

Simulation des Netzwiederaufbaus nach Grossstörungen im schweizerischen Hochspannungsnetz

H.P. Asal, R. Widmer, H. Weber, E. Welfonder und W. Sattinger

Der Beitrag stellt die wesentlichen Ergebnisse einer Simulationsstudie zum Wiederaufbau des Schweizer Netzes vor. Es werden die einzelnen Wiederaufbauschritte beschrieben, die sich bei isoliertem Teilnetz (ohne Spannungsvorgabe) bzw. bei möglicher Ankopplung an ein in Betrieb befindliches Nachbarnetz (mit Spannungsvorgabe) als notwendig erweisen. Die dabei auftretenden Ausgleichsvorgänge werden anhand von Simulationsverläufen veranschaulicht.

L'article présente les principaux résultats d'une étude de simulation pour la remise sur pied du réseau suisse après une grave perturbation. Il décrit les diverses étapes de reconstruction apparaissant nécessaires dans le cas d'un réseau partiel isolé (sans consigne de tension) ou dans le cas d'une connexion possible à un réseau voisin en service. Les processus d'égalisation sont mis en évidence à l'aide d'évolutions de simulations.

Adressen der Autoren
 Dr. H. P. Asal, R. Widmer und Dr. H. Weber,
 Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG,
 4335 Laufenburg,
 Prof. Dr. E. Welfonder und W. Sattinger,
 Universität Stuttgart, D-7000 Stuttgart.

Einleitung

Die nationalen Hochspannungsnetze innerhalb Westeuropas sind im Laufe der vergangenen Jahrzehnte zum UCPTÉ¹-Verbundnetz zusammengeschlossen worden, das heute eines der grössten Verbundsysteme der Welt darstellt. Zu den wesentlichen Vorteilen des Verbundbetriebs zählen der gegenseitige Energieaustausch nach marktwirtschaftlichen Prinzipien und damit die Nutzung der günstigsten Erzeugung zu jedem Zeitpunkt, die gegenseitige Sekunden-Reservevorhaltung und Aushilfe, günstige Lastflüsse und damit kleine Transportverluste sowie die gemeinsame Nutzung der Netzelemente und Kraftwerke.

Aufgrund des koordinierten Netzbetriebs, der häufig erst die Einhaltung der (n-1)-Zuverlässigkeitsstrategie ermöglicht, führen auch grössere Einfachnetzstörungen, wie zum Beispiel der gleichzeitige Ausfall mehrerer Kraftwerksblöcke, nur selten zu Folgestörungen, siehe Bild 1.

Dennoch sind grosse Netzstörungen, die zu Netzabtrennungen oder gar zu Teilnetzausfällen führen, nicht generell auszuschliessen. So kam es zum Beispiel

- 1976 zur Abtrennung des bayerischen und österreichischen Netzes,
- 1978 zu einer grossen Störung in Frankreich (etwa 30 000 MW Ausfall),
- 1979 zur kurzzeitigen Abtrennung des norddeutschen und dänischen Netzes,
- 1987 zu einer Störung in Frankreich (etwa 9000 MW Ausfall) und
- mehrmals zur Abtrennung des französischen und spanischen Netzes sowie des italienischen bzw. griechischen Netzes, letzteres unter anderem auch am 5. Januar 1990 [1].

¹ Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité.

Obwohl der Verbundbetrieb bezüglich des Schweizer Teilnetzes bislang stets aufrechterhalten werden konnte, kann für die weitere Zukunft eine Abtrennung oder gar ein Totalausfall des Schweizer Netzes nicht generell ausgeschlossen werden.

Um auch derartige Worst-Case-Netzsituationen beherrschen zu können, ist von den Schweizer Verbundunternehmen bereits Mitte der achtziger Jahre ein Teilnetz-Wiederaufbauplan erstellt worden [2]. Jedoch ist das dynamische Verhalten vom Verbund abgetrennter

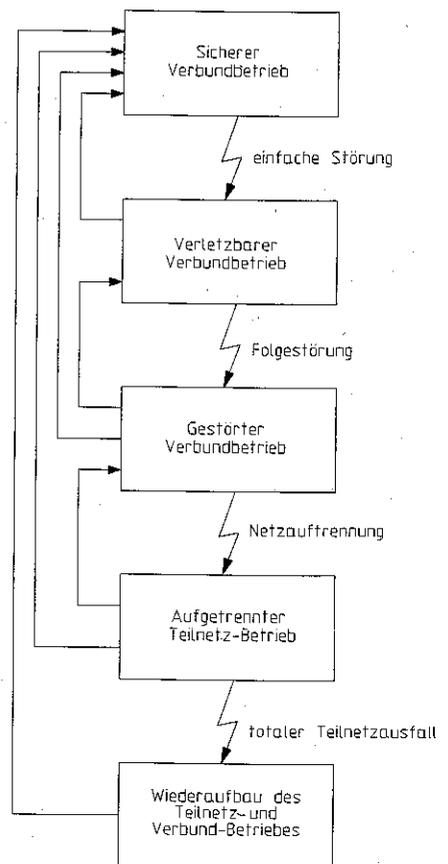


Bild 1 Mögliche Netz-Betriebszustände beim Auftreten von Grossstörungen

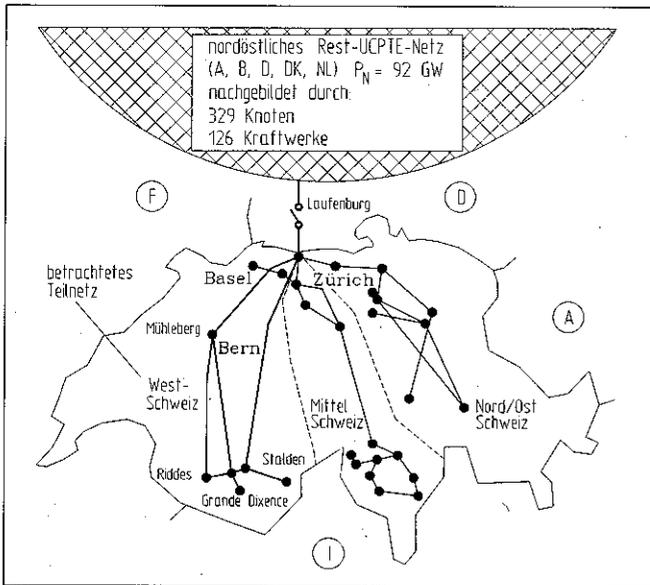


Bild 2
Schweizer Netzstruktur auf 220-kV-Ebene während des Netzwiederaufbaus

perimentelle Untersuchungen aufgrund der einzuhaltenden Netz-Versorgungssicherheit nicht durchführbar sind, ist eine Überprüfung des dynamischen Netzwiederaufbauverhaltens nur mit Hilfe realitätstreuer Netzsimulationsuntersuchungen möglich. Bei der Simulation des Wiederaufbaus des Schweizer Netzes wurde von dem von der Universität Stuttgart entwickelten Netz-dynamikmodell zur detaillierten Nachbildung des westeuropäischen Verbundnetzes [5] ausgegangen.

