

Planungsrechnungen im Hochspannungs- Verbundnetz

Autor(en): **Asal, H. / Fischer, H.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des
Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de
l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des
Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **69 (1978)**

Heft 10

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-914886>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.



Planungsrechnungen im Hochspannungs-Verbundnetz

Von H. Asal und H. Fischer

621.311.16:65.012.2;

Es wird versucht, eine Übersicht über die Problematik von Planungsrechnungen im Hochspannungs-Verbundnetz zu geben. Nach einer Aufzählung der verwendeten Planungsalgorithmen wird kurz auf die technischen Hilfsmittel und die Rechenmodelle eingegangen. Danach werden einige für das Verbundnetz durchgeführte Untersuchungen beschrieben und diskutiert.

L'auteur donne une vue d'ensemble des problèmes de planification dans le réseau haute tension interconnecté. Après l'énumération des algorithmes de planification utilisés, il décrit les moyens techniques et les modèles de calcul. Ensuite quelques études concernant le réseau interconnecté sont présentées et discutées.

1. Einleitung

Der wechselnde Verbraucherzuwachs an elektrischer Energie der letzten Jahre, bedingt durch die wirtschaftliche Entwicklung, brachte für viele Energieversorgungs-Unternehmen eine gewisse Ratlosigkeit bezüglich zu bauender Kraftwerke und Netzerweiterungen. Es wird deutlich, dass die Planung für den Weiterausbau der Netze und den Neubau von Kraftwerken keine statische Funktion ist, sondern dass sie sich schnell und richtig den Änderungen des Energiebedarfs anpassen muss. Dies erfordert eine grössere Beweglichkeit, bedingt durch rasche wirtschaftliche Schwankungen, durch die Einflussnahme von politischen Kräften auf den Ausbau und die wache Mitbestimmung einer umweltbewussten Bevölkerung.

Diese Änderungen der Voraussetzungen und Randbedingungen erschweren eine aussagekräftige Planung, d. h. es ist erforderlich, mehr Möglichkeiten und Planungsvarianten zu untersuchen als zuvor. Hinzu kommt die Tatsache, dass der gegenseitige Einfluss der Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen (EVU) im föderalistisch aufgebauten Schweizer Versorgungssystem und auch der Einfluss vom ausländischen Netz her infolge der engen Vermaschung und des zunehmenden Energieaustausches immer bedeutender wird. Der Bau und Einsatz von grossen Erzeugereinheiten mit unsicheren Fertigstellungsterminen spielt dabei ebenfalls eine Rolle.

Aus diesen Überlegungen geht die zunehmende Bedeutung der Planung für den Betrieb von EVU hervor. Fig. 1 zeigt die Verknüpfung von Betrieb und Planung. Über die Statistik der Netz- und Kraftwerkelemente und des jeweiligen Betriebszustandes ist eine Prognose bzw. eine Vorschau

über den Energiebedarf möglich. Ergeben sich zwischen dieser Prognose und dem tatsächlichen Energie- bzw. Leistungsbedarf Unterschiede, so ist es die Aufgabe des Führungssystems, die Erzeugung momentan an den Verbrauch anzupassen. Das Modell der Netz- und Kraftwerkelemente, die Parameter des Netzzustandes und die Lastvorschau liefern die Voraussetzungen für Simulationen künftiger Betriebszustände. Die eigentliche Netz- bzw. Kraftwerksplanung beginnt erst mit den sogenannten Variantenrechnungen, die auf einem oder mehreren Grundfällen basieren. Diese Varianten werden auf ihre technische Funktionsfähigkeit geprüft, d. h. es müssen die Anforderungen an Lastflüsse, Spannungen, Frequenz, Kurzschlussleistungen und Stabilitätskriterien erfüllt sein. Ist das nicht der Fall, so müssen neue Ansätze und Varianten durchgerechnet werden. Sind die Ergebnisse technisch vertretbar, wird die wirtschaftlichste Lösung zur Verwirklichung ausgewählt [1]¹⁾.

In der Praxis kommen zu diesem vereinfachten Funktionsablauf des iterativen Planungsprozesses noch eine ganze Menge Randbedingungen und Voraussetzungen hinzu, die sich ebenfalls immer wieder ändern können, z. B. Baukonzessionen, finanzielle Bedingungen, Standortwahl, Reihenfolge des Ausbaus, Einsatztermine usw.

Die Anforderungen der neueren Zeit an eine dynamische Planung können nur mit modernen Hilfsmitteln wie Digitalrechnern und leistungsfähigen Rechenmethoden erfüllt werden.

