Vergleich zur Arbeit mit den bisherigen Visualisierungen verringert. Dies ergibt sich zum einen direkt aus der konsequenten Berücksichtigung wahrnehmungspsychologischer Aspekte bei der Konzeption der Integralen Netzzustandsanzeige. Zum anderen haben Befragungen potenzieller Anwender im Rahmen einer Simulationsanwendung sowie die Erfahrungen bei der funktionalen Verifikation des neuen Visualisierungssystems zu diesem Ergebnis geführt. Gerade bei der funktionalen Verifikation hat sich deutlich gezeigt, wie aufwendig und beanspruchend die Aufnahme und Verarbeitung wichtiger Einzeldaten aus verschiedenen Anzeigen und Listen zur Ableitung des Gesamtzustands im Vergleich zur grafisch unterstützten Vermittlung des globalen Netzzustands ist.

- Feststellen der subjektiven Einschätzung des potenziellen Benutzerkreises

Die Beurteilung einer Benutzeroberfläche durch unterschiedliche Personengruppen kann objektiv durch Messung von Leistungsgrößen unter vergleichbaren und realen Bedingungen sowie subjektiv durch ihre Meinungsäußerungen erfolgen [14]. In die Beurteilung der Integralen Netzzustandsanzeige wurden drei Personengruppen einbezogen. Das Betriebspersonal verschiedener Netz-



betreiber als Endanwender äußerte seine Meinung in Diskussionen während der Entwicklungsphase und in Gesprächen auf zwei internationalen Fachmessen<sup>1</sup>, auf denen die Integrale Netzzustandsanzeige vorgestellt wurde. Zur zweiten Personengruppe gehören Entscheidungsträger verschiedener Netzbetreiber, denen das entwickelte Visualisierungssystem auf beiden Fachmessen präsentiert wurde. Auf drei internationalen Konferenzen<sup>2</sup> erfolgte ein Meinungs- und Erfahrungsaustausch mit einer dritten Personengruppe, zu der Forscher und Entwickler aus dem Bereich der Visualisierung elektrischer Energieversorgungssysteme zählen.

Die subjektive Einschätzung und Beurteilung der Integralen Netzzustandsanzeige durch diese drei Personengruppen war mit wenigen Ausnahmen sehr positiv. Einige kritische Anmerkungen wurden direkt zur Verbesserung der Anzeigen genutzt und in das Visualisierungssystem integriert. Hierzu gehören beispielsweise die besondere Kennzeichnung eines Netzzustands bei einer unzuverlässigen State Estimation und die Anzeige der skalaren Kenngrößen für den vergangenen Zeitschritt zur Unterstützung des  $\Delta$ -Denkens im Kreis-Diagramm.

- Messen der zweckbestimmten Leistung

Die zweckbestimmte Leistung einer Benutzeroberfläche lässt sich beispielsweise durch Messung objektiver Größen wie dem Zeitbedarf, den potenzielle Anwender beim Ausführen typischer Aufgaben benötigen, und der auftretenden Fehlerrate ermitteln. Diese auch unter dem Begriff *Usability-Tests* bekannten Untersuchungen werden in speziellen Usability-Labors durchgeführt und sind sehr aufwendig. Zur Bewertung der Integralen Netzzustandsanzeige konnten diese Untersuchungen leider nicht durchgeführt werden, da sie den Rahmen dieser Arbeit sprengen würden. Zudem standen die technischen Möglichkeiten für Usability-Tests nicht zur Verfügung, da für eine vergleichende Bewertung neben der entwickelten Integralen Netzzustandsanzeige auch Visualisierungskomponenten heutiger Leitsysteme als Referenzsysteme benötigt werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass mit der Integralen Netzzustandsanzeige aussagekräftige und an die Aufgabe der Netzüberwachung orientierte Visualisierungen entwickelt und die in dieser Arbeit gesetzten Ziele erreicht wurden.

