

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer
Elektrizitätswerke (VSE)

Band: 60 (1969)

Heft: 15

Artikel: Der Einfluss der Vergrößerung der Leistung thermischer und nuklearer
Einheiten auf den internationalen Energieaustausch in Westeuropa

Autor: Goldsmith, K. / Luder, H.A. / Wahl, J.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916169>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 15.10.2024

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Der Einfluss der Vergrößerung der Leistung thermischer und nuklearer Einheiten auf den internationalen Energieaustausch in Westeuropa

Von K. Goldsmith, Zürich, H. A. Luder, Laufenburg, und J. Wahl, Genf

Einführung

Die Tendenz des Anwachsens der installierten Leistung elektrischer Erzeugungseinheiten zeigt sich besonders in Gebiet konventionell thermischer und nuklearer Energieproduktion. Obwohl die gleiche Tendenz auch im hydraulischen Gebiet existiert, wird dort die Einheitsleistung allgemein durch die Wasserverhältnisse beschränkt, mit Ausnahme vielleicht von Pumpsanlagen, wo die Grössen der Einheiten mehr vom Umfang des Netzes als von den hydraulischen Verhältnissen bestimmt werden. Mit der fortschreitenden Erschöpfung wirtschaftlicher Wasserkraftquellen in Europa verschiebt sich der elektrische Erzeugungszuwachs vom hydraulischen auf das thermische und nukleare Gebiet. Das Problem der wachsenden Einheitsgrössen wird damit von zunehmender Bedeutung.

Soweit man heute die Situation überblicken kann, ist die Grösse der Einheit theoretisch als solche von technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten aus unbegrenzt. Für jede Unternehmung der elektrischen Energieerzeugung stellt sich aber die Frage, wieweit Einheiten von theoretisch unbeschränkter Grösse innerhalb der praktischen Grenzen eines Netzes eingefügt werden können. Hier müssen zwei Punkte betrachtet werden:

1. Ist die minimale Belastung der Einheit während den Perioden schwachen Bedarfes genügend gross, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten?

2. Kann die Versorgung eines Netzes bei einem kurz- oder langfristigen Ausfall der Einheit mit genügender Sicherheit aufrechterhalten werden?

Beide Punkte begrenzen die Einheitsgrössen, Punkt (2) aber ist meistens ausschlaggebend. Damit erhebt sich die Frage der gegenseitigen Hilfe im Betrieb benachbarter Netze und die Aufrechterhaltung der Sicherheit der Energieversorgung durch den nationalen und internationalen Verbundbetrieb. Das Ziel dieser Zusammenarbeit ist die Erhöhung der Einheitsgrössen und damit der Wirtschaftlichkeit der Elektrizitätserzeugung. Diese Frage wird in diesem Bericht untersucht.

I. Gründe und Folgen der Leistungsvergrößerung

Die Vergrößerung der Leistung der Erzeugungseinheiten ist von drei Faktoren abhängig:

1. In beinahe allen Netzen wächst der Bedarf auf exponentiale Weise an mit der Folge, dass sich die innerhalb

einer bestimmten Frist aufzubringende Leistungshöhe kontinuierlich vergrößert. Für elektrische Kraftwerke aber ist die Konstruktionsdauer mehr oder weniger die gleiche geblieben. Deshalb ist es notwendig, immer grössere Einheiten einzusetzen, um die Bedarfszunahme zu decken. So sind z. B. während der vergangenen zwei Jahre in der Schweiz und in den Niederlanden Gruppen von 150–220 MW gebaut worden, in Deutschland von 300 MW, in Grossbritannien von 550 MW, in Frankreich und Italien von 600 MW. In Grossbritannien und Frankreich hat sich die Dimension der grössten Einheit während der letzten fünf Jahre verdoppelt, in Italien sogar vervierfacht.

2. Die Vergrößerung der Einheiten ist mit einer bemerkenswerten Reduktion des spezifischen Preises (Kostenaufwand pro installiertes kW) verbunden. Diese Senkung des Preises beruht auf einer Vergrößerung der Dimensionen und sinkenden Entwicklungskosten. Trotz einer Erhöhung des Preisniveaus von etwa 3 % pro Jahr ist der spezifische Preis in den vergangenen 15 Jahren etwas gesunken.

Bei nuklearen Einheiten — die minimalste wirtschaftliche Grösse einer Gruppe beträgt in Europa ungefähr 250 bis 300 MW — hat die Verringerung der Entwicklungskosten verbunden mit der Standardisierung zu einer Kostensenkung geführt. Obwohl kommerzielle Gesichtspunkte einen internationalen Preisvergleich erschweren, zeigen sich doch die folgenden Senkungen der spezifischen Preise:

- 42 % für Natur-Uran-Reaktoren (berechnet für eine Periode von zehn Jahren und verbunden mit einer vierfachen Vergrößerung der Einheit),
- 5 % für nacheinander gebaute Anlagen der gasgekühlten Reaktoren (Intervall ein Jahr, konstante Kapazität),
- 5 % für nacheinander ausgeführte Projekte von Leichtwasser-Reaktoren.

3. Der Wirkungsgrad wächst mit der Einheitsgrösse und den damit verbundenen steigenden Dampfdrücken und Temperaturen und nähert sich asymptotisch einer obersten Grenze. Noch wichtiger ist die Ersparnis der Betriebskosten; sie sind von einer abfallenden «spezifischen Personalzahl» (Anzahl Personen pro installiertes kW) begleitet. Mit einer 20-fachen Vergrößerung der Einheitskapazität wird die Anzahl der Personen pro Schicht nur verdoppelt. Selbst dieses Anwachsen wird durch die Automation verringert werden, so dass der Personalbestand für Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 120 MW bis 2000 MW ungefähr der gleiche bleiben wird.

Bei der Betrachtung konventioneller thermischer Anlagen stellt man fest, dass die anfängliche Kapitalanlage, die sich aus der Kapitalinvestition und den über die Lebensdauer der Anlage kapitalisierten Brennstoff- und Bedienungskosten zusammensetzt, mit der Vergrößerung der Einheit abfällt. In der Tabelle I ist dies dargestellt. Daraus ist der wirtschaftliche Vorteil grösserer Einheiten ersichtlich. Die Reduktion der Kosten des nuklearen Teiles macht die Energie, aus diesen Quellen wachsend, konkurrenzfähiger, verglichen mit anderen Energiequellen. Entsprechend der wirtschaftlichen Mindestgrenze nuklearer Kraftwerke werden in kleinen Netzen Einheiten erstellt, die die Grössenordnung der konventionellen thermischen Anlagen wesentlich überschreiten.