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

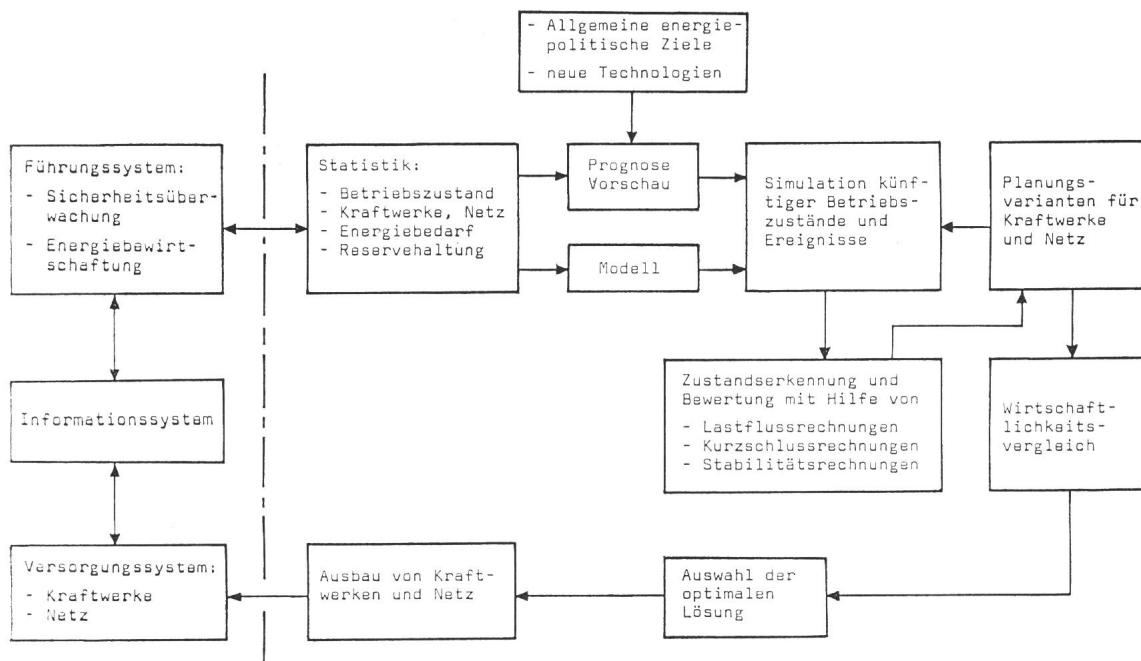


Fig. 1 Iterativer Planungsprozess

2. Planungsalgorithmen

Im folgenden soll auf die verschiedenen, im allgemeinen zur Verfügung stehenden Rechenmethoden kurz eingegangen werden:

2.1 Die Lastflussberechnung

Diese ist das wohl wichtigste Hilfsmittel zur Planung von Netzen und Kraftwerken. Mit ihrer Hilfe können nachstehende Aufgaben gelöst werden:

- Bestimmung des Wirk- und Blindleistungsflusses und der Ströme in den Netzelementen
- Berechnung von Spannungen und Phasenwinkel der Knoten bzw. Sammelschienen
- Bestimmung der Verlustleistungen
- Beobachtung des Einflusses von Parameteränderungen, z. B. Änderung der Einspeisung, des Verbrauchs, der Netzkonfiguration, des Schaltzustandes, Änderung von Modellgrößen wie Impedanzen und Reaktanzen, Stufenstellungen von Transformatoren
- Blindleistungsoptimierung, Bestimmung der Blindleistungen in den Einspeisepunkten derart, dass die Wirkverluste im Netz ein Minimum ergeben
- Bestimmung der optimalen Stufenstellungen der Transformatoren
- Sicherheitsrechnungen, Ausfallrechnungen, Berechnungen von Abhilfemassnahmen

Mit Hilfe der bilanzierten Knotenleistungen und mindestens einer Spannungsangabe lassen sich die Lastflüsse in einem Netz berechnen. Schwierigkeiten ergeben sich dabei hauptsächlich in der Abschätzung der Blindleistungen und der Spannungen und der damit verbundenen Probleme der Konvergenz. Die Bestimmung des Lastflusses erfolgt durchweg in zwei Schritten, wobei zunächst die notwendigen Netzgleichungen aufgestellt werden, die mit unterschiedlichen Methoden gelöst werden.

Die erste brauchbare Methode war ein Verfahren 1. Ordnung nach *Gauss-Seidel*, bei dem, von einem festen Potentialknoten ausgehend, die Knotenspannungen des Netzes so lange iterativ geändert wurden, bis sie der geforderten Einspeisung und dem Verbrauch genügten. Der Vorteil dieser

einfachen Methode lag in kurzer Rechenzeit und kleinem Speicherbedarf. Ein bedeutender Nachteil war die schlechte Konvergenz in bestimmten Fällen.

Gute Konvergenzeigenschaften hat das häufig verwendete Verfahren nach *Newton-Raphson*, das als Methode 2. Ordnung einen grösseren Rechenaufwand benötigt, jedoch in wenigen Iterationsschritten zur Lösung führt. Aber auch bei diesem Algorithmus kann es in besonderen Lastflussfällen zu Divergenz kommen. In diesem Fall ist die Verwendung der *Optimierungsmethode* [2] angebracht. Der Vorteil dieser aufwendigen Methode 3. Ordnung liegt in der sicheren Konvergenz. Um Rechenzeit und Speicherplatz zu sparen, wird sie meistens zusammen mit der Dekompositionsmethode nach *Sasson* [3] durchgeführt.