---

<sup>1</sup> INTERKAMA '99, Düsseldorf; Hannover Messe Industrie 2000, Hannover

<sup>2</sup> 13<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, Trondheim, Norwegen 1999; Cigré Symposium „Working Plant and Systems Harder“, London, Großbritannien 1999; IEEE Budapest PowerTech '99, Budapest, Ungarn 1999

## 6 Zusammenfassung

Grundlage der Netzzustandsbewertung als Teilaufgabe der Netzbetriebsführung ist eine Vielzahl unterschiedlicher Einzelwerte wie zum Beispiel Knotenspannungen, Zweigauslastungen und Ergebnisse der Netzsicherheitsanalyse. Diese umfassende und inhomogene Informationsmenge muss das Betriebspersonal aufnehmen, mit Hilfe eines mentalen Modells des Energieversorgungsnetzes organisieren und analysieren, um den globalen Netzzustand bewerten zu können. Auf Grund der hohen Komplexität der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze und des Umfangs der Informationsmenge stellt die Bewertung des globalen Netzzustands eine schwierige Aufgabe und eine erhebliche mentale Belastung für das Betriebspersonal dar.

Durch eine geeignete Visualisierung der relevanten Informationen kann das Betriebspersonal bei seinen Aufgaben unterstützt und so deren Arbeitsbelastung reduziert werden. Die Visualisierung als Teil der Benutzerschnittstelle des Netzleitsystems muss dazu an die menschliche Informationsaufnahme und -verarbeitung angepasst werden und sich an der jeweiligen Aufgabe orientieren.

Obwohl die vollgrafischen Bildschirme und Großbild-Projektionswände heutiger Netzleitsysteme umfangreiche Möglichkeiten zur Gestaltung aussagekräftiger Visualisierungen bereit stellen, werden diese Möglichkeiten derzeit nur zu einem geringen Teil genutzt. Die Visualisierungen heutiger Netzleitsysteme enthalten oftmals zu viele Details, um einen Überblick über den globalen Netzzustand zu ermöglichen, da sie überwiegend für die Aufgaben der Netzsteuerung konzipiert wurden. Weiterhin werden die für den globalen Netzzustand relevanten Informationen in mehreren Anzeigen dargestellt, die das Betriebspersonal nacheinander absuchen muss, um aus den Informationen in den einzelnen Anzeigen den globalen Netzzustand ableiten zu können.

Neuere Forschungsergebnisse nutzen zwar stärker die Gestaltungsmöglichkeiten der vollgrafischen Sichtgeräte, stellen aber nur einzelne, isolierte Teilbereiche des Netzzustands dar. Sie sind damit ebenfalls nicht geeignet, den Netzzustand in seiner Gesamtheit darzustellen. Weiterhin werden wahrnehmungspsychologische Aspekte bei den bisherigen Visualisierungsvorschlägen nur unzureichend berücksichtigt, sodass bisher nur ein Teil des zur Verfügung stehenden Potenzials zur Entlastung des Betriebspersonals ausgeschöpft wird.

Die in dieser Arbeit als neuartiges Visualisierungssystem zur Unterstützung des Betriebspersonals bei der Netzüberwachung entwickelte Integrale Netzzustandsan-

zeige ermöglicht die Visualisierung des globalen Netzzustands auf einen Blick. Mit einem dreistufigen hierarchischen Darstellungskonzept werden unter Einbeziehung aller relevanten Informationen der globale Netzzustand sowie wesentliche Informationen zu dessen Teilbereichen dargestellt. Jede der drei Darstellungsebenen des hierarchischen Konzepts ist durch einen unterschiedlich großen Detaillierungsgrad der darzustellenden Informationen gekennzeichnet und erfüllt unterschiedliche Aufgaben.

Hauptaufgabe der Integralen Netzzustandsanzeige ist die Visualisierung des globalen Netzzustands in der oberen Darstellungsebene. Im Gegensatz zu den Visualisierungen bisheriger Netzleitsysteme erfolgt die Darstellung aller relevanten Informationen über den globalen Netzzustand in *einem* für diesen Zweck entwickelten Kreis-Diagramm, sodass der globale Netzzustand auf einen Blick erfasst werden kann. Der Detaillierungsgrad der Informationen in der oberen Darstellungsebene ist auf Grund des großen Informationsumfangs naturgemäß gering. Neben der Aussage, ob sich der globale Netzzustand im Sollzustand befindet, vermittelt das Kreis-Diagramm auch Informationen über dessen zeitliche Entwicklung. Es zeigt weiterhin an, welche Teilbereiche des Netzzustands Abweichungen vom Sollzustand aufweisen und wie groß diese qualitativ sind.

Die neun Teilbereiche des Netzzustands, die zur Beschreibung der in dieser Arbeit betrachteten Hoch- und Höchstspannungsnetze ausgewählt wurden, berücksichtigen beispielsweise die Knotenspannungen, die Zweigauslastungen, die Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung und die Einhaltung von Energiebezugsverträgen. Jeder der neun Teilbereiche des Netzzustands wird im Hinblick auf Abweichungen vom Sollzustand durch eine skalare Kenngröße beschrieben und in seinem Zustand nach einem dreistufigen Bewertungskonzept bewertet.

Neben der numerischen Datenreduktion mit skalaren Kenngrößen kommt für die Visualisierung des globalen Netzzustands eine weitere, grafische Datenreduktion zum Einsatz, bei der die neun skalaren Kenngrößen und die Zustandsbewertungen der Teilbereiche des Netzzustands gemeinsam im Kreis-Diagramm dargestellt werden. Das Kreis-Diagramm greift dabei auf die besonderen Fähigkeiten der menschlichen Wahrnehmung und Informationsverarbeitung wie zum Beispiel eine ausgeprägte Sensitivität gegenüber Symmetrien und Unsymmetrien zurück. Es verwendet eine redundante Form-Farb-Kodierung zur Kennzeichnung des globalen Netzzustands sowie zur Aufmerksamkeitssteuerung des Betriebspersonals.

Bei Abweichungen des globalen Netzzustands vom Sollzustand gelangt das Betriebspersonal durch Interaktion mit den einzelnen Diagrammen von der oberen Darstellungsebene über die mittlere Ebene, die wesentliche Informationen zu den

Teilbereichen des Netzzustands visualisiert, in die untere Darstellungsebene mit Detailinformationen zu beispielsweise einzelnen Betriebsmitteln.

In der mittleren Darstellungsebene existieren zwei Diagramme zur Visualisierung mehrerer Teilbereiche, deren Informationen einem Ort, d.h. einem Knoten oder Zweig eindeutig zugeordnet werden können. Das Iso-Flächen-Diagramm kennzeichnet den Zustand jedes Knotens und Zweigs im Netz und ermöglicht dadurch die Identifizierung einzelner Knoten und Zweige sowie ganzer Netzgebiete mit Abweichungen vom Sollzustand. Analog zu den Teilbereichen des Netzzustands wird für jeden Knoten und Zweig eine skalare Kenngröße aus den Informationen des Grundfalls und aller Ausfallvarianten berechnet, die dem Knoten bzw. Zweig eindeutig zugeordnet werden können. Diese skalaren Kenngrößen sind die Stützstellen für die Berechnung des Iso-Flächen-Diagramms.

Das Farbverlaufbalken-Diagramm als zweites Diagramm mit einer topologischen Zuordnung berücksichtigt ebenfalls Informationen zu mehreren Teilbereichen des Netzzustands. Es dient in der mittleren Darstellungsebene der Visualisierung der Wirk- und Blindleistungsflüsse, der Knotenspannungen und der Ergebnisse der Kurzschlussrechnung. Hauptaufgabe dieses Diagramms ist die anschauliche Darstellung der gesamten Leistungsflusssituation, wobei im Gegensatz zum Iso-Flächen-Diagramm nur der Grundfall oder eine Ausfallvariante berücksichtigt wird.

Beide Diagramme ermöglichen über die topologische Zuordnung die Berücksichtigung weiterer, impliziter Informationen bei der Bewertung des Netzzustands. Da die Diagramme jeweils Informationen aus mehreren der neun Teilbereiche visualisieren, ist der Detaillierungsgrad der dargestellten Informationen geringer als der in den anderen Diagrammen der mittleren Darstellungsebene, in denen jeweils nur ein Teilbereich visualisiert wird. Die beiden Diagramme mit topologischer Zuordnung gehören daher zum oberen Teil der mittleren Darstellungsebene des hierarchischen Konzepts.