Die Durchführung der Netzsimulationsstudie erfolgte seitens der Universität Stuttgart in enger Zusammenarbeit mit der Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg.

2. Vorgehensweise beim Teilnetz-Wiederaufbau

Generell hat der Netzwiederaufbau in so kleinen Schritten zu erfolgen, dass die prozentualen Abweichungen vom Wirkleistungs- und auch Blindlei-

Teilnetze speziell während der ersten kritischen Wiederaufbauphasen, wenn häufig nur wenige grosse Kraftwerks-

blöcke über lange Übertragungsleitungen zusammenwirken [3, 4], nicht ausreichend bekannt. Da entsprechende ex-

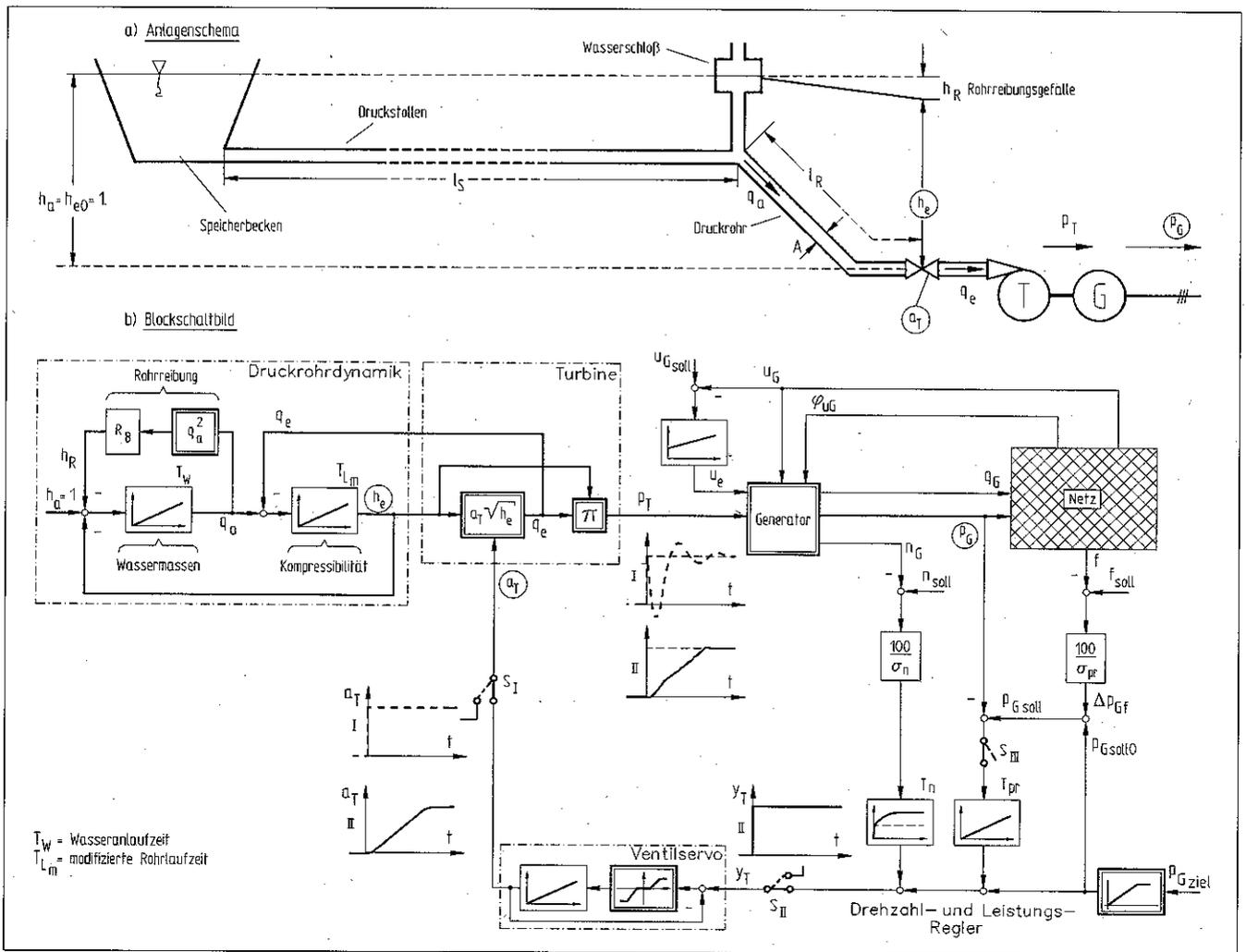


Bild 3 Wasserkraftwerksmodell

stungs-Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht zu gross werden.

Dabei ist die Spannungsebene, bei der die ersten Wiedereinschaltungen durchgeführt werden, möglichst niedrig zu wählen, um auf diese Weise die Ladeleistung der nur gering belasteten Übertragungsleitungen in Grenzen zu halten.

Zudem soll der Teilnetz-wiederaufbau wenn möglich von einem leistungsstarken Knoten eines benachbarten, noch – oder bereits wieder – betriebsfähigen Netzes aus vorgenommen werden, um auf diese Weise Wirk- und Blindleistungsdefizite, die während der einzelnen Wiederaufbauschritte kurzzeitig auftreten, per Leistungsimpport decken zu können. Nur im Notfall, wenn keine Unterstützung seitens angrenzender Teilnetze möglich ist, wird man einen isolierten Teilnetz-wiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von aussen durchführen.

Im Falle des Schweizer Netzes bietet sich aufgrund der geographischen Gegebenheiten ein regionales Vorgehen an. Dabei werden, wie in Bild 2 veranschaulicht, die Teilnetze «West-», «Mittel-» und «Nord/Ost»-Schweiz gemäss dem Wiederaufbauplan der Schweizer Energieversorgungsunternehmen getrennt wieder aufgebaut, und zwar zunächst auf der 220-kV-Ebene.

Im Rahmen der durchgeführten Simulationsstudie ist das Wiederaufbauverhalten aller drei Teilnetze untersucht worden. Im folgenden wird als Beispiel der Wiederaufbau des Teilnetzes West-Schweiz betrachtet.

Modellierung

Die Simulation erfolgte mit dem nichtlinearen Netzdynamikmodell, welches für die detaillierte Nachbildung des westeuropäischen Verbundnetzes entwickelt worden ist. Das gesamte Netzdynamikmodell enthält Teilmodelle für die verschiedenen Kraftwerksblocktypen, wie kohle- und ölbeheizte Dampfkraftwerksblöcke, Kernkraftwerksblöcke mit Druck- und Siedewasserreaktoren und Wasserkraftwerke.

Dabei wird das transiente und subtransiente Dynamikverhalten der Generatoren jeweils durch ein Modell fünfter Ordnung, die statische und dynamische Frequenz- und Spannungsabhängigkeit von Verbraucherteilnetzen, durch Modelle dritter Ordnung nachgebildet.

