Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979 bis 1990 : sechster Zehn-Werke-Bericht

Autor(en): **[s.n.]**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **70 (1979)**

Heft 18

PDF erstellt am: **02.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-905433

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

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

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979 bis 1990

Sechster Zehn-Werke-Bericht

Im Herbst 1978 hat die Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK) ihren Schlussbericht «Das schweizerische Energiekonzept» veröffentlicht. An diesem Bericht haben auch Vertreter der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft mitgewirkt. Nachfolgend legen nun die «Zehn Werke» ihre sechste Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz vor. Beide Berichte haben ihre Berechtigung, unterscheiden sich aber in der Zielsetzung. Die GEK zeigt anhand von Szenarien ein ganzes Spektrum von Möglichkeiten für die künftige Energiepolitik der Schweiz auf und diskutiert deren Rahmenbedingungen, insbesondere im Hinblick auf die erforderlichen energiepolitischen Massnahmen. Die schweizerischen Elektrizitätswerke dagegen wollen aufgrund einer möglichst realistischen Prognose, welche die allgemeinen Zielvorstellungen der GEK berücksichtigt, die Probleme bei der mittelfristigen Bedarfsdeckung der Schweiz mit elektrischer Energie aufzeigen.

Wenn zwischen den Zahlenwerten des Schlussberichtes der GEK und denjenigen des vorliegenden «Zehn Werke»-Berichtes da und dort kleinere Unterschiede bestehen, ist dies darauf zurückzuführen, dass zwischen der Bearbeitung der beiden Berichte zwei bis drei Jahre verstrichen sind. Die «Zehn Werke» haben die neuesten verfügbaren Unterlagen benützen können und die zwischenzeitliche Entwicklung in ihre Überlegungen einbezogen. Widersprüche sind indessen aus dem zeitlichen Fortschritt keine entstanden. Wie die Schlussfolgerungen des «Zehn Werke»-Berichtes zeigen, decken sich die Ergebnisse der beiden Berichte bezüglich der Elektrizitätswirtschaft weitgehend. Wo geringfügige Differenzen bestehen, haben sie auf die aus dem Bericht zu ziehenden Schlüsse keinen Einfluss.

1. Gegenstand des Berichtes

1.1 Einleitung

Die schweizerischen Elektrizitätswerke haben es seit jeher als ihre Aufgabe erachtet, die Elektrizitätsversorgung der Schweiz ausreichend, sicher, umweltschonend und möglichst preisgünstig zu gewährleisten. Sie mussten in diesem Sinne stets vorausschauend die Erweiterung der Anlagen, entsprechend der Zunahme des Landesverbrauchs, planen. Dennoch traten in der Vergangenheit infolge aussergewöhnlicher Verhältnisse mehrmals Engpässe in der Elektrizitätsversorgung auf.

Die Erstellung grosser Partneranlagen und der dadurch geförderte Verbundbetrieb zogen eine wesentlich engere Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Unternehmungen in betrieblichen Belangen nach sich. Auch bezüglich der Orientierung der Öffentlichkeit wurde die Zusammenarbeit intensiviert.

So haben die «Zehn Werke»[1]) gemeinsam die Eingliederung der ersten Kernkraftwerke in die schweizerische Elektrizitätswirtschaft untersucht. Das Ergebnis dieser Studie wurde im Herbst 1963 in einem ersten «Zehn Werke»-Bericht publiziert und machte die Öffentlichkeit auf die Probleme aufmerksam, die sich aus der laufenden Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung unseres Landes nach der vorauszusehenden Beendigung des Ausbaus der Wasserkräfte aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und des Umweltschutzes ergaben.

Bereits 1965 veröffentlichten die «Zehn Werke» einen zweiten Bericht, da sich der Bau verschiedener vorgesehener Produktionsanlagen verzögerte, während der Elektrizitätsverbrauch stetig anstieg. Die «Zehn Werke» hielten es für richtig, die noch ausbauwürdigen Wasserkräfte zu nutzen. Sie erachteten jedoch diese zusätzlichen Erzeugungsmöglichkeiten aus Wasserkraft für unzureichend, den Bedarfszuwachs in den folgenden Winterhalbjahren zu decken. Deshalb befürworteten sie den Bau thermischer Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 900 MW.

Diese beiden Studien wurden in den Jahren 1968 und 1973 überarbeitet, wobei die jeweils massgebenden Einflussfaktoren für die Bedarfsentwicklung und die bestehenden Rahmenbedingungen beim Ausbau der Produktionsanlagen berücksichtigt wurden. In den Schlussfolgerungen des vierten Berichtes, der im Februar 1973 veröffentlicht wurde, wiesen die «Zehn Werke» darauf hin, dass die in den folgenden Winterhalbjahren zu erwartenden Elektrizitätsmanki nicht durch Bezüge aus dem Ausland gedeckt werden könnten und deshalb die bestehenden Projekte für weitere Kernkraftwerke zu fördern seien. Gestützt auf solche Überlegungen, wurden die Baubeschlüsse für weitere Kernkraftwerke gefasst.

Bald nach der Publikation des vierten Berichtes traten zwei Ereignisse ein, die nicht vorauszusehen waren: die Krise auf dem Erdölsektor sowie die weltweite Rezession, die insbesondere in den Industrieländern zu einer starken Abflachung der Konjunktur führten. Dadurch sahen sich die «Zehn Werke» veranlasst, den vierten Bericht schon 1975 zu überprüfen. Dies führte zum fünften «Zehn Werke»-Bericht[2]).

Darin erachteten es die «Zehn Werke» als verfehlt, aufgrund der damaligen, aussergewöhnlichen wirtschaftlichen Situation auf eine langfristige Trendänderung bei der Elektrizitätsnachfrage schliessen zu wollen. Vielmehr wurde eine baldige Normalisierung der Wirtschaftslage und eine massvolle Entwicklung der Wirtschaftstätigkeit im Interesse der Sicherstellung der Arbeitsplätze und der Erhaltung der bisherigen Lebensgewohnheiten und des erreichten Lebensstandards erwartet. Es wurde in diesem Bericht mit einer schrittweisen Inbetriebnahme dreier neuer Kernkraftwerke ab 1977/78 und einer erheblichen Verbesserung der Bedarfsdeckung ab diesem Zeitpunkt bis Mitte der achtziger Jahre gerechnet, allerdings nur bei mittleren Produktionsverhältnissen. Beim Ausfall eines 900-MW-Werkes während eines ganzen Winters gegen Mitte

[1]) Die sechs Überlandwerke: Aare-Tessin AG (ATEL), Bernische Kraftwerke AG (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) und die drei Stadtwerke Basel, Bern und Zürich sowie die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB).

[2]) Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1975 bis 1985, Überprüfung und Ergänzung des vierten «Zehn Werke»-Berichtes vom Februar 1973, Bulletin SEV/VSE, Nr. 18/1975.

der achtziger Jahre wurde ein Energiemanko von 1300 GWh bei mittlerer und ein solches von 2700 GWh bei schwacher Hydraulizität vorausgesagt.

Seit der Veröffentlichung dieses letzten «Zehn Werke»-Berichtes ergaben sich bezüglich des Bewilligungsverfahrens für Kernkraftwerke insofern Änderungen, als das Schweizervolk am 18. Februar 1979 die Initiative «zur Wahrung der Volksrechte und der Sicherheit beim Bau und Betrieb von Atomanlagen» ablehnte und die am 20. Mai 1979 zur Abstimmung gelangte Revision des Atomgesetzes annahm. Letztere bringt eine wesentliche Verschärfung des bisherigen Bewilligungsverfahrens und erfordert den Bedarfsnachweis für den Bau neuer nuklearer Produktionsanlagen.

1.2 Zielsetzung

Im vorliegenden sechsten Bericht nehmen die «Zehn Werke» eine Beurteilung der Bedarfsentwicklung und der Produktionsmöglichkeiten bis ins Jahr 1990 aus neuester Sicht vor. Das besondere Anliegen dieses Berichtes besteht darin, den Zusammenhang zwischen Versorgungssicherheit und der notwendigen Produktionsreserve herauszuarbeiten und den zentralen Postulaten der GEK[3]), dem Energiesparen und der Erdölsubstitution, Rechnung zu tragen.

1.3 Rahmen und Abgrenzung

1.3.1 Prognosezeitraum

Bei der Wahl des Prognosezeitraumes war zu berücksichtigen, dass von der Inangriffnahme der Projektierung bis zur Betriebsaufnahme neuer Produktionsanlagen mindestens ein Jahrzehnt verstreicht.

Weit darüber hinauszugehen erschien angesichts der noch offenen energiepolitischen Situation nicht zweckmässig. Wichtige energiepolitische Entscheide stehen aufgrund des Schlussberichtes der GEK noch bevor und dürften sich je länger, je mehr auf die Entwicklung der schweizerischen Energiewirtschaft auswirken. Noch schwieriger ist es, die Entwicklung auf dem Welterdölmarkt langfristig abzuschätzen.

Die «Zehn Werke» erachten deshalb einen Prognosezeitraum von 1979 bis 1990 als angebracht. Sie sind sich bewusst, dass – wie in der Vergangenheit – von Jahr zu Jahr witterungs- und konjunkturbedingte Abweichungen von den in dieser Vorschau ermittelten Prognosen auftreten werden.

1.3.2 Analysenschwerpunkte

Der vorliegende Bericht befasst sich, wie die vorangegangenen «Zehn Werke»-Berichte, mit der Deckung des Bedarfes an elektrischer Energie. Die «Zehn Werke» verfolgen auch die Frage der Leistungsbereitstellung laufend. Vorerst jedoch ist in unserem Lande die erzeugbare Energiemenge das entscheidende Kriterium für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Hingegen kann in Zukunft wegen des steigenden relativen Anteils der Grundlastproduktion das Problem der Leistungsreserve und der Regulierung an Bedeutung gewinnen.

Die Untersuchung konzentriert sich deshalb weitgehend auf das Winterhalbjahr, in welchem im Durchschnitt 52,5 % des Elektrizitätsverbrauchs, aber trotz Speichern nur 43 % der hydraulischen Produktion anfallen. Mit zunehmender Substitution wird der Verbrauchsanteil im Winter noch grösser werden. Man darf deshalb davon ausgehen, dass die Elektrizitätsversorgung in der Schweiz so lange sichergestellt ist, als die Bedarfsdeckung im Winter gewährleistet ist. Aus diesem Grunde liegt der Schwerpunkt dieses Berichtes auf der Analyse des Winterhalbjahres (1. Oktober bis 31. März). Der Vollständigkeit halber werden die Verhältnisse für das Sommerhalbjahr in den Anhängen 19, 20 und 21 summarisch dargestellt.

[3]) GEK = Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption

2. Künftiger Elektrizitätsbedarf

2.1 Bisherige Verbrauchsentwicklung

Der Elektrizitätsverbrauch kann, wie die Entwicklung in den letzten Jahren gezeigt hat, nicht isoliert betrachtet werden, sondern muss im Zusammenhang mit dem Gesamtenergieverbrauch der Schweiz und der wirtschaftlichen Entwicklung beurteilt werden.

Aus Fig. 1, welche die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs und des Elektrizitätsverbrauchs von 1960 bis 1977 im Vergleich zur wirtschaftlichen Entwicklung anhand des Bruttoinlandproduktes (BIP) aufzeigt, wird ersichtlich, wie eng der Elektrizitätsverbrauch bis 1972 an die wirtschaftliche Entwicklung gekoppelt war, während der Gesamtenergieverbrauch stark überproportional zunahm. Ab 1973 verlief die Entwicklung sowohl für das BIP als auch für den Gesamtenergieverbrauch rückläufig, während der Elektrizitätsverbrauch, wenn auch gedämpft, weiter zunahm.

Der Anteil der Elektrizität am Gesamtenergieverbrauch wies von 1961 bis 1973 leicht sinkende Tendenz auf, hat aber als Folge der «Ölkrise» von 1973 und 1974 um fast 2 % zugenommen. Er ist jedoch mit 17,3 % im Jahre 1978 relativ klein,

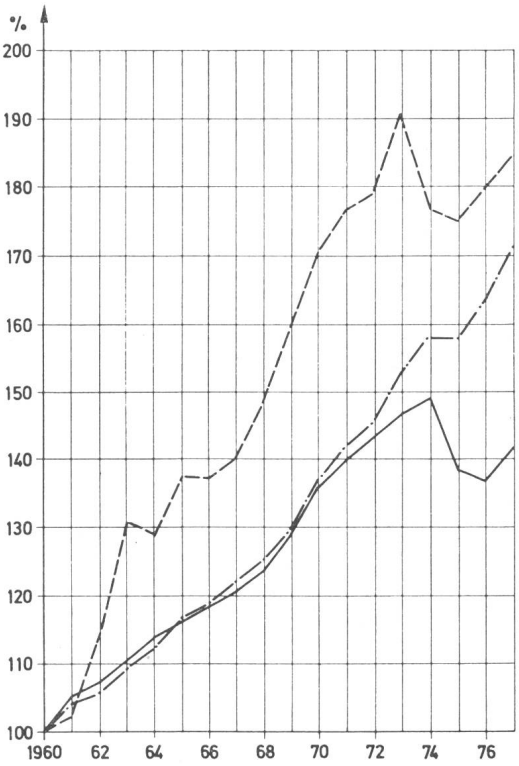


Fig. 1 Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes, des gesamten Endenergieverbrauchs und des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz pro Kopf der Bevölkerung 1960–1977 (1960 = 100 %)

– – – – gesamter Endenergieverbrauch (pro Kopf)
–·–·– Elektrizitätsverbrauch (pro Kopf)
——— Bruttoinlandsprodukt (pro Kopf)

verglichen mit dem überragenden Anteil des Erdöls von über 75 %.

Die bisherige Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs erfolgte nicht in allen Verbraucherkategorien gleichmässig. So wies die Verbrauchergruppe «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» von 1960 bis 1978 im Mittel eine jährliche Zuwachsrate von 5,4 % auf, gegenüber 3,0 % im Sektor «Industrie» und 1,9 % beim «Verkehr».

Es zeigt sich ebenfalls, dass die Verbrauchergruppen «Industrie» und «Verkehr» eng der wirtschaftlichen Entwicklung folgten, der Verbrauch in der Kategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» aber auch in Zeiten stagnierender oder sogar rückläufiger Wirtschaftsentwicklung anstieg.

Die Wachstumsraten des Elektrizitätsverbrauchs weisen von Jahr zu Jahr beträchtliche Schwankungen auf. Es ist jedoch eine Tendenz in Richtung kleinerer Zuwachsraten festzustellen.

2.2 Methodik der Vorhersage

Energieverbrauchsprognosen können in Zeiten stetiger wirtschaftlicher Entwicklung relativ leicht erstellt werden. Die wirtschaftliche Rezession, die drastisch gestiegenen Ölpreise und nicht zuletzt die öffentliche Auseinandersetzung um Energiefragen erschweren Prognosen über längere Zeiträume. Bisher zur Abschätzung des Bedarfs angewandte Verfahren, wie die unmittelbare Trend-Extrapolation, sind kaum mehr anwendbar. Die wirtschaftliche Rezession der Jahre 1975 und 1976 ergibt andererseits die Möglichkeit, den Einfluss der wirtschaftlichen Entwicklung auf den Energiebedarf auch quantitativ abzuschätzen und in den Vorhersagen zu berücksichtigen. Als Prognosengrundlage für die wirtschaftliche und demographische Entwicklung wird wie von der GEK und vielen Bundesstellen eine Studie des St. Galler Zentrums für Zukunftsforschung verwendet. Die benutzte neueste Studie[4]) geht von der Rahmenbedingung einer praktisch stabilen Bevölkerung und einer konjunkturell befriedigenden Entwicklung aus. Unter diesen Voraussetzungen wird für die achtziger Jahre ein mittleres Wirtschaftswachstum von jährlich 2,8 % erreicht, gemessen am Bruttoinlandsprodukt (siehe Anhang 1).

Aus einer Analyse von Vergangenheitswerten dürfen nur dann Rückschlüsse auf die Zukunft gezogen werden, wenn angenommen werden darf, dass die den Verbrauch bestimmenden Faktoren in unveränderter Stärke und Richtung auch in Zukunft wirksam bleiben. Deshalb wird zuerst eine sogenannte unbeeinflusste Entwicklung abgeschätzt, für welche diese Voraussetzung näherungsweise erfüllt ist. Die sich bereits abzeichnenden weiteren Einflussfaktoren wie energiepolitische Massnahmen oder die veränderte Beurteilung der langfristigen Sicherheit und Abhängigkeit der Energieversorgung werden zunächst ausgeklammert, um sie dann getrennt nach den sich zeigenden spezifischen Gesichtspunkten in die Prognose einzubeziehen. Entsprechend wurde bei der Behandlung des unbeeinflussten Bedarfes der Stromverbrauch der bisher vorhandenen Elektroheizungen – soweit erfassbar – und der Elektrokessel ausgeklammert.

[4]) St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung: Entwicklungsperspektiven der schweizerischen Volkswirtschaft, Teil 2: Gesamtwirtschaftliche Entwicklungsperspektiven, St. Gallen 1978.

[5]) Zur Zeit der Erarbeitung dieses Berichtes waren wohl die Verbrauchswerte, hingegen nicht die Wirtschaftsgrössen für das Jahr 1978 bekannt.

Wie bereits in Abschnitt 2.1 aufgezeigt, erfolgte die Bedarfsentwicklung in den verschiedenen Verbraucherkategorien stark unterschiedlich. Es ist somit angebracht, diese Kategorien bei der Abschätzung des künftigen Bedarfes getrennt zu behandeln, wobei zur Überprüfung auch eine Prognose des gesamten Elektrizitätsbedarfes erstellt wurde.

Als Basis für die Vorschau wurden die Verbrauchswerte und Wirtschaftsgrössen der Jahre 1960 bis 1977 verwendet[5]). Der berücksichtigte Vergangenheitszeitraum ist mit 18 Jahren etwas länger als der Prognosezeitraum von 12 Jahren.

2.3 Die voraussichtliche, unbeeinflusste Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes

2.3.1 Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen»

Diese Verbraucherkategorie wies in der Vergangenheit überdurchschnittlich hohe Zuwachsraten auf. Sie stellt mit gegen 60 % Anteil am gesamten Elektrizitätsbedarf (auf Stufe Endenergie) die bedeutendste Verbrauchergruppe dar, allerdings ist sie auch die heterogenste bezüglich ihrer Zusammensetzung. Verbrauchsdaten für die Untergruppen «Haushalt», «Landwirtschaft», «öffentliche Beleuchtung» sowie «Gewerbe und Dienstleistungen» sind erst seit 1969/70 verfügbar, was eine relativ schwache statistische Basis darstellt. Die Abschätzung der unbeeinflussten Entwicklung stützt sich daher sowohl auf eine Analyse des Verbrauchs der gesamten Kategorie als auch auf die Verhältnisse in der wichtigen Untergruppe «Haushalt» und in den restlichen Untergruppen gesamthaft.

Für die Untergruppe «Haushalt» wurden Einzel- und Globalanalysen durchgeführt. Erstere stützen sich auf Annahmen über den spezifischen Verbrauch sowie den Verbreitungsgrad der Haushaltgeräte und die Entwicklung der Anzahl Haushalte. Ziel dieser Untersuchungen war die Ermittlung eines längerfristigen Sättigungsniveaus für den Elektrizitätsverbrauch im Haushalt, wobei als Zeithorizont etwa an das Jahr 2000 gedacht wurde. Diese Überlegungen führen zum Ergebnis, dass langfristig mit einer Sättigung des Elektrizitätsverbrauchs im Haushalt auf einem Niveau von etwa 5600 kWh pro Haushalt und Jahr zu rechnen ist (vgl. Anhang 4).

Für den globalen Prognoseansatz in der Untergruppe «Haushalt» wurde nebst der Zeit der «Private Konsum von Gütern und Dienstleistungen» als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrösse einbezogen, um zu berücksichtigen, dass ein Anstieg des Konsums auch ein Ansteigen des Elektrizitätsverbrauchs im Haushalt erwarten lässt. Dieser Ansatz führt zu den Prognosewerten für den spezifischen Bedarf pro Haushalt nach Tabelle 1, welche abnehmende jährliche Zuwachsraten ergeben. Für das Jahr 1990 liegt der geschätzte spezifische

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung in der Untergruppe «Haushalt» Tabelle 1

Jahr	Spezifischer Bedarf pro Haushalt		Gesamtbedarf der Haushalte	
	Prognose (kWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)	Abgeleitete Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	3 302	3,9	7 759	4,7
1980	3 700	3,1	8 900	4,1
1985	4 300	2,2	10 900	2,9
1990	4 800		12 600	

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung in der Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» Tabelle 2

Jahr	Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	9 915	
1980	10 900	3,2
1985	12 600	2,9
1990	14 100	2,3

Bedarf noch deutlich unter dem Sättigungsniveau von 5600 kWh pro Haushalt gemäss Einzelanalyse. Der Gesamtbedarf der Haushalte weist wegen der zunehmenden Anzahl von Haushalten höhere jährliche Zuwachsraten auf als der spezifische Bedarf.

Für die Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» konnte, mangels detaillierter Verbrauchsstatistiken, nur eine globale Analyse durchgeführt werden, wobei das Bruttoinlandsprodukt als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrösse gewählt wurde. Der Ansatz wurde, wie bereits im Sektor Haushalt, so gewählt, dass sich längerfristig eine Sättigung des Verbrauchs einstellen wird. Dies führt zu den Prognosewerten nach Tabelle 2.

Um die Prognose für die beiden Untergruppen zu überprüfen, wurde für die gesamte Verbraucherkategorie der Zusammenhang zwischen Verbrauch und «Privatem Konsum» untersucht. Bis zur Ölkrise 1973 und 1974 war der Zusammenhang der beiden Grössen sehr eng. Nachher zeigt sich jedoch eine deutliche Abweichung vom bisherigen Trend, indem bei sinkendem «Privatem Konsum» der Stromverbrauch trotzdem zunahm, wenn auch mit vorübergehend kleineren Zuwachsraten. Dieser Tatbestand kann damit erklärt werden, dass die elektrische Energie in dieser Verbraucherkategorie eine Art von Grundbedarf darstellt, der bei – zumindest kurzfristigen – konjunkturellen Rückschlägen unvermindert beansprucht wird. Für die Abschätzung der künftigen Bedarfsentwicklung wurde unterstellt, dass diese einmalige, kurzfristige Abweichung vom bisherigen Zusammenhang der beiden Grössen nicht durch eine grundsätzliche Veränderung der bisherigen Gesetzmässigkeiten bedingt ist. Ab 1977 wurde daher der gleiche Zusammenhang (Elastizität) zwischen dem Elektrizitätsverbrauch und dem «Privaten Konsum» angenommen, wie er von 1960 bis 1973 zu beobachten war. Dies führt zu den Prognosewerten nach Tabelle 3.

Die Summe der Einzelprognosen für die beiden Untergruppen liegt leicht über der Gesamtprognose der heterogenen Verbraucherkategorie, dürfte aber deren Eigenheiten besser Rechnung tragen. Andererseits liegt sie wesentlich unter weiteren berechneten Ansätzen (vgl. Anhang 4), welche zwar die Verbrauchsentwicklung von 1960 bis 1977 nach rein statistischen Kriterien besser nachzubilden gestatten, aber zu unrealistisch hohen Verbrauchswerten bis 1990 führen.

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung in der Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» Tabelle 3

Jahr	Gesamtprognose (GWh)	Summe der Einzelprognosen für die beiden Untergruppen: Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	17 674	17 674	
1980	18 900	19 800	3,9
1985	22 500	23 500	3,5
1990	25 400	26 700	2,6

Das Ergebnis der Einzelprognosen für die beiden Untergruppen kann also insgesamt als plausibel betrachtet werden und soll als eigentliche Prognose für diese Verbraucherkategorie dienen. Es liegt etwas über den von der GEK angenommenen Werten[7]), ergibt jedoch einen besseren Anschluss an die effektive Verbrauchsentwicklung seit 1975. Beispielsweise überschritt der Elektrizitätsverbrauch in diesem Sektor im Jahre 1978 bereits das von der GEK für 1980 angenommene Niveau.

2.3.2 Verbraucherkategorie «Industrie»

Der Elektrizitätsverbrauch der Industrie folgte bisher der wirtschaftlichen Entwicklung sehr genau. Deshalb drängt sich für die Abschätzung der künftigen Bedarfsentwicklung eine Methode auf, die die enge Kopplung zwischen Wirtschaftsentwicklung und Elektrizitätsverbrauch berücksichtigt. Als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrössen wurden in verschiedenen Ansätzen (vgl. Anhang 5) das Bruttoinlandsprodukt und der Index der industriellen Produktion verwendet, die Prognosen liefern, welche sehr nahe beieinander liegen und zu den Werten in Tabelle 4 führen.

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung in der Verbraucherkategorie «Industrie» Tabelle 4

Jahr	Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	10 904	
1980	12 000	3,2
1985	13 700	2,7
1990	15 300	2,2

Im Vergleich mit der GEK liegt diese Prognose um etwa 10 % tiefer, bedingt einerseits durch eine unterschiedliche Ausgangsbasis, andererseits durch eine bei der Prognose der GEK etwas hoch angesetzte Zuwachsrate für die Jahre bis 1980.

Die von 1976 bis 1978 beobachteten tatsächlichen Verbrauchswerte liegen ebenfalls unter den Annahmen der GEK[7]). Die vorliegende, etwas niedrigere Prognose passt sich diesem Trend an und erscheint deshalb gerechtfertigt.

2.3.3 Verbraucherkategorie «Verkehr»

Im Sektor «Verkehr» wurde elektrische Energie bisher vorwiegend durch die Bahnen verwendet. Für die Prognose der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung im Verkehr sind aus diesem Grunde hauptsächlich die Bahnen massgebend.

Der Verbrauch durch die Bahnen wies in der Vergangenheit insgesamt leicht steigende Tendenz auf, war jedoch auch von Phasen der Stagnation, ja sogar des Rückgangs gekennzeichnet.

Die künftige Verbrauchsentwicklung der Bahnen hängt stark von der weiteren Entwicklung der Nachfrage nach Transportleistung ab, die ihrerseits von der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung und insbesondere von politischen Entscheidungen abhängig ist. Ohne fühlbare verkehrspolitische

[7]) Gemäss Szenarium I – eingriffslose Entwicklung.

Massnahmen dürfte der Trend zu einer weiteren überdurchschnittlichen Zunahme des Strassenverkehrs anhalten.

Der Bericht über die Gesamtverkehrskonzeption (GVK), welcher auf den Energieverbrauch des Schienenverkehrs im Jahre 2000 eingeht, könnte zur Abschätzung des langfristigen Trends des Elektrizitätsverbrauchs der Bahnen herangezogen werden. Die von der GVK vorgeschlagenen Massnahmen zur Belebung des Schienenverkehrs dürften jedoch im Prognosezeitraum bis 1990 nur in beschränktem Umfang wirksam werden. Die Prognose für die vorliegende Untersuchung (siehe Anhang 6) stützt sich deshalb auf den bisherigen Zusammenhang zwischen dem Verbrauch der Bahnen und dem Index der industriellen Produktion, was zu den Werten gemäss Tabelle 5 führt.

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung in der Verbraucherkategorie «Verkehr» Tabelle 5

Jahr	Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	1 999	
1980	2 100	1,7
1985	2 300	1,8
1990	2 450	1,3

Entsprechend der bisherigen Tendenz bedeutet dies einen unterproportionalen Anstieg des Verbrauchs im Verhältnis zum Index der industriellen Produktion und ein weiteres leichtes Absinken der Zuwachsraten.

2.3.4 Gesamtbedarf

Um die in den vorstehenden Abschnitten ermittelten Prognosen für die einzelnen Kategorien zu überprüfen, wurde eine Prognose für den gesamten Bedarf der Schweiz an elektrischer Energie im Rahmen der unbeeinflussten Entwicklung und ohne Berücksichtigung des Verbrauchs der bereits vorhandenen Elektroheizungen erstellt. Die Untersuchung der bisherigen Verbrauchsentwicklung zeigt auch hier eine deutliche Trendabweichung ab 1974, welche durch die Rezession bedingt ist. Es tritt, wenn auch nicht so ausgeprägt wie beim Haushalt, eine Art von Beharrungszustand (Remanenz) auf, das heisst, trotz des deutlichen Rückgangs des Bruttoinlandsproduktes in den Jahren 1975 und 1976 nahm der Elektrizitätsverbrauch nur geringfügig ab oder stieg sogar leicht an. Es wurde deshalb ein Prognoseansatz gewählt (siehe Anhang 7), welcher nebst der Zeit das Bruttoinlandsprodukt als wirtschaftliche Bestimmungsgrösse enthält, was eine sehr gute Nachbildung der Rezessionsjahre ergibt und zu den in Tabelle 6 aufgeführten Werten führt.

Unbeeinflusste Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes der Schweiz (Gesamtprognose Stufe Endenergie, ohne Berücksichtigung der Elektroheizung und der Elektrokessel) Tabelle 6

Jahr	Prognose (GWh)	Mittlere Zuwachsrate (%/Jahr)
1977 (Ist)	30 577	
1980	33 700	3,3
1985	40 100	3,5
1990	46 300	2,9

In Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Gesamtprognose den Resultaten der Analyse der einzelnen Verbraucherkategorien gegenübergestellt. Die Abweichungen sind bis zum Jahre 1985 gering und betragen auch im Jahre 1990 nur etwa 4 %.

Die Summe der sektoriellen Prognosen, die den spezifischen Eigenheiten der einzelnen Verbraucherkategorien besser Rechnung trägt und welche durch die Gesamtprognose weitgehend bestätigt wird, soll als eigentliche Prognose für die unbeeinflusste Bedarfsprognose weiterverwendet werden.

Unbeeinflusste Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes der Schweiz: Gegenüberstellung der Prognosen (Stufe Endenergie, ohne Berücksichtigung der Elektroheizung und der Elektrokessel, in GWh) Tabelle 7

			1977 (Ist)	1980	1985	1990
Untergruppe	«Haushalt»	(A)	7 759	8 900	10 900	12 600
Untergruppe	«Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen»	(B)	9 915	10 900	12 600	14 100
Verbraucherkategorie	«Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistung»	(A+B)	17 674	19 800	23 500	26 700
Verbraucherkategorie	«Industrie»	(C)	10 904	12 000	13 700	15 300
Verbraucherkategorie	«Verkehr»	(D)	1 999	2 100	2 300	2 450
Elektrizitätsbedarf (gemäss sektoriellen Prognosen) (mittlere Zuwachsraten)		(A+B+C+D)	30 577	33 900 (3,5 %)	39 500 (3,1 %)	44 450 (2,4 %)
Elektrizitätsbedarf (gemäss Gesamtprognose)			30 577	33 700	40 100	46 300

2.4 Weitere Einflussfaktoren auf die Nachfrage nach elektrischer Energie

Die in Kapitel 2.3 aufgestellten Prognosen gehen von der unbeeinflussten Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes aus, bei der unterstellt wird, dass die den Verbrauch bestimmenden Faktoren nach Stärke und Richtung gleich wirken wie in der Vergangenheit. Diese Annahme gilt seit der Ölkrise sicher nur noch mit Einschränkungen, denn das erwachte Energiebewusstsein wird nicht ohne Rückwirkung auf den künftigen Bedarf an elektrischer Energie bleiben. Dabei sind sowohl den Bedarf fördernde als auch den Bedarf senkende Faktoren zu berücksichtigen, wobei vorläufig nur mit Massnahmen gerechnet wird, die sich im Rahmen der bisherigen Rechtsordnung vor allem durch freiwillige, individuelle sowie kantonale und kommunale Anstrengungen verwirklichen lassen. Diese Annahme entspricht sinngemäss dem Szenarium II der GEK. Sollte es zur Einführung eines Energieartikels in der Bundesverfassung gemäss Szenarium III der GEK kommen, dürften die Wirkungen erst ab etwa 1985 spürbar werden, so dass daraus keine allzu grossen Abweichungen resultieren sollten. Entsprechend den von der GEK erhobenen Postulaten sollen diese zusätzlichen Einflussfaktoren im folgenden unter den Stichworten «Energiesparen» und «Substitution von Erdöl» diskutiert werden.

2.4.1 Energiesparen

Die Einsicht in die Notwendigkeit des sparsamen Umganges mit Energie im Hinblick auf die beschränkten Ressourcen der heute vorwiegend verwendeten Primärenergieträger und auf die Forderungen des Umweltschutzes gewinnt immer mehr Anerkennung. Das Energiesparen ist auch nach Auffassung der «Zehn Werke» eine wichtige nationale Aufgabe und hat dort anzusetzen, wo die höchsten Spareffekte bei möglichst geringen negativen Auswirkungen auf die Wirtschaft zu erwarten sind. Diese Voraussetzungen sind im Bereich der Wärmeanwendungen, in welchem der Heizölverbrauch im Vordergrund steht, am besten erfüllt.

Es ist anzunehmen, dass Sparbestrebungen in den nächsten Jahren auch beim Elektrizitätsverbrauch in zunehmendem Masse wirksam werden. Es wird daher versucht, nebst einer qualitativen Beurteilung denkbarer Einsparungen auch eine quantitative Abschätzung vorzunehmen.

Sparimpulse können im Energiesektor sowohl von konstruktiv-technischen Massnahmen als auch vom Verhalten der Konsumenten ausgehen. Beide Komponenten bedingen jedoch ein starkes Energiebewusstsein der Verbraucher. Einerseits werden nur dann sparsamere Apparate und Geräte hergestellt, wenn der Konsument diese beim Kauf trotz allenfalls etwas höherer Anschaffungskosten bevorzugt. Andererseits muss das vorhandene Sparpotential bei der Anwendung auch bewusst ausgenützt werden. Erfahrungsgemäss lässt sich das Verhalten nur schwer und langfristig ändern, und es bedarf grosser Anstrengungen im Bereich der Information, damit das vorhandene Potential guten Willens auch wirklich zu namhaften Einsparungen führen kann.

In Anlehnung an eine von der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) ausgearbeiteten Studie[8]) wurde für die wichtigsten im Haushalt verwendeten Apparate (Elektroboiler, Kochherd, Kühlschrank, Tiefkühlgerät, Geschirrspüler, Waschmaschine, Wäschetrockner) sowohl das Sparpotential als auch die im Prognosezeitraum bis 1990 wahrscheinliche Einsparung ermittelt (vgl. Anhang 8). Wird für alle übrigen Haushaltanwendungen, die 1977 nur etwa 30% des Verbrauchs der Haushalte ausmachten, ein ähnliches Sparpotential angenommen, ergibt sich im Sektor Haushalt mit diesen Annahmen und auf der Basis der 1990 zu erwartenden Bedarfsstruktur eine mögliche Einsparung von knapp 10% bezogen auf die unbeeinflusste Entwicklung.

Die Einsparungen in den übrigen Verbrauchskategorien (Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) können nur pauschal abgeschätzt werden. Es bestehen zwar detaillierte Untersuchungen über die Sparmöglichkeiten bei einzelnen Anwendungen und Verfahren. Deren Einfluss auf den gesamten Verbrauch kann jedoch nicht ausgeschieden werden. Bei der Abschätzung des Sparpotentials dieser auf Wirtschaftlichkeit ausgerichteten Sektoren (insbesondere der Industrie) muss davon ausgegangen werden, dass schon bisher auf rationelle Energieanwendungen geachtet wurde, dies im besondern Masse bei der im Vergleich mit anderen Energieträgern relativ teuren Elektrizität. Wirtschaftliche Einflüsse, wie relatives Ansteigen der Energiepreise gegenüber den übrigen massgebenden Produktions- und Dienstleistungskosten oder energiepolitische Massnahmen, können weitere Anstrengungen zu einem noch sparsameren Umgang mit Energie auslösen. Es wird hier vorausgesetzt, dass in den Sektoren Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und Industrie bis 1990 bereits ein Teil der insgesamt möglichen Sparmassnahmen wirksam wird und zu Einsparungen von etwa 6% gegenüber der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung führt. Im Sektor Verkehr sind vorläufig keine relevanten, quantifizierbaren Möglichkeiten zur Einsparung von elektrischer Energie bei den Bahnen erkennbar. Allenfalls künftig realisierbare Elektrizitätseinsparungen werden aufgrund des relativ kleinen Anteils des Schienenverkehrs am gesamten Verbrauch elektrischer Energie auch kaum ins Gewicht fallen.

In Tabelle 8 sind die möglichen Einsparungen in den einzelnen Verbrauchskategorien gegenüber der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung zusammengestellt. Bezüglich ihrer zeitlichen Entwicklung wurde angenommen, dass ein grosser Teil der Einsparungen, welcher auf konstruktiv-technische Massnahmen zurückzuführen ist, nach Massgabe der Erneuerungsrate der energieverbrauchenden Geräte, Apparate und Anlagen erst in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre zu erwarten ist.

Mögliche Elektrizitätseinsparungen gegenüber der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung — Tabelle 8

Verbraucher-kategorie	1980		1985		1990	
	%	GWh	%	GWh	%	GWh
Haushalt	1	89	3,7	403	9,7	1 222
Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen	1	109	3	378	6	846
Industrie	1	120	3	411	6	918
Verkehr	–	–	–	–	–	–
Total der Einsparungen	0,94	318	3	1 192	6,7	2 986

[8]) Überlegungen zur künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland bis 1990, Frankfurt am Main, 1977.

2.4.2 Substitution von Erdöl durch elektrische Energie[9])

Die GEK postuliert in ihrem Schlussbericht die Substitution von Erdöl als wichtige Zielsetzung zur Reduktion der einseitigen Erdölabhängigkeit von gegenwärtig 75 % am Gesamtenergieverbrauch der Schweiz. Alle übrigen Energieträger sind aufgerufen, einen verstärkten Beitrag zur Energiebedarfsdeckung zu leisten. Dies gilt nicht nur für die «traditionellen» Energieträger Elektrizität, Erdgas, Holz oder Kohle, sondern auch für die «alternativen», erneuerbaren Energiequellen wie Sonnenenergie und Biogas. Neue Formen der Energieerzeugung und -verwertung, wie die Wärme-Kraft-Kopplung oder Totalenergieanlagen und Wärmepumpen, können zu einer besseren Ausnutzung der Primärenergieträger beitragen. Zwischen den verschiedenen Substitutionsenergien muss dabei nicht notwendigerweise ein Konkurrenzverhältnis bestehen, sondern sie können sich ohne weiteres ergänzen, indem sie dort eingesetzt werden, wo ihre spezifischen Vorteile in wirtschaftlicher, technischer und ökologischer Hinsicht am besten zur Geltung kommen.

In diesem Sinne werden im folgenden zuerst die theoretischen Möglichkeiten zum Ersatz von Erdöl durch elektrische Energie in den verschiedenen Anwendungsbereichen untersucht, die sich langfristig bei möglichst weitgehender Substitution von Erdöl ergeben könnten. Bei dieser Betrachtungsweise wird die zeitliche Entwicklung der Nachfrage nach Substitutionsenergien nicht berücksichtigt. Erst anschliessend wird anhand der mutmasslichen Nachfrageentwicklung die bis 1990 voraussichtlich realisierbare Substitution geschätzt.

a) Theoretisches Substitutionspotential

Für das langfristige, theoretische Substitutionspotential der Elektrizität zur *Raumheizung und Warmwasserbereitung* zeichnen sich zwei Grenzen ab. Die eine Grenze ergibt sich aus einer «optimalen» Aufteilung zwischen den verschiedenen Substitutionsenergien im bereits erwähnten Sinne. Die andere Grenze ist durch das elektrische Verteilnetz gegeben, welches zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes ohne Berücksichtigung der Substitution erforderlich ist.

Zur Ermittlung der «optimalen» Aufteilung zwischen den verschiedenen Substitutionsenergien wurde zuerst das Substitutionspotential der Fernwärme sowie des Erdgases geschätzt. Anschliessend wurde der Beitrag beurteilt, den die erneuerbaren Energieformen (Sonnenenergie, Biogas, Holz und Umgebungswärme) aufgrund ihrer Angebotsperspektiven langfristig zur Wärmebedarfsdeckung erbringen dürften. Das verbleibende Potential im Umfang des Wärmebedarfes von rund 30 % der Gesamtbevölkerung der Schweiz könnte durch Elektrizität gedeckt werden.

Ohne wesentliche Mehrinvestitionen im Verteilnetz kann zum normalen Elektrizitätsbedarf eine zusätzliche Energiemenge zur Substitution von Erdöl verteilt werden. Diese wird durch die im Verteilnetz auftretende Höchstlast beschränkt.

Das auf dieser Grundlage ermittelte theoretische Substitutionspotential führt zu den in Tabelle 9 aufgeführten Werten. Der für 1989/90 ermittelte Wert entspricht etwa dem Wärmebedarf von 15% der Bevölkerung, wobei jedoch gegenüber den heutigen Verhältnissen eine wesentlich bessere Wärmeisolation der Häuser vorausgesetzt wird (siehe Anhang 9).

[9]) Vergleiche Anhang 9.

Theoretisches Substitutionspotential der Elektrizität zur Raumheizung und Warmwasserbereitung Tabelle 9

Hydrologisches Jahr	Potential (GWh)
1979/80	4 300
1984/85	5 000
1989/90	5 600

In der *Industrie* variiert das Substitutionspotential relativ stark, je nach Industriezweig. Insgesamt kann damit gerechnet werden, dass sich theoretisch rund 40% des Energiebedarfes der Industrie für die Substitution eignen. Nebst der Elektrizität kommen aber auch Erdgas und Kohle als Substitutionsenergien in Frage.

Für den *Verkehr,* auf den heute etwa ein Viertel des Gesamtenergieverbrauchs entfällt, bestehen zwei Möglichkeiten der Substitution. Einmal die Förderung des Schienenverkehrs bei Personen- und Gütertransporten zu Lasten des Strassenverkehrs und zweitens der Einsatz von Elektromobilen im Nahverkehr. Das entsprechende theoretische Substitutionspotential ist relativ gross.

b) Mögliche Substitution

Die Ausschöpfung des im vorstehenden Abschnitt aufgeführten theoretischen Substitutionspotentials ist von der preislichen Konkurrenzfähigkeit der elektrischen Energie gegenüber den Erdölprodukten sowie von zu erwartenden energiepolitischen Massnahmen zur Substitutionsförderung abhängig. Im Falle einer überraschenden Erdölkrise kann es allerdings auch zu einer sogenannten «wilden» Substitution kommen, indem unkontrolliert elektrische Heizgeräte angeschlossen werden. Dies kann zu einem sprunghaften Anstieg des Elektrizitätsbedarfes führen. Von dieser Art Substitution wird jedoch im folgenden abgesehen.

Der Verbrauch von Elektrizität für die *Raumheizung* hat bis 1977/78 einen Anteil von etwa 2,3 % des gesamten Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz erreicht. Aufgrund der rasch ansteigenden Verbreitung der Elektroheizung darf auch weiterhin mit einer starken Zunahme gerechnet werden. Diese wurde auf 15 % der insgesamt etwa 100000 Heizanlagen geschätzt, welche jährlich neu erstellt oder ersetzt werden. Dies entspricht einer Substitutionszunahme von etwa 230 GWh pro Jahr.

Zusätzlich ist mit einer gewissen, aus Gründen der besseren Ausnützung der Primärenergie und des Umweltschutzes zu begrüssenden Verbreitung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen zu rechnen, sofern nicht erschwerende Bestimmungen, insbesondere über die Inanspruchnahme von ober- und unterirdischen Gewässern, dieser Lösung entgegenstehen.

Für die *Warmwasserbereitung* mittels Elektroboilern kann zusätzlich zu der in der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung enthaltenen «natürlichen» Substitution ein weiterer Substitutionsanteil in Rechnung gesetzt werden.

Für Raumheizung und Warmwasserbereitung zusammen wird mit einer Ausschöpfung des in Tabelle 9 für das Jahr 1990 aufgeführten theoretischen Potentials von rund 70 % gerechnet.

In der *Industrie* ist aufgrund des relativ niedrigen Schweröl-preises nur ein geringer Ausschöpfungsgrad des theoretischen Substitutionspotentials zu erwarten. Allein durch eine sehr starke Erhöhung der Erdölpreise würde die Substitution wesentlich gefördert. Da für die Umstellung auf Elektrizität eine

Substitution von Erdöl durch Elektrizität (GWh) Tabelle 10

	1980		1985		1990	
	Jahr	Winter	Jahr	Winter	Jahr	Winter
Elektroheizung [1])	1 100	900	2 300	1 885	3 400	2 790
Warmwasserbereitung [2])	100	50	200	100	300	150
Wärmepumpen [3])	30	30	100	95	300	285
Industrie [2])	–	–	200	100	300	150
Verkehr [2])	–	–	200	100	250	125
Total	1 230	980	3 000	2 280	4 550	3 500

[1]) Winteranteil 82 % [2]) Winteranteil 50 % [3]) Winteranteil 95 %

gewisse Zeit benötigt wird, wurde angenommen, dass die Substitution in diesem Sektor erst nach 1980 einsetzt.

Im Sektor *Verkehr* ist wegen der Einführung des neuen Reisezugkonzeptes in den frühen achtziger Jahren und wegen der Erhöhung des Huckepack-Angebotes im Güterverkehr mit einem zusätzlichen Energiebedarf gegenüber der unbeeinflussten Entwicklung zu rechnen. Es wird angenommen, dass dieser Mehrbedarf im Jahre 1985 200 GWh und im Jahre 1990 250 GWh betragen wird. Darüber hinaus dürfen die bedeutenden Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf schweizerischer und internationaler Ebene zur «Elektrifizierung» des Strassenverkehrs (Elektromobil) nicht ausser acht gelassen werden. Ob in diesem Sektor bis 1990 ein entscheidender Durchbruch gelingt, lässt sich heute schwer beurteilen, weshalb dieser Konsumzweig in der Bedarfsdeckung nicht berücksichtigt wurde.

In der Tabelle 10 ist die mögliche Substitution von Erdöl durch elektrische Energie nach Anwendungszwecken zusammengestellt. Es zeigt sich, dass bis 1985 rund 3000 GWh und bis 1990 4550 GWh substituiert werden können. Werden diese Werte mit jenen der GEK verglichen, ist ersichtlich, dass für das Vergleichsjahr 1985 die Werte der GEK mit 4100 GWh etwas höher liegen; es ist aber zu berücksichtigen, dass die GEK die Beurteilung aus der Sicht von 1975 vorgenommen hat, der vorliegende Bericht hingegen aus der Perspektive von 1979 erstellt wurde.

2.5 Ermittlung des voraussichtlichen künftigen Landesbedarfes an elektrischer Energie im Winterhalbjahr [10])

Die einzelnen Verbraucherkategorien weisen unterschiedliche Winteranteile am gesamten Jahresverbrauch auf; im Durchschnitt kann jedoch für die unbeeinflusste Entwicklung und für die Einsparungen mit einem Winteranteil von 52,5 % gerechnet werden. Der Raumheizungsbedarf im Winterhalbjahr beträgt aufgrund des Anteils der Gradtagzahlen im Winter etwa 82 %. Für Wärmepumpen ohne Zusatzheizsystem wird mit einem Winteranteil von 95 % gerechnet, weil die Leistungsziffer bei den tiefen Umgebungstemperaturen im Winter niedriger ist als die mittlere Leistungsziffer über die ganze Heizperiode.

Der Landesbedarf an elektrischer Energie setzt sich aus dem Bedarf bei den Verbrauchern und den Verlusten zwischen den Kraftwerken und den Bezügern zusammen. Von 1950 bis heute verminderten sich die Verluste als Folge der Modernisierung der Übertragungs- und Verteilnetze von 14 % auf knapp unter 10 %. In Zukunft dürften nur noch geringfügige Verbesserungen möglich sein, welche eine weitere Reduktion auf etwa 9 % ermöglichen werden.

Zusätzlich zum Endenergieverbrauch und zu den Verlusten kommt noch die notwendige Energie zum Antrieb der Speicherpumpen hinzu, damit die in Kapitel 3 ausgewiesene mittlere Speicherproduktion überhaupt realisiert werden kann. Von 1972 bis 1977 wurden für diesen notwendigen Pumpenbetrieb im Mittel rund 115 GWh pro Winterhalbjahr aufgewendet (siehe Anhänge 13 und 14).

Der voraussichtliche künftige Landesbedarf im Winterhalbjahr ist, unter Berücksichtigung all dieser Aspekte, in der Tabelle 11 aufgeführt. Zur Deckung dieses Bedarfes ist eine Erzeugung von 24500 GWh im Winterhalbjahr 1984/85 bzw. von 27700 GWh im Winterhalbjahr 1989/90 erforderlich. Diese Werte ergeben eine mittlere jährliche Zuwachsrate von 3,7 % in den Winterhalbjahren 1979/80 bis 1984/85 bzw. von 2,5 % in den Winterhalbjahren 1984/85 bis 1989/90. Im Vergleich zur GEK, die mit einem Winteranteil am Elektrizitätsbedarf des Jahres 1985 von 24700 GWh rechnet, kommen die «Zehn Werke» mit 24500 GWh für das Winterhalbjahr 1984/85 praktisch auf denselben Wert.

[10]) Der Bedarf im Sommerhalbjahr ist in Anhang 19 aufgeführt.

Berechnung des Elektrizitätsbedarfes im Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März) (GWh) Tabelle 11

	1976/77 (Ist)	1979/80	1984/85	1989/90
A Bedarf bei unbeeinflusster Entwicklung (52,5 % der Werte gemäss Tabelle 7)	–	17 800	20 700	23 350
B – Einsparungen (52,5 % der Werte gemäss Tabelle 8)	–	167	626	1 568
C + Substitution (Winteranteil gemäss Tabelle 10)	–	980	2 280	3 500
D = Gesamtelektrizitätsbedarf (A – B + C)	16 208	18 613	22 354	25 282
E + Verluste (9 % von D)	1 663	1 675	2 012	2 275
F + Notwendige Pumpenenergie	151 [1])	115	115	115
G = Notwendige Erzeugung zur Deckung des Landesbedarfs im Winterhalbjahr (D + E + F)	18 022	20 403	24 481	27 672
gerundet	18 000	20 400	24 500	27 700
(mittlere jährliche Zuwachsrate)		(4,3 %)	(3,7 %)	(2,5 %)

[1]) Verbrauch der Speicherpumpen nach Statistik 259 GWh, davon 108 GWh für den Umwälzbetrieb.

3. Elektrizitätserzeugung

3.1 Mittlere Erzeugung durch Wasserkraftwerke

3.1.1 Bestehende Anlagen

Der Anteil der Wasserkraftwerke an der schweizerischen Elektrizitätserzeugung hat seit Mitte der sechziger Jahre als Folge der Betriebsaufnahme konventionell- und nuklear-thermischer Erzeugungsanlagen stetig abgenommen (siehe Anhang 10). Mit einem Anteil von über 75 % an der jährlichen Gesamterzeugung sind die hydraulischen Kraftwerke aber nach wie vor äusserst wichtig für die Deckung des Elektrizitätsbedarfes unseres Landes, insbesondere für die Deckung des Starklast- und des Spitzenlastbedarfes.

Die Erzeugung durch die bestehenden Wasserkraftwerke wurde für die Laufkraftwerke und für die Speicherkraftwerke getrennt ermittelt, da die Erzeugungsmerkmale dieser beiden Produktionsarten wesentliche Unterschiede aufweisen.

Die Erzeugung durch die *Laufkraftwerke* ist abhängig von der jeweiligen Abflussmenge der sie speisenden Flussläufe. Diese Abflussmenge verändert sich in der Regel nur langsam innerhalb eines Tages, so dass die von diesen Werken erzeugte Energie im Tagesverlauf verhältnismässig konstant anfällt. Laufkraftwerke werden deshalb vor allem zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Die künftige Erzeugung wurde aufgrund langjähriger Statistiken des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW) berechnet (siehe Anhang 11).

Die Erzeugung durch die *Speicherwerke* ist dagegen weitgehend unabhängig von der momentanen Zuflussmenge. Das im Sommer gespeicherte Wasser kann zu jedem beliebigen Zeitpunkt genutzt werden. Diese Werke verfügen demnach über eine grosse Einsatzflexibilität und sind im Rahmen der installierten Leistung in der Lage, augenblicklich jeder Leistungsänderung seitens der Verbraucher gerecht zu werden. Ihre Aufgabe besteht darin, den veränderlichen Teil des Energiebedarfes zu decken.

Die im Winter von den Speicherwerken erzeugbare Energiemenge ist abhängig von den im vorausgegangenen Sommer gespeicherten Wassermengen und von den natürlichen Zuflüssen zu den Speichern während des Winters. Sie hängt zudem von der Wassermenge ab, die am Ende des Winters in den Speicherbecken zurückbehalten werden muss, damit der stark schwankende Bedarf bis zum Eintritt der Schneeschmelze gedeckt werden kann.

Zu Beginn des Winters, das heisst am 1. Oktober, beträgt der Gesamtinhalt der Speicherbecken im Mittel etwa 92 % des Speichervermögens. Am Ende des hydrologischen Winters, also am 31. März, enthalten die Speicherbecken im Mittel der letzten zehn Jahre noch etwas über 20 % des Speichervermögens (siehe Anhang 12). Dies ist nötig wegen der in den nachfolgenden Übergangsmonaten April und Mai herrschenden meteorologischen Verhältnisse, die oft sprunghaft von einem Extrem ins andere wechseln. Dies wiederum hat starke Schwankungen der Wasserführung der Flüsse sowie des Elektrizitätsverbrauchs zur Folge. Zudem muss mit den Revisionen hydraulischer und thermischer Erzeugungsanlagen zur Vermeidung unzulässiger Überlappungen zum Teil sehr früh im Sommerhalbjahr begonnen werden. Dessen ungeachtet muss jederzeit genügend Leistung zur Verfügung stehen, um den raschen und grösseren Verbrauchsschwankungen folgen zu können und die Netzregelung sicherzustellen. Aus diesem Grunde erachten die «Zehn Werke» einen Speicherinhalt von 20 % am 31. März als betriebsnotwendig (Annahme der GEK: 15 %). Der tiefste Stand wird normalerweise erst Ende April bis Mitte Mai erreicht. Die grossen Speicherbecken in den Alpen mit Einzugsgebieten über 2000 m ü. M. erreichen ihren Tiefststand noch später, während die tiefergelegenen zu diesem Zeitpunkt bereits wieder einen beachtlichen Wiederauffüllungsgrad erreicht haben.

Zusätzlich zur Energie, die aus dem im Sommer gespeicherten Wasser erzeugt werden kann, können die Winterzuflüsse zu den Speicherbecken genutzt werden. Diese Zuflüsse sind aufgrund der Statistiken des Bundesamtes für Energiewirtschaft ermittelt worden (siehe Anhang 13). Die für die Füllung der Speicherbecken notwendige Pumpenenergie (siehe Anhang 14) wurde auf der Bedarfsseite in die Überlegungen einbezogen (siehe Tabelle 11).

Die Umwälzwerke, die zwar etwas mehr Energie verbrauchen als produzieren, wurden dagegen weder bei der Berechnung der Erzeugung der Wasserkraftwerke noch bei der Ermittlung des Bedarfes berücksichtigt. Da in diesem Bericht Energie- und nicht Leistungsbetrachtungen im Vordergrund stehen, ist dies zulässig.

Aufgrund dieser Überlegungen lässt sich die mittlere Erzeugung durch die Speicherkraftwerke im Winterhalbjahr wie folgt ermitteln:

Mittlere Speicherabsenkung im Winter (72 % des Speichervermögens von 8320 GWh)	5990 GWh
Mittlerer Speicherzufluss im Winter (gemäss Anhang 13)	1763 GWh
Mittlere Erzeugung durch die Speicherkraftwerke im Winter	7753 GWh

Das in Tabelle 12 ausgewiesene Gesamtarbeitsvermögen der Wasserkraftwerke im Winterhalbjahr entspricht einer mittleren Erzeugung. Die tatsächliche Erzeugung schwankt beträchtlich um diesen Mittelwert. In der Vergangenheit wurden in einem Winterhalbjahr sogar Zuflüsse erreicht, die nur 70 % des langjährigen Mittelwertes betrugen. Diese Tatsache muss bei der Ermittlung der erforderlichen Erzeugungsreserve berücksichtigt werden (siehe Kapitel 4.2).

3.1.2 Ausbau der hydraulischen Elektrizitätserzeugungsmöglichkeiten

Gemäss der Studie «Ausmass und Bedeutung der noch ungenutzten Schweizer Wasserkräfte», die vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband für die GEK ausgearbeitet wurde, wird die Zunahme des mittleren jährlichen Erzeugungspotentials der Wasserkraftanlagen auf insgesamt 680 GWh bis 1985 bzw. 3380 GWh bis zum Jahre 2000 geschätzt (ohne gezielte Förderung durch den Bund, die Kantone und die Gemeinden). Diese Zunahme resultiert bis 1985 lediglich aus dem Umbau und der Vergrösserung bestehender Anlagen sowie ab 1985 zusätzlich aus Neuanlagen.

Auf dieser Grundlage wurde unter Berücksichtigung der mittlerweile fertiggestellten Anlagen die bis 1990 zusätzlich verfügbare hydraulische Elektrizitätserzeugung berechnet (siehe Tabelle 12).

Der auf das Winterhalbjahr entfallende Anteil der zusätzlichen jährlichen Erzeugung wurde dem bisherigen Anteil entsprechend angenommen.

Prognose der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten im Winterhalbjahr von 1978/79 bis 1989/90 (GWh) Tabelle 12

	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90
Hydraulische Werke												
– Laufenergie	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818	5 818
– Speicherenergie	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753	7 753
– Ausbau	29	58	87	116	145	174	203	280	357	434	511	588
a) Hydraulische Erzeugung	13 600	13 629	13 658	13 687	13 716	13 745	13 774	13 851	13 928	14 005	14 082	14 159
Konventionell-thermische Werke												
– bestehende	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330
– neue	–	–	–	–	–	50	100	150	200	250	300	350
b) Konventionell-thermische Erzeugung	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 380	1 430	1 480	1 530	1 580	1 630	1 680
Kernkraftwerke												
– Mühleberg (320 MW)	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280	1 280
– Beznau 1+2 (700 MW)	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
– Fessenheim 1+2 (267 MW)	801	868	935	1 015	1 015	1 015	1 015	1 015	1 015	1 015	1 015	1 015
– Bugey 2+3 (324 MW)	373	972	1 053	1 134	1 231	1 231	1 231	1 231	1 231	1 231	1 231	1 231
– Gösgen (910 MW)	0	2 594	2 730	2 958	3 185	3 458	3 458	3 458	3 458	3 458	3 458	3 458
– Leibstadt (824 MW)	–	–	–	948	2 472	2 678	2 884	3 131	3 131	3 131	3 131	3 131
c) Erzeugung aus Kernkraftwerken	5 254	8 514	8 798	10 135	11 983	12 462	12 668	12 915	12 915	12 915	12 915	12 915
(davon Import aus Bezugsrechten an französischen Kernkraftwerken)	(1 174)	(1 840)	(1 988)	(2 149)	(2 246)	(2 246)	(2 246)	(2 246)	(2 246)	(2 246)	(2 246)	(2 246)
Gesamte Erzeugungsmöglichkeit (A+B+C)	20 184	23 473	23 786	25 152	27 029	27 587	27 872	28 246	28 373	28 500	28 627	28 754

3.2 Erzeugung durch konventionell-thermische Anlagen

3.2.1 Bestehende Anlagen

Die installierte Leistung der bestehenden konventionell-thermischen Anlagen betrug im Jahre 1978 etwa 620 MW, wovon 284 MW allein auf das mit Schweröl betriebene Kraftwerk Chavalon-sur-Vouvry (CTV) entfielen.

Unter der Annahme, dass keine dieser Anlagen vor 1990 ausser Betrieb gesetzt wird, erreicht deren mittlere jährliche Erzeugung etwa 1930 GWh, davon 1330 GWh im Winterhalbjahr. Sollte es sich als unerlässlich erweisen, könnte trotz relativ hoher Kosten der verwendeten fossilen Brennstoffe eine gewisse Erhöhung der Wintererzeugung in Betracht gezogen werden. Dies unter der Voraussetzung, dass der zusätzlich benötigte Brennstoff auf dem Markt erhältlich sein wird. Eine solche Erhöhung der Wintererzeugung von 320 GWh ist bei der Berechnung der Reservehaltung berücksichtigt worden (siehe Kapitel 4.2).

