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: 76 (1985)

Heft: 18

Artikel: Energieaustausch und Sicherheitsführung im westeuropäischen Verbundbetrieb mit Hilfe von Prozessrechnern

Autor: Asal, H. P.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904679

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: 10.12.2025

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

Energieaustausch und Sicherheitsführung im westeuropäischen Verbundbetrieb mit Hilfe von Prozessrechnern

H.P. Asal

Dem europäischen Stromverbund kommt eine bedeutende Rolle zur sicheren Stromversorgung der angeschlossenen Länder sowie zur optimalen Gestaltung des Kraftwerkeinsatzes zu. Der folgende Beitrag zeigt die Möglichkeiten der modernen Datenverarbeitung für die Führung des Verbundbetriebes auf. So ist es heute nicht nur möglich, on-line den momentanen Zustand des Netzes zu erfassen und übersichtlich darzustellen, es können darüber hinaus beispielsweise auch Modellrechnungen für verschiedene Schaltungsvarianten durchgeführt oder automatische Netzsicherheitsrechnungen ausgeführt werden.

Le réseau d'interconnection européen joue un rôle important pour assurer l'alimentation en électricité des pays participants et pour employer le mieux possible les centrales nucléaires. L'article suivant décrit les moyens que l'informatique offre afin de conduire le réseau d'interconnection. De nos jours il est non seulement possible de saisir on-line l'état actuel du réseau et de le visualiser mais aussi de faire p.ex. des calculs de simulation pour différentes variantes de projets ou des calculs de routine concernant la sécurité du réseau.

Adresse des Autors

Dr. *Hans Peter Asal*, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), 4335 Laufenburg

1. Einleitung

Um die Verbraucher Westeuropas mit elektrischer Energie hoher Verfügbarkeit und Qualität zu versorgen, sind ausser den benötigten Elementen des Primärprozesses wie Kraftwerke, Leitungen und Transformatoren Einrichtungen erforderlich, die eine koordinierte Betriebsführung ermöglichen.

Diese Systeme unterstützen einerseits den für einen optimalen Betrieb erwünschten Energieaustausch und andererseits die Netzsicherheitsführung. Im allgemeinen richtet sich die Organisationsform der Leitstellen eines Verbundpartners nach der Struktur des zu betreibenden Netzes [1], kann also hierarchisch zentral oder dezentral sein. Die Gesamtstruktur des Verbundnetzes ist hingegen föderalistisch, d.h. die regelnden Verbundleitstellen werden parallel betrieben.

In fast allen dieser Verbundleitstellen Westeuropas sind die Grundfunktionen zur Koordination des Energieaustausches und der Netzsicherheitsführung rechnergestützt.

2. Betriebssystem eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Figur 1 zeigt das Prinzipschema des Betriebssystems eines modernen Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf Verbundebene. Die elektrischen Vorgänge der Erzeugung, der Übertragung mit Energieaustausch und des Verbrauchs werden als Modell nachgebildet. Das geschah früher fast ausschliesslich durch eine einfache Transformierung der elektrischen Parameter in den «Bildbereich»: die örtliche Messung von Spannungen, Strömen, Leistungen, Schalterstellungen und Zählwerten. Heute werden diese Informationen erfasst, zu Zentralen fernübertragen und je nach Datentyp zur Steuerung, Regelung, Sicherheitsführung und Abwicklung des Energieverkehrs weiterverarbeitet.

Bestimmte Grundinformationen und verarbeitete Informationen müssen periodisch oder spontan mit den Verbundpartnern ausgetauscht werden, um die Forderungen des Verbundbetriebes zu erfüllen. Der direkte Kontakt zwischen den Verbundleitstellen ist durch die Mittel Telefon und Telex gewährleistet, hinzu kommen vermehrt spezielle Informationssysteme und direkte Rechner-Rechner-Verbindungen. Aus dem Nahbereich des Verbundpartners werden bestimmte Informationen ebenfalls direkt erfasst und fernübertragen, um die gegenseitige, teilweise starke Beeinflussung des Netzbetriebes berücksichtigen zu können.

Die beschriebene Funktionsstruktur gilt auch für die Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL). Nach einer kurzen Beschreibung der dort eingesetzten Prozessrechnersysteme erfolgt eine schwerpunktmässige Betrachtung des Funktionsblocks «Netzsicherheitsführung».

3. Prozessrechnersystem bei EGL

Analog zur Organisation der in Figur 1 beschriebenen technischen Grundfunktionen eines Verbundunternehmens wurde in den letzten Jahren ein Prozessrechnersystem bei der EGL aufgebaut. Dieses Systemkonzept beruht auf einer dezentralen Struktur, bei der auch von der Hardware her unterschieden wird zwischen den Systemen für

- Sicherheitsführung
- Energieverkehr
- Informationsaustausch

Zwischen diesen drei Hauptsystemen ist ein Datenaustausch erforderlich. Eine Rechner-Rechner-Verbindung musste früher mühevoll selbst

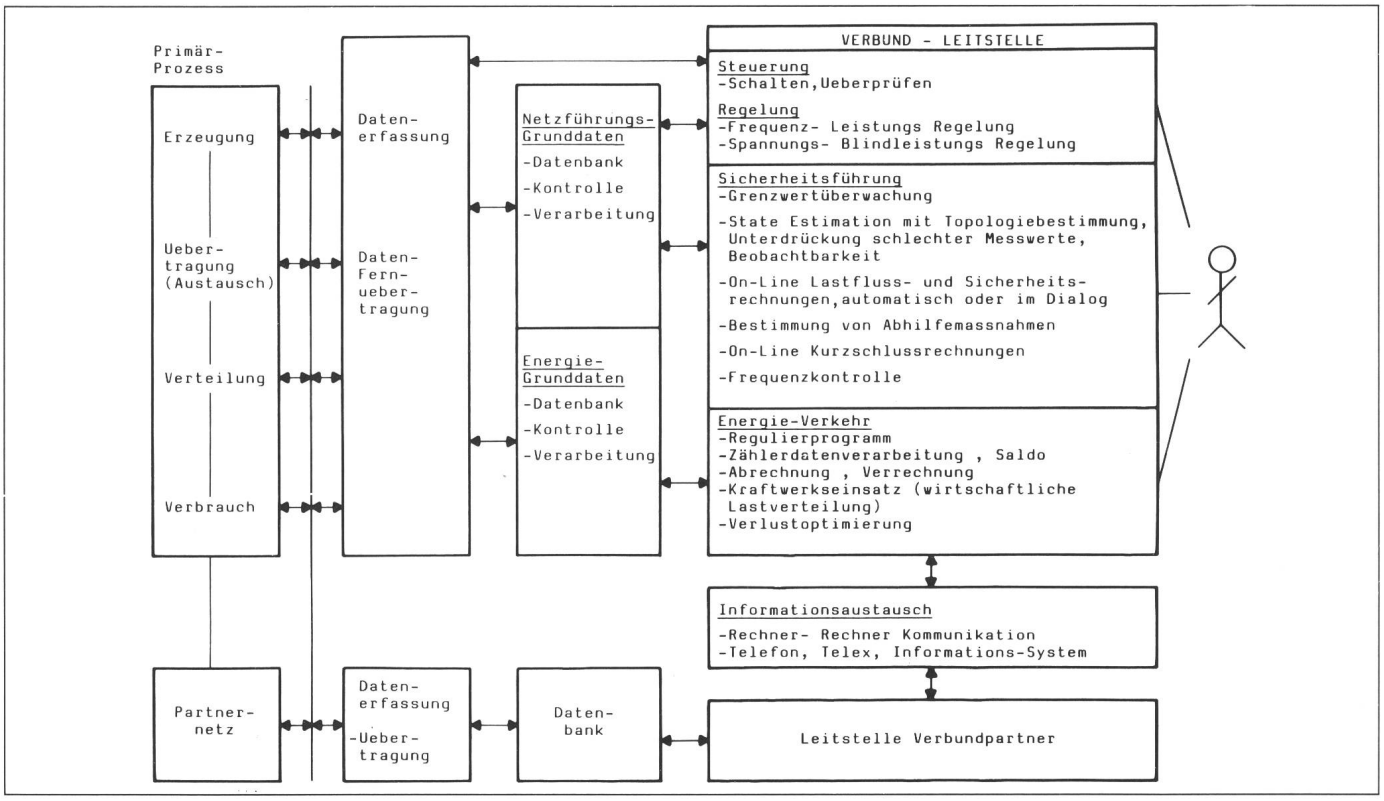


Fig. 1 Technische Grundfunktionen eines Verbundunternehmens

entwickelt werden. In der Zwischenzeit sind solche Verbindungen zumindest zwischen gleichen Systemen problemlos bezüglich Einführung und Betrieb.

