Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 71 (1980)

Heft: 13

Artikel: Störungen im westeuropäischen Verbundnetz

Autor: Asal, H. P. / Luder, H. A. / Wong, L.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905263

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 13.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Störungen im westeuropäischen Verbundnetz

Von H.P. Asal, H.A. Luder, L.Wong und K. Goldsmith

621.311.16(4–15);

Die wesentliche Aufgabe von Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen ist die sichere und billige Belieferung der Verbraucher mit elektrischer Energie, wobei im stark industrialisierten Westeuropa die Versorgungsqualität von entscheidender Bedeutung ist. Im eng vermaschten UCPTE[1])-Verbundnetz wurden über eine bestimmte Zeitperiode die Bewegungen der Frequenz und der Austauschleistungen zwischen den Ländern vor, während und nach Störungen beobachtet und analysiert. Die Netzkennzahl wurde in Abhängigkeit von verschiedenen Netzparametern untersucht. Lastflussverschiebungen als Folge von Netzstörungen wurden beobachtet und ausgewertet.

La tâche essentielle des entreprises d'électricité est l'approvisionnement sûr et à bon marché des consommateurs en énergie électrique, la qualité de l'approvisionnement dans l'Europe de l'Ouest, très fortement industrialisée, ayant une importance décisive. Dans le réseau interconnecté de l'UCPTE[1]), très fortement maillé, les variations de la fréquence et de la puissance échangée entre les pays ont été suivies et analysées avant, pendant et après les perturbations intervenues dans une période determinée. L'énergie réglante du réseau a été examinée en fonction de différents paramètres de réseau. Des reports de charge comme suite de perturbations dans le réseau ont été observés et évalués.

1. Allgemeines

Um die Bevölkerung eines grossen Teiles Westeuropas sicher und billig mit elektrischer Energie zu versorgen, wird das international stark vermaschte Verbundnetz gemeinsam im Rahmen der UCPTE betrieben. Mitglieder dieser Organisation sind die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und die Schweiz mit einer Einwohnerzahl von ca. 206 Mio. Über etwa 22000 km 380-kV-Leitungen und etwa 60000 km 220-kV-Leitungen sowie über das Mittel- und Niederspannungsnetz fliessen jährlich rund 880000 GWh. Zur Höchstlastzeit im Winter müssen über 170000 MW zur Deckung des Bedarfs bereitgestellt werden, wobei über zwei Drittel dieser Leistung in Wärmekraftwerken erzeugt wird.

In einem solchen Netz ist die Versorgungsqualität von entscheidender Bedeutung.

2. Mögliche Betriebszustände und deren Bestimmung

Das Verhalten eines Energieversorgungssystems lässt sich in einem Diagramm darstellen, bei dem man zwischen den Zuständen normal, verletzbar, Netzbetrieb gestört und Versorgung ganz oder teilweise gestört unterscheidet (Fig. 1).

Sowohl im Normalzustand als auch im verletzbaren Zustand sind der Netzbetrieb und die Versorgung ungestört. Der Normalzustand wird durch die Ereignismenge α_1 nicht nachteilig verändert [$(n-1)$-Ausfall-Prinzip]. Durch die Ereignismenge α_2 wird der Normalzustand in den verletzbaren überführt. Ein System ist verletzbar, wenn es durch Folgeereignisse α_3, α_4 und $(\alpha_3 + \alpha_5)$ gestört werden kann. Der Netzbetrieb ist gestört, wenn Betriebsbedingungen verletzt sind: Überstrom, Über- oder Unterspannung usw. Die Versorgung ist gestört, wenn die Versorgungsqualität (Spannung, Frequenz, Leistung) nicht befriedigt. Durch besondere Ereignisse α_6 und α_7 kann das System auch aus dem Normalzustand in den Störungszustand übergehen.

Mit gezielten Massnahmen können Zustandsveränderungen rückgängig gemacht werden. Fällt z.B. ein Generator aus, so kann das System bei ungenügender Kraftwerksreserve verletzbar werden. Als Abhilfemassnahme β_1 wäre z.B. das Zuschalten von weiteren Einheiten denkbar. Im Falle eines Netzzusammenbruchs, bei dem die Versorgung ganz oder teilweise gestört ist, muss das System wieder aufgebaut werden. Dabei wird nach einer vorgeplanten Systematik β_3 vorgegangen.

Eine Störung in einem Elektrizitätsversorgungssystem kann durch folgende Ereignisse hervorgerufen werden:

- Unvorhersehbares Ausfallen von Systemkomponenten, z.B. von Leitungen, Transformatoren, Generatoren, Kraftwerken als Folge innerer oder äusserer Vorfälle.
- Fehler, hervorgerufen durch menschliches Versagen, z.B. Bedienungsfehler oder durch besondere physikalische Vorgänge, z.B. Kurzschluss auf einer Übertragungsleitung nach einem Blitzeinschlag.
- Zustandsänderungen, die zu einer Störung des Netzbetriebes führen können, z.B. das Instabilwerden der Generatoren bei Laständerungen, Spannungsüberhöhung bei Lastabwurf, starke Regelbewegungen bei der Änderung der Austauschleistung.
- geplante, betrieblich bedingte Veränderungen der Netzkonfiguration und des Kraftwerkseinsatzes, z.B. Wartung von Leitungen und Kraftwerken, wenn durch Ausfälle das System schon geschwächt ist, Synchronisation, Zuschalten und Abtrennen von Netzteilen.

Dabei tritt eine zeitweise Verschlechterung der Versorgungsqualität ein, d.h. ein Über- bzw. Unterschreiten definierter Grenzwerte für bestimmte Netzparameter wie Frequenz, Spannungen, Ströme (Leistungen).

Um entsprechende Massnahmen zur Erhaltung und Verbesserung der Versorgungsqualität ergreifen zu können, ist die ständige Beobachtung dieser Parameter erforderlich. Das wird heute weitgehend mit Hilfe der Zustandsschätzung (State Estimation) durchgeführt, bei der die Spannungsvektoren in

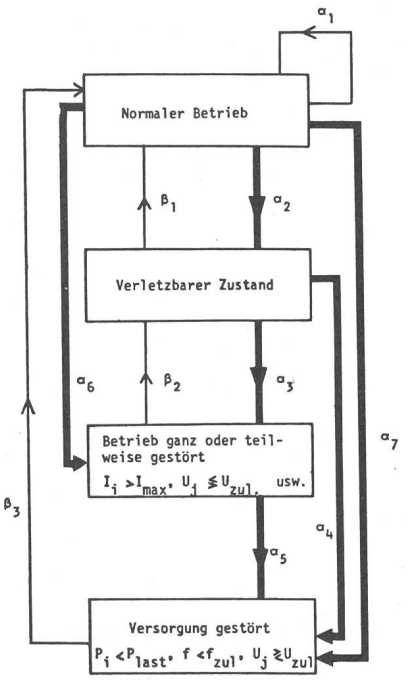

Fig. 1 Mögliche Betriebszustände eines Elektrizitätsversorgungssystems

[1]) UCPTE = Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

den Knoten sowie die Leistungsflüsse in den Netzelementen ermittelt bzw. überwacht werden.

Die Frequenz jedoch wird bei diesen neuen Überwachungsmethoden nicht beobachtet bzw. berücksichtigt, obwohl sie im Versorgungssystem eine ausserordentlich wichtige Rolle spielt, denn im westeuropäischen Verbundnetz werden mit Hilfe der Frequenz-Leistungs-Regelung die gewünschten Leistungen zwischen den einzelnen Verbundunternehmen ausgetauscht. Dabei kann die Frequenz als aussagekräftiges Kriterium für das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch angesehen werden.

3. Beobachtung der Netzfrequenz

3.1 Prozessbeschreibung

Um die Frequenz bei grösseren Abweichungen, vor allem bei Kraftwerks- und Netzausfällen oder Programmwechseln, besser beobachten zu können, wurde im Jahre 1972 eine automatische Frequenzüberwachung installiert, bei der mit Hilfe eines Prozessrechners der Frequenzgradient überprüft wird. Überschreitet der Gradient eine definierte, einstellbare Grösse, so werden sowohl die Netzfrequenz als auch die Austauschleistungen zwischen den Ländern während der folgenden 20 min gemessen und abgespeichert. Durch eine dauernde kurzzeitige Pufferung der Messwerte im Rechnerspeicher kann jeweils auch die Vorgeschichte vor einem Ansprechen des Prozesses festgehalten werden.

3.2 Beispiele für Verbundstörungen

In den Figuren 2 bis 6 sind einige Beispiele dargestellt, wobei ausser der Frequenz jeweils auch noch die Austauschleistungen der Länder aufgezeichnet sind. Dabei ist der Zustand vor der Störung ebenfalls interessant. Die Ursache für die Störung nach Fig. 2 ist der Ausfall eines Kernkraftwerkblockes in der Bundesrepublik Deutschland (BRD). Der verursachte Frequenzsprung liegt dabei etwa bei 80 mHz. Bei einem örtlichen Ausfall von ca. 1300 MW veränderte sich die Austauschleistung der BRD um etwa 970 MW.

Die Leistungszahl oder Netzkennzahl eines Netzes sagt aus, mit welcher Frequenzänderung das Netz auf eine Leistungsänderung reagiert. Diese Reaktion wird in erster Linie durch die Drehzahl-Leistungs-Charakteristiken der Turbinenregler aller auf das Netz geschalteten Generatoren bestimmt. Sie beträgt in diesem Fall ca. 16250 MW/Hz.

Der kurzzeitige Leistungsmangel im Gesamtnetz wird in diesem Fall von Frankreich (ca. 700 MW), Italien (ca. 200 MW) und der Schweiz (ca. 70 MW) abgedeckt. Nach etwa 4 Minuten sind Frequenz sowie Austauschleistungen wieder auf den ursprünglichen Werten.

Fig. 3 zeigt die Auswirkung von Auslösungen der Verbundleitungen nach Frankreich, wobei eine Abtrennung Frankreichs vom Verbundnetz stattfindet: die Frequenz steigt dabei kräftig an, da das Gleichgewicht Erzeugung–Verbrauch im Restnetz gestört ist, d.h., die Generatoren erzeugen kurzzeitig mehr Leistung als im Netz verbraucht wird.

Die in Fig. 4 gezeigten Schwingungen liegen in der Grössenordnung von bis zu 30 mHz und bis etwa 500 MW, bevor eine Leitungsauslösung erfolgt. Danach tritt nach wenigen Sekunden ein Abklingen der Schwingungen ein. Es handelt sich dabei um Stabilitätsschwingungen zwischen Frankreich und Spanien. Solche grossen Leistungsschwankungen werden seit etwa zwei Jahren vor allem zwischen Spanien und Frankreich, in Jugoslawien intern sowie zwischen Nord- und Süditalien beobachtet. Sie hängen zweifellos mit der immer stärker ansteigenden Auslastung langer Verbundleitungen und mit dem wachsenden Einsatz grosser Erzeugerblöcke zusammen.

Die Ursache für den Frequenzabfall in Fig. 5 war ein Sammelschienenkurzschluss in der Westschweiz (Wallis), wobei grössere Einheiten von Speicherwerken ausfielen.

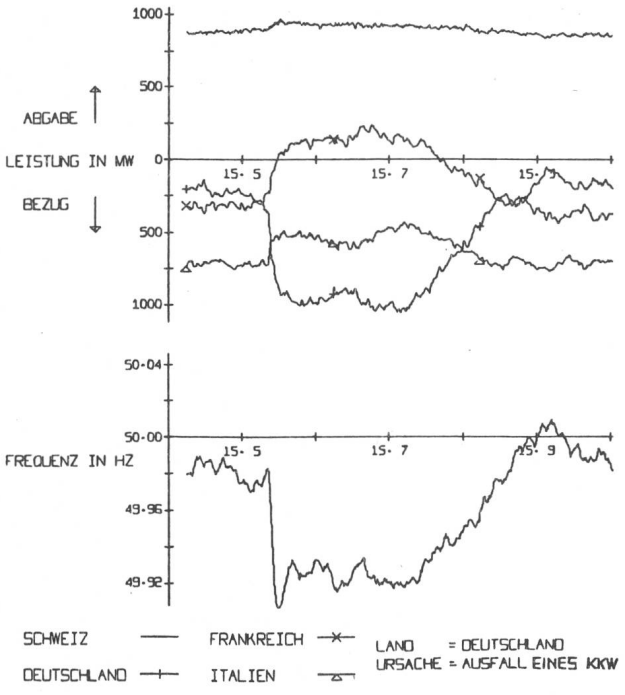

Fig. 2 **Frequenz-Leistungs-Überwachung**
Störung am 20. September 1978; Auslösezeit 15.5.27; Ausfall 1300 MW; Sollfrequenz 50.00 Hz

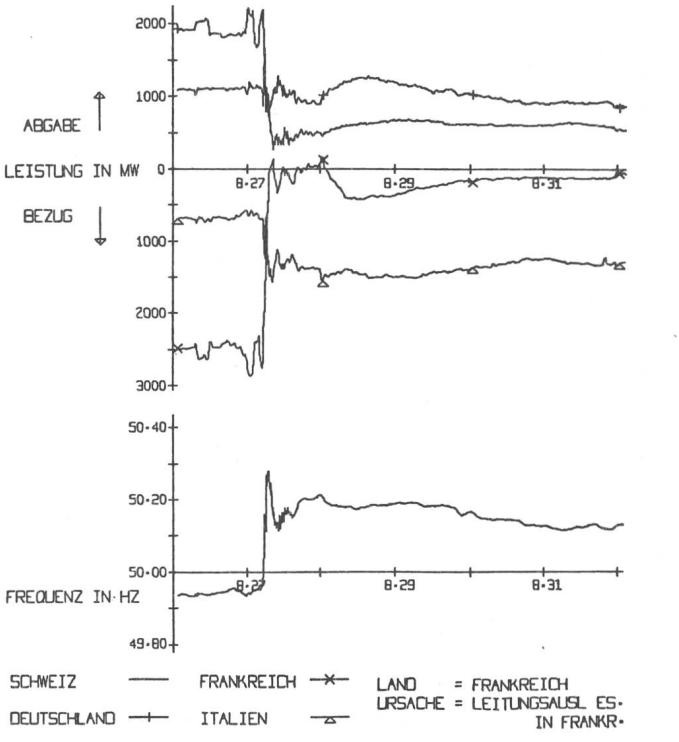

Fig. 3 **Frequenz-Leistungs-Überwachung**
Störung am 19. Dezember 1978; Auslösezeit 8.27.16; Sollfrequenz 50.00 Hz

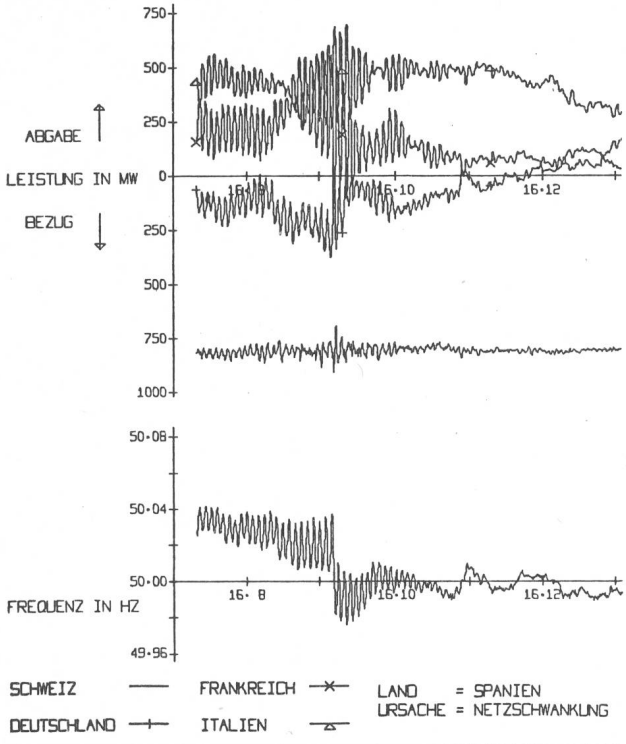

Fig. 4 **Frequenz-Leistungs-Überwachung**
Störung am 18. Februar 1979; Auslösezeit 16.8.32; Sollfrequenz 50.00 Hz

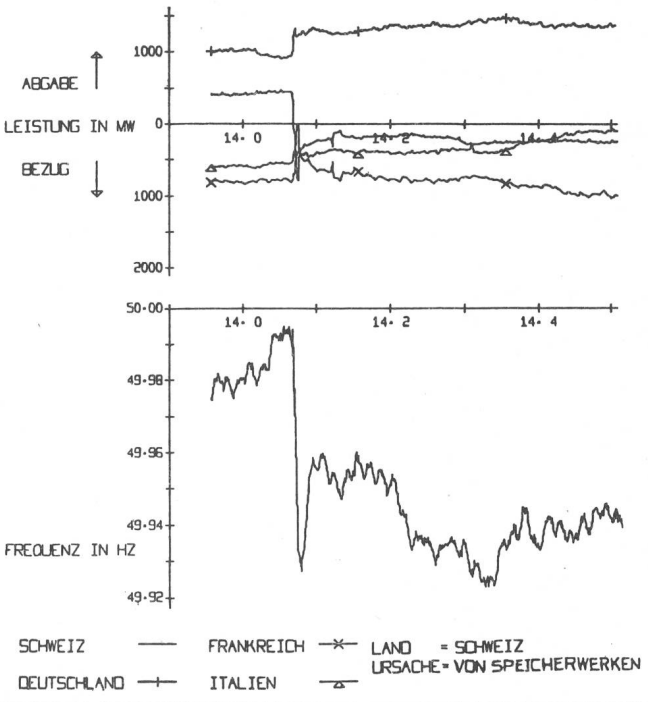

Fig. 5 **Frequenz-Leistungs-Überwachung**
Störung am 21. November 1978; Auslösezeit 14.0.44; Ausfall 800 MW; Sollfrequenz 50.00 Hz

Fig. 6 stellt den Ausfall eines italienischen Kraftwerkes dar und die darauffolgende Abtrennung Siziliens vom Verbundnetz.

Zur Zeit des Tarifwechsels finden im allgemeinen starke Änderungen der Austauschleistungen auf den neuen Fahrplanwert statt. Um diesen Zeitpunkt herum können starke Erzeugungs- und damit auch Frequenzschwankungen auftreten. Bei starken Frequenzänderungen lassen sich ganz allgemein drei verschiedene zeitliche Beobachtungsphasen unterscheiden (Fig. 7):

t_1 (0...12 s): Der Eintritt eines störenden Ereignisses, z.B. Kraftwerks- oder Leistungsausfall, bewirkt, dass Erzeugung und Verbrauch des Gesamtsystems sich nicht mehr decken. Im aufgezeichneten typischen Beispiel (Kraftwerksausfall) bewirkt der Energiemangel während dieser Phase den Entzug von kinetischer Energie der rotierenden Maschinen am Netz und durch die daraus folgende Verkleinerung der Drehzahl die Verringerung der Frequenz. Der Laststoss wird sich gemäss den Netz- und Generatorimpedanzen aufteilen.

t_2 (12...60 s): Sobald die Frequenzabsenkung entsprechend gross ist, beginnen die Primärregler der Maschinen die Generatorleistung zu erhöhen (rotierende Reserve). In dieser zweiten Phase fliesst die dadurch zusätzliche erzeugte Leistung an den Ort des Energiemangels. Die Frequenz steigt etwas an.

t_3 (1–15 min): In der darauffolgenden Phase greift die Sekundärregelung des betroffenen Regelkreises ein, bis der ausgeglichene Normalzustand erreicht wird. In dieser Zeit werden gegebenenfalls zusätzliche Generatoren eingesetzt (z.B. Pumpspeicherwerke, Speicherwerke, Gasturbinen usw.) und entsprechende Austauschvereinbarungen getroffen.

4. Netzkennzahl und deren Abhängigkeiten

Um die Netzkennzahl (vgl. 3.2) für das UCPTE-Netz und deren Abhängigkeit etwas zu belichten, wurden für die Dauer eines Jahres sämtliche festgestellten Störungen ausgewertet und statistisch analysiert. Zunächst wurde versucht, gewisse Abhängigkeiten der Netzkennzahl vom Zeitpunkt der Störung, von der Netzlast zur Zeit der Störung und vom Ort der Störung festzustellen. Dabei wurden für Winter und Sommer jeweils verschiedene Zeitbereiche untersucht.

Bereich 1: Werktage und Wochenenden (von 0.00 bis 6.00 Uhr, Schwachlastzeit)
Bereich 2: Werktage (von 6.00 bis 24.00 Uhr)
Bereich 3: Wochenenden (von 6.00 bis 24.00 Uhr)

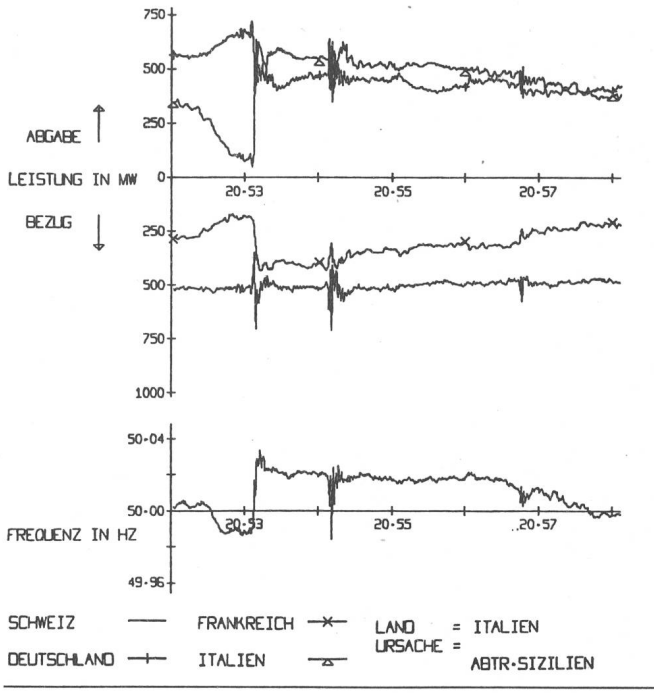

Fig. 6 **Frequenz-Leistungs-Überwachung**
Störung am 25. Dezember 1977; Auslösezeit 20.53.11; Ausfall 300 MW; Sollfrequenz 50.00 Hz

Beziehung zwischen Δf_{max} und $\Delta P/P$ in verschiedenen Zeitabschnitten Tabelle I

Saison	Wochentag	Uhrzeit	a_o	a_1	Korrelations-koeffizient r	Standard-abweichung $S_{x/y}$
Sommer	Wochentage + Wochenenden	0–6	0,00225	5,3347	0,904	0,00823
Sommer	Werktage	6–24	0,01660	6,0239	0,803	0,00711
Sommer	Wochenenden	6–24	0,02654	5,1978	0,541	0,01789
Winter	Werktage + Wochenenden	0–6	0,07915	6,4163	0,831	0,00928
Winter	Werktage	6–24	0,01921	6,2438	0,764	0,00847
Winter	Wochenenden	6–24	0,00393	10,5211	0,914	0,00656

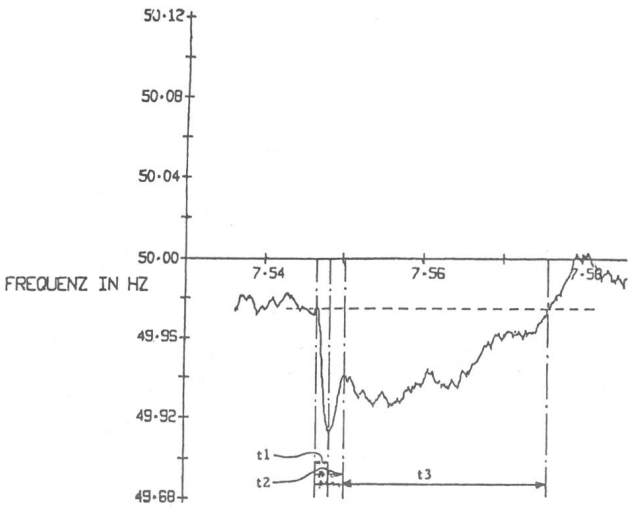

Fig. 7 Frequenzverhalten des UCPTE-Verbundnetzes nach einem Kraftwerksausfall

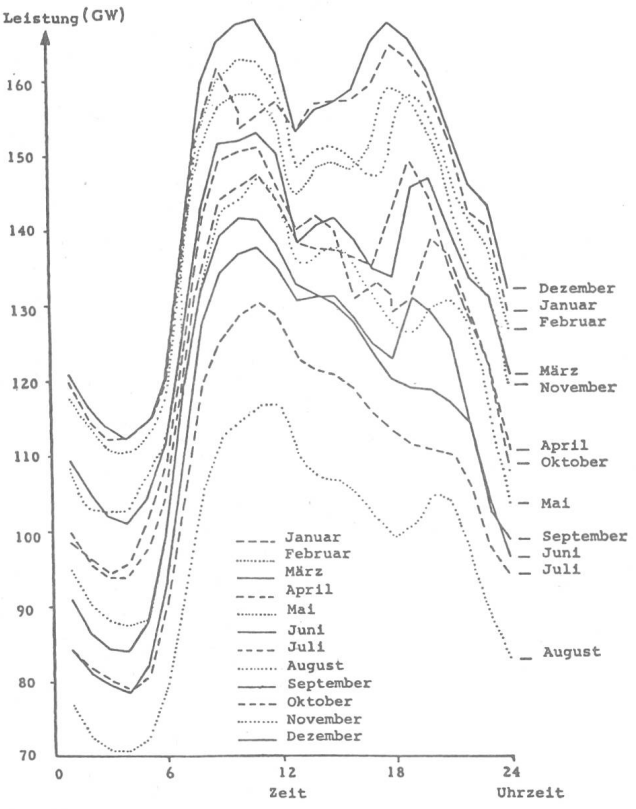

Fig. 8 UCPTE-Lastkurven für den dritten Mittwoch der Monate Juni 1976 bis Mai 1977

Es gilt folgende allgemein gültige Beziehung

$$\Delta P' + k \cdot \Delta f = 0$$

wobei Δf den Frequenzunterschied vor und nach der Störung bedeutet,
k eine Konstante

und $\Delta P' = \Delta P - \Delta P_t$ mit
ΔP als Erzeugungsänderung und
ΔP_t als Belastungsänderung

Diese Gleichung kann für die Auswertung der Messungen nicht verwendet werden, da die Belastungsänderung jeweils unbekannt ist. Deshalb werden folgende Definitionen festgelegt:

f_o Frequenzmittelwert 10 s vor dem Ereignis
f' Frequenzextremwert nach dem Ereignis
f'' Frequenzmittelwert 10 s nach der teilweisen Wiederherstellung eines ausgeglichenen Zustandes
f''' Frequenzmittelwert in der ersten Minute nach f''.

Danach lassen sich folgende Frequenzänderungen unterscheiden:

$$\Delta f_{max} = f_o - f' \qquad k_o = \Delta P/\Delta f_{max}$$
$$\Delta f_1 = f_o - f'' \qquad k_1 = \Delta P/\Delta f_1$$
$$\Delta f_2 = f_o - f''' \qquad k_2 = \Delta P/\Delta f_2$$

Mit Hilfe der Regressionsanalyse wurden diese Abhängigkeiten etwas näher untersucht (siehe Anhang). Für die Beziehung zwischen k und P konnte nur eine schlechte Korrelation festgestellt werden. Aus diesem Grund wurden die Grössen k und $\Delta P/P$ beobachtet, die eine gute lineare Abhängigkeit zeigen. Da der Korrelationskoeffizient in diesem Fall genügend hoch ist, kann man schreiben:

$$\Delta f_i = a_o + a_1 (\Delta P/P)$$

wobei

- Δf_i entweder Δf_{max}, Δf_1 oder Δf_2 sein kann
- P entweder P_t oder P_m sein kann (P_t = zugehörige Systemlast, P_m = Tageshöchstlast)
- a_o, a_1 aus der Regressionsanalyse erhalten werden.

Für die Beziehung Δf_{max} war die beste Korrelation festzustellen. In Tabelle I wurden für unterschiedliche Zeitbereiche die zugehörigen Koeffizienten berechnet.

Mit obiger Gleichung lassen sich für verschiedene Ausfälle mit Hilfe der entsprechenden Belastungskurvenschar (Beispiel: Fig. 8) die jeweils zu erwartenden Frequenzabweichungen bestimmen. Für einen Ausfall von 1180 MW um 18.00 h an einem Werktag im August lässt sich nach Fig. 8 nachrechnen:

$\Delta P = 1180$ MW $\quad P = 99000$ MW $\quad \Delta P/P = 0{,}0119$
$a_o = 0{,}0166$ $\quad a_1 = 6{,}0239$
$\Delta f_{max} = 0{,}0878$ Hz $\quad k_o = \Delta P/\Delta f_{max} = 13449$ MW/Hz

Die Genauigkeit dieser Berechnung hängt nicht nur von der Bestimmung der Koeffizienten a_o und a_1 ab, sondern auch von der Kenntnis der Gesamtlast und der Genauigkeit der

ΔP-Messung bzw. Auswertung. Sie gibt jedoch für normale Erzeugerausfälle recht gute Anhaltspunkte. Die Werte a_0 und a_1 sollten den sich ändernden Netzverhältnissen immer wieder neu angepasst und verbessert werden.

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass der Ort der Störung nur einen kleinen Einfluss auf die Frequenzänderung hat, so dass zunächst auf die Berücksichtigung dieser Einflussgrösse verzichtet wurde.

Als wichtiges Ergebnis bei der Studie ergab sich, dass bei den meisten Netzstörungen eine maximale Frequenzabweichung von 0,1 Hz nicht überschritten wird. Bei einer Netzbetriebsfrequenz von 49,95 Hz wird deshalb das Frequenzminimum, das bei einer Störung erreicht wird, normalerweise nicht unter 49,85 Hz liegen, es sei denn, dass mehrere grosse Störungen simultan auftreten oder dass der Netzbetrieb in den gestörten Zustand übergeht.

Für eine weitere Verfeinerung der Analyse werden genauere Daten für die Gesamtlastkurven des UCPTE-Netzes an Wochenenden und Feiertagen benötigt sowie die genaue Angabe des Leistungsausfalles ΔP. Erst bei einer weiteren vermehrten Beobachtung von Ausfällen lassen sich die Netzkennzahlkurven mit vertretbarer Genauigkeit erstellen.

5. Lastflussverschiebungen infolge von Netzstörungen

5.1 Allgemeines

Zur Beurteilung der Auswirkung einer Störung auf den Verbundbetrieb ist es wichtig, das dynamische und stationäre Lastflussverhalten nach dieser Störung zu kennen.

Die Figuren 2 bis 6 zeigen typische Beispiele für die Lastflussänderungen auf den UCPTE-Verbundleitungen vor, während und nach einer Störung. Bemerkenswert ist, dass es sich jeweils um die algebraische Summe der Importe und Exporte aller Verbundleitungen handelt, die zwischen Deutschland (mit Österreich, Belgien und den Niederlanden), Frankreich (mit Spanien und Portugal), Italien und der Schweiz liegen.

Eine bis zwei Sekunden nach Störungseintritt fällt die Frequenz gemäss der Systemträgheit und bewirkt eine rasche Änderung der Austauschleistungen infolge des Leistungsmangels. Erst danach beginnen die Maschinenregler (Primärregler) aufgrund der niedrigen Frequenz die Generatorleistung zu vergrössern. Der Leistungsfluss in Richtung gestörtes Gebiet vergrössert sich so lange, bis dort das Leistungsdefizit ausgeglichen ist. Um die Frequenz wieder auf den Sollwert zu bringen, kann es nötig sein, Notvereinbarungen bezüglich des Austausches in Anspruch zu nehmen, durch die die Exporte der nichtgestörten Länder erhöht werden.

Die Leistungsflüsse können in folgende Zeitbereiche unterteilt werden:

– als transienter Fluss wird der mittlere Fluss bezeichnet, über eine Zeitspanne von 10 s nach dem ersten Überschwingen

– als stationärer Fluss wird der Fluss definiert, der sich einige Minuten nach der Störung einstellt.

5.2 Untersuchung der transienten und stationären Lastflüsse nach einer Störung

Als Basis für die Untersuchung diente ein gemeinsam mit den UCPTE-Partnern berechneter Lastflussfall vom Januar 1978. Es wurden acht verschiedene Kraftwerksausfälle ausgewählt und simuliert. Der Produktionsausfall betrug zwischen 890 und 2000 MW.

Verteilungsfaktoren des transienten Lastflusses Tabelle II

Regelbereich	Fehlerort	
	BR Deutschland	Frankreich
Deutschland	0,497	0,438
Frankreich	0,297	0,339
Italien	0,153	0,181
Schweiz	0,053	0,042
	1 p.u	1 p.u

1 p.u = 100% = Erzeugungsausfall in MW
Bereich: Winter, Wochentag, 8–21 Uhr

Um die Untersuchungen der transienten und stationären Lastflüsse im Verbundnetz nach einer Störung durchführen zu können, muss die Verteilung der Ergänzungsleistung bekannt sein. Im transienten Fall hängt die Verteilung dieser Leistung von der dynamischen Leistungs-Frequenz-Charakteristik der Regelbereiche ab. Die transienten Leistungsflussänderungen in den Verbundleitungen zwischen den Regelbereichen wurden statistisch analysiert.

5.3 Verteilungsfaktoren

In Tabelle II sind als Beispiele die Verteilungsfaktoren bei Störungen in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich für einen bestimmten Zeitbereich zusammengestellt. Von anderen Regelgebieten liegen noch zu wenig Störungsdaten vor, um gültige Aussagen machen zu können.

Bei der Simulation des Ausfalles wurden dann die Zusatzleistungen entsprechend den Verteilungsfaktoren auf die jeweiligen Regelbereiche aufgeteilt. Danach musste angenommen werden, in welchen Regelkraftwerken des Regelbereiches diese jeweilige Zusatzlast erzeugt wird.

Fig. 9 zeigt als Beispiel ein Diagramm des transienten Lastflusses in den Verbundleitungen des UCPTE-Netzes nach einer Störung. In diesem Fall wurde ein Produktionsausfall von 2000 MW in Buerstadt (BRD) angenommen. Für denselben Fall zeigt Fig. 10 den stationären Lastflusszustand, also nach der Durchführung entsprechender Änderungen der Austauschleistungen. Die Lastverlagerung in diesen Diagrammen bezieht sich auf den Unterschied zwischen den Wirkleistungsflüssen vor und nach der Störung. Pluswerte der Lastverlagerung zeigen eine nach der Störung auftretende Lastflusszunahme in Pfeilrichtung.

6. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Analyse der Leistungs-Frequenz-Charakteristik sowie die Untersuchung der transienten und stationären Lastflussverhältnisse nach Störungen führten zu folgenden Ergebnissen:

Eine Störung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch wirkt sich sowohl auf die Netzfrequenz als auch auf die Austauschleistungen zwischen den einzelnen Ländern stark aus. Bei einem Produktionsausfall sinkt die Frequenz und die Leistungsabgabe des entsprechenden Netzteiles praktisch gleichzeitig. Bei einem plötzlichen Erzeugerüberschuss, z.B. infolge Loslösung eines grossen Netzteils vom Mutternetz kann sich die Frequenz entsprechend erhöhen.

Dieses Netzverhalten wurde über längere Zeit beobachtet und statistisch ausgewertet. Die statistische Analyse liefert die Möglichkeit, im voraus den zu erwartenden Frequenzeinbruch bei einem entsprechend angenommenen Leistungsausfall zu einem bestimmten Zeitpunkt zu berechnen. Ebenso ist es über

die Frequenzänderung durchaus möglich, eine Aussage über Grösse und Ort der ursächlichen Leistungsänderung zu machen.

Die Ergebnisse der Studien von nach Störungen auftretenden Lastflüssen zeigen zudem, dass die Verbundleitungen des UCPTE-Netzes für die studierten Produktionsausfälle in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich den erhöhten Leistungsaustausch bewältigen würden. Es würden also keine Überlasten entstehen, wenn einer der studierten Fälle tatsächlich eintreten sollte.

Das gilt jedoch nur für die betrachteten einfachen Ausfälle. Treten mehrere Ausfälle oder kritische Ereignisse gleichzeitig oder kurz nacheinander auf, so hängt die Beherrschung des Betriebszustandes direkt von der schnellen und koordinierten Lastverteilung und Netzführung ab.

Die zur Simulation verschiedener Kraftwerksausfälle benötigten «Verteilfaktoren» der über die Verbundleitungen im Störungsfall zusätzlich fliessenden Leistungen der Regelbereiche wurden ebenfalls mit der statistischen Analyse bestimmt. Sie werden künftig die Basis für Sicherheitsrechnungen hinsichtlich Kraftwerksausfälle bilden.

Für den Verbundbetrieb ist es ausserordentlich wichtig, genügend Mitlaufreserven im UCPTE-Netz zu haben, um den grösstwahrscheinlichen Produktionsverlust spontan decken zu können. Was den Frequenzausgleich nach der Störung betrifft, reagieren die rotierenden Reserven über die Primärregelung in

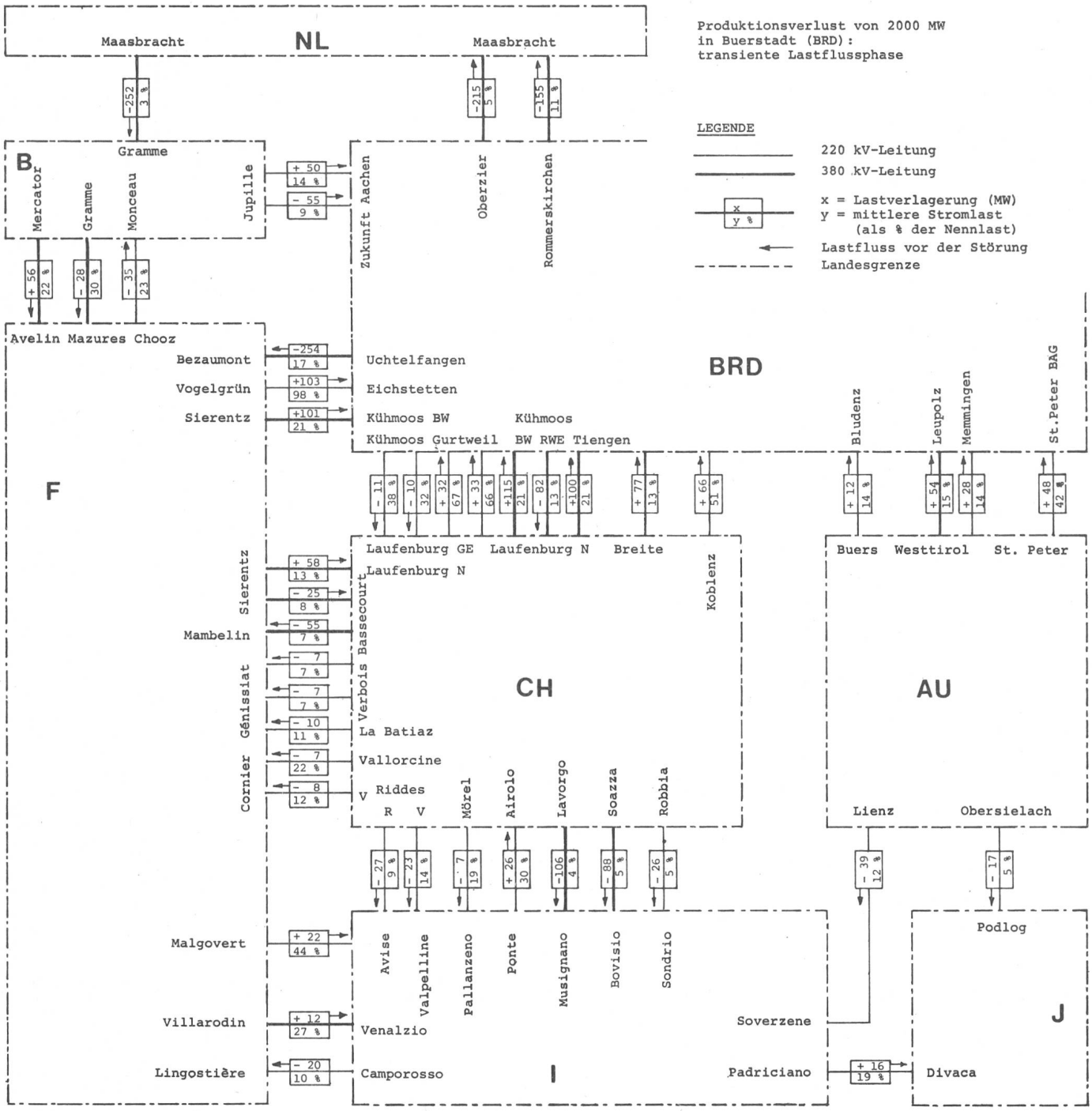

Fig. 9 Lastflußschema der UCPTE-Verbundleitungen: transienter Lastfluss nach einer Störung

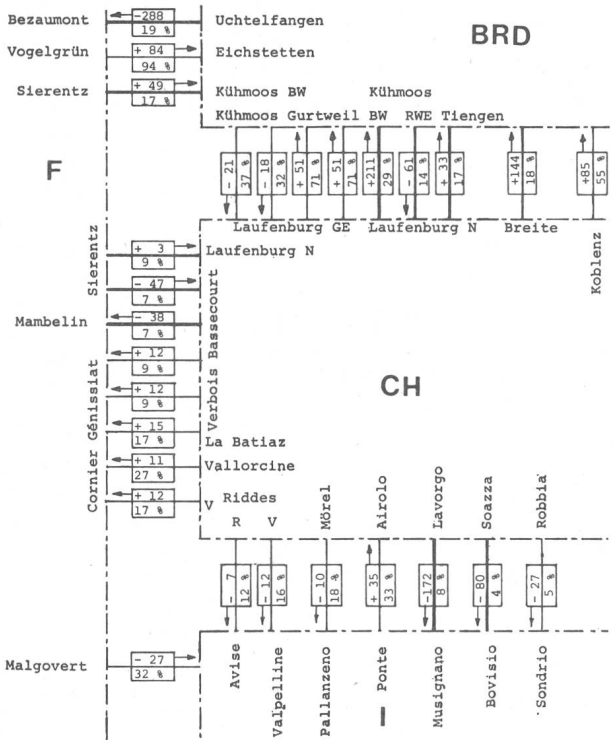

Fig. 10 **Lastflußschema (Ausschnitt); stationärer Zustand nach derselben Störung wie Fig. 9**

der Nähe des gestörten Ortes schneller als weiter entfernte Anlagen. Über die Sekundärregelung wird weitere Reserveleistung im gestörten Regelbereich aktiviert. Für den Lastflussausgleich während der transienten Phase nach der Störung muss jede Regelzone über entsprechende rotierende Reserven innerhalb ihres Gebietes verfügen, damit diese einen angemessenen Anteil des Gesamtbedarfs für die Deckung des Produktionsverlustes innerhalb oder ausserhalb ihrer Grenzen liefern kann. In der Praxis ergeben sich vermehrt Probleme infolge unterschiedlicher Statiken der Primärregler und durch die prozentual immer geringer werdende Kraftwerksreserve. Mit Hilfe der statistischen Analyse der transienten Lastflüsse in den Verbundleitungen lässt sich die für die Deckung eines Ausfalls benötigte Mitlaufreserve in jeder Zone berechnen.

Während die transiente Phase nur einige Sekunden oder Minuten nach Eintritt einer Störung dauert, kann die darauffolgende Phase der Hilfeleistung durch Programmänderungen mehrere Stunden in Anspruch nehmen. Für die meisten derartigen Ausfälle wurden im Rahmen der UCPTE Reserveverträge gegenseitig abgeschlossen.

Für die Zukunft ist es wichtig, die begonnene Statistik weiterzuführen, um durch deren Ergebnis immer bessere Parameter des Netzverhaltens zu erlangen. Auch für die Definition eines dynamischen Netzmodells sind diese Grössen notwendig.

Da künftig die Energiebeschaffung und Bereitstellung eines der bedeutendsten Probleme der Industriestaaten sein wird, wird auch die sichere Versorgung mit elektrischer Energie immer mehr Anstrengungen kosten. Das westeuropäische Verbundnetz kann zurzeit infolge des hohen Vermaschungsgrades und der extrem verteilten Erzeuger relativ sicher betrieben werden. Künftig wird es jedoch auch vermehrt Probleme geben aufgrund der immer mehr eingesetzten grossen Kraftwerkseinheiten und der zunehmenden Auslastung des Netzes.

Erstrebenswert wäre ein gemeinsames Sicherheitskonzept, nach dessen Realisierung nicht nur der Leitungsschutz koordiniert eingesetzt würde, sondern bei dem auch die «Sollbruchstellen» des Netzes netzabhängig und nicht aufgrund von Betriebsgrenzen oder politischen Grenzen bestimmt würden.

Anhang

Nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate ist

$$y = a_0 + a_1 \cdot x$$

$$\text{und} \quad a_1 = \frac{\sum (x - \bar{x}) \cdot (y - \bar{y})}{\sum (x - \bar{x})^2} = \frac{n \cdot \sum (x \cdot y) - \sum x \sum y}{n \cdot \sum x^2 - \left(\sum x\right)^2}$$

$$a_0 = y - a_1 \bar{x} = \frac{\sum y - a_1 \cdot \sum x}{n}$$

Die Standardabweichung ergibt sich aus

$$S_{y/x}{}^2 = \frac{n-1}{n-2} \cdot S_y{}^2 \cdot (1 - r^2)$$

wobei

$$S_y{}^2 = \frac{1}{n \cdot (n-1)} \cdot \left[n \cdot \sum y^2 - \left(\sum y\right)^2\right]$$

die y-Varianz angibt.

Der Korrelationskoeffizient lässt sich annehmen zu

$$r = \frac{n \cdot \sum x\,y - \sum x \sum y}{\sqrt{\left[n \cdot \sum x^2 - \left(\sum x\right)^2\right] \cdot \left[n \sum y^2 - \left(\sum y\right)^2\right]}}$$

und ist ein Mass dafür, wie gut sich die Datenpunkte an die Regressionsgerade anschmiegen. Wenn sich alle Punkte auf der Regressionsgeraden befinden, ist $r = 1$.

Im Bereich $\pm 2\, S_{y/x}$ liegen 95 % der Datenpunkte.

Literatur

[1] *H. Luder* u.a.: Bericht über Abschalt- und Regeluntersuchungen der Schweiz im westeuropäischen Verbundnetz. Bull. SEV 55(1964)4, p. 149...166.

[2] Massnahmen zur Verhinderung und Begrenzung von Großstörungen im internationalen Verbundbetrieb. UCPTE-Jahresbericht 1962/63. Arnhem, Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité, 1963.

[3] *M. Davies, F. Moran* and *J.I. Bird:* Power/frequency characteristics of the British grid system. Proc. IEE Part A: Power Engineering 106(1959)26, p. 154... 167.

[4] *H. Glavitsch:* Automatic generation control. Symposium of the International Federation of Automatic Control (IFAC) on computer application in large scale power systems, New Delhi (India), 16...18 August 1979.

[5] *K. Reichert* und *H.P. Asal:* Sicherheitsführung in der Energieversorgung. Brown Boveri Mitt. 66(1979)5, S. 312...319.

Adressen der Autoren

Dr. H.P. Asal und *H.A. Luder,* Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, 4335 Laufenburg.

L. Wong und *K. Goldsmith,* 27, Harcourt House, 19, Cavendish Square, London W1M DEX (GB).