3.2.2 Neue konventionell-thermische Anlagen

Gegenwärtig befindet sich kein konventionell-thermisches Kraftwerk von einiger Bedeutung im Bau. Eine gewisse Zunahme der Erzeugungsmöglichkeiten durch die Betriebsaufnahme und durch Erweiterungen von Kehrichtverbrennungsanlagen, Fernheizkraftwerken und anderer Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ist jedoch zu erwarten. Die primäre Aufgabe solcher Werke ist die Wärmeerzeugung. Elektrizität fällt dabei als Nebenprodukt an. Diese zusätzliche Erzeugung ist für den Winter 1989/90 auf 350 GWh und für den Sommer 1990 auf 210 GWh geschätzt worden. Dies entspricht etwa einer Verdoppelung der heutigen Produktionskapazität der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. Angesichts der notwendigen Bauzeiten für solche Anlagen wurde angenommen, dass deren Produktion erst ab 1983/84 einsetzt, sich jedoch anschliessend bis 1989/90 gleichmässig entwickelt.

3.3 Erzeugung durch Kernkraftwerke

3.3.1 Anlagen in Betrieb

Die drei gegenwärtig im kommerziellen Betrieb stehenden Kernkraftwerke gehören zur *Leistungsklasse 300–400 MW* und weisen zusammen eine elektrische Nettoleistung von 1020 MW auf. Es handelt sich um Beznau 1 (350 MW), Beznau 2 (350 MW) und Mühleberg (320 MW). Diese drei Werke zeichneten sich in den letzten Jahren durch eine sehr hohe Verfügbarkeit aus, die deutlich über dem internationalen Durchschnitt lag. Man hat Grund zur Annahme, dass dies in den nächsten Jahren so bleiben wird. Die künftige Benutzungsdauer dieser Werke wurde deshalb mit 7000 Stunden pro Jahr angenommen, davon 4000 Stunden im Winterhalbjahr.

Die fünf in den ersten Betriebsjahren (Anlaufperiode) stehenden Kernkraftwerke gehören zur *Leistungsklasse 800 bis 1000 MW*. Es handelt sich um die französischen Kernkraftwerke Fessenheim 1 (890 MW), Fessenheim 2 (890 MW), Bugey 2 (925 MW) und Bugey 3 (925 MW), an denen sich schweizerische Elektrizitätsunternehmungen vertraglich Energiebezugsrechte gesichert haben, und um das schweizerische Kernkraftwerk Gösgen (910 MW), an welchem nur schweizerische Gesellschaften beteiligt sind. Der Importanteil an der Nettoleistung der französischen Werke beträgt 591 MW (267 MW für Fessenheim 1 und 2, 324 MW für Bugey 2 und 3).

a) Arbeitsverfügbarkeit im Normalbetrieb

Kernkraftwerke der Leistungsklasse 800–1000 MW sind erst seit wenigen Jahren in Betrieb, deshalb liegen noch keine genügend zuverlässigen Zahlenwerte über die nach der Anlaufperiode erreichbare Arbeitsverfügbarkeit vor. Die Verfügbarkeit kann indessen durch Extrapolation der internationalen Erfahrungen abgeschätzt werden, die mit Werken kleinerer Leistung gemacht wurden. Als Grundlage dazu dient eine Studie[11]), welche zeigt, dass die Verfügbarkeit mit zunehmender Grösse des Werkes leicht abnimmt. Es kann angenommen werden, dass die bei den kleineren Kernkraftwerken in der Schweiz beobachtete höhere Verfügbarkeit im Vergleich zum internationalen Durchschnitt analog auch für die in diesem Bericht berücksichtigten Werke der Leistungsklasse 800 bis 1000 MW gilt. Aufgrund dieser Erwägungen wurde für sie eine mittlere jährliche Benutzungsdauer von 6650 Stunden angenommen, davon 3800 Stunden im Winterhalbjahr. Dies entspricht einer Arbeitsverfügbarkeit von 76% über das ganze Jahr bzw. einer solchen von 87% für das Winterhalbjahr.

Zudem wurde angenommen, dass die Revisionsarbeiten und der Brennstoffwechsel bei allen Anlagen, also auch bei den drei Werken der Leistungsklasse 300–400 MW während des Sommerhalbjahres durchgeführt werden können. Dies dürfte allerdings nicht immer möglich sein. Insbesondere werden die schweizerischen Partner praktisch keinen Einfluss auf den von der Electricité de France nach ihren eigenen Bedürfnissen festgelegten Revisionsplan der Kernkraftwerke Fessenheim und Bugey haben. Es ist deshalb zu erwarten, dass in einzelnen Jahren die normalen längeren Stillstandszeiten von Kernkraftwerken auch in das Winterhalbjahr fallen werden. Dies kann dann im Winter zu einer Arbeitsverfügbarkeit führen, die unter dem angenommenen Mittelwert liegt.

Die gewählte mittlere Benutzungsdauer berücksichtigt auch eventuelle längerdauernde Störungen nicht. Solche müssen deshalb bei den Reserveüberlegungen speziell berücksichtigt werden (siehe Kapitel 4.2).

b) Arbeitsverfügbarkeit in der Anlaufperiode

Während der Anlaufperiode erreichen die neuen Kernkraftwerke ihre volle Betriebsdauer erst nach und nach. Die Elektrizitätserzeugung im ersten Jahr wird praktisch vom Inbetriebnahmeprogramm diktiert und schwankt sehr stark. Nach Abschluss dieser Testphase zeigen die bis heute verfügbaren Betriebsstatistiken, dass Kernkraftwerke im zweiten Betriebsjahr eine mittlere Verfügbarkeit von etwa 60% erreichen, die dann bis zum fünften Betriebsjahr ansteigt. Dieses an die neuesten internationalen Erfahrungen angepasste Modell ergibt die im Anhang 15 aufgeführten Werte für die mittlere Benutzungsdauer während der Anlaufperiode. Es schliesst jedoch von Fall zu Fall auftretende Abweichungen nicht aus.

Das bisher von der Elektrizitätswirtschaft für ihre Planung verwendete und von der GEK für den Schlussbericht übernommene Modell für die Anlaufperiode, das im Anhang 15 ebenfalls aufgeführt ist, weist für die Verfügbarkeit tiefere Anfangswerte auf. Diese liegen jedoch durchaus noch im Schwankungsbereich der beobachteten Verfügbarkeitswerte. Im Gegensatz zu dem bisher verwendeten, auf dem vorgesehenen Termin der kommerziellen Inbetriebnahme basierenden Modell berücksichtigt das neue Modell die bestehenden Unsicherheiten über den Inbetriebsetzungstermin eines neuen Werkes nicht. Solche Unsicherheiten werden daher bei der längerfristigen Planung des Werkausbaus separat zu berücksichtigen sein.

3.3.2 Anlagen im Bau

Das einzige Kernkraftwerk mit Nuklearbaubewilligung ist das im Bau stehende Werk Leibstadt, welches eine Leistung von 942 MW aufweist. Der Schweizer Anteil beträgt 824 MW. Die Inbetriebnahme des Reaktors ist auf Ende 1981 vorgesehen.

Weitere Kernkraftwerke (Kaiseraugst, Graben und Verbois), die dem Bewilligungsverfahren nach revidiertem Atomgesetz unterworfen sind, werden in den vorliegenden Berechnungen der Erzeugungsmöglichkeiten nicht berücksichtigt.

3.4 Mittlere Erzeugungsmöglichkeiten im Winterhalbjahr[12])

Die Tabelle 12 fasst die mutmassliche mittlere Erzeugung aller berücksichtigten Produktionsarten für die Winterhalbjahre 1978/79 bis 1989/90 zusammen. Sie zeigt, dass die Erzeugung bis zum Winter 1985/86 ziemlich stark zunimmt, dies dank der Betriebsaufnahme der neuen Kernkraftwerke. Danach nimmt sie nur noch wegen des Ausbaus hydraulischer und kleinerer konventionell-thermischer Werke zu, was einen schwachen Anstieg ergibt.

An dieser Stelle sei ausdrücklich darauf aufmerksam gemacht, dass in Tabelle 12 die mittlere Erzeugung ausgewiesen ist, die unter normalen hydraulischen Verhältnissen erreicht werden kann und nur unter der Voraussetzung gilt, dass kein grosses thermisches Kraftwerk eine längerdauernde Betriebsstörung erleidet. Wenn diese Voraussetzungen nicht erfüllt sind, ist die effektive Erzeugung wesentlich geringer.

4. Deckung des Bedarfes

4.1 Gegenüberstellung von Bedarf und mittlerer Erzeugung im Winterhalbjahr

Aus schon genannten Gründen konzentrieren sich die Abklärungen über die Deckung des Elektrizitätsbedarfes auf die Winterhalbjahre. Der von den «Zehn Werken» für das Winterhalbjahr geschätzte totale Bedarf ergibt sich aus Tabelle 11. Diese zeigt, dass der Bedarf – unter Berücksichtigung der Sparmöglichkeiten und der notwendigen Substitution – im Zeitraum von 1976/77 bis 1989/90 von 18000 GWh auf 27700 GWh ansteigt, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,4% entspricht.

Für die Produktion wurde in Kapitel 3 ermittelt, wie sich die mittlere Erzeugung entwickelt. Bei der Wasserkraft und bei der konventionell-thermischen Erzeugung wurde auch die in den nächsten Jahren zu erwartende mutmassliche Erweiterung der Produktionskapazität in Rechnung gestellt. Demgegenüber wurde bei der Kernenergie nur jene Produktionskapazität berücksichtigt, die aufgrund der baulichen und rechtlichen Situation bereits heute als gesichert gelten kann, das heisst zusätzlich nur noch diejenige des Kernkraftwerkes Leibstadt. Die weiteren Projekte, die noch den Bedarfsnach-

[11]) «Verfügbarkeitswerte für Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren der Leistungsklasse 950 und 1300 MWe», Studie der Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG für das EIR Würenlingen, Januar 1976.

[12]) Die mittleren Erzeugungsmöglichkeiten im Sommerhalbjahr sind im Anhang 20 aufgeführt.

Gegenüberstellung von Bedarf und mittlerer Erzeugung in den Winterhalbjahren 1978/79 bis 1989/90 (ohne Berücksichtigung der notwendigen Produktionsreserve) Tabelle 13

Winterhalbjahr	Landesbedarf an elektrischer Energie[1]) (GWh)	Mittlere totale Erzeugungsmöglichkeit[2]) (GWh)
1978/79	19 600	20 184
1979/80	20 400	23 473
1980/81	21 220	23 786
1981/82	22 040	25 152
1982/83	22 860	27 029
1983/84	23 680	27 587
1984/85	24 500	27 872
1985/86	25 140	28 246
1986/87	25 780	28 373
1987/88	26 420	28 500
1988/89	27 060	28 627
1989/90	27 700	28 754

[1]) Gemäss Tabelle 11; Zwischenwerte linear interpoliert.
[2]) Gemäss Tabelle 12.

weis erbringen müssen, blieben aus den Berechnungen ausgeklammert.

In Tabelle 13 sind der erwartete Bedarf und die mittlere Produktionsmöglichkeit für die Winterhalbjahre einander gegenübergestellt[13]). Die Zahlen illustrieren, dass im Normaljahr, das heisst bei mittleren Wasserverhältnissen und einem störungsfreien Betrieb der Kernkraftwerke, der Bedarf bis zum Winter 1989/90 gedeckt werden kann.

4.2 Reservehaltung und Versorgungssicherheit

Die Elektrizitätsversorgung ist indessen gewissen Risiken des Betriebsausfalls bei den thermischen Kraftwerken und Produktionsschwankungen bei den hydraulischen Kraftwerken ausgesetzt. Diese Tatsache macht Überlegungen zur Reservehaltung und entsprechende Vorkehren beim Ausbau der Produktionskapazitäten notwendig.

Ein Sektor, auf dem die statistischen Zufälligkeiten sehr gut bekannt sind, ist die *Wasserkraft*. Je nach Witterung wird die durchschnittliche Produktionsmöglichkeit über- oder unterschritten. Zahlenmässig lässt sich für den Fall von Produktionsverminderungen der folgende Zusammenhang feststellen:

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 Produktion unterschritten.

Diese Zahlen bedeuten beispielsweise, dass in einer längeren Reihe von Jahren in einem Viertel der Jahre 94 % der mittleren Produktion nicht erreicht werden, während in den übrigen drei Vierteln der Jahre der Wert von 94 % überschritten wird. Umgekehrt kann die mittlere Produktion auch mit gewissen Wahrscheinlichkeiten überschritten werden. Näherungsweise kann angenommen werden, dass das hydraulische Angebot, welches für die Erzeugungsmöglichkeit im Winterhalbjahr massgebend ist, gleichmässig in einem Band von ± 16 % um den Mittelwert schwankt (vgl. Anhang 16).

Ähnliche Überlegungen müssen auch bezüglich der thermischen Kraftwerke angestellt werden, die mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eine durchschnittliche Produktion erreichen, in einzelnen Jahren bzw. Wintern hingegen ganz ausfallen können.

Von grosser Tragweite sind die betrieblich bedingten Ausfälle von *Kernkraftwerken*. Bei den zur Bestimmung der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten der Kernkraftwerke angenommenen Benutzungsdauern (gemäss Kapitel 3) sind, wie schon erwähnt, extreme Ereignisse mit längerdauernden Ausfällen nicht berücksichtigt. Die Möglichkeit, dass ein Kernkraftwerk während eines ganzen Winters ausfallen kann, ist aufgrund der verfügbaren internationalen Statistiken deshalb zusätzlich mit einer Wahrscheinlichkeit von 5 % in Rechnung zu stellen.

Bei den *konventionell-thermischen Kraftwerken* wird angenommen, dass die ausgewiesene mittlere Produktion stets erreicht und im Falle einer Elektrizitätsverknappung sogar noch um 320 GWh im Winterhalbjahr gesteigert werden kann. Diese Reservekapazität ist jedoch nicht in jedem Fall gewährleistet. Deshalb wird davon ausgegangen, dass sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 5 % aus betrieblichen Gründen nicht verfügbar ist. Engpässe bei der Brennstoffversorgung dieser Werke sind zwar nicht auszuschliessen, wurden aber bei den Betrachtungen zur Reservehaltung nicht berücksichtigt.

Diese Erwägungen zeigen, dass die in Kapitel 3 errechnete mittlere Erzeugungsmöglichkeit keinesfalls der Maßstab für die Versorgungssicherheit und die Produktionsplanung für Kraftwerke sein kann. Vielmehr müssen Produktionsreserven vorgesehen werden, welche die Versorgungssicherheit im erforderlichen Mass erhöhen. Eine 100%ige Versorgungssicherheit kann allerdings niemals erreicht werden. Übertrieben hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit sind auch wirtschaftlich nicht vertretbar.

Angesichts der Tatsache, dass eine Unterversorgung unserer Wirtschaft und der privaten Haushalte zu sehr empfindlichen Störungen führt und dass der Aushilfsmöglichkeit durch das Ausland Grenzen gesetzt sind, *erachten die «Zehn Werke» eine Versorgungssicherheit von 95 % als unbedingt erforderlich.* Dies ist gleichbedeutend mit der Wahrscheinlichkeit einer Unterversorgung von 5 %.

Die in der UCPTE[14]) zusammengeschlossenen europäischen Elektrizitätsunternehmungen beurteilen die gleiche Versorgungssicherheit für jedes einzelne Land ebenfalls für notwendig, was dann im UCPTE-Raum insgesamt zu einer leichten Verbesserung der Versorgungssicherheit führt, allerdings unter der Voraussetzung, dass in Fällen grosser Störungen, von denen nebst Produktions- auch Übertragungsanlagen betroffen werden können, eine gegenseitige Aushilfe möglich ist.

An und für sich wäre zu berücksichtigen, dass sowohl die Prognosen für den künftigen Elektrizitätsbedarf als auch die in Rechnung gestellten Zunahmen bei der hydraulischen und konventionell-thermischen Produktion mit Wahrscheinlichkeiten behaftet sind. Da indessen objektive Kriterien für die Streuung dieser Werte fehlen, wird im folgenden davon ausgegangen, dass es sich um die bestmögliche Schätzung handelt und dass sich allfällige Abweichungen nach unten und oben insgesamt ungefähr ausgleichen.

[13]) Eine gleiche Gegenüberstellung für die Sommerhalbjahre erfolgt im Anhang 21.

[14]) Union pour la coordination de la production et du transport d'électricité

Aufgrund der vorangehend erläuterten Kenntnisse und Annahmen über die Wahrscheinlichkeiten der Betriebsverfügbarkeit der hydraulischen, konventionell-thermischen und nuklearthermischen Kraftwerke lässt sich ermitteln, wie gross die *Produktionsreserve* bemessen sein muss, damit die erforderliche Versorgungssicherheit von 95 % erreicht werden kann. Die Berechnung erfolgt so, dass für praktisch alle denkbaren Kombinationen bzw. Fälle der Produktion die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens berechnet wird[15]). Dadurch erhält man ein Gesamtbild über die Wahrscheinlichkeit des Erreichens gewisser Produktionswerte.

Die Simulation wurde für die Winterhalbjahre 1985/86 und 1989/90 durchgeführt. 1985/86 ist das erste Winterhalbjahr, in welchem alle berücksichtigten Kernkraftwerke voll in Betrieb sind, und 1989/90 ist das letzte der betrachteten Winterhalbjahre. Das Resultat dieser Berechnungen ist in Fig. 2 dargestellt. Es zeigt, dass bei der erforderlichen Versorgungssicherheit von 95 % eine Produktion von 24500 GWh im Winterhalbjahr 1985/86 gewährleistet werden kann.

Vergleicht man diesen Wert mit der mittleren Produktionsmöglichkeit dieses Winters von 28246 GWh (gem. Tabelle 12), so bedeutet dies, dass *eine Produktionsreserve im Ausmass von 13 % der mittleren Produktionskapazität* notwendig ist. Für den Winter 1989/90 ergibt sich bei einer mittleren Produktionsmöglichkeit von 28754 GWh eine mit 95 % Wahrscheinlichkeit garantierte Produktion von 25000 GWh. Dies entspricht ebenfalls einer Produktionsreserve von 13 % der mittleren Erzeugungsmöglichkeit.

In Fig. 3 sind für die Winterhalbjahre 1978/79 bis 1989/90 die Erzeugungsmöglichkeiten, der Bedarf und die notwendigen Reserven dargestellt. Bezüglich der Reservehaltung darf angenommen werden, dass eine Produktionsreserve von 13 % auch einige Jahre vor dem Winter 1985/86 und auch zwischen 1985/86 und 1989/90 erforderlich sein wird. Die Fig. 3 zeigt nun, dass die notwendige Reserve im Winterhalbjahr 1984/85 erstmals unterschritten wird[16]). *Ab dem Winterhalbjahr 1984/85 müssen deshalb zusätzliche Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden, damit die erforderliche Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Im Winterhalbjahr 1989/90 fehlt eine Energiemenge von 3085 GWh,* um den Bedarf von 27700 GWh mit der Versorgungssicherheit von 95 % zu decken. Dazu wäre eine mittlere Erzeugung von 31839 GWh[17]) notwendig.

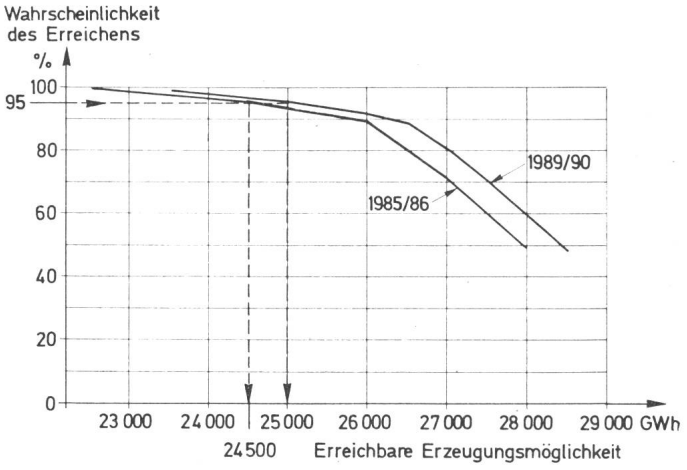


Fig. 2 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr
(Grundlagen s. Anhang 17)

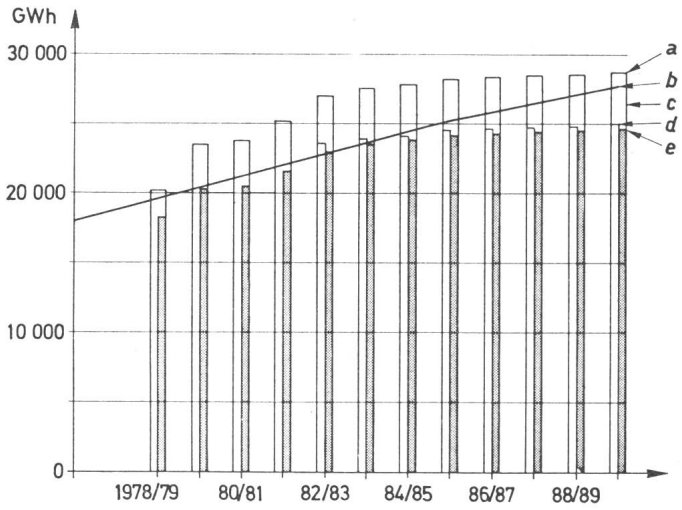


Fig. 3 Strombedarf und Erzeugungsmöglichkeiten im Winterhalbjahr
a mittlere Erzeugungsmöglichkeiten
b Bedarf
c notwendige Reserve
d mit 95 % Sicherheit gewährleistete Erzeugungsmöglichkeiten
e Erzeugungsmöglichkeiten gemäss dem angepassten GEK-Reservemodell (s. Anhang 18)

Bekanntlich enthält auch der GEK-Bericht Vorstellungen über die notwendigen Produktionsreserven. Nach Ansicht der GEK muss es möglich sein, die Versorgung auch dann noch zu gewährleisten, wenn das hydraulische Dargebot nur 94 % des langjährigen Mittels beträgt, wie es durchschnittlich einmal in vier Jahren vorkommen kann, und wenn gleichzeitig das jeweils grösste Kernkraftwerk ausfällt. Die «Zehn Werke» würden zusätzlich noch 320 GWh Mehrproduktion aus konventionell-thermischen Werken berücksichtigen. Dies bedeutet, dass nach diesem Konzept der GEK für den Winter 1985/86 folgende Produktionsreserven vorhanden sein müssen (vgl. Anhang 18):

Reduzierte Wasserkraftproduktion gemäss GEK	926 GWh
+ Reserve im Ausmass des Kernkraftwerkes Gösgen	3458 GWh
− Mögliche Steigerung der konventionell-thermischen Produktion im Falle eines Engpasses	− 320 GWh
= Total notwendige Produktionsreserve	4064 GWh

Demgegenüber ist aufgrund des vorliegenden Berichtes für das Winterhalbjahr 1985/86 eine Reserve von 3746 GWh notwendig. Dies bedeutet, dass die Erfordernisse gemäss diesem Bericht zwar etwas geringer sind, aber durchaus in der Grössenordnung liegen, wie sie die GEK annimmt. Mit anderen Worten kann aufgrund der vorliegenden Abklärungen festgestellt wer-

[15]) Die Berechnung erfolgt nach der sogenannten Monte-Carlo-Simultationsmethode. Insgesamt wurde die Simulation pro gerechnetes Winterhalbjahr 6000mal durchgeführt (siehe Anhang 17).

[16]) Für die Winterhalbjahre vor 1982/83 wurde weder die Simulation noch eine Anwendung der 13 %-Regel als sinnvoll erachtet. Bis dann kann die Produktionsseite jedoch ohnehin nicht mehr beeinflusst werden.

[17]) Dieser Wert abzüglich 13 % Reserve ergibt den Bedarf von 27700 GWh.

den, dass die Vorstellungen der GEK grössenordnungsmässig einer Versorgungssicherheit von etwa 95 % entsprechen[18]).

Mit einer Hilfestellung des Auslandes bei Engpässen in der Elektrizitätsversorgung der Schweiz kann mit der erforderlichen Garantie und im notwendigen Umfang, insbesondere was die Aushilfedauer anbelangt, nicht gerechnet werden (vgl. Kapitel 4.3). Eine eigene Reservehaltung durch die schweizerische Elektrizitätswirtschaft ist deshalb unbedingt notwendig.

4.3 Bedeutung des Elektrizitätsaustausches mit dem Ausland für die schweizerische Landesversorgung

Bei den Diskussionen um die Elektrizitätsversorgung taucht oft das Stichwort Elektrizitätsexport auf. Von den Elektrizitätsimporten ist dagegen kaum die Rede, obwohl sie gemeinsam mit den Exporten den eigentlichen Elektrizitätsaustausch ausmachen. Die veröffentlichten Zahlen über die Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie geben keinen Aufschluss über die vielfältigen Beweggründe, die zu einem Austausch mit dem Ausland führen, und sie werden deshalb oft falsch ausgelegt. Im folgenden wird kurz auf die betrieblichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte des Austausches eingegangen und ihre Bedeutung dargelegt[19]).

Der internationale Verbundbetrieb entwickelte sich seit der Gründung der UCPTE vor bald 30 Jahren in rasch wachsendem Umfang. Der Grundgedanke, welcher zu diesem europäischen Zusammenschluss beim Wiederaufbau Europas nach dem Zweiten Weltkrieg führte, ist heute immer noch so aktuell wie damals. Er bestand darin, alle erzeugbare elektrische Energie, ohne Rücksicht auf Landesgranzen, rationell und möglichst vollständig auszunutzen. Dies war im Hinblick auf den unterschiedlichen Ausbauzustand der Anlagen und die Verschiedenheit der Betriebscharakteristiken wertvoll.

Durch den Zusammenschluss und den Parallelbetrieb der Netze konnte zudem die Betriebs- und Versorgungssicherheit wesentlich gesteigert werden. Dies ist von grosser Bedeutung für die Frequenzhaltung und gewährleistet gleichzeitig den momentanen und automatischen Ausgleich von plötzlich auftretenden Ausfällen grösserer Produktions- oder wichtiger Übertragungsanlagen.

Eine Erhöhung der Versorgungssicherheit wird auch durch eine gegenseitige Reservestellung über die Landesgrenzen hinaus angestrebt, die über die momentane Aushilfe in Störungsfällen hinausgeht. Die dazu getroffenen vertraglichen Abmachungen, an denen auch die grossen Elektrizitätsunternehmungen der Schweiz beteiligt sind, sehen eine Aushilfe für Störungsfälle vor, die ein einzelner Vertragspartner nicht selbst bewältigen kann. Diese Aushilfe ist nur sichergestellt, sofern die Vertragspartner über die erforderlichen Reserven verfügen. Zudem muss die bezogene Aushilfsenergie rückerstattet werden. Diese Verträge beruhen alle auf Gegenseitigkeit, das heisst, die Schweiz hat bei Störungsfällen im Ausland im gleichen Umfang Aushilfe zu leisten. Eine kürzlich erfolgte Abklärung der Möglichkeiten einer weitergehenden, längerfristigeren Aushilfe aus dem Ausland bei Engpässen in der Elektrizitätsversorgung der Schweiz bestätigt die bereits im Schlussbericht der GEK zu diesem Thema dargelegten Folgerungen: Die ausländischen Elektrizitätsunternehmungen sind nicht in der Lage und können deshalb keine Garantie dafür abgeben, der Schweiz im erforderlichen Umfang eine gesicherte Reserve zu stellen, auch nicht im Rahmen von Abmachungen auf Gegenseitigkeit. Dafür bestehen viele Gründe. Vor allem gilt, dass jedes Land für die Deckung seines Bedarfes zu sorgen hat. Es ist kein Nachbarland bereit, ein grosses Kraftwerk für die Reservestellung zugunsten eines anderen Landes zu bauen.

Der Elektrizitätsaustausch der Schweiz mit dem Ausland bezweckt, abgesehen von der bereits erwähnten Reservestellung, einen möglichst optimalen Einsatz der vorhandenen und für die Landesversorgung erforderlichen Erzeugungsanlagen, um die Produktionskosten zu senken und somit die Elektrizitätstarife tief halten zu können. Die schweizerischen Elektrizitätsunternehmungen waren stets bestrebt, die Erzeugungsanlagen so auszubauen, dass der Landesbedarf auch bei relativ extremen Witterungsverhältnissen, bei plötzlichen Verbrauchssteigerungen und beim unvermeidlichen Ausfall einzelner Anlagen infolge Störungen oder Revisionsarbeiten gedeckt werden konnte. Da der Bedarf sehr variabel ist, sowohl über den Tag, die Woche als auch über das ganze Jahr gesehen, bei der Nutzung der Wasserkraft aber das hydraulische Angebot massgebend ist, entstehen zeitweise Diskrepanzen zwischen Bedarf und Erzeugungsmöglichkeit, die über den Energieaustausch mit dem Ausland ausgeglichen werden. Dabei stehen sowohl der wöchentliche Ausgleich zwischen Stark- und Schwachlastzeiten als auch der saisonale Ausgleich zwischen Winter und Sommer im Vordergrund. Beide Arten des Ausgleichs sind bedingt durch den grossen Anteil an der schweizerischen Erzeugungsmöglichkeit, der auf gut ausgebaute Laufkraftwerke und leistungsstarke Speicherwerke entfällt, während das Ausland vorwiegend über thermische Produktionsanlagen verfügt.

In welchem Masse die nicht voraussehbaren starken Schwankungen des Wasserdargebotes den Elektrizitätsaustausch zusätzlich zu beeinflussen vermögen, zeigt ein Vergleich der beiden in dieser Hinsicht extremen Sommerhalbjahre 1976 und 1977, in denen die Kernkraftwerke bei einer sehr hohen Verfügbarkeit etwa eine gleich grosse Produktion aufwiesen. Im trockenen Sommer 1976 betrug die Erzeugung aus nicht speicherbarer Wasserkraft 13 238 GWh, während sie im darauffolgenden nassen Sommer 1977 auf 21 702 GWh anstieg, somit um 8464 GWh höher ausfiel. Dem gegenüber steht eine Erhöhung des Ausfuhrüberschusses um 7527 GWh von 714 GWh im Sommer 1976 auf 8241 GWh im Sommer 1977, die nicht ganz der Mehrerzeugung entspricht, da der Bedarf etwas höher war und die Produktion der konventionell-thermischen Werke reduziert wurde. Diese Verhältnisse zeigen also deutlich, aus welchen Gründen der Exportüberschuss im Sommer 1977 so massiv ausfiel.

Die Inbetriebnahme einer neuen Anlage ergibt eine sprunghafte Zunahme der Erzeugungsmöglichkeit, während auf der anderen Seite der Bedarf stetig ansteigt. Bis der Landesbedarf die volle Erzeugungsmöglichkeit einer neuen Anlage zur Deckung beansprucht, was je nach Grösse der Anlage und des Bedarfszuwachses ein bis mehrere Jahre dauert, dient diese der erforderlichen Reservehaltung. Unter normalen Bedarfs- und Erzeugungsverhältnissen steht sie jedoch als freie Kapazität zur

[18]) Diese Aussage gilt auch für die Variante IV gemäss Botschaft des Bundesrates über die Ergänzung des Atomgesetzes vom 24. August 1977. Die übrigen Varianten in der erwähnten Botschaft können bezüglich der Versorgungssicherheit aufgrund der Fig. 2 quantitativ beurteilt werden.

[19]) Ausführliche Darstellungen zu diesem Thema enthält die folgende Veröffentlichung: E. Seylaz, Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft und der Austausch elektrischer Energie mit den Nachbarländern, VSE Zürich, November 1978.

Verfügung und kann je nach der momentanen Situation auf dem internationalen Elektrizitätsmarkt exportiert werden.

Eine weitere Form der internationalen Zusammenarbeit, die zu einem Elektrizitätsaustausch über die Landesgrenzen hinweg führt, stellt die Beteiligung an im Ausland gelegenen Produktionsanlagen dar, so zum Beispiel das vertragliche Energiebezugsrecht von schweizerischen Elektrizitätsunternehmungen an Kernkraftwerken in Frankreich (Fessenheim, Bugey) oder die Beteiligung der Electricité de France und deutscher Elektrizitätsversorgungsunternehmungen an schweizerischen Kernkraftwerksgesellschaften (Leibstadt, Kaiseraugst). Damit wird einerseits eine bessere Anpassung der Erzeugungskapazität der beteiligten Gesellschaften an ihren steigenden Bedarf erreicht und andererseits das unvermeidliche Ausfallrisiko auf eine grössere Anzahl von Anlagen aufgeteilt. Diese Form der Zusammenarbeit kann sich jedoch auch nachteilig auf die Versorgungssicherheit auswirken, indem lokale politische Ereignisse, wie zum Beispiel Streiks, den Energiebezug aufgrund dieser vertraglichen Energiebezugsrechte beeinflussen können.

Alle vorstehend genannten Arten für einen Elektrizitätsaustausch der Schweiz mit den Nachbarländern treten in der Praxis gemischt auf. Anhand der in der «Schweizerischen Elektrizitätsstatistik» ausgewiesenen globalen Zahlen für die Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie können sie allerdings nicht unterschieden werden.

Der heute gut funktionierende internationale Elektrizitätsverkehr, der weitgehend auf gegenseitigen Leistungen beruht, kann durch Energiekrisen, zum Beispiel allgemeine Engpasssituationen auf dem Primärenergiemarkt, wesentlich beeinflusst werden. Es darf daher bei Engpässen in der Elektrizitätsversorgung nicht mit einer gesicherten Aushilfe aus dem Ausland gerechnet werden.

4.4 Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Erzeugungsanlagen

Die GEK hebt drei unmittelbare Ziele der schweizerischen Energiepolitik hervor:

- sicher und ausreichend,
- volkswirtschaftlich optimal,
- umweltgerecht.

Diese Zielvorstellungen sind beim erforderlichen weiteren Ausbau der Anlagen zur Elektrizitätserzeugung zu berücksichtigen.

In diesem Sinne werden im folgenden die heute bestehenden technologischen Möglichkeiten zum Ausbau der Produktionsanlagen untersucht. Dabei stehen – abgesehen vom bereits in Kapitel 3 berücksichtigten Ausbau der hydraulischen Erzeugung sowie kleinerer und mittlerer Anlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung – die folgenden Möglichkeiten im Vordergrund:

- Produktionsverlagerung ins Ausland, das heisst Stromimport,
- Kohle-, Öl- oder Gaskraftwerke,
- Kernkraftwerke.

Unter den neuen Technologien steht die Nutzung der Sonnenenergie im Vordergrund. Sie eignet sich jedoch vorwiegend für die Warmwasserbereitung und für die Raumheizung. Ihre Anwendung zur Elektrizitätserzeugung (Sonnenkraft oder Fotozellen auf Halbleiterbasis) bedingt ein wesentlich höheres Energiepreisniveau als das heutige.

Eine *sichere und ausreichende* Elektrizitätsversorgung setzt voraus, dass die zur Elektrizitätserzeugung verwendeten Primärenergieträger längerfristig in genügender Menge vorhanden und auf dem Markt erhältlich sind. Ferner muss eine Vorratshaltung in der Schweiz selbst möglich sein, um Engpässe bei der Beschaffung überbrücken zu können. Diese Voraussetzungen sind – abgesehen von der Vorratshaltung – beim Erdöl aufgrund verschiedenster Perspektiven nicht gegeben. Dies ist ja gerade der hauptsächlichste Grund, dass die GEK die Substitution von Erdöl zu einem ihrer Postulate erhoben hat. Die Ressourcen an Erdgas und Uran werden ebenfalls als relativ begrenzt beurteilt. Allerdings steht ihrer weiteren Nutzung nichts im Wege, da sich längerfristig beim Erdgas Möglichkeiten zur Ablösung zeigen (Vergasung von Kohle und Wasserstofftechnologie) und die Ausnutzung des Urans nach Entwicklung der Brutreaktoren um ein Vielfaches gesteigert werden dürfte. Bei den Kernbrennstoffen ist auch die längerfristige Vorratshaltung auf kleinstem Raum möglich, während sie beim Erdgas zurzeit untersucht wird. Die Ressourcen an Kohle reichen beim heutigen Verbrauch noch Jahrhunderte, aber ihre Vorratshaltung in der Schweiz beansprucht viel Raum. Ein Stromimport würde die Schweiz allzusehr von der Lieferfähigkeit und Lieferbereitschaft des Auslandes abhängig machen.

Eine *wirtschaftliche* Elektrizitätsversorgung setzt eine möglichst preisgünstige Erzeugung der elektrischen Energie voraus. Die Energiegestehungskosten der mit Kohle, Öl oder Erdgas befeuerten Kraftwerke sind im Grundlastbereich wesentlich höher als diejenigen der Kernkraftwerke.

Eine möglichst *umweltgerechte* Elektrizitätsversorgung setzt voraus, dass sowohl die im Normalbetrieb auftretenden Immissionen als auch die im Störungsfall möglichen Auswirkungen gering sind. Öl- und Kohlekraftwerke belasten die Atmosphäre mit Abgasen. Nebst den direkten Auswirkungen durch die in den Abgasen enthaltenen Schadstoffe befürchtet man als indirekte Auswirkungen globale Veränderungen des Klimas durch das bei der Verbrennung entstehende Kohlendioxyd. Demgegenüber entstehen bei Kernkraftwerken weder Kohlendioxyd noch schädliche Abgase. Die Abgabe von Radioaktivität an die Umwelt ist nach den auf der ganzen Welt gemachten Erfahrungen äusserst gering. Die Erhöhung der Radioaktivität in der Umgebung der Kernkraftwerke ist wesentlich kleiner als die örtlichen Unterschiede der natürlichen Radioaktivität in der Schweiz. Weltweite Untersuchungen und wissenschaftliche Arbeiten haben gezeigt, dass die Entsorgung aller Arten von radioaktiven Rückständen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken in geologischen Formationen eine sichere Endlagerung gewährleistet. Entsprechende Untersuchungen werden in der Schweiz zurzeit durch die NAGRA [20]) durchgeführt. Zur Vermeidung von Pannen in Kernkraftwerken, die Auswirkungen auf die Umgebung zur Folge haben könnten, wird alles Erdenkliche getan. Die Sicherheitsanforderungen sind bei der Kerntechnik äusserst streng, und die Einhaltung der Sicherheitsbestimmungen wird scharf kontrolliert.

Eine Produktionsverlagerung ins Ausland, welche nicht auf Gegenseitigkeit beruht, und ein Import der dort erzeugten elektrischen Energie wäre wohl aus Gründen des Umweltschutzes in der Schweiz selbst willkommen, würde aber ein Abschieben der mit dem Elektrizitätsbedarf der Schweiz verbundenen

[20]) NAGRA = Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle

Umweltbelastung auf das Ausland bedeuten. Das Ausland dürfte einem solchen Begehren kaum Verständnis entgegenbringen.

Unter Beachtung all dieser Aspekte stellt die Kernenergie auch in Zukunft eine umweltfreundliche und wirtschaftliche Lösung für eine zuverlässige und ausreichende Elektrizitätsversorgung dar. Die Elektrizitätswerke planen deshalb für die Deckung des langfristigen Bedarfes Kernkraftwerke, wobei die Projekte für die Werke Kaiseraugst und Graben am weitesten fortgeschritten sind.

5. Zusammenfassung

5.1 Zielsetzung und grundsätzliche Abgrenzungen

Die «Zehn Werke» haben seit 1963 die Öffentlichkeit laufend über die sich bei der Bedarfsdeckung der Schweiz mit elektrischer Energie stellenden Probleme orientiert.

Das in jüngster Zeit erwachte Energiebewusstsein, die Entwicklung auf dem Erdölmarkt und der erneute wirtschaftliche Aufschwung werden einen wesentlichen Einfluss auf den künftigen Bedarf an elektrischer Energie haben. Dem Ausbau der Erzeugungsanlagen stehen aber vor allem politische Schwierigkeiten entgegen. Die Revision des Atomgesetzes bringt eine Verschärfung des Bewilligungsverfahrens mit sich und verlangt den Bedarfsnachweis für neue Kernkraftwerke.

Diese Umstände, welche die Planung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft stark berühren, veranlassen die «Zehn Werke», die künftige Bedarfsdeckung der Schweiz mit elektrischer Energie erneut in jenem zeitlichen Rahmen zu überprüfen, der für die Realisierung neuer Produktionsanlagen massgebend ist. Da von der Projektierung bis zur Inbetriebnahme neuer Anlagen mehr als ein Jahrzehnt verstreicht, wurde als Zeithorizont das Jahr 1990 gewählt.

Der vorliegende sechste Bericht der «Zehn Werke» wurde unter Berücksichtigung der Zielsetzungen und Postulate der GEK ausgearbeitet. Wo sich eine Konkretisierung aufdrängte, wurde vorläufig mit energiepolitischen Massnahmen gerechnet, die sich im Rahmen der heutigen Rechtsordnung verwirklichen lassen und sinngemäss dem Szenarium II der GEK entsprechen.

Die Beurteilung der künftigen Entwicklung des Bedarfes und der Erzeugung erfolgte aufgrund einer Analyse der Verhältnisse in der Vergangenheit, gegebener Rahmenbedingungen und weiterer, aus heutiger Sicht erkennbarer Einflussfaktoren. Die abgeleiteten Prognosen sind, obwohl Angaben für einzelne Jahre gemacht werden, als prinzipieller Trend zu werten. Von Jahr zu Jahr dürften – wie auch schon in der Vergangenheit – erhebliche Abweichungen vom durchschnittlichen Entwicklungspfad auftreten, ohne dass dadurch die grundsätzlichen Aussagen unrichtig würden.

Die Abschätzung des Bedarfes erfolgte für das Kalenderjahr, da nur für dieses die wirtschaftlichen Bestimmungsfaktoren vorliegen. Für die Bedarfsdeckung sind jedoch auch weiterhin die Verhältnisse im Winterhalbjahr massgebend, in welchem im Durchschnitt 52,5 % des Verbrauchs, aber trotz Speichern nur 43 % der hydraulischen Produktion anfallen.

5.2 Vorschau auf die künftige Bedarfsentwicklung

Zur Abschätzung des künftigen Elektrizitätsbedarfes wurde zuerst eine Prognose für die *unbeeinflusste Bedarfsentwicklung* erstellt, aufgrund externer Annahmen zur Entwicklung der wirtschaftlichen Bestimmungsfaktoren und der Bevölkerung. Dabei wurde angenommen, dass der bisherige Zusammenhang zwischen Elektrizitätsverbrauch und wirtschaftlicher sowie demographischer Entwicklung auch im Prognosezeitraum gültig bleibt. Die zusätzlichen Einflussfaktoren «Sparen» und «Substituieren» wurden nach den sich abzeichnenden Grenzen und den zu erwartenden Möglichkeiten geschätzt und der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung überlagert. Die Abschätzung des künftigen Bedarfes wurde getrennt nach Verbraucherkategorien durchgeführt, wobei zur Überprüfung dieser Vorhersage auch eine Gesamtprognose des Elektrizitätsbedarfes der Schweiz erstellt wurde.

Für die Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen», die in den letzten Jahren ein besonders rasches Wachstum aufwies, wurde zusätzlich eine Abschätzung der mutmasslichen Entwicklung in den beiden Untergruppen «Haushalt» sowie «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» vorgenommen. Die bisherige Verbrauchsentwicklung in der Untergruppe «Haushalt» lässt vor allem eine Entwicklung in Abhängigkeit der Zeit und weniger der wirtschaftlichen Faktoren erkennen. Deshalb wurde für diese Untergruppe eine Analyse des Elektrizitätsverbrauchs pro Haushalt durchgeführt, welche einen Anhaltswert für mutmassliche Sättigungsgrenzen des Verbrauchs liefert. Die für den Bedarf der Haushalte ermittelte Prognose ergibt im Jahre 1990 Werte, die noch weit unter dieser Sättigungsgrenze liegen.

Die gewählte Prognose für den unbeeinflussten Bedarf liegt im Vergleich mit der im Schlussbericht der GEK zugrunde gelegten unbeeinflussten Bedarfsentwicklung etwas höher. Sie weist jedoch ebenfalls abnehmende Wachstumsraten auf.

Bei der Beurteilung der *Einsparmöglichkeiten* an elektrischer Energie wurde vom Sparpotential bei einzelnen Anwendungen ausgegangen. Das über alle Anwendungen gemittelte gesamte Einsparpotential dürfte jedoch wesentlich geringer sein, insbesondere zum Beispiel auch im Vergleich zum Sparpotential beim Erdöl, weil bisher schon die Elektrizität ein vergleichsweise teurer Energieträger war, mit dem eher haushälterisch umgegangen wurde. Zudem wird sich das bestehende Sparpotential nur nach und nach ausschöpfen lassen, da in vielen Fällen eine Veränderung von Verhaltensweisen erforderlich ist, welche erfahrungsgemäss eine beträchtliche Zeit erfordert.

Die Untersuchung ergab, dass sich bis 1990 bei unbeeinflusster Entwicklung insgesamt knapp 7 % des Elektrizitätsbedarfes einsparen lassen, dass dieser Wert jedoch nur schrittweise erreicht werden kann.

Die *Substitution von Erdöl* ist ein wesentliches Postulat der schweizerischen Energiepolitik. Auf dem Gebiet der Raumheizung kommt dabei der Elektrizität eine wichtige Rolle zu. Hier hat zwar eine gewisse Substitution schon vor der Ölkrise 1973/74 begonnen. Der Verbrauch der Elektroheizungen, der bei der Abschätzung der unbeeinflussten Entwicklung zunächst ausgeklammert wurde, weist zum Beispiel seit Anfang der siebziger Jahre ein sehr hohes Wachstum auf. Unter Ausschluss eines Konkurrenzverhältnisses zu anderen Energieträgern, welche für die Substitution in Frage kommen, und unter Berücksichtigung der Verteilmöglichkeiten des Netzes wurde das

Potential für den Ersatz von Erdöl durch elektrische Energie zur Raumheizung und Warmwasserbereitung ermittelt und daraus eine realistisch erscheinende Prognose abgeleitet. Dabei wurde davon ausgegangen, dass sich die Elektroheizung auch weiterhin rasch verbreitet und, zusammen mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen sowie zusätzlichen Elektroboilern, im Jahre 1990 einen Elektrizitätsbedarf von 4000 GWh aufweisen wird, wovon 3225 GWh auf das Winterhalbjahr entfallen. Obschon diese Werte nicht direkt mit jenen der GEK verglichen werden können, scheint es, dass die vorliegenden Werte tendenziell etwas tiefer liegen.

Auch bei anderen Substitutionsgebieten der Elektrizität – zum Beispiel industrielle Prozesswärme und Verkehr – wurden im Vergleich zur GEK etwas niedrigere Werte angenommen. Insbesondere wurde auf die Berücksichtigung der Elektrokessel als Element des Bedarfes verzichtet.

Insgesamt erreicht die als realisierbar eingeschätzte Substitution von Erdöl durch Elektrizität bis zum Jahr 1990 den Wert von 4550 GWh pro Jahr, wovon 3500 GWh auf das Winterhalbjahr entfallen.

Die aus all diesen Überlegungen resultierende Abschätzung der künftigen Entwicklung des *gesamten Elektrizitätsbedarfes* wurde auf das Winterhalbjahr umgerechnet. Die mittlere jährliche Zuwachsrate beträgt für die Winter 1979/80 bis 1984/85 3,7 % und sinkt auf durchschnittlich 2,5 % für die Winter 1984/85 bis 1989/90.

5.3 Vorschau auf die Erzeugungsmöglichkeiten

Auf der Produktionsseite wird für das Winterhalbjahr 1984/85 eine mittlere Elektrizitätserzeugung von 27872 GWh und für den Winter 1989/90 eine solche von 28754 GWh ausgewiesen.

Bei den *Wasserkraftwerken* wird die Produktion der Lauf- und Speicherkraftwerke getrennt angegeben. Sie stützt sich auf langjährige Mittelwerte der Zuflüsse. Die Erzeugungsmöglichkeit im Winterhalbjahr aus im Sommer gespeichertem Wasser entspricht 72 % des Speichervermögens. Dabei wird von einer Speicherfüllung von 92 % zu Beginn und einer unerlässlichen Betriebsreserve zur Bedarfsdeckung in den Übergangsmonaten April und Mai von 20 % am Ende der Winterperiode ausgegangen. Der Bau neuer Wasserkraftwerke ist gemäss einer Studie des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes mit einem Potential von 203 GWh für den Winter 1984/85 bzw. 588 GWh für 1989/90 eingesetzt.

Bei der Ermittlung des Anteils der *konventionell-thermischen Kraftwerke* wird eine Steigerung der Erzeugung von gegenwärtig 1330 auf 1680 GWh für das Winterhalbjahr 1989/90 unterstellt. Darin sind keine neuen Grossanlagen berücksichtigt. Der Produktionszuwachs ergibt sich allein durch den Ausbau von Anlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung.

Bei der Betrachtung der *nuklear-thermischen Produktion* wird zwischen den heute bestehenden und den neu in Betrieb gehenden Anlagen unterschieden. Die bisher erreichte hohe Verfügbarkeit der schweizerischen Kernkraftwerke der Leistungsklasse 300–400 MW gestattet eine Annahme von 7000 Benutzungsstunden pro Jahr bzw. 4000 Stunden im Winterhalbjahr. Bei den neuen Werken der Leistungsklasse 800 bis 1000 MW wird mit einer Benutzungsdauer von 6650 Stunden pro Jahr bzw. 3800 Stunden im Winterhalbjahr gerechnet, da die Verfügbarkeit mit der Grösse des Werkes leicht abnimmt.

Das Inbetriebnahmemodell für Kernkraftwerke wurde den bisherigen Erfahrungen angepasst. Danach wird

im 2. Winterhalbjahr mit 3000 Stunden,
im 3. Winterhalbjahr mit 3250 Stunden,
im 4. Winterhalbjahr mit 3500 Stunden,
ab 5. Winterhalbjahr mit 3800 Stunden

Verfügbarkeit gerechnet. Sowohl bei der für die bestehenden Anlagen wie bei der für Anlagen in der Anlaufphase oder im Bau angenommenen Verfügbarkeit handelt es sich um eine mittlere Verfügbarkeit, die eventuell auftretende längerdauernde Ausserbetriebsetzungen wegen Störungen nicht berücksichtigt.

Die gesamte Erzeugung nimmt bis zum Winter 1985/86 dank der Betriebsaufnahme weiterer Kraftwerke, hauptsächlich neu in Betrieb gehender Kernkraftwerke, beträchtlich zu. Von diesem Zeitpunkt an aber ist die Erhöhung der Produktion bescheiden.

5.4 Bedarfsdeckung

Die Gegenüberstellung von Bedarf und mittlerer Erzeugung für die Winterhalbjahre zeigt, dass der Bedarf unter normalen Verbrauchs- und Produktionsverhältnissen ohne Berücksichtigung der notwendigen Reserve bis zum Winter 1989/90 gedeckt wäre.

Es können indessen grosse Abweichungen von der mittleren Erzeugung auftreten, einerseits durch Betriebsausfälle von thermischen Anlagen, andererseits durch das schwankende Wasserdargebot bei den hydraulischen Werken. Dies führt dazu, dass eine gewisse Reserve vorhanden sein muss, um mit der erforderlichen Sicherheit die Landesversorgung zu gewährleisten. Auch auf der Bedarfsseite ist mit Abweichungen nach unten oder oben zu rechnen, die jedoch kaum quantifizierbar sind und deshalb ausser acht gelassen wurden. Die mittlere Erzeugungsmöglichkeit darf somit keinesfalls den Maßstab für die Versorgungssicherheit und die Produktionsplanung darstellen.

Die «Zehn Werke» erachten eine Versorgungssicherheit von 95 % als unbedingt erforderlich. Im Ausland werden ähnliche Forderungen an die Versorgungssicherheit gestellt.

Aufgrund einer Simulationsrechnung wurde der Zusammenhang zwischen Produktionsreserve und Versorgungssicherheit ermittelt. Dabei wurde von folgenden Annahmen ausgegangen:

– Die für die hydraulische Produktionsmöglichkeit im Winter massgebenden Zuflüsse, deren Schwankungen statistisch gut bekannt sind, streuen gleichmässig ± 16 % um den Mittelwert.

– Ein Kernkraftwerk steht in 5 % der Fälle wegen einer Störung den ganzen Winter über still.

– Bei Engpässen kann die Produktion der konventionell-thermischen Anlagen um 320 GWh gesteigert werden, was jedoch aus betrieblich bedingten Gründen in 5 % der Fälle nicht möglich ist.

Aus dieser Simulationsrechnung ergab sich, dass zum Erreichen der geforderten Versorgungssicherheit von 95 % in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre eine Reserve von 13 % der mittleren Erzeugungsmöglichkeit erforderlich ist.

Es zeigt sich nun (siehe Fig. 3), dass diese notwendige Reserve ab dem Winterhalbjahr 1984/85 nicht mehr vorhanden

sein wird und die Versorgungslücke bis zum Winter 1989/90 auf 3085 GWh anwachsen würde, falls nicht fristgerecht neue Produktionsanlagen erstellt werden können.

Ein Vergleich mit der im Schlussbericht der GEK als notwendig erachteten Reserve ergibt, dass diese etwas höher angesetzt wurde. Die Annahmen der GEK führen indessen zu vergleichbaren, nur leicht strengeren Anforderungen an die Versorgungssicherheit, obwohl die Reserve auf einer anderen Basis ermittelt wurde.

Die Betrachtungen zum Energieaustausch mit dem Ausland haben die vielen Beweggründe sowie die ersichtlichen Grenzen des Austausches aufgezeigt. Sie führen zum Schluss, dass das Ausland bei Engpässen in der Elektrizitätsversorgung der Schweiz keine Aushilfe zusichern kann, insbesondere was die erforderliche Aushilfegarantie anbelangt. Eine Reservehaltung in der Schweiz ist, wie in jedem anderen Land auch, also unbedingt notwendig.

Falls ab Winterhalbjahr 1984/85 nicht weitere, neue Produktionsanlagen den Betrieb aufnehmen können, ist mit einer ungenügenden Versorgungssicherheit zu rechnen, die zu längerdauernden Engpässen in der Elektrizitätsversorgung führen kann.

6. Schlussfolgerungen

Die bisherigen Darlegungen haben die Rahmenbedingungen und die sich stellenden Probleme bei der künftigen Bedarfsdeckung der Schweiz mit elektrischer Energie aufgezeigt und führen zum Schluss, dass ab Winterhalbjahr 1984/85 weitere neue Produktionskapazitäten benötigt werden, um die Elektrizitätsversorgung der Schweiz mit der erforderlichen Sicherheit auch weiterhin zu gewährleisten. Zu ähnlichen Schlussfolgerungen, wenn auch auf anderen Wegen, gelangte ebenfalls die GEK in ihrem Schlussbericht.

Falls die Erzeugungsmöglichkeiten nicht im erforderlichen Masse ausgebaut werden können, ist in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre mit längerfristigen Verknappungssituationen zu rechnen. Solche wären jedoch im Hinblick auf die schwerwiegenden negativen Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft der Schweiz nicht tragbar.

Über den bereits berücksichtigten Weiterausbau der Wasserkraft und der kleineren und mittleren konventionell-thermischen Anlagen hinaus müssen also weitere neue, grosse Produktionsanlagen für elektrische Energie erstellt werden. Da die hydraulischen Speicherwerke noch auf längere Zeit hinaus den variablen Verbrauch zu decken vermögen, sollten diese neuen Anlagen vorwiegend Grund- und Mittellast erzeugen können.

Die bestehenden technologischen Möglichkeiten für den Bau der benötigten neuen Produktionsanlagen sind an den Zielvorstellungen der Gesamtenergiekonzeption der Schweiz zu messen. Daraus ergibt sich, dass die Kernenergie eine sichere, umweltfreundliche und wirtschaftliche Lösung darstellt, welche in der Lage ist, den künftigen Elektrizitätsbedarf der Schweiz ausreichend und zuverlässig zu decken.

Die Planung und der Bau weiterer grösserer Produktionsanlagen ist in dem Masse zu fördern, wie es für die jeweilige gesicherte Versorgung der Schweiz mit elektrischer Energie erforderlich ist. Eine erste solche Anlage sollte auf das Winterhalbjahr 1984/85 den Betrieb aufnehmen können. Gegen Ende der achtziger Jahre dürfte eine weitere notwendig sein.

Anhänge

Anhang 1

Bisherige Entwicklung sowie Prognosen der gesamtwirtschaftlichen Bestimmungsfaktoren

Jahr	Mittlere Wohnbevölkerung (1000)	Anzahl Erwerbstätige (1000)	Anzahl Haushaltungen (1000)	Bruttoinlandsprodukt real[2]) BIP (Mio Fr.)	Index der industriellen Produktion[3]) IPI	Persönlich verfügbares Einkommen[2]) (Mio Fr.)	Privater Konsum von Gütern und Dienstleistungen[2]) PK (Mio Fr.)
Bisherige Entwicklung							
1960	5 362	2 545	1 594	57 165	100,0	35 143	33 760
1961	5 512	2 667	1 631	61 800	107,6	38 457	36 060
1962	5 666	2 795	1 698	64 760	112,6	40 183	38 365
1963	5 789	2 833	1 751	67 920	118,5	42 949	40 220
1964	5 887	2 946	1 802	71 490	123,3	45 683	42 115
1965	5 943	2 963	1 845	73 765	128,0	47 877	43 570
1966	5 996	2 971	1 883	75 580	132,8	48 753	44 880
1967	6 063	2 984	1 927	77 890	137,5	50 753	46 195
1968	6 132	3 028	1 975	80 685	143,4	51 932	47 985
1969	6 212	3 079	2 023	85 230	156,5	54 504	50 605
1970	6 267	3 132	2 063	90 665	169,5	58 509	53 325
1971	6 324	3 159	2 087	94 360	173,0	63 170	55 870
1972	6 385	3 190	2 105	97 380	176,6	65 491	58 905
1973	6 431	3 208	2 116	100 350	186,1	67 288	60 535
1974	6 440	3 190	2 180	101 810	188,5	66 686	60 245
1975	6 405	3 121	2 210	94 245	164,8	63 275	58 475
1976	6 346	2 905	2 316	92 270	168,1	62 711	58 790
1977	6 327	2 905[1])	2 350[1])	95 140	175,4[1])	63 965	60 375
Prognosen							
1980	6 374	3 091	2 396	105 000	193,0	70 590	63 600
1985	6 469	3 246	2 527	123 500	227,3	80 920	72 900
1990	6 573	3 278	2 629	138 000	265,3	88 800	80 000

[1]) eigene Schätzungen
[2]) zu Preisen von 1970
[3]) 1960 = 100

Quellen: Revidierte Reihen der Nationalen Buchhaltung der Schweiz 1948–1976, Bern 1977
St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung: Entwicklungsperspektiven der Schweizerischen Volkswirtschaft, Teil 2, Juni 1978

Anhang 2

Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs der Schweiz von 1960 bis 1978

Jahr	Endverbrauch an Energieträgern (TJ)	Endverbrauch an Elektrizität (TJ)	Endverbrauch an Elektrizität (GWh*)	Anteil der Elektrizität (%)
1960	294 297	55 796	15 499	19,0
1961	309 623	59 767	16 602	19,3
1962	353 898	62 406	17 335	17,6
1963	413 723	65 923	18 312	15,9
1964	416 218	68 724	19 090	16,5
1965	447 356	72 173	20 048	16,1
1966	450 639	73 930	20 536	16,4
1967	465 989	76 802	21 334	16,5
1968	498 941	79 830	22 175	16,0
1969	543 505	83 848	23 291	15,4
1970	585 682	89 197	24 777	15,2
1971	612 549	93 186	25 885	15,2
1972	625 843	96 520	26 811	15,4
1973	672 292	102 135	28 371	15,2
1974	622 846	105 736	29 371	17,0
1975	614 765	104 965	29 157	17,1
1976	625 000	107 700	29 917	17,2
1977	638 900	112 600	31 278	17,6
1978	673 800	116 800	32 444	17,3

Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1978, Bull. SEV/VSE 70(1979)12
*) 1 GWh = 3,6 TJ

Anhang 3

Elektrizitätsverbrauch der Schweiz nach Verbraucherkategorien von 1960 bis 1977 (Werte für die Kalenderjahre, in GWh)

Jahr	Kategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen»					Kategorie «Industrie»		Kategorie «Verkehr»	Verluste	Gesamter Elektrizitätsverbrauch	
	Total	Verbrauch Elektroheizung [1]	Total ohne Elektroheizung	Untergruppe «Haushalt» ohne Elektroheizung [2]	Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistung» [2]	Allgemeine Industrie, Elektrochemie, -metallurgie und -thermie	Elektrokessel			ohne Elektroheizung, Elektrokessel und Verluste	mit Elektroheizung, Elektrokessel und Verluste
1960	7 471	–	7 471	–	–	6 508	461	1 451	2 020	15 430	17 911
1961	7 846	–	7 846	–	–	6 932	437	1 526	2 029	16 304	18 770
1962	8 479	–	8 479	–	–	7 346	271	1 620	2 115	17 445	19 831
1963	8 883	–	8 883	–	–	7 638	316	1 646	2 262	18 167	20 745
1964	9 462	–	9 462	–	–	8 091	143	1 650	2 220	19 203	21 566
1965	9 981	–	9 981	–	–	8 400	157	1 683	2 295	20 064	22 516
1966	10 195	–	10 195	–	–	8 549	255	1 709	2 432	20 453	23 140
1967	10 615	–	10 615	–	–	8 884	263	1 765	2 516	21 264	24 043
1968	11 247	10	11 237	–	–	9 214	150	1 826	2 507	22 277	24 944
1969	12 012	25	11 987	–	–	9 608	136	1 943	2 650	23 538	26 349
1970	12 720	46	12 674	5 526	7 148	10 228	126	2 013	2 809	24 915	27 896
1971	13 588	81	13 507	5 889	7 618	10 523	121	2 016	2 882	26 046	29 130
1972	14 378	120	14 258	6 217	8 041	10 691	61	2 011	3 031	26 960	30 172
1973	15 510	210	15 300	6 809	8 491	11 172	65	2 027	3 159	28 499	31 933
1974	16 213	318	15 895	6 946	8 949	11 331	49	1 974	3 071	29 200	32 638
1975	16 587	433	16 154	7 172	8 982	10 335	96	1 885	3 168	28 374	32 071
1976	17 390	553	16 837	7 425	9 412	10 529	39	1 945	3 079	29 311	32 982
1977	18 324	650	17 674	7 759	9 915	10 904	62	1 999	3 152	30 577	34 441

[1]) Schätzung aufgrund der «VSE-Statistik über die elektrische Raumheizung» (umgerechnet auf das Kalenderjahr)

[2]) Werte für das hydrologische Jahr nach Statistik, umgerechnet auf das Kalenderjahr

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Bull. SEV/VSE, verschiedene Jahrgänge

Anhang 4

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognosen für die Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen»

1. Analyse der bisherigen Verbrauchsentwicklung

Die Entwicklung des Verbrauchs an elektrischer Energie in der betrachteten Kategorie (ohne Elektroheizung; siehe Anhang 3) erfolgte von 1960 bis 1977 im Vergleich mit den übrigen verwendeten Energieträgern und dem gesamten Endenergieverbrauch der Kategorie relativ stetig (vgl. Fig. 4) und folgte der Wirtschaftsentwicklung, gemessen am «Privaten Konsum von Gütern und Dienstleistungen» (PK), leicht überproportional. Ab 1974 ist der vorher betrachtete Zusammenhang zwischen Elektrizitätsverbrauch und PK allerdings nicht mehr festzustellen. Der Verbrauch elektrischer Energie nahm auch bei sinkendem PK zu. Dies ist einerseits damit zu erklären, dass sowohl die Landwirtschaft als auch der Dienstleistungssektor nach bisheriger Erfahrung weniger von Konjunkturrückschlägen erfasst werden und andererseits der Elektrizitätsverbrauch der privaten Haushalte in vielen Anwendungsbereichen eine Art von Grundbedarf darstellt und in anderen von der bestehenden Ausstattung mit Apparaten und Geräten abhängig ist. Dieser Beharrungszustand im Elektrizitätsverbrauch dürfte allerdings nur ein kurzfristiges konjunkturelles Phänomen darstellen. Bei längerfristig stagnierender oder sinkender Wirtschaftstätigkeit würde zweifellos auch der Elektrizitätsverbrauch von einer ähnlichen Entwicklung erfasst.