Sowohl das Netzdynamikmodell als Ganzes als auch einzelne Teilmodelle sind durch eine Vielzahl von Verglei-

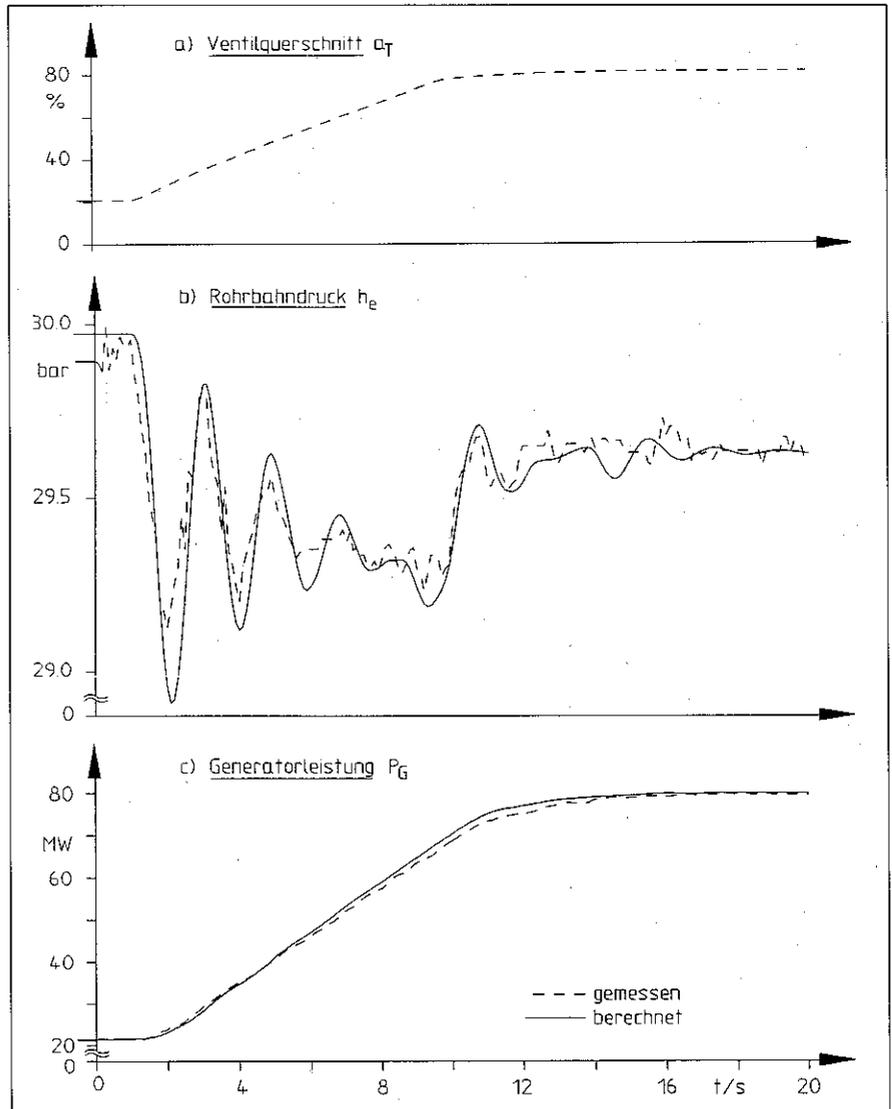


Bild 4 Vergleich Messung/Rechnung

chen zwischen Messungen und zugehörigen Simulationsverläufen verifiziert worden.

Da bei der durchgeführten Simulationsstudie bezüglich des Wiederaufbaus des Schweizer Netzes Wasserkraftwerke dominierend sind, soll das zugehörige Teildynamikmodell im folgenden näher erläutert werden.

Das Dynamikverhalten von Wasserkraftwerken wird im wesentlichen durch die Trägheit und die Kompressibilität der das Druckrohr durchströmenden Wassermassen bestimmt (Druckrohrdynamik), Bild 3. Die den Druckstollen durchströmenden Wassermassen haben hierauf keinen nennenswerten Einfluss, da «Druckstollen» und «Druckrohr» durch das zwischengeschaltete Wasserschloss weitgehend entkoppelt sind. Die Druckrohrdynamik lässt sich mit guter Näherung durch

einen Schwingkreis zweiter Ordnung beschreiben, wobei die Trägheit und die Kompressibilität der Wassermassen als Speicherglieder und die Rohrreibung als Dämpfungsglied wirken [6].

Wie in Bild 3 anhand des gestrichelt dargestellten Testfalles I (Schalter S_1 in Open-loop-Stellung) veranschaulicht, bewirkt ein sprungförmiges Öffnen des Turbinenventils a_T ein Totzeit-verzögertes Ansteigen der Turbinenleistung P_T . Dieses nicht-minimale Phasenverhalten der Druckrohrdynamik beruht darauf, dass mit dem Betätigen des Turbinenventils in «Auf»-Richtung der Druck h_e vor der Turbine zunächst absinkt, und zwar bis zur ausreichenden Beschleunigung der Druckrohr-Wassersäule.

Um den dabei auftretenden Druckstoss zu begrenzen, darf das Turbinenventil nur mit begrenzter Stellge-