Weitere Diagramme der mittleren Darstellungsebene visualisieren die relevanten Informationen jeweils eines Teilbereichs des Netzzustands. Hierzu zählen beispielsweise höherwertige Informationen, die sich nur aus der Gesamtheit der relevanten Einzelinformationen ergeben. Die Visualisierung der Knotenspannungen erfolgt mit einem Kiviat- und einem Balken-Fächer-Diagramm. Verschiedene Balken-Diagramme werden zur Darstellung der Zweigauslastungen, der freien Kapazitäten auf den Kuppelleitungen und als Übersichtsdarstellung mehrerer Energiebezugsverträge eingesetzt. Ein Matrix-Diagramm dient der übersichtlichen Visualisierung der Ergebnisse der Ausfallsimulationsrechnung.

Die Diagramme der unteren Darstellungsebene der Integralen Netzzustandsanzeige enthalten Detailinformationen wie zum Beispiel einzelne Spannungsbeträge der Netzknoten, Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie Auslastungen der einzelnen Netzzweige. Der Detaillierungsgrad der oftmals in numerischer Form angegebenen Informationen in dieser Darstellungsebene ist auf Grund des jeweils geringen Informationsumfangs hoch. Für die untere Darstellungsebene existieren bereits aussagekräftige und in der Praxis bewährte Darstellungen wie beispielsweise einphasige Netzpläne. Diese in das Konzept der Integralen Netzzustandsanzeige einbezogenen Darstellungen wurden um Diagramme für die Visualisierung der Güte der Lastprognose und der Einhaltung bestehender Energiebezugsverträge ergänzt.

Die Verifikation der Integralen Netzzustandsanzeige erfolgte an vier Testsystemen aus der Praxis. Ausgehend von typischen Grundzuständen der Testsysteme wurden weitere Netzzustände durch sukzessives Erhöhen der Einspeisungen und Lasten simuliert. Diese Vorgehensweise war für die Verifikation aller Möglichkeiten der entwickelten Integralen Netzzustandsanzeige notwendig, da die heutigen Energieversorgungsnetze im Allgemeinen noch genügend freie Kapazität aufweisen und daher keine Grenzwertverletzungen bzw. große Abweichungen von Sollwerten existieren.

Die Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf die simulierten Netzzustände der vier Testsysteme hat gezeigt, dass das entwickelte Kreis-Diagramm dem Betriebspersonal ermöglicht, den globalen Netzzustand auf einen Blick zu erfassen. Darüber hinaus gestatten die Diagramme der mittleren Darstellungsebene zur Visualisierung der wesentlichen Informationen zu den Teilbereichen des Netzzustands deren schnelle und sichere Beurteilung. Die entwickelten Diagramme zur Visualisierung von Detailinformationen stellen eine nützliche Ergänzung der bereits existierenden Darstellungen in der unteren Ebene dar.

Neben den positiven Erfahrungen bei der Entwicklung und Anwendung der Integralen Netzzustandsanzeige auf die vier Testsysteme wurde das neue Visualisierungssystem in Gesprächen und Diskussionen mit dem Betriebspersonal verschiedener Netzbetreiber sowie auf internationalen Fachmessen und Konferenzen positiv beurteilt.