Von 1960 bis 1977 betrug die Elastizität zwischen Elektrizitätsverbrauch und PK im Mittel 1,40, dass heisst, eine Zunahme des PK um 1% war mit einer Verbrauchszunahme von 1,4% verbunden. Wird die einmalige Abweichung während der Rezessionsjahre nicht berücksichtigt, so ergibt sich eine mittlere Elastizität von 1,23 für die Jahre 1960 bis 1973.

Die Elastizität zwischen Elektrizitätsverbrauch pro Kopf der Bevölkerung und dem PK pro Kopf der Bevölkerung liegt mit 1,57 von 1960 bis 1977 und 1,33 von 1960 bis 1973 etwas höher.

Die Zuwachsrate des Elektrizitätsverbrauchs im betrachteten Sektor betrug von 1960 bis 1977 im Mittel 5,2% pro Jahr, wovon 4,2% pro Jahr auf den Mehrverbrauch pro Kopf der Bevölkerung entfielen und 1% pro Jahr auf die Bevölkerungszunahme.

2. Prognose für die künftige Bedarfsentwicklung

Die Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» ist bezüglich ihrer Zusammensetzung äusserst heterogen. Verbrauchswerte für die Untergruppen «Haushalt», «Landwirtschaftliche Betriebe», «Öffentliche Beleuchtung» sowie «Gewerbe einschliesslich Dienstleistungen» werden erst seit 1969/70 erhoben und in der schweizerischen Elektrizitätsstatistik getrennt ausgewiesen. Die statistische Basis zum Erstellen von Prognosen der Bedarfsentwicklung in den Untergruppen ist also relativ schwach. Trotzdem werden, um den Eigenheiten der Verbraucher in den Untergruppen besser Rechnung zu tragen, Prognosen für die Untergruppen «Haushalt» und «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» getrennt erstellt, die aber durch Bedarfsprognosen für die gesamte Verbraucherkategorie überprüft werden.

2.1 Untergruppe «Haushalt»

Die privaten Haushalte sind die einzige Untergruppe, für die zumindest näherungsweise Angaben verfügbar sind, die für eine mikroökonomische[1]) Analyse erforderlich sind. Eine solche Analyse zur

[1]) Bei der mikroökonomischen (einzelwirtschaftlichen) Analyse wird versucht, auf die Hintergründe und Ursachen des Bedarfes für eine ganz spezifische Anwendung einzugehen und aus der Summe des für die einzelnen Anwendungen resultierenden Bedarfs eine Aussage über den Gesamtbedarf einer Verbrauchergruppe abzuleiten. Im Gegensatz dazu geht die makroökonomische (gesamtwirtschaftliche) Analyse auf diese einzelnen Anwendungen nicht ein, sondern betrachtet nur den Gesamtverbrauch (bzw. denjenigen einer ganzen Verbrauchergruppe gesamthaft) wobei sie sich nur auf gesamtwirtschaftliche Grössen wie das Bruttoinlandsprodukt, den Privaten Konsum oder die Industrielle Produktion abstützt.

Abschätzung von Sättigungswerten des Verbrauchs der Haushalte wird deshalb zur besseren Fundierung der sektoriellen Prognose erstellt. Letztere basiert auf makroökonomischen Untersuchungen.

2.1.1 Mikroökonomische Untersuchung des Elektrizitätsverbrauchs der Haushalte

Diese Untersuchung soll einerseits Auskunft geben, wo und in welchem Masse Elektrizität im Haushalt verwendet wird, und andererseits die Frage beantworten, ob nicht in Zukunft mit einer Sättigung des Elektrizitätsverbrauchs im Haushalt zu rechnen ist.

Ausgangsdaten für eine solche Untersuchung sind die Verbreitung von Geräten und Apparaten im Haushalt sowie deren mittlerer spezifischer Verbrauch pro Jahr. Dabei sind nicht nur die auf einen Haushalt bezogenen Anwendungsgebiete, wie zum Beispiel ein Kochherd, zu betrachten, sondern auch die allgemeinen, in der Regel von mehreren Haushalten benützten Anlagen, wie zum Beispiel Lifts, deren Verbrauch auf die einzelnen Haushalte aufzuteilen ist. Der mittlere Verbrauch eines Haushaltes für ein bestimmtes Anwendungsgebiet ergibt sich dann aus Verbreitungsgrad mal mittlerer spezifischer Verbrauch. Die Summe der mittleren Verbrauchswerte über alle Anwendungsgebiete ergibt den mittleren Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltes, der, multipliziert mit der Anzahl Haushalte, zum gesamten Elektrizitätsverbrauch aller Haushalte führen muss.

Dieses einfache Verfahren wird in der Anwendung dadurch schwierig, weil wenig detaillierte Angaben über die heutige Verbreitung von Geräten und Apparaten vorliegen und der spezifische Verbrauch je Gerät von Haushalt zu Haushalt stark schwankt.

Um die heutige Verbrauchsstruktur der Haushalte zu ermitteln, welche mit dem heutigen mittleren Elektrizitätskonsum pro Haushalt übereinstimmt, wurden die verschiedensten Quellen[1]) benützt. Zusätzlich mussten jedoch Plausibilitätsüberlegungen zu gewissen Angaben, insbesondere spezifischen Verbrauchswerten, angestellt werden. Das Resultat ist in Anhang 4, Tabelle I, dargestellt. Es mag in vielen Details diskutabel erscheinen, sollte aber dennoch die Grundstruktur des Verbrauchs in den Haushalten relativ gut aufzeigen.

[1]) U.a. Repräsentativbefragung der Schweizer Bevölkerung über Energiekonsum, Energieversorgung und Energiepolitik, ausgearbeitet im Auftrag der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, von Explora AG, Zürich, 1976, S. 90ff.

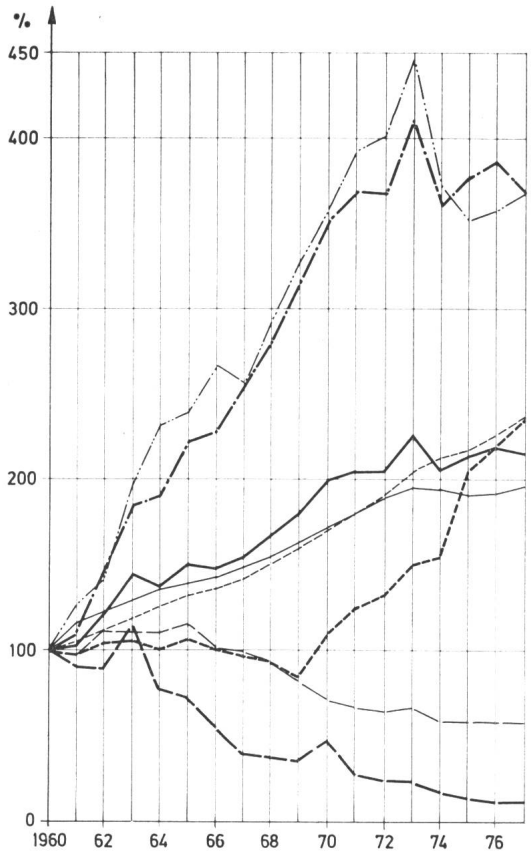


Fig. 4 Entwicklung des «Privaten Konsums» (PK) sowie des Endenergieverbrauchs gesamthaft und nach Energieträgern in der Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» 1960–1977 (1960 = 100%)

——·—— flüssige Treibstoffe
—·—·— flüssige Brennstoffe
-------- Elektrizität (ohne Elektroheizung)
---------- Gas
——— Holz
— — — Kohle
——— gesamter Endenergieverbrauch
——— PK

Bestimmung des Sättigungsniveaus des Elektrizitätsverbrauchs im Haushalt und Vergleich mit der geschätzten heutigen Struktur des Verbrauchs (ohne Berücksichtigung der Elektroheizung)

Anhang 4, Tabelle I

Anwendung	Heutige Richtwerte pro Anwendung			Mittlerer Verbrauch pro Anwendung und Haushalt (kWh/Jahr)		
	Installierte Leistung (W)	Benutzungsdauer der installierten Leistung (Std.)	Mittlerer spezifischer Verbrauch (kWh/Jahr)	1977	1990	Sättigungsgrenze
Elektroboiler	4 800	470	2 250	765	1 192	1 575
Ölheizung (Motor, Umwälzpumpe, Regler)	300	–	1 300	130	150	160
Klimageräte	2 200	320	700	7	49	70
Lift (in Mehrfamilienhäusern)	5 000	150	750	90	100	110
Ventilation (in Mehrfamilienhäusern)	600	3 700	2 200			
Beleuchtung	1 000	400	400	400	460	480
Kochherd	8 500	140	1 200	864	1 020	1 080
Kühlschrank	200	1 200	240	216	240	240
Tiefkühlgerät	200	1 200	240	89	120	144
Geschirrspüler	3 500	180	630	126	347	410
Waschmaschine	6 000	83	500	200	255	300
Wäschetrockner (Tumbler)	3 500	85	300	30	120	150
Bügeleisen	1 000	60	60	54	59	60
Staubsauger	600	85	50	48	50	50
Fernsehapparat	200	600	120	105	115	120
Stereoanlage (inkl. Tuner usw.)	200	500	100	45	68	80
Übrige und neue Geräte	–	–	–	131	455	571
Mittlerer Verbrauch pro Haushalt				3 300	4 800	5 600

Zur Abschätzung einer Sättigungsgrenze des Elektrizitätsverbrauchs im Haushalt sind drei Faktoren zu berücksichtigen:

– Veränderungen im Verbreitungsgrad stromverbrauchender Geräte und Apparate,

– Veränderungen im spezifischen Verbrauch von Geräten (sinkend, steigend),

– Veränderungen in der Zusammensetzung der Haushalte (Anzahl Personen pro Haushalt).

Zusätzlich ist mit neuen Geräten im Haushalt zu rechnen, die allerdings kaum einen sehr hohen Energieverbrauch aufweisen dürften.

Es wurde versucht, diese Tendenzen zu quantifizieren und Sättigungsniveaus für die heute gängigen und mögliche künftige Haushaltgeräte sowie deren spezifischen Verbrauch abzuschätzen, was zu dem in Anhang 4, Tabelle I aufgeführten mittleren Verbrauch pro Anwendung und Haushalt bei der Sättigung führt.

Die ermittelte Sättigungsgrenze für den Elektrizitätsverbrauch je Haushalt liegt in der Grössenordnung von 5600 kWh pro Jahr und ist etwa 70% höher als der heutige Verbrauch. Es dürfte höchst unwahrscheinlich sein, dass ein solches Niveau, welches auf der Grundlage einer unbeeinflussten Bedarfsentwicklung beruht, je überschritten wird. Vielmehr ist zu erwarten, dass Energiesparmassnahmen eine Stabilisierung des Elektrizitätsverbrauchs pro Haushalt auf einem tieferen Niveau bewirken.

In der vorliegenden Untersuchung werden Spareffekte als zusätzliche Einflussfaktoren getrennt berücksichtigt. Zur Abschätzung der bis 1990 zu erwartenden Einsparungen werden im Anhang 8 Einsparquoten pro Anwendung ermittelt. Um den Zusammenhang zwischen Sparquote und eingesparter Energie zu ermitteln, mussten Annahmen über den mittleren Verbrauch pro Anwendung und Haushalt getroffen werden, die zum prognostizierten mittleren Verbrauch je Haushalt im Jahre 1990 führen. Diese sind ebenfalls in Anhang 4, Tabelle I aufgeführt.

2.1.2 Sektorielle Prognosen

Für einen makroökonomischen Prognoseansatz bietet sich nebst der Zeit der «Private Konsum von Gütern und Dienstleistungen» (PK) als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrösse an. Es erscheint plausibel, dass mit einem Anstieg des Konsums auch ein Ansteigen des Stromverbrauchs im Haushalt verbunden ist.

Als Prognoseansatz dient eine Mehrfachregression für den mittleren Verbrauch pro Haushalt. Dabei soll der logarithmische Zeitmaßstab die Sättigungstendenzen nachbilden. Der Ansatz führt zu folgender Formel:

$$V_{H\,p.H.} = -4{,}2721 + 1{,}4180 \cdot \ln(t - 1950) + 0{,}3160 \cdot PK_{p.c.}$$

wobei:

$V_{H\,p.H.}$ = Elektrizitätsverbrauch pro Haushalt (in 1000 kWh)
t = Zeit (Jahrzahl)
$PK_{p.c.}$ = Privater Konsum pro Kopf (zu Preisen von 1970; in 1000 Fr.)

Der gewählte Prognoseansatz (siehe Fig. 5) bildet die bisherige Entwicklung relativ gut nach und ergibt als multiples Bestimmtheitsmass der Regression einen Wert von $R^2 = 0{,}9357$. Er wurde als Prognose für die Untergruppe «Haushalt» weiterverwendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 des Berichtes aufgeführt.

Eine lineare zeitliche Extrapolation des Verbrauchs im Haushalt liegt geringfügig unter der gewählten Prognose.

Korrelationen zwischen Stromverbrauch im Haushalt pro Kopf bzw. pro Haushalt mit dem PK pro Kopf zur Ermittlung der Elastizität führen zu ähnlichen Prognosewerten wie die gewählte Prognose.

2.2 Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen»

Eine mikroökonomische Analyse ist für diese Untergruppe nicht durchführbar, da detaillierte Angaben über die Aufteilung des Verbrauchs nicht vorliegen.

Als Prognoseansatz diente eine Mehrfachregression. Nebst der Zeit, die im logarithmischen Maßstab berücksichtigt wurde, um vermutete Sättigungstendenzen nachzubilden, wurde das Bruttoinlandsprodukt (BIP) als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrösse gewählt. Der Ansatz führt zu folgender Formel:

$$V_{GLD} = -20{,}7629 + 8{,}7021 \cdot \ln(t - 1950) + 0{,}0198 \cdot BIP$$

wobei:

V_{GLD} = Elektrizitätsverbrauch in der Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» (in 1000 GWh)
t = Zeit (Jahrzahl)
BIP = Bruttoinlandsprodukt (real) (zu Preisen von 1970; in Mia Fr.)

Die Berechnung, obwohl sie ebenfalls auf der Grundlage von nur wenigen Jahren erfolgte, ergibt ein multiples Bestimmtheitsmass der Regression von $R^2 = 0{,}9943$, somit eine gute Anpassung an die Vergangenheitswerte (siehe Fig. 6). Dieser Ansatz wurde als Prognose für die Untergruppe weiterverwendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 des Berichtes aufgeführt.

Die gewählte Prognose liegt noch etwas unter einer linearen Extrapolation der bisherigen Verbrauchsentwicklung.

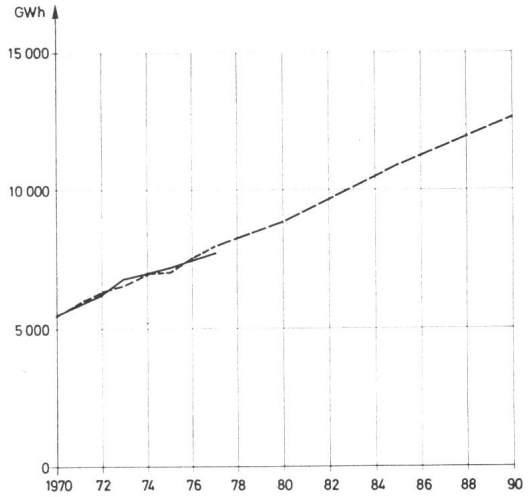


Fig. 5 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognose für die Untergruppe «Haushalt»
——— effektive Werte
– – – gewählte Prognose: Mehrfachregression mit PK pro Kopf
------ Rückberechnung mittels Formel

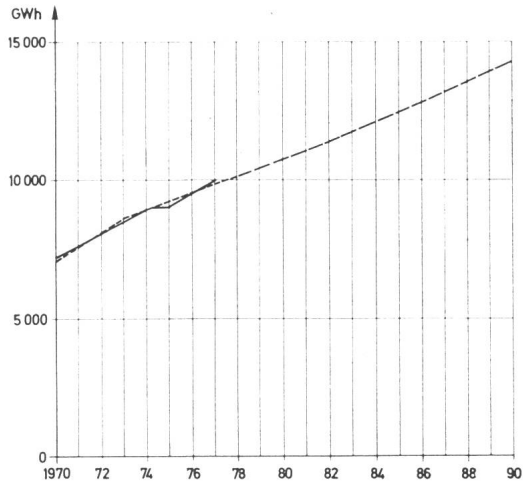


Fig. 6 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognose für die Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen»
——— effektive Werte
– – – gewählte Prognose: Mehrfachregression mit BIP
------ Rückberechnung mittels Formel

2.3 Globalprognose für die gesamte Verbraucherkategorie

Aufgrund der Diskussion der bisherigen Verbrauchsentwicklung (siehe Punkt 1) wurde als Prognoseansatz eine Korrelation zwischen dem Verbrauch in dieser Kategorie pro Kopf der Bevölkerung und dem PK pro Kopf gewählt. Die einmalige, vorübergehende Abweichung (siehe Fig. 7) im Zusammenhang der beiden Grössen während der Rezessionsjahre ist nicht als grundsätzliche Veränderung der bisherigen Gesetzmässigkeiten zu werten. Dementsprechend wurde für die Zukunft dieselbe Elastizität zwischen Verbrauch und PK unterstellt, wie sie im Durchschnitt von 1960 bis 1973 zu beobachten war. Die Entwicklung von 1974 bis 1977 wird als eine einmalige Unstetigkeit durch Verschieben der Elastizitätslinie auf das Niveau des neuen Basisjahres 1977 berücksichtigt. Dies ergibt folgende Prognosefunktion:

$$\ln V_{HGLD\ p.c.} = -1{,}9762 + 1{,}3315 \cdot \ln PK_{p.c.}$$

wobei:

$V_{HGLD\ p.c.}$ = Elektrizitätsverbrauch in der gesamten Verbraucherkategorie pro Kopf (in 1000 kWh)

$PK_{p.c.}$ = Privater Konsum pro Kopf (zu Preisen von 1970; in 1000 Fr.)

Die Berechnung ergibt einen hohen Korrelationskoeffizienten von $r = 0{,}9977$. Dieser Prognoseansatz wird als Globalprognose für die gesamte Kategorie weiterverwendet. Die Prognosewerte sind in Tabelle 3 des Berichtes aufgeführt.

Eine lineare Extrapolation des bisherigen Verbrauchs deckt sich recht gut mit der aus der Korrelation gewonnenen Prognose, ergibt allerdings Prognosewerte für die Jahre bis 1980, die aufgrund der effektiven Entwicklung zu niedrig sind.

Sowohl für die gesamte Verbraucherkategorie als auch für die Untergruppen wurden noch weitere Prognoseansätze untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass Modelle mit exponentiellem zeitlichem Verlauf[1]) die bisherige Verbrauchsentwicklung nach rein mathematisch-statistischen Kriterien am besten nachbilden, jedoch zu extrem hohen Prognosewerten führen. Sie berücksichtigen aber den erkennbaren Trend einer längerfristigen Sättigung des Verbrauchs nicht und müssen deshalb als unrealistisch bezeichnet werden.

[1]) Solche Ansätze führen zu ungefähr konstanten jährlichen Zuwachsraten.

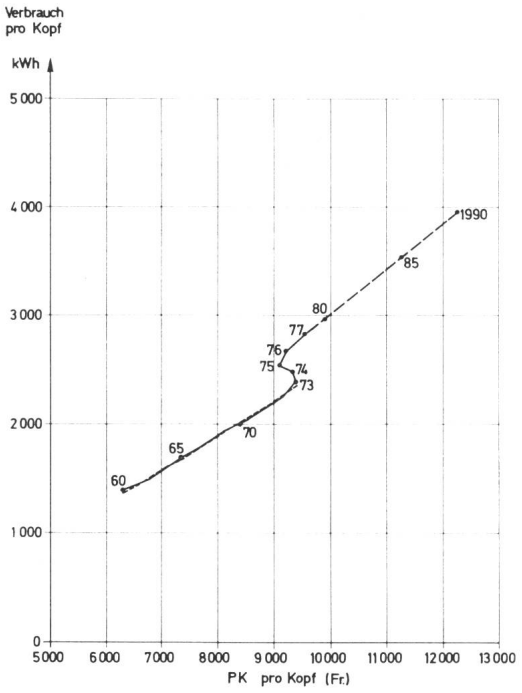


Fig. 7 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Gesamtprognose für die Verbraucherkategorie «Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen». Korrelation mit dem Pro-Kopf-PK

——— effektive Werte
——— Prognose
------ Rückberechnung mittels Formel

Anhang 5

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognosen für die Verbraucherkategorie «Industrie»

Wie Fig. 8 zeigt, wies der Elektrizitätsverbrauch der Industrie im Gefolge der Rezession 1975 einen deutlichen Rückgang auf. Eine solche Entwicklung kann durch eine rein zeitabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung nicht erklärt werden. Für die Prognose drängt sich daher eine Methode auf, die zunächst einen Zusammenhang der Stromverbrauchsentwicklung mit der Wirtschaftsentwicklung sucht und auf Grund dessen Aussagen über die künftige Entwicklung des Verbrauchs macht.

Als volkswirtschaftliche Bestimmungsgrössen in diesem Sinne bieten sich der Index der Industriellen Produktion (IPI) oder auch des Bruttoinlandsprodukts (BIP) an. Eine Korrelation des Stromverbrauchs mit jeder dieser beiden Grössen zeigt einen deutlichen Zusammenhang, der weitgehend auch während der Rezessionsjahre erhalten blieb.

Diese gute Korrelation ist verständlich, besteht doch der grösste Teil des Stromverbrauchs der Industrie aus Prozessenergie und ist damit direkt an die Produktionstätigkeit gekoppelt (vgl. Fig. 9).

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint es vertretbar, bei der Abschätzung des künftigen Bedarfes der Industrie davon auszugehen, dass dieser in erster Linie durch die wirtschaftliche Aktivität (gemessen am BIP oder IPI) und nicht durch rein zeitabhängige Entwicklungstrends bestimmt wird.

Für die Prognose des Verbrauchs wurde daher eine Korrelation mit dem BIP gewählt, wobei sich bei Anpassung an die effektiven Daten folgender Zusammenhang ergibt:

$$\ln V_I = -2{,}0432 + 0{,}9681 \cdot \ln BIP$$

wobei:

V_I = Elektrizitätsverbrauch der Industrie (in 1000 GWh)

BIP = Bruttoinlandsprodukt (real) (zu Preisen von 1970; in Mia Fr.)

Die Berechnung ergibt einen hohen Korrelationskoeffizienten von $r = 0{,}9977$.

Der Faktor von 0,9681 in dieser Gleichung entspricht der Elastizität des Stromverbrauchs im Verhältnis zum BIP und bedeutet, dass – über den betrachteten Zeitraum (1960–1977) hinweg gemittelt – die Wachstumsraten des Elektrizitätsverbrauchs der Industrie nahezu gleich hoch lagen wie diejenigen des BIP (ein Wert von 1,0 würde gleiche Wachstumsraten bedeuten). Legt man diesen Zusammenhang – der im übrigen aufgrund der guten Korrelation statistisch als hoch gesichert angesehen werden kann – auch für die künftige Entwicklung zugrunde, so ergeben sich die in Tabelle 4 des Berichtes aufgeführten Werte. Der Prognosewert für das Jahr 1980 wurde aufgrund der effektiven Entwicklung seit 1977 gegenüber dem Modell geringfügig modifiziert.

Wie Fig. 8 zeigt, führt der gewählte Prognoseansatz auch für die Vergangenheit zu einer recht guten Anpassung der Werte des Modells an den effektiven Verlauf des Verbrauchs.

Eine Korrelation mit dem IPI führt zu nahezu identischen Ergebnissen. Eine lineare Extrapolation des bisherigen Elektrizitätsverbrauchs der Industrie führt zu gleichen Prognosewerten im Jahr 1990. Sie berücksichtigt aber den Verbrauchsrückgang während den Rezessionsjahren nicht und ergibt deshalb Prognosewerte, die anfänglich zu hoch liegen.

Im Vergleich zur GEK liegt die gewählte Prognose um gut 10% niedriger. Der grösste Teil des Unterschiedes von 2100 GWh im Jahr 1990 lässt sich durch die bei der GEK höher liegende Ausgangsbasis des Jahres 1975 erklären (es wurde das hydrologische Jahr 1974/75 als Basis gewählt, in dem der Verbrauchsrückgang weniger ausgeprägt war als im Kalenderjahr 1975). Zudem wurde bei der von der GEK übernommenen Prognose eine Elastizität von 1,3 für die Jahre 1975 bis 1980 gewählt. Dieser Wert liegt über dem langjährigen Durchschnittswert von knapp 1,0.

Der Elektrizitätsverbrauch der Industrie in den Jahren 1976 bis 1978 lag unter den Annahmen der GEK. Die gewählte, etwas niedrigere Prognose passt sich dem beobachteten Trend an und erscheint auch aus diesem Grunde gerechtfertigt.

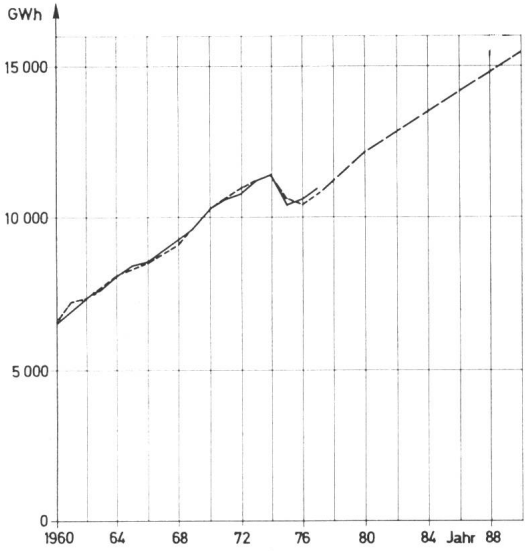


Fig. 8 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Stromverbrauch der Industrie (ohne Elektrokessel)
——— effektive Werte
— — — Prognose (Korrelation mit BIP)
------ Rückberechnung mittels Formel

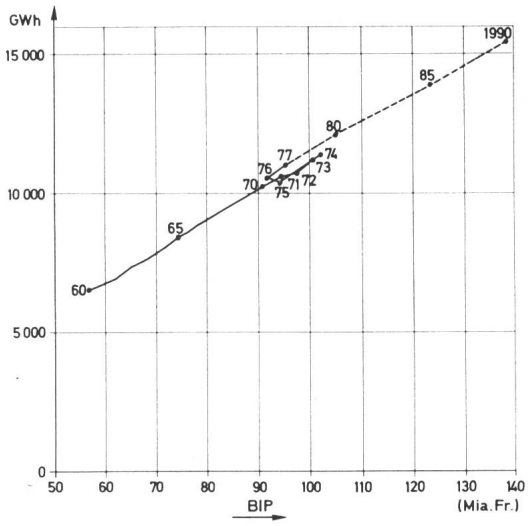


Fig. 9 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Korrelation des Stromverbrauchs in der Industrie mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP)
——— effektive Werte
------ Prognose

Anhang 6

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognosen für die Verbraucherkategorie «Verkehr»

Die Entwicklung des Stromverbrauchs der Bahnen ist in Fig. 10 dargestellt. Sie zeigt, dass der Verbrauch in der Vergangenheit zwar in der Tendenz leicht zugenommen hat, dass jedoch in dieser Entwicklung deutliche Wachstumsphasen von Phasen einer Stagnation oder sogar eines Rückgangs des Verbrauchs abgelöst wurden.