II. Betriebsmässige Einflüsse der Einheitsgrössen

Obwohl die Vergrößerung der Einheit auf die Kosten den günstigsten Einfluss hat, ist die Grösse der Einheit von der betriebsmässigen Grösse des Netzes abhängig und kann nicht beliebig gross gewählt werden. Wie in der Einführung erwähnt, ist es nötig, dass die Einheit bei Mindestlast stabil betrieben werden kann. Bei Ausfall der Einheit darf die Energieversorgung in diesem Netz nicht gestört werden. Unter Umständen können die Rückwirkungen eines Ausfalles einer Einheit die Kapazität der grössten Einheit wesentlich überschreiten, z. B. bei einem Fehler an einer Sammelschiene oder in einem nuklearen Reaktor. Der Ausfall eines nuklearen Reaktors kann zwei oder mehrere Generatoren betreffen. Die Betriebsreserve muss somit dem grössten Ausfallrisiko Rechnung tragen; inwieweit ein gewisses Risiko eingegangen werden kann, hängt von der Rückendeckung ab, welche dem Netz zur Verfügung steht.

Betriebsreserven

In westeuropäischen thermischen oder thermisch-hydraulischen Systemen kann man drei Betriebsreserven unterscheiden:

1. Die «rotierende» Reserve

Diese wird in den Netzen durch die Primärregelung aktiviert. In einem kleinen System ist diese gleich der grössten Einheit im Netz. In grösseren Systemen ist die Reserve genügend gross, um auch gewisse Fehlschätzungen des Bedarfes zu decken. Sie erreicht etwa 10 % des augenblicklichen Bedarfes.

2. Die «warm-stehende» Reserve

Zur Unterstützung der rotierenden Reserve sind gewisse Anlagen betriebsbereit und können innerhalb von 35–105 Minuten auf Maximallast gebracht werden.

3. Die «kalt-stehende» Reserve

Diese Anlagen sind zum Teil in der Lage, im Falle einer unerwarteten Netzbelastung kurzfristig den Betrieb aufzunehmen. Gasturbinen und hydraulische Speicheranlagen z. B. können innerhalb von 15 Minuten vom Stillstand Vollast aufnehmen, so dass sie praktisch eine «warm-stehende» Reserve darstellen. Zum Teil stellen die Anlagen allerdings eine Reserve dar, welche erst nach einer Vorbereitung von einigen Stunden eingesetzt werden kann.

Für den Monat Dezember 1967 wird die gesamte Reserve der UCPTE-Länder auf 23,7 % der Höchstlast ge-

schätzt; für thermische und hydraulische Anlagen wird sie etwa prozentual die gleiche sein¹⁾.

Der Betrieb grosser Einheiten hat eine Nebenwirkung auf die Reserven. Diese wirkt sich zuerst auf die rotierende Reserve und in kleinen Netzen auf die gesamte installierte Leistung aus. Eine Erhöhung der rotierenden und «warm-stehenden» Reserven, die oft aus Anlagen eines niedrigeren Wirkungsgrades bestehen, kann zu zusätzlichen Betriebskosten führen, welche den wirtschaftlichen Vorteil der Ein-

Reduktion des Gegenwartwertes der Ausgaben mit wachsender Einheitsgrösse

Tabelle I

Einheitsgrösse (MW)	Gegenwartwert der Ausgaben (in US \$ per kW installiert)			
	Brennstoff	Betrieb und Verwaltung	Kapital-Investitionen	Total
50	262.0	65.0	173.0	500.0
100	231.0	58.5	155.0	444.5
200	212.2	51.2	136.0	399.4
300	208.0	47.4	125.3	380.7
400	206.0	45.0	119.3	370.3
500	205.5	43.5	115.0	364.0
600	205.0	42.2	112.0	359.2
700	204.6	41.2	109.5	355.3
800	204.4	40.7	108.0	353.1

Verwendete Daten:

Brennstoff: Preis der Kohle = 1,6 US \$ per 10⁶ kcal.

Benutzungsdauer: 5000 Std. pro Jahr.

Abschreibungsdauer: 33 Jahre.

Faktor des Gegenwartwertes: 8 %.

Die Anzahl Einheiten pro Kraftwerk ist nicht berücksichtigt worden.

heitsvergrößerung weitgehend aufheben. Das durch Vergrößerung der Einheit ersparte Kapital erlaubt nur eine geringe Erhöhung der im gesamten Netz installierten Leistung; so wird z. B. der wirtschaftliche Vorteil einer 600-MW-Gruppe gegenüber zwei 300-MW-Gruppen durch die Kosten einer Kapazitätserhöhung von etwa 70 MW im gesamten Netz annulliert. Es besteht also eine wirtschaftliche Begrenzung des Verhältnisses von Einheits- zu Totalkapazität. In isoliert arbeitenden Netzen ist es unwahrscheinlich, dass dieses Verhältnis 10 % überschreiten kann.

Einflüsse des Standortes

Jede neu zu erstellende Energieerzeugungsanlage beansprucht eine sorgfältige Auswahl des Standortes und im allgemeinen eine entsprechende Verstärkung der die Anlage mit dem Netz verbindenden Leitungen, im Verhältnis der zu installierenden Leistung. Den damit verbundenen Kosten wird bei der wirtschaftlichen Begründung der Notwendigkeit des Baues einer Anlage Rechnung getragen. Wenn aber die Einheitsgrösse erhöht wird, muss erneut geprüft werden, ob eine Verstärkung notwendig ist, und zwar

1. in Bezug auf das Kurzschlussvermögen der Leitungen und Schalter, welche die grossen Einheiten mit dem Verbraucherzentrum verbinden;

2. in Bezug auf die Engpasskapazität jener Leitungen, die bei Ausfall der grossen Einheiten die äquivalenten Energiemengen zum Verbraucherzentrum transportieren müssen.