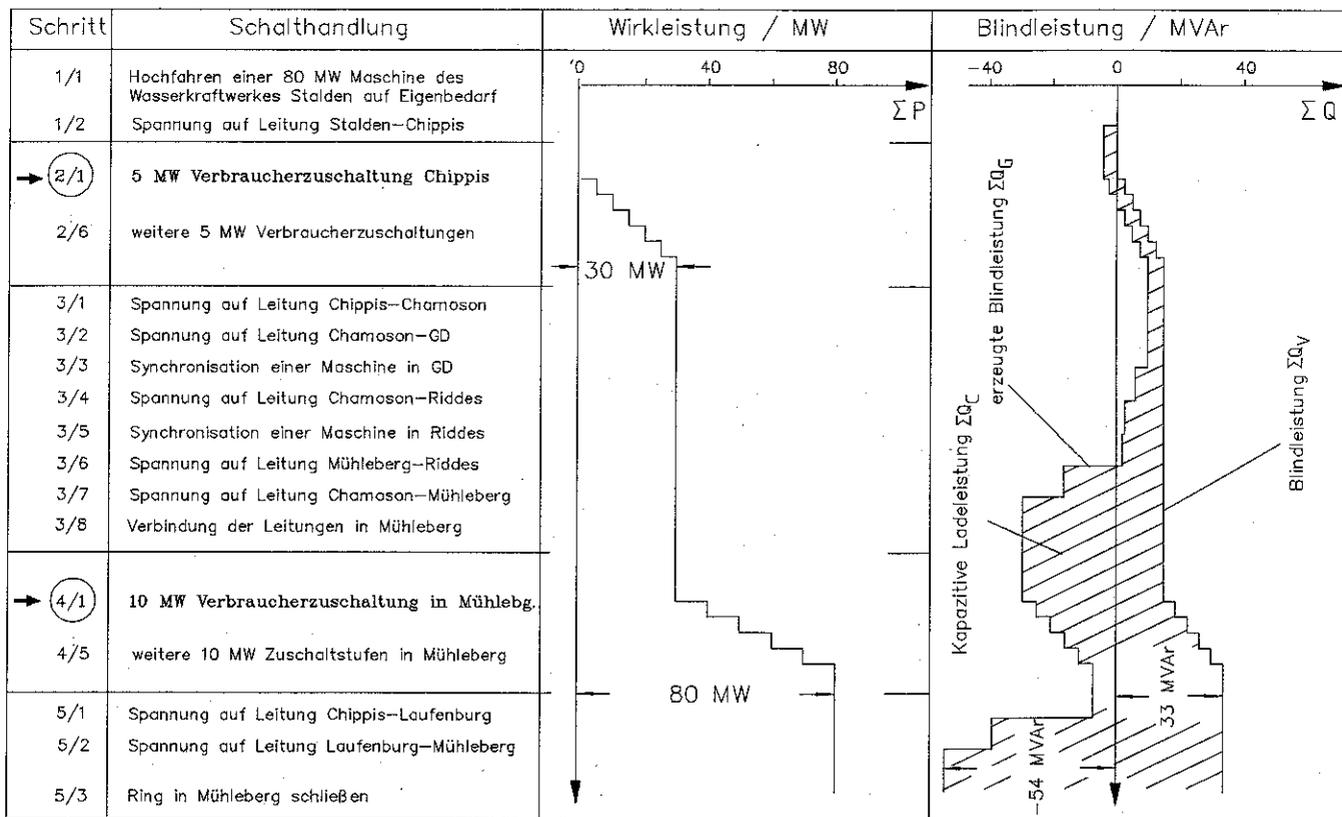


Bild 5 Netz-wiederaufbauplan des Teilnetzes «West-Schweiz» (ohne Spannungsvorgabe)

schwindigkeit betätigt werden [7]. Das sich bei einem derartigen rampenförmigen Öffnen des Turbinenventils, siehe Testfall II (Schalter S_{II} in Open-loop-Stellung), ergebende Einschwingverhalten ist in Bild 4 anhand eines Vergleiches von Messung und Modellberechnung veranschaulicht.

Auffallend sind nicht nur der vorübergehende Druckeinbruch, sondern auch die starke Druckschwingung am Eingang der Turbine. Dieses bereits schwingungsfähige Verhalten der unregelmässigen Wasserkraftwerksanlage lässt generell nur ein weiches Eingreifen der Regelung zu.

Teilnetz-wiederaufbau ohne externe Spannungsvorgabe

Beim isolierten Teilnetz-wiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von aussen stellt die Frequenz, und damit Drehzahl, die Hauptregelgrösse dar. Aus diesem Grunde werden die Wasserkraftwerke bei isoliertem Teilnetz-wiederaufbau auch nur drehzahl geregelt betrieben, siehe Bild 3 (Schalter S_{III} in Open-loop-Stellung).

Zudem stellt sich die Generatorblindleistung ΣQ_G bei jedem Wiederaufbauschritt in summa derart ein, dass sie –

unter Einhaltung einer vorgegebenen Sollspannung – jeweils der Differenz zwischen Verbraucher-Blindleistung ΣQ_V und Netzladeleistung ΣQ_C entspricht, siehe Bild 5. Damit letztere nicht unzulässig gross wird, darf die Zuschaltung unbelasteter Übertragungsleitungen nur schrittweise erfolgen.

Die im konkreten Anwendungsfall vorgesehenen Wiederaufbauschritte sind in Bild 5 veranschaulicht.

Im ersten Schritt 1/1 wird eine erste Turbinen-Generator-Einheit – im betrachteten Fall eine 80-MW-Maschine im Wasserkraftwerk Stalden (Knoten 3) – auf Nenndrehzahl hochgefahren und zunächst nur mit Eigenbedarf belastet. Danach wird die erste 220-kV-Leitung zugeschaltet und am nahegelegenen Verbraucher-knoten «Chippis» mit zunächst $P^* = 5 \text{ MW} / 80 \text{ MW} \hat{=} 6,25\%$ belastet, siehe Bild 6 (Wiederaufbaustufe 2/1). Da dieser Lastsprung im ersten Augenblick allein durch das Ausspeichern von Rotationsenergie, das heisst durch das Verzögern der generator- und verbraucherseitigen Schwungmassen, abgefangen werden muss, sinkt die Netzfrequenz – wie in Bild 7 veranschaulicht – zunächst steil ab, bis sie nach etwa 3 Sekunden bei $\Delta f_{\min} = -350 \text{ mHz}$ abgefangen wird.

Zu diesem Zeitpunkt ist die am Netz befindliche 80-MW-Maschine bereits um die Fehlleistung von 5 MW hochgefahren. Die nach erfolgtem Einschwingvorgang verbleibende stationäre Frequenzabweichung von $\Delta f_{(\infty)} = -155 \text{ mHz}$ beruht auf dem ausschliesslichen P-Verhalten der Drehzahlregelung.

Da die unregelmässige Wasserkraftwerksanlage aufgrund der beschriebenen «Rohrdruckdynamik» bereits ein schwingungsfähiges System darstellt, verläuft der geregelte Betrieb der Maschine stark oszillierend.

Dabei weist das Regelverhalten bei einer anfangs weich eingestellten Drehzahlregelung mit transienter Statik, das heisst mit nur halber Reglerverstärkung von $V_R(0) = 100/\sigma(0) = 10$, eine noch ausreichende Dämpfung auf, siehe Bild 7, linke Hälfte. Würde der Regler hingegen von Anfang an mit seiner vollen Verstärkung $V_R(\infty) = 100/\sigma(\infty) = 20$, das heisst ohne transiente Statik betrieben, so wäre das Regelverhalten bereits instabil, vgl. Bild 7, rechte Hälfte. Deshalb werden in Wasserkraftwerken in aller Regel Drehzahlregler mit «transienter Statik» eingesetzt [8].

Sobald sich der Beharrungszustand eingestellt hat, wird der Generator-Lei-

stungssollwert zur Aufhebung der bleibenden Frequenzabweichung gemäss der folgenden Beziehung um

$$\Delta P_{G\text{soll}}^* = \frac{100}{\sigma(\infty)} \cdot \frac{\Delta f(\infty)}{f_0}$$

$$= \frac{100}{20} \cdot \frac{0,155}{50} \hat{=} 6,2\%$$

manuell nachgeführt.

Im weiteren Verlauf der zweiten Wiederaufbaustufe wird die erste Maschine durch weitere Lastzuschaltungen in 5-MW-Schritten auf 30 MW $\hat{=} 37,5\%$ hochgefahren.

In der dritten Wiederaufbaustufe werden dann weitere 220-kV-Übertragungsleitungen zugeschaltet und auch zwei weitere Wasserkraftmaschinen in Grande Dixence und Riddes ans Netz genommen.

Aufgrund der nun erhöhten Schwungmasse ist in der sich anschließenden Wiederaufbaustufe 4 bereits das Lastzuschalten in 10-MW-Schritten zulässig.