Die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach Transportleistungen der Bahnen, die auch für die Entwicklung des Energiebedarfs massgebend ist, hängt neben der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung ganz wesentlich von politischen Entscheidungen ab. Ohne fühlbare verkehrspolitische Massnahmen dürfte der Trend zu einer weiteren überdurchschnittlichen Zunahme des Strassenverkehrs anhalten. Eine bewusste Verkehrspolitik könnte dazu beitragen, diesen Trend zu bremsen.

Die künftige Verkehrspolitik wird durch die Gesamtverkehrskonzeption (GVK) massgebend beeinflusst werden. Es erschien daher zweckmässig, auch die Abschätzung des künftigen Strombedarfes der Bahnen an den Überlegungen und Ergebnissen der GVK zu orientieren, zumal diese auch explizit auf den Energieverbrauch des Schienenverkehrs eingehen.

Nach den Zielvorstellungen der GVK steigen die im *Personenverkehr* [1]) erbrachten Betriebsleistungen (Zugskilometer) infolge Einführung des Taktfahrplanes sowie Ausweitung des Netzes und Ausbau der gemeinwirtschaftlichen Leistungen bis zum Jahre 2000 gegenüber 1974 in der Schlussvariante 1 [2]) (SV-1) um den Faktor 1,2 und in der von der Kommission empfohlenen Schlussvariante 2 [3]) (SV-2) um den Faktor 1,5 an. Infolge des gleichzeitig unterstellten verstärkten Ausbaus des Nahverkehrs sowie höherer Geschwindigkeiten im Fernverkehr und längerer Züge ist diese Steigerung der Betriebsleistungen mit einem überproportionalen Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie verbunden. Für den gesamten Strombedarf des Personenverkehrs ergeben sich mit diesen Annahmen im Jahre 2000 Werte zwischen 1690 GWh (SV-1) und 2140 GWh (SV-2).

[1]) Nur Verkehr zwischen den von der GVK definierten Zonen, ohne Verkehr innerhalb dieser Zonen.

[2]) SV-1: Energieverknappung gepaart mit geringerer Attraktivitätssteigerung im Reiseverkehr (d.h. kleineres Angebot an Brutto-Sitzplatzkilometern).

[3]) SV-2: Keine Energieverknappung und grössere Attraktivität der Bahn im Reiseverkehr.

Für den *Güterverkehr* rechnet die GVK mit einer Zunahme der Güterverkehrsleistungen (tkm) um einen Faktor 1,4 bis 1,8. Dies ergibt eine Zunahme des Energiebedarfes auf 860 GWh (SV-2) bis 940 GWh (SV-1) im Jahr 2000.

Zusammenfassend resultiert aus diesen Zielvorstellungen der GVK ein Energiebedarf des Schienenverkehrs im Jahre 2000 in der Höhe von 2630 GWh (SV-1) bis 3000 GWh (SV-2). Hinzu kommt noch der Strombedarf des Verkehrs innerhalb einzelner GVK-Zonen (städtischer Nahverkehr) in der Höhe von etwa 250 GWh im Jahre 1974 bzw. etwa 390–440 GWh im Jahre 2000, der von der GVK nicht direkt erfasst wurde. Für den gesamten Strombedarf des öffentlichen Verkehrs ergibt sich damit ein Bedarf von 3020 bzw. 3440 GWh im Jahre 2000. Im Vergleich zu der bisherigen Entwicklung würde dies etwa gleichbleibende Wachstumsraten des absoluten Verbrauchs – in der Vergangenheit war die Tendenz deutlich abnehmend – sowie rund eine Verdoppelung der Wachstumsraten des Stromverbrauchs des öffentlichen Verkehrs pro Kopf der Bevölke-

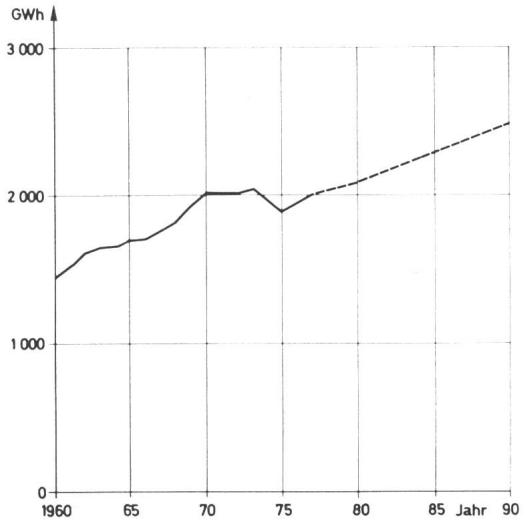


Fig. 10 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Stromverbrauch der Bahnen
——— effektive Werte
------ Prognose

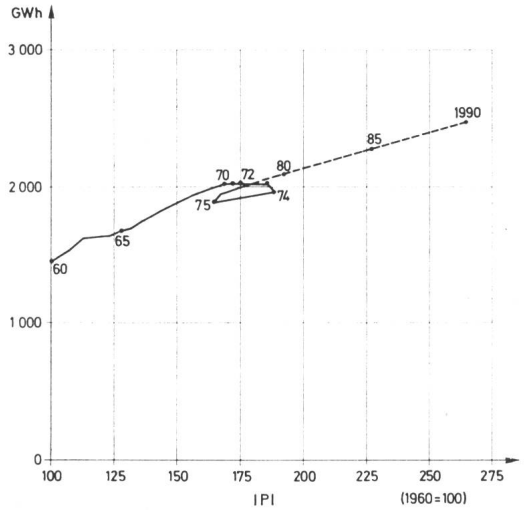


Fig. 11 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Korrelation des Stromverbrauchs der Bahnen mit dem Index der industriellen Produktion (IPI)
——— effektive Werte
------ Prognose

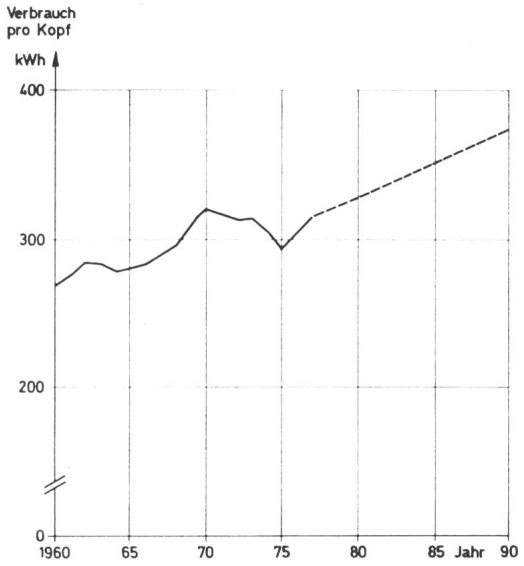


Fig. 12 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Stromverbrauch der Bahnen pro Kopf der Bevölkerung
——— effektive Werte
------ Prognose

rung bedeuten. Eine solche Entwicklung erscheint zwar als Zielvorstellung für das Jahr 2000 richtig zu sein, dürfte für Prognosezwecke jedoch eher einen Maximalwert darstellen.

Für die vorliegende Prognose des Stromverbrauchs des öffentlichen Verkehrs wurden daher etwas niedrigere Werte gewählt. Insbesondere deshalb, weil die von der GVK vorgeschlagenen Massnahmen zur Belebung des Schienenverkehrs im Prognosezeitraum bis 1990 kaum vollumfänglich wirksam werden können.

Die Prognose wurde auf der Basis einer Korrelation des Elektrizitätsverbrauchs der Bahnen mit dem Index der Industriellen Produktion (IPI) bestimmt. Die beiden Grössen zeigten in der Vergangenheit einen recht guten Zusammenhang, der auch während der Rezessionsjahre erhalten blieb (vgl. Fig. 11).

Der Prognoseansatz führt zu folgender Formel:

$$\ln V_v = -1{,}9837 + 0{,}5172 \cdot \ln \mathrm{IPI}$$

wobei:

V_v = Elektrizitätsverbrauch der Bahnen (in 1000 GWh)
IPI = Index der industriellen Produktion (1960 = 100)

Die Berechnung ergibt einen hohen Korrelationskoeffizienten von $r = 0.9811$. Die Prognosewerte sind in Tabelle 5 des Berichtes aufgeführt.

Der bisherige unterproportionale Anstieg des Stromverbrauchs der Bahnen im Verhältnis zur industriellen Produktion wurde auch in der Prognose beibehalten. Dies bedeutet ein weiteres leichtes Absinken der Wachstumsraten des Verbrauchs entsprechend der bisherigen Tendenz, jedoch eine merkliche Erhöhung der Wachstumsraten des Pro-Kopf-Verbrauchs (vgl. Fig. 12).

Anhang 7

Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognosen für den gesamten Bedarf der Schweiz an elektrischer Energie

Die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Schweiz auf Stufe Endenergie ohne Elektroheizung ist für die Jahre 1960–1977 in Fig. 13 dargestellt. Sie ist gekennzeichnet durch einen deutlichen Einbruch im Jahre 1975 gegenüber dem bisherigen, relativ gleichmässigen Entwicklungstrend. Eine solche Entwicklung kann durch eine allein von der Zeit abhängige Trendanalyse nur in ungenügender Weise erklärt werden.

Auch eine direkte Korrelation mit dem Bruttoinlandsprodukt beispielweise vermag die effektive Entwicklung nicht in befriedigender Weise zu erklären. Ähnlich wie beim Haushalt, wenn auch nicht ganz so ausgeprägt, tritt eine Art Remanenz auf, das heisst, trotz des deutlichen Rückgangs des BIP in den Jahren 1975 und 1976 nahm der Stromverbrauch nur geringfügig ab oder stieg sogar leicht an. Ein allein auf dieser Korrelation aufgebautes Modell führt zu einer starken Überbetonung der Verbrauchsfluktuationen, die einem gleichmässigen Entwicklungsstand überlagert sind.

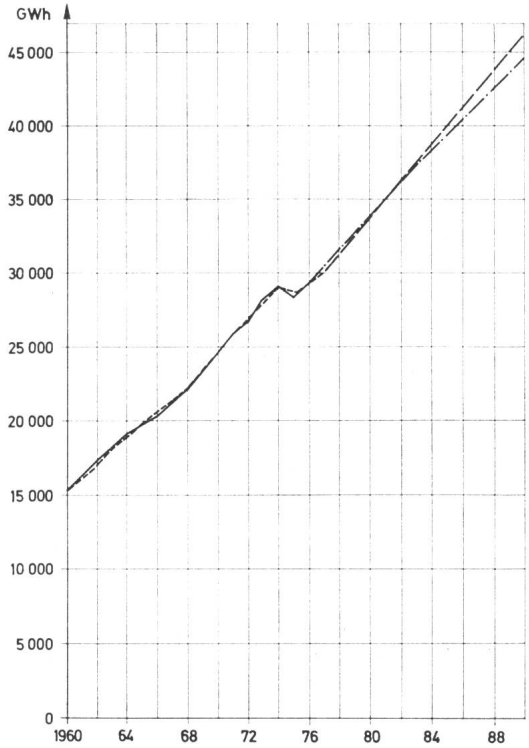


Fig. 13 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognose des gesamten Elektrizitätsbedarfs der Schweiz (ohne Elektroheizung und -kessel; Endenergie)
——— effektive Werte
—·—·— sektorielle Prognosen (Summe)
— — — — Gesamtprognose (Mehrfachregression mit BIP)
-------- Rückberechnung mittels Formel (Mehrfachregression)

Dass die Stromverbrauchsentwicklung weder allein durch die Zeit noch allein durch die wirtschaftliche Aktivität in befriedigender Weise zu erklären ist, wird verständlich, wenn man bedenkt, dass es einerseits Verbrauchssektoren gibt, bei denen offensichtlich die Zeit als Bestimmungsgrösse dominiert (z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen) als auch solche, in denen vor allem die wirtschaftliche Aktivität, zum Beispiel gemessen am BIP, die Entwicklung des Verbrauchs bestimmt (z.B. Industrie und z.T. Bahnen).

Es liegt daher nahe, für die Prognose einen Ansatz zu wählen, bei dem sowohl die Zeit als auch wirtschaftsabhängige Einflussfaktoren erfasst werden können. In Frage kommt beispielsweise eine Mehrfachregression in Form

$$(\ln V)^k = a + b \cdot t + c \cdot BIP$$

Nimmt man den Exponenten $k = 1$ an, entspricht das Modell einem exponentiellen Ansatz, das heisst, es wird ein exponentieller Zusammenhang zwischen dem Verbrauch einerseits und dem BIP und der Zeit andererseits unterstellt. Wird $k > 1$ gewählt, bewirkt dies ein Abnehmen der Wachstumsrate, das um so rascher erfolgt, je grösser k gewählt wird. Bei der Analyse des Stromverbrauchs zeigt sich, dass dessen Entwicklung sehr gut durch einen Ansatz mit $k = 3$ wiedergegeben werden kann. Wie Fig. 13 zeigt, erlaubt dieser Ansatz eine ausgezeichnete Nachbildung der effektiven Entwicklung auch während der Rezessionsjahre. Dieser Ansatz wurde daher auch als Basis für die Prognose gewählt und führt zu folgender Formel:

$$(\ln V)^3 = -1581{,}9 + 0{,}8132 \cdot t + 0{,}1454 \cdot BIP$$

wobei:

V = Elektrizitätsverbrauch (in 1000 GWh)
t = Zeit (Jahrzahl)
BIP = Bruttoinlandsprodukt (real) (zu Preisen von 1970; in Mia Fr.)

Die Berechnung ergab ein multiples Bestimmtheitsmass für die Regression von $R^2 = 0{,}9981$. Die Prognosewerte sind in Tabelle 6 des Berichtes aufgeführt.

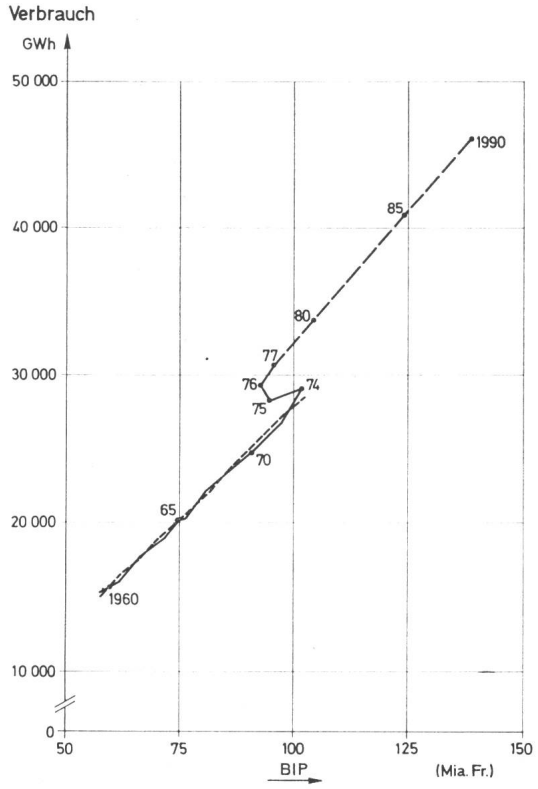


Fig. 14 Unbeeinflusste Bedarfsentwicklung: Prognose des gesamten Elektrizitätsbedarfes der Schweiz (ohne Elektroheizung und -kessel; auf Stufe Endenergie)

(Prognose korrigiert auf Basis von 1977)

——— effektive Werte
– – – Prognose
------ Rückberechnung mittels Formel

Zu ähnlichen Ergebnissen gelangt man übrigens auch, wenn man, ausgehend vom Jahr 1977 als neuem Basisjahr, die in der Vergangenheit (z.B. 1960–1974) beobachtete Elastizität von 1,1 zwischen dem Stromverbrauch und dem Bruttoinlandsprodukt für die künftige Entwicklung zugrunde legt, das heisst auch für die Zukunft eine geringfügig raschere Steigerung des Stromverbrauchs gegenüber dem BIP annimmt (siehe Fig. 14).

Da in den kommenden Jahren nur von einem sehr langsamen Ansteigen der Bevölkerungszahl ausgegangen werden kann, bedeutet die gewählte Prognose nahezu eine exponentielle Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf der Bevölkerung.

Anhang 8

Untersuchung über die Möglichkeiten zur Einsparung elektrischer Energie

1. Grundsätzliches

Beim Energiesparen ist bei jedem Anwendungsgebiet zu unterscheiden zwischen dem Energiesparpotential im Einzelfall und den zu erwartenden Einsparungen im Durchschnitt aller Verbraucher in diesem Anwendungsgebiet.

Im weitern ist zu differenzieren zwischen den verhaltensbedingten Einsparungen durch bewusstes Ausnutzen der Sparmöglichkeit in jedem Anwendungsgebiet, ohne Einbusse an Nutzenergie, und den konstruktiv-technischen Massnahmen, aus welchen Apparate und Geräte hervorgehen, die bei gleichem Nutzeffekt im Energieverbrauch sparsamer sind.

Eine Abschätzung des konstruktiv-technischen und auch des verhaltensbedingten Sparpotentials ist noch relativ einfach. Schwieriger ist die Beurteilung der zu erwartenden konstruktiv-technischen Einsparungen, und bei den ebenfalls zu erwartenden verhaltensbedingten Einsparungen muss vollends auf Annahmen abgestellt werden.

Es ist nicht damit zu rechnen, dass das Sparpotential in allen Anwendungsgebieten innert kürzester Frist ausgeschöpft wird, es sei denn, es lägen aussergewöhnliche Umstände vor, wie zum Beispiel echte Krisen, die dann sicher auch mit einer Verminderung des Nutzenergieverbrauchs verbunden sind. Bei den konstruktiv-technischen Massnahmen sind Einsparungen entsprechend der Zuwachs- und Ersatzrate der Apparate und Geräte zu erwarten, während bei den verhaltensbedingten Einsparungen die erfahrungsgemäss nur sehr schwierig und langwierig zu verändernden Verhaltensweisen zu berücksichtigen sind. Bei der Abschätzung der zu erwartenden Einsparungen ist deshalb von einer nur allmählich steigenden Ausschöpfung des Sparpotentials auszugehen.

Grundsätzlich können Einsparmöglichkeiten konkret nur anhand einzelner spezifischer Anwendungen beurteilt werden. Einigermassen detaillierte Angaben über die Aufteilung des Verbrauchs sind jedoch nur im Sektor «Haushalt» vorhanden, und auch hier besteht die Schwierigkeit darin, dass der heutige spezifische Verbrauch je Anwendung und der Verbreitungsgrad der Apparate und Geräte relativ ungesichert sind. Immerhin kann eine Abschätzung aufgrund der im Anhang 4 angenommenen Werte durchgeführt werden. Bei den übrigen Sektoren ist man weitgehend auf pauschale Schätzungen angewiesen.

2. Einsparungen im Sektor «Haushalt»

In Anlehnung an eine von der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) ausgearbeiteten Studie[1]) wurden für die folgenden sieben wichtigsten Anwendungen im Haushalt detaillierte Überlegungen über das Einsparpotential und die bis 1990 zu erwartenden Einsparungen gemacht (siehe Anhang 8, Tabellen I bis VIII):

- Elektroboiler
- Kochherd
- Kühlschrank
- Tiefkühlgerät
- Geschirrspüler
- Waschmaschine
- Wäschetrockner (Tumbler)

[1]) Überlegungen zur künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland bis 1990, Frankfurt am Main 1977.

Die bei diesen Anwendungen zu erwartenden Einsparungen schwanken zwischen 2,5 und 33 % gegenüber dem Bedarf bei der unbeeinflussten Entwicklung.

Bei der Gewichtung der einzelnen Einsparungen entsprechend dem spezifischen Verbrauch und der für 1990 aufgrund der heutigen Verbreitung geschätzten Bestandesstruktur ergibt sich eine zu erwartende Einsparung bei diesen Anwendungen von knapp 10 %.

Bei den restlichen Anwendungen ist es schwierig, Einsparpotential und zu erwartende Einsparungen quantitativ zu erfassen. Einsparungen in der gleichen Grössenordnung erscheinen zwar möglich, dürften aber eher an der oberen Grenze der zu erwartenden Einsparungen liegen und werden deshalb mit 9 % angesetzt.

Für den gesamten Sektor «Haushalt» ergeben sich unter diesen Annahmen Einsparungen von 9,7 % gegenüber dem unbeeinflussten Bedarf für das Jahr 1990.

Aus den bereits unter Punkt 1 erwähnten Gründen ist mit allmählich steigenden Einsparquoten zu rechnen. Deshalb wurden Einsparungen von 1 % bis 1980 und 3,7 % bis 1985 angenommen und erst in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre der starke Anstieg auf 9,7 % zugrunde gelegt.

Einsparpotential und zu erwartende Einsparmöglichkeiten von elektrischer Energie in den privaten Haushalten

1. Elektroboiler

Anhang 8, Tabelle I

Einsparmassnahmen Art[1]	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%[2])	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2]
v	Warmwasser nicht unbenutzt laufen lassen.		Nicht quantifizierbar. Im übrigen nicht üblich.	–
v	Keine höhere Temperatur als nötig einstellen zur Reduktion der Speicherverluste.	≈ 2,5	Schwer quantifizierbar, erfordert höhere Speicherkapazitäten. 1990 bei etwa 10 % der Speicher realisiert.	0,25
k	Verminderung der Verluste der elektrischen Warmwasserbereitung durch bessere Isolierung.	8–10	Bis 1990 bei etwa 40 % aller Geräte erreichbar.	3,6
k	Verwendung von Wärmepumpen-Boilern.	65	Da in den Investitionen teurer, nur in relativ wenigen Fällen (etwa 3 %) realisiert (bis 1990).	1,95
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				0,25
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				5,55
Gesamte Einsparung				5,80

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

2. Elektrokochherd

Anhang 8, Tabelle II

Einsparmassnahmen Art[1]	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2]	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2]
v	«Optimierung» des Wärmeübergangs zwischen Kochplatte und Topf sowie Anpassung von Kochplattengrösse und Topfgrösse bzw. Kochgutmenge.	10...15	Etwa 20 % der elektrisch kochenden Haushalte verwenden zurzeit unpassendes Kochgeschirr. 50 % davon stellen sich bis 1990 um.	1,25
v	Minimierung der Dampfverluste.	2...6	Geringe Relevanz	–
v	Vermeidung von Aufheizverlusten durch zuviel Kochwasser.	5...9	30 % der Haushalte verwenden zurzeit zuviel Kochwasser. 50 % stellen sich bis 1990 um.	1,0
v	Ausnutzung von Speicherwärme der Kochplatten.	10...15	Etwa 60 % nutzen zurzeit Speicherwärme nicht aus. 25 % stellen sich bis 1990 um.	1,90
v	Verwendung von Dampfkochtöpfen.	33...43	50 % aller Haushalte besitzen heute Dampfkochtöpfe. Es wird angenommen, – dass die Sättigung im Jahre 1990 etwa 75 % beträgt. – dass bei einem Anteil des Kochens von 50 % am Herdstromverbrauch 25 % der Kochvorgänge mit dem Dampfkochtopf durchgeführt werden.	2,4
k	Verringerung der Wärmeverluste (z. B. Backofen, Kochplatten). Ausrüstung mit massearmen Schnellkochplatten sowie thermostatischer Temperaturregelung der Platten.	10	40 % aller Herde haben zurzeit bereits eine Automatikplatte. Diese Platte verbraucht 50 % des gesamten Kochstroms. 1990 besitzen 90 % aller Herde eine Automatikplatte.	2,50
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				6,55
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				2,50
Gesamte Einsparung				9,05

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

3. Kühlschrank Anhang 8, Tabelle III

Einsparmassnahmen Art[1])	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2])	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2])
v	Absenkung der Umgebungstemperatur zum Beispiel um 2 °C von 22 auf 20 °C.	4	Umgebungstemperatur wird in der Küche durch Komponenten bestimmt, die nicht allein von der Raumheizung abhängig sind. Realisierungsmöglichkeiten äusserst gering.	–
v	Erhöhung der Kühltemperatur um 2 °C von 5 auf 7 °C.	16	Erhöhung scheint im Laufe der Zeit realistisch 1990: 50% der Kühlschrankbesitzer.	8,0
v	statt 40 Öffnungen à 10 s: 50 Öffnungen à 5 s	3	Realisierbarkeit scheint nur in so engen Grenzen denkbar, dass kaum quantifizierbar.	–
v	Reinigung der Wärmetauscher bei Verschmutzung. Bei manueller Abtauung wird diese nur bei kompakter Eisschicht vorgenommen. Lüftungsquerschnitte werden offen gehalten. Es werden keine warmen Speisen eingebracht. Feuchte Speisen werden abgedeckt.	10	Scheint nicht quantifizierbar. Wird im übrigen heute bereits weitgehend praktiziert, so dass zusätzliche Einsparungen ausser Ansatz bleiben.	–
v	Verzicht auf Tiefkühlfach bei Vorhandensein eines Tiefkühlgerätes.	50	Heute besitzt nur etwa jeder zweite Haushalt mit Tiefkühlgerät einen Kühlschrank mit Tiefkühlfach: 1990 wird dieses Verhältnis unverändert sein.	–
k	Verstärkung der Geräteisolierung. Erhöhung der spezifischen Kälteleistung der Kältekompressoren oder Absorberaggregate. Verbesserung der Wärmeübertragungsleistung von Kondensatoren oder Verdampfern. Sparsame Auslegung der Abtauheizungen.	50	Ersatz aller Kühlschränke bis 1990; heute verbrauchen 50% aller Kühlschränke mit geringem Komfort soviel Energie wie die komfortableren Geräte im Prognosejahr.	25,0
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				8,0
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				25,0
Gesamte Einsparung				33,0

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

4. Tiefkühlgerät Anhang 8, Tabelle IV

Einsparmassnahmen Art[1])	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2])	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2])
v	Verminderung der Umgebungstemperatur um 1 °C.	3	Scheint nicht quantifizierbar.	–
v	Gefriergut sachgerecht einbringen.		Scheint nicht quantifizierbar.	–
v	Richtige Wahl der Geräte-Innentemperatur. Erhöhung um 1 °C.	7	Spielraum scheint sehr gering, deshalb keine Quantifizierung.	–
k	Verbesserung der Geräteisolierung usw. (vgl. Kühlschrank)	50	25% von den heute in etwa 40% der Haushalte vorhandenen Tiefkühlgeräten sind im Verbrauch sparsam. Bis 1990 werden alle «verbrauchsgünstig».	30,0
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				–
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				30,0
Gesamte Einsparung				30,0

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

5. Geschirrspüler

Anhang 8, Tabelle V

Einsparmassnahmen Art[1]	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2]	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2]
v	Maschinenfüllung ausnutzen	30	Heutiger Füllgrad steigt um 5%-Punkte von 90 auf 95%	1,70
k	Einbau von Sparprogrammen	–	In obiger Position berücksichtigt.	–
k	Warmwasseranschluss[3]	85	Der heutige Anteil von Maschinen mit Warmwasseranschluss von etwa 50% steigt auf etwa 60% an.	4,25
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				1,70
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				4,25
Gesamte Einsparung				5,95

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.
[3]) Ist nur dann sinnvoll, wenn die unter Ziffer 6 für die Waschmaschine erwähnten Bedingungen erfüllt sind.

6. Waschmaschine

Anhang 8, Tabelle VI

Einsparmassnahmen Art[1]	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2]	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2]
v	Maschinenfüllung ausnutzen	20–50	20–40% der Haushalte nutzen die Maschinenkapazität zurzeit nicht aus. Es wird angenommen, dass bis 1990 die Hälfte davon die Maschine voll belädt.	5,25
k	Einbau von Sparprogrammen mit deutlicher Verringerung von Wassermenge und -temperatur.	33	Es wird angenommen, dass in 10–20% der Waschvorgänge Sparprogramme möglich sind und dass dies 40% der Haushalte mit Waschmaschinen nutzen.	2,0
k	Warmwasseranschluss	58	Nur möglich, wenn Warmwasserversorgung an Zentralheizung gekoppelt. Energetisch sinnvoll nur, falls der Wirkungsgrad der Zentralversorgung deutlich über dem der Stromerzeugung liegt, also im Winter, das heisst in maximal 50% aller Waschfälle. Dies alles sowie erhöhte Anschaffungs- und Investitionskosten lassen bis 1990 maximal 10% Marktanteil erwarten.	2,9
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				5,25
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				4,9
Gesamte Einsparung				10,15

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

7. Wäschetrockner (Tumbler)

Anhang 8, Tabelle VII

Einsparmassnahmen Art[1]	Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2]	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2]
k	Erhöhung der mechanischen Entfeuchtung durch höhere Schleuder-Drehzahlen.	10–15	Erfordert neue Waschautomaten oder separate Schwinge. Einführung in etwa 20% der Haushalte.	2,5
Einsparung durch verhaltensabhängige Massnahmen				–
Einsparung durch konstruktiv-technische Massnahmen				2,5
Gesamte Einsparung				2,5

[1]) k = konstruktiv-technische Massnahme.
[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

8. Zusammenstellung Anhang 8, Tabelle VIII

Anwendungsgebiet	Durchschnittsverbrauch pro Haushalt für 1990[1] (kWh/a)	Zu erwartende Einsparung bis 1990	
		(%)[2]	(kWh/a)
Elektroboiler	1 192	5,80	69
Elektrokochherd	1 020	9,05	92
Kühlschrank	240	33,00	79
Tiefkühlgerät	120	30,00	36
Geschirrspüler	347	5,95	21
Waschmaschine	255	10,15	26
Wäschetrockner	120	2,50	3
Total	3 294	9,90[3]	326

[1]) Setzt sich zusammen aus mittlerem spezifischem Verbrauch pro Gerät oder Apparat und dem Verbreitungsgrad (siehe Anhang 4, Tabelle I).

[2]) Gesamte Einsparungsquote bezogen auf den Durchschnittsverbrauch gemäss Tabellen.