Neben diesen Grundmethoden gibt es eine Reihe spezieller Programme, z. B. *Gauss-Seidel*-Verfahren mit topologischer Steuerung, das *Relaxationsverfahren* oder *Quasi-Gleichstrom-Berechnungen*. Bei einigen Verfahren ist die Optimierung von Blindleistungen und Stufenstellungen der Transformatoren nach den Verlusten möglich.

In der Praxis empfiehlt es sich, mit mehreren Algorithmen zu arbeiten. So wird es zum Beispiel bei der Erstellung des Grundfalles für ein sehr grosses Netz (mehr als 300 Knoten) empfehlenswert sein, mit der Optimierungsmethode zu beginnen, um zu einer vernünftigen Lösung zu kommen. Ergeben die angenommenen Eingabegrößen (z. B. Spannungen und Blindleistungen) keine Lösung, so erhält man bei der ersten Berechnung physikalisch mögliche Werte, bei deren Verwendung in jedem Fall Konvergenz erzielt wird. Wenn der Grundfall bezüglich der Leistungsbilanzen und der Spannungen abgeglichen ist, lässt sich das schnellere und besser ausgebaute *Newton-Raphson*-Programm verwenden.

Neuere Methoden der Lastflussberechnung werden hauptsächlich für *On-Line-Anwendungen* entwickelt, die bei guter Konvergenz ungewöhnlich kurze Rechenzeiten haben und geringe Rechenspeicher benötigen.

2.2 Kurzschlussberechnungen

Diese werden hauptsächlich zur Bestimmung der möglichen Kurzschlussleistungen in folgenden Fehlerfällen benötigt: dreipoliger symmetrischer Kurzschluss, zweipoliger Leitungskurzschluss ohne Erdberührung, zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung sowie einpoliger Erdkurzschluss. Die Berechnung erfolgt meistens nach den VDE-Richtlinien Nr. 0102 [4]. Bei der Berechnung unsymmetrischer Fehlerfälle in Hochspannungsnetzen sollen die Kopplungsimpedanzen unbedingt berücksichtigt werden. Ihr Einfluss auf die Ergebnisse kann beträchtlich sein. Leistungsanteile der den Fehler speisenden Leitungen sind ebenfalls von Interesse.

Für den Betrieb ist vor allem die Kenntnis der sich ergebenden Abschaltleistungen im schlimmsten Fehlerfall wichtig. Danach sollte die Auslegung der Lastschalter erfolgen.

Auch hier sind Variantenrechnungen erforderlich, bei denen vor allem die Netzkonfiguration verändert wird, z. B. Auftrennungen von Sammelschienen.

2.3 Stabilität

Die Stabilität war bis heute im westeuropäischen Hochspannungsverbundnetz nicht mit allzu grossen Problemen verbunden. Dies hängt hauptsächlich mit der äusserst starken Vermaschung des Netzes (kurze Leitungen) und mit den nahezu gleichmässig verteilten relativ geringen Einspeisungen zusammen.

Mit dem Einsatz grosser Kernkraftwerke kann das Stabilitätsproblem allerdings noch einiges Kopfzerbrechen verursachen. Eingabegrössen einfacher Programme für transiente Stabilität sind die transienten Reaktanzen der Generatoren, Leitungsimpedanzen sowie Wirk- und Blindleistungen in den Knoten. Als Ergebnis erhält man die Schwingungen des Polradwinkels der Generatoren mit der Angabe der ausser Tritt gefallenen Generatoren. Auch dynamische Probleme der Stabilität, bei denen Schwingungen zwischen mehreren Ge-

neratoren nach einem Fehlerfall im Netz beobachtet werden, können simuliert werden. Dazu sind jedoch weitere Angaben über Generatoren und Netzgrössen erforderlich (z. B. Art des Spannungsreglers).

Ein spezielles Problem der Stabilität kann im Falle von generatornahen Kurzschlüssen auftreten. Dabei entstehen zwischen Generator und Turbine starke mechanische Gegenmomente, die Kupplungsschäden zur Folge haben können.

2.4 Netzreduktion

Bei sehr grossen Netzen ist die Methode zur Reduktion auf den interessierenden Netzteil von Bedeutung. Man unterscheidet zwischen aktiver und passiver Netzreduktion. Bei der passiven Netzreduktion wird der zu reduzierende Netzteil bezüglich der Netzelemente (Impedanzen) umgerechnet, bei der aktiven Reduktion werden die Lastverhältnisse in den neu berechneten Ersatzgrössen mitberücksichtigt.