Die Integrale Netzzustandsanzeige ist neben dem Einsatz im online Bereich auch für Planungszwecke geeignet. Da das entwickelte Kreis-Diagramm für den globalen Netzzustand und das hierarchische Darstellungskonzept flexibel und allgemein anwendbar sind, lassen sie sich darüber hinaus auch in anderen Bereichen der Prozessvisualisierung einsetzen.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] G. Abel  
**Aufgaben des Netzbetriebes**  
ETG-Fachbericht Nr. 7, S. 5-17, VDE-Verlag, Berlin (1980)
- [2] D. Ackermann, M.J. Tauber  
**Mental Models and Human-Computer Interaction 1**  
North Holland Amsterdam, New York, Oxford, Tokio (1990)
- [3] H. Altszeimer, K. Odenwald, R. Scharnow  
**Werkzeuge zur übersichtlichen Darstellung eines 110-kV-Netzes**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997) H. 21, S. 1214-1220
- [4] F.L. Alvarado, Y. Hu, C. Rinzin, R. Adapa  
**Visualization of Spatially Differentiated Security Margins**  
Proc. of the 11<sup>th</sup> PSCC, Avignon, France (1993) pp. 519-525
- [5] M.D. Anderson, H.J. Pottinger, C.M. Schroeder, R. Adapa  
**Advanced Graphics Zoom in on Operations**  
IEEE Computer Applications in Power, Vol. 6 (1993) No. 2, pp. 25-28
- [6] J.R. Anderson  
**Kognitive Psychologie**  
Spektrum-Verlag, Heidelberg, Berlin, Oxford (1995)
- [7] M. Arnold, H. Buchner, M. Heim, N. Ingendahl, J. Lauber  
**Voraussetzungen und Methoden einer Mensch-Prozeß-Kommunikation**  
atp, Jg. 37 (1995) H. 9, S. 34-41
- [8] G. Aumayr, D. Trittinger  
**Elemente moderner Benutzeroberflächen zur Führung elektrischer Netze**  
etz, Jg. 113 (1992) H. 5, S. 280-284
- [9] G.P. de Azevedo, C.S. de Souza, B. Feijó  
**Enhancing the Human-Computer Interface of Power System Applications**  
Proc. of the 19<sup>th</sup> PICA, Salt Lake City, USA (1995), pp. 115-120
- [10] R. Bacher  
**Graphical Interaction and Visualization for the Analysis and Interpretation of Contingency Analysis Results**  
Proc. of the 19<sup>th</sup> PICA, Salt Lake City, USA (1995), pp. 128-134

- [11] M. Birkel  
**Anthropotechnik und Ergonomie - Faktoren des Menschen in der Leitwarte**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997) H. 3, S. 75-78
- [12] R. Brehmer  
**Die Bedienungsoberfläche in der EVU-Betriebsführung**  
VEÖ-Journal (1994) H. 10, S. 65-76
- [13] A. Thiyagarajah, B. Carlson, J. Bann, M. Mirheydar, S. Mokhtari  
**Seeing Results in a Full Graphics Environment**  
IEEE Computer Applications in Power, Vol. 6 (1993) No. 3, pp. 33-38
- [14] H.J. Charwat  
**Lexikon der Mensch-Maschine-Kommunikation**  
Oldenbourg-Verlag, München, Wien (1992)
- [15] H.J. Charwat  
**Farbkonzept für die Prozeßführung mit Bildschirmen (Teile 1 bis 3)**  
atp, Jg. 38 (1996) H. 5, S. 50-53; H. 6, S. 58-63; H. 7, S. 62-65
- [16] H.J. Charwat  
**Neue Richtlinie „Prozessführung mit Bildschirmen“**  
atp, Jg. 40 (1998) H. 3, S. 67-69
- [17] D. Denzel  
**Netzbetriebsführung**  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 35 (1985) H. 11, S. 783-789
- [18] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 5033: Farbmessung**  
**Teil 1: Grundbegriffe der Farbmatrik**  
Beuth-Verlag, Berlin (1979)
- [19] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 5033: Farbmessung**  
**Teil 2: Normvalenz-Systeme**  
Beuth-Verlag, Berlin (1992)
- [20] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 5033: Farbmessung**  
**Teil 3: Farbmaßzahlen**  
Beuth-Verlag, Berlin (1992)

