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: 71 (1980)

Heft: 16

Artikel: Die Reservehaltung in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft : Zusatzbericht zum sechsten Zehn-Werke-Bericht

Autor: [s.n.]

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905275

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: 09.12.2025

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

Die Reservehaltung in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Zusatzbericht zum sechsten Zehn-Werke-Bericht

Im Juni 1979 haben die Zehn Werke ihren sechsten Bericht, die «Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979 bis 1990», veröffentlicht. Dieser Bericht wurde in der Folge als Grundlage für die Führung des Bedarfsnachweises in den Rahmenbewilligungsgesuchen für die Kernkraftwerke Kaiseraugst und Graben verwendet. Der vorliegende Zusatzbericht wurde zuhanden der Eidgenössischen Energiekommission ausgearbeitet. Er soll die Bedeutung einer ausreichenden Reserve für die gesicherte Stromversorgung unseres Landes und die damit verbundene Problematik aufzeigen.

Les Dix ont publié en juin 1979 leur sixième rapport sur les «Perspectives d'approvisionnement de la Suisse en électricité, 1979–1990». Ce rapport a servi de base pour établir la preuve du besoin dans le cadre des demandes d'autorisation générale relatives aux centrales nucléaires de Kaiseraugst et de Graben. Le présent rapport complémentaire a été établi à l'intention de la Commission fédérale de l'énergie. Il a pour but d'expliquer l'importance d'une réserve suffisante pour l'approvisionnement sûr de notre pays en énergie électrique et d'en présenter les divers aspects.

1. Die grundsätzliche Bedeutung von Reserven in einem Stromversorgungssystem

In den Anfangszeiten der Elektrifizierung, am Ende des letzten Jahrhunderts, wurde in der Öffentlichkeit, bei den Behörden und den Elektrizitätswerken die grosse Bedeutung der Sicherstellung einer unterbruchslosen Stromversorgung erkannt. Diese Anforderung hat keine grundsätzliche Änderung erfahren. Es ist den Elektrizitätswerken trotz hoher Verbrauchszunahmen gelungen, sowohl die jährliche Anzahl der Unterbrüche als auch deren durchschnittliche Dauer im Verlauf der Jahrzehnte im wesentlichen konstant zu halten oder sogar zu senken.

Die sichere Stromversorgung ist zu einer Selbstverständlichkeit geworden. Die Öffentlichkeit ist sich daher in keiner Weise mehr bewusst, wie eng fast alle Lebens- und Arbeitsbereiche von der zuverlässigen Versorgung mit elektrischem Strom abhängig sind, zum Beispiel Spitäler, Wasserversorgung, öffentlicher Verkehr usw. Im Bereich der privaten Haushaltungen müssten bei fehlender Stromversorgung wesentliche Komforteinbussen im Zusammenhang mit dem Ausfall von Licht, Kraft und Wärme in Kauf genommen werden. Die Grenze der Zumutbarkeit dürfte in modernen Grossbauten verhältnismässig rasch erreicht sein, wenn zum Beispiel keine Aufzüge, Treppenhausbeleuchtungen, Gegensprechanlagen, Türöffner usw. mehr funktionieren. Aber auch namhafte volkswirtschaftliche Schäden könnten als Folge der weit verbreiteten dezentralen Anwendung der Tiefkühllagerung von verderblichen Lebensmitteln nicht ausgeschlossen werden. Ebenso hätte ein Ausbleiben der Stromlieferung im Heizungssektor erhebliche Auswirkungen, sind doch sowohl Öl- als auch Gasheizungen ohne elektrische Energie für Brenner, Umwälzung, Förderung, Ventilation oder Regelung nicht zu betreiben und bei tiefen Temperaturen der Gefahr des Einfrierens ausgesetzt.

Weitere stromabhängige Haushaltapparate wie Waschmaschinen, Geschirrspüler, Fön, Fernseher, Radio, Grammofon, Höhensonne usw. werden zwar häufig als unnötige Komfortanwendungen eingestuft. Dabei wird aber übersehen, welche psychologische, soziale oder materielle Bedeutung jeder dieser Anwendungen im Einzelfall zukommt. Tatsache ist, dass sie heute praktisch jedermann als notwendig erachtet und nicht darauf verzichten will.

Weder die Industrie, das Gewerbe, der Handel noch die Landwirtschaft können heute ohne elektrische Energie auskommen. Der Grad der Abhängigkeit ist selbstverständlich unterschiedlich. Stark abhängige Betriebe sind entweder aufgrund gesetzlicher Vorschriften oder wirtschaftlicher Überlegungen gezwungen, eine minimale Betriebsfähigkeit bei Ausfall der Stromversorgung mittels eigener Notstromgruppen aufrechtzuerhalten. Jedenfalls müssten in den meisten Wirtschaftsbereichen die Betriebsausfallkosten oder das stetige Anwachsen der Betriebskosten wegen Stromausfalls auch auf das Lohnniveau durchschlagen. Viele Betriebe wären bei längeren und häufigen Stromunterbrüchen gezwungen, vorübergehend Personal abzubauen (zeitweise Betriebsschliessungen, Entlassungen usw.).

Besonders augenfällig für die Öffentlichkeit sind die Folgen der seltenen Stromausfälle bei den Verkehrsmitteln. Wenige können sich jedoch die Verhältnisse vorstellen, die bei häufigen oder längeren Stromausfällen im öffentlichen Verkehr, bei gleichzeitigem Zusammenbruch des signalgesteuerten Privatverkehrs und allenfalls ohne öffentliche Beleuchtung herrschen würden.

Unbekannt ist weiten Kreisen auch die Tatsache, dass lebenswichtige Bereiche der Versorgung und Entsorgung ohne sichere Stromzufuhr gefährdet sind. Dies gilt zum Beispiel für viele Wasserversorgungen, aber auch für Kläranlagen, welche bei längerem Stromunterbruch ungeklärtes Wasser in die Flüsse einleiten müssten.

Ein Stromversorgungssystem besteht aus Kraftwerken mit mehr oder weniger ausgedehnten Bauwerken und Hilfseinrichtungen, aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorenstationen. Jede dieser Anlagen besteht wiederum aus einer Vielzahl von Bauelementen, welche als Folge von Materialdefekten, Abnützung oder umweltbedingten Einflüssen (Blitz, Lawinen, Hochwasser) ausfallen können. Apparate und Einrichtungen müssen gewartet und für Revisionszwecke ausser Betrieb gesetzt werden können. Um trotzdem eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können, sind Reserven in den Produktions-, Übertragungs- und Verteilanlagen erforderlich, die als Einzelersatzteile, als ganze Apparate oder Systeme und zum Teil auch als komplette Anlagen oder Anlageteile, bereitgehalten werden. Die Zugriffszeit zu den Reserven richtet sich nach dem Ausmass des möglichen Schadens bei einem Ausfall.

Die Reserven in einem Stromversorgungssystem werden bei steigendem Verbrauch stetig aufgezehrt. Eine Reserve von beispielsweise 15% ist bei Zuwachsraten von nur 3% innert rund fünf Jahren aufgebraucht. Diese Tatsache und die langen Bauzeiten für neue Produktionsanlagen begründen die verhältnismässig grossen Reserven, die bei der Elektrizitätsversorgung vorgesehen werden müssen. Längere Produktionsausfälle können, da elektrische Energie nicht als solche gespeichert werden kann, nur aus Reserven in Form von Primärenergieträgern, wie Öl, Gas, Kohle, Uran oder potentieller Energie in Speicherseen gedeckt werden. Die für die Langzeitreserve vorgesehenen Anlagen müssen zunächst die gespeicherte Primärenergie in Elektrizität umwandeln, und diese dann den Verbrauchern momentan zuführen. Als Langzeitreserve ist Uran besonders geeignet, können doch grosse Energiemengen auf kleinstem Raum gelagert werden.

2. Die Produktions- und Leistungscharakteristiken der schweizerischen Stromerzeugungsanlagen

2.1 Wasserkraftwerke

Die schweizerische Stromerzeugung ist gekennzeichnet durch den hohen Produktionsanteil der Wasserkraft an der Gesamtstromerzeugung von zurzeit rund 70%. Die mittlere Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke verteilt sich im Mittel zu 46% auf das Winter- und zu 54% auf das Sommerhalbjahr. Dieses Produktionsverhältnis steht gerade umgekehrt zur Nachfrage nach elektrischer Energie, die zu 54% [1]) auf das Winterhalbjahr fällt.

Die zur Elektrizitätsproduktion verwendeten natürlichen Wasserzuflüsse, ausgedrückt in erzeugbarer Energie, werden zu rund 25% im Winterhalbjahr und zu rund 75% im Sommerhalbjahr gefasst. Dank den zahlreichen Speicherbecken liegt dieses Verhältnis für die tatsächliche Erzeugung bei 40–50% im Wintersemester und 50–60% im Sommersemester (Tabelle I).

Viel grösseren Einfluss auf Reserveüberlegungen üben jedoch die aus meteorologischen Gründen sehr grossen Schwankungen der Wasserkrafterzeugung aus. In diesem Zusammenhang sei auf die im 6. Zehn-Werke-Bericht angeführte Häufigkeitsverteilung des hydraulischen Angebots verwiesen (Anhang 16 des Zehn-Werke-Berichts; aus GEK-Schlussbericht, Band 1, S. 427.).

Aus der Fig. 1 lässt sich für den Fall von Produktionsverminderungen folgender Zusammenhang ermitteln:

Im Durchschnitt werden
- einmal in 2 Jahren 100%,
- einmal in 4 Jahren 94%,
- einmal in 10 Jahren 89%,
- einmal in 20 Jahren 85%,

der mittleren Erzeugungsmöglichkeit unterschritten.[2])

Bei der Beurteilung der Wasserkrafterzeugung ist zwischen Speicher- und Laufenergie zu unterscheiden.

[1]) 52,5% ohne Berücksichtigung der elektrischen Raumheizung.
[2]) Näherungsweise wurde im 6. Zehn-Werke-Bericht angenommen, dass das für die Erzeugungsmöglichkeit im Winterhalbjahr massgebende Wasserdargebot gleichmässig in einem Band von ± 16% um den Mittelwert schwankt.

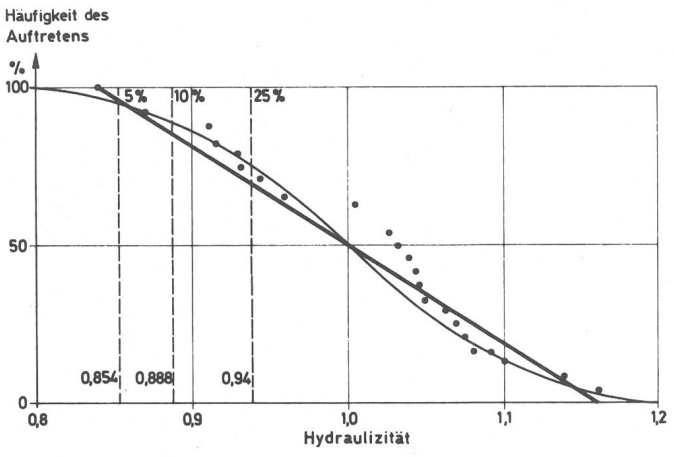

Fig. 1 Häufigkeitsverteilung des hydraulischen Angebots im Winterhalbjahr aufgrund der natürlichen Zuflüsse zu den Speichern im Sommer und sämtlicher Zuflüsse im Winter (1951/52 bis 1975/76)

Quelle: GEK-Schlussbericht, Band 1, S. 427

• • • • effektive Werte
——— für Simulation gewählte Annäherung
——— Annäherung durch Normalverteilung

Hydraulische Stromerzeugung Tabelle I

Winterhalbjahr	Hydraulische Erzeugung (Pumpenergie nicht abgezogen) GWh	Anteil der Winterproduktion an der gesamten Jahreserzeugung %
1969/70	11 435	39,0
1970/71	13 663	46,3
1971/72	11 031	43,5
1972/73	11 453	41,2
1973/74	13 103	45,3
1974/75	12 916	39,1
1975/76	13 549	50,6
1976/77	14 078	39,3
1977/78	15 023	44,7
1978/79	12 842	41,7

2.1.1 Laufkraftwerke

Die Laufenergie setzt sich zusammen aus der Erzeugung der reinen Laufwerke und der aus den natürlichen Zuflüssen unterhalb der Speicher erzeugbaren Energie, die nicht durch ein Saisonspeicherbecken reguliert werden kann. Beide Anteile hängen von den hydrologischen Verhältnissen ab. Die grossen Unterschiede der monatlichen Darbietung an Laufenergie gehen aus Fig. 2 hervor.

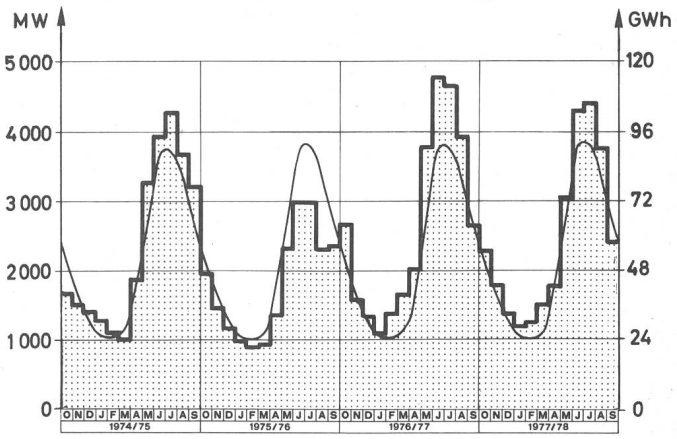

Fig. 2 Monatliche natürliche Laufenergie-Zuflüsse

——— Durchschnittliche, natürliche Zuflüsse
▭ Tatsächliche, natürliche Zuflüsse

2.1.2 Speicherkraftwerke

Rund 85% der speicherbaren Zuflüsse entfallen auf die Sommermonate. Diese Energie dient vorwiegend der Spitzen- und Starklastdeckung während des ganzen Jahres. Die mittleren monatlichen speicherbaren Zuflüsse schwanken in einem noch erheblich grösseren Masse als diejenigen der Laufenergie, da sie noch in vermehrtem Ausmasse von den klimatischen Bedingungen abhängen (Niederschläge, Schneeschmelze, Gletscherwasser). Dies geht aus Fig. 3 deutlich hervor.

Auch der Speicherinhalt zu Beginn und Ende des Winterhalbjahres (1. Oktober bis 31. März) ist von Jahr zu Jahr Schwankungen (Tabelle II) unterworfen. Ein entsprechendes Diagramm ist im 6. Zehn-Werke-Bericht enthalten (Anhang 12, Fig. 17).

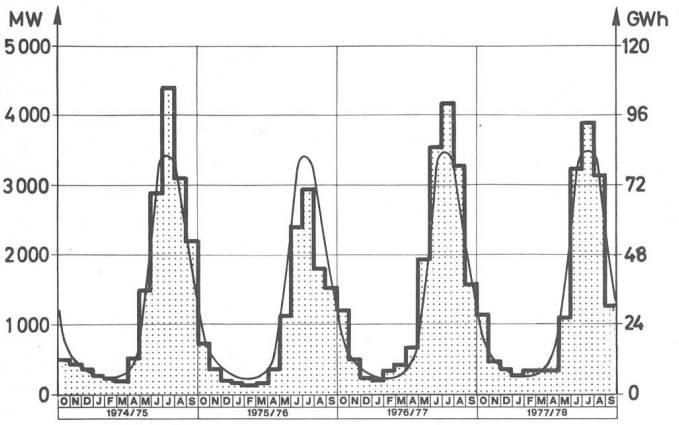

Fig. 3 Monatliche speicherbare Zuflüsse (Pumpenergie abgezogen)

Durchschnittliche, natürliche Zuflüsse

Tatsächliche, natürliche Zuflüsse

Füllungsgrad der Speicherseen Tabelle II

Winterhalbjahr	Füllungsgrad der Speicherseen in %	
	1. Oktober	31. März
1969/70	88	16
1970/71	96	14
1971/72	88	17
1972/73	84	16
1973/74	96	25
1974/75	94	29
1975/76	98	20
1976/77	82	26
1977/78	93	27
1978/79	91	21

Zu Beginn des Winterhalbjahres, das heisst am 1. Oktober, beträgt der Gesamtinhalt der Speicherseen im Mittel etwa 92% des Speichervermögens. Das Maximum des Füllungsgrades der Speicherseen wird vielfach erst etwas später erreicht, ist aber in den Winterzuflüssen berücksichtigt. Für die Berechnung des Angebotes im Winterhalbjahr wird zugrunde gelegt, dass die Entleerung der Speicherseen so erfolgt, dass am 31. März jeweils noch rund 20% des Speichervermögens zur Verfügung stehen. Dies ist nötig für die Bedarfsdeckung in den nachfolgenden Übergangsmonaten April und Mai bis zum Eintritt der Schneeschmelze, die zeitlich sehr stark streut. Dieser Restvorrat von 20% stellt keine Reserve für das Winterhalbjahr dar. Die Fig. 4 zeigt die Verhältnisse für die Speicherkraftwerke in bezug auf die Zuflüsse und die Produktion.