¹⁾ Die UCPTE — «Union pour la Coordination de la Production et du Transport d'Electricité» — schliesst die folgenden 8 Länder ein: Belgien, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Schweiz und die Bundesrepublik Deutschland.

Die Netzverstärkung kann geographisch vom Standort der Einheiten getrennt und von beträchtlicher Ausdehnung sein, da die Reserveleistung selten an einem Ort konzentriert ist. Die durch Einheitsvergrößerung erzielte Kapitalsersparung erlaubt nur eine geringe Verstärkung der Leitungen. Von der sich ergebenden Preisdifferenz beim Bau einer Anlage von 600 MW gegenüber einer solchen von 2×300 MW können z. B. nur die Kosten des Baues einer 75 km langen doppelsträngigen 380-kV-Leitung gedeckt werden. Deshalb ist es eine wichtige Aufgabe, in einem bereits entwickelten Netz die Knotenpunkte der grösstmöglichen installierbaren Einheitsleistung zu finden und den Bau neuer Leitungen zu vermeiden. Ebenso muss ein genügend hohes Spannungsniveau zur Verfügung stehen, um den Einbau grosser Einheiten zu gestatten; 300-MW-Blöcke verlangen ein Niveau von mindestens 220 kV und 600-MW-Blöcke ein solches von 380 kV.

Verfügbarkeit

Jede thermische Maschine verlangt eine jährliche Ausserbetriebnahme zur Inspektion und Überholung. In den acht UCPTE-Ländern (Belgien, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Schweiz und Westdeutschland) ist die Durchschnittszahl der MW-Monate dieses «geplanten» Ausfalles ungefähr 10 % grösser als die installierte Leistung. Hinzu kommt noch das von Störungen bedingte «forcierte» Ausfallen, nach dem durchschnittlich nur 88 % der aktiven Leistung (installierte Leistung minus geplante Ausserbetriebnahme) verfügbar ist. Die Verfügbarkeit grösserer Einheiten im ersten Betriebsjahr ist aber wesentlich niedriger; Erfahrungswerte für konventionelle thermische Anlagen sind 75 % und für nukleare Anlagen 20 %. Man muss also damit rechnen, dass eine grosse konventionelle Einheit anfänglich für nur 60 % der Zeit verfügbar ist und dass diese Frist dann langsam auf den langfristigen Jahresdurchschnitt von 80 %, d. h. 7000 Std./Jahr übergeht. In Europa ist man erst am Anfang der Erfahrungen mit dem Betrieb von Maschinen von mehr als 250 MW. Erfahrungswerte über die langfristige Verfügbarkeit dieser Maschinen sind deshalb noch nicht vorhanden, aber deren wahrscheinliche Beanspruchung der Reserveleistungen wird auf einige Zeit hinaus wohl erheblich sein.

Stabilität

Die rotierenden Massen vergrössern sich nicht im Verhältnis zur Einheitsleistung. Um damit die Frequenz aufrechtzuerhalten, stellt eine grössere Leistung erhöhte Ansprüche auf die Trägheit des Netzes dar. Bei einer Abschaltperiode von etwa 0,15 Sekunden im Falle von Fehlern sind Schwankungen von $\pm 0,2$ Hz akzeptierbar; bei grösseren, durch plötzlichen Lastanstieg erfolgten Schwankungen führt automatisch die rotierende Reserve die Frequenzkorrekturen aus. In den UCPTE-Ländern sind folgende Belastungsänderungen beobachtet worden:

a) Belastungsänderung bezogen auf die gesamte Tageshöchstlast des UCPTE-Netzes

in 3 Min.	2,1... 6,5 % im Anstieg
	2,1... 13,4 % im Abstieg
in 5 Min.	3,3... 7,4 % im Anstieg
	3,4... 13,0 % im Abstieg

Die während 15–30 Minuten festgestellten Belastungsänderungen können bis zu einem Drittel der Tageshöchstlast ansteigen.

b) Belastungsänderung bezogen auf die unmittelbar vorher gelieferte Leistung des Netzes

in 2 Std. (06–08 h)	24,0... 170,0 % Anstieg
in 1 Min. (06–08 h)	0,5... 8,0 % Anstieg
in 1 Min. (9 h Senke)	0,25... 9,00 % Abstieg
in 1 Min. (12 h Senke)	0,45... 11,76 % Abstieg

Diese Belastungsänderungen zeigen, dass bei dem gegenwärtig parallel geschalteten Netz der UCPTE-Länder (Spitzenlast im Winter 1967/68 etwa 90 000 MW) ein plötzlicher Lastausfall in der Grössenordnung von 1500–3000 MW innerhalb von wenigen Minuten vom Netz bewältigt werden könnte, vorausgesetzt, dass die notwendige Transportkapazität der Leitungen vorhanden ist. Wie später jedoch erwähnt, kann aber ein auf ein kleines Gebiet konzentrierter Lastausfall der angegebenen Grössenordnung infolge der Betriebs- und Transportverhältnisse auf längere Zeit hinaus nicht bewältigt werden.

Die Reaktionszeit des UCPTE-Netzes ist kürzer wegen des hohen Wasserkraftanteiles an der rotierenden Reserve, welcher etwa 50 % beträgt. Damit wird die effektive Trägheit des Netzes erhöht, und die Bedingungen zum Einbau grosser Einheitsleistung sind günstiger; aber es ist wieder die Transportfähigkeit des Netzes, die diese Leistung limitiert. In einem isoliert arbeitenden Netz können die durch Ausfall grosser Einheiten verursachten Frequenzschwankungen eine erhebliche Reduktion der maximalen Einheitsleistung verlangen.

Betrachtet man die Leistungszahl im westeuropäischen Verbundnetz, welche im Jahre 1965/66 rund 100 00 MW/Hz betrug, so müsste, um eine Frequenzänderung von 0,1 bzw. 0,2 Hz zu verursachen, eine Leistung von rund 1000 MW bzw. 2000 MW zu- oder abgeschaltet werden. Im Bild 1 ist die zulässige Grösse der Erzeugereinheiten, bezogen auf die Leistungszahlen jedes UCPTE-Landes, angegeben.