Netzreduktionen sind sinnvoll, wenn mit dem ursprünglichen Lastfall weitergerechnet wird. Sobald jedoch Änderungen in der Konfiguration oder in den Einspeisungen oder Lasten vorgenommen werden, müsste wieder neu reduziert werden, da der Einfluss der Änderungen auf das reduzierte Netz unter Umständen sehr gross sein kann. Nur wenn dieser Einfluss entsprechend vernachlässigbar ist – das gilt vor allem bei weit entfernt durchgeführten Änderungen – kann mit denselben Reduktionen gerechnet werden.

2.5 Weitere Planungsprogramme

Als netzplanerische Hilfsmittel werden weitere Programme verwendet, die in diesem Zusammenhang nur kurz gestreift werden sollen: Programme zur Berechnung von Freileitungsdaten, zur Untersuchung der Beeinflussungen von Fernmeldeleitungen durch Freileitungen und kleinere Hilfsprogramme zur Ausgabe der Ergebnisse auf dem Drucker oder Plotter.

Mit Programmen der statistischen Datenanalyse lassen sich Belastungslinien für ein abgeschlossenes Versorgungsnetz im voraus bestimmen. Kurz-, mittel- und langfristige Optimierungsprogramme wie wirtschaftliche Lastverteilung, Wirkungsgradoptimierung oder Energiedisponierung ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb.

3. Technische Hilfsmittel

Im allgemeinen stehen heute dem Planer mehr oder weniger komfortable Rechneranlagen zur Verfügung, deren Eingabe über Lochkarten und deren Ausgabe auf Schnelldrucker und Plotter erfolgt (Beispiel Fig. 2). Neuerdings geht man immer mehr zu interaktiven Berechnungssystemen über, d. h. man lässt sich die Ergebnisse mit Hilfe eines Bildschirms alphanumerisch oder grafisch anzeigen und gibt über dasselbe Gerät sofort die gewünschten Änderungen ein. Auf diese Weise können sehr viele Varianten sinnvoll und in kurzer Zeit untersucht werden.

4. Rechenmodell

Als Rechenmodell werden vereinfachte Ersatzschaltbilder für die Netzelemente verwendet. Je nach Anforderung an die Rechengenauigkeit und je nach Art des Problems sind unterschiedliche Modelle erforderlich. So werden z. B. bei Lastflussberechnungen ein symmetrischer Dreiphasenbetrieb und

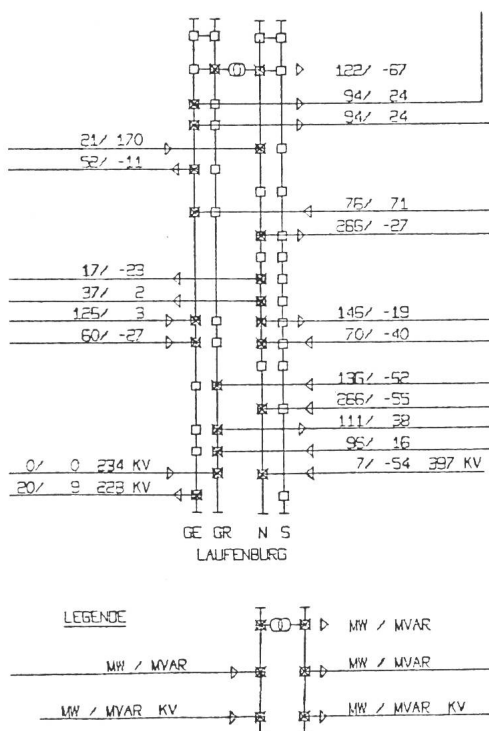


Fig. 2 Auszug aus einem mit Plotter gezeichneten Ergebnis einer Lastvorschaurechnung für das westeuropäische Verbundnetz

reine Sinus-Kurvenformen der Zustandsparameter angenommen, was gegenüber der Betriebspraxis nur bedingt richtig ist. Auf derartige Vernachlässigungen sei an dieser Stelle hingewiesen, da sie zu selbstverständlich geworden sind.

Bis vor kurzem wurden z. B. die Kopplungsimpedanzen der Leitungen bei der einpoligen Kurzschlussrechnung nicht berücksichtigt. Dadurch können die Ergebnisse in bestimmten Fällen bis zu 30 % und mehr abweichen.

Die Wahl des Modells ist für alle Netzberechnungen ausschlaggebend.

5. Ausgeführte Planungsrechnungen

5.1 Lastflussrechnungen

Bereits 1969 wurden bei der Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL) für das Schweizer Verbundnetz ausgedehnte Lastflussrechnungen mit Digitalrechnern ausgeführt. Im Vordergrund des Interesses stand damals der Wunsch, die Netzverluste zu bestimmen und auf die Verbundpartner aufzuteilen. Für momentane Zustände ist dafür die Lastflussrechnung ein geeignetes Hilfsmittel. Für eine Aufteilung der Netzverluste müssten allerdings periodisch das Netzmodell und die Erzeuger- und Verbraucherdaten den jeweiligen Betriebsverhältnissen angepasst werden.