Bild 6
Teilnetzstruktur für den Wiederaufbauschritt 2/1

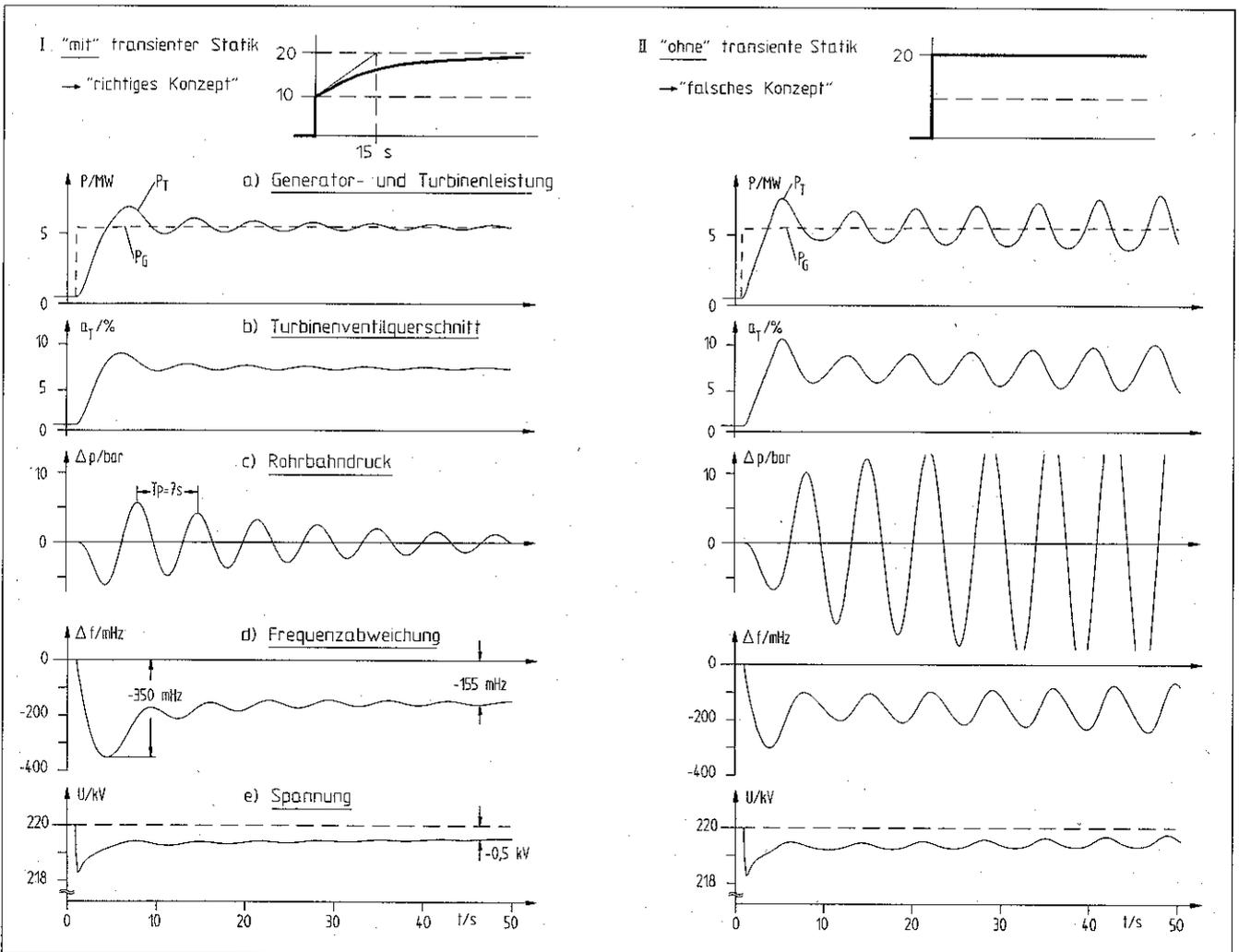
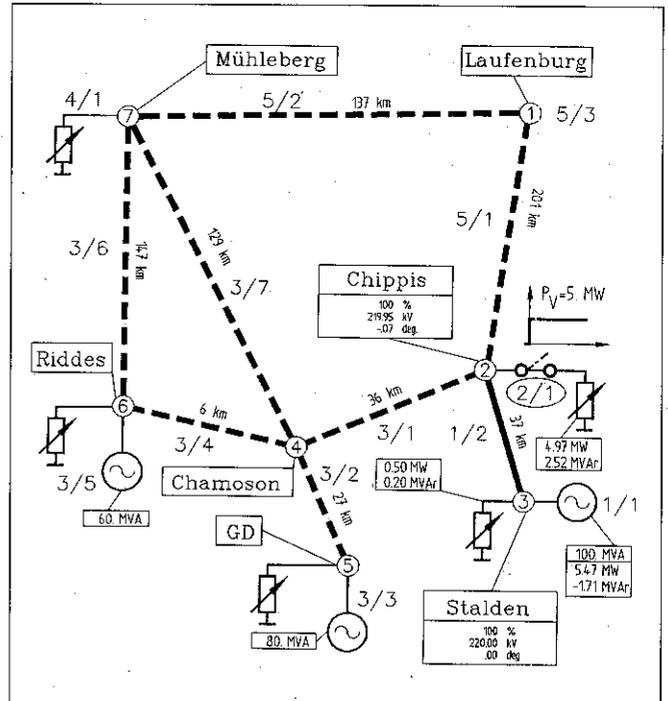


Bild 7 Dynamisches Verhalten des Kraftwerkes Stalden, Schritt 2/1 (ohne Spannungsvorgabe)