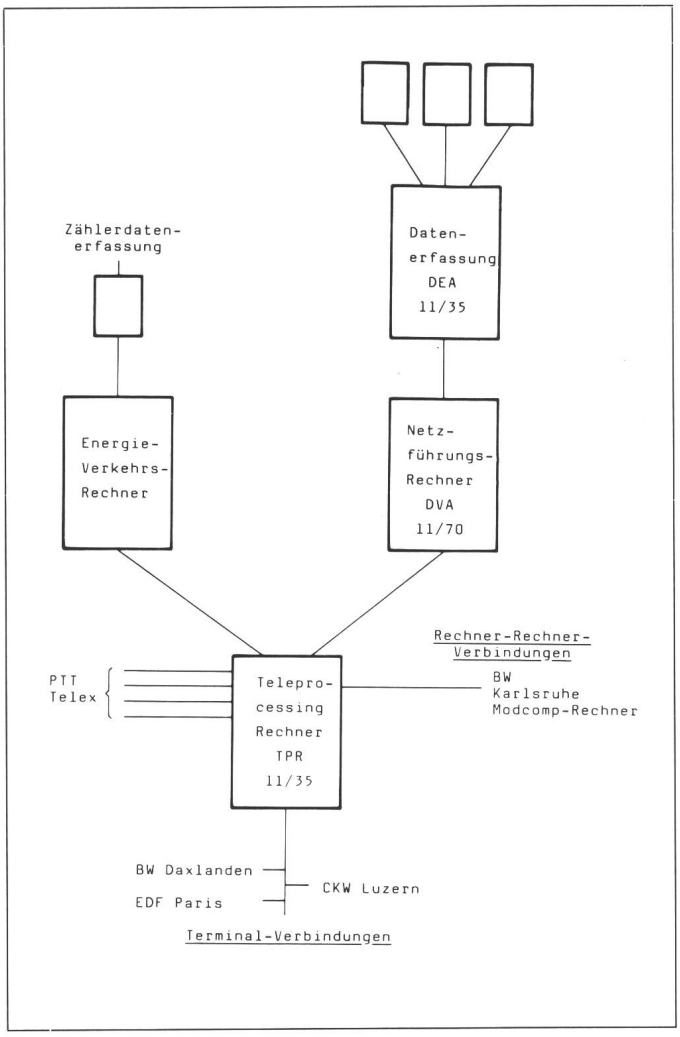
Die Punkt-Punkt-Verbindungen können heute durch die Entwicklung der lokalen Rechnernetzwerke in einfacher Weise abgelöst werden, wobei in der Übergangszeit sogar ein Parallelbetrieb von Punkt-Punkt-Verbindungen und lokalem Netzwerk möglich ist.

Diese Betriebsweise ist aus Figur 3 ersichtlich und hat sich seit Mitte 1984 bestens bewährt. In Figur 2 ist das Prozessrechnersystem vor etwa 5 Jahren aufgezeigt. Das Grundkonzept der Aufteilung nach den Hauptfunktionen Energieverkehr, Netzführung und Informationsaustausch war auch damals schon gültig und findet sich im erweiterten heutigen System wieder.

Der Prozess Energieverkehr [2] muss altershalber abgelöst werden (seit 1969 in Betrieb), die Informationsmenge und andere Anforderungen an das Informationsaustauschsystem sind derart umfangreich geworden, dass eine hardwaremässige Trennung in die Unterfunktionen Telexvermittlung, Informationssystem und Externe Rechnerverbindungen vorgenommen werden musste.