Etwa zur selben Zeit begann man im Rahmen der UCPTÉ (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité) für das Verbundnetz Westeuropas Lastflussrechnungen durchzuführen. Zu Beginn wurden echte Betriebszustände durch Messung von Wirk- und Blindleistung auf allen Leitungsabgängen erfasst, zusammen mit den Netzmodelldaten unter den Beteiligten ausgetauscht, und diese vergangenen Betriebszustände mit Lastflussprogrammen nachgerechnet. Dadurch war die Möglich-

keit gegeben, sowohl das Netzmodell zu überprüfen und zu verbessern, als auch die verschiedenen Rechenmethoden untereinander zu vergleichen. Seit 1971 werden in der UCPTÉ periodisch Lastflussrechnungen ausgeführt. Etwa ein halbes Jahr im voraus werden Belastungen und Einspeisungen des Höchstspannungsnetzes geschätzt und mit Lastflussprogrammen auf kritische Belastungen bei Ausfall einzelner Elemente untersucht. Treten bei derartigen Berechnungen, insbesondere durch neue Kraftwerke, Leitungen oder besondere Schaltungen, im Ergebnis kritische Belastungen auf, so können durch Änderung des Kraftwerkeinsatzes oder Schalthandlungen kritische Netzzustände im voraus vermieden werden.

Die so erarbeiteten Netzmodelle erlauben dem Netzplaner, bei eigenen Untersuchungen den Einfluss der angrenzenden Netzteile zu berücksichtigen. Fig. 3 zeigt als Beispiel einen Ausschnitt aus der Darstellung der Ergebnisse derartiger Lastflussberechnungen.

Im Zusammenhang mit dem Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz und in angrenzenden Gebieten Deutschlands und Frankreichs wurden mehrere Studien über den Lastfluss in den künftigen Netzen erstellt. 1972 wurden z. B. für das Kernkraftwerk Leibstadt mehrere Varianten der Leitungsführung untersucht. 1973 ist das Netzmodell für den Beginn der 80er Jahre den neuen Verhältnissen angepasst worden. In einer weiteren Arbeit wurden vor allem die Blindleistungs- und Spannungsverhältnisse untersucht, die als Entscheidungshilfe für die Festlegung des $\cos \varphi$ des Generators und der Spannungsübersetzung der Transformatoren dienen. 1974 wurde in Zusammenarbeit mit Schweizer Partnern eine ähnliche Untersuchung für die Kernkraftwerke Gösgen und Kaiseraugst durchgeführt.

Eine grosse Schwierigkeit bei den vorgenannten Studien war die ungenügende Kenntnis der Netzdaten und der künftigen Betriebszustände der Nachbarnetze. In Zusammenarbeit mit ausländischen Partnern gelang es 1974/75, die Betriebszustände für 1976 und etwa 1980 am Hochrhein gemeinsam zu untersuchen. Es zeigte sich dabei, dass bei Einfach-Ausfällen von Leitungen und Kraftwerken mit den geplanten Netzen keine Schwierigkeiten zu erwarten sind. Hingegen scheint ein gewisser Engpass in der Transformatorleistung 380/220 kV zu bestehen. Werden nämlich in naher Zukunft z. B. 3000 MW Leistung neu installiert und speisen diese neuen Kraftwerke wie vorgesehen direkt in das 380-kV-Netz ein, so müssen diese 3000 MW auch wieder über die Netzkupplungstransformatoren zu den Verbrauchern gelangen können, da Direktanspannungen vom 380-kV-Netz fehlen. Dies bedingt entweder den gezielten Einsatz von neuen Netzkupplungstransformatoren 380/220 kV oder direkte Transformation von 380 kV auf die Spannungsebene 100...150 kV.

5.2 Kurzschlussberechnungen

Die ersten Berechnungen mit digitalen Kurzschlussprogrammen erfolgten bei der EGL 1970 im Zusammenhang mit Netzschutzproblemen in isoliert betriebenen 65-kV-Netzen. Bald darauf waren es Beeinflussungsfragen von Hochspannungs-Freileitungen auf Telefonleitungen, die umfangreiche Kurzschlußstromberechnungen erforderlich machten, um die Beeinflussungsspannungen zu berechnen.