[3]) Total der zu erwartenden Einsparungen bezogen auf den Durchschnittsverbrauch pro Haushalt für alle sieben Anwendungen.

3. Einsparungen in den übrigen Sektoren

Die Grössenordnung der in der Industrie zu erwartenden Einsparungen wurde für die vier Anwendungsgebiete Wärme, mechanische Arbeit, Chemie und Licht geschätzt (siehe Anhang 8, Tabelle IX). Die zu erwartenden Einsparungen liegen zwischen 2,5 und 14%.

Bei der im Vergleich zu den privaten Haushalten stärker auf Wirtschaftlichkeit ausgerichteten Denkweise in der Industrie ist es verständlich, dass hier die Einsparmöglichkeiten geringer ausfallen. Insbesondere beim hochwertigen Energieträger Elektrizität wurde – im Hinblick auf den Preis – schon bisher sorgfältig auf eine gute Ausnutzung geachtet.

Werden die einzelnen Einsparmöglichkeiten in der Industrie entsprechend dem Anteil jedes Anwendungsgebietes am Elektrizitätsverbrauch der Industrie gewichtet, ergibt sich eine im Durchschnitt zu erwartende Einsparung von etwa 6% bis 1990.

Dieser Wert wurde auch für die möglichen Einsparungen in der Untergruppe «Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen» zugrunde gelegt, da detaillierte Angaben für diese heterogene Verbrauchergruppe fehlen.

Aufgrund des relativ grossen Anteils der bis 1990 zu erwartenden Einsparungen, die auf konstruktiv-technischen Massnahmen beruhen, ist mit anfänglich eher kleinen, später dann rascher steigenden Einsparungen gegenüber der unbeeinflussten Bedarfsentwicklung zu rechnen.

Einsparpotential und zu erwartende Einsparmöglichkeiten von elektrischer Energie in der Industrie Anhang 8, Tabelle IX

Einsparmassnahmen Art[1]) Massnahme	Einsparpotential im Einzelfall (%)[2])	Annahmen über die Realisierung	Zu erwartende Einsparung bis 1990 (%)[2])
1. Wärme zum Beispiel durch: k – Wärmerückgewinnung k – verstärkte Isolation k – Vorwärmung des Einsatzgutes mittels Abwärme v – optimale Einsatzplanung unter energetischen Gesichtspunkten	≈ 70	Da bestehende Anlagen umgerüstet werden müssen, können bis 1990 nur etwa 20% dieses Potentials ausgenützt werden.	14
2. Elektrische Antriebe zum Beispiel durch: k – optimale Anpassung k – elektronische Steuerung k – Blindstromkompensation zur Verminderung von Leitungsverlusten v – Abschalten während Stillstandszeiten	≈ 30	Da bestehende Anlagen umgerüstet werden müssen, können bis 1990 nur etwa 20% dieses Potentials ausgenützt werden.	6
3. Chemie zum Beispiel durch: k – energieoptimierte Auslegung der Anlagen	≈ 10	Kann nur bei neuen oder neu konzipierten Anlagen realisiert werden. Bis 1990 werden etwa 25% aller Anwendungen erfasst.	2,5
4. Beleuchtung zum Beispiel durch: k – Verwendung von Fluoreszenz- oder Quecksilber/Natriumdampflampen statt Glühbirnen	≈ 70	In der Industrie bereits bei vielen Anwendungen eingeführt. Zusätzliche Einführung betrifft etwa 5% des Verbrauchs.	3,5
Gesamte Einsparung[3])			6,3

[1]) v = verhaltensabhängige Massnahme k = konstruktiv-technische Massnahme.

[2]) Jeweils bezogen auf den für die unbeeinflusste Entwicklung prognostizierten Durchschnittsverbrauch für diesen Anwendungszweck.

[3]) Durchschnitt sämtlicher Einsparungen in der Industrie, gewichtet entsprechend den Verbrauchsanteilen von 1977: *Wärme:* 14,4%, *mechanische Arbeit:* 59%, *Chemie:* 23%, *Licht:* 3,6%.

Anhang 9

Untersuchung über die Möglichkeiten und die Entwicklung der Substitution von Erdöl durch elektrische Energie

1. Notwendigkeit der Substitution von Erdöl

Aus Fig. 15 ist ersichtlich, wie sich die Anteile der einzelnen Energieträger am Endenergieverbrauch der Schweiz von 1960 bis 1977 entwickelt haben. Augenfällig ist der überwiegende Anteil der Erdölprodukte, welcher von etwa 50% im Jahre 1960 stetig anstieg und im Jahre 1973 fast 80% erreichte. Im Gefolge der Ölkrise von 1973 und 1974 ging der Erdölanteil bis im Jahre 1977 auf etwa 75% zurück. Die Auswirkungen der Ölkrise und des gestiegenen Energiebewusstseins der Verbraucher auf Grösse und Struktur des Energieverbrauchs der Schweiz sind in Anhang 9, Tabelle I dargestellt, in welcher der Endenergieverbrauch im «Spitzenverbrauchsjahr» 1973 demjenigen von 1977 gegenübergestellt ist.[1])

Die Entwicklung auf dem Erdölmarkt führte bereits innerhalb weniger Jahre zu einer spürbaren Substitution von Erdöl durch Gas und Elektrizität. Auch der Verbrauch an Kohle hat im Jahre 1977 gegenüber 1976 wieder zugenommen. Der Erdölanteil am Endenergieverbrauch ist aber nach wie vor sehr hoch.

Die GEK postuliert in ihrem Schlussbericht die Erdölsubstitution als eine der vier wichtigsten energiepolitischen Zielsetzungen der Schweiz. Dabei sollen nicht nur die «traditionellen» Energieträger Elektrizität, Gas, Holz und Kohle einen vermehrten Beitrag an die Energiebedarfsdeckung leisten, sondern auch die «alternativen», erneuerbaren Energiequellen wie Sonnenenergie, Umgebungswärme oder Biogas. Gleichzeitig sollen auch neue Formen der Energieerzeugung und -verwertung, wie die Wärme-Kraft-Kopplung oder Totalenergieanlagen und Wärmepumpen, zu einer besseren Ausnutzung der Primärenergieträger beitragen.

Vergleich des Endenergieverbrauches für die Jahre 1973 und 1977
(Werte in TJ*) Anhang 9, Tabelle I

	Verbrauch 1973	Verbrauch 1977	Verbrauchsveränderung	
			(TJ*)	(% vom Total 1973)
Erdöl	536 476	480 600	−55 876	−8,3
Elektrizität	102 135	112 600	+10 465	+1,6
Gas	10 612	26 800	+16 188	+2,4
Kohle	12 958	10 500	− 2 458	−0,4
Holz	10 111	8 400	− 1 711	−0,3
Total	672 292	638 900	−33 392	−5,0

*) 1 TJ = 0,2778 GWh

In Anbetracht des erneut ansteigenden gesamten Endenergiebedarfes der Schweiz und des nach wie vor riesigen Anteils der Erdölprodukte am gesamten Bedarf müssen alle übrigen Energieträger zur Substitution beitragen, um einen nennenswerten Substitutionseffekt zu erzielen. Dabei gibt es für jeden dieser Energieträger Anwendungsgebiete, bei denen seine spezifischen Vorteile in wirtschaftlicher, technischer und ökologischer Hinsicht zur Geltung kommen, ohne dass ein Konkurrenzverhältnis entstehen muss.

2. Theoretisches Substitutionspotential für die Elektrizität

Bevor eine Prognose über den Substitutionsbeitrag der Elektrizität erstellt werden kann, müssen die theoretischen Möglichkeiten zum Ersatz von Erdöl in den verschiedenen Anwendungsbereichen untersucht werden. Insbesondere sind die die Substitution beschränkenden Einflussfaktoren zu ermitteln, die sich langfristig bei möglichst weitgehendem Ersatz von Erdöl ergeben werden. Dabei wird sowohl die zeitliche Entwicklung der Nachfrage nach Substitutionsenergie als auch die Frage der Konkurrenzfähigkeit unter den Energieträgern, insbesondere gegenüber dem Erdöl, soweit als möglich ausser Betracht gelassen.

[1]) Die seit der Ausarbeitung dieser Untersuchung veröffentlichten Zahlen zum Endenergieverbrauch im Jahre 1978 zeigen, dass nicht mehr das Jahr 1973, sondern 1978 absolutes «Spitzenverbrauchsjahr» ist.

2.1 Raumheizung und Warmwasserbereitung

Vom Bedarf her gesehen stellen Raumheizung und Warmwasserbereitung die grösste Substitutionsmöglichkeit von Erdöl dar. Rund 85% des Bedarfes der privaten Haushalte für diese beiden Anwendungen entfielen im Jahre 1977 auf flüssige Brennstoffe, während je etwa 5% durch Elektrizität, Gas sowie Kohle und Holz gedeckt wurden.

Zur Substitution von Erdöl in diesen beiden Anwendungsbereichen kommen praktisch alle übrigen Energieträger in Frage. Wichtigster Einflussfaktor bei der Wahl eines bestimmten Versorgungssystems für Raumheizung und Warmwasserbereitung im Hinblick auf eine Substitution von Erdöl dürfte die *Wärmedichte* des zu versorgenden Gebietes sein. Je höher sie ist, desto eher lassen sich leitungsgebundene Systeme mit kapitalintensiver Energieverteilung wirtschaftlich vertreten. Zusätzlich dürften die *bestehende Versorgungsstruktur und deren Ausbaumöglichkeiten* für die Entwicklung der Substitution massgebend sein.

Aufgrund der beiden genannten Gesichtspunkte wird das Substitutionspotential der Elektrizität für Raumheizung und Warmwasserbereitung ermittelt.

2.1.1 Theoretisches Substitutionspotential der Elektrizität für die Wärmeversorgung aus der Sicht einer «optimalen» Gebietsausscheidung

Als Alternativen zur heute vorherrschenden Wärmeversorgung auf der Basis flüssiger Brennstoffe kommen im wesentlichen die folgenden Systeme in Frage, die einerseits nach dem Erzeugungsort der Wärme und andererseits nach dem verwendeten Energieträger unterschieden werden:

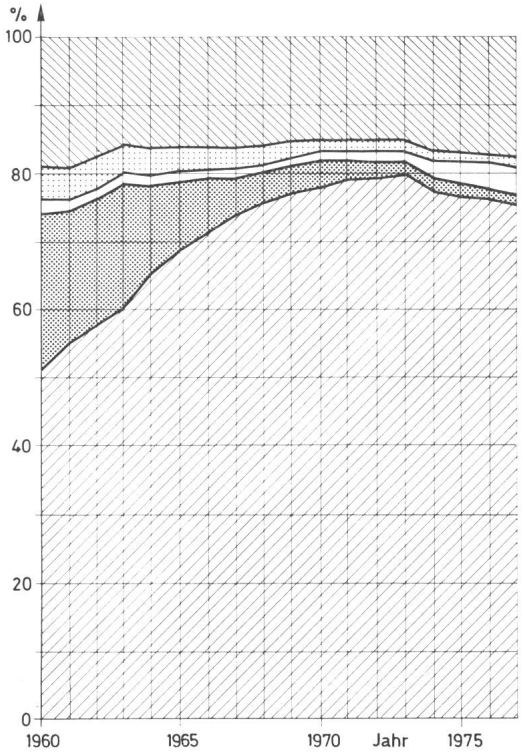


Fig. 15 Struktur des Endenergieverbrauchs der Schweiz nach Energieträgern 1960–1977

Elektrizität
Holz
Gas
Kohle
Erdöl

- *individuelle Systeme*, betrieben mit
  - Gas (Erd- oder Biogas)
  - Elektrizität (Elektroboiler, Elektroheizung)
  - Umgebungswärme und Wärmepumpen, welche durch Elektro-, Gas- oder Dieselmotoren angetrieben werden
  - Sonnenenergie (Kollektoren)
  - Holz
- *Fernwärmesysteme* auf der Basis
  - fossiler Brennstoffe (mit Kohle oder Gas befeuerte Heizwerke und Heizkraftwerke)
  - Kehrichtverbrennung
  - nuklearer Brennstoffe (Wärme aus Kernkraftwerken)
  - geothermischer Energiequellen

Die *Fernwärmeversorgung* ist nur bei hoher Wärmedichte wirtschaftlich. In einer Studie der USSI[1]) wurde eine grobe Abschätzung der für eine Fernwärmeversorgung geeigneten Gebiete der Schweiz vorgenommen. Um dem Gesichtspunkt der Wärmedichte Rechnung zu tragen, wurden diejenigen Gemeinden erfasst, welche eine bestimmte Mindesteinwohnerzahl und gleichzeitig eine bestimmte Mindesteinwohnerdichte aufweisen. In den nach diesen Kriterien ausgeschiedenen Gebieten leben rund 44% der Gesamtbevölkerung der Schweiz. In den erfassten Gebieten gibt es allerdings grosse Quartiere mit geringerer Wärmedichte, in denen eine Fernwärmeversorgung kaum wirtschaftlich sein dürfte. Unter Berücksichtigung dieses Gesichtspunktes dürfte die Anschlussdichte an die Fernwärmeversorgung in den in Betracht gezogenen Gebieten etwa 70% betragen, was zu einem als realistisch erscheinenden Fernwärmepotential in der Grössenordnung von 30% der Gesamtbevölkerung der Schweiz führt.

Die *Gasversorgung* ist bereits bei etwas niedrigeren Wärmedichten wirtschaftlicher als die Fernwärme, da die Investitionskosten für die Gasverteilung deutlich niedriger sind. Aufgrund von Statistiken der Gaswirtschaft lässt sich ermitteln, dass rund 60% der Bevölkerung der Schweiz in Gemeinden wohnen, in denen ein Gasnetz besteht, wobei meist nur ein Teil der Gemeinde mit Gas versorgt wird. Unter Annahme einer etwa gleich hohen Anschlussdichte von 70% wie bei der Fernwärmeversorgung resultiert ein Gasversorgungspotential in der Grössenordnung von 40% der Bevölkerung der Schweiz, welches somit etwas grösser ist als dasjenige für die Fernwärme.

Das Gas- und das Fernwärmeversorgungspotential überdecken sich jedoch weitgehend und stehen somit in Gebieten hoher Wärmedichte in einem starken Konkurrenzverhältnis.

Diese Überlegungen zur Gebietsausscheidung, welche in Fig. 16 stark vereinfacht und schematisch dargestellt sind, führen zu einem Potential für die übrigen Energieträger, das dem Wärmebedarf von rund 60% der Gesamtbevölkerung der Schweiz entspricht.

Eine grobe Abschätzung der Angebotsperspektiven für die erneuerbaren Energien (Sonnenenergie, Biogas und Holz) anhand des Berichtes der GEK zeigt, dass diese längerfristig den Wärmebedarf von etwa 20% der Bevölkerung decken könnten. Nimmt man an, dass weitere 15% der Bevölkerung ihren Wärmebedarf mit Umgebungswärme und elektrisch betriebenen Wärmepumpen, welche eine mittlere Leistungsziffer von 3 erreichen, decken werden, verbleibt für die Elektrizität ein theoretisches Potential im Umfang des Wärmebedarfes von 30% der Bevölkerung. In diesem Prozentsatz ist die Energie zum Antrieb der Wärmepumpen berücksichtigt.

2.1.2 Theoretisches Substitutionspotential der Elektrizität für die Wärmeversorgung aus der Sicht des Übertragungs- und Verteilnetzes

Es stellt sich die Frage, wieviel elektrische Energie zusätzlich für die Substitution von Erdöl zur Wärmeversorgung verteilt werden kann, ohne grössere Investitionen in das bestehende Übertragungs- und Verteilnetz zu tätigen.

Die bestehenden Netze sind für den maximalen Leistungsbedarf des «Normalverbrauchs», das heisst ohne Berücksichtigung einer namhaften zusätzlichen Substitution, mit einer gewissen Reserve ausgelegt. Die einkalkulierte Reserve beträgt in den Niederspannungsverteilanlagen im Mittel 10 bis 20% des maximalen Leistungsbedarfes, wobei lokal grosse Unterschiede auftreten können. Je höher die Spannungsebene des Netzes ist und je grösser das vom Netz versorgte Gebiet wird, desto mehr wird die Reservekapazität erhöht, um zu vermeiden, dass Ausfälle einzelner Elemente (Leitungen, Transformatoren, usw.) zu einem Versorgungsunterbruch führen. Im Rahmen dieser Reservekapazität, die durch das Niederspannungsnetz beschränkt wird und im Mittel mit 15% angenommen werden darf, kann elektrische Energie zu Substitutionszwecken verteilt werden, ohne die im Netz installierte Leistungskapazität zu überschreiten.

[1]) USSI (Union de Sociétés Suisses d'Ingénieurs-Conseils et d'Architecture), Fernwärmeversorgung, Energiewirtschaftliche und konjunkturpolitische Argumente, Zürich 1977.

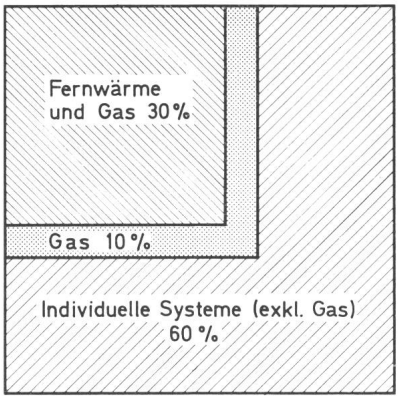


Fig. 16
Schematische Darstellung der Gebietsausscheidung

Beschränkend auf die elektrische Energie, die zur Substitution über die gesamte Heizperiode verteilt werden kann, sind die Verteilmöglichkeiten am kältesten Tag, an welchem der grösste Heizenergiebedarf auftritt. Der Jahresverbrauch für die Heizung beträgt für die ganze Schweiz im Mittel etwa das 110fache des Heizenergiebedarfes am kältesten Tag. Der Belastungsverlauf der schweizerischen Allgemeinversorgung mit elektrischer Energie, ohne Berücksichtigung der Elektroheizung, weist am kältesten Tag eine Benutzungsdauer der Höchstlast (Mittagsspitze) von etwa 18,5 Stunden auf. Im Rahmen der Netzkapazität und ohne Überschreiten der Höchstlast kann am kältesten Tag zusätzlich noch eine äquivalente Energiemenge von 5,5 Stunden Höchstlast (24 h minus 18,5 h) verteilt werden. Für das ganze Jahr ergibt sich somit eine Verteilmöglichkeit von etwa 600 Stunden der Jahreshöchstlast (5,5 h/Tag × 110 Tage ≅ 600 h). Dies führt, unter Annahme der gleichen Zuwachsrate der Jahreshöchstlast wie für unbeeinflusste Bedarfsentwicklung gemäss Kapitel 2 des Berichtes, zu den in Anhang 9, Tabelle II aufgeführten Werten für das theoretische Substitutionspotential der Elektrizität aus der Sicht des Verteilnetzes.

Das für 1989/90 ausgewiesene Potential von 5600 GWh entspricht dem Wärmebedarf von etwa 15% der Bevölkerung, wenn berücksichtigt wird, dass bis dahin die Häuser allgemein eine wesentlich bessere Wärmeisolation aufweisen werden und dass der Wirkungsgrad der Elektroheizung und -boiler (d.h. derjenige zwischen End- und Nutzenergiestufe) wesentlich über dem zurzeit für Raumheizung und Warmwasserbereitung erreichten mittleren Wirkungsgrad liegt.

2.2 *Industrie*

In der Industrie variiert der Erdölanteil am Gesamtverbrauch relativ stark, je nach Industriezweig. Zudem ist ein relativ grosser Teil der Prozesswärme, der auf Erdölbasis erzeugt wird, aus technischen Gründen nicht durch Elektrizität substituierbar. Nebst der Prozesswärme besteht in der Industrie ein gewisses Substitutions-

Theoretisches Substitutionspotential aus der Sicht des Verteilnetzes für Raumheizung und Warmwasserbereitung Anhang 9, Tabelle II

Hydrologisches Jahr	Jahreshöchstlast (MW)	Potential (GWh)
1976/77 (Basis)	(6 350)	–
1979/80	7 200	4 300
1984/85	8 370	5 000
1989/90	9 460	5 600

potential bei der Raumheizung und der Warmwasserbereitung. Eine grobe Abschätzung ergibt, dass sich theoretisch etwa 40% des Gesamtenergiebedarfes der Industrie für die Substitution von Erdöl durch Elektrizität eignen. Neben der Elektrizität kommen aber auch Erdgas und Kohle für die gleichen Anwendungsbereiche als Substitutionsenergien in Frage.

Der Verbrauch der Elektrokessel, welcher im Rahmen der Elektrizitätsstatistik separat ausgewiesen wird, ist im Verlaufe der Jahre fast zur Bedeutungslosigkeit herabgesunken.

Ein Wiederanstieg des Stromverbrauchs für Elektrokessel ist durchaus möglich und aus Gründen der Erdölsubstitution sogar erwünscht. Allerdings ist dieser Verbrauch seinem Wesen nach eine kurzfristige Überschussverwertung, vor allem im Sommer zu in der Regel niedrigen Preisen. Es wäre deshalb falsch, dafür ein entsprechendes Substitutionspotential auszuweisen.

2.3 Verkehr

Für den Verkehr wird heute rund ein Viertel des Gesamtenergieverbrauches benötigt. Der weitaus grösste Teil davon entfällt auf flüssige Treibstoffe für Strassen- und Luftfahrzeuge, der Rest vorwiegend auf den Schienenverkehr.

Eine erste Möglichkeit der Substitution besteht darin, den Schienenverkehr bei Personen- und Gütertransporten vermehrt zu Lasten des Strassenverkehrs zu fördern. Die Substitution des Erdöls erfolgt hier indirekt über die Substitution des Verkehrsträgers Strassenverkehr. Das diesbezüglich theoretische Potential ist an sich sehr gross.

Eine zweite Möglichkeit der Substitution besteht im Einsatz von Elektromobilen für den Strassenverkehr (vor allem im Innerortsverkehr: Busse, Transporter, Stadtmobile). Es handelt sich hier um eine langfristige und erhebliche Zeit beanspruchende Entwicklung, soll hier ein nennenswertes Substitutionspotential ausgeschöpft werden. Noch nicht vollständig gelöste technische Probleme sowie Kosten sprechen gegen eine rasche Verbreitung von Elektromobilen.

3. Prognose der Substitution durch elektrische Energie [1])

3.1 Raumheizung (Elektroheizung, Wärmepumpen)

Die Tabelle III in Anhang 9 zeigt die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs für die Raumheizung (ohne Verbrauch von mobilen Heizgeräten).

Bis 1977/78 erreichte der Verbrauch der Elektroheizungen einen Anteil am gesamten Elektrizitätsverbrauch des Landes von bereits 2,3%.

Ob die starke Aufwärtsentwicklung für die Elektroheizung anhält, hängt stark von der preislichen Konkurrenzfähigkeit der Elektrizität gegenüber den Heizölpreisen ab. Tarifpolitische Massnahmen der Elektrizitätswerke sowie die Entwicklung der Heizölpreise haben hier einen entscheidenden Einfluss. Die letzteren Gesichtspunkte gelten in besonderem Masse für die Entwicklung des Wärmepumpeneinsatzes.

Die weitere Verbreitung der Elektroheizung und die Einführung der Wärmepumpen benötigen einen gewissen Zeitbedarf, da pro Jahr nur eine bestimmte Anzahl Heizanlagen angeschafft oder ersetzt werden müssen. Aufgrund der jährlichen Neuproduktion von Wohnungen und dem Ersatzbedarf für alte Ölheizungen lässt sich eine Zahl von gegen 100000 neuen Heizanlagen pro Jahr abschätzen.

Für die weitere Entwicklung der Elektroheizung (Widerstandsheizung) wird angenommen, dass etwa 15% der jährlichen Neu- und Ersatzanlagen auf Elektroheizungen entfallen, was eine jährliche Substitutionszunahme von etwa 230 GWh ergibt und bis zum Jahre 1990 zu einem Ausschöpfungsgrad des theoretischen Substitutionspotentials aus der Sicht des Verteilnetzes von zwei Dritteln führt.

Für die Entwicklung des Einsatzes von elektrisch betriebenen Wärmepumpen wird von 1980 bis 1985 mit einem jährlichen Zuwachs von 20 GWh gerechnet, der in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre auf das Doppelte ansteigen und im Jahre 1990 einen Substitutionsanteil von 300 GWh ergeben wird.

[1]) Von der Möglichkeit des Fernwärmebezuges aus Kernkraftwerken – eine längerfristige, sehr interessante Lösung – wird im Rahmen dieser Untersuchung abgesehen.

Verbrauch von Elektrizität für die Raumheizung Anhang 9, Tabelle III

Jahr	Wohnbauten (GWh)	Geschäftshäuser u.a. (GWh)	Total (GWh)	Anteil am Landesverbrauch ohne Verluste (%)
1970/71	43	19	62	0,2
1971/72	67	33	100	0,4
1972/73	100	41	141	0,5
1973/74	216	62	278	0,9
1974/75	287	72	359	1,2
1975/76	413	94	507	1,7
1976/77	490	110	600	1,9
1977/78	625	130	755	2,3

3.2 Warmwasserbereitung

Da der Stromverbrauch der Elektroboiler statistisch nicht separat erfasst wird, ist er in den Daten, welche zur Erarbeitung der Prognose des unbeeinflussten Bedarfes benötigt wurden, bereits enthalten. Insofern ist in den Prognosen ein normales Wachstum des Verbrauchs der Elektroboiler bereits berücksichtigt. Hier muss nur noch derjenige zusätzliche Elektrizitätsverbrauch für die Warmwasserbereitung geschätzt werden, der über die unbeeinflusste Entwicklung hinausgeht. Dieser Anteil wird mit 300 GWh bis im Jahre 1990 geschätzt.

3.3 Industrie

Der realisierbare Ausschöpfungsgrad des theoretischen Substitutionspotentials in der Industrie ist sehr schwierig abzuschätzen und hängt im wesentlichen von der Entwicklung des Schweröl preises ab. Bis ins Jahr 1990 wird mit einer Substitution von 300 GWh gerechnet. Es wird angenommen, dass die Entwicklung erst ab 1980 einsetzt.

3.4 Verkehr

Da die Massnahmen der GVK erst in den Jahren 1990 bis 2000 wirklich zum Tragen kommen können, beeinflussen sie den Energieverbrauch des öffentlichen Verkehrs im vorliegenden Prognosezeitraum kaum. Bis zum Jahre 1990 ist auch nicht zu erwarten, dass Elektromobile einen nennenswerten Substitutionsbeitrag leisten können.

Es kann angenommen werden, dass durch die Einführung des «Neuen Reisekonzeptes» (NRK) bei den schweizerischen Bahnen in den frühen achtziger Jahren, durch eine weitere Verdichtung des Reisezugfahrplanes ab 1985, durch das Anheben der durchschnittlichen Zugsgeschwindigkeiten sowie durch das verbesserte Huckepackangebot und den Gütermehrverkehr 200 GWh bis zum Jahre 1985 und 250 GWh bis zum Jahre 1990 zusätzlich zur «unbeeinflussten» Entwicklung benötigt werden.