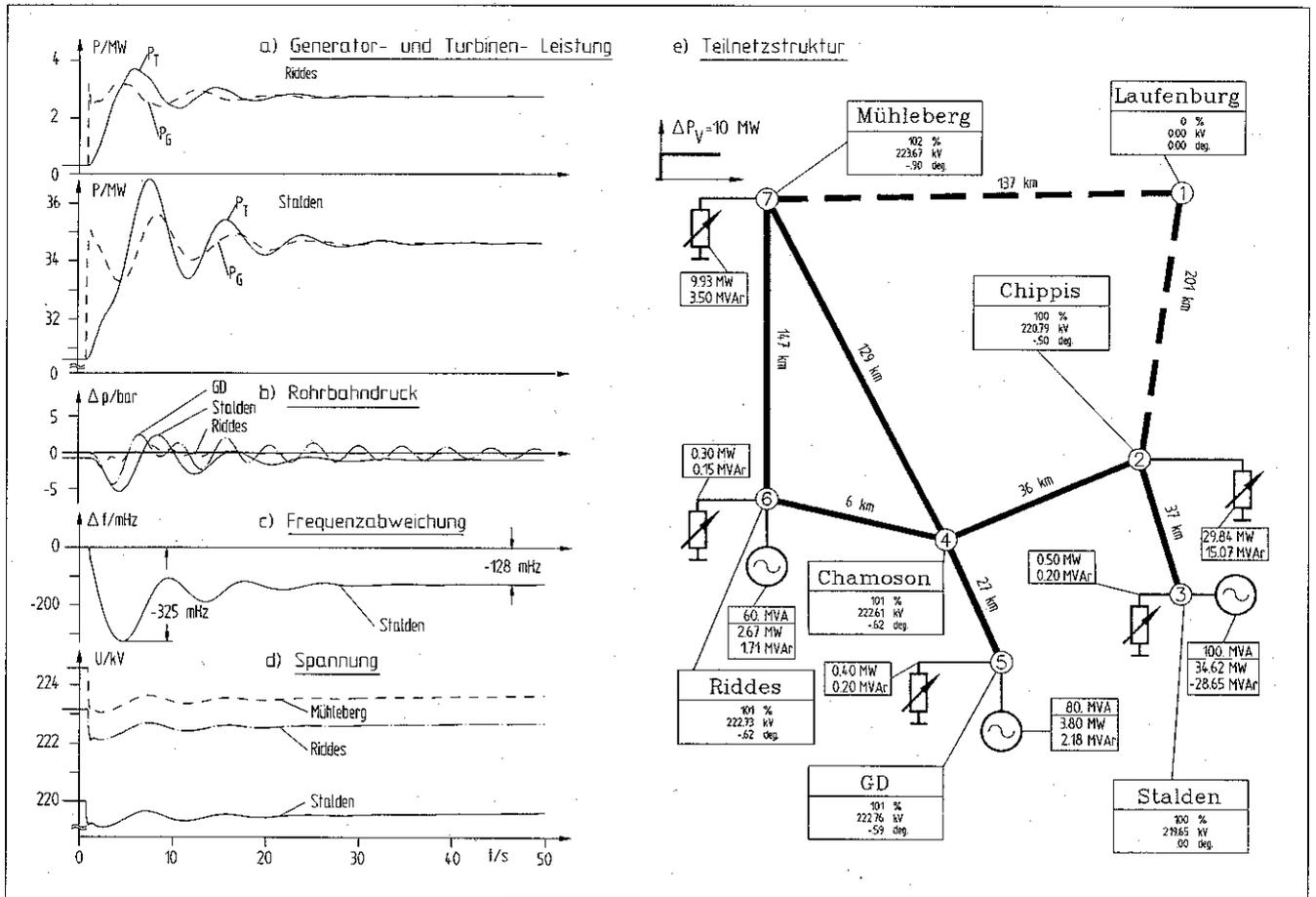


Bild 8 10-MW-Lastzuschaltung in Mühleberg, Schritt 4/1 (ohne Spannungsvorgabe)

Bild 8 zeigt das Kraftwerks- und Netzregelverhalten bei der 10-MW-Lastzuschaltung in Mühleberg, Schritt 4/1. Wie anhand der dargestellten Verläufe deutlich zu erkennen ist, verbessert sich das Dämpfungsverhalten mit steigender Netzlast.

Wie anhand von Bild 5 zu ersehen, wird in der Wiederaufbaustufe 4 die Netzlast bis auf etwa 80 MW gesteigert.

Danach können weitere Übertragungsleitungen zugeschaltet werden, wobei in der Wiederaufbaustufe 5 zugleich der erste Ring im Norden des Teilnetzes geschlossen wird.

In Bild 5 ist zudem die sich während der betrachteten fünf Teilnetz-Wiederaufbaustufen summarisch benötigte Generatorblindleistung

dargestellt.

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_V + \Sigma Q_C$$

dargestellt.

Teilnetz-wiederaufbau mit Spannungsvorgabe von aussen

Beim Teilnetz-wiederaufbau mit externer Spannungsvorgabe kann prinzipiell in gleicher Weise vorgegangen werden wie beim zuvor betrachteten isolierten Wiederaufbau, jedoch sind aufgrund der Möglichkeit, Import-, Wirk- und -Blindleistung seitens des Nachbarnetzes in Anspruch zu nehmen, grössere Wiederaufbauschritte zulässig.

Dabei wird bei jeder Lastzuschaltung $\Delta S_{Vi} = (\Sigma P_{Vi} + j \Sigma Q_{Vi})$ ein nahegelegener Generator um einen entsprechenden

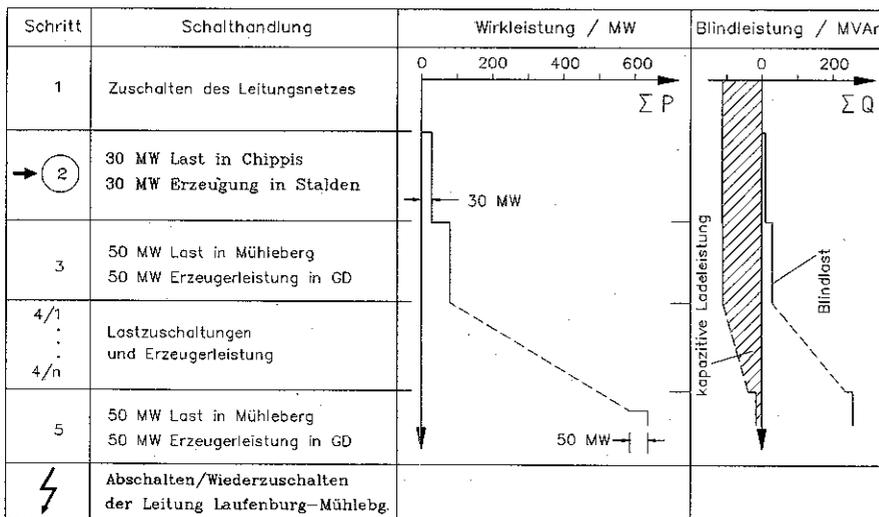


Bild 9 Netz-wiederaufbau Teilnetz «West-Schweiz», mit Spannungsvorgabe

Leistungsbetrag $\Sigma P_{Gi} + j\Sigma Q_{Gi}$ nachgefahren. Aufgrund dessen gilt nach jedem Wiederaufbauschnitt für die Blindleistung das Summengleichgewicht $\Sigma Q_{Gi} = \Sigma Q_{Vi}$, vgl. Bild 9. Die Kompensation der jeweiligen kapazitiven Ladeleistung kann durch entsprechenden Blindleistungsimport gedeckt werden.

Im betrachteten Fall wird davon ausgegangen, dass sich der nordöstliche Teil des Verbundnetzes mit einer Leistung von $P_N = 92$ GW noch in Betrieb befindet, und dass in Laufenburg eine 220-kV-Verbindung zum benachbarten deutschen Netz besteht, vgl. Bild 2.

Aufgrund dieser steifen Ankopplung kann beim Wiederaufbau des Teilnetzes «West-Schweiz» – wie in Bild 10a veranschaulicht – bereits im ersten Schritt der gesamte 220-kV-Ring im Leerlauf zugeschaltet werden, wobei die auftretende Ladeleistung mit $Q_A = -110$ MVar vorübergehend als Austausch-Blindleistung dem Nachbarnetz entnommen wird.