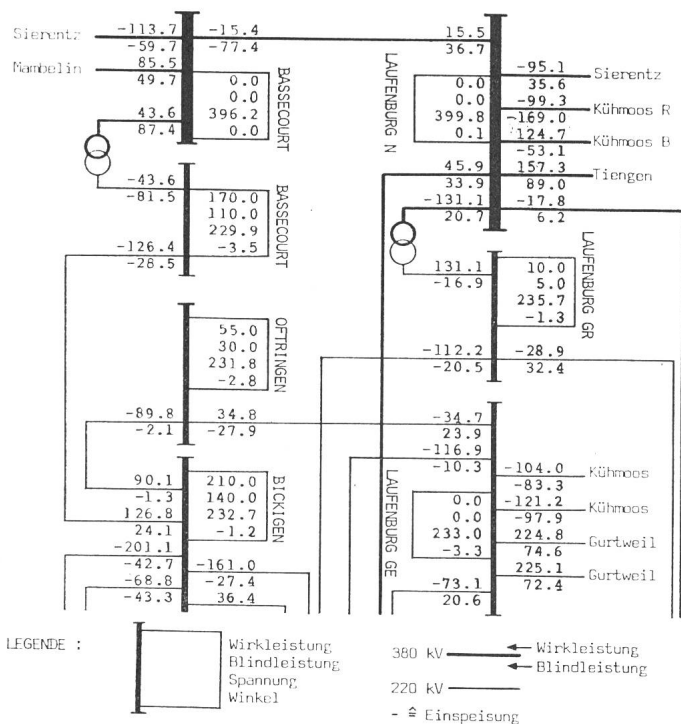


Fig. 3 Beispiel einer Darstellung von Lastflussresultaten

Der Rechner druckt die Ergebnisse aus, das Netzschema wird als Klarsichtfolie darübergelegt.

(UCPTÉ-Lastvorschau 18. Januar 1978, 1000; Grundfall alle Leitungen eingeschaltet)

Neben Kurzschlussberechnungen für den Netzschutz und für die Nachprüfung der einzuhaltenden Grenzwerte in bestehenden Anlagen erweist sich heute für die Netzausbauplanung auch die Kenntnis der zu erwartenden Kurzschlußströme als wichtige Voraussetzung. Im Anschluss an die erwähnten Lastflussberechnungen für etwa 1980 wurden für das genannte Netz Kurzschlussberechnungen ausgeführt. Es hat sich dabei gezeigt, dass in den stark vermaschten Gebieten Kurzschlussleistungen von über 50 GVA (bezogen auf 380 kV) auftreten, wenn keine Gegenmassnahmen getroffen werden. Da insbesondere auch im Ausland in der Regel keine Schalter mit mehr als 35...40 GVA Abschaltleistung installiert werden und die dynamische Festigkeit der Schaltanlagen nicht beliebig erhöht werden kann, wird der Trend eher dahingehen, die Kurzschlussleistungen durch Auftrennung von Sammelschienen zu reduzieren und die Schalter bis auf 30...50 GVA zu verstärken. Eine Auftrennung von Sammelschienen bedingt aber naturgemäss eine Verschlechterung des Lastflusses und eine Erhöhung der Verluste. Es gilt also, zwischen den beiden gegenläufigen Zielen der niedrigen Kurzschlussleistung und des günstigen Lastflusses eine optimale Kompromisslösung zu finden. In einem umfangreichen Wechselspiel zwischen Lastfluss- und Kurzschlussrechnungen sind in Zusammenarbeit mit ausländischen Partnern Schaltungsvarianten gefunden worden, die die Kurzschluss-

leistungen auf 35 GVA beschränken und dennoch günstige Lastflüsse ergeben. Fig. 4 zeigt einen Ausschnitt aus dem 380-kV-Netz mit den Kurzschlussleistungen, wie sie etwa für 1982 bei günstiger Sammelschienenauftrennung erwartet werden.

Für alle diese Berechnungen wurden bisher die Spannungsebenen unter 220 kV durch Einspeisungen in den Transformatoren berücksichtigt. Diese Einspeisungen stammen aus einer Berechnung des gesamten Schweizer Hochspannungsnetzes, welche vor einigen Jahren bei der Industrie durchgeführt wurde. Weil die damalige Rechnung nicht mehr in allen Teilen gültig ist und weil diese Methode der Kurzschlusseinspeisungen in vermaschten Netzen nicht fehlerfrei ist, befindet sich zurzeit eine Berechnung des gesamten Schweizer Netzes ab 100 kV mit den echten Kraftwerkeinspeisungen in Arbeit.

5.3 Stabilitätsberechnungen

Mit einem einfachen Programm zur Berechnung der transienten Stabilität wurden Testbeispiele aus der Literatur mit Erfolg nachgerechnet. Das Programm kann jedoch keine Regelparameter berücksichtigen und ist nur für kleine Netze anwendbar.