2.2 Konventionell-thermische Kraftwerke

Das einzige grössere konventionell-thermische Kraftwerk der Schweiz, das Ölkraftwerk Vouvry, sowie eine Reihe kleinerer Kraftwerke werden mit einer gesamthaft installierten Leistung von 620 MW zum grössten Teil im mittleren Lastbereich eingesetzt.

Thermische Kraftwerke weisen eine relativ hohe Nichtverfügbarkeit auf, bedingt durch Störungen und programmierte Unterhaltsarbeiten. Eine Statistik von 207 konventionell-thermischen Anlagen Europas (Leistungsklasse 100–199 MW) zeigt mittlere Nichtverfügbarkeitswerte von rund 20% (Tabelle III).

Nichtverfügbarkeit von konventionell-thermischen Anlagen [1] Tabelle III

Jahr	Nichtverfügbarkeitsfaktor (%)
1976	16,4
1977	18,7
1978	17,1

[1]) Jährliche Nichtverfügbarkeit in den UCPTE-Ländern insgesamt. Aus UCPTE-Jahresberichten.

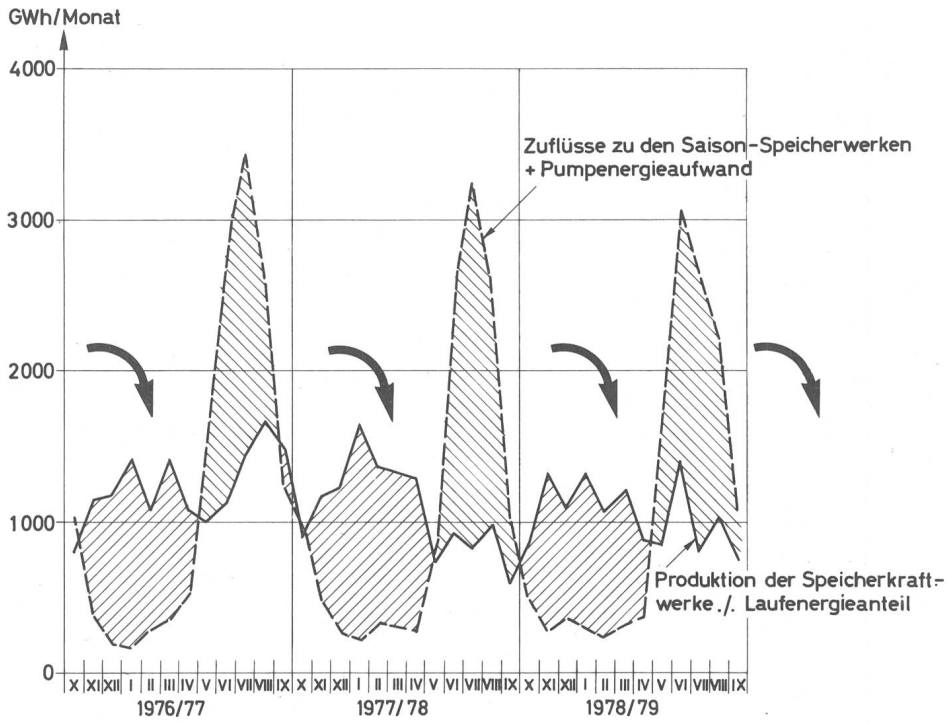

Fig. 4
Speicherbewirtschaftung

Arbeitsausnutzung[1]) *der Kernkraftwerke* Tabelle IV

	Westliche Welt		Europa	
	Druckwasserreaktor %	Siedewasserreaktor %	Druckwasserreaktor %	Siedewasserreaktor %
Kumuliert	66	57	72	62
1978	69	64	72	62
1. Halbjahr 1979	60	56	71	51

[1]) Die Arbeitsausnutzung ist das in Prozenten ausgedrückte Verhältnis der effektiven zur theoretisch maximal möglichen Energieproduktion.

Dieser hohen Ausfallhäufigkeit ist bei der Reservezumessung Rechnung zu tragen.

Im 6. Zehn-Werke-Bericht wurde angenommen, dass die ausgewiesene mittlere Produktion der konventionell-thermischen Produktion der Schweiz stets erreicht werden kann, was sich infolge der relativ hohen Zahl kleinerer Anlagen verantworten lässt. Zudem wurde vorausgesetzt, dass die Produktion dieser Werke im Falle eines Elektrizitätsengpasses sogar noch um 320 GWh im Winterhalbjahr gesteigert werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Betrieb konventionell-thermischer Werke wegen Problemen des Personaleinsatzes, der Ölzufuhren, der Kondensatwasserkühlung (z.B. bei Kraftwerken ohne Kühltürme) und der Umwelteinwirkung nicht immer gewährleistet ist.

Da diese Reservekapazität jedoch nicht in jedem Fall gewährleistet werden kann, wurde davon ausgegangen, dass sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 5% aus betrieblichen Gründen nicht verfügbar ist. Engpässe bei der Brennstoffversorgung dieser Werke sind zwar möglich, wurden aber bei den Betrachtungen zur Reservehaltung nicht berücksichtigt.

Kleine, dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen können im betrachteten Zeitraum bis zum Jahre 1990 noch nicht wesentlich an unsere Landesversorgung mit elektrischer Energie beitragen, da unter anderem das dazu erforderliche Investitionsvolumen in den nächsten Jahren voraussichtlich kaum bereitgestellt werden kann. Anlagen, die nicht auf der Basis einer zusätzlichen Wärmerückgewinnung arbeiten, bedingen im allgemeinen zudem einen Mehreinsatz an Öl, denn die theoretisch erzielbaren Wirkungsgrade von über 80% lassen sich nur unter optimalen Bedingungen erreichen. Im praktischen Betrieb liegen diese Wirkungsgrade ganz erheblich tiefer.

Die im Zehn-Werke-Bericht angenommene Mehrproduktion von 350 GWh im Winterhalbjahr aus neuen konventionell-thermischen Kraftwerken enthält vor allem den zusätzlichen Produktionsbeitrag aus Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, wobei allerdings eine Aufteilung zwischen den einzelnen Anlagetypen (Fernheizkraftwerke, industrielle Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Totalenergieanlagen) nicht durchgeführt werden konnte.

2.3 Kernkraftwerke

Die drei seit Anfang der siebziger Jahre in Betrieb stehenden Kernkraftwerke Beznau I, Beznau II und Mühleberg gehören zur Leistungsklasse 300–400 MW. Seit ihrer industriellen Inbetriebnahme erreichten sie zusammen bis Ende 1979 eine mittlere Arbeitsausnutzung von 79,4%, stellen also verglichen mit den Werten von etwa 60% für sämtliche Kernkraftwerke der westlichen Welt (siehe Tabelle IV) ein überdurchschnittlich gutes Betriebsergebnis dar. Man kann hoffen, dass dies in den nächsten Jahren so bleiben wird. Deshalb wurde die künftige Benutzungsdauer dieser Werke mit 7000 Stunden pro Jahr angenommen, davon 4000 Stunden im Winter. Dies entspricht einer prognostizierten Verfügbarkeit im Winterhalbjahr von über 91%.

Die weiteren Kernkraftwerke gehören zur Leistungsklasse 800–1000 MW. Es handelt sich dabei um die französischen Kernkraftwerke Fessenheim I (890 MW), Fessenheim II (890 MW), Bugey II (925 MW) und Bugey III (925 MW), an denen sich schweizerische Elektrizitätsunternehmen vertraglich Energiebezugsrechte gesichert haben, sowie um das seit 1979 in Betrieb stehende Kernkraftwerk Gösgen (910 MW) und das in Bau befindliche Werk Leibstadt (schweizerischer Anteil 824 MW). Für diese Werke liegt erst ein ungenügendes statistisches Grundlagenmaterial zur Abschätzung der erreichbaren Verfügbarkeiten vor. Studien[3]) zeigen jedoch, dass die Verfügbarkeit mit zunehmender Grösse des Werkes leicht abnimmt, dies geht auch aus Fig. 5 hervor. Aufgrund dieser internationalen Erfahrung dürfte die Annahme des Zehn-Werke-Berichts, der für die berücksichtigten Kernkraftwerke der Leistungsklasse 800–1000 MW eine jährliche Benutzungsdauer von 6650 Stunden annimmt, gerechtfertigt sein. Auf das Winterhalbjahr entfallen dabei 3800 Stunden, was einer Verfügbarkeit von 87% entspricht. Auch dieser Wert liegt deutlich über den erreichten Verfügbarkeiten im gesamteuropäischen Rahmen.

Bei thermischen Kraftwerken, seien es nun konventionelle oder nukleare Werke, treten erfahrungsgemäss Störungen auf, die einen längerdauernden Stillstand der ganzen Anlage zur Folge haben können. Die angenommene Arbeitsverfügbarkeit von 3800 Stunden im Winterhalbjahr berücksichtigt längerdauernde Störungen nicht. Internationale Statistiken lassen auf eine 5%ige Wahrscheinlichkeit des Ausfalls eines Kernkraftwerkes während eines ganzen Winters schliessen. Eine differenziertere Betrachtung nach einzelnen Kraftwerken bringt für die Reserveüberlegungen keine neuen Aspekte. In diesem Zusammenhang sei auf längerdauernde Ausfälle von Kernkraftwerken verwiesen, die bedingt waren durch Störungen im nuklearen (z.B. Three Mile Island) oder im konventionellen Bereich (z.B. Browns Ferry; Würgassen).

Auch Kernkraftwerke in der Schweiz blieben im übrigen von längerdauernden Störungen nicht verschont. So verzögerte sich zum Beispiel die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Mühleberg wegen eines Brandes im Jahre 1971 um rund ein Jahr, wobei im Maschinensaal Schäden von rund 20 Millionen Franken entstanden sind.

[3]) *L. Sani:* Rapport d'activité du groupe d'experts mixte des statistiques d'indisponibilités des centrales nucléaires. Congrès de l'UNIPEDE, 1979.
Motor-Columbus Ingenieur-Unternehmung: Verfügbarkeitswerte für Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren der Leistungsklasse 950–1300 MW. Studie für EIR, Januar 1976.

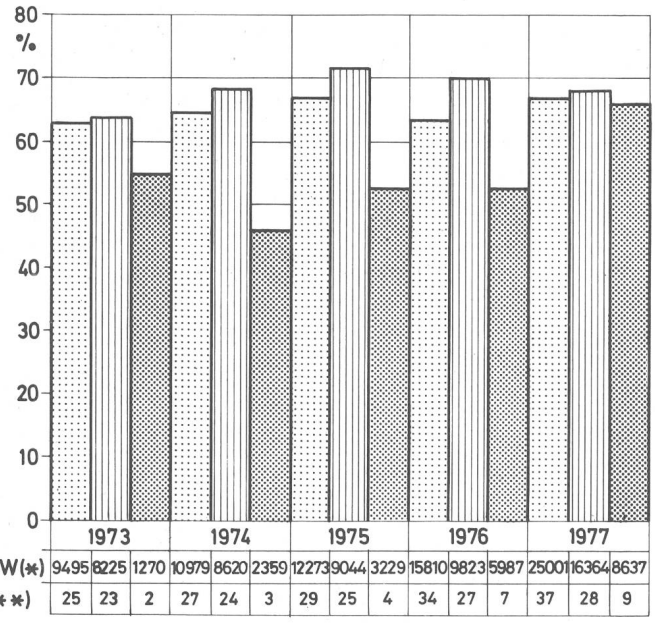

Fig. 5 Jährliche Arbeitsausnutzung der Kernkraftwerke (in den Ländern der CEE)[1])

*) Leistungskapazität am Jahresende
**) Anzahl Kraftwerkblöcke

alle Kernkraftwerke über 100 MW

Kernkraftwerke von 100 bis 599 MW

Kernkraftwerke über 600 MW

[1]) CEE = Europäische Wirtschaftskommission der UNO (Commission économique pour l'Europe)

2.4 Übertragungs- und Verteilnetze

Produktionsanlagen bilden nicht den alleinigen Rückgrat für eine ausreichende und sichere Stromversorgung. Dazu gehört auch eine angemessene Reserve an entsprechenden Übertragungs-, Transformations- und Verteilkapazitäten. Bei Reservebetrachtungen der Übertragungs- und Verteilkapazitäten handelt es sich jedoch immer um Leistungsüberlegungen, denn bei gleichmässiger Belastung der einzelnen Leitungen und Netze könnte theoretisch immer eine bedeutend grössere Energiemenge übertragen werden. Das Problem der Leistungsbereitstellung wurde im Zehn-Werke-Bericht jedoch ausgeklammert, da in der Schweiz vorerst die erzeugbare Energiemenge das entscheidende Kriterium für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe darstellt. Analog zu den Überlegungen auf der Produktionsseite wurde deshalb im Rahmen der energiewirtschaftlichen Untersuchungen auch bei den Übertragungs- und Verteilanlagen auf eine detaillierte Behandlung verzichtet.

Es ist jedoch Aufgabe des einzelnen Elektrizitätswerkes, in Zusammenarbeit mit seinen Partnern, für seine Versorgungsstruktur den erforderlichen Ausbau der Verteilnetze rechtzeitig zu planen und im Einklang mit den energiewirtschaftlichen Leitbildern zu verwirklichen.

2.5 Zusammenspiel der Produktionsmöglichkeiten

In den vorangegangenen Kapiteln sind die Prinzipien zur Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskapazitäten der uns zur Verfügung stehenden Primärenergiequellen Wasserkraft, fossile Brennstoffe (konventionell-thermische Kraftwerke) und Uran dargestellt worden. Die mittleren Produktionsmöglichkeiten der Schweiz sind im allgemeinen voneinander unabhängig, das heisst zum Beispiel, dass bei tiefer Wasserkraftproduktion nicht zwangsläufig auch eine unterdurchschnittliche Stromproduktion aus Kernkraftwerken zu erwarten ist. Abhängigkeit besteht nur insofern, als

– die Produktionsmöglichkeit von Lauf- und Speicherkraftwerken von den Witterungsverhältnissen beeinflusst werden (wobei ein teilweiser Ausgleich durch die zeitlich verschobene Produktion bei der Saisonspeicherung eintritt). Diese Interdependenz wird insofern berücksichtigt, indem die Produktionsmöglichkeiten von Lauf- und Speicherkraftwerken gesamthaft betrachtet werden.

– bei politisch unstabiler Weltlage können importierte Energieträger (z.B. Öl und Uran) gleichzeitig ausfallen. Durch die Möglichkeit der Lagerung von nuklearen Brennstoffen für längere Betriebszeiten (einige Jahre) ist auch dieses Problem entschärft.

Die gesamte mittlere Produktionsmöglichkeit ergibt sich deshalb mit guter Näherung aus der Summation der mittleren Erwartungswerte der einzelnen Produktionssysteme.

Die effektive Produktion kann natürlich aus Gründen der hydraulischen Verhältnisse oder der höheren oder tieferen Arbeitsverfügbarkeit der öl- oder nuklearthermischen Kraftwerke von den berechneten, mittleren Produktionsmöglichkeiten abweichen. Der Unterschied zwischen der mittleren Produktionsmöglichkeit und der effektiven Erzeugung kann sehr erheblich sein, so zum Beispiel hätte die Wasserkraftproduktion im Winterhalbjahr 1978/79 bei den in den letzten 29 Jahren auftretenden Extremwerten des Wasserdargebotes zwischen 10 744 und 16 320 GWh liegen können. Diese mögliche Schwankungsbreite beträgt das 1,6fache der Winterproduktion des Kernkraftwerkes Gösgen im Normalbetrieb.

Aufgrund der in den vorstehenden Kapiteln aufgeführten Daten und getroffenen Annahmen kann die Wahrscheinlichkeit zur Erreichung eines bestimmten Produktionsniveaus mit den vorhandenen Kraftwerken ermittelt werden. Diese Betrachtungsweise ist zur Gewährleistung der Landesversorgung mit einer ausreichenden Sicherheit wichtig. Auf die Frage der erforderlichen Versorgungssicherheit wird in den folgenden Kapiteln eingetreten.

3. Die Produktionsreserve im Winterhalbjahr als Engpass in der schweizerischen Elektrizitätsversorgung

Im Winterhalbjahr ist der Strombedarf grösser als im Sommerhalbjahr und beträgt etwa 54% des Gesamtjahresverbrauches, während die Erzeugungsmöglichkeiten im Sommer höher liegen als im Winter. Es ergeben sich somit namhafte Sommerüberschüsse, die notwendigerweise zu einer Elektrizitätsausfuhr zwingen, auch wenn im Winterhalbjahr gewisse Energiemengen eingeführt werden müssen, um die Erzeugungsmanki auszugleichen. Diese Situation, die noch lange Jahre anhalten dürfte, ist auf die hydraulischen Schwankungen in der Elektrizitätserzeugung und die bestehende Erzeugungsstruktur der schweizerischen Wasserkraftwerke zurückzuführen, die nach wie vor den Rückgrat unserer Elektrizitätsversorgung bilden. Um die Kapazität der notwendigen, weiteren Produktionsanlagen zu bestimmen, ist deshalb auf das Winterhalbjahr abzustellen. Diese Methode wurde übrigens auch von der Eidgenössischen Kommis-

Reservehaltung in den Winterhalbjahren 1966/67 bis 1978/79 Tabelle V

Winterhalbjahr	Mittlere Produktionsmöglichkeit[1]) Winterhalbjahr (1) GWh	Landesverbrauch (ohne Speicherpumpen) Winterhalbjahr (2) GWh	Reserve	
			(1) − (2) = (3) (3) GWh	100 · (3)/(1) = (4) (4) % von (1)
1966/67	13 890	12 070	1 820	13,1
1967/68	14 220	12 647	1 573	11,1
1968/69	14 590	13 248	1 342	9,2
1969/70	15 950	14 103	1 847	11,6
1970/71	16 820	15 021	1 799	10,7
1971/72	16 940	15 493	1 447	8,5
1972/73	19 220	16 530	2 690	14,0
1973/74	19 360	17 052	2 308	11,9
1974/75	19 520	17 124	2 396	12,3
1975/76	18 920	17 229	1 691	8,9
1976/77	19 780	17 871	1 909	9,7
1977/78	19 890	18 588	1 302	6,5
1978/79	20 560	19 435	1 125	5,5

[1]) Gemäss Elektrizitätsstatistik des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Diese Werte unterscheiden sich leicht gegenüber den Annahmen im 6. Zehn-Werke-Bericht

sion für die Gesamtenergiekonzeption in ihren Szenarien zugrunde gelegt.

Eine Verfeinerung der Methode ergäbe sich durch die Aufstellung von monatlichen Energiebilanzen, dies vor allem infolge der zunehmenden Bedeutung der thermischen Produktion. Aber auch nachfrageseitig zeigen die einzelnen monatlichen Verbrauchszahlen erhebliche Unterschiede, die auf die Temperaturabhängigkeit des Strombedarfes zurückzuführen sind. Im Rahmen des Möglichen wurden diese Einflüsse indirekt berücksichtigt, indem gewisse, sich während des Winters ändernde Aspekte in die Überlegungen einbezogen wurden.

Wie bereits im 6. Zehn-Werke-Bericht ausgeführt wurde, dürfte sich mit zunehmender Substitution von Öl durch andere Energien der Verbrauchsanteil an elektrischer Energie noch vergrössern. Die Elektrizitätsversorgung der Schweiz dürfte deshalb so lange sichergestellt sein, als die Nachfragedeckung im Winter gewährleistet werden kann. Eine weitere zeitliche Unterteilung wird dann aber nicht mehr zu umgehen sein, wenn in Zukunft Überlegungen der Leistungsreserve und der Regulierung wegen des steigenden relativen Anteils der Grundlastproduktion an Bedeutung gewinnen. In dieser Beziehung muss auch darauf hingewiesen werden, dass sich der Einsatz der Kernkraftwerke in Zukunft vermehrt auf das Winterhalbjahr konzentriert und sich ihre Benützungsdauern dementsprechend reduzieren könnten, um die Stromproduktion im Sommer mit dem Inlandbedarf in Einklang zu bringen. Untersuchungen deuten darauf hin, dass im Falle fehlender Exportmöglichkeiten für Sommer-Schwachlastenergie Kernkraftwerke auch mit einer namhaft reduzierten Benutzungsdauer wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Eine vermehrte saisonale Umlagerung der Elektriziätsproduktion auf das Winterhalbjahr wäre durch den Bau zusätzlicher Speicherkraftwerke zu bewältigen. Allerdings stehen dem berechtigte Anliegen des Naturschutzes und wirtschaftliche wie politische Bedenken entgegen, die einen solchen Ausbau verunmöglichen.

4. Bedeutung und Ausmass der Reservehaltung

4.1 Die bisherige Reservehaltung bei vorwiegend hydraulischer Erzeugung

Ausschlaggebend für die Grösse der erforderlichen Reserve bei vorwiegend hydraulischer Erzeugung ist der Schwankungsbereich des Wasserdargebotes. Demgegenüber sind Ausfälle von Wasserkraftwerken infolge von Störungen und Defekten weniger bedeutend, da sich die Erzeugung auf viele, zudem über die ganze Schweiz verstreute Anlagen aufteilt. Auch der Unsicherheitsbereich beim Verbrauch fällt gegenüber der Schwankungsbreite der hydraulischen Erzeugungsmöglichkeit weniger ins Gewicht.

In den letzten 29 Jahren traten bei dem für die Erzeugungsmöglichkeiten im Winterhalbjahr massgebenden Wasserdargebot die folgenden extremen Werte auf, bezogen auf die mittleren Zuflussverhältnisse:

79% im Winter 1971/72

120% im Winter 1976/77.

Um im Winter 1971/72 das Erzeugungsmanko auszugleichen, wäre eine Reserve von 17% der mittleren Gesamterzeugungsmöglichkeit erforderlich gewesen. Es genügte aber, wie die nachstehende Tabelle V zeigt, für die Winter 1966/67 bis 1974/75, eine durchschnittliche Reserve im Umfang von etwa 11% der mittleren Erzeugungsmöglichkeit, um die Stromversorgung zu gewährleisten. Die war nur möglich, weil im Winter Rückbezüge aus dem Ausland getätigt werden konnten. Die Rückbezugsmöglichkeiten wurden dadurch geschaffen, dass im vorangehenden Sommer die im eigenen Land nicht benötigte Erzeugung der hydraulischen Werke teilweise im Austausch gegen Winterrücklieferungen exportiert wurde. Belegt wird dies durch die Tatsache, dass in etwa der Hälfte der letzten 29 Winter Importüberschüsse auftraten, deren Grösse von der tatsächlichen hydraulischen Erzeugungsmöglichkeit abhängig waren.

Ein weiteres Problem stellt die Reservehaltung für mögliche Produktionsschwankungen in den Übergangsmonaten April und Mai bis zum Eintreten der Schneeschmelze dar. Es wird gelöst, indem die Speicherseen erst Anfang bis Mitte Mai auf den Tiefststand abgesenkt werden. Dabei kann dann die nach der Bedarfsdeckung noch in den Speicherbecken verbleibende

Energie nur zu reduzierten Preisen oder ungünstigeren Austauschbedingungen ins Ausland abgesetzt werden als im Winter. Die daraus resultierende Erlöseinbusse stellt den Preis der in Speicherwerken gehaltenen Reserve dar.

4.2 Der Einfluss des grösseren thermischen Anteils auf die zukünftige Reservehaltung

Der steigende Inlandbedarf und die zu Ende gehenden Ausbaumöglichkeiten der schweizerischen Wasserkraft zwangen die Elektrizitätswirtschaft zum Übergang auf die thermische Erzeugung, vorwiegend auf nuklearer Basis. Aus wirtschaftlichen Gründen konzentriert sich diese Produktion auf wenige grosse Anlagen. Der unvorhergesehene Ausfall einer solchen Anlage ergibt einerseits eine wesentliche Leistungseinbusse und führt, wenn er längere Zeit dauert, zusätzlich zur Einbusse eines wesentlichen Produktionsanteils. Dank der leistungsstarken Speicherwerke dürfte die Leistungseinbusse, falls der Ausbau der Erzeugungsanlagen planmässig voranschreitet, nicht zu Versorgungsunterbrüchen führen. Dies um so mehr, als kurzfristige Leistungsreserven aus dem Ausland vertraglich gesichert sind, allerdings nur für die Dauer von 72 Stunden und gegen Rückerstattung der erhaltenen Aushilfe. Im Gegensatz dazu können längerdauernde Ausfälle zu einer Unterversorgung führen, die dann, da die Speicher als Puffer dienen, nicht plötzlich eintreten wird.

Durch die Vergrösserung des thermischen Anteils wird sich die schweizerische Erzeugungsstruktur langsam derjenigen des Auslandes nähern. Dadurch wird nach und nach auch der Beweggrund für einen saisonalen Austausch dahinfallen. Die bis anhin an das Ausland gelieferten Sommerüberschüsse aus Wasserkraftwerken konnten zum Teil als Winternachtenergie zurückbezogen werden, wobei die unterschiedliche Wertigkeit der gelieferten und der rückbezogenen Energie durch sogenannte Austauschfaktoren berücksichtigt wurde. In Zukunft müssen die Sommerüberschüsse vermehrt verkauft werden, da das Ausland wegen der starken Erdölpreisschwankungen, der angespannten Lage auf dem Primärenergiesektor und Verzögerungen beim Ausbau der Erzeugungsanlagen nicht mehr in der Lage sein wird, die Winterrücklieferungen – und dies zu im voraus festgelegten Bedingungen – zu garantieren. Dies ist einer der Gründe, weshalb die Schweiz in Zukunft ihre Reservehaltung vermehrt mit eigenen Mitteln durchführen muss.

Die Anforderungen an die künftige Reservehaltung werden von zwei Gegebenheiten geprägt sein. Erstens werden die Schwankungen des hydraulischen Dargebotes nach wie vor erheblich ins Gewicht fallen und können nicht mehr über Austauschgeschäfte mit dem Ausland kompensiert werden. Zweitens sind allfällige längerdauernde Ausfälle grosser thermischer Einheiten abzudecken. Diese beiden Ereignisse sind – statistisch betrachtet – unabhängig voneinander, können also durchaus gleichzeitig eintreten. Diese beiden Faktoren bilden den Grund für die gegenüber der Vergangenheit etwas zu erhöhende Reserve.

Die GEK hat bei der Festlegung der notwendigen Reserve beide Umstände berücksichtigt. Sie nahm an, die Versorgung sei auch dann noch zu gewährleisten, wenn das hydraulische Dargebot nur 94% des langjährigen Mittels beträgt, wie es durchschnittlich einmal in vier Jahren vorkommt, und wenn gleichzeitig das jeweilige grösste Kernkraftwerk einen ganzen Winter ausfällt. Mit dieser Festlegung ist zwar die Grösse der Reserve bestimmt, offen bleibt aber die Frage, welcher Grad der Versorgungssicherheit damit erreicht wird. Gerade diesem Gesichtspunkt haben die Zehn Werke in ihrem 6. Bericht grosse Bedeutung geschenkt. Ausgehend von der bekannten statistischen Verteilung des für das Winterhalbjahr massgeblichen Wasserdargebotes und der auf internationalen Statistiken beruhenden Häufigkeit, dass ein Kernkraftwerk einen ganzen Winter ausfällt, wurde von den Zehn Werken mittels Simulationsrechnung die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr ermittelt (siehe Fig. 6). Aus den angegebenen Kurven kann für einen gewünschten Grad der Versorgungssicherheit die erforderliche Reservekapazität oder umgekehrt bei gegebener Reserve, das heisst Differenz zwischen mittlerer Erzeugung und Bedarf, die damit erreichbare Versorgungssicherheit bestimmt werden. Zum Beispiel ist aus Fig. 6 ersichtlich, dass im Winter 1989/90 eine Erzeugung von 25 000 GWh mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% erreicht oder überschritten wird.

Die Zehn Werke erachten aus den erwähnten und den im nachstehenden Kapitel 5 erörterten Gründen eine Versorgungssicherheit von 95% als unbedingt erforderlich. Aus dieser postulierten Versorgungssicherheit kann anhand der Kurven nach Fig. 6 abgeleitet werden, dass in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre eine Produktionsreserve von 13% der mittleren Erzeugungsmöglichkeit notwendig ist. Dies gegenüber einer Reserve von durchschnittlich 11% in den Winterhalbjahren 1966/67 bis 1974/75. Die Reservehaltung hat sich in den letzten Jahren allerdings verschlechtert (siehe Tabelle V) und hat erst mit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Gösgen wieder einen befriedigenden Stand erreicht. Die Erhöhung der künftigen Reserve um 2% ist im wesentlichen bedingt durch den steigenden Anteil der thermischen Erzeugung und dem damit verbundenen Wegfall der saisonalen Austauschmöglichkeiten mit dem Ausland.

Vergleicht man die Anforderungen der GEK an die Grösse der Reserve mit denjenigen der Zehn Werke, so zeigt sich, dass die GEK damit implizite eine etwas über 95% liegende Versorgungssicherheit postuliert hat.

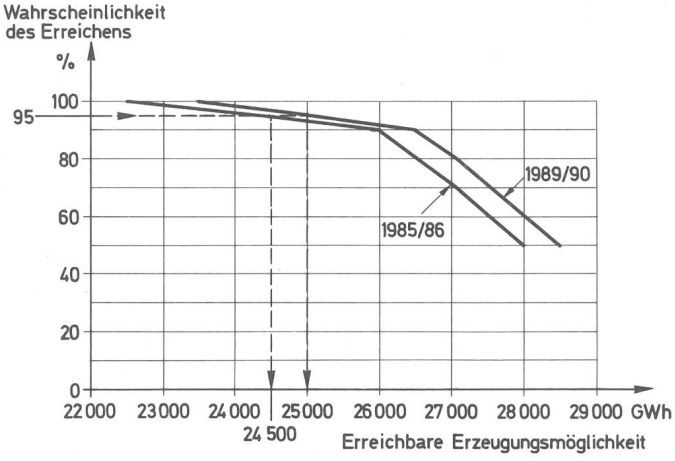

Fig. 6 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr

4.3 Eignung der verschiedenen Kraftwerkstypen zur Reservehaltung aufgrund der Erzeugungscharakteristik

Die verschiedenen Kraftwerkstypen sind aufgrund ihrer Erzeugungscharakteristik sehr unterschiedlich geeignet, um bei der Reservehaltung eingesetzt zu werden.

Bei *Laufkraftwerken* ist die Produktion durch den nicht regulierbaren Zufluss, der praktisch nicht speicherbar ist, bestimmt. Sie eignen sich deshalb nicht zur Reservehaltung.

Die *Speicherkraftwerke* weisen zwar eine sehr hohe Betriebsflexibilität auf, aber über eine Aufstau- und Absenkperiode betrachtet wird die mögliche Erzeugung ebenfalls durch das Wasserdargebot bestimmt. Durch eine entsprechende Speicherbewirtschaftung können sie trotzdem in beschränktem Umfang einen Beitrag zur Reservehaltung im Winter leisten. Beispielsweise können die Speicher im Hochwinter geschont werden, um bei einem längerdauernden Ausfall eines Kernkraftwerkes die Starklast zu decken. Wenn kein Ausfall eingetreten ist, können sie gegen Ende des Winterhalbjahres rascher als üblich abgesenkt werden. Allerdings steht die in Reserve gehaltene Energiemenge nur einmal pro Winter zur Verfügung. Die Reserve kann – falls sie beansprucht wurde – erst im Sommer durch die natürlichen Zuflüsse wieder aufgestockt werden.

Kohle, Öl- und *Gaskraftwerke* sind nur dann zur längerfristigen Reservehaltung geeignet, wenn die entsprechende Primärenergiemenge beim Werk eingelagert werden kann und jederzeit verfügbar ist. Bei Kohle und Öl ist diese Lagerhaltung technisch lösbar, während sie bei Gas erst im Studium ist. Diese Art von Kraftwerken weist ausserdem auch wirtschaftliche Vorteile auf, um als praktisch stillstehende Reservekraftwerke eingesetzt zu werden (kleinere Festkosten und höhere variable Kosten als beispielsweise Kernkraftwerke).

Anlagen zur *Wärme-Kraft-Kopplung* eignen sich nicht als frei verfügbare Reserve. Sie werden entsprechend dem Wärmeverbrauch betrieben und können deshalb im Falle eines Bedarfes an Reserve keinen zusätzlichen Produktionsbeitrag leisten. Die Stromerzeugung solcher Anlagen wurde im 6. Zehn-Werke-Bericht bei der Ermittlung der Erzeugungsmöglichkeiten berücksichtigt.

Kernkraftwerke sind nur aus der Sicht der Vorratshaltung an Primärenergie als Reserve geeignet, da auf geringem Raum grosse Energievorräte gelagert werden können. Als stillstehende Reserve kommen sie aber aus technisch-betrieblichen und auch wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage.

4.4 Möglichkeiten der Reservehaltung in der Schweiz

Die Anforderungen an die Reservehaltung wurden im Abschnitt 4.2 diskutiert. Dabei wurde gezeigt, dass die Energie und weniger die Leistung im Vordergrund steht.

Als eigentliche Energiereserve kommen gemäss vorstehendem Abschnitt 4.3 konventionell-thermische Werke und Kernkraftwerke in Frage, wobei letztere als stillstehende Reserve zu teuer zu stehen kommen. Andererseits sind die Möglichkeiten, bestehende konventionell-thermische Werke in Reserve zu stellen, ungenügend, um die gesamte Reservehaltung zu übernehmen. Die verbleibenden Reserven sind durch andere Mittel zu stellen. Dazu eignet sich eine Kombination von Kernkraftwerk und Speicherkraftwerk, die nachfolgend erläutert wird.

Ein neu in Betrieb gehendes Kernkraftwerk wird zur Grundlasterzeugung eingesetzt. Dadurch werden einerseits konventionell-thermische Werke, die im Mittellastbereich eingesetzt waren, sowie bestehende Speicherwerke zur Reservehaltung herangezogen. Damit wird bei Produktionsverhältnissen, bei welchen die Reserve nicht voll ausgeschöpft werden muss, eine Veredelung des nicht benötigten Reserveanteils von Grundlast- in Spitzenenergie ermöglicht. Diese Energie kann dann zu günstigeren Bedingungen exportiert werden, als dies für die Bandenergieproduktion des neuen Kernkraftwerkes der Fall wäre. Damit wird einerseits das Hauptziel, die Reservehaltung, erreicht, zusätzlich aber noch ein Beitrag zum Ersatz von Erdöl in der Schweiz und im europäischen Rahmen geleistet. Zudem wird dadurch der Einsatz der Erzeugungsanlagen in wirtschaftlicher Hinsicht verbessert.

Diese Möglichkeit der Veredelung von Band- in Spitzenenergie wird in den Fig. 7a und b schematisch dargestellt. Fig. 7a zeigt die Verhältnisse ohne neues Grundlastwerk, wobei die Reservehaltung im Hinblick auf die erforderliche Versorgungssicherheit ungenügend ist. Fig. 7b zeigt den Einfluss eines neuen Grundlastwerkes, welches die Reservehaltung im benötigten Umfang sichert, auf die Exportmöglichkeiten der bei mittleren Erzeugungsmöglichkeiten nicht im Inland benötigten Reserve.

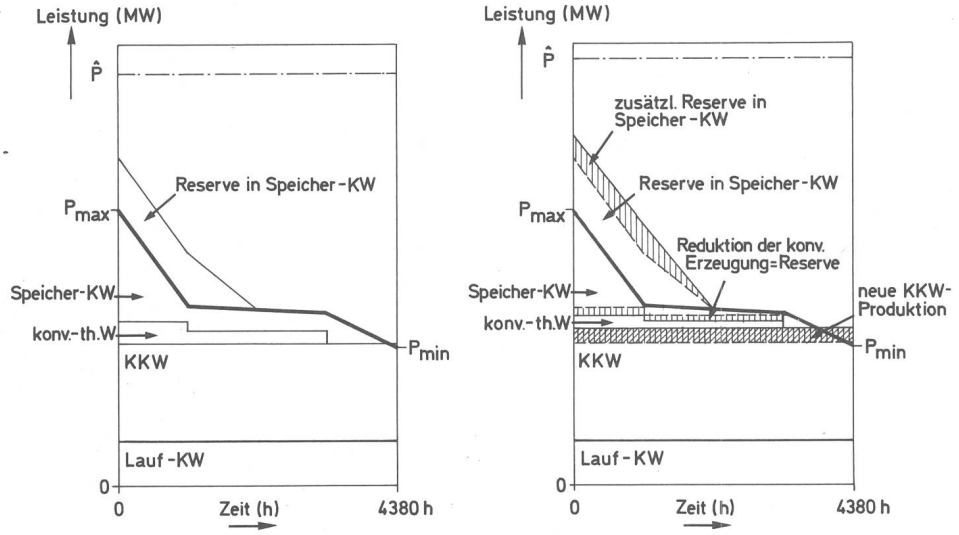

Fig. 7a (links) und 7b (rechts)
Bedarfsdeckung und Reserve im Winter

Links: Grundannahmen
Rechts: bei Zubau eines Kernkraftwerkes

$\hat{P}$: verfügbare Leistung aller Erzeugungsanlagen

P_{max} —— P_{min}: Dauerlinie des Bedarfs

5. Wirtschaftliche Aspekte der Reservehaltung

Bei der Beurteilung der wirtschaftlichen Aspekte der Reservehaltung ist von der Tatsache auszugehen, dass sowohl die Bereitstellung von Produktionskapazitäten, die allenfalls nicht oder nur teilweise genutzt werden, als auch Versorgungslücken Kosten verursachen. Wären diese beiden Kostenelemente vollständig quantifizierbar und wäre die Wirtschaftlichkeit das einzige Kriterium bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit, müsste jener Grad von Versorgungssicherheit angestrebt werden, bei dem das Total der Kosten für die Reservehaltung plus Kosten von Elektrizitätsmanki minimal wären. Grafisch lässt sich dies an Fig. 8 veranschaulichen.

Daraus ist ersichtlich, dass die Kosten der Reservehaltung bei einer 50%igen Versorgungssicherheit gleich Null sind, da diese gleichbedeutend ist mit mittlerer Produktionsmöglichkeit. Mit zunehmender Versorgungssicherheit werden immer mehr Reserveeinheiten benötigt, wobei zu beachten ist, dass eine 100%ige Versorgungssicherheit nie erreicht werden kann, auch mit noch so hohen Kosten nicht.

Auf der anderen Seite entstehen bei einer 50%igen Versorgungssicherheit sehr hohe Kosten wegen der Unterversorgung, da im Durchschnitt jedes zweite Jahr zu wenig Energie vorhanden ist. Diese Kosten der Unterversorgung würden erst dann Null werden, wenn eine 100%ige Versorgungssicherheit erreicht werden könnte.

Offensichtlich liegt das Optimum (K_{opt}) irgendwo bei einer Versorgungssicherheit zwischen 50 und 100%. Im Zehn-Werke-Bericht wurde – unter Berücksichtigung der notwendigen Unabhängigkeit vom Ausland – eine Versorgungssicherheit von 95% als unbedingt erforderlich erachtet. Dabei bezieht sich die Versorgungssicherheit von 95% auf die Wahrscheinlichkeit, dass der Elektrizitätsbedarf (Energie) eines Winterhalbjahres gedeckt werden kann. Die Möglichkeit monatlicher Unterversorgungen wurde nicht berücksichtigt. Dies bedeutet, dass trotz der im Zehn-Werke-Bericht vorgesehenen Reserve im Durchschnitt einmal in 20 Jahren eine Unterversorgung entsteht. Die nachfolgenden Ausführungen in diesem Kapitel sollen nun aufzeigen, wie der gewählte Grad der 95%igen Versorgungssicherheit unter wirtschaftlichen Aspekten zu beurteilen ist.

5.1 Kosten der Reservehaltung

Im Zehn-Werke-Bericht wurde berechnet, dass im Winterhalbjahr 1989/90 zur Deckung des Landesbedarfs von 27 700 GWh mit einer Versorgungssicherheit von 95% eine mittlere Erzeugungsmöglichkeit von 31 839 GWh[4]) notwendig ist. Die erforderliche Reserve ist gleich der Differenz dieser beiden Werte und beträgt somit rund 4100 GWh.

Im weiteren kann aus dem Bericht auch das bei anderen Graden der Versorgungssicherheit erreichbare Erzeugungsniveau ermittelt werden. Daraus lassen sich dann die notwendige mittlere Erzeugungsmöglichkeit zur Deckung des Landesbedarfs und die erforderliche Reserve ableiten. Die entsprechenden Berechnungen sind aus Tabelle VI ersichtlich.

Die Kosten der Reservehaltung bestehen im allgemeinen darin, dass gewisse Produktionsanlagen stillgelegt bzw. nur zeitweise benutzt werden können. In dieser Zeit fallen fixe Kosten an, denen kein unmittelbarer Nutzen gegenübersteht.

In der Regel werden jene Kraftwerke als Reserveeinheiten benutzt, welche die geringsten Kapitalkosten ausweisen. In einem ausschliesslich aus thermischen Kraftwerken bestehenden System sind die Kapitalkosten am geringsten für Gasturbinenkraftwerke, gefolgt von den konventionell-thermischen Dampfkraftwerken. Am höchsten liegen sie bei den kapitalintensiven Kernkraftwerken. Dies ist einer der Gründe dafür, dass Kernkraftwerke nicht die Rolle der stillstehenden Reserveproduktion übernehmen können. Diese Rolle fällt deshalb den konventionell-thermischen Kraftwerken zu. Im Ausland besteht die Möglichkeit, ältere thermische Werke in Reserve zu halten, die wegen niedrigerer Wirkungsgrade unwirtschaftlicher arbeiten als neuere Werke.

In der Schweiz kommt hinzu, dass auch die Speicherkraftwerke eine gewisse Reserverolle übernehmen können, dann nämlich, wenn ihre Nutzung innerhalb des Winterhalbjahres solange hinausgezögert wird, bis die Gefahr eines Versorgungsengpasses gebannt ist. Je grösser der thermische Produktionsanteil in unserem Lande wird, um so eher müssen die Speicherkraftwerke diese Rolle übernehmen. Die Reservehaltungskosten bestehen dann darin, dass die Energie nicht im preisgünstigsten Moment genutzt werden kann, sondern beispielsweise in den Monaten März bis Mai zu weniger günstigen Bedingungen abgesetzt werden muss. Die Preiseinbusse bei einer derartigen Bewirtschaftung der Speicherenergie dürfte in der Grössenordnung von bis zu 2 Rp./kWh liegen. Demgegenüber liegen die reinen Kapitalkosten bezogen auf eine Benutzungsdauer von 4000 Stunden (Winterhalbjahr = 4380 h) für konventionell-thermische Anlagen in der folgenden Grössenordnung (gemäss Arbeitspapier GEK, Dezember 1977[5]).

Steinkohle-Dampfkraftwerk	3,0 Rp./kWh
Schwerölgefeuertes Dampfkraftwerk	2,6 Rp./kWh
Schweröl-/Erdgasgefeuertes Dampfkraftwerk	2,3 Rp./kWh
Steinkohle-/Erdgasgefeuertes Dampfkraftwerk	3,0 Rp./kWh
Gasturbinenkraftwerk (Leichtöl)	1,1 Rp./kWh
Gasturbinenkraftwerk (Schweröl)	1,3 Rp./kWh

Zu diesen Kapitalkosten müsste man allerdings noch gewisse fixe Kosten für den Unterhalt der nicht betriebenen Anlage sowie der Verzinsung des Brennstofflagers hinzurechnen.

Eine nähere Quantifizierung der Reservehaltungskosten bietet enorme Probleme, da es sehr stark von der konkreten Situation abhängt, welche konventionell-thermischen Kraftwerke nicht oder nur zum Teil gefahren werden oder wie gegebenen-

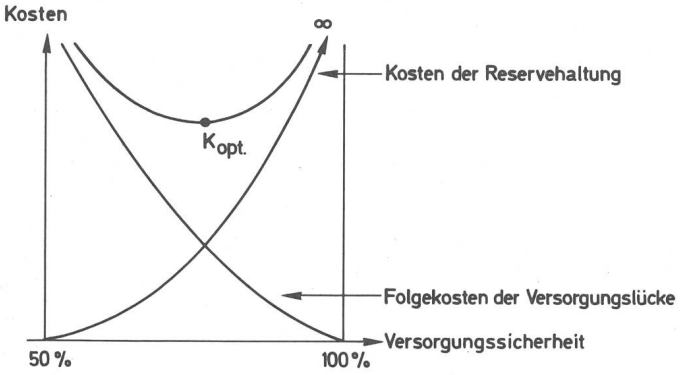

Fig. 8 Wirtschaftliche Optimierung der Reservehaltung (schematische Darstellung)

[4]) Dieser Wert abzüglich 13% Reserve ergibt den Bedarf von 27 700 GWh.

[5]) Für Kernkraftwerke betragen die entsprechenden Kosten 5,6 Rp./kWh.

Berechnung der im Winterhalbjahr 1989/90 erforderlichen Reserve in Abhängigkeit der Versorgungssicherheit Tabelle VI

Versorgungssicherheit (1) %	Erreichbares Erzeugungsniveau (bezogen auf die mittlere Erzeugungsmöglichkeit) (2) %	Landesbedarf (3) GWh	Notwendige mittlere Erzeugungsmöglichkeit 100 · (3)/(2) = (4) (4) GWh	Notwendige Reserve (4) − (3) = (5) (5) GWh
99,9	75,0	27 700	36 900	9 200
99,5	79,3	27 700	34 900	7 200
99	81,1	27 700	34 200	6 500
98	83,0	27 700	33 400	5 700
97	84,5	27 700	32 800	5 100
96	85,8	27 700	32 300	4 600
95	87	27 700	31 800	4 100
90	91	27 700	30 400	2 700
85	93	27 700	29 700	2 000
80	94	27 700	29 400	1 700
75	95	27 700	29 100	1 400
70	96	27 700	28 900	1 200

falls der Inhalt der Speicherseen bewirtschaftet wird. Angesichts der Tatsache, dass die Fixkosten der konventionell-thermischen Kraftwerke sich etwa in der gleichen Grössenordnung bewegen wie die Mindererlöse von zur Reserve herangezogener Speicherenergie, ist es vertretbar, die Reservehaltungskosten mit 2 Rp./kWh zu veranschlagen.

Um den im 6. Zehn-Werke-Bericht für das Jahr 1989/90 prognostizierten Gesamtelektrizitätsbedarf von 46 000 GWh (auf Stufe Endenergie) mit einer Versorgungssicherheit von 95% zu decken, ist im Winter eine Reserve von 4100 GWh erforderlich[6]). Für jede einem Verbraucher abgegebene Kilowattstunde sind also 0,089 kWh an Reserve notwendig. Unter Zugrundelegung der erwähnten Kosten von 2 Rp./kWh (auf heutiger Preisbasis) ergeben sich demnach jährliche Gesamtkosten von rund 80 Millionen Franken für die Reservehaltung oder 0,18 Rp./kWh für eine einem Endverbraucher abgegebene Kilowattstunde. Letztere Kosten sind etwa in Beziehung zu setzen zum Durchschnittserlös von 12,1 Rp./kWh, der gemäss Schweizerischer Elektrizitätsstatistik[7]) im Jahre 1978 auf jeder im Inland abgegebenen Kilowattstunde erzielt wurde. Daraus ergibt sich, dass der Aufwand für die Reservehaltung etwa 1,5% des Gesamtaufwandes der schweizerischen Elektrizitätsversorgung ausmacht. Obwohl der absolute Betrag von 80 Millionen Franken respektabel ist, sind die Kosten zur Gewährleistung der erforderlichen Versorgungssicherheit von 95% gemessen am Gesamtaufwand für die Elektrizitätsversorgung als eher bescheiden einzustufen. Dabei muss man sich bewusst sein, dass es ausser Diskussion steht, auf eine Reservehaltung vollständig zu verzichten, somit der Betrag ohnehin nie in vollem Umfang eingespart werden kann.

Dem Zehn-Werke-Bericht wird etwa vorgeworfen, dass der Bedarfsnachweis nur deshalb erbracht werden könne, weil er reichlich Reserve in der Elektrizitätsproduktion vorsehe. Dem ist entgegenzuhalten, dass gemäss Kapitel 4.1 die Produktionsreserven schon bisher in der Grössenordnung von etwa 11% lagen und dass somit der zusätzliche Reservebedarf von 2% praktisch durch den grösseren thermischen Erzeugungsanteil und den Wegfall der bisherigen saisonalen Austauschgeschäfte mit dem Ausland begründet ist. Werden zur Bedarfsdeckung Kernkraftwerke von der Leistungsklasse 900 oder 1000 MW zugebaut, steigt mit der Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerkes das Energieangebot natürlich sprunghaft an, während der Bedarf allmählich steigt. Trotzdem wäre es nicht sinnvoll, das Kernkraftwerk nur mit Teillast zu betreiben. Die Gründe sind die folgenden:

– Dank dem Vorhandensein von Speicherkraftwerken und Pumpspeichern kann die Bandenergie zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden (siehe Fig. 7a und b in Kapitel 4.4).

– Ein allfälliger Energieüberschuss kann sinnvoll im europäischen Netz verwendet werden, denn die Durchschnittskosten der Kernenergie liegen unter jenen konventionell-thermischer Kraftwerke. Auch wenn bei Angebotskonkurrenz nur noch die Grenzkosten, welche ungefähr den Brennstoffkosten entsprechen, betrachtet werden, liegt die Kernenergie günstiger[8]). Sie bietet also den Vorteil grösserer Wirtschaftlichkeit, grösserer Substitution von Erdöl und leistet zudem noch einen zusätzlichen Beitrag an die Versorgungssicherheit des eigenen Landes.

5.2 Kosten bei Produktionsausfällen

Produktionsausfälle von Elektrizität verursachen insofern Kosten, als die Wirtschaft infolge der Nichtverfügbarkeit von Elektrizität Produktionseinschränkungen in Kauf nehmen muss, die sich in einem geringen Bruttoinlandprodukt (BIP) niederschlagen. Auch bei der Nichtverfügbarkeit von Elektrizität in den Haushalten entstehen Kosten, die in vielen Fällen nur als Einschränkung gegenüber der gewohnten Lebenshaltung einzustufen sind, aber bei längerem Andauern doch als sehr unangenehm empfunden werden. Ausweichen auf andere Energieträger und verändertes Konsumverhalten können sich letztlich auch in direkten volkswirtschaftlichen Kosten niederschlagen.

Die Quantifizierung der entsprechenden volkswirtschaftlichen Kosten bietet grosse methodische und statistische Probleme. Einen wesentlichen Einfluss hat dabei die prozentuale Grösse des Mankos sowie die Frage der Vorhersehbarkeit der Knappheit. Im Falle der Vorhersehbarkeit ist die Beantwortung der Frage wiederum abhängig davon, ob und welche Gegenmassnahmen getroffen werden und wieviel diese Massnahmen (Kontingentierung, Rationierung, Abschaltungen) an direkten und indirekten Kosten verursachen. Vereinfacht können Gründe aufgeführt werden, die für eine – im Vergleich zur prozentualen Elektrizitätslücke – proportionale, unter- oder überproportionale Beziehung zu den BIP-Kosten sprechen.

[6]) vgl. Berechnung in Tabelle VI.

[7]) veröffentlicht im Bulletin SEV/VSE 8/1980.

[8]) Brennstoffkosten sind bei Kernkraftwerken bedeutend niedriger als bei Kraftwerken auf Schweröl- oder Kohlebasis.

a) *Gründe für proportionale Kosten*

Dieser Denkansatz geht von der Vorstellung aus, dass die Elektrizitätsversorgung derart fein verästelt in alle Belange des wirtschaftlichen und menschlichen Lebens hineingreift, dass angenommen werden muss, dass sämtliche Aktivitäten, die zur Erzeugung des BIP nötig sind, proportional gekürzt werden müssen. Eine Elektrizitätseinbusse von 10% würde demnach heute Schäden von rund 16 Milliarden Franken pro Jahr verursachen. Für diesen Ansatz sprechen vor allem zwei Gründe:

– Einmal kann man von der Extremvorstellung ausgehen, dass beim Fehlen jeglicher Elektrizität das BIP gegen einen Wert von 0 sinken würde. Dies ist einleuchtend, weil dann nebst dem Ausfall der gesamten Beleuchtung auch alle Industrieprozesse, der öffentliche Verkehr, die Wasserversorgungen, der Dienstleistungssektor (Computer), die Öl- und Gasheizungen, die ganze Telekommunikation usw. stillgelegt wären. Ein BIP im Sinne der heutigen Vorstellung wäre kaum mehr denkbar.

– Als Indiz für den proportionalen Zusammenhang können auch die Erfahrungen gelten, die in Grossbritannien mit streikbedingten Einschränkungen der öffentlichen Stromversorgung gemacht wurden[9]). Überträgt man die daraus resultierenden Erfahrungswerte auf die Grössenordnung der Schweiz und auf eine Jahresperiode, so würde der Stromausfall einem Lieferwert von 350 Millionen Franken und der volkswirtschaftliche Schaden einem Betrag von etwa 13 Milliarden Franken entsprechen. In relativen Grössen ausgedrückt bedeutet dies (bezogen auf das Jahr 1975) eine Elektrizitätseinschränkung um 9,6% und einen BIP-Verlust von 10,1%. Dies kommt also nahezu einer proportionalen Beziehung gleich.

b) *Gründe für unterproportionale Kosten*

Es gibt einige Gründe, die für einen unterproportionalen Zusammenhang sprechen:

– So kann man annehmen, dass gewisse Elektrizitätseinschränkungen durch Energiesparanstrengungen aufgefangen werden können, wie das Abschalten von Reklamebeleuchtungen, Reduktion der Beleuchtung, Verzicht auf den Betrieb von Lifts oder Rolltreppen.

– In anderen Fällen kann die Elektrizität durch eine andere Energie ersetzt werden. Statt der Benutzung des Geschirrspülers kann auf das manuelle Abwaschen mit Warmwasser, das mit einem anderen Energieträger als Elektrizität aufbereitet ist, ausgewichen werden. Statt der Benutzung des Tiefkühlers kann wieder zu häufigeren Einkaufsgängen geschritten werden und dort, wo die Anlagen und das Vorhandensein der entsprechenden Energie es erlauben, kann statt mit Elektrizität mit Heizöl, Gas oder festen Brennstoffen geheizt werden.

– Auch im industriellen Produktionsbereich sind Elektrizitätseinsparungen und gewisse Möglichkeiten zum Ersatz von Elektrizität gegeben.

Bei der Beurteilung dieses Einsparungs- und Substitutionspotentials ist es aber offensichtlich, dass es relativ enge Grenzen gibt. So ist es eine bekannte Tatsache, dass auf dem Gebiet der Elektrizität weniger Einsparungen realisiert werden können als etwa im Gebiet des Wärmesektors, wo die Elektrizität eine relativ bescheidene Rolle spielt. Dem Ausweichen auf andere Energieträger sind deshalb enge Grenzen gesetzt, weil es in vielen Fällen technologisch nicht möglich ist oder die entsprechenden Infrastruktureinrichtungen fehlen. Die ohne spürbare Kosten möglichen Elektrizitätseinschränkungen sind deshalb als sehr begrenzt (wenige Prozente) zu beurteilen. Die Grenzen sind um so enger, als zum Beispiel bei gleichzeitiger Erdölverknappung ein Ausweichen auf Heizöl nicht möglich ist, vielmehr ein sogenannter «Heizölfeliboom» die Situation noch stark verschärfen könnte.

Elektrizitätseinschränkungen sind zwar durch Kontingentierungen, Rationierungen und Abschaltungen erreichbar. Dies bedingt aber erhebliche administrative Kosten und verursacht einen nicht zu unterschätzenden Unwillen bei den Konsumenten. Auch ist zu bedenken, dass derartige Zwangsmassnahmen eine Anlaufzeit von Wochen, wenn nicht Monaten bedingen. Ausserdem sind bei Kontingentierungen und Rationierungen die notwendigen Kontrollen nur schwierig durchzuführen.

c) *Gründe für überproportionale Kosten*

Auch für einen überproportionalen Zusammenhang zwischen Elektrizitätsversorgung und BIP gibt es Gründe und Beispiele:

– So ist darauf hinzuweisen, dass vor allem bei einem überraschend eintretenden Elektrizitätsmangel – zum Beispiel einem Blackout – die Kosten sehr viel grösser sind, als wenn ein einigermassen geordnetes «Sich-Einrichten» möglich ist. Die bekanntesten Fälle bei plötzlichem Elektrizitätsausfall sind die Zerstörung von Anlagen, in denen Glas- oder Metallschmelzvorgänge ablaufen oder Tiefkühllager funktionsuntüchtig werden und das gesamte Kühlgut verdirbt. Für solche Elektrizitätslücken wurden vor allem in der hochautomatisierten Industrie Kosten bis zu 10 US-Dollar pro Kilowattstunde ermittelt[10]). Dies entspricht bei angenommenen Elektrizitätskosten von 5 US-Cents pro Kilowattstunde einem Faktor von 200 zwischen Energiekosten und Schaden. Geht man von der Annahme aus, dass der Anteil der Elektrizität am BIP etwa einen Vierzigstel beträgt, kann man folgern, dass, bezogen auf diesen Fall, eine Stromeinschränkung um 1% volkswirtschaftliche Schäden von 5% verursachen würde. Es liegt also ein Faktor der Überproportionalität von rund 5 vor.

Der im Zehn-Werke-Bericht anvisierte Fall der Versorgungssicherheit von 95% bezieht sich zwar auf ein ganzes Winterhalbjahr. Bevor es aber zu einem Versorgungsengpass von dieser Dimension kommt, werden ohne Zweifel eine Reihe kürzerfristiger, unvorhersehbarer Versorgungslücken mit den eben geschilderten Wirkungen eintreten.

– Ein instruktives Beispiel für eine überproportionale Wirkung stellt sodann der öffentliche Verkehr dar. Sollte es zu alternierenden Abschaltungen von Teilen des Netzes der allgemeinen Versorgung (50 Hertz) kommen, würde dadurch ein geordneter Betrieb der Bahn unmöglich, weil die Gefahr besteht, dass die betriebsnotwendige Infrastruktur (Bahnhöfe, Signalanlagen, Fernmeldeeinrichtungen, Umschlagsanlagen usw.) und damit das Eisenbahnsystem nicht mehr als zusammenhängendes Ganzes betrieben werden könnte. So dürfte unter Umständen eine 10%ige Unterversorgung zu einem fast völligen Erliegen des Eisenbahnverkehrs führen.

– Auch konjunkturelle Ereignisse pflegen «überzureagieren». So kann es durchaus sein, dass der durch ein Elektrizitätsmanko bedingte Nachfrageausfall für bestimmte Güter und Dienstleistungen sich sehr leicht via einen negativen Multiplika-

[9]) Vgl. «Die Kosten von Energieverknappungen und Energieüberschüssen», GEK-Studie Nr. 6, S. 67.

[10]) Vgl. GEK-Studie Nr. 6, S. 57

toreffekt depressiv auf die ganze Wirtschaft auswirkt. Hauptverantwortlich für eine solche Situation dürfte der durch die generelle Unsicherheit hervorgerufene Mangel an Investitionsbereitschaft sein.

5.3 Betrachtungen zu Kosten und Nutzen der Reservehaltung

Die Berechnungen der Reserve in Kapitel 5.1 haben gezeigt, dass das Ausmass der notwendigen Reservehaltung mit zunehmendem Grad der Versorgungssicherheit überproportional ansteigt. Nachdem mit Kosten von 2 Rp./kWh zu rechnen ist, ergibt sich für die gesamten Reservekosten ein Verlauf, wie er in Fig. 9 zum Ausdruck kommt.

Als Nutzen steht diesen Kosten der durch die entsprechende Reservehaltung vermiedene Schaden der Versorgungslücke gegenüber. Dieser zu vermeidende Schaden ist, wie im Kapitel 5.2 gezeigt wurde, sehr viel schwieriger zu quantifizieren. Rechnet man in erster Näherung einmal mit dem Ansatz der Proportionalität, ergibt sich – bezogen auf das Winterhalbjahr 1989/90 – folgende Situation:

1. Landesbedarf an elektrischer Energie im Winterhalbjahr 1989/90	27 700 GWh
2. Notwendige mittlere Erzeugungsmöglichkeit zur Deckung des Landesbedarfs mit einer Versorgungssicherheit von 95%	31 800 GWh [11])
3. Notwendige Reserve	4 100 GWh [11])
4. Versorgungslücke in Prozenten des Landesbedarfs: Falls keine Reserve gehalten wird, tritt im Mittel einmal in 20 Jahren eine Versorgungslücke auf von grösser oder gleich	15%
5. Schäden einer Versorgungslücke von 15% (tritt im Mittel einmal in 20 Jahren auf; entspricht beim Ansatz der Proportionalität 15% des BIP im Winter 1989/90 und letzteres approximativ ½ des BIP im Jahre 1990 von 232 Milliarden Franken zu Preisen von 1980)	17 400 Mio Fr.
6. Durch die Reservehaltung vermiedene Schäden pro Jahr (gleich 1/20 des im Mittel einmal in 20 Jahren eintretenden Schadens)	870 Mio Fr.
Demgegenüber belaufen sich die Kosten der für eine Versorgungssicherheit von 95% im Winter 1989/90 notwendigen Reserve auf rund (4100 GWh à 2 Rp./kWh)	80 Mio Fr.

Die vorstehende Abschätzung soll einen Hinweis auf die Grössenordnung der Kosten-/Nutzenrelation geben. Das Verhältnis von rund 1 zu 11 zeigt auf, dass bei einer Versorgungssicherheit von 95% die Kosten der Reservehaltung bei weitem durch den Nutzen, das heisst den vermiedenen Schaden, aufgewogen werden.

Dazu ist noch zu bemerken, dass durch diese Reservehaltung nicht nur Schäden der im Mittel einmal in 20 Jahren auftretenden Versorgungslücke von 4100 GWh vermieden werden. Vielmehr werden damit auch die Schäden von Versorgungslücken zwischen 0 und 4100 GWh vermieden, die in der Hälfte der Jahre auftreten.

Nähere Abklärungen zur Frage der kostengünstigsten Reservehaltung zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen das Optimum sogar deutlich über einer Versorgungssicherheit von 95% liegt. Dies ist sogar noch dann der Fall, wenn man optimistischerweise annimmt, dass erst Unterversorgungen von mehr als 5% volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Auf jeden Fall zeigen diese Abklärungen, dass aus wirtschaftlichen Gründen eine höhere Versorgungssicherheit als 95% optimal wäre. Es ist deshalb bei weitem gerechtfertigt, eine 95%ige Versorgungssicherheit als «unbedingt erforderlich» zu postulieren, wie dies die Zehn Werke in ihrem Bericht getan haben.

5.4 Auswirkungen von Stromverbrauchseinschränkungen am Beispiel von England im Winter 1973/74

Für die Versorgungskrise, die im Winter 1973/74 zu Stromeinschränkungen in England führte, war ein Streik des technischen Personals und eine Krise in der Kohleversorgung der Elektrizitätswerke mitverantwortlich.

Als im November 1973 eine neue Krise in der Versorgung auftrat und sofortige, drastische Beschränkungen des Stromverbrauchs nötig machte, entschied man sich daher für ein neues, und, wie sich bald zeigen sollte, weit einschneidenderes System. An die Stelle der rotierenden Abschaltungen der Verbraucher von1972 trat nun ein Verwendungsverbot für elektrische Energie in Industrie und Gewerbe während bestimmter Zeiten. Am 1. Januar 1974 wurde die Dreitagewoche eingeführt. Industriellen und gewerblichen Verbrauchern war während vier Tagen in der Woche die Verwendung von Elektrizität generell untersagt. Grössere Industriebetriebe mit kontinuierlichen Fabrikationsprozessen mussten sich mit 65% ihres bisherigen Stromverbrauchs begnügen.

Es fällt auf, dass die britische Regierung sich allein zur Einsparung von Elektrizität und nicht etwa aus anderen Gründen entschloss, die Produktion der Wirtschaft auf drei Arbeitstage bzw. um 40% zu reduzieren und damit bedeutsame gesamtwirtschaftliche Folgen in Kauf zu nehmen. Durch bessere Ausnützung der Produktionsanlagen während der Strombezugstage,

[11]) Vgl. Berechnung in Tabelle VI. Bezogen auf den Landesbedarf entspricht diese Reserve 15%.

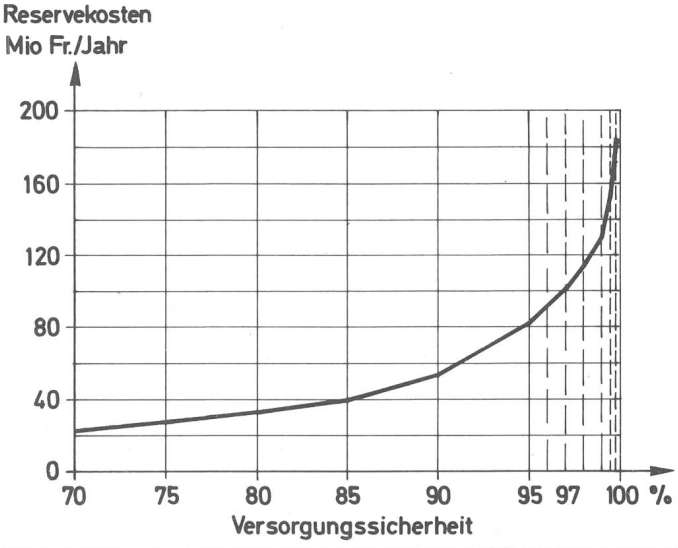

Fig. 9 Verlauf der Reservekosten in Funktion der Versorgungssicherheit für das Jahr 1989/90

den Einsatz von Notstromgruppen und kurzfristige Anpassung dürfte der Produktionsausfall zwar nicht 40, aber immerhin etwa 20% betragen haben. Damit zeigt sich deutlich, welche Bedeutung der kurzfristig nicht und langfristig nur bedingt ersetzbaren elektrischen Energie in der Wirtschaft zukommt.

Erstaunlicherweise waren die Haushaltungen keinen Beschränkungen unterworfen. Die englischen Behörden vertraten die Ansicht, dass eine Kontrolle von Verbrauch und Verwendung der elektrischen Energie in den Haushaltungen angesichts ihrer grossen Zahl und der übrigen Gegebenheiten schlechthin undurchführbar sei. So begnügte man sich mit allgemeinen Sparappellen und mit einer Reduktion der Sendezeit des Fernsehens.

Das angewandte System hat den unbestreitbaren Vorteil der einfachen Anwendung, die sofortige Einsparungen ermöglicht und zu einem dauernden Minderverbrauch führt. Vor allem entfallen die arbeitsintensiven Aus- und Einschaltungen bei den Elektrizitätswerken, und lebenswichtige Betriebe können ungehindert weiterversorgt werden. Nicht unterschätzt werden sollte auch die mit diesem System verbundene Möglichkeit, Ausnahmen zu handhaben. Dadurch und durch die grundsätzliche Ausnahme der Haushalte konnten vordergründig Sozialprobleme vermieden werden.

Selbstverständlich wurden, wie schon bei früheren Versorgungsengpässen, die Verbraucher über die Medien über die Hintergründe der Sparmassnahmen umfänglich orientiert. Die Durchsetzung der Restriktionen war – wohl nicht zuletzt aus psychologischen Gründen – Sache des Industrieministeriums.

Das englische Beispiel hat auch gezeigt, dass Sparmassnahmen um so schwieriger durchzusetzen sind, je länger sie in Kraft bleiben müssen. Nach einigen Wochen schwoll die Flut der Ausnahmegesuche an, und ganze Wirtschaftszweige forderten generelle Sonderregelungen. Der politische Druck auf die Bewilligungsbehörden nahm zu. Aber in dem Masse, wie Ausnahmebewilligungen erteilt wurden, verminderte sich auch die Wirkung der Massnahmen, und die Einsparungen gingen zurück.

Auch in der Schweiz sind Massnahmen in Vorbereitung, um einer Stromverknappung begegnen zu können. Dazu liegt eine Serie von Verordnungsentwürfen bei den Bundesbehörden vor.

6. Das Verbundsystem als Mittel der Reservepoolung

Schon in den zwanziger Jahren hat die Elektrizitätswirtschaft die Vorteile und Wirtschaftlichkeit des Verbundbetriebes erkannt. Das Hochspannungsnetz im eigenen Versorgungsgebiet ermöglichte den Verbund *bei der Erzeugung und beim Verbrauch.* Recht bald aber wurden die Hochspannungsnetze der Elektrizitätsunternehmen miteinander gekuppelt, um den grossräumigen Verbund durchzuführen. Heute spricht man im gewandelten und modernen Sinn von Verbundbetrieb, wenn Energieversorgungsunternehmungen im überregionalen Energieaustausch als Verbundunternehmungen zusammenarbeiten. Dazu haben sie ihre Höchstspannungsnetze grossräumig miteinander verbunden; die zusammengeschalteten einzelnen Höchstspannungsnetze nennt man Verbundnetz.

6.1 Das nationale Verbundsystem

Die Verwirklichung der grossen Wasserkraftanlagen in der Schweiz beanspruchte für die Investitionen eine Finanzierungskapazität, die über derjenigen einer einzelnen Unternehmung lag. Der Bau dieser Anlagen und deren Betrieb als Partnerkraftwerke erlauben es, die entsprechenden Risiken unter mehreren Elektrizitätsunternehmungen aufzuteilen. Dieser Betrieb ist nur dann möglich, wenn die Übertragungsnetze miteinander im Verbund stehen.

So ist das schweizerische Verbundnetz aus dem Parallelbetrieb der Höchstspannungsleitungen (220 und 380 kV) entstanden, die in den meisten Fällen partnerschaftlich für den Transport der elektrischen Energie von den Erzeugungsgebieten bis zu den Schwerpunkten des Verbrauchs erstellt wurden (Fig. 10).

Da die gesamte Stromerzeugung durch den Verbund zusammengeschaltet ist, lassen sich somit gleichzeitig mehrere Arten von – im Versorgungsgebiet liegenden oder weit entfernten – Kraftwerken gemäss ihrer spezifischen Eigenschaften und gemäss dem Bedarf in den verschiedenen Landesgegenden einsetzen. Durch diesen Verbund wird der Betrieb der Kraftwerke einfacher. Er erlaubt es, die Erzeugungsanlagen nach wirtschaftlichen und technischen Kriterien optimal zu dimensionieren. Die Anzahl der so gebauten Leitungen wurde dadurch kleiner als die Anzahl Leitungen, die notwendig gewesen wären, um den

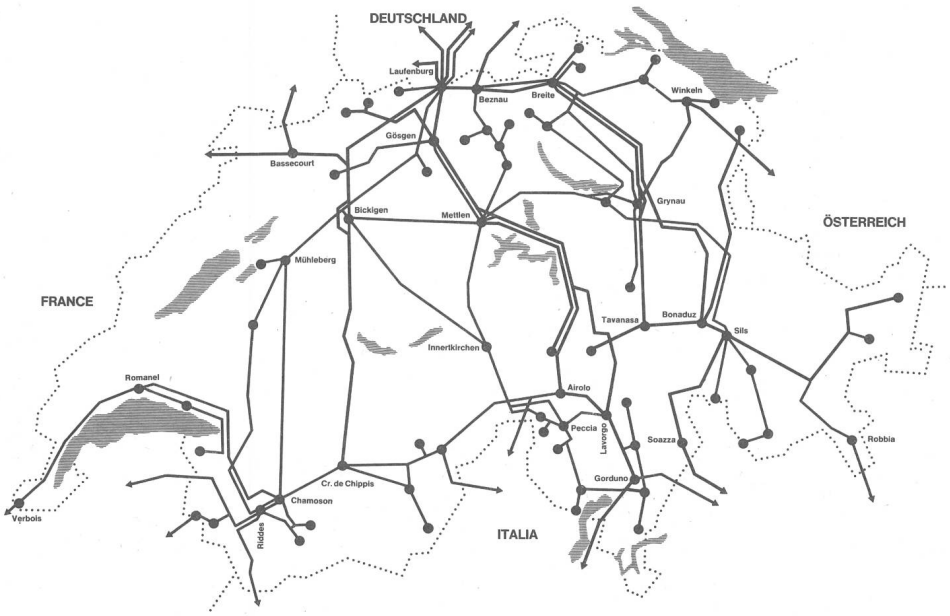

Fig. 10
Schweizerisches Hochspannungs-Leitungsnetz

— Leitungen (220 und 380 kV)
● Station oder Kraftwerk

Transportbedarf einer jeden Unternehmung einzeln zu decken. Somit wurden nebst geringerem Investitionsbedarf auch die Auswirkungen auf die Umwelt kleiner.

Ausserdem ermöglicht das schweizerische Verbundnetz die Benützung aller in der Schweiz bestehenden Erzeugungs- und Übertragungsanlagen zur Sicherstellung einer ununterbrochenen Versorgung aller Landesgegenden.

6.1.1 Der Austausch elektrischer Energie in der Schweiz

Der Bedarf an elektrischer Energie weist eine stetige und steigende Entwicklung auf. Die Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerks hat eine sprunghafte Erhöhung der Erzeugungsmöglichkeit zur Folge, die über den momentanen Bedarf hinaus steigt. Die in einem solchen Fall entstehende freie Kapazität führt zu einem Energieaustausch, der je nach Grösse des neuen Kraftwerks einige Jahre dauern kann und mit dem steigenden Elektrizitätsverbrauch allmählich abklingt.

Die verschiedenartige Struktur der Werkkombination bei den Elektrizitätsunternehmungen kann zeitweise Unterschiede zwischen der Erzeugungsmöglichkeit und dem jeweiligen Bedarf bei den einzelnen Unternehmungen zur Folge haben. Der Ausgleich erfolgt dann im Rahmen des schweizerischen Verbundes.

Die jahreszeitlichen und auch kurzfristigen Schwankungen des Wasserdargebots führen zu Verlagerungen der Erzeugung, die unter Umständen auch Energieaustausche nach sich ziehen.

Die Energieaustausche werden im wesentlichen im Rahmen eines Marktes mit Angebot und Nachfrage getätigt. Das Verbundnetz stellt die technische Grundlage dar, die es erlaubt, die vereinbarten Energielieferungen und -bezüge zu verwirklichen. Ursprung, Entwicklung und Bedeutung dieser Energieaustausche werden in der Veröffentlichung von E. Seylaz «Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft und der Austausch elektrischer Energie mit den Nachbarländern» näher beschrieben.

6.1.2 Die Reserve im Rahmen des schweizerischen Verbundnetzes

Die nicht geplante Ausserbetriebnahme eines thermischen Kraftwerks, der Ausfall eines Wasserkraftwerks, die Unterbrechung einer Übertragungsleitung und andere Störungsursachen in der Erzeugung von und in der Versorgung mit elektrischer Energie setzen bei jeder Elektrizitätsunternehmung die Aufrechterhaltung einer Reserve voraus. Zur Beherrschung der störungsbedingten Ausfälle sind verschiedene Reservequalitäten erforderlich.

Das mit dem Ausfall plötzlich eintretende Leistungsdefizit wird aufgrund physikalischer Gesetzmässigkeiten zunächst aus der kinetischen Energie aller umlaufenden Maschinengruppen in den Kraftwerken und der Motoren (rotierende Massen) und daran anschliessend durch die über die «Primärregelung» [12]) aktivierte Regelspanne möglichst vieler Einheiten gedeckt. Diese rasch aktivierbare Sekundenreserve wird dann durch die Minutenreserve ersetzt, die über die «Sekundärregelung» in speziellen Regelkraftwerken gezielt hochgefahren wird. Als Regelkraftwerke dienen in der Schweiz bisher grundsätzlich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Um die «Minutenreserve» für die nächste, nicht voraussehbare Störung wieder einsatzbereit zu haben, ist sie lediglich für eine begrenzte Dauer benutzbar und muss dann durch die Dauerreserve abgelöst werden. Die Minutenreserve hat somit die Aufgabe, den momentanen Leistungsausfall zu decken, wobei der Betrieb der Netze im Verbund es erlaubt, die infolge einer Störung auftretenden Schwankungen der Leistung schnell auszugleichen. Demgegenüber hat die Dauerreserve die Aufgabe, die *ausgefallene Energie* auch über einen langen Zeitraum hinweg zu ersetzen.

Durch das Zusammenspiel der vielen Stromaustausche zwischen den schweizerischen Partnern und durch den Abschluss von kurzfristigen, gegenseitigen Aushilfeverträgen besteht in der Schweiz faktisch ein gemeinsamer und somit wirtschaftlicherer Einsatz der Erzeugungs- und Übertragungsmittel. Die Sicherheit der Versorgung unseres Landes mit elektrischer Energie setzt das Vorhandensein einer ausreichenden Dauerreserve voraus. Die Übertragung der Reserveenergie an den Ort des Bedarfs stützt sich wiederum auf das Verbundnetz.

6.2 Das internationale Verbundsystem

Das internationale Verbundsystem der Länder der UCPTE [13]) ergibt sich aus dem Parallelbetrieb der Höchstspannungsnetze der verschiedenen Länder (380 und 220 kV). Der westeuropäische Verbund hat sich auf freiwilliger, partnerschaftlicher Basis entwickelt und wird vom gegenseitigen Goodwill aller Beteiligten getragen. Er dient dem Wohle aller im Sinne einer Verbesserung der Betriebssicherheit der Netze und einer Erhöhung der Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie, wobei die Vorteile des Verbundes für die einzelnen Verbundunternehmungen durchaus unterschiedliche Wertung haben können. *Im Rahmen der UCPTE bestehen keinerlei Durchsetzungsbefugnisse für energiepolitische Massnahmen.*

Durch den Beitritt zum westeuropäischen Verbund liessen sich für die Schweiz die gleichzeitigen Energieaustauschmöglichkeiten auf alle UCPTE-Nachbarländer erweitern. Unser Land konnte demzufolge seine Wasserkraftwerke wirtschaftlicher ausbauen und die zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme bestehenden Produktionsmöglichkeit in der Schweiz und im Ausland vollständig absetzen. Dank den dazumal vorherrschenden Verhältnissen konnte es fehlende Energie – besonders Winterenergie – durch Kauf oder Austausch beziehen. Im weiteren profitierte es vom erweiterten Aushilfspotential im Störungsfall.

Die Gründe für den Austausch elektrischer Energie mit dem Ausland sind dieselben wie bei dem Austausch zwischen den schweizerischen Partnern. Im wesentlichen beruht er jedoch auf dem Unterschied zwischen der weitgehend konventionell-thermischen Erzeugung im Ausland und der heute immer noch vorwiegend hydraulischen Produktion in der Schweiz.

6.2.1 Aufgaben des internationalen Verbundnetzes

Seit 1958, dem erstmaligen Parallelbetrieb der ganzen Schweiz mit den zusammengeschalteten Netzen von Deutschland und Frankreich, hat sich die Aufgabe des Verbundnetzes wesentlich gewandelt. Während anfänglich die relativ wenigen Kuppelleitungen des Höchstspannungsnetzes zur Hauptsache dem Transport der Energie von den Produktionswerken – zum grossen Teil durch die verwendete Primärenergie standortgebunden – zu den Verbraucherschwerpunkten dienten, wurde

[12]) s. Anhang

[13]) Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité: (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie.)

Es handelt sich um folgende Länder: Belgien, BR Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Schweiz, Griechenland, Jugoslawien, Portugal und Spanien.

mit steigendem Verbrauch und dem Einsatz von immer grösseren Blockeinheiten, neuerdings auch nuklear-thermischer Anlagen, eine wesentliche Verstärkung und Vermaschung des Netzes notwendig. Bei dieser sich seit 1970 abzeichnenden Entwicklung wird die Bedeutung des Energieverkehrs zwischen Ländern mit vorwiegend hydraulischer Produktion und solchen mit vorwiegend thermischer Produktion immer mehr abnehmen, da der Bedarfszuwachs der ersteren kaum durch die Wasserkraftanlagen, sondern durch thermische Kraftwerke gedeckt werden kann. Der vermehrte Einsatz von grossen Einheitsleistungen und die entsprechend grossen Leistungsverschiebungen bei Ausfällen stellen jedoch erhöhte Anforderungen an das Höchstspannungsnetz.

Im Sinne einer grossräumigen Versorgung muss das europäische Verbundnetz folgende Aufgaben erfüllen können:

– Genügend grosse Übertragungskapazität für die Verschiebung von kurzfristiger Reserveleistung bei Kraftwerks- und Netzstörungen.

– Gegenseitige Aushilfe bei aussergewöhnlichen Situationen auf der Erzeugungsseite.

– Verbund zwischen Spitzen- und Grundlastkraftwerken.

– Übertragung von Kraftwerksleistung aus Gemeinschaftskraftwerken.

– Verwertung freier Disponibilitäten infolge stufenweiser Erhöhung der Erzeugungsmöglichkeiten aus der Inbetriebnahme neuer, grosser Kraftwerkseinheiten.

– Ausgleich von nicht beeinflussbaren meteorologischen, klimatischen und konjunkturellen Auswirkungen auf Erzeugung und Verbrauch.

6.2.2 Die Reserve im Rahmen des internationalen Verbundnetzes

Einleitend sei festgehalten, dass grundsätzlich jedes Land für die Versorgung des eigenen Gebietes verantwortlich ist.

Durch den Verbundbetrieb der UCPTE-Länder wird auch die Übertragung von Aushilfsenergie, insbesondere in Ausnahmesituationen, ermöglicht. Für die Schweiz, die auf eine Energiereserve im Sinne der bereits dargelegten Dauerreserve angewiesen ist, wären solche Aushilfelieferungen wünschbar. Wenn solche Aushilfslieferungen aus dem Ausland mit hoher Zuverlässigkeit garantiert werden könnten, wäre theoretisch eine gewisse Verringerung der Anzahl der für die Versorgung der Schweiz notwendigen Kraftwerke denkbar. In der Praxis ist dies aber aus folgenden Gründen nicht möglich:

Im Ausland ist die thermische Produktion vorherrschend, so dass mit der Aktivierung der entsprechenden Reserveleistung zugleich eine längerdauernde Energiereserve zur Verfügung steht, solange Brennstoff nachgeliefert wird. Die Sicherheit der jeweiligen Landesversorgung ist soweit garantiert, als die auftretende Höchstlast mit einer ausreichenden Reserveleistung abgedeckt [14]) und auf dem Markt genügend Primärenergie verfügbar ist.

Im Falle einer Verknappung der Primärenergie ist aber mit einem Mangel an elektrischer Energie in ganz Westeuropa zu rechnen. Dies wird jedoch in einem solchen Fall nur wenig Einfluss auf die Verfügbarkeit der Primärenergie haben.

Bei einer sehr schwachen Hydraulizität in der Schweiz tritt eine schwache Hydraulizität auch im übrigen Europa auf, was neben einer verminderten hydraulischen Produktion auch eine Reduktion der thermischen Produktion mangels genügender Kühlwassermenge bei direktgekühlten Kraftwerken zur Folge haben kann.

Für die Reservebetrachtungen sind im Ausland die Auswirkungen der wirtschaftlichen Lage und der meteorologischen Verhältnisse auf den momentanen Verbrauch von grosser Bedeutung, wofür bereits ein beachtlicher Teil der Reservekapazität belegt ist. Hier kommt die unterschiedliche Reservephilosophie des Auslandes gegenüber derjenigen der Schweiz zum Ausdruck, indem in der Schweiz die meteorologischen Auswirkungen auf die hydraulische Produktion von grösserer Bedeutung sind.

Die heutigen Umweltschutzforderungen machen den Bau von Wasserkraftanlagen, von konventionell-thermischen und nuklear-thermischen Anlagen sowie den Bau von neuen Leitungen in allen Ländern, auch in der Schweiz, immer schwieriger. Ausserdem verursachen all diese Forderungen durch den Umfang der Studien, die sie mit sich bringen, und der Infragestellung der formulierten Schlussfolgerung Verspätungen im Bauprogramm [15]). Diese wieder manifestieren sich in einem strukturellen Mangel an Leistung und Energie. Dies hat zur Folge, dass selbst Länder, die über eigene Primärenergie verfügen, zurückhaltender gegenüber dem Export von elektrischer Energie werden. Es scheint deshalb ausgeschlossen, dass ein Land, das nur mit Mühe in der Lage ist, seinen eigenen Bedarf abzudecken, bereit wäre, einem Dritten eine vertragliche Aushilfe zu garantieren. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei einer Verknappung von elektrischer Energie in der Schweiz unter Umständen mit einer gleichzeitigen Verknappung in mehreren Ländern der UCPTE gerechnet werden muss. Diesen Ländern müsste es dann sehr schwerfallen oder gar unmöglich sein, Verpflichtungen bezüglich Reservelieferung an die Schweiz einzuhalten, obwohl das internationale Verbundsystem übertragungsmässig wohl dazu in der Lage ist. Mit anderen Worten: Die für die Schweiz erforderliche Versorgungssicherheit kann sich nicht auf den internationalen Austausch elektrischer Energie abstützen.

[14]) DVG (Deutsche Verbundgesellschaft e.V.): Die Bemessung der Kraftwerksreserve

Im neueren Schrifttum werden für die Reserveleistung in Netzen mit vorwiegend thermischer Produktion folgende Werte angegeben:

– 17% der im Netz auftretenden Höchstlast oder
– Grösste Blockleistung zuzüglich 6% der Höchstlast
Dr. rer. pol. M. Horn Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung, München, «Elektrizitätswirtschaft», Jg. 1979, Heft 16, S. 621
– 15–18% der installierten Leistung, Dr. Ing. W. Hlubek, RWE, Essen, «Elektrizitätswirtschaft», Jg. 1979, Heft 16, S. 624.

[15]) Vgl. Auswirkungen von Verzögerungen im Kernkraftwerksbau auf das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in der UCPTE – Sonderdruck aus dem UCPTE-Jahresbericht 1978/79.

7. Energiepolitische Überlegungen zur Reservehaltung

7.1 Der drohende Engpass im Ausland

Das internationale Verbundnetz wäre durchaus in der Lage, aus dem benachbarten Ausland gegebenenfalls elektrische Energie in nicht unwesentlichen Mengen nach der Schweiz zu übertragen. Es stellt sich nun die Frage, ob dort längerfristig überhaupt noch freie Energie vorhanden wäre, die die Schweiz in einem versorgungsmässig kritischen Winter mit Sicherheit importieren könnte. Dies hängt hauptsächlich von der Stromversorgungslage in den jeweiligen Ländern ab.

In unserem nördlichen Nachbarland *Deutschland* ist die Stromversorgungslage global heute noch ausgeglichen. Die heute bestehenden und in Bau befindlichen Stromerzeugungsanlagen sollten die geschätzten Bedürfnisse im Inland bis etwa 1985 decken können. Durch das Unvermögen, die Bewilligungen für den Bau neuer Anlagen und für die Aufnahme des Betriebs von neu erstellten, betriebsbereiten Grosskraftwerken zu erhalten, sind ab 1985 immer grössere Schwierigkeiten zu erwarten, denen dann kurz- oder mittelfristig kaum beizukommen sein wird.

In *Frankreich* sind die Aussichten eher günstig. Die jetzt noch angespannte Lage – nicht zuletzt wegen des Bestrebens, möglichst wenig importiertes, teueres und in Devisen zu bezahlendes Öl für die Stromerzeugung zu verwenden und wegen des teilweise noch schwachen Höchstspannungsnetzes im innerfranzösischen Verbund – wird sich durch die zügig vorangehende Erfüllung des Planes der Bau und die Inbetriebnahme der Kernkraftwerke verbessern. Der französische Plan zielt jedoch auf die starke Substitution des importierten Öls (besonders für die Raumheizung) durch die Elektrizität, so dass den neuen Erzeugungsmöglichkeiten auch ein stark wachsender Konsum gegenüberstehen wird. Die heute in Frankreich bestehenden Schwierigkeiten in der Stromversorgung werden sich voraussichtlich bis 1983 allmählich lindern; danach müsste unser westliches Nachbarland im Grunde genommen autark sein.

Italien, das seinen schnell wachsenden Stromverbrauch vorwiegend mit der Errichtung von ölbefeuerten thermischen Kraftwerken zu decken trachtete, steckt heute in einer tiefen Krise struktureller Art sowohl in der Zusammensetzung als auch im Ausbau seiner Stromerzeugungsanlagen. Das Ende dieser Krise ist indes nicht abzusehen. Italien bezieht heute zur Dekkung seines normalen Bedarfes kurzfristig verfügbare Elektrizitätsmengen aus dem Ausland. Das bereits vorhandene Defizit an elektrischer Energie wird voraussichtlich Jahr für Jahr zunehmen.

In *Österreich* ist die Bedeutung der Wasserkraft für die Elektrizitätserzeugung mit derjenigen der Schweiz vergleichbar. Der Umstand, dass das erste österreichische Kernkraftwerk nicht in Betrieb genommen werden darf, wird in wenigen Jahren zu einem strukturellen Mangel an elektrischer Energie führen, dem Österreich mit Dauerbezügen aus den Oststaaten zu begegnen trachtet.

All dies deutet in der Elektrizitätswirtschaft auf eine allmähliche Umwandlung eines Angebotsmarktes in einen allgemeinen Nachfragemarkt im ganzen europäischen Raum.

In einem Angebotsmarkt kann man damit rechnen, die unter Umständen fehlende Energie am Markt zu einem wirtschaftlich vertretbaren Preis kaufen zu können. In einem Nachfragemarkt hingegen – der unter Umständen sehr rasch auf uns zukommen könnte – wird bei einem sich abzeichnenden Engpass der Marktpreis stark in die Höhe getrieben, wenn überhaupt noch Energie aufzutreiben ist. Im Hinblick auf diese Enwicklung muss man sich unbedingt die Reserve durch Anlagen im eigenen Land sichern.

7.2 Die Möglichkeit von langfristigen Reservegarantien aus dem Ausland

Der Strukturwandel in der Energieversorgung unserer Nachbarn hat auch die Möglichkeiten langfristiger Reservegarantien aus dem Ausland drastisch reduziert, wenn nicht gar verunmöglicht. In den siebziger Jahren bestanden in beschränktem Umfang Reserve-Einfuhrverträge, bei welchen eine bestimmte Leistung gegen Bezahlung abonniert wurde und die einen zusätzlichen bezugsabhängigen Preis vorsahen. Die meisten dieser Verträge sind aber bereits abgelaufen oder laufen demnächst ab. Es ist praktisch ausgeschlossen, dass sie in dieser Form erneuert werden können.

Energiebezugsmöglichkeiten aus den Oststaaten sind in Anbetracht der Transportschwierigkeiten und der politischen Situation und Abhängigkeiten mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet und kommen deshalb für die Schweiz als langfristige Reservegarantie kaum ernsthaft in Betracht.

Wohl bestehen mit dem benachbarten Ausland vertragliche Abmachungen, die über die momentane Aushilfe in Störungsfällen hinausgehen. Diese Aushilfe ist jedoch nur für eine Dauer von 72 Stunden sichergestellt, und auch nur dann, wenn die Vertragspartner über die erforderliche Reserve verfügen. Diese Verträge beruhen auf Gegenseitigkeit, das heisst, die Schweiz hat bei Störungen im Ausland ihrerseits auch Aushilfe zu leisten und muss im Anschluss an einen Störungsfall in der Schweiz die bezogene Aushilfsenergie an die Nachbarländer zurückliefern. Die Schweiz muss somit in jedem Fall selbst über Reserven verfügen.

Die ausländischen Elektrizitätsunternehmungen sind nicht in der Lage, der Schweiz eine gesicherte Energiereserve im erforderlichen Ausmass zu stellen. Eine kürzlich erfolgte Umfrage bei den ausländischen Elektrizitätsunternehmungen bestätigte, dass es ihnen auf keinen Fall möglich ist, eine solche Reserve zu garantieren. Es darf daher bei Engpässen in der Elektrizitätsversorgung nicht mit einer gesicherten Aushilfe aus dem Ausland gerechnet werden.

7.3 Die unternehmungspolitische Autonomie und Verantwortung der Elektrizitätswirtschaft

Die Struktur der Elektrizitätsversorgung in unserem Land ist stark dezentralisiert. Sie ist gekennzeichnet durch eine Vielzahl von «Elektrizitätswerken» mit den verschiedenartigsten Aufgaben (Produktion, Verteilung), Organisationsformen und unterschiedlichster Grösse. Die Versorgungsgebiete haben ihren Ursprung in jenen kleinen lokalen Netzen grösserer Gemeinden und Städten, Kur- und Fremdenorten, die die in der näheren Umgebung vorhandenen Wasserkräfte ausnützten. Die wirtschaftliche Überlegenheit der Elektrizität gegenüber den anderen schon vorhandenen Energieträgern konnte sich aber erst durchsetzen, als die technische Entwicklung, insbesondere der Transport über grössere Distanzen, den entsprechenden Stand erreicht hatte. Es dauerte Jahrzehnte, bis die Elektrizität die Petrol- und Gasbeleuchtung und die Dampfkraftanlagen zu verdrängen vermochte. Das Risiko für den Bau und den Betrieb dieser Werke wollte damals die öffentliche Hand in den meisten

Fällen nicht übernehmen. Vielmehr war es der privaten Initiative überlassen, oft über die von interessierten Maschinenfabriken gegründeten Finanzierungsgesellschaften, den Bau eines Kraftwerkes, und dazu noch der «unproduktiven» Transformations- und Verteilanlagen, zu wagen und so einen Wirtschaftszweig zu entwickeln, dessen Produkt heute zu den selbstverständlichen Lebensnotwendigkeiten gehört.

Erst im Verlauf der Jahre, als die Leistungsfähigkeit der einzelnen Produktionsanlagen immer grösser wurde und auch das finanzielle Engagement hierfür ständig wuchs und ein bedeutendes Ausmass annahm, kam es zur Gründung von Unternehmungen, die es sich zur Aufgabe machten, grössere Gebiete mit elektrischer Energie zu versorgen. Dabei nahm auch der Einfluss der öffentlichen Hand stark zu, entweder in Form einer Mitbeteiligung an einer Produktions- und Verteilgesellschaft oder durch Bildung kantonaler Unternehmungen. Daher wurde auf die bereits bestehenden Organisationen weitgehend Rücksicht genommen und diese in ihrer Existenz nicht beeinträchtigt. So bestehen heute rund 1200 «Elektrizitätswerke», die sich in groben Zügen wie folgt gliedern lassen:

– Lokale Versorgungsunternehmungen, meist als reine Wiederverkäuferorganisationen, deren Trägerschaft entweder die Einwohner- oder Bürgergemeinden oder aber privatrechtliche Personenverbindungen (Genossenschaften, Korporationen) sind.

– Grössere Regional- und Stadtwerke mit oder ohne eigene Produktionsanlagen, entweder zur Belieferung des Letztabnehmers oder nur Verteilung bis zu den örtlichen Wiederverkäufern. Stadtwerke sind vorwiegend unselbständige Zweige der städtischen Verwaltung, während Regionalwerke meistens privatrechtlich als Aktiengesellschaften (AG) oder Genossenschaft organisiert sind, deren Mitglieder der öffentlichen Hand angehören können.

– Kantonswerke mit oder ohne eigene Produktion, die meist als öffentlich-rechtliche Anstalten der kantonalen Verwaltungen oder als AG konzipiert sind. Hauptaufgabe ist die Belieferung von Wiederverkäufern und teilweise auch direkt der Letztabnehmer.

– Verbundunternehmungen, vorwiegend als AG organisiert, die mit eigenen Produktionsanlagen und Beteiligungen an solchen die weiträumige Energieübertragung über das Höchstspannungsnetz durchführen und zumeist auch dem internationalen Verbund angeschlossen sind. Neben dem innerschweizerischen und grenzüberschreitenden Energieverkehr beliefern die Verbundunternehmungen auch eigene Versorgungsgebiete mit Abgaben an Wiederverkäuferorganisationen (Kantonswerke, Städte, Gemeinden usw.) und teilweise auch Letztabnehmer.

– Produktionswerke, die – sofern es sich nicht um reine Industriewerke handelt – als Partnergesellschaften in der Rechtsform der privatrechtlichen AG konzipiert sind. Die Mehrheit liegt zumeist bei den Verbundunternehmungen, wobei aber auch Gemeinden, Kantone, der Bund (SBB), einzelne Kantonswerke oder Industrieunternehmungen beteiligt sind.

Die dargelegte organisatorische Struktur der Elektrizitätswirtschaft weist aufgrund der historischen Entwicklung die typischen Merkmale des Föderalismus auf. Jede dieser Organisationseinheiten ist im Rahmen ihrer selbstgewählten oder dekretierten Aufgabenstellung autonom, in ihrer Entscheidungsbefugnis frei, und sie besitzt auch ein weitgehendes Mitsprache- und Mitbestimmungsrecht. Einschränkungen finden sich dort, wo Körperschaften des öffentlichen Rechts den Verwaltungsverordnungen des jeweiligen Gemeinwesens unterworfen sind, aber auch in der Tatsache, dass es sich bei der Elektrizität wie beim Gas und bei der Fernwärme um einen leitungsgebundenen Energieträger handelt und deshalb von der Produktionsstelle bis zum Konsumenten ein sehr weitverzweigtes und kostspieliges Übertragungs-, Transformations- und Verteilnetz erfordert.

Die Rechtsbeziehung zwischen Elektrizitätswerk und Konsument wie auch zwischen den Werken selbst stützt sich auf bilaterale Vertragswerke. In der schweizerischen Gesetzgebung wird der Elektrizitätsversorgung keine Vorzugsstellung eingeräumt. Es gibt auch kein Gesetz, das die Elektrizitätswerke zur Lieferung verpflichtet und damit auch kein absolutes Bezugsrecht. Liefer- und allenfalls Bezugsverpflichtungen ergeben sich aus den gegenseitig ausgehandelten Verträgen. Für die grosse Masse von Strombezügern (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft) treten anstelle einzelner Verträge Reglemente und Tarifbestimmungen, die in standardisierter Form die Liefer- und Bezugsbedingungen festhalten. Dabei kann der Konsument im Rahmen der technischen Möglichkeiten die elektrische Energie im allgemeinen uneingeschränkt beziehen, mit Ausnahme von zeitlich begrenzten Einschränkungen für bestimmte Verbrauchsarten.

8. Schlussfolgerungen

Die vorstehenden Darlegungen zu allen Aspekten der Reservehaltung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft geben Anlass zu den folgenden Thesen:

These 1: Die Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung ist eine Voraussetzung für die Erhaltung des allgemeinen Wohlstandes und der Leistungsfähigkeit unserer Volkswirtschaft.

These 2: Bei der in den nächsten zehn Jahren zu erwartenden Steigerung des Stromverbrauchs ist ohne neue Produktionsanlagen mit zunehmenden Versorgungslücken im Winterhalbjahr zu rechnen.

These 3: Eine gesicherte Stromversorgung ist nur gewährleistet, wenn jederzeit eine ausreichende Reserve verfügbar ist. Die Reserve dient dazu, die erheblichen Schwankungen bei der Elektrizitätserzeugung infolge veränderlicher Hydraulizität und unterschiedlicher Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke auszugleichen. Zusätzlich ist mit ihr auch der Unsicherheitsbereich bei der Abschätzung der künftigen Verbrauchsentwicklung abzudecken.
Das Problem einer ausreichenden Reserve stellt sich primär im Winter.

These 4: Die Elektrizitätswerke verfügen praktisch über keine im Normalfall stillstehenden Kraftwerke und planen auch in Zukunft keine solchen.
Die Produktion aus zeitweise nicht zur Deckung des inländischen Verbrauchs benötigten Kraftwerken wird exportiert. Dies ist wirtschaftlicher als stillstehende Produktionsreserven.

These 5: Die von den Elektrizitätswerken als unbedingt erforderlich erachtete Versorgungssicherheit von 95% führt zu einer Reserve, die – nach Abwägung von Nutzen und Kosten – aus volkswirtschaftlicher Sicht gerechtfertigt ist.

These 6: Die schweizerischen Elektrizitätswerke müssen die Reservehaltung mit inländischen Werken durchführen, da angesichts der sich abzeichnenden europäischen Verknappungssituation nicht mit einer gesicherten Reservestellung durch das Ausland gerechnet werden kann und darf.

These 7: Aus der Sicht der schweizerischen Volkswirtschaft ist das Risiko des Stromabsatzes aus einer momentanen Überkapazität um einige Grössenordnungen geringer als jenes einer ungenügenden Stromversorgung unseres Landes.

Anhang: UCPTE-Begriffsdefinition

ausgearbeitet von der Untergruppe «Verbundbetrieb»
Ausgabe März 1977 (in Überarbeitung)

Leistungsreserve
Grundlagen, Definition und Einsatz

Die Leistungsreserve ist notwendig, um die Unsicherheiten, die der verfügbaren Erzeugung und dem vorausgeschätzten Verbrauch anhaften, so auszugleichen, dass innerhalb bestimmter Qualitätskriterien die Sollfrequenz und der Leistungsaustausch mit den Nachbarländern unter Berücksichtigung der gegebenen Transportkapazitäten des Hoch- und Höchstspannungsnetzes eingehalten werden.

1. Grundsätzliche Gesichtspunkte, die jeden Einsatz einer Leistung als Leistungsreserve bestimmen

– Reservebedarf (dieser wird durch statistische Untersuchungen und Berechnungen der Ausfallwahrscheinlichkeit, wie sie in Deutschland in der Untersuchung der DVG und in Italien in der Untersuchung von de Perna und Vergelli durchgeführt wurden, ermittelt).

– Reservebereitstellung, das heisst die effektiv bereitgehaltene Reserve.

2. Gründe, die den Einsatz der Reserve notwendig machen

– Ausfall eines Kraftwerksblockes (Kessel- oder Maschinenschaden)

– Anstieg der Kühlwassertemperatur im Sommer (Wassertemperatur des Flusswassers).

– Änderungen der Flusswasserführung (Abnahme), die eine Einschränkung der Erzeugung der Wasserkraftwerke zur Folge haben

– Zusätzliche Belastung durch einen höheren Verbrauch als vorausgeschätzt (Wetterbedingungen, Abweichungen von der Voraussage...).

3. Einteilung der verschiedenen Reservearten nach der Zugriffszeit

– Sekundenreserve (Regelband der unter der Primärregelung laufenden Maschinen, automatische Abschaltung von Speicherpumpen)

– Minutenreserve (Hochfahren mit Teillast betriebener Kraftwerke, Inbetriebnahme von Maschinen in Speicherkraftwerken, zusätzliche Leistung aus Schwellbetrieb, Anfahren von Gasturbinen, Inanspruchnahme vertraglich gesicherter Reserveleistung)

– Stundenreserve

– Tagesreserve

– Wochenreserve.

Die Sekundenreserve sollte in jedem Fall so lange erbracht werden können, bis die Minutenreserve wirksam wird. Soweit die Minutenreserve aus Reserveleistungen mit beschränkter Verfügbarkeitsdauer bereitgehalten wird, ist bei länger andauernden Ausfällen ein Ersatz durch Reserveleistung mit grösserer Verfügbarkeitsdauer vorzusehen, um die kurzfristig bereitstellbaren Reserven für eventuell neue Ausfälle freizuhalten. Bei Aufaddieren der einzelnen Reserveleistungen zur Ermittlung der gesamten Reservebereitstellung ist dies zu berücksichtigen. In Sonderfällen kann auch der vereinbarte automatische Lastabwurf als Sekundenreserve genutzt werden.

4. Einteilung nach Art und Zustand der Erzeugungsmittel

Die Verfügbarkeitsdauer von Reservekraftwerken kann in einem Bereich liegen, der von sehr kurzer (Speicherkraftwerke mit geringer Speicherfüllung) bis nahezu unbegrenzter Verfügbarkeitsdauer (thermische Kraftwerke) reicht. Bei gleicher Reserveleistung kann daher die verfügbare Reservearbeit sehr stark variieren.

5. Die Leistungsreserve und die Frequenzleistungsregelung

Man benutzt eine automatische Regelung, deren Aufgabe es ist, die auftretenden Abweichungen zwischen der Erzeugung, dem Austausch mit den Nachbarländern und dem Verbrauch auszugleichen (Ausfälle oder Unsicherheiten der Vorhersage).

Die dazu notwendige Reserve wird gebildet durch:

– Thermische Kraftwerke, die Teillast fahren und deren Leistung erhöht und vermindert werden kann (für Leistungsverminderungen können auch Vollast fahrende thermische Kraftwerke herangezogen werden).

– Schnell (in maximal 5 Minuten) anzufahrende Wasserkraftwerke

– Thermische Spitzenkraftwerke (Gasturbinen)

– Pumpspeicherwerke

– Ausnutzung der Überlastbarkeit thermischer Kraftwerke für kurze Zeit

– Gemeinsames Vorgehen mit den Lastverteilern der Nachbarländer (Verkaufsangebote oder Anforderung von Unterstützung)

6. In verschiedenen Ländern wird die Leistungsreserve nach Erfahrungswerten berechnet und ihre Zusammensetzung bestimmt

In einem System mit gemischter Erzeugung (thermisch-hydraulisch) muss ein Kriterium erarbeitet werden, das es erlaubt, aus der Gruppe der stillstehenden Wasserkraftwerke diejenigen zu finden, die der Reserve zugeordnet werden sollen.

Die Reserve gibt drei wesentliche Probleme auf:

– Die Ermittlung ihrer Grösse

– Die Aufteilung auf die Kraftwerke

– Die Verteilung im Netz

Grösse der Reserve

Aus den Statistiken verschiedener Länder (siehe z.B. den Bericht der DVG) lässt sich für normale Betriebsbedingungen die Wahrscheinlichkeit für einen plötzlichen Ausfall von Erzeugerleistung, der durch Reserveleistung ausgeglichen werden muss, ermitteln.

Unter normalen Bedingungen ist die Hochtarifzeit an Werktagen zu verstehen. Es ist offensichtlich, dass sich während der Übergangszeiten besondere Probleme ergeben (z.B. jeden Montagmorgen, am Ende einer grösseren Revisionszeit, am Ende der Ferien).

Aufteilung auf die Kraftwerke

Unabhängig vom Problem der Verteilung im Netz sollte sich die Aufteilung der Leistungsreserve auf die Kraftwerke unter den wirtschaftlichen Gesichtspunkten der Erzeugungskosten der in Betrieb befindlichen Maschinen vollziehen.

Diese Kosten sollen (für die thermischen Kraftwerke) berechnet werden:

– Aus den Brennstoffkosten

– Aus den Anfahrkosten

– Aus den Leerlaufkosten

– Aus der Wahrscheinlichkeit, mit der eine Teilleistung der Leistungsreserve in Anspruch genommen wird.

Die Zuwachskosten oder in besonderen Fällen die mittleren Kosten sind Kriterien zur Bestimmung der Reihenfolge der thermischen Maschinen innerhalb der Reserve. Mit diesen lässt sich eine Bewertungstabelle erstellen.

Die in Wasserkraftwerken bereitgestellte Leistungsreserve wird mittels fiktiver Kosten in diese Bewertung eingegliedert. Diese Kosten richten sich nach Speicherinhalt und Zuflüssen.

Es ist möglich, dass dabei für ein Wasserkraftwerk mit niedrigem Speicherinhalt und geringem Zufluss wesentlich höhere Kosten angesetzt werden als für thermische Kraftwerke.

Verteilung der Reserve im Netz

Aus Gründen der Sicherheit und der Spannungshaltung gibt das Netz besondere Einschränkungen auf, die es erforderlich machen, die Aufteilung der Reserve auf die Erzeugermaschinen, wie sie sich allein aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ergäbe, abzuändern.

Die Kenndaten, die deutlich machen, welche Maschinen im Netz die Reserve halten müssen, ergeben sich aus Lastflussrechnungen und Netzsicherheitsrechnungen (Ausfallsimulation des höchstbelasteten Netzelementes).

Gerade beim Einsatz der Sekundenreserve muss auf Leistungsänderungen auf den internationalen Kuppelleitungen besonders geachtet werden.

Es sollten Übereinkünfte zwischen den einzelnen Partnern getroffen werden, um die Schwierigkeiten zu meistern, die sich aus dem Einsatz der Reserveleistung im Netz ergeben können. Das Problem der Reserve ist das Problem jedes einzelnen Partners. Das Reserveproblem kann aber Rückwirkungen auf die Nachbarnetze haben, wenn die Reserve aufgrund vertraglicher Vereinbarungen für andere Partner vorgehalten wird. Insbesondere sollte ein nichtbeteiligter Partner in einen Vertrag mit einbezogen werden, wenn ein anderer Partner nicht über ausreichenden Transportquerschnitt verfügt.

7. Vereinbarungen über die Leistungsreserve

Für Vereinbarungen über die Leistungsreserve zwischen zwei Unternehmen A und B gibt es zwei Grenzfälle:

– Man hält in jedem Unternehmen die gleiche Reserveleistung vor, wie sie eingesetzt werden müsste, wenn man auf sich selbst gestellt wäre. Dadurch wird erreicht, dass grössere Ausfälle, die eine geringere Eintrittswahrscheinlichkeit besitzen, abgedeckt werden können.

– Man verringert die Gesamtreserveleistung der beiden Unternehmen auf den Wert, dessen Eintrittswahrscheinlichkeit gleich derjenigen ist, die bei Einzelbetrachtung jedes Unternehmens angenommen wird.

In der Praxis wird man einen Mittelwert suchen, der sowohl für die Partner ein geringeres Gesamtausfallrisiko bringt, als auch bei den Partnern eine Einsparung an Leistungsreserve ermöglicht.

Ist die Informationsflut noch zu bewältigen?

Von W. Schiesser

Der nachfolgende Artikel ist die vom Autor überarbeitete und gekürzte Fassung eines Vortrags, der am 27. Februar 1980 bei der Ortsgruppe Zürich der Neuen Helvetischen Gesellschaft zum Thema «Informationsbewältigung» gehalten wurde. Es werden dabei die vielgestaltigen Zusammenhänge und Aspekte diskutiert, die sich mit der heutzutage fast ins Unermessliche gesteigerten Informationsflut für den Bürger und Konsumenten ergeben.

L'article reproduit ci-après est une version remaniée et abrégée d'un exposé fait le 27 février 1980 devant la section zuricoise de la Nouvelle société helvétique. L'auteur y expose les différents aspects du flot d'informations qui déferle actuellement sur le citoyen et consommateur.

1. Die wachsende Informationsflut

Die Zeitungen sind dicker geworden, die Informationssendungen der elektronischen Medien zahlreicher und länger; über immer mehr Gebiete erscheinen Fachpublikationen, und auf dem Büchermarkt hat die Produktion längst verwirrende Ausmasse angenommen. Mit dieser Flut steigt das Unbehagen: Bei immer höherem Lärmpegel droht ausser den schrillsten Tönen alles unterzugehen, und wenn man einmal selber etwas sagen möchte, hat man Mühe, sich Gehör zu verschaffen.

Wie ist das irritierende Phänomen der wachsenden Informationsflut zu erklären? Sicher *nicht,* wie man vielleicht auf den ersten Blick meinen könnte, aus dem *Überangebot der Medien* in einer Welt des Überflusses, obwohl ein Zusammenhang zwischen dem Volumen der Druckerzeugnisse und den Sendezeiten einerseits und der wirtschaftlichen Prosperität anderseits nicht zu übersehen ist. Die eigentliche Ursache liegt darin, dass die für die Öffentlichkeit und für jeden einzelnen Menschen in seiner jeweiligen Situation relevante Information zugenommen hat. Das heisst, wir sollten immer mehr wissen, damit wir uns noch zurechtfinden, damit wir uns rational verhalten können – am Arbeitsplatz, als Bürger oder als Mensch, der die Welt, in der er lebt, verstehen möchte. Dafür gibt es drei Erklärungen:

a) Expansion der Wissenschaft

Wir erleben heute eine rasche Ausbreitung der wissenschaftlichen Forschung mit zunehmender Penetrationstiefe und Spezialisierung. Das theoretisch verfügbare Wissen nimmt exponentiell zu. Damit wachsen aber auch die Informationsschwierigkeiten, und zwar auch für die Öffentlichkeit, um die es hier vor allem geht. Selbst wenn nur ein Teil des Wissens, das weltweit in Hochschulen und anderen Forschungsstätten hervorgebracht wird, ausserhalb der direkt engagierten Spezialistenkreise von unmittelbarer Bedeutung ist, so ist dieser Teil doch enorm.

Die Verwissenschaftlichung der Welt schafft indessen nicht nur quantitative, sondern auch *qualitative* Informationsprobleme. Insofern nämlich, als auch für die Öffentlichkeit durchaus relevantes Wissen in einer Form hervorgebracht wird, die nur dem Spezialisten verständlich ist, weil nur er über den für das Verstehen unerlässlichen Hintergrund an Kenntnissen verfügt und die jeweilige Fachsprache beherrscht.

Besonders schwer wiegen die Informationsprobleme, die uns manche Fortschritte der *Natur- und Ingenieurwissenschaften* bescheren. Das trifft vor allem dann zu, wenn die Konkretisierung schwer zugänglichen Wissens in technischen Errungenschaften Veränderungen hervorruft, die intensiv in den sozialen Bereich ausstrahlen. Das Stichwort, das sich hier anbietet, heisst *Kernenergie.* In diesem Fall ist für den Bürger die Chance, sich ein fundiertes eigenes Urteil über sämtliche Aspekte zu bilden, verschwindend klein.

Am Rande sei noch vermerkt, dass die weltweit im Gang befindliche Expansion der Wissenschaften Informationsmengen produziert, die es gelegentlich selbst dem auf einen schmalen Sektor ausgerichteten Spezialisten schwer machen, den Überblick zu behalten.

b) Gesellschaftliche Faktoren

Die zweite Ursache für das Steigen der Informationsflut ist die im Vergleich zu früher viel reicher strukturierte, mobile, extrem arbeitsteilige Gesellschaft. Die Zahl der Gruppen mit