Zur Beobachtung und Überwa-

Fig. 2 Prozessrechner-System EGL, etwa 1980



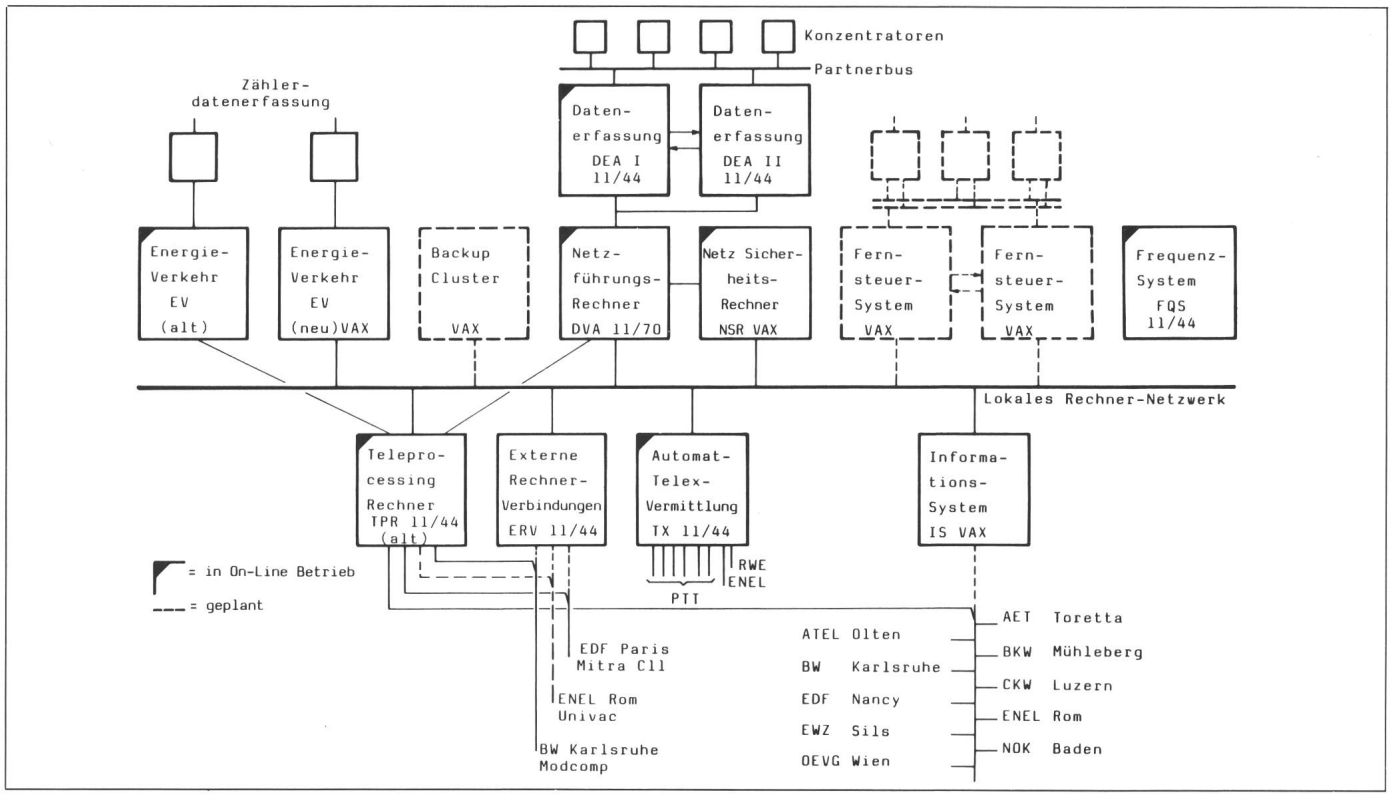


Fig. 3 Prozessrechner-System EGL, 1985

chung der Frequenz und der Summenleistungen der Regelblöcke Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien und Jugoslawien ist ein Prozessrechner eingesetzt, auf dessen grafischem Farbsichtgerät vor allem Störungsverläufe einschliesslich der jeweiligen Vorgeschichte der Störung verfolgt werden können. Beliebige Messwerte können zur gleichzeitigen Beobachtung zusätzlich aufgeschaltet werden. Es werden ausserdem statistische Frequenzauswertungen bezüglich der Qualität durchgeführt.

Zu der früher üblichen Funktion der Netzführung, bestehend aus der Überwachung des Höchstspannungsnetzes mit Hilfe von Messwertanzeigen an Sichtgeräten [3, 4] und dem zum erstenmal bei EGL verwirklichten Prozess «State Estimation» (1972), kamen doch einige neuere Anwendungen hinzu, die künftig an Bedeutung gewinnen werden.

4. Erweiterungen der Netzführungsfunktion

Seit 1978 ist die zweite Generation des Netzführungssystems in Betrieb [5]. Die dazu benötigten Daten werden in einem Vorrechner-Doppelsystem gesammelt, vorverarbeitet und gespeichert. Neuerdings wurde dieses Vorrechnersystem an die neue Technologie angepasst, wobei für eine bestimmte Anzahl von Daten aus herkömmlichen Datenfernübertragungssystemen oder direkt aus Hochspannungs-Schaltanlagen eine Datenkonzentration in je einem Mikroprozessor erfolgt. Vier derartige Geräte arbeiten über einen sogenannten «Partnerbus» mit dem Vorrechner zusammen.

Dort werden die Daten auf verschiedene Plausibilitätskriterien überprüft, wie zum Beispiel, ob sie konstant sind oder sich schrittweise ändern. Bei Auftreten von Spitzen, Schwingungen oder beim Abdriften werden entsprechende Messwerte als fehlerhaft erkannt. Ein komfortables Dialogsystem ermöglicht Änderungen von On-line-Prozessparametern wie z.B. das Starten und Stoppen von Prozessteilfunktionen und das Einführen oder die Umdefinition von Messungen. Der tägliche 24-Stunden-Betrieb erfordert zusätzlich eine ganze Reihe von Automatismen zur Anpassung des Datenerfassungssystems an möglichst alle vorkommenden Betriebszustände bezüglich Ausfällen oder Störungen von Messwerten, Meldungen, Übertragungssystemen und stellt in gewisser Weise auch ein Ersatzsystem für den Ausfall des mit gefilterten Daten über eine Rechnerverbindung zu beliefernden Hauptrechners (DVA) dar: Sobald das Erfassungssystem eine Störung der Rechnerverbindung zum Hauptrechner feststellt, findet eine periodische Datensicherstellung statt. Diese Daten werden später automatisch im Hauptsystem nachgeführt. Selbstverständlich können bestimmte Informationen am Front-end-System ausgegeben oder angezeigt werden.

Die Daten des Datenerfassungssystems werden – sobald sie eine definierte Änderung erfahren haben – mit einem Grundzyklus von 10 Sekunden oder spontan (z.B. bei Schalterstellungsänderungen) zum Netzführungsrechner übertragen. Dort durchlaufen sie folgende Softwaremodule:

- *Topologie*
  Mit Hilfe dieses Programms wird on-line die aktuelle Netztopologie bestimmt. Die Grundlage hierfür sind alle bekannten Stellungen von Trennern und Schaltern sowie die mathematische Beschreibung der Netzelementverbindungen und die logischen Informationen anderer Messungen.

- *Beobachtbarkeit* (observability)
  Eine Netzgruppe ist durch einen Satz Knoten definiert, die elektrisch miteinander verbunden sind. Innerhalb einer solchen Gruppe sind die beobachtbaren Gebiete durch die messtechnisch zur Verfügung stehenden Leistungsflüsse, Spannun-

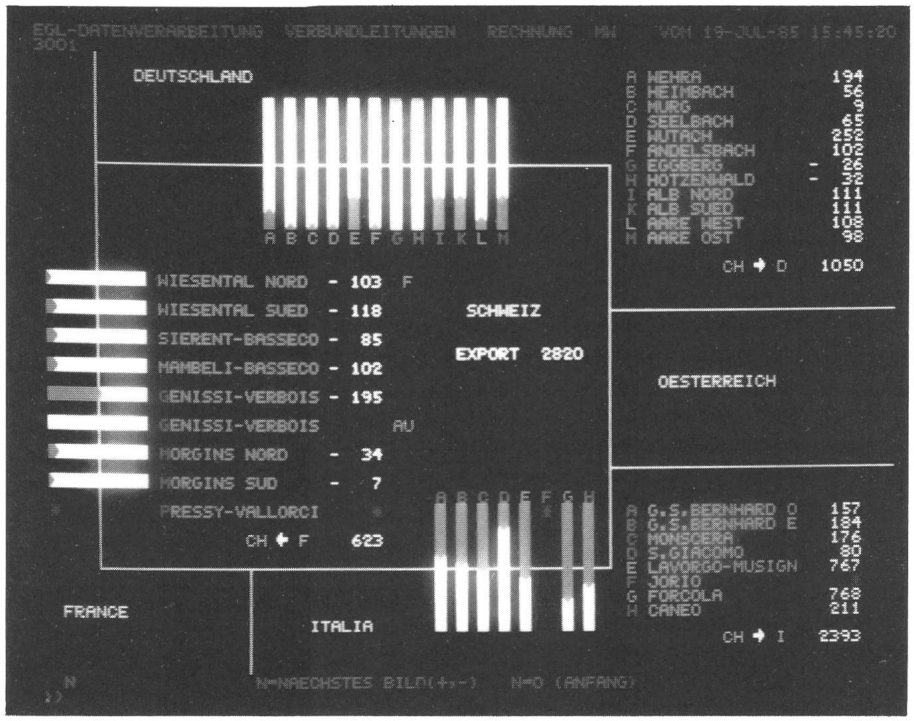


Fig. 4 Bildschirmdarstellung der berechneten Austauschleistungen im Verbund. Es können auch die gemessenen Werte dargestellt werden.

gen und Einspeisungen oder Lasten bestimmt. Der Algorithmus arbeitet entkoppelt, deshalb erhält man die Gebiete für die Wirk- und Blindleistungsestimation unabhängig voneinander.