III. Die Planung grosser Einheiten für das Verbundsystem

Entwicklung

Der Verbundbetrieb in Europa hat sich im wesentlichen auf Grund der wirtschaftlichen Vorteile eines Energieaustausches zwischen Gebieten verschiedener Produktionseigenschaften entwickelt, hauptsächlich zwischen thermischen und hydraulischen Produktionsgebieten. Mit dem wachsenden Energiebedarf und Angebot hat sich die Übertragungsfähigkeit der Netze vergrössert, und zwar sowohl durch eine zunehmende Netzdichte als auch mit der sukzessiven Überlagerung höherer Spannungsniveaus. Anfänglich war das Spannungsniveau der grenzüberschreitenden Leitungen 110 bis 150 kV, später 220 kV und heute 380 kV. Mitte 1967 waren bereits vier grenzüberschreitende Leitungen mit 380 kV in Betrieb. Das nächste höhere vorgesehene Spannungsniveau wird 730 kV sein. Mit einer Transportfähigkeit von etwa 940–1200 MW pro Doppelstrang kann eine Leitung von 380 kV die achtfache einer 150-kV-Leitung und ungefähr die vierfache Last einer 220-kV-Leitung übernehmen. Die gesamte grenzüberschreitende Transportfähigkeit zwischen

den UCPTE-Ländern liegt nahe an 15 000 MW und beträgt ungefähr 20 % ihrer gesamten parallel geschalteten Leistung. Die Transportfähigkeit der grenzüberschreitenden Leitungen ist im Bild 2 zusammengestellt; die in MVA angegebenen Scheinleistungen können natürlich nicht voll ausgenutzt werden. Für die wichtigsten Produzenten von hydraulischer Energie ist der oben angegebene Prozentsatz aber wesentlich grösser; er beträgt 115 % für Österreich und 67 % für die Schweiz; das heisst also, dass diese Netze als national abgeschlossene Einheiten praktisch nicht mehr existieren. Andererseits sind die Netze der Produzenten von rein thermischer Energie noch verhältnismässig isoliert; der Prozentsatz ist für die Niederlande 10 %, für Belgien 30 % trotz gemeinsam an den Grenzen mit Frankreich betriebener Netze.

Zukunftsaussichten

Mit dem Entstehen des Verbundnetzes ist die gegenseitige Unterstützung nationaler Netze möglich geworden, obwohl das Verbundnetz nicht im Hinblick auf diese Möglichkeit entwickelt wurde und keine besonderen Investitionen dafür gemacht worden sind. Soweit man aber die Betriebsverhältnisse übersehen kann, wird diese Aufgabe, d. h. die gegenseitige Unterstützung der Netze untereinander, in Zukunft zunehmen. Trotz der wachsenden Transportfähigkeit des Verbundnetzes wird der wirtschaftliche Antrieb zu einem regelmässigen Energieaustausch aber kleiner werden. Es wird erwartet, dass innerhalb der UCPTE der Anteil der hydraulischen Energieerzeugung in den nächsten zehn Jahren um rund 10 %, d. h. auf 24 % der Gesamterzeugung, zurückgehen wird. Der thermisch-hydraulische Energieaustausch wird damit in seiner Bedeutung auch zurückgehen. Gleichzeitig wird sich die thermische Erzeugung mehr auf grosse konventionelle und nukleare Einheiten ausdehnen. Für diese Einheiten werden die Brennstoffkosten unabhängig vom Standort auf ungefähr der gleichen Ebene liegen, so dass kein bedeutender wirtschaftlicher Anlass zum thermischen Energieaustausch entstehen kann. Die Aufgabe des Verbundnetzes wird deshalb ihren Charakter ändern, indem der langfristig systematische Energieaustausch durch den kurzfristigen und oft nicht vorher geplanten Energieaustausch mit grossen Leistungen ersetzt werden wird. Das übertragene Energievolumen wird also nicht im Verhältnis zum Verbrauch zunehmen; der Belastungsfaktor der Leitungen wird deshalb zurückgehen. Dadurch werden aber benachbarte Unternehmungen in die Lage kommen, sich gegenseitig grössere Leistungen auf temporärer Basis zur Verfügung zu stellen. Daraus entsteht die Möglichkeit, die betriebsmässigen Einflüsse grosser Einheiten über die Grenzen des eigenen Netzes auszudehnen.

Netzprobleme

Die Verknüpfung der europäischen Netze durch Spannungsebenen, welche grosse Leistungstransporte ermöglichen, bringt es mit sich, dass die Versorgungssysteme nur noch geographisch aber nicht mehr netzmässig voneinander abhängig sind. Trotzdem erfolgt aus kommerziellen Gründen eine Abgrenzung der Versorgungssysteme. Diese werden dem Übertragungssystem überlagert. Die Abgrenzung erfolgt durch Messeinrichtungen, welche an den Netzgrenzen eingebaut werden und die Lastflüsse zwischen den Systemen erfassen. Damit nehmen die Lastflüsse einen internationalen Charakter an, obwohl sie praktisch innerhalb eines einzigen übergeordneten Netzes pulsieren.

Die Frage ist, wieweit dieses übergeordnete Netz den Bedürfnissen grosser Einheiten in den untergeordneten Systemen Rechnung trägt. In erster Linie ist die gegenseitige Zurverfügungstellung der Reserveleistungen notwendig. Um Reserveleistung zu transportieren, sind besondere Investitionen notwendig. Dazu ist aber der wirtschaftliche Anreiz zu klein. Wenn keine besonderen Investitionen gemacht werden, ist für die Zurverfügungstellung der Reserveleistung die Übertragungskapazität des Netzes bestimmend. Beim 380-kV-Netz aber ist die Übertragungskapazität grösser als die Anforderungen der grössten in Westeuropa bestellten Einheiten von 600 MW. Bisher hat dieses Netz die Einheitsgrössen allgemein nicht limitiert. Für die meisten grenzüberschreitenden Leitungen sind genügend parallele Wege vorhanden, um auch einen die Kapazität der grössten Einheit überschreitenden Ausfall zu bewältigen. Der gegenwärtig grösste Leistungsausfall, welcher vom Netz wahrscheinlich noch übernommen werden könnte, liegt in der Grössenordnung von 1200 MW. Die praktische Dimensionsgrenze der Einheiten liegt bei etwa 600–800 MW und könnte mit der Ausdehnung der Netzdichte an gewissen Orten 1000 MW erreichen. Aber ohne Einführung eines neuen Spannungsniveaus ist eine weitere Erhöhung der Einheitsgrössen unwahrscheinlich.