Anhang 10

Entwicklung der Anteile der einzelnen Kraftwerktypen an der Stromerzeugung

Hydrologisches Jahr (1. Oktober bis 30. September)				Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März)			Sommerhalbjahr (1. April bis 30. September)		
	Wasserkraftwerke (%)	Konv.-therm. Kraftwerke (%)	Kernkraftwerke (%)	Wasserkraftwerke (%)	Konv.-therm. Kraftwerke (%)	Kernkraftwerke (%)	Wasserkraftwerke (%)	Konv.-therm. Kraftwerke (%)	Kernkraftwerke (%)
1949/50	98,5	1,5	–	96,6	3,4	–	99,7	0,3	–
50/51	99,5	0,5	–	99,1	0,9	–	99,8	0,2	–
51/52	99,0	1,0	–	98,1	1,9	–	99,7	0,3	–
52/53	99,6	0,4	–	99,4	0,6	–	99,7	0,3	–
53/54	98,6	1,4	–	97,1	2,9	–	99,7	0,3	–
1954/55	99,6	0,4	–	99,2	0,8	–	99,8	0,2	–
55/56	98,4	1,6	–	96,8	3,2	–	99,6	0,4	–
56/57	98,8	1,2	–	97,9	2,1	–	99,5	0,5	–
57/58	99,6	1,0	–	97,9	2,1	–	99,7	0,3	–
58/59	99,4	0,6	–	99,3	0,7	–	99,5	0,5	–
1959/60	98,7	1,3	–	97,4	2,6	–	99,6	0,4	–
60/61	99,4	0,6	–	99,3	0,7	–	99,6	0,4	–
61/62	99,1	0,9	–	98,6	1,4	–	99,5	0,5	–
62/63	98,5	1,5	–	96,8	3,2	–	99,6	0,4	–
63/64	99,1	0,9	–	99,1	0,9	–	99,2	0,8	–
1964/65	98,2	1,8	–	97,1	2,9	–	99,0	1,0	–
65/66	98,1	1,9	–	96,9	3,1	–	99,1	0,9	–
66/67	97,3	2,7	–	94,8	5,2	–	99,2	0,8	–
67/68	96,2	3,8	–	92,8	7,2	–	99,0	1,0	–
68/69	94,9	4,6	0,5	91,5	8,5	–	97,8	1,2	1,0
1969/70	88,4	5,6	6,0	81,6	10,7	7,8	93,4	1,9	4,7
70/71	89,9	6,1	4,0	85,9	9,0	5,1	93,7	3,4	2,9
71/72	81,0	7,5	11,5	77,9	11,8	10,3	83,6	3,9	12,5
72/73	76,0	6,8	17,2	67,8	10,0	22,2	83,1	4,0	12,9
73/74	77,6	5,8	16,5	73,2	8,4	18,4	81,8	3,4	14,8
1974/75	78,2	4,4	17,4	69,9	7,4	22,7	84,7	2,0	13,3
75/76	74,2	5,1	20,7	71,6	6,1	22,3	77,1	4,0	18,9
76/77	78,9	4,3	16,8	71,0	7,0	22,0	85,0	2,1	12,9
77/78	77,5	4,1	18,4	72,1	6,5	21,4	82,5	1,9	15,6

Anhang 11

Natürliche Zuflüsse zu den Laufkraftwerken

LAUFENERGIE TOTAL H FEBR. 1979 ERZ

IN GWH	JAHR	WINTER	SOMMER	OKT.	NOV.	DEZ.	JAN.	FEBR.	MAERZ	APRIL	MAI	JUNI	JULI	AUG.	SEPT.
DURCHSCHNITT	19320.5	5818.0	13502.9	1451.1	1097.2	900.7	773.6	703.8	891.8	1299.4	2238.7	2765.4	2841.1	2469.8	1888.6
IN %	100.0	30.1	69.9	7.5	5.7	4.7	4.0	3.6	4.6	6.7	11.6	14.3	14.7	12.8	9.8
SIGMA	1633.3	855.3	1134.2	332.2	215.0	143.1	128.8	141.1	161.3	193.0	277.5	228.9	262.3	288.7	290.9
IN %	8.5	14.7	8.4	22.9	19.6	15.9	16.6	20.0	18.1	14.9	12.4	8.3	9.2	11.7	15.4
SUMMEN															
******															
1950/51	20674.8	5772.0	14902.8	1209.4	1057.5	969.2	824.5	760.0	951.4	1404.9	2411.5	3043.9	3116.4	2909.5	2016.6
1951/52	20012.3	6225.9	13786.4	1249.2	1505.0	988.6	803.0	667.8	1012.3	1649.5	2352.4	2850.7	2736.3	2202.4	1995.1
1952/53	19842.9	6560.8	13282.1	1754.5	1329.3	1154.5	815.7	628.2	878.6	1471.0	2233.6	2594.6	2854.2	2266.6	1862.1
1953/54	19199.0	5731.7	13467.3	1873.1	1127.1	716.6	660.5	560.0	794.4	1174.5	2025.6	2779.5	2648.0	2692.8	2146.9
1954/55	19947.8	6586.4	13361.4	1597.6	1068.0	1044.7	1010.5	892.5	973.1	1423.2	2309.2	2797.8	2729.1	2240.7	1861.4
1955/56	18980.4	5035.8	13944.6	1255.4	844.3	785.6	792.7	599.9	757.9	1102.6	2142.7	2524.7	2954.9	2815.2	2404.5
1956/57	18493.5	5844.1	12649.4	1568.1	1016.2	788.7	653.1	709.7	1108.3	1205.5	1714.6	2802.1	2742.8	2478.5	1705.9
1957/58	19619.2	5407.0	14212.2	1275.3	953.6	697.0	668.3	882.2	930.6	1171.9	2620.7	2724.2	2946.2	2689.1	2360.1
1958/59	19145.2	6780.5	12364.7	2023.1	1272.3	922.5	904.7	698.5	959.4	1285.8	2158.6	2593.3	2660.8	2138.7	1527.5
1959/60	19347.9	5138.1	14209.8	1054.1	852.4	783.8	829.3	688.5	930.0	1272.2	2326.4	2876.9	2766.2	2665.1	2303.0
1960/61	21160.4	7456.8	13703.6	2140.8	1548.3	1040.3	772.9	890.6	1063.9	1615.7	2136.8	2822.0	2846.9	2559.6	1722.6
1961/62	18328.3	5862.1	12966.2	1310.1	918.7	1079.2	963.4	764.2	826.5	1402.2	2160.3	2728.9	2620.2	2456.8	1597.8
1962/63	18348.8	4217.4	14131.4	1005.6	767.5	646.6	571.4	450.2	775.1	1361.9	2218.3	2826.0	2941.1	2652.6	2131.5
1963/64	17880.8	5728.5	12152.3	1447.6	1460.8	920.1	634.7	516.1	749.2	1217.3	2351.4	2687.4	2318.4	2017.3	1560.5
1964/65	18746.6	5205.0	13541.6	1278.3	1002.6	821.2	700.2	599.8	802.9	1201.4	2065.6	2577.6	2725.0	2535.9	2436.1
1965/66	20735.7	6709.8	14025.9	1682.6	1031.9	1107.3	947.2	936.1	998.8	1425.8	2524.9	2834.7	2871.1	2562.7	1806.7
1966/67	20902.5	6628.0	14274.5	1605.3	1137.6	1030.2	923.3	793.1	1138.5	1323.6	2404.8	2777.0	3108.2	2616.1	2044.8
1967/68	20404.2	6016.3	14387.9	1481.2	1131.5	831.7	874.2	781.6	916.1	1687.8	2492.9	2805.6	2791.9	2434.1	2175.6
1968/69	19161.2	5969.1	13192.1	1501.4	1379.5	848.2	742.0	639.5	858.5	1181.7	2567.1	2658.0	2823.8	2284.7	1676.8
1969/70	18899.3	5036.9	13862.4	1048.4	881.2	725.4	680.3	820.0	881.6	1263.3	2099.3	2997.0	2931.9	2570.8	2000.1
1970/71	18263.0	5571.7	12691.3	1625.0	1121.5	937.2	660.9	576.2	650.9	1371.2	2272.1	2528.8	2645.5	2402.0	1471.7
1971/72	15567.3	3958.6	11608.7	912.0	700.1	670.2	548.8	486.8	640.7	1074.3	1667.8	2650.5	2784.3	2131.0	1300.8
1972/73	17283.4	4508.7	12774.7	858.5	1079.2	877.7	575.8	503.3	614.2	810.2	2328.7	2752.3	2847.7	2316.5	1719.3
1973/74	18220.7	5670.3	12550.4	1452.3	945.4	860.2	759.1	716.3	937.0	1220.2	1796.5	2618.4	2882.8	2332.3	1700.2
1974/75	20878.6	5853.3	15025.3	1268.8	1078.4	1063.5	950.3	734.7	757.6	1350.7	2470.0	2893.1	3253.4	2759.5	2298.6
1975/76	15784.5	5346.6	10437.9	1461.7	1047.9	848.2	696.1	612.0	680.7	975.5	1729.1	2141.8	2222.7	1681.5	1687.3
1976/77	23240.5	7176.0	16064.9	1981.7	1172.9	1021.2	811.4	946.9	1241.9	1454.2	2817.3	3454.5	3491.6	2942.2	1905.1
1977/78	21416.5	6906.9	14510.0	1709.2	1284.0	1038.9	885.1	850.9	1138.8	1284.6	2285.3	3088.7	3290.2	2809.3	1760.9

SCHALTJAHRE: KORRIGIERTE RESULTATE

Quelle: Bundesamt für Energiewirtschaft

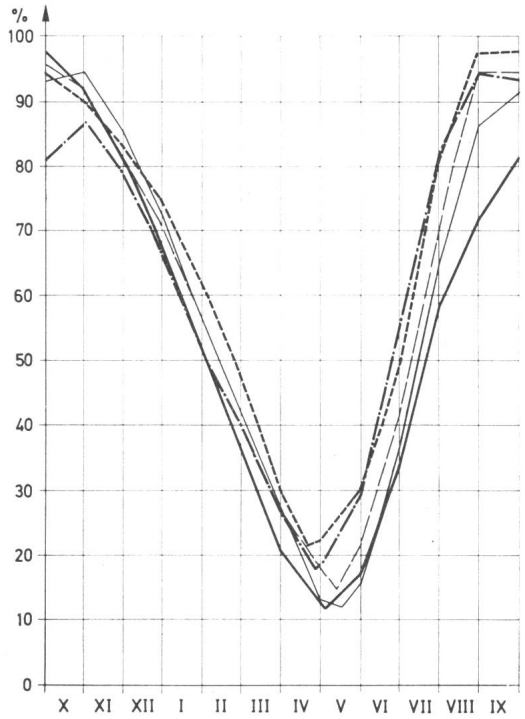
Anhang 12

Fig. 17 Verlauf des gesamten Stauinhaltes der schweizerischen Speicherseen

100 % = gesamtes Speichervermögen zu Beginn des hydrologischen Jahres

Am 1. Oktober 1977 betrug das gesamte Speichervermögen 8620 GWh. Davon entfielen 8320 GWh auf schweizerische und 300 GWh auf ausländische Beteiligungen

— — — 1973/74
- - - - - - - - 1974/75
———— 1975/76
—·—·— 1976/77
———— 1977/78



Anhang 13

Natürliche Zuflüsse zu den Saison-Speicherwerken

SPEICHERENERGIE TOTAL H FEBR. 1979 ERZ

IN GWH	JAHR	WINTER	SOMMER	OKT.	NOV.	DEZ.	JAN.	FEBR.	MAERZ	APRIL	MAI	JUNI	JULI	AUG.	SEPT.
DURCHSCHNITT	11318.7	1648.1	9670.6	534.4	327.2	225.9	186.0	167.2	207.4	379.7	1181.2	2365.8	2616.8	2032.8	1090.3
IN %	100.0	14.6	85.4	4.7	2.9	2.0	1.6	1.5	1.8	3.4	10.4	20.9	23.1	18.0	9.6
SIGMA	906.3	276.7	830.0	171.6	89.6	40.7	33.6	50.7	46.8	92.8	281.8	354.1	342.6	274.6	204.6
IN %	8.0	16.8	8.6	32.1	27.4	18.0	18.1	30.3	22.6	24.4	23.9	14.9	13.1	13.5	18.8
SUMMEN ******															
1950/51	12575.6	1522.4	11053.2	377.3	359.8	214.9	192.0	162.9	215.5	410.4	1349.2	2806.7	2993.7	2311.9	1181.3
1951/52	11970.3	1726.9	10243.4	387.3	493.1	237.1	201.1	150.6	257.7	559.7	1271.8	2832.9	2688.8	1873.6	1016.6
1952/53	11916.7	1818.2	10098.5	630.4	393.6	279.4	172.6	135.3	206.9	495.0	1438.2	2167.9	2850.7	1907.3	1239.4
1953/54	11104.0	1769.2	9334.8	761.1	338.2	189.2	172.9	129.0	178.8	309.0	1002.9	2477.7	2048.8	2277.5	1218.9
1954/55	11149.8	1723.0	9426.8	497.5	267.2	244.7	291.5	199.9	222.2	396.2	1234.9	2640.8	2574.0	1604.8	976.1
1955/56	10875.4	1258.0	9617.4	382.8	213.2	200.5	186.6	114.4	160.5	272.7	1208.8	1745.0	2650.1	2362.7	1378.1
1956/57	10443.0	1494.1	8948.9	449.2	242.5	170.0	147.6	215.1	269.7	307.4	705.8	2989.8	2212.9	1949.8	983.2
1957/58	11856.6	1409.6	10447.0	368.3	264.6	174.8	163.6	272.9	165.4	281.0	1907.6	2283.0	2637.0	2155.4	1183.0
1958/59	10807.1	1945.8	8861.3	796.3	340.2	234.9	201.1	142.3	231.0	355.9	1100.9	2231.8	2561.2	1682.3	929.2
1959/60	11365.6	1411.6	9954.0	391.0	232.9	226.8	195.2	148.6	217.1	367.0	1575.5	2711.5	2398.9	1998.0	1203.1
1960/61	11573.6	2153.7	9419.9	814.8	417.4	253.3	183.6	226.9	257.7	543.2	984.4	2522.3	2461.7	1872.1	1036.2
1961/62	10965.4	1671.7	9293.7	526.3	265.2	314.1	239.7	165.6	160.8	417.6	1001.9	2341.8	2330.7	2242.9	958.8
1962/63	11229.4	1189.6	10039.8	359.6	237.3	169.8	146.8	99.8	176.3	399.7	1127.9	2673.4	2732.4	2061.5	1044.9
1963/64	10463.7	1641.1	8822.6	454.3	540.8	197.9	149.7	118.0	180.4	393.9	1396.5	2408.9	2115.7	1644.0	864.5
1964/65	11028.7	1437.6	9591.1	451.1	273.3	187.0	167.6	132.4	226.2	285.5	1095.1	2384.7	2516.9	1977.9	1330.6
1965/66	11274.0	1736.3	9537.7	537.5	270.9	283.0	187.1	257.1	200.7	387.6	1430.5	2643.8	2294.2	1827.5	954.1
1966/67	12098.6	1956.6	10142.0	688.6	313.4	263.9	202.9	205.6	282.2	354.5	1213.5	2057.9	3345.7	2138.2	1032.2
1967/68	11449.0	1771.4	9677.6	575.7	355.8	244.5	226.0	164.5	204.9	570.1	1248.9	2233.0	2606.7	1765.2	1253.7
1968/69	11279.5	1883.4	9396.1	502.0	540.0	259.9	191.2	173.2	217.1	342.9	1546.0	1972.9	2650.2	1965.5	918.6
1969/70	12518.6	1536.9	10981.7	396.2	315.8	197.4	220.6	240.4	166.5	383.9	873.7	3142.5	2849.1	2329.6	1402.9
1970/71	10992.0	1707.2	9284.8	718.8	302.1	236.3	167.7	134.0	148.3	475.1	1188.7	1783.3	2497.5	2458.8	881.4
1971/72	9625.9	1239.1	8386.8	343.4	214.1	190.1	163.1	116.1	212.3	405.2	739.5	2022.0	2685.2	1908.3	626.6
1972/73	11342.9	1343.4	9999.5	333.6	406.1	202.8	159.2	102.8	139.9	217.4	1340.2	2439.9	2784.1	2034.1	1183.8
1973/74	10594.7	1664.3	8930.4	536.0	279.0	235.4	198.3	166.5	249.1	317.3	810.0	2064.6	2591.1	2099.0	1048.4
1974/75	12438.0	1469.8	10968.2	374.9	312.4	275.2	207.2	151.9	148.2	397.2	1151.4	2145.0	3332.7	2326.9	1615.0
1975/76	8905.8	1339.4	7566.4	557.1	262.6	165.0	120.6	94.8	139.3	275.9	857.7	1807.7	2134.2	1372.5	1118.4
1976/77	13431.1	2194.3	11236.8	903.1	372.3	193.9	159.6	243.2	322.2	468.3	1451.9	2603.4	3132.5	2430.7	1150.0
1977/78	11648.5	2131.0	9517.5	843.7	337.3	282.3	194.3	218.4	250.0	242.5	819.7	2320.4	2894.5	2339.9	900.5

SCHALTJAHRE: KORRIGIERTE RESULTATE

Unter der Berücksichtigung der notwendigen Pumpenenergie von 115 GWh im Winterhalbjahr, welche in den obigen Werten abgezogen ist, ergibt sich als massgebender durchschnittlicher Speicherzufluss im Winterhalbjahr ein Wert von 1763 GWh. Quelle: Bundesamt für Energiewirtschaft

Anhang 14

Verbrauch der Speicherpumpen (GWh)

	Verbrauch der Speicher-pumpen nach Statistik [1])	Verbrauch für den Umwälz-betrieb [2])	Notwendige Pumpen-energie
Winter 1973/74	511	384	127
1974/75	270	162	108
1975/76	171	100	71
1976/77	259	108	151
1977/78	315	199	116
Mittelwert 1973/74–1977/78			*115*

[1]) Nach «Schweizerische Elektrizitätsstatistik»
[2]) Eigene Ermittlungen

Anhang 15

Verfügbarkeit der Kernkraftwerke der Leistungsklasse 800–1000 MW während der ersten Betriebsjahre (Anlaufperiode)

1. Neues Modell aufgrund internationaler Betriebsstatistiken

1.1 Eintritt der Kritikalität im Winterhalbjahr

	Benutzungs-dauer (h)	Verfügbarkeit bezogen auf die 8760 h eines Jahres (%)
Winterhalbjahr, in welchem die Kritikalität erreicht wird	0	
1. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	1 150	
1. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	2 850	
2. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 250 [1])	60
2. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 000	
3. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 450	65
3. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 250	
4. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 650	70
4. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 500	
5. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 850	76
5. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 800	

[1]) 1. Brennstoffwechsel

1.2 Eintritt der Kritikalität im Sommerhalbjahr

	Benutzungs-dauer (h)	Verfügbarkeit bezogen auf die 8760 h eines Jahres (%)
Sommerhalbjahr, in welchem die Kritikalität erreicht wird	0	
1. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	1 150	
1. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 100 [1])	
2. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 000	60
2. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 250	
3. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 250	65
3. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 450	
4. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 500	70
4. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 650	
5. Winterhalbjahr nach der Kritikalität	3 800	76
5. Sommerhalbjahr nach der Kritikalität	2 850	

[1]) 1. Brennstoffwechsel

2. Bisher in den «Zehn Werke»-Berichten verwendetes Modell

	Benützungsdauer (h)			Verfügbarkeit (%) bezogen auf die 8760 h des Jahres
	Winter-halbjahr	Sommer-halbjahr	Jahr	
1. Betriebsjahr	2 000	1 500	3 500	40
2. Betriebsjahr	2 000	1 500	3 500	40
3. Betriebsjahr	2 500	1 880	4 380	50
4. Betriebsjahr	3 000	2 250	5 250	60
5. Betriebsjahr	3 500	2 650	6 150	70
6. Betriebsjahr und folgende	4 000	3 000	7 000	80

Anhang 16

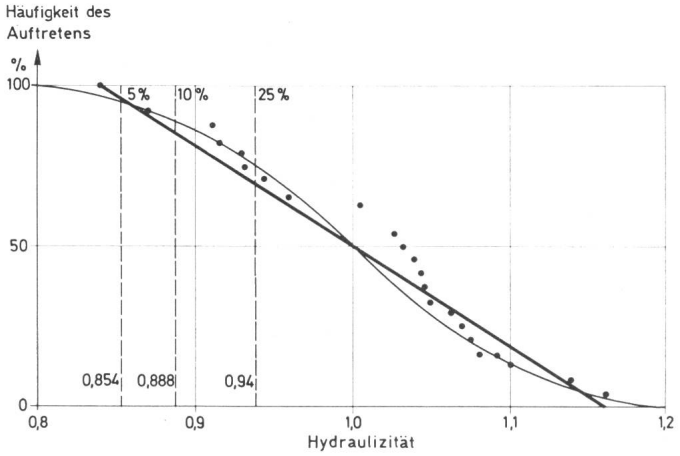


Fig. 18 Häufigkeitsverteilung des hydraulischen Angebots im Winterhalbjahr aufgrund der natürlichen Zuflüsse zu den Speichern im Sommer und sämtlicher Zuflüsse im Winter (1951/52 bis 1975/76)

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

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

Anhang 17

Erläuterungen zur Simulationsrechnung für die Ermittlung der benötigten Reserven in Abhängigkeit der Versorgungssicherheit

Bei der Festlegung der für eine bestimmte Versorgungssicherheit erforderlichen Produktionsreserven stellt sich grundsätzlich das Problem, aus den Verfügbarkeitsdaten der einzelnen Kraftwerkstypen auf die Gesamtverfügbarkeit der Stromerzeugung des Landes zu schliessen.

Bisher wurde in diesem Zusammenhang häufig von der Annahme ausgegangen, dass eine Reduktion der durchschnittlichen Erzeugungsmöglichkeiten der Wasserkraftwerke um 6%, wie sie etwa alle vier Jahre einmal erwartet werden muss, mit dem Ausfall der grössten Kernkraftwerkseinheit zusammenfällt. Legt man aufgrund dieser Annahme die erforderlichen Reserven fest, so kann man zwar vermuten, für einen ungünstigen Fall gewappnet zu sein, eine quantitative Aussage, mit welcher Wahrscheinlichkeit die so definierten Produktionsmöglichkeiten erreicht werden, lässt sich jedoch nicht machen. Insbesondere gilt es ja auch zu berücksichtigen, dass nicht nur ein, sondern mehrere Kernkraftwerke ausfallen können, oder dass die Wasserkraftwerke mehr oder weniger Strom produzieren, als es der Reduktion der durchschnittlichen Erzeugung um 6% entspricht.

Zur Abschätzung der Wahrscheinlichkeit, mit der ein bestimmtes Niveau der Erzeugungsmöglichkeiten erreicht wird, wäre es zwar möglich, die Wahrscheinlichkeit aller möglichen Kombinationsfälle der Stromerzeugung zu ermitteln und daraus die Gesamtwahrscheinlichkeit des Erreichens eines bestimmten Produktionsniveaus abzuleiten. Entsprechend der grossen Zahl von Kombinationen (die Produktionsmöglichkeiten der Wasserkraftwerke wären in verschiedene Klassen mit unterschiedlicher Wahrscheinlichkeit aufzuteilen und diese mit den Produktionswahrscheinlichkeiten der neun Kernkraftwerke und der konventionell-thermischen Kraftwerke zu kombinieren) wurde auf diese umfangreiche Berechnung verzichtet und statt dessen die Methode der Simulation gewählt.

Dabei wird für eine grosse Anzahl von Jahren das Eintreten der einzelnen, voneinander unabhängigen Ereignisse (wie z.B. des länger dauernden Ausfalls eines Kernkraftwerkes) aufgrund ihrer jeweiligen Wahrscheinlichkeit simuliert und für jedes Jahr die insgesamt resultierenden Erzeugungsmöglichkeiten für elektrische Energie ermittelt. Die statistische Verteilung dieser Daten ermöglicht dann einen Rückschluss auf die Wahrscheinlichkeit des Zusammentreffens der einzelnen Ereignisse bzw. deren Auswirkungen. Dabei wurde von folgenden, teilweise vereinfachenden Annahmen ausgegangen:

Anhang 17, Tabelle I

	Durchschnittliche Produktionsmöglichkeiten im Winterhalbjahr (GWh) 1985/86	1989/90	Variation 1985/86	1989/90
Wasserkraftwerke	13 851	14 159	±2216 GWh mit linearer Verteilung	±2265 GWh
Kernkraftwerke (Nettoleistung/Benutzungsdauer)				
– Beznau 1 (350 MW/4000 h)	1 400	1 400	jeweils Ausfall in 300 von 6000 simulierten Jahren (≙ 5%)	
– Beznau 2 (350 MW/4000 h)	1 400	1 400		
– Mühleberg (320 MW/4000 h)	1 280	1 280		
– Fessenheim 1 (133,5 MW[1])/3800 h)	507	507		
– Fessenheim 2 (133,5 MW[1])/3800 h)	508	508		
– Bugey 2 (162 MW[1])/3800 h)	615	615		
– Bugey 3 (162 MW[1])/3800 h)	616	616		
– Gösgen (910 MW/3800 h)	3 458	3 458		
– Leibstadt (824 MW[1])/3800 h)	3 131	3 131		
Konventionell-thermische Kraftwerke	1 480	1 680	Steigerung um +320 GWh in 5700 von 6000 simulierten Jahren (≙ 95%)	+320 GWh
Total	28 246	28 754		

[1]) Schweizerischer Anteil

– Jedes der neun für die schweizerische Stromversorgung massgebenden Kernkraftwerke fällt in etwa 5% der simulierten Jahre im Winter aus.

Diese Annahme dürfte in der Grössenordnung realistisch sein. Da die absolute Genauigkeit jedoch aufgrund der eher knappen statistischen Datenbasis, das heisst Erfahrung mit bestehenden Werken, nur schwer abzuschätzen ist, wurde auf eine Unterscheidung nach Leistungsklassen der Kernkraftwerke verzichtet.

In welchem der insgesamt 6000 simulierten Jahre ein solcher Ausfall auftritt, wurde auf Basis von Zufallszahlen bestimmt. Dabei tritt zwar häufig der Fall auf, dass kein Kernkraftwerk ausfällt, andererseits kommt es aber auch vor, dass nicht nur ein, sondern mehrere Kernkraftwerke ausfallen.

– Für die Erzeugungsmöglichkeiten der Wasserkraftwerke wurde vereinfachend eine gleichmässige Schwankung von bis zu ±16% um die durchschnittlichen Produktionsmöglichkeiten herum unterstellt, wobei der jeweilige Wert wiederum mittels Zufallszahlen festgelegt wurde.

– Bei den konventionell-thermischen Kraftwerken wurde von der äusserst optimistischen Annahme ausgegangen, dass sie in allen Fällen die durchschnittliche Erzeugung erreichen können. In 95% der Fälle wurde ausserdem eine zusätzliche Steigerungsmöglichkeit ihrer Produktion um 320 GWh berücksichtigt.

Eine entsprechende Simulation (jeweils 6000mal) wurde sowohl für die beiden Winterhalbjahre 1985/86 und 1989/90 durchgeführt. Die verwendeten Ausgangsdaten sind in Anhang 17, Tabelle I zusammengefasst.

Als Resultat dieser Simulationsrechnung ergeben sich zunächst Häufigkeiten gemäss Anhang 17, Tabelle II, mit denen ein bestimmtes Produktionsniveau erreicht oder überschritten wird. Dieser Zusammenhang ist in Fig. 2 grafisch dargestellt.

Es zeigt sich, dass vor allem im Bereich hoher Wahrscheinlichkeiten mit einer weiteren Zunahme der «Sicherheit» ein starker Rückgang der erreichbaren Erzeugungsmöglichkeiten zu verzeichnen ist. In diesen Fällen trifft in der Regel eine eher niedrige hydraulische Produktion mit dem Ausfall eines oder gar mehrerer Kernkraftwerke zusammen, was – entsprechend deren grosser Leistung pro Einheit – sofort einen beträchtlichen Rückgang der erzeugbaren Energie mit sich bringt.

Aus dem in Fig. 2 dargestellten Zusammenhang lassen sich Rückschlüsse auf die Produktionsmöglichkeiten ziehen, die mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit erreicht oder überschritten werden (Anhang 17, Tabelle III).

Anhang 17, Tabelle II

Erreichtes Produktionsniveau (GWh)	Wahrscheinlichkeit des Erreichens (%)	
	Winter 1985/86	Winter 1989/90
23 000	98,8	–
23 500	97,9	98,7
24 000	96,4	97,9
24 500	95,3	96,4
25 000	93,2	95,2
25 500	91,2	93,3
26 000	89,1	91,3
27 000	70,9	80,7

Anhang 17, Tabelle III

	Winter 1985/86 Produktion		Winter 1989/90 Produktion	
Sicherheit (%)	(*GWh*)	% *der mittleren Produktion*	(*GWh*)	% *der mittleren Produktion*
95	24 500	87	25 000	87
90	25 750	91	26 250	91
85	26 250	93	26 750	93
80	26 550	94	27 050	94

Anhang 18

Produktionsmöglichkeiten und Reserven im Winter, gemäss angepasstem GEK-Modell (GWh)

	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90
Mittlere Produktion	20 184	23 473	23 786	25 152	27 029	27 587	27 872	28 246	28 373	28 500	28 627	28 754
— Wasserkraftreserven gemäss GEK-Konzept	–909	–911	–913	–915	–917	–919	–921	–926	–931	–936	–941	–946
— Kernkraftwerksreserven gemäss GEK-Konzept	–1 400	–2 594	–2 730	–2 958	–3 185	–3 458	–3 458	–3 458	–3 458	–3 458	–3 458	–3 458
+ zusätzliche Produktion konventionell-thermischer Kraftwerke	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
= *Produktionsmöglichkeiten nach Abzug der notwendigen Reserven*	18 195	20 288	20 463	21 599	23 247	23 530	23 813	24 182	24 304	24 426	24 548	24 670

Anhang 19

Zusammenstellung des Elektrizitätsbedarfs im Sommerhalbjahr (GWh)

	1977 (Ist)	1980	1985	1990
a) Bedarf «unbeeinflusste Entwicklung» (47,5 % der Werte gemäss Tabelle 7)	–	16 100	18 800	21 100
b) — Einsparungen (47,5 % der Werte gemäss Tabelle 8)	–	151	566	1 418
c) + Substitution (Differenz der Jahres- und Winterhalbjahreswerte gemäss Tabelle 10)	–	250	720	1 050
d) = Gesamtelektrizitätsbedarf (a − b + c)	14 819	16 199	18 954	20 732
e) + Verluste (9 % von d)	1 483	1 458	1 706	1 866
f) + Notwendige Pumpenenergie	729 [1]	798	798	798
g) = Notwendige Erzeugung zur Deckung des Landesbedarfs im Sommerhalbjahr (d + e + f)	17 031	18 455	21 458	23 396
gerundet	17 000	18 500	21 500	23 400

[1]) Verbrauch der Speicherpumpen nach Statistik 982 GWh, davon 253 GWh für den Umwälzbetrieb.

Anhang 21

Gegenüberstellung von Bedarf und mittlerer Erzeugung in den Sommerhalbjahren 1979 bis 1990

(ohne Berücksichtigung der Reservehaltung) (GWh)

Sommerhalbjahr	Landesbedarf an elektrischer Energie [1])	Mittlere totale Erzeugungsmöglichkeit [2])
1979	18 000	24 033
1980	18 500	25 175
1981	19 100	25 513
1982	19 700	27 555
1983	20 300	27 963
1984	20 900	28 196
1985	21 500	28 429
1986	21 880	28 726
1987	22 260	28 859
1988	22 640	28 992
1989	23 020	29 125
1990	23 400	29 258

[1]) Gemäss Anhang 19; Zwischenwerte linear interpoliert
[2]) Gemäss Anhang 20

Anhang 20

Prognose der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten im Sommerhalbjahr von 1979 bis 1990 (GWh)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydraulische Werke												
– Laufenergie	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503	13 503
– Speicherenergie	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478	4 478
– Ausbau	38	76	114	152	190	228	266	369	472	575	678	781
a) Hydraulische Erzeugung	18 019	18 057	18 095	18 133	18 171	18 209	18 247	18 350	18 453	18 556	18 659	18 762
Konventionell-thermische Werke												
– bestehende	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
– neue	–	–	–	–	–	30	60	90	120	150	180	210
b) Konventionell-thermische Erzeugung	600	600	600	600	600	630	660	690	720	750	780	810
Kernkraftwerke												
– Mühleberg (320 MW)	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
– Beznau 1 und 2 (700 MW)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
– Fessenheim 1 und 2 (267 MW)	627	681	734	761	761	761	761	761	761	761	761	761
– Bugey 2 und 3 (324 MW)	680	729	794	859	923	923	923	923	923	923	923	923
– Gösgen (910 MW)	1 047	2 048	2 230	2 412	2 594	2 594	2 594	2 594	2 594	2 594	2 594	2 594
– Leibstadt (824 MW)	–	–	–	1 730	1 854	2 019	2 184	2 348	2 348	2 348	2 348	2 348
c) Erzeugung aus Kernkraftwerken	5 414	6 518	6 818	8 822	9 129	9 357	9 522	9 686	9 686	9 686	9 686	9 686
(davon Import aus Bezugsrechten an französischen Kernkraftwerken)	(1 307)	(1 410)	(1 528)	(1 620)	(1 684)	(1 684)	(1 684)	(1 684)	(1 684)	(1 684)	(1 684)	(1 684)
Gesamte Erzeugungsmöglichkeit (a + b + c)	24 033	25 175	25 513	27 555	27 963	28 196	28 429	28 726	28 859	28 992	29 125	29 258