- *Zustandsschätzung* (state estimation)
  Es wird ein entkoppelter Newton-Raphson-Algorithmus verwendet, der alle beobachtbaren Netzteile bearbeitet und als Ergebnis schliesslich einen vollständigen Netzparametersatz des estimierten Netzes liefert. Eingabedaten für diesen Prozess sind die Messungen der Wirk- und Blindleistungsflüsse, Wirk- und Blindleistungseinspeisungen, Schalterstellungen und Stufenstellung der Transformatoren.
- *Erkennung und Unterdrückung von schlechten Messwerten* (bad-data suppression)
  Schlechte Messwerte werden mit diesem speziellen Modul entdeckt und über eine Veränderung des Gewichtsfaktors unterdrückt.
- *Datenbank*
  Messwerte, Rechenergebnisse und Prozessparameter sind in einer Datenbank gespeichert. Über die Datenbankverwaltung können nicht nur Messstellen, sondern auch Prozess- und Modellparameter geändert werden.

Der State-Estimation-Prozess verarbeitet zurzeit ein On-line-Netz von 200 Knoten, 210 Leitungen und 25 Transformatoren. Eingabedaten sind etwa 510 Messungen und 825 Schalterstellungen. Die Genauigkeit liegt normalerweise unter 2%, die Redundanz bei 1,6. Die State-Estimation-Berechnung erfolgt periodisch viertelstündlich und wird abgespeichert.

Die Ausgabe der Ergebnisse kann über Listen oder Farbsichtgeräte erfolgen (Fig. 4–6). Es können wahlweise gemessene (up-date alle 10 Sekunden) oder estimierte Netzzustände angezeigt werden. Über das Bildschirmsystem sind etwa 250 verschiedene Bilder anwählbar.

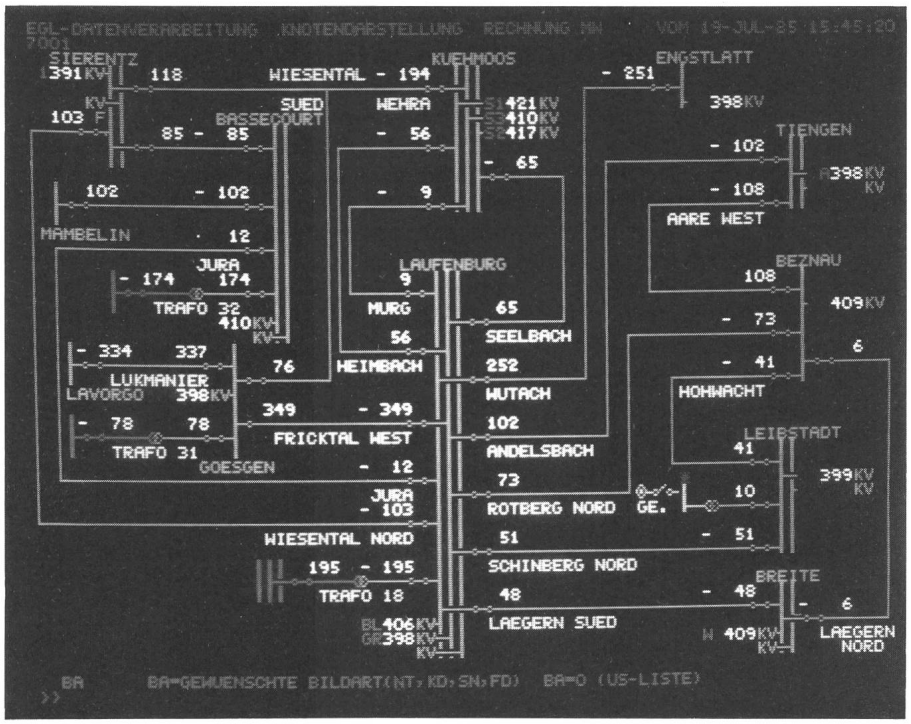


Fig. 5 Knoten mit berechneten Leistungen, Spannungen und Schaltzustände. Es können auch die momentan gemessenen Werte dargestellt werden.

5. Netzsicherheitsrechnungen

Im Netzsicherheitsrechner befinden sich Modell- und Lastflussdaten der UCPTE-Vorschaurechnung sowie Planungsdaten.