Es wurde versucht, eine Störung in einem Wasserkraftwerk nachzurechnen, bei der mehrere Generatoren als Folge

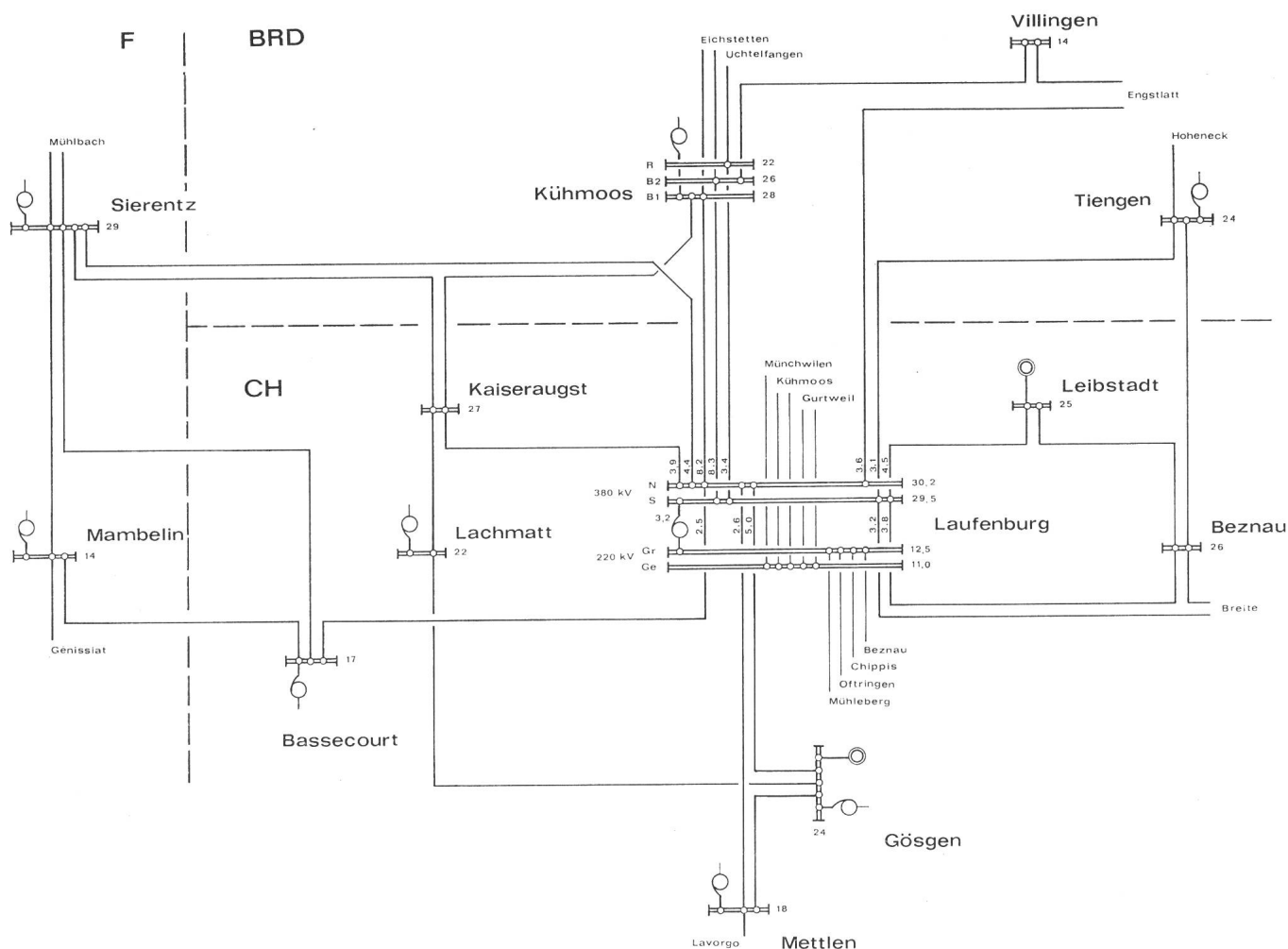


Fig. 4 Ausschnitt aus dem 380-kV-Netz

Die eingetragenen Werte sind die Kurzschlussleistungen der Sammelschienen in GVA (Laufenburg: auch Leitungsanteile) wie sie für ca. 1982 bei günstiger Auftrennung der Sammelschienen erwartet werden.

eines Leitungskurzschlusses ausser Tritt gefallen waren. Durch die einfache Stabilitätsberechnung konnte keine Instabilität nachgewiesen werden. Diese Tatsache lässt darauf schliessen, dass die Regelparameter überprüft und in derartige Berechnungen einbezogen werden müssen.

Im Gebiet des Hochrheins haben sich mehrere Partner entschlossen, Stabilitätsuntersuchungen für die nähere Zukunft gemeinsam anzustellen. Von besonderem Interesse ist dabei der Zeitpunkt, bei dem im genannten Gebiet mehrere grosse Kernkraftwerke im Betrieb stehen (z. B. Fessenheim, Kernkraftwerk Süd, Gösgen, Leibstadt).

5.4 Weitere Planungsberechnungen

Bei den erwähnten Untersuchungen wurden als Hilfsmittel Rechnerprogramme verwendet für die Berechnung von Freileitungskennwerten, für die Reduktion entfernter Netzteile und für Beeinflussungsspannungen von Freileitungen auf Fernmeldeleitungen.