In der Wiederaufbaustufe 2 wird – wie in Bild 9 und 10 dargestellt – die 80-MW-Maschine im Kraftwerk Stalden ans Netz genommen und zunächst wiederum im Leerlauf betrieben. Sobald dies erfolgt ist, wird im benachbarten Chippis Last zugeschaltet, und zwar im betrachteten Fall $S_{17} = (30 + j 10)$ MVA. Unmittelbar darauf wird die Maschine

in Stalden zum Ausgleich des Lastsprungs binnen 15 s auf denselben Leistungs-Sollwert von $P_G \text{ soll} = 30$ MW hochgefahren. Da beim betrachteten Teilnetz wiederaufbau mit Spannungsvorgabe von einem benachbarten Teilnetz aus der Leistungsregler in Betrieb ist, braucht hierzu nur der Leistungs-Sollwert entsprechend angehoben zu werden, siehe Bild 3, Schalter S_{III} in Closed-loop-Stellung. Die bei dieser Last-/Generator-Zuschaltung binnen der ersten Sekunden fehlende Wirkleistung in Höhe von $P_A \leq 30$ MW kann problemlos dem Nachbarnetz entnommen werden. Die dadurch im Verbundnetz ausgelösten Frequenzschwankungen sind kleiner als 5 MHz und somit vernachlässigbar.

Auch die weiteren Verbraucher- und Erzeugerzuschaltungen mit Lastsprüngen von $\Delta S_{V1} \approx (50 + j 20)$ MVA verlaufen problemlos. Durch diese Zuschaltungen und der dadurch bedingten Belastung der Leitungen wird zugleich dafür gesorgt, dass der Blindleistungsausgleich wieder weitgehendst innerhalb des eigenen Teilnetzes erfolgt.

Abschliessend wird anhand von Bild 11 der Fall betrachtet, dass bei einer Teilnetzleistung von bereits 635 MW die mit $S_{17} = (114 + j 2)$ MVA belastete Leitung von Laufenburg (1) nach Mühleberg (7) wieder aufgehen möge

(Schritt I). Der dabei durch das Öffnen des Ringes auftretende Spannungswinkel von $\Delta\vartheta_{u17} = 15^\circ$ ist so gross, dass ein direktes Wiederezuschalten der Leitung sich bereits als schwierig erweisen würde. Dabei ist der grosse Spannungswinkel darauf zurückzuführen, dass die Hauptlast mit $P_{V7} = 500$ MW in Mühleberg, am Ende der geöffneten, langen Ringleitung angreift.

Um diese zu entlasten, wird im relativ nah gelegenen Kraftwerk Riddes die Leistung um 100 MW erhöht (Schritt II). Da durch diese Massnahme der Spannungswinkel auf $\Delta\vartheta_{u17} = 8^\circ$ zurückgeht, ist ein Wiederschliessen der Ringleitung problemlos möglich, siehe Bild 11 (Schritt III).

6. Zusammenfassung

Wie anhand der für das Schweizer Netz durchgeführten Simulationsstudie veranschaulicht wurde, sind beim Teilnetz wiederaufbau generell folgende Massnahmen zu beachten:

Soweit möglich ist stets der Teilnetz wiederaufbau mit Spannungsvorgabe von einem leistungsstarken Nachbarnetz anzustreben. In einem derartigen Fall werden die Frequenz sowie auch die Koppelknotenspannung vorwiegend vom Nachbarnetz aus gestützt und während der einzelnen Wiederauf-

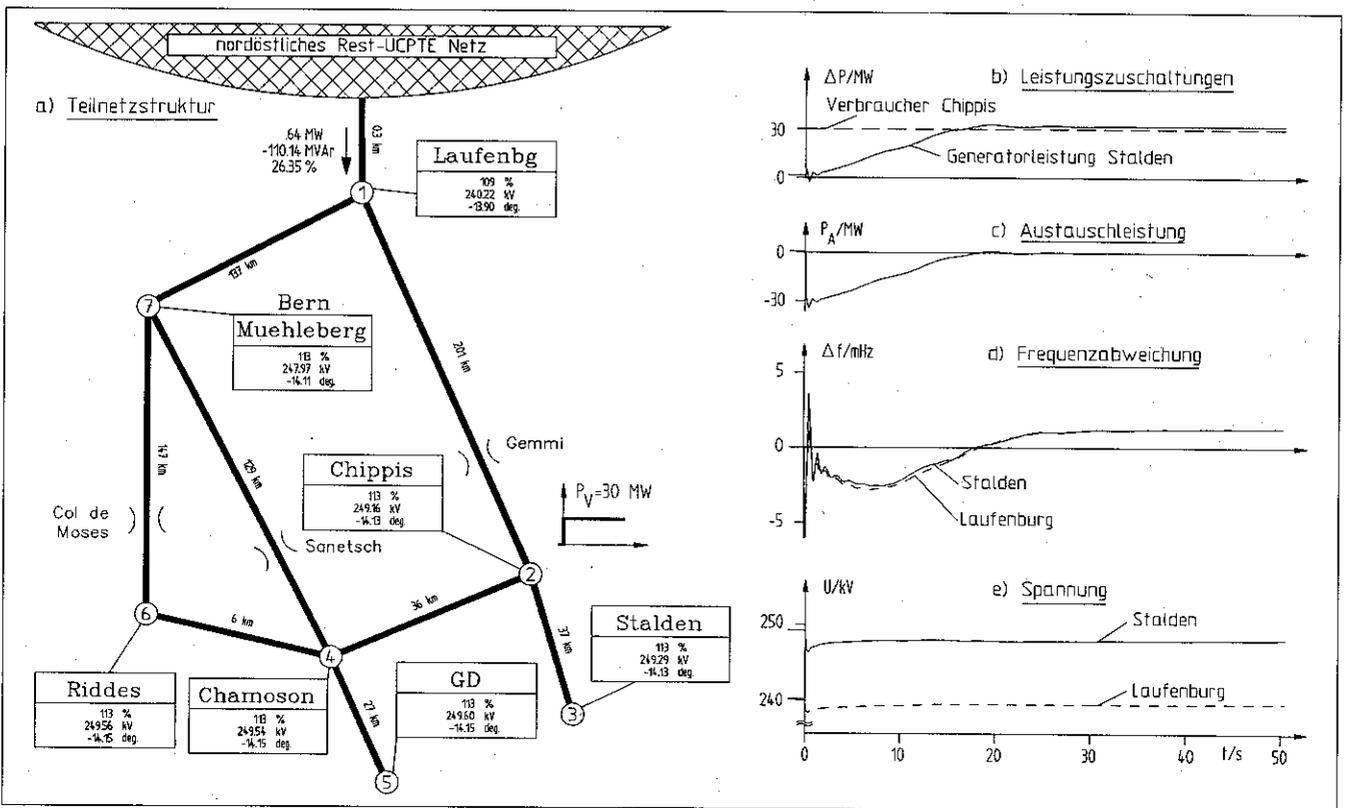


Bild 10 30-MW-Lastzuschaltung in «Chippis», Schritt 2 (ohne Spannungsvorgabe)