Um einen aktuellen konstanten Lastfluss rechnen zu können, muss das on-line estimierte Netz mit dem on-line nicht beobachtbaren Netz verknüpft werden. Als nicht beobachtbares Netz wird das UCPTE-Modellnetz für Vorschaurechnungen vollständig – ausser dem estimierten Teil – verwendet. Die Schnittstellen zwischen diesen Netzen werden zum grossen Teil automatisch angepasst.

Das gerechnete Netz umfasst danach etwa 500 Knoten, 700 Leitungen, 150 Transformatoren. Die Rechenzeit mit dem schnellen entkoppelten Lastflussalgorithmus nach Stott liegt in der Grössenordnung von 30 Sekunden.

Eine Reduktion des umliegenden Netzes wird nicht durchgeführt, weil Schaltänderungen bzw. Schaltzustände im externen Netz im allgemeinen

bekannt sind und im unreduzierten Netz leicht nachgeführt werden können. Zudem lässt dieses Verfahren eine Simulation von Ausfällen über den Nahbereich der Partner hinaus zu, wobei die Interpretation der Ergebnisse grosse Netz- und Systemkenntnisse vom Benützer fordert.

Nach Erstellen des Grundfalles mit Hilfe von Variantenrechnungen können beliebige Änderungen bzw. Ausfälle im Netz simuliert werden, z.B.

- Ein-/Ausschalten von Leitungen, Generatoren, Transformatoren
- Umbelegung von Sammelschienen
- Änderung von Transformatorenstufenstellungen
- Änderungen von Wirk- und Blindleistungserzeugung
- Änderungen von Wirk- und Blindlasten

Die Simulationen erfolgen im Dialog über alphanumerische Bildschirme, wobei auch Listenausgaben möglich sind.

Automatische Netzsicherheitsrechnungen werden über eine definierte Ausfalliste periodisch durchgeführt. Der Dispatcher wird künftig bei Gefährdung der n-1-Sicherheit entsprechend gewarnt.

Eine On-line-Kurzschlussberechnung wird künftig ebenfalls möglich sein, sobald die entsprechenden Daten bereitgestellt sind.

Diese Hilfsmittel sollen dem Dispatcher Empfehlungen zur Netzsicherheitsführung direkt mitteilen und ihn bei notwendigen Entscheidungen entsprechend unterstützen.

Das gilt bei stationären Netzzuständen. Bei schnellen dynamischen Netzvorgängen sind alle diese Hilfsmittel nicht brauchbar. Erst der stationäre Zustand nach einer Störung kann wieder als Grundlage für eine Zustandserkennung und Zustandsverbesserung betrachtet werden.

Die Netzsicherheitsführung kann also präventiv mögliche Schwachstellen im Netz ermitteln, sie kann Empfehlungen zur Stabilisierung und Erhöhung der Sicherheit liefern oder nach einer Störung mithelfen, einen sicheren Betriebszustand wieder herzustellen. Sie bietet ausserdem die Möglichkeit, geplante Betriebszustände, z.B. nach Schaltungen, im voraus zu simulieren und auf ihre Sicherheit zu untersuchen.

Aufbauend auf den vorhandenen Anwendungen ist es nun möglich, auch komplexere Algorithmen einzuführen, wie die automatische Berechnung von Abhilfemassnahmen in kritischen Netzsituationen durch korrektives Schalten oder entsprechende Änderungen des Kraftwerkseinsatzes.

