

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 64 (1972)
Heft: 5

Artikel: Die Rolle der Pumpspeicher in der schweizerischen Elektrizitätsversorgung
Autor: Goldsmith, Kurt
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-920961>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 16.05.2025

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

draulisch-thermischen Netze darstellen können. Die Hauptgebiete, in denen eine Weiterentwicklung notwendig erscheint, umfassen das Erreichen einer grösseren betrieblichen Anpassungsfähigkeit und auch einer grösseren Vereinfachung und Wirtschaftlichkeit im Bau und Betrieb.

Adresse des Verfassers:

Dipl.-Ing. K. Goldsmith
Elektro-Watt, Ingenieurunternehmung AG
CH-8022 Zürich

DIE ROLLE DER PUMPSPEICHER IN DER SCHWEIZERISCHEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

Kurt Goldsmith

DK 621.221.4 : 620.9 (494)

Einführung

Die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz umfasst jetzt eine Produktionskapazität von etwa 11 000 MW und ein Versorgungsgebiet von 42 000 km². Dieses System ist klein, verglichen mit den ausgedehnten Netzen von Nordamerika und selbst mit denen der Nachbarländer in Westeuropa, aber die Lage der Energiebelieferung der Schweiz verdient trotzdem, aus den folgenden Gründen, Aufmerksamkeit:

- Das Versorgungsnetz hat eine der grössten Belastungsdichten der Welt;
- Die Wasserkraftquellen, von denen bisher praktisch die gesamte elektrische Energie erzeugt wurde, stehen jetzt nahe an der Grenze ihrer weiteren Ausbaufähigkeit, und die zukünftige Entwicklung muss sich deshalb im wesentlichen auf thermische Energie stützen;
- Die Energieübertragungskapazität des elektrischen Netzes, das die Schweiz mit den Nachbarländern verbindet, überschreitet jetzt die gesamte im Land selbst installierte Leistung. Elektrisch gesehen bildet das schweizerische Versorgungssystem nicht mehr eine unabhängige Einheit;
- Die Topographie des Landes und seine geographische Lage haben die Entwicklung grosser hydraulischer und auf natürlichen Zuflüssen basierten Saisonspeicherbecken gefördert, und diese stellen jetzt beinahe die Hälfte des westeuropäischen Reservoirs regulierbarer Energie dar;
- Pumpspeichieranlagen, zur Ergänzung der Naturspeicher, sind in Ausführung begriffen.

Die Ausdehnung des schweizerischen Versorgungsnetzes wird sich im Charakter ändern und wird auch wesentlich von der Energiesituation in Westeuropa als gesamtes beeinflusst. Eine Betrachtung dieser Ausdehnