

Kennzahlen der Primärregelung im UCPTTE-Netz und künftige Anforderungen

Von Harald Weber, Bjarke Madsen und Hanspeter Asal, Laufenburg/Schweiz, und Eckhard Grebe, Essen *)

Im Zusammenhang mit Arbeiten in der UCPTTE und Unipede sowie vor Ort durchgeführten Messungen beschreiben die Verfasser das quasistationäre Primärregelverhalten des UCPTTE/Centrel-Netzes. Dabei steht die Entwicklung der Netzkennzahl sowie der Netzstatik seit 1976 im Vordergrund. Aus ihrer historischen Entwicklung, den gewonnenen Betriebserfahrungen und dynamischen Simulationsrechnungen lassen sich Anforderungen für die Zukunft ableiten. Weiterhin zeigen die Verfasser Einsparpotentiale auf, die ohne nennenswerte Beeinträchtigung der Betriebssicherheit und der Versorgungsqualität des Netzes nutzbar sind.

Summary of the report

Characteristic numbers of primary control in the UCPTTE-power system and future requirements

In relation with investigations in the UCPTTE¹⁾ and Unipede²⁾ as well as with local measurements the steady state behaviour of primary control of the UCPTTE/Centrel³⁾ power system is described. In this context the development of characteristic numbers of the power system since 1976 is of main interest. Future requirements are deduced from its historical development, the operating experience and dynamic simulation studies. Potential savings of costs are shown without worth mentioning affecting security and reliability of the power system.

1 Primär- und Sekundärregelung im UCPTTE-Verbund

Im Rahmen der 1951 gegründeten UCPTTE¹⁾ wird die Betriebsführung des Verbundnetzes dezentral von den Verbundpartnern wahrgenommen. In koordinierter Zusammenarbeit wird die wirtschaftliche Nut-

zung der Betriebsmittel für Erzeugung und Transport erzielt und ein hohes Maß an Versorgungsqualität erreicht. Dabei ist das Gelingen, die Unabhängigkeit der Unternehmen zu wahren und den gegenseitigen Wettbewerb zu stärken.

Erst der Zusammenschluß zu einem Verbund ermöglicht für alle Unternehmen den Betrieb wirtschaftlich günstiger großer Kraftwerkseinheiten, weil nur im Verbund ihr störungsbedingter spontaner Ausfall regeltechnisch beherrschbar ist. Hieran betei-

ligen sich alle Verbundpartner [1], indem die zu diesem Zweck vorgehaltene Sekundärreserve mit der Primärregelung aktiviert wird. Unterstützend wirkt hierbei in gewissem Umfang auch der frequenzabhängige Rückgang der Verbraucherlast im gesamten Verbundsystem.

Die im Verbundsystem durch die Wirkung der Primärregelung auftretenden Abweichungen vom Normalbetrieb werden von der proportional integral wirkenden Sekundärregelung wieder zurückgeführt:

- Herbeiführung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch in dem ausfallbetroffenen Gebiet bzw. Wiederherstellung der vereinbarten Austauschleistungen
- Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert.

Die Anwendung des Netzkennlinien-Verfahrens ermöglicht, daß beide Ziele erreicht werden, indem nur der Sekundärregler des ausfallbetroffenen Gebiets anspricht. Gemäß den UCPTTE-Empfehlungen [2] soll die Zeit für die Wiederherstellung des normalen Zustandes nicht mehr als 15 min betragen. Spätestens nach dieser Zeit wird die zuvor aktivierte Primärregelleistung abgelöst.

Bild 1 zeigt exemplarisch den nach einer 1300-MW-Störung (Kraftwerksausfall) im UCPTTE-Netz gemessenen Frequenzverlauf, der die Wirkungsbereiche von Primär- und Sekundärregelung veranschaulicht.

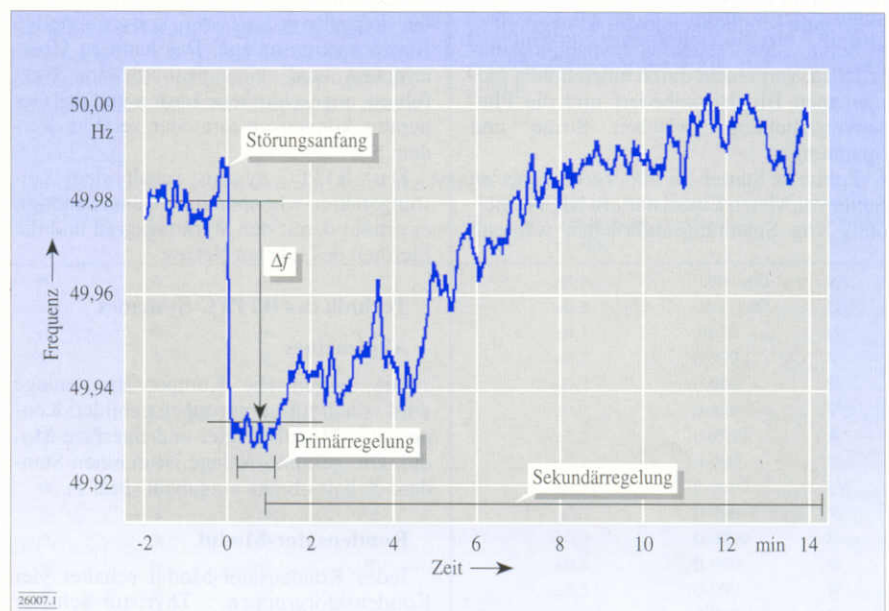


Bild 1. Typischer Frequenzverlauf nach einer 1300-MW-Störung

*) Prof. Dr.-Ing. H. Weber, Dipl.-Ing. B. Madsen und Dr.-Ing. H. Asal, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg/Schweiz; Dr.-Ing. E. Grebe, Zentralbereich Energieübertragung, RWE Energie AG, Essen.

1) UCPTTE: Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie.
2) Unipede: Internationale Union der Erzeuger und Verteiler Elektrischer Energie.
3) Centrel: Netze der Länder Polen, Tschechische Republik, Slowakische Republik und Ungarn.

2 Primärregelrelevante Kennzahlen des UCPT-Netzes

2.1 Entwicklung der Netzkennzahl von 1976 bis heute

In diesem Aufsatz steht der quasistationäre Zustand nach einer Störung im Vordergrund, den die Primärregelung nach Aktivierung der Primärregelreserve herbeiführt. Für diesen läßt sich aus dem Verhältnis von ausgefallener Leistung ΔP zu der sich einstellenden quasistationären Frequenzabweichung Δf die Netzkennzahl (Leistungszahl)

$$\lambda = \Delta P / \Delta f \quad (1)$$

ermitteln.

Die Netzkennzahl einzelner Netzbereiche läßt sich bestimmen, indem das untersuchte Netz als Insel betrieben wird und dann ein ausgewähltes Kraftwerk abgeschaltet wird [3;4]. Es genügt schon eine Abschaltung kleinerer Kraftwerke, da dies in Netzeinseln bereits eine für die Bestimmung der Netzkennzahl ausreichend große Frequenzänderung verursacht.

In einem großen Verbundsystem hingegen ist eine Bestimmung der Netzkennzahl anhand einzelner Ereignisse nicht möglich, da dort nur geringe Systemänderungen auftreten, die nicht ausreichend oberhalb der stochastischen Schwankungen liegen. Um den Einfluß Letztgenannter auf das Ergebnis zu eliminieren, werden statistische Auswertungen erforderlich. Die letzte derartige Auswertung der Netzkennzahl wurde 1981 von der UCPT-Netzeinspeisung [5], wobei die zugrundeliegenden Daten von der Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg/Schweiz, (im folgenden EGL) zur Verfügung gestellt wurden.

Diese Untersuchungen wurden von der EGL für den Zeitraum Januar 1988 bis Ende 1995 für jeden aufgetretenen Kraftwerks- oder Verbraucherausfall mit $|\Delta P| \geq 600$ MW erneut durchgeführt. Im Untersuchungszeitraum ergaben sich 1316 verwertbare Störungen, wobei die Netzfrequenz mit einem speziellen Rechnersystem [6] aufgezeichnet wurde.

In Bild 2 sind die aufgetretenen bleibenden Frequenzabweichungen über den jeweiligen Störleistungen aufgetragen. Die Markierungen \square kennzeichnen 1285 Störungen vor der Zuschaltung des Central-

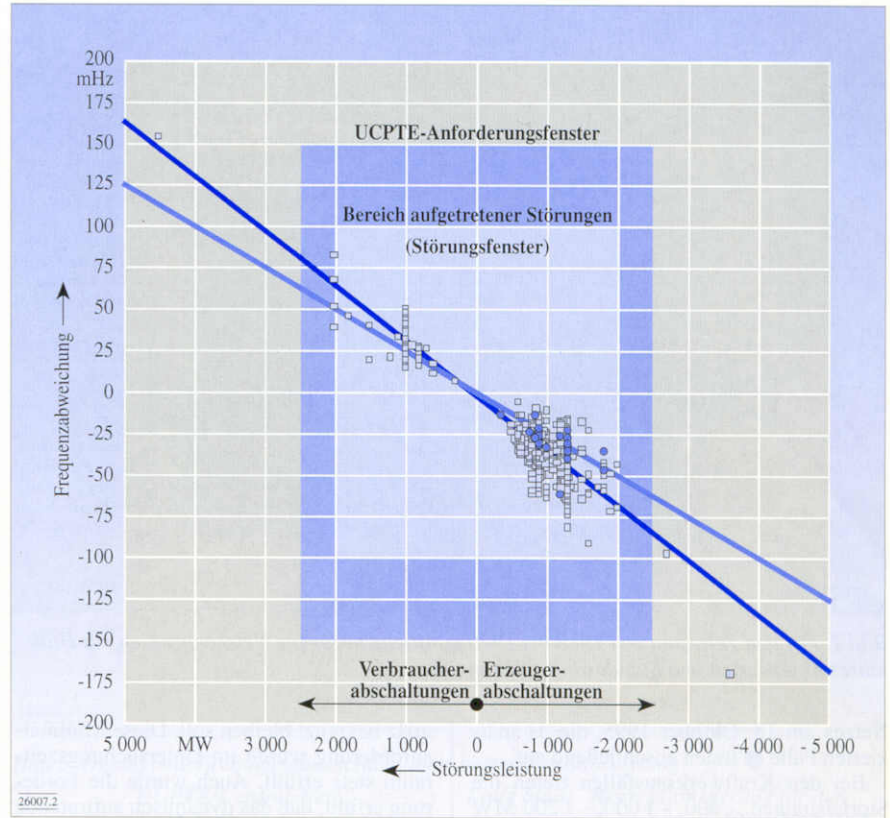


Bild 2. Frequenzabweichungen durch Störungen

- | | | | |
|------------------|--|----------------|---|
| \square | UCPTE-Netz ohne Central: 1285 Störungen | \bullet | UCPTE-Netz mit Central: 31 Störungen |
| Linie dunkelblau | Regression für den Zeitraum 1.1.1988-17.10.1995, $\lambda_{UCPTE} = 30\,000$ MW/Hz | Linie hellblau | Regression für den Zeitraum 19.10.1995-10.2.1996, $\lambda_{UCPTE} = 40\,000$ MW/Hz |

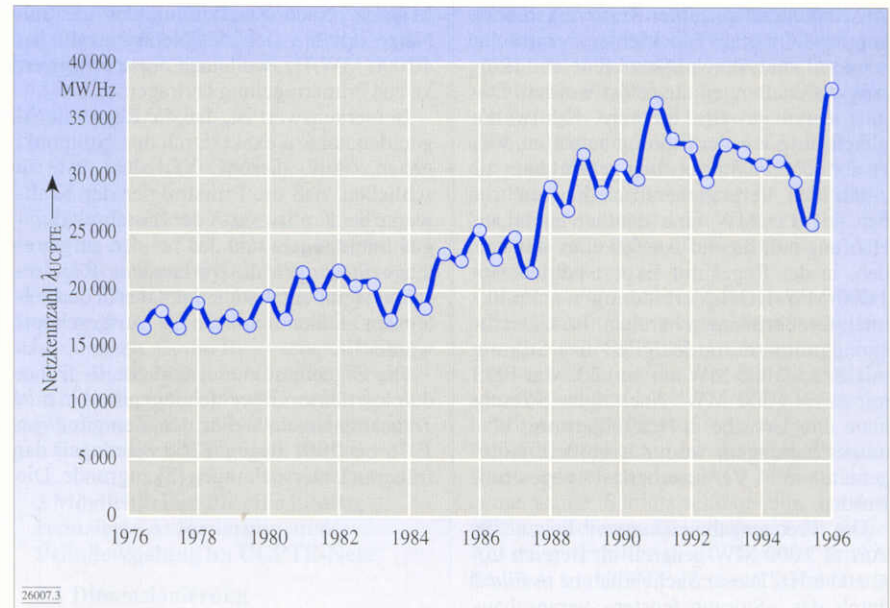


Bild 3. Halbjahresmittelwerte der Netzkennzahlen von 1976 bis 1996

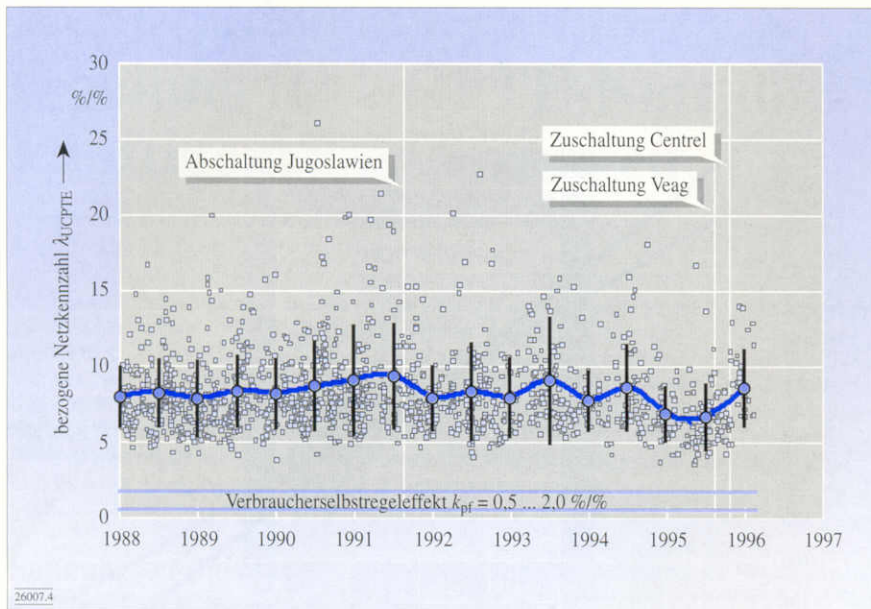


Bild 4. Für den Zeitraum von 1988 bis 1996 ermittelte bezogene Netzkennzahlen mit Halbjahresmittelwerten und Standardabweichungen

Netzes am 18. Oktober 1995, die 31 markierten Fälle ● traten anschließend auf.

Bei den Kraftwerksausfällen treten die Störleistungen - 900, - 1 000, - 1 200 MW deutlich sichtbar gehäuft auf, was auf die große Anzahl dieser gängigen Blockgrößen im UCPTE-Netz zurückzuführen ist. In dem Untersuchungszeitraum von acht Jahren traten nur zwei Fälle mit Störleistungen > 2 000 MW auf (25. Januar 1990: $\Delta P = - 3 600$ MW, 30. Mai 1991: $\Delta P = - 2 700$ MW). Diese Ausfälle wurden nicht durch Abschaltungen einzelner Kraftwerksblöcke aufgrund interner Blockfehler verursacht, sondern sind durch Netzfehler mit Leitungsabschaltungen ausgelöst worden. Damit waren jeweils mehrere Kraftwerke gleichzeitig von der Störung betroffen, was zu der höheren Störleistung geführt hat.

Bei den Verbraucherabschaltungen tritt bei + 1 000 MW eine deutlich sichtbare Häufung auf, die auf Ausfall einer der beiden, in der Regel mit Export betriebenen 1 000-MW-HGÜ-Verbindungen Frankreich-Großbritannien beruhen. Im Untersuchungszeitraum trat lediglich eine Störung mit $|\Delta P| > 2 000$ MW auf: am 20. Mai 1993 mit $\Delta P = 4 500$ MW. Auch diese Störung hatte ihre Ursache in Netzfehlern mit Leitungsschaltungen, wodurch größere Netzgebiete mit Verbraucherlast abgetrennt wurden.

Die Frequenzabweichungen liegen für $|\Delta P| \leq 2 000$ MW generell im Bereich $|\Delta f| \leq 100$ mHz. Dieser Sachverhalt ist in Bild 2 durch das »Störungsfenster« veranschaulicht. Das ebenfalls eingezeichnete »Anforderungsfenster« kennzeichnet die heutige Minimalanforderung der UCPTE bezüglich der Primärregelung [2;7], wonach für Störungen mit $|\Delta P| \leq 2 500$ MW die stationäre Frequenzabweichung auf $|\Delta f| \leq 150$

mHz begrenzt bleiben soll. Diese Minimalanforderung wurde im Untersuchungszeitraum stets erfüllt. Auch wurde die Forderung erfüllt, daß das dynamisch auftretende Frequenzminimum für obengenannte Störungen nicht zu $f \leq 49$ Hz führte und somit kein Lastabwurf ausgelöst wurde [8].

Legt man Regressionsgeraden durch die Punktehaufen □ und ●, so ergeben deren Steigungen die mittleren Netzkennzahlen. Für das UCPTE-Netz betrug diese vor der Central-Erweiterung rd. 30 000 MW/Hz. Nach Zuschaltung der Central-Netze erhöhte sich die Netzkennzahl auf 40 000 MW/Hz, weil auch deren Kraftwerke zur Primärregelung beitragen.

Bemerkenswert ist, daß die Regressionsgeraden nahezu exakt durch den Nullpunkt gehen. Aus diesem Verhalten ist zu schließen, daß die Primärregler der Kraftwerke bei Kraftwerks- oder Lastabschaltungen linear regeln und daß bei den aufgetretenen Störungen die vorhandene Regelreserve, wenn überhaupt, dann nur in den seltensten Fällen vollständig ausgeschöpft wurde.

Die Ergebnisse dieser und bereits früher durchgeführter Untersuchungen sind in Bild 3 zusammengefaßt. Für den Zeitraum von 1976 bis 1981 liegen 1 250 Störungen der früheren Untersuchungen [5] zugrunde. Die

Werte von 1982 bis 1987 stammen aus 406 exemplarisch von der EGL ausgewählten und analysierten Störungen. Die Werte ab 1988 wurden aus demselben Datenmaterial wie in Bild 2 ermittelt. Es ergeben sich folgende Sachverhalte:

- 1976 betrug die Netzkennzahl rd. 17 000 MW/Hz, z.B. Ausfall KW Oberzier am 9. April 1975: $\Delta P = 2 500$ MW, $\Delta f = 150$ mHz, $\lambda = 17 000$ MW/Hz.
- Von 1976 bis 1991 war ein kontinuierlicher Zuwachs zu verzeichnen, z.B. Störung Rhonetal am 17. Februar 1985: $\Delta P = 4 200$ MW, $\Delta f = 200$ mHz, $\lambda = 21 000$ MW/Hz.
- 1988 betrug die mittlere Netzkennzahl 30 000 MW/Hz
- Bis 1991 stieg die mittlere Netzkennzahl kontinuierlich bis auf 35 000 MW/Hz
- Nach 1991 ging die mittlere Netzkennzahl wieder zurück bis auf den Wert von 1988
- Im Winterhalbjahr 1995/96 fand ein sprunghaftem Anstieg auf 40 000 MW/Hz statt (Central-Zuschaltung Oktober 1995)
- Die Sommer/Winter-Schwankungen betragen über den gesamten Zeitraum rd. 2 000 bis 3 000 MW/Hz.

2.2 Bezogene Netzkennzahl und Statik

Die Netzkennzahl ist abhängig von der Netzgröße und damit von der Verbraucherleistung sowie der Anzahl der am Netz befindlichen primäreregelten Kraftwerke. Einige bedeutsame Zusammenhänge lassen sich erst durch netzgrößen-unabhängige Kenngrößen aufzeigen, die man durch Normierung auf die Netznennleistung P_N zum Störzeitpunkt (Summenleistung aller am Netz befindlichen Kraftwerke) und auf die Nennfrequenz $f_N = 50$ Hz erhält. Man erhält so die bezogene Netzkennzahl

$$\lambda^* = \lambda \cdot f_N / P_N \quad (2)$$

Die in den Kraftwerken aktivierte Primärregelleistung wird mit der bezogenen kraftwerksseitigen Leistungszahl λ^*_{KW} durch

$$\Delta P_{Pr} / P_N = \lambda^*_{KW} \Delta f / f_N \quad (3)$$

ausgedrückt. In Analogie hierzu läßt sich anhand des Verbraucherselbstregeleffekts k_{Pf} die Änderung der Verbraucherwirkleistung

$$\Delta P_V / P_N = k_{Pf} \Delta f / f_N \quad (4)$$

angeben. Zur Ausregelung einer Störleistung ΔP dienen beide Anteile aus Gl. (3) und (4):

$$\Delta P_P / P_N = (\Delta P_{Pr} + \Delta P_V) / P_N \quad (5)$$

Hieraus wird unmittelbar ersichtlich, daß die kraftwerksseitige Leistungszahl λ^*_{KW} und der Verbraucherselbstregeleffekt k_{Pf} additiv zur bezogenen Netzkennzahl

$$\lambda^* = \lambda^*_{KW} + k_{pf} \quad (6)$$

beitragen.

Aus dem Kehrwert der bezogenen Netzkennzahl ergibt sich die resultierende Netzstatik

$$\sigma = 1 / \lambda^* \quad (7)$$

die im folgenden als weitere Beurteilungsgröße der Netzregelung herangezogen wird.

Die für die Berechnung der bezogenen Kennzahlen benötigte Netznennleistung zum Störzeitpunkt P_N wurde näherungsweise anhand der Jahresgänge der Erzeugung und der Tagesgänge des Verbrauchs aus UCPT- Jahres- bzw. Quartalsberichten [9;10] bestimmt.

In Bild 4 sind die so ermittelten Netzkennzahlen des Zeitbereiches von 1988 bis 1996 dargestellt. Bis 1991 stieg die bezogene Netzkennzahl λ^* stetig, was auf einen damals stetigen Anstieg der bei Störungen aktivierten relativen Primärregelleistung bezogen auf die UCPT-Netzlast schließen läßt. Anschließend nahm λ^* tendenziell ab und stieg nach der Zuschaltung des Central-Netzes wieder. Die Sommer-/Winterschwankungen sind bis 1991 durch die Normierung erwartungsgemäß nahezu eliminiert. Nach 1991 auftretende Sommer/Winter-Schwankungen deuten darauf hin, daß die vorgehaltene Regelleistung entgegen den derzeitigen UCPT-Empfehlungen nicht proportional zur Last bzw. Kraftwerkseinspeisung angepaßt wurde.

In Bild 4 ist der im UCPT-Netz aus Messungen [11] ermittelte Wertebereich des Verbraucherselbststreckeffektes k_{pf} von 0,5 bis 2 %/‰ dargestellt. Bei $\lambda^*_{UCPT} = 8 \text{ %/‰}$ sind die Verbraucher also häufig bis zu einem Viertel an der Primärregelung des UCPT-Netzes beteiligt.

In Bild 5 sind die prozentualen Frequenzabweichungen über den prozentualen Störleistungen für jede Störung aufgetragen. In dieser normierten Darstellung ergibt sich die mittlere resultierende Netzstatik unmittelbar aus der Regressionsgeraden durch die Punkthaufen. Der so ermittelte statistisch abgesicherte Wert für die resultierende Netzstatik des UCPT- bzw. UCPT/Central-Verbundes beträgt $\sigma_{Netz} = 13 \text{ %}$. Mit dieser Netzstatik ist gewährleistet, daß eine Störleistung von 2,5 % zu einer bleibenden Frequenzabweichung von höchstens 150 mHz führt. Die so ausregelbare Störleistung liegt also zwischen 4 750 MW bei Werktagsschwachlast (190 GW) und 7 500 MW bei Starklast (300 GW).

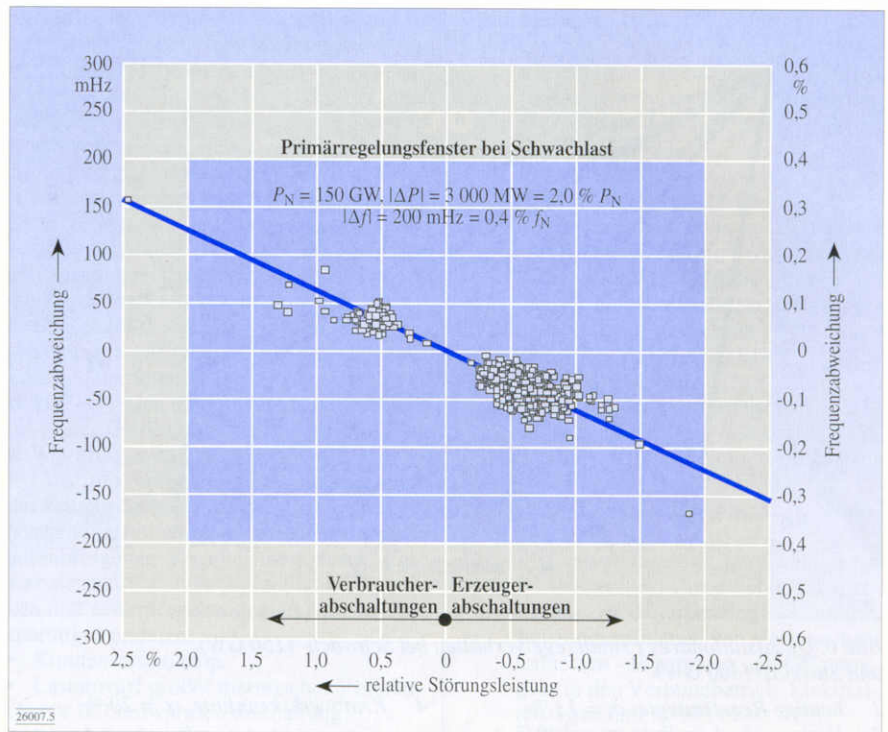


Bild 5. Gemessene Frequenzabweichung über bezogener Störleistung

□ UCPT/Central-Netz; 1316 Störungen
 Linie blau: Regressionsgerade für den Zeitraum 1.1.1988-10.2.1996, Statik $s = 13 \text{ %}$

Die derzeitigen UCPT-Empfehlungen [2;12] enthalten die im Vergleich hierzu strengere Forderung, daß bei einer Frequenzabweichung von 150 mHz die kraftwerksseitig vorzuhaltende Primärregelung von 2,5 % der Netzlast aktiviert werden soll. Berücksichtigt man den frequenzabhängigen Lastrückgang von

$$\Delta P_V = k_{pf} \Delta f / f_N P_N = 2 \text{ %/‰} \cdot 3 \text{ %} \cdot 300 \text{ GW} = 1 800 \text{ MW} \quad (8)$$

so kann während Starklast unter Einhaltung von $\Delta f = -150 \text{ mHz}$ ein Kraftwerksausfall von über 9 000 MW ausgeregelt werden. Die Beherrschung einer solchen Störung dürfte allerdings auf andere technische Grenzen als die Reservebereitstellung stoßen. Die Dimensionierung der Reserveleistung sollte daher vor allem nach der Zuschaltung des Central-Netzes auf die heutigen Gegebenheiten angepaßt werden.

3 Möglichkeiten für eine künftig reduzierte Anforderung an die Primärregelung im UCPT-Netz

3.1 Dimensionierung der Regelleistung

Für den Auslegungsstörfall wird weiterhin zugrunde gelegt, daß ein Doppelblockausfall ohne Netz- oder Kundenbeeinträchtigung beherrscht werden soll. Die gestiegenen Blockgrößen erfordern gegenüber der

ursprünglichen UCPT-Anforderung in Bild 2 eine auf 3 000 MW erhöhte Reserveleistung. Aufgrund ihrer Auslegung von 2,5 % P_N liegt jedoch der im UCPT-Netz heute tatsächlich vorgehaltene Betrag wie oben beziffert zu häufigen Zeiten deutlich höher, was eine Abkehr von der bisherigen prozentualen Bemessung nahelegt. Die vorzuhaltende Regelleistung von 3 000 MW soll bei $\Delta f = -200 \text{ mHz}$ aktiviert sein, was auch mit den empfohlenen Maßnahmen für die erste Stufe (49,8 Hz) des DVG-5-Stufen-Plans [8] in Einklang steht. Daß diese Forderung auch aus dynamischer Sicht ausreichend ist, zeigen die Ergebnisse in Abschnitt 3.2.

Wie aus Bild 2 hervorgeht, ist die Wahrscheinlichkeit für noch größere Ausfälle im UCPT-Netz sehr gering. Von 1988 bis 1996 wiesen von den aufgezeichneten Störungen mit $|\Delta P| \geq 600 \text{ MW}$ lediglich zwei größere Störleistungen auf. Außerdem speist in der Regel nicht mehr Kraftwerksleistung als 3 000 MW auf eine gemeinsame Sammelschiene ein, so daß auch unter diesem Gesichtspunkt der obige Ansatz gerechtfertigt ist. Darüber hinaus bestünde im UCPT-Netz ein Stabilitätsri-

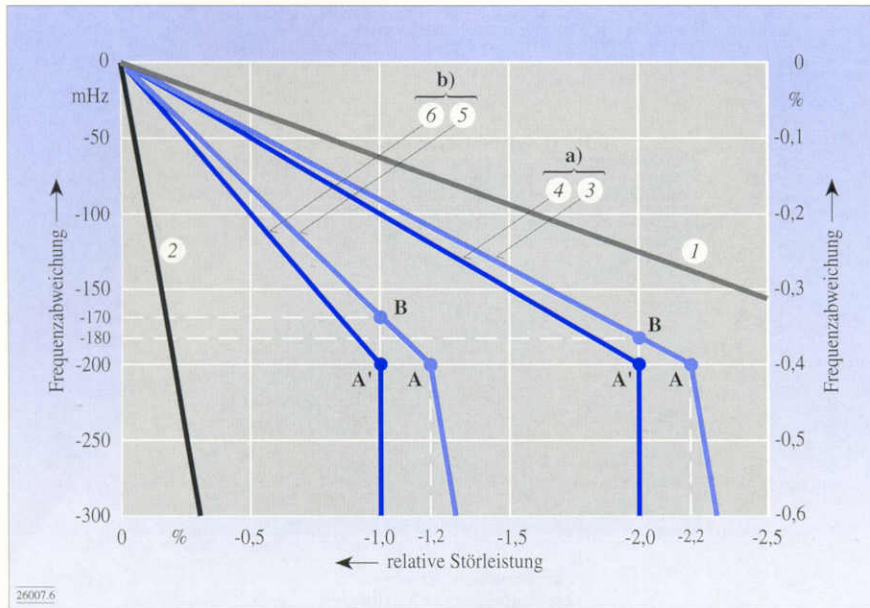


Bild 6. Quasistationäres Primärregelverhalten bei Schwach- (150 GW) und Starklast (300 GW)

- | | |
|--|--|
| 1 heutige Regelstrategie, $\sigma = 13\%$ | 4 Kraftwerkskennlinie, $\sigma = 20\%$ |
| 2 Verbrauchercharakteristik, $\sigma = 200\%$, $k_{pf} = 0,5\%/%$ | b) Primärregelverhalten bei Starklast, $P_N = 300\text{ GW}$, $\Delta P = 3000\text{ MW} = 1\% P_N$ |
| a) Primärregelverhalten bei Schwachlast, $P_N = 150\text{ GW}$, $\Delta P = 3000\text{ MW} = 2\% P_N$ | 5 künftige Regelstrategie, Netzkennlinie, $\sigma = 33\%$ |
| 3 künftige Regelstrategie, Netzkennlinie, $\sigma = 18\%$ | 6 Kraftwerkskennlinie, $\sigma = 40\%$ |

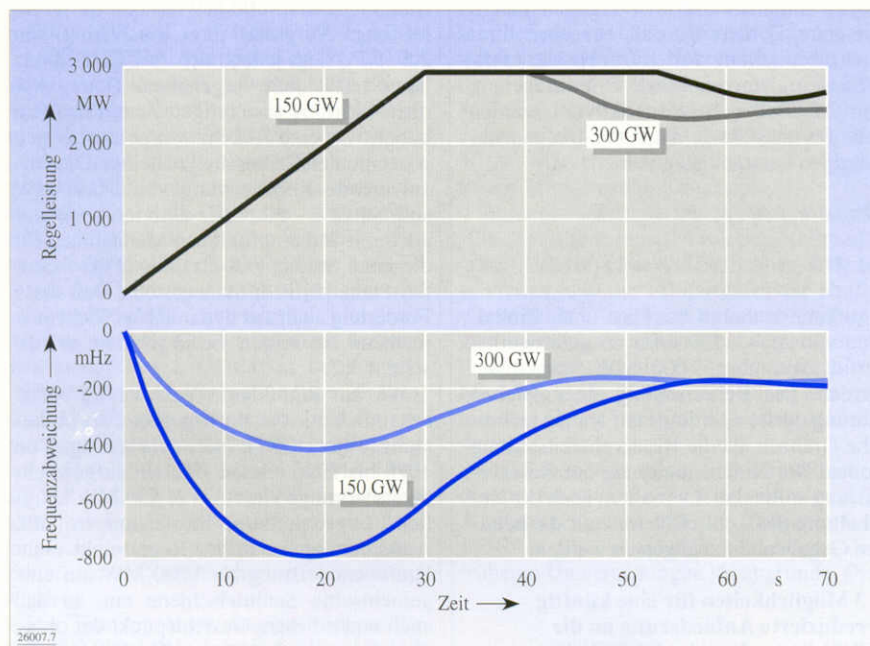


Bild 7. Dynamisches Primärregelverhalten bei Schwach- (150 GW) und Starklast (300 GW)

siko, wenn im Störfall mehr als 3000 MW in die gestörte Region transportiert werden müßten. Dieser zusätzliche Leistungsfluß kann entweder zu Überlastungen und anschließenden Leitungsabschaltungen bis hin zu Teilnetzbildungen oder aber zu unzulässigen Netzpendelungen führen, die den Betrieb gefährden.

Im kritischen Schwachlastfall mit 150 GW (Sommer, Feiertag) ergibt sich mit den neuen Anforderungen das in Bild 6 dargestellte quasistationäre Regelverhalten:

- Die in den Kraftwerken vorzuhaltende Primärregelreserve von 3000 MW ist bei einer Frequenzabweichung von $\Delta f = -200\text{ mHz}$ erschöpft. Daraus resultiert die Kraftwerkskennlinie mit einer Statik von $\sigma = 20\%$, Linie 4.
- Die Verbrauchercharakteristik $\sigma = 200\%$ modifiziert die Kraftwerkskennlinie zur Netzkennlinie mit $\sigma = 18\%$, Linie 3. (Hier wurde mit $k_{pf} = 0,5\%/%$ der aufgrund von Messungen ermittelte Mindestwert für den Verbraucherselbstregeleffekt zugrunde gelegt [11].)
- Eine Ausfalleistung von 3000 MW führt somit summarisch nur zu einer Frequenzabweichung von $\Delta f = -180\text{ mHz}$, Punkt B, Linie 3.

Damit reduziert sich die heutige Netzkennzahl von 40000 MW/Hz um mehr als die Hälfte wieder auf das Niveau wie zwischen 1976 und etwa 1985, was nach den damaligen Betriebserfahrungen nicht mit Nachteilen verbunden ist. Die Netzkennzahl wird wesentlich bestimmt durch die kraftwerksseitige Leistungszahl von 3000 MW/200 mHz = 15000 MW/Hz. Hinzu kommt der Einfluß des Verbraucherselbstregeleffekts, dessen Beitrag zur Netzkennzahl je nach Netzlast und Verbrauchercharakteristik mindestens 1500 MW/Hz ausmacht und zu häufigen Zeiten auch bei 4000 MW/Hz liegt. Die resultierende Netzkennzahl ist demnach in der Praxis überwiegend oberhalb 16500 MW/Hz bis rd. 19000 MW/Hz zu erwarten, was auch den heutigen Anforderungen genügen würde.

3.2 Dynamische Anforderungen an die Primärregelung

Vorstehende Analysen des Primärregelverhaltens und daraus abgeleitete Vorschläge für künftige Anforderungen im UCPTE/Centrel-Verbund betreffen nur das quasistationäre Systemverhalten. Ergänzend hierzu wurden Simulationsstudien des dynamischen Verhaltens durchgeführt, um auch die dynamischen Anforderungen an die Kraftwerke den neuen Gegebenheiten anzupassen und möglicherweise weitere Einsparpotentiale aufzuzeigen.

Bild 7 zeigt ein Ergebnis aus diesen Untersuchungen [13] für den kritischen Auslegungsfall einer Kraftwerksabschaltung von 3000 MW bei Schwachlast (150 GW). Hiernach ist eine lineare Aktivierung der Primärregelleistung innerhalb von 30 s ausreichend, so daß die bisher innerhalb der er-

sten 5 s geforderte höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeit [2] entfallen kann.

Diese reduzierten dynamischen Anforderungen an die Primärregelung können auch von modernen Verfahren zur Wirkleistungssekundenreserve-Bereitstellung, wie Kondensatstau/stop [14;15;16] erfüllt werden, so daß die im thermischen Prozeß wirkungsgradmindernde Androsselung erheblich reduziert werden kann.

Die maximale dynamische Frequenzabweichung beträgt $\Delta f = -800$ mHz, so daß noch ein ausreichender Sicherheitsabstand bis zur Ansprechschwelle des frequenzabhängigen Lastabwurfs bei 49 Hz gegeben ist.

Ergänzend wird in *Bild 7* der derzeitige UCPT/Centerl-Starklastfall von 300 GW gegenübergestellt. Die maximale Frequenzabweichung ist mit etwa 400 mHz deutlich geringer als im Schwachlastfall.

Die physikalische Erklärung für dieses Ergebnis liegt in dem zur Verbundgröße proportionalen Anstieg der gespeicherten kinetischen Energie aller synchron zur Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen und des frequenzabhängigen Lastrückgangs im gesamten Verbundsystem. Beides erleichtert die Begrenzung des dynamischen Frequenzeinbruchs auf $f > 49$ Hz durch die Primärregelung.

Die sich nach Beendigung des Ausregelvorgangs jeweils einstellenden stationären Arbeitspunkte entsprechen denen in *Bild 6* (Punkt B), d.h. die Frequenzabweichung beträgt bei Schwachlast 180 mHz und bei Starklast 170 mHz.

Die dann noch in den Kraftwerken vorhandene Regelreserve wird benötigt, damit noch ein ausreichender Regelhub zur Wahrung eines stabilen Betriebspunktes zur Verfügung steht.

Für die Auslegung der einzelnen Turbinenreglerkonzepte ist weiterhin zu beachten, daß auch eine Verbraucherabschaltung oder ein bei Netzauftrennung plötzlich auftretender Leistungsüberschuß in einem Teilnetz regeltechnisch beherrscht wird [17].

4 Einsparpotentiale

Die neuen Anforderungen führen zu Einsparungen bei der vorzuhaltenden Regelreserve. Folgende Angaben sind grobe Abschätzungen und sollen lediglich die möglichen Einspardimensionen verdeutlichen.

Sowohl Investitions- als auch Betriebskosten zur Vorhaltung von Primärregelreserve sind abhängig von der verwendeten

Technik ihrer Bereitstellung und den Kostenstrukturen des Kraftwerksparks im jeweiligen Unternehmen. Die höchsten Kosten entstehen in der Regel bei der herkömmlichen Technik der Androsselung thermischer Kraftwerke. Dort müssen Brennstoffmehrerbrauch (0,5 % bei einer Reservevorhaltung von $5\% \cdot P_N$) und die Erzeugungsverlagerungskosten berücksichtigt werden [16;18]. Letztgenannte können besonders dann erheblich sein, wenn die Regelreserve in kostengünstigen Grundlastkraftwerken vorgehalten wird. Eine Abschätzung ergab, daß in diesem Fall eine Senkung der Regelreserve um beispielsweise 100 MW eine betriebliche Kostenersparnis in der Größenordnung von 10 Mio DM je Jahr bringen kann.

Über die vorgeschlagene Verringerung der Primärregelreserve im UCPT/Centerl-Verbundnetz hinaus lassen sich für die noch aufzubringende Regelleistung durch Einsatz alternativer und/oder moderner Techniken und neuer Regelstrategien weitere Einsparungen erzielen:

- Kondensatstau/stop
- Lastabwurf großer thermischer Verbraucher, z.B. Fernwärme-Abschaltung,
- Lastabwurf großer elektrischer Verbraucher, z.B. Aluminiumschmelzen
- Lastabwurf der Pumpspeicherwerke im Pumpbetrieb
- regelbare Pumpturbine.

Vorgenannte Maßnahmen können kein vollständiger Ersatz für kraftwerkseitig geregelt bereitgestellte Sekundenreserve sein, sondern nur ergänzend eingesetzt werden und müssen in ihrer Wirkung auf das Systemverhalten aufeinander abgestimmt werden.

5 Ausblick

In der heutigen Zeit des zunehmenden Wettbewerbs, der Deregulierung und der Umstrukturierung in der Elektrizitätswirtschaft wird die Bewertung der Netzdienstleistungen und damit auch der Primär- und Sekundärregelung eine große Rolle spielen, besonders auch im Hinblick auf ihre gesonderte Verrechnung neben Energiekosten und Transitgebühren.

Der Einsatz moderner und effizienter Regelstrategien wird zur Folge haben, daß erhebliche Investitions- und Betriebskosten eingespart werden können.

6 Schrifttum

- [1] Wirkleistungs-Regelung im UCPT-Netz. UCPT-Jahresbericht 1990.
- [2] Empfehlung zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPT. UCPT, Juni 1995.
- [3] *Luder, H.* u.a.: Bericht über Abschalt- und Regeluntersuchungen der Schweiz im westeuropäischen Verbundnetz. Bulletin ASE 55, 1964.

- [4] *Tillmann, H.-B.* u.a.: Regelverhalten des Veag-Netzes, experimentell ermittelt im Rahmen der osteuropäischen Zwischensystem-Erprobung. Elektrizitätswirtschaft Jg 94 (1995), H. 3, S. 115-123.
- [5] Regelverhalten des UCPT-Netzes. UCPT-Jahresbericht 1981/82.
- [6] *Asal, H. P.* u.a.: Störungen im Westeuropäischen Verbundnetz. Bulletin SEV/VSE, Bd. 71, 1980.
- [7] Empfehlung für Maßnahmen zur Frequenzhaltung und gegen Großstörungen. UCPT-Jahresbericht 1982-1983.
- [8] Deutsche Verbundgesellschaft: Maßnahmen für die Versorgung im Störfall. Heidelberg, Juni 1980.
- [9] UCPT-Jahresbericht 1994.
- [10] UCPT-Halbjahresbericht, 1. Halbjahr 1994.
- [11] *Welfonder, E.; Hall, B.; Glaunsinger W.; Heueck, R.*: Untersuchung der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbraucher-Teilnetzen - Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb. Elektrizitätswirtschaft Jg 93 (1994), H. 3.
- [12] UCPT: Empfehlung zur Frequenz im Verbundbetrieb der UCPT. Oktober 1996.
- [13] Anforderungen an die Primärregelung im UCPT-Verbundbetrieb. Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg, Dezember 1996.
- [14] *Sindelar, R.*: Ein Konzept für die Leistungsregelung eines kohlebefeuerten Kraftwerksblockes. VGB Kraftwerkstechnik 71 (1991), H. 1, S. 4-13.
- [15] *Falgenhauer, G.; Kürten, H.*: Zweckmäßigkeit von Maßnahmen zur schnellen Leistungssteigerung in Dampfkraftwerken. VGB Kraftwerkstechnik 65 (1985), H. 4, S. 362-368.
- [16] *Hühne, W.; Vogelbacher, L.*: Regelverhalten von Dampfkraftwerken bei der De-Aktivierung der Niederdruck-Vorwärmer zur Bereitstellung der Wirkleistungssekundenreserve. VDI-Berichte Nr. 1245, 1996, S. 157-179.
- [17] *Grebe, E.*: Anforderungen an Turbinen-Regelkonzepte im Hinblick auf Verbund- und Inselbetrieb. VDI-Berichte Nr. 801, 1990, S. 273-292.
- [18] *Näser, W.; Grebe, E.*: Kosten von Regelmaßnahmen im Netzbetrieb. VDI-Berichte Nr. 1245, 1996. (26007)