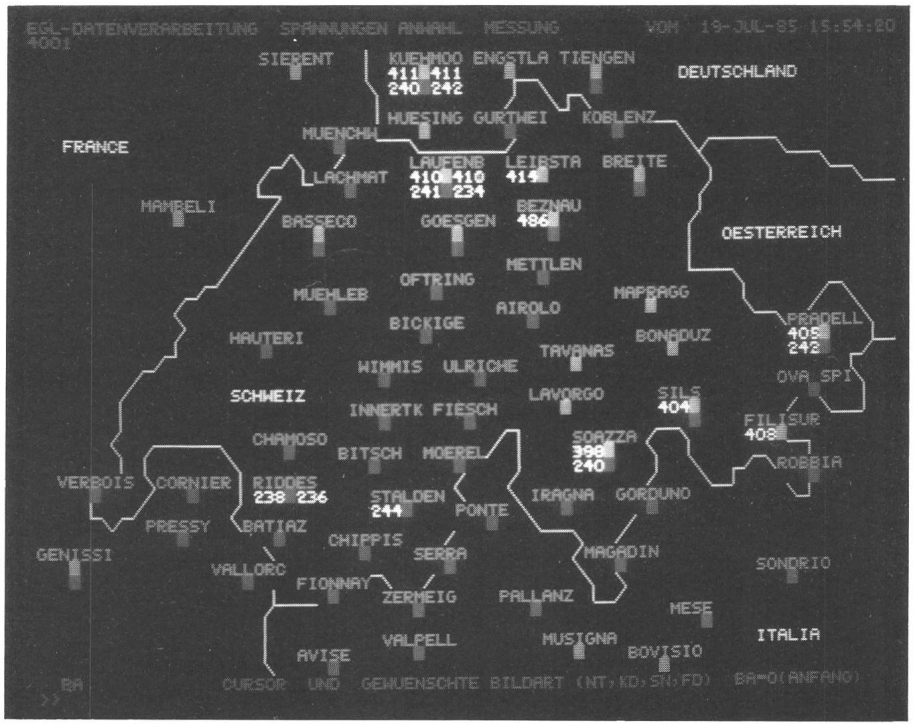


Fig. 6a Darstellung der gemessenen Spannungen in verschiedenen Stationen

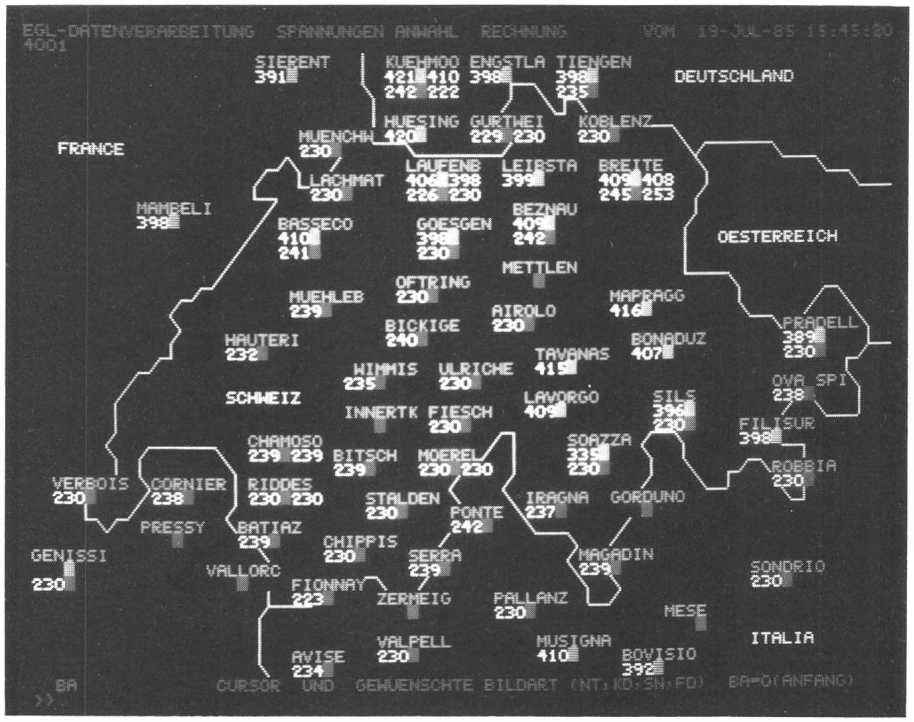


Fig. 6b Darstellung der optimierten Spannungen in verschiedenen Stationen

Literatur

[1] *H.P. Asal:* «Systemstrukturen in der Elektrizitätsversorgung.» Neue Technik Nr. 5, 1979, S. 17...20.

[2] *H.P. Asal, Liebetrau* und *Wenk:* «Prozessrechner im Verbundbetrieb.» Bull. SEV, 72, Nr. 11, S. 533...578.

[3] *H.P. Asal* et al.: «Surveillance d'un réseau à haute tension en Suisse par la méthode de 'State Estimation', structure du système et expérience pratique acquise.» CIGRE-Bericht 1973.

[4] *H.P. Asal:* «Three Years Experience with an on-line State Estimation System in a section of the Swiss EHV Grid.» The Institution of Electrical Engineers, London, Juni 1976.

[5] *H.P. Asal:* «Experience with an extended on-line security-based power control system.»
H.P. Asal, F. Oesch et al.: «Experiences with an on-line state-estimator, having extended functions.» 7. PSCC (Power System Computing Conference) 1981, Lausanne