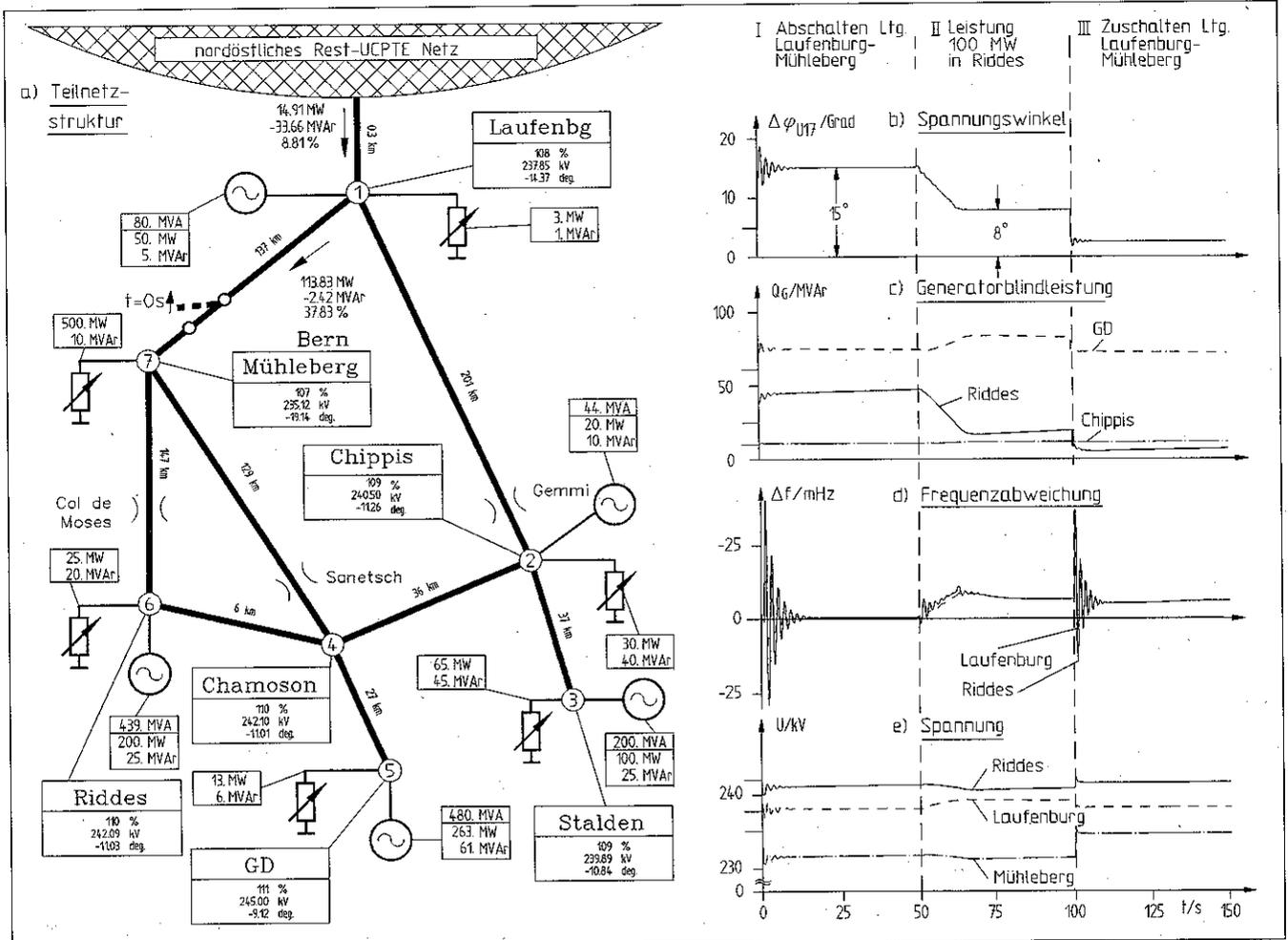


Bild 11 Ab- und Wiederzuschalten der Leitung Laufenburg-Mühleberg

bauschritte nahezu konstant gehalten. Eine gewisse Beachtung kommt jedoch – auch beim Wiederaufbau mit Spannungsvorgabe – der Zuschaltung unbelasteter Hochspannungsleitungen zu. Denn aufgrund der zunächst allein wirksamen kapazitiven Ladeleistung kann es am leerlaufenden Leitungsende zu Überspannungen kommen, die im Falle langer Übertragungsleitungen unzulässig gross sein können. Um dies zu vermeiden, ist mit dem Teilnetz-Wiederaufbau stets auf möglichst niedrigem Spannungsniveau zu beginnen, das heisst zunächst auf der 110- oder 220-kV-Ebene; erst danach erfolgt die Zuschaltung der 380-kV-Übertragungsleitungen. Zudem sind die Lastzuschalt-schritte entsprechend der wirk- und blindleistungsseitig zulässigen Austauschleistungs-Schwankungen zu begrenzen.

Der Teilnetz-Wiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von aussen erweist sich als wesentlich schwieriger. In diesem Falle dürfen, um unzulässig hohe Spannungsschwankungen zu vermeiden, besonders im ersten Wiederauf-

bauschritt nur eine oder wenige Hochspannungsleitungen zugeschaltet werden. Zudem sollten die Lastzuschaltungen auf möglichst < 10% der Nennleistung der bereits wieder zugeschalteten Kraftwerksblöcke begrenzt werden. Dies erweist sich als notwendig, um Frequenzeinbrüche von ≥ 1 Hz zu vermeiden. Derart starke Frequenzeinbrüche beruhen auf:

- dem äusserst geringen Trägheitsmoment des wiederaufzubauenden Teilnetzes,
- der transienten Statik der Drehzahlregler im Falle von Wasserkraftwerken, wodurch die Anfangsverstärkung auf $\approx 50\%$ reduziert wird sowie auf
- der Begrenzung der Turbinenleistungsänderungsgeschwindigkeit. Letztere erweist sich speziell bei Wasserkraftwerken als erforderlich, um hier unzulässig hohe Druckschwingungen innerhalb des Druckrohres zu vermeiden. Diese treten besonders im unteren Lastbereich auf, wo die wirksame Dämpfung gering ist.

Literatur

- [1] Welfonder, E.: Constrained Control Concepts in Power Plants and Power Systems for Avoiding Emergency Conditions. IFAC-Symposium, 9.- 11. March, 1992, Munich, Germany; International Symposium on "Control of Power Plant and Power Systems".
- [2] Richtlinien für den Netzaufbau im Falle einer Generalstörung im schweizerischen Hochspannungsnetz, 01.11.85.
- [3] Kearsley, R.: Restoration in Sweden and experience gained from the blackout of 1983. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987.
- [4] Dickers, K.: Modellbildung zur Untersuchung der Restitution elektrischer Netze nach Grossstörungen. Dissertation Universität Duisburg, 1986.
- [5] Asal, H.P., E. Welfonder und Th. Schäfer: Erfahrungen mit einem detaillierten dynamischen Netzmodell für den westeuropäischen Verbundbetrieb. Bulletin SEV/VSE, 18/1986, Zürich, 20. September 1986, S. 1171-1176.
- [6] Weber, H.: Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen. Dissertation Universität Stuttgart, 1990.
- [7] Eder, A.: Ein Beitrag zu den Kriterien für die Wahl der Reguliergeschwindigkeiten von Wasserturbinen der Regelkraftwerke. Dissertation Technische Universität Wien, 1979.
- [8] Hoppe, M.: Die Regelung von Systemen mit Allpass-Eigenschaften – Dargestellt durch theoretische und experimentelle Untersuchung einer Wasserkraftanlage. Diss. Schriftenreihe Lehrstuhl für Mess- und Regelungstechnik, Ruhr-Universität Bochum, H.16, 1981.