Eine off-line-Version der State Estimation [5] wird dazu verwendet, aus gemessenen Belastungszuständen Lastflüsse zu berechnen. Es gelingt dabei, falsch abgelesene Messwerte zu entdecken oder fehlende Messwerte zu berechnen.

Die optimale Blindleistungseinspeisung von Kraftwerken und die Einstellung der Stufenschalter an regelbaren Netzkupplungstransformatoren wurde mit einem Lastflussprogramm, das diese Optimierung enthält, eingehend untersucht. Es zeigte sich dabei, dass die Einspeisung von Blindleistung in den Kraftwerken dank der vielen kleineren Einheiten recht nahe am Optimum gefahren wird. Die regelbaren Transformatoren konnten in einigen Belastungsfällen besser eingestellt werden; es besteht aber die Schwierigkeit, dass insbesondere die Schräg regler zu oft umgestellt werden müssten, was bei Winkeländerungen Abschaltungen von einigen Stunden bedingen würde. Es galt daher, Einstellungen zu finden, die den Anforderungen des Betriebs genügen und die über längere Zeit für verschiedene Zustände günstig sind.

6. Schlussfolgerungen

Am Beispiel der Entwicklung des westeuropäischen Hochspannungs-Verbundnetzes ist zu erkennen, dass der Betrieb des Versorgungsnetzes eines Landes bzw. eines Unternehmens für sich allein technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Das westeuropäische Verbundnetz ist ein vermaschtes Netz, das die Betreiber zwingt, vom täglichen Betrieb her eng zusammenzuarbeiten. Die Vorteile einer derartigen Netzführung liegen klar auf der Hand:

- Infolge einer koordinierten Frequenz-Leistungsregelung ist ein optimaler Energieaustausch zwischen den einzelnen Partnern bilateral möglich.
- Die Reservehaltung ist für alle Beteiligten günstiger.
- Die Beteiligung an grossen und kostengünstigen Erzeugereinheiten wird auch für kleine Partner möglich.
- Störungen in sehr grossen Kraftwerksblöcken können abgefangen werden.
- Netztechnische Probleme wie z. B. Überlasten, schlechte Spannungen oder ungünstige Schaltzustände können gemeinsam gelöst werden.

Der gegenseitige Einfluss der Partnernetze ist jedoch nicht nur beim Netzbetrieb spürbar, sondern auch bei der Planung. Vorteile einer gut koordinierten Planung sind z. B.:

- Einsparungen durch abgesprochene gemeinsame Leitungsführungen.
- Einsparungen durch koordinierte künftige Netzkonfiguration. Dadurch kann z. B. die Neuanschaffung von grösseren Leistungsschaltern aus Gründen der Kurzschlussleistung verzögert werden.
- Einsparungen durch gemeinsamen Bau grosser Kraftwerke.
- Gemeinsame Planung künftiger Kuppeltransformatoren, wobei evtl. grosse Einsparungen durch Verwendung von Direktabspannern zu den Verteilernetzen erzielt werden können.
- Gemeinsame Prognosen künftiger Lastverhältnisse ergeben genauere Auskünfte über den Lastzuwachs und damit über die benötigte Kraftwerksleistung (Leistungsplanung).
- Infolge der engen Vermaschung beeinflussen sich die Teilnetze so stark, dass Planungsrechnungen für ein Unternehmen allein ohne Berücksichtigung der umgebenden Netze unrichtig sind. Das gilt sowohl für Lastflussrechnungen zur Bestimmung von günstigen Flüssen oder Überlasten als auch für Kurzschlussrechnungen zur Bestimmung der optimalen Sammelschienenschaltung oder der Kurzschlussleistungen.

Durch eine derartige Zusammenarbeit wird nicht nur die Wirtschaftlichkeit, sondern auch vor allem die Sicherheit des künftigen Verbundbetriebes erhöht. Gemeinsame Sicherheitsrechnungen, Untersuchungen von Ausfällen, Stabilitätsrechnungen, ein gemeinsames künftiges Schutzkonzept sind nur einige Möglichkeiten, um diesen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Literatur

- [1] H. Luder und H. Asal: Optimalplanung im Verbundbetrieb. Neue Technik 15(1973)1, S. 10...17.
- [2] E. Handschin und K. Reichert: A convergent load flow algorithm using nonlinear optimization techniques, theory and experience. ETZ-A 92(1971)10, p. 592...597.
- [3] A. M. Sasson: Decomposition techniques applied to the nonlinear programming load-flow method. IEEE Trans. PAS 89(1970)1, p. 78...82.
- [4] Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlußströme. Teil 1 und 2. VDE-Vorschrift 0102.
- [5] K. Reichert u. a.: On-line Lastflussberechnung (State Estimation) in elektrischen Energieversorgungssystemen, Grundlagen. ETZ-A 95(1974)2, S. 86...91.

Adresse der Autoren

Dr. H. P. Asal und H. Fischer, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, 4335 Laufenburg.