- [21] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 33405: Psychische Belastung und Beanspruchung**  
Beuth-Verlag, Berlin (1987)
- [22] Deutsches Institut für Normung  
**EN ISO 9241: Ergonomische Anforderungen für Bürotätigkeiten mit  
Bildschirmgeräten  
Teil 3: Anforderungen an visuelle Anzeigen**
- [23] Deutsches Institut für Normung  
**EN ISO 9241: Ergonomische Anforderungen für Bürotätigkeiten mit  
Bildschirmgeräten  
Teil 8: Anforderungen an Farbdarstellungen**
- [24] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 33414: Ergonomische Gestaltung von Warten  
Teil 2: Kognitive Faktoren**  
Beuth-Verlag, Berlin (1995)
- [25] Deutsches Institut für Normung  
**DIN 33414: Ergonomische Gestaltung von Warten  
Teil 3: Gestaltungskonzept**  
Beuth-Verlag, Berlin (1995)
- [26] Deutsches Institut für Normung  
**EN 894: Ergonomische Anforderungen an die Gestaltung von  
Anzeigen und Stellteilen  
Teil 1: Allgemeine Leitsätze für Benutzer-Interaktionen mit Anzeigen  
und Stellteilen**  
Beuth-Verlag, Berlin (1997)
- [27] Deutsches Institut für Normung  
**EN 894: Ergonomische Anforderungen an die Gestaltung von  
Anzeigen und Stellteilen  
Teil 2: Anzeigen**  
Beuth-Verlag, Berlin (1997)
- [28] N.N.  
**Konzeption künftiger Informationssysteme für  
Lastverteilungen/Schaltleitungen – Empfehlung zur Mensch-  
Maschine-Kommunikation in Leitstellen der Verbundebene**  
Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg (1993)



- [29] M. Eichner  
**Punktgrafik in der Leittechnik**  
etz, Jg. 109 (1988) H. 7/8, S. 298-307
- [30] M. Eichner, B. Geitz, H. Seufert  
**Großbild-Rückprojektion in der Netzleittechnik**  
etz, Jg. 114 (1993) H. 6, S. 386-393
- [31] M. Eimer  
**Informationsverarbeitung und mentale Repräsentation**  
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York (1990)
- [32] P. Friedland, P. Robison  
**Open System, Video Projection Power System Visualization System**  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12 (1997) No. 2, pp. 818-823
- [33] E.B. Goldstein  
**Wahrnehmungspsychologie**  
Spektrum-Verlag, Heidelberg, Berlin, Oxford (1997)
- [34] W. Hacker  
**Arbeitspsychologie**  
VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin (1986)
- [35] H. Hafner  
**Mensch-Maschine-Kommunikation in der Netzleitwarte**  
ETG-Fachbericht 41 (1992), VDE-Verlag Berlin, S. 65-75
- [36] H. Hafner, H. Müller  
**Neue Darstellungsformen durch effektive Nutzung der vollgrafischen Farbsichtgeräte**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93 (1994) H. 8, S. 420-428
- [37] R. Haider, A. Erfurth  
**Realisierung eines Systems zur Energiebezugsüberwachung**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 91 (1992) H. 20, S. 1337-1343
- [38] J. Hasebrook  
**Kognitive Psychologie**  
Oldenbourg-Verlag, München (1997)
- [39] A.J. Hauser  
**Visualization of Global Power System States in a Compact and Task Oriented Way**  
Proc. of the 13<sup>th</sup> PSCC, Trondheim, Norway (1999) pp. 413-419

- [40] M. Helander  
**Handbook of Human-Computer Interaction**  
North-Holland, Amsterdam, London, New York, Tokio (1993)
- [41] K. Heuck, K.-D. Dettmann  
**Elektrische Energieversorgung**  
Vieweg-Verlag, Braunschweig (1995)
- [42] G. Hosemann (Hrsg.)  
**Hütte-Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik, Band 3: Netze**  
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York (1988)
- [43] S.N. Ironmonger, M.J. Bushnell, R. Patel, M.E. Bradley, B.W. Vaughan  
**An Object-Oriented Power System Model and Graphical Information Display System for Control Engineers**  
Proc. of the 4<sup>th</sup> International Conference on Power System Control and Management, London, Great Britain (1996) pp. 120-124
- [44] G. Johannsen  
**Mensch-Maschine-Systeme**  
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York (1993)
- [45] W. Kempinski  
**Interaktives Visualisierungssystem mit automatischem Design für die Betriebsführung elektrischer Netze**  
Dissertation, Gerhard-Mercator-Universität-GH Duisburg (1999)
- [46] W. Klinger, S. Schneider  
**Effiziente Netzausbauplanung mit dem Programmsystem IONN**  
EVU-Betriebspraxis, Jg. 97 (1997) H. 11, S. 379-385
- [47] F. Knoop, G. Schinze  
**Optimale Mensch-Maschine-Schnittstelle zur Führung von Versorgungsnetzen**  
etz, Jg. 109 (1988) H. 12, S. 532-537
- [48] N. Kobayashi, T. Yamada, H. Okamoto, Y. Tada, A. Kurita  
**P- $\delta$  Map, Q- $\delta$ -V Map and Short Circuit Current Map - A New Method for Representing Electrical Characteristics of Power Systems**  
Proc. of the 12<sup>th</sup> PSCC, Dresden, Germany (1996) pp. 606-613
- [49] N. Kobayashi, H. Okamoto, Y. Tada, T. Yamada, Y. Sekine  
**New Methods for Visualization of Dynamic Behavior of Power Systems**  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13 (1998) No. 3, pp. 999-1005

- [50] A. G. Koronides  
**Performance of Existing Graphical User Interfaces (GUIs) and Needed Enhancements - Questionnaire issued by Cigré WG 39.01**  
Électra (2000) No. 188, pp. 103-123
- [51] R. Lange  
**Einsatz von Standards in der Prozeßvisualisierung**  
atp, Jg. 36 (1994) H. 3, S. 20-27
- [52] R. Laufer, M. Untiet  
**Zielgerichtete Bedienung und übersichtliche Darstellung für die Netzleittechnik**  
etz, Jg. 113 (1992) H. 5, S. 268-278
- [53] P.M. Mahadev, R.D. Christie  
**Envisioning Power System Data: Concepts and a Prototype System State Representation**  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8 (1993) No. 3, pp. 1084-1090
- [54] P.M. Mahadev, R.D. Christie  
**Envisioning Power System Data: Vulnerability and Severity Representations for Static Security Assessment**  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9 (1994) No. 4, pp. 1915-1920
- [55] P.M. Mahadev, R.D. Christie  
**Minimizing User Interaction in Energy Management Systems: Task Adaptive Visualization**  
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11 (1996) No. 3, pp. 1607-1612
- [56] H. Mitsui, R.D. Christie  
**Visualizing Voltage Profiles for Large Scale Power Systems**  
IEEE Computer Applications in Power, Vol. 10 (1997) No. 3, pp. 32-37
- [57] D. Müller, F.-W. Linden, P. Stelzner  
**Möglichkeiten zur Nutzung einer Großbildprojektion in Leitstellen der Verbundebene**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998) H. 6, S. 48-51
- [58] D. Neupert  
**Datenreduktion in der Mensch-Prozeß-Kommunikation**  
atp, Jg. 39 (1997) H. 4, S. 42-48

- [59] N.N.  
**VDI/VDE-Richtlinie 3699: Prozeßführung mit Bildschirmen**  
**Blatt 3: Fließbilder**  
VDI-Verlag, Düsseldorf (1997)
- [60] N.N.  
**VDI/VDE-Richtlinie 3699: Prozeßführung mit Bildschirmen**  
**Blatt 4: Kurven**  
VDI-Verlag, Düsseldorf (1997)
- [61] N.N.  
**VDI/VDE-Richtlinie 3699: Prozeßführung mit Bildschirmen**  
**Blatt 5: Meldungen**  
VDI-Verlag, Düsseldorf (1998)
- [62] T.J. Overbye, J.D. Weber  
**Visualization of Large Scale Power Systems**  
Proc. of the EPSOM '98, Zurich, Switzerland (1998)
- [63] R. Patel, L. Kiernan, S. Ironmonger, M. Bradley, B. Vaughan  
**A Graphical Information Display System for High Level Power System Monitoring**  
Proc. of the UPEC, United Kingdom, pp. 664-666 (1995)
- [64] J. Rasmussen  
**Information Processing and Human-Machine Interaction**  
North-Holland, New York (1986)
- [65] I. Rock  
**Wahrnehmung: vom visuellen Reiz zum Sehen und Erkennen**  
Spektrum der Wissenschaften, Heidelberg (1985)
- [66] W. Schröppel  
**Kommunikation zwischen Mensch und Maschine in der Leittechnik**  
etz, Jg. 113 (1992) H. 5, S. 258-259
- [67] W. Sprenger, P. Stelzner, K.F. Schäfer, J. Verstege, G. Schellstede  
**Compact and Operation Oriented Visualization of Complex System States**  
36<sup>th</sup> International Conference on Large High Voltage Electric Systems,  
Paris, France (1996) Paper 39.107

- [68] P. Stelzner  
**Nutzung einer Großbildprojektion in Leitstellen der Verbundebene**  
AKTR-Forum „Visualisierung komplexer Prozesse“, Arnsberg,  
Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.  
(Hrsg.), Mannheim (1997)
- [69] P. Stöber, E.-G. Tietze  
**Neue Aspekte zur betriebsgerechten Netzdarstellung in Leitstellen**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 90 (1991) H. 23, S. 1242-1253
- [70] E.-G. Tietze  
**Anforderungen an Sichtgerätesysteme für Netzleitanlagen**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 84 (1985) H. 11, S. 397-404
- [71] E.-G. Tietze  
**Vorschlag zur Darstellung vermascht strukturierter Mittelspannungs-  
Verteilungsnetze auf Sichtgeräten in Netzleitstellen**  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 88 (1989) H. 10, S. 557-563
- [72] E.R. Tufte  
**The Visual Display of Quantitative Information**  
Graphics Press, Cheshire, Connecticut (1991)
- [73] U. van Dyk  
**Spannungs-Blindleistungs-Optimierung in Verbundnetzen**  
Dissertation, Bergische Universität-GH Wuppertal (1989)
- [74] J. Verstege  
**Netzleittechnik**  
Unterlagen zur Vorlesung, Bergische Universität-GH Wuppertal (1999)
- [75] J.D. Weber, T.J. Overbye  
**Power System Visualization through Contour Plots**  
Proc. of the 29<sup>th</sup> Annual North American Power Symposium, Laramie,  
Wyoming (1997)
- [76] C.D. Wickens  
**Engineering Psychology and Human Performance**  
Harper Collins, New York (1992)
- [77] K. Zinser  
**Fisheye Views - Interaktive, dynamische Visualisierungen**  
atp, Jg. 37 (1995) H. 9, S. 42-50

- [78] M. Zöllner  
**Bewertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer  
Versorgungssysteme mit wissensbasierten Methoden**  
Dissertation, Bergische Universität-GH Wuppertal (1996)

Im Zusammenhang mit dieser Arbeit wurden am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität-GH Wuppertal folgende studentische Arbeiten betreut:

- [79] H. Dalitz  
**Entwurf und Realisierung eines Programms zur Visualisierung des  
Zustandes eines Hochspannungsnetzes**  
Studienarbeit (1996)
- [80] M. Krieger  
**Definition und Analyse skalarer Kenngrößen zur Beschreibung des  
Zustandes eines Hochspannungsnetzes**  
Studienarbeit (1997)
- [81] G. Sachs  
**Entwicklung und Einbindung dreidimensionaler Graphiken in ein  
Programm zur Visualisierung des Zustandes eines Hochspannungsnetzes**  
Studienarbeit (1997)
- [82] H. Besold  
**Anwendung von Methoden der Fuzzy Logic zur Definition skalarer  
Kenngrößen für den Netzzustand**  
Studienarbeit (1998)
- [83] C. Tomischka  
**Anwendung künstlicher neuronaler Netze zur Klassifizierung des  
Zustandes eines elektrischen Energieversorgungssystems**  
Diplomarbeit (1998)
- [84] T. Winterberg  
**Entwicklung aussagekräftiger Graphiken zur Prozessvisualisierung des  
aktuellen Systemzustandes elektrischer Energieversorgungssysteme**  
Diplomarbeit (2000)