Leistungsprobleme

In Anbetracht der anfänglich niedrigen Verfügbarkeit grosser Einheiten ist die Schnelligkeit und Wirtschaftlichkeit des Reserveeinsatzes von erheblicher Bedeutung. Hierbei kann die Verbindung hydraulischer und thermischer Produktion, welche durch das Verbundnetz ermöglicht wird, eine wesentliche Rolle spielen. Die hydraulischen Energiequellen haben drei Vorteile:

1. Ihre inkrementalen Erzeugungskosten sind klein.
2. Die Frist bis zu ihrer Verfügbarkeit ist kurz.
3. Gewisse, wenn auch prozentual geringe, Energiemengen können gespeichert werden.

Punkt (1)

Dieser hat zur Folge, dass die rotierende Reserve des Verbundsystems der UCPTE-Länder soweit wie möglich auf hydraulische Einheiten übertragen wird. Wie bereits erwähnt, sind es gegenwärtig etwa 50 %, obwohl die installierte hydraulische Leistung nur 37 % der gesamten installierten Leistung in den UCPTE-Ländern beträgt. Damit ergibt sich, dass

- die bei Ausfall grosser Einheiten folgenden grenzüberschreitenden Lastflüsse nicht notwendigerweise mit höheren Produktionskosten verbunden sind und
- die «warm-stehende» Reserve weitgehend durch hydraulische Reserven ersetzt werden kann.

Reserveleistungen für grosse Einheiten können also innerhalb des Rahmens der existierenden Übertragungsfähigkeit zu wirtschaftlich günstigen Bedingungen transportiert werden. Aber mit dem Rückgang der relativen hydraulischen Erzeugung ist es unwahrscheinlich, dass sich diese Bedingungen in der Zukunft bessern werden. Man kann heute nur einen kleinen Prozentsatz der Speicherkraftwerke für die rotierende Reserve anrechnen. Zu Spitzenzeiten werden diese Kraftwerke immer mehr ausgelastet, so dass sie als Reserve ausfallen.

Punkt (2)

Dieser Vorteil führt

- kurzfristig zu einer besseren Betriebsstabilität, da die Lastschwankungen rascher übernommen werden können,
- langfristig zum praktischen Ausscheiden der «warmstehenden» Reserve. Damit wird die Aufrechterhaltung

einer genügenden Reservekapazität erreicht, ohne die Kosten des Warmhaltens der Anlagen.

Auch hier werden sich in der Zukunft kaum ebenso günstige Bedingungen ergeben wie in der Gegenwart. Die Möglichkeit besteht aber, dass durch ein eventuell vertraglich geregeltes Bereitstellen hydraulischer Reserven Rücken- deckung für erhebliche Laststösse geschaffen werden kann.

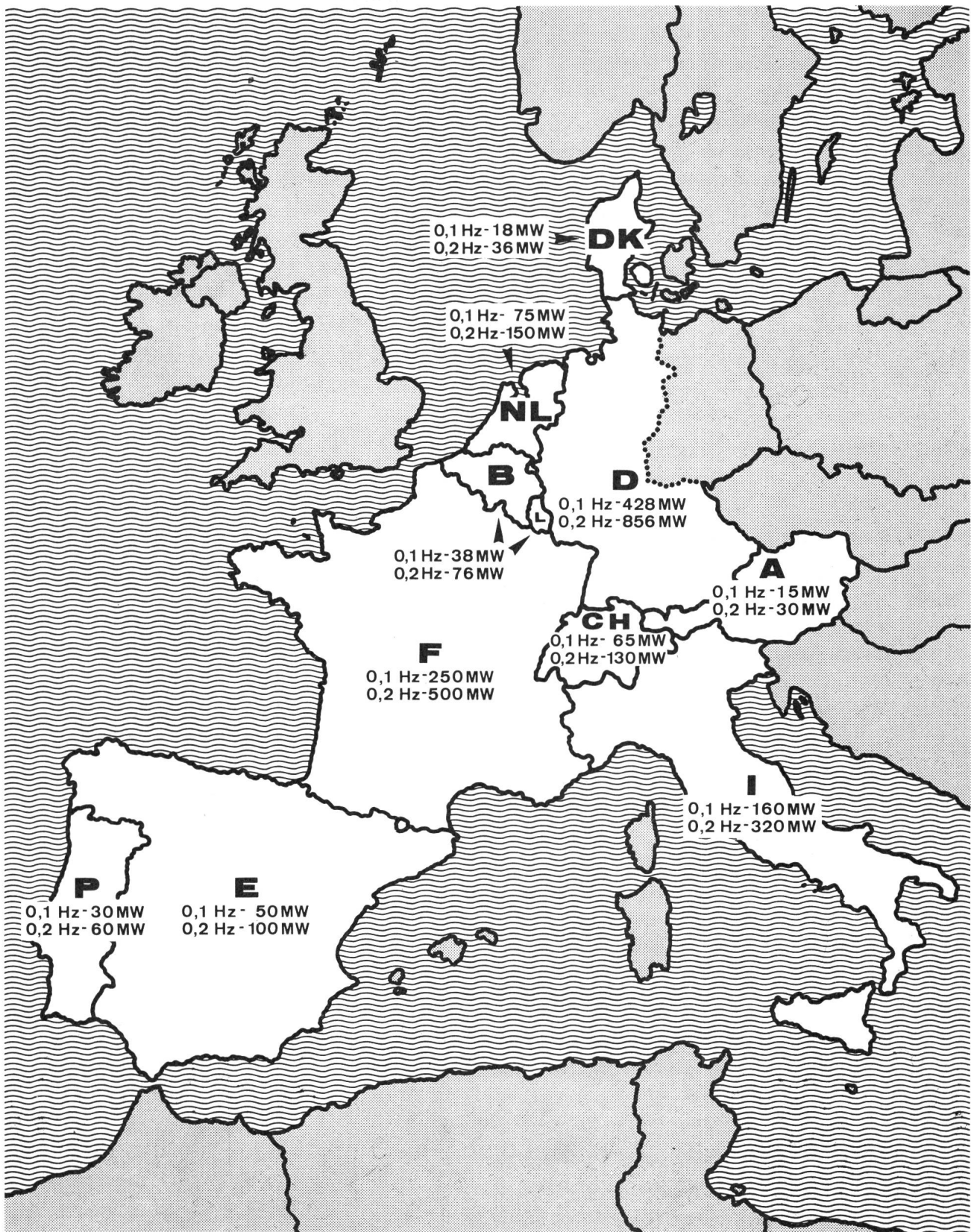


Fig. 1

Zulässige Grösse der Erzeugereinheiten für eine Frequenzänderung von 0,1 bzw. 0,2 Hz bezogen auf die Leistungszahlen des Landes

Punkt (3)

Die Speicherkraftwerke haben gegenwärtig eine Kapazität von etwa 13 % der gesamten Energieerzeugung der UCPTE-Länder. Diese Kraftwerke können aber eine thermische Leistung von über 10 000 MW oder $\frac{1}{9}$ der gesamten Leistung (Winter 1967/68) unterstützen. Dies könnte die Sicherheit für die Reservehaltung der grössten Einheiten gewährleisten. Obwohl in Europa für den Bau von Naturspeichern beschränkte Entwicklungsmöglichkeiten bestehen, werden aus wirtschaftlichen Gründen weiterhin Pumpspeicher komplementär zu thermischen Grundlastwerken gebaut werden. Diese gewähren gleichzeitig eine Unterstützung der für grosse Einheiten beanspruchten Reserven.

Der Einsatz von thermischen Reserven ist mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden. Diese haben notwendigerweise einen niedrigeren Ausnutzungsgrad. In günstigen Fällen kann das Verbundnetz die zusätzlichen Kosten auf ein Mindestmass verringern, indem es die inkrementale Belastung anderer grosser Einheiten ermöglicht. Wenn aber der durch Ausfall erfolgte Laststoss im Verhältnis zur Gesamtlast eines Versorgungsgebietes sehr gross ist, so ist es unwahrscheinlich, dass wirtschaftlich arbeitende Maschinen die inkrementale Belastung übernehmen können. Daraus folgt eine netz- und standortbedingte wirtschaftliche Limitierung der Einheitsgrösse. Diese wird nicht wesentlich von dem bereits erwähnten Verhältnis von max. 10 % der Netzkapazität abweichen.

IV. Der Betrieb grosser Einheiten im Verbundsystem

Belastung

Für einen stabilen und wirtschaftlichen Betrieb verlangt eine grosse Einheit eine Belastung mit Grundlast. Innerhalb eines beschränkten Versorgungsgebietes ist es oft nicht möglich, eine genügende Belastung zu jeder Zeit zu gewährleisten. Das Verbundsystem bietet einen möglichen Absatzmarkt für die Überschussenergie. Für die Ersetzung der Schwachlastenergie in einem benachbarten thermischen System sind die zwischen thermischen Einheiten verschiedener Grössen möglichen Kostenmargen wohl kaum genügend, um einen festen Absatz zu gewährleisten. Aber die Verwendung der Überschussenergie zum Auffüllen von Pumpspeichern oder zum Einsparen von Naturspeichern kann sich zu einer vorteilhaften Kombination entwickeln.

Im europäischen Verbundnetz haben sich bereits mehrere Verbindungen zwischen thermischer und thermisch-abhängiger hydraulischer Produktion in benachbarten Systemen gebildet. Die wachsende Fähigkeit zur Grundlastenergie der thermischen Systeme und der wachsende Bedarf an Spitzenlast haben Produzenten thermischer Energieproduktion veranlasst, Pumpspeicheranlagen zu bauen. Diese mussten aus geographischen Gründen in anderen Versorgungsgebieten erstellt werden. Diese Entwicklung wird sich in der Zukunft verstärken.

Mit der wachsenden Selbstversorgung der Netze ist es fraglich, ob in der Zukunft ein Bedarf zur Einfuhr von Schwachlaststrom in vorwiegend hydraulischen Systemen bestehen wird; diese Netze werden zunehmend ihre eigene Grundlastenergie erzeugen, damit ein in den gegebenen Verhältnissen entsprechender Speicherhaushalt ermöglicht wird.

Planmässiger Ausfall

Der planmässige Ausfall einer grossen Einheit, d. h. die geplante Revision, die etwa einen Monat pro Jahr in Anspruch nimmt, verlangt eine Lastverschiebung, die zu vertragsmässigen Energietransporten über die Grenzen der Netze führen kann. Da die Wirtschaftlichkeit des Energieersatzes eine wesentliche Rolle spielt, wird sich der Energietransport auf Grund von Angebot und Nachfrage gestalten; im wesentlichen also auf der gleichen Basis wie der gegenwärtige Energieaustausch in Europa. Die geplante Lastverschiebung wird wohl auch in Zukunft einer der Faktoren sein, die einen regelmässigen Energietransport aufrechterhalten.

Störungsmässiger Ausfall

Unter der Annahme, dass die störungsmässige Laständerung die Anpassungsfähigkeit des lokalen Netzes überschreitet, wird sie wie folgt vom Verbundnetz aufgenommen:

1. Unmittelbar nach der Störung wird die Laständerung von der Schwungenergie aller miteinander verbundenen Netze übernommen.
2. Danach versucht die rotierende Reserve des Eigennetzes den Ausgleich herzustellen.
3. Der Fehlbetrag zwischen der Störung und der rotierenden Reserve des Eigennetzes wird vom Verbundbetrieb geleistet.
4. Die stillstehende Reserve des Eigennetzes wird eingesetzt, um die rotierende Reserve zu ersetzen.
5. Ein Fehlbetrag wird durch eine Vereinbarung mit dem Nachbarn gedeckt.

Bis das Ausmass der Störung überblickt werden kann und störungsdeckende Massnahmen gegenseitig vereinbart werden, spielen kommerzielle Gesichtspunkte keine Rolle.

Da das heute in Westeuropa betriebene Verbundnetz in der Lage ist, Störungen in Schaltanlagen, auf Leitungen und in Kraftwerken von grösserem Ausmass kurzfristig aufzunehmen, hat die Art der Störung keinen Einfluss auf die Kompensationsmassnahmen.

Bei der Entwicklung des internationalen Netzes wurde auch der Gedanke der gegenseitigen Aushilfe im Auge behalten. Obwohl die Möglichkeit besteht, die Störungshilfe auf lange Frist bezahlt zu bekommen, so wurde bisher davon noch nie Gebrauch gemacht. Die Durchschnittsdauer der bisher geleisteten Störungsaushilfen war 8 Minuten; die längste Störungsaushilfe dauerte eine halbe Stunde.

Es ist anzunehmen, dass auch in der Zukunft Störungen im Verbundnetz bis zu der maximalen Übertragungsfähigkeit der Leitungen auf der Basis der gegenseitigen Hilfeleistung gedeckt werden.

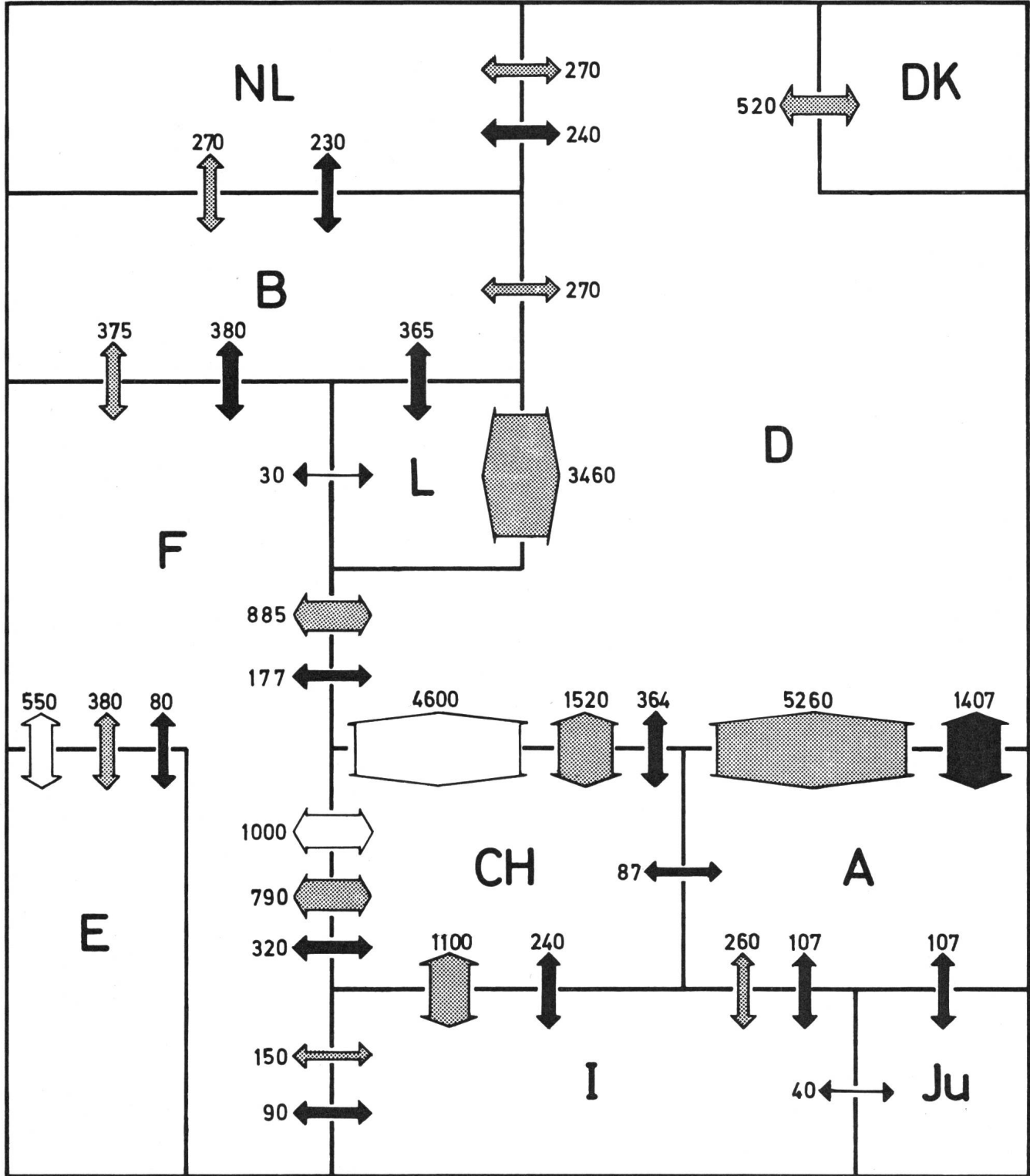
V. Schlussfolgerungen

1. Die Vergrösserung der Einheitskapazitäten in thermischen und nuklearen Kraftwerken bringt bedeutende wirtschaftliche Vorteile mit sich.
2. Die Einheitskapazität ist aber betriebsmässigen Einschränkungen unterworfen, insbesondere bedingt durch
— die notwendigen Reserven,
— die bisher beschränkte Verfügbarkeit grosser Einheiten,

- die bestehenden Übertragungsfähigkeiten,
- die Netzstabilität bei Ausfall der Einheiten.

3. Das europäische Verbundnetz kann diese Einschränkungen unter bestimmten Voraussetzungen aufheben, indem es durch die Vermaschung über rasch verfügbare Reserven verfügt, insbesondere

- durch die hydraulischen Speicherkraftwerke, deren Erzeugung innerhalb sehr kurzer Zeit zur Verfügung steht,
- durch die grössere Schwungmasse der rotierenden Reserven des Verbundsystems, welche bei Ausfall einer grossen Einheit eine bessere Frequenzstabilität ermöglichen,
- durch die gesamte Reserve des Verbundsystems für den Ersatz der ausgefallenen Leistung.



VSE 2469



Fig. 2
Transportfähigkeit der grenzüberschreitenden Leitungen innerhalb des UCPTE-Netzes (am 31. 12. 1968)

4. Da das europäische Übertragungsnetz für einen normalen Energieaustausch mit den entsprechenden Leistungen und nicht für Notbedingungen geplant und entwickelt wurde, nehmen die bestehenden Spannungsniveaus auf die speziellen Bedürfnisse der grossen Einheiten keine Rücksicht.

5. Nur der Zusammenschluss des europäischen Netzes ermöglicht die gegenseitige Unterstützung benachbarter Systeme, und dadurch gestattet es auch ein allmähliches Anwachsen der Einheitsgrössen. Mit dem gegenwärtig in Entwicklung stehenden 380-kV-Netz können Einheitsleistungen

in der Grössenordnung von 600–800 MW eingesetzt werden. Es ist zu erwarten, dass das zukünftige 730-kV-Netz den Einsatz von Einheitsgrössen von 1500 bis zu 3000 MW gestatten wird. Voraussetzung dabei ist, dass die geographischen Grenzen keine Rolle spielen. In beiden Fällen ist die Grösse des eigenen Netzes nicht von Bedeutung.

Adressen der Autoren:

K. Goldsmith, M. Sc., Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG Zürich, H. A. Luder, Ing., Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg, J. Wahl, Ing., Société Générale pour l'Industrie, Genf.

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique (UNIPED)

Bericht der Arbeitsgruppe über die Qualität des Betriebes bei der Erzeugung

Von Marcel Boiteux, Paris

Zusammenfassung

Eine eigene Arbeitsgruppe wurde vom Tarifausschuss zur Untersuchung der Qualität des Betriebes bei der Erzeugung gebildet.

Zu diesem Zweck wurden sämtliche Ausfallrisiken berücksichtigt, wie beispielsweise die Ungewissheiten des voraussichtlichen Strombedarfes, die Nichtverfügbarkeit des Materials und die Ungewissheiten der Wasserführung. Jedes Erzeugungssystem ist zwangsläufig mit seinen eigenen Risiken verbunden, welche von der relativen Bedeutung der zufälligen Faktoren abhängen.

Die Arbeitsgruppe befasste sich zunächst mit der Abklärung des Begriffes der «kritischen Periode», nämlich des Zeitpunktes, an welchem jede Erhöhung der Nachfrage eine unmittelbare oder künftige Verschärfung der Ausfallrisiken bewirkt.

Während dieser kritischen Periode kann die Bilanz der Energieerzeugung und des Stromverbrauches durch Wahrscheinlichkeitsmethoden leichter überprüft werden.

Unter diesen Umständen kann nun ein qualitativer (oder sicherheitstechnischer) Richtwert vereinbart werden, welcher der Wahrscheinlichkeit, keinen Ausfall zu erleiden, entspricht.

Würde man die durch die eventuellen Ausfälle verursachten Kosten kennen, so könnte man den erforderlichen optimalen Qualitätsindex bestimmen. Die direkte Ermittlung der Ausfallkosten ist jedoch recht schwierig. Aus diesem Grund sucht man bei der Aufstellung der künftigen Investitionen dagegen eher die Ausfallkosten festzustellen, welche diesen vorbestimmten Normen entsprechen würden.

Die Ausfallkosten von vier in der Arbeitsgruppe vertretenen Systemen (Belgien, Spanien, Frankreich und Grossbritannien) wurden zu diesem Zweck eingehend berechnet.

Aus den dadurch gewonnenen Ergebnissen ist ersichtlich, dass die gleiche Methode auch in anderen Ländern angewendet werden sollte.

1. Problemstellung

1.1 Einführung

Das Comité d'Études de la Tarification befasst sich seit längerer Zeit schon mit dem Problem der Betriebsqualität und seinen Auswirkungen auf die Gestehungskosten.

Der am skandinavischen Kongress (von 1964) veröffentlichte Bericht des Comité d'Études de la Tarification enthielt recht bedeutsame Ausführungen über dieses Thema. Die wirtschaftlichen Untersuchungen über diese Frage bestätigten insbesondere die Existenz eines Optimalwertes, der nicht

überschritten werden sollte, damit die Kosten der erhöhten Sicherheit den damit verbundenen Gewinn der Verbraucher nicht übertreffen.

Die Betriebsqualität bildet nun einen recht komplexen Begriff, der durch die Gleichmässigkeit der Frequenz und der Spannung und durch die Betriebsstetigkeit beeinflusst wird. Jeder dieser einzelnen Faktoren kann übrigens nur recht schwer definiert werden, da er ebenfalls von verschiedenen zufälligen Einwirkungen abhängt.

Um diesen Fragenbereich näher abzuklären, mussten die einzelnen Probleme in elementare Probleme unterteilt werden, deren Lösung sich dann auch entsprechend leichter gestaltete. Das Comité d'Études de la Tarification entschloss sich aus diesem Grunde bei seiner Zusammenkunft vom 6. November 1964, vorerst mit der Untersuchung der Probleme der Energieerzeugung zu beginnen. In diesem Sinne wurde die Arbeitsgruppe «Betriebsqualität (Erzeugung)» gebildet, die mit der Untersuchung des Standes der Betriebsqualität im verschiedenen Netzen beauftragt wurde.

Diese Arbeitsgruppe umfasste ursprünglich Vertreter Belgiens, Spaniens, Frankreichs und Grossbritanniens, und wurde später durch einen Vertreter Norwegens ergänzt¹⁾. Sie verfügte über die Berichte des Comité d'Études des Grands Réseaux et des Connexions Internationales, welches im Rahmen seines Aufgabenkreises Angaben über die Ausrüstung der Mitgliedstaaten und ihrer Sorgen bezüglich der Betriebsqualität gesammelt hatte.

1.2 Problemstellung

Vom Standpunkt der Erzeugung aus betrachtet²⁾, muss jederzeit das Angebot und die Nachfrage, bzw. die Energie-

¹⁾ Die Arbeitsgruppe umfasst gegenwärtig folgende Mitarbeiter: Van Mele (Belgien), Pascual (Spanien), Boiteux (Frankreich), Turvey (Grossbritannien), Moe (Norwegen).

Das Sekretariat der Arbeitsgruppe wird durch Herrn Janin (Frankreich) betreut.

²⁾ In den nachfolgenden Ausführungen wird das Übertragungsnetz nicht erwähnt, da angenommen wird, dass die Stromerzeugung und der Energieverbrauch an der gleichen Stelle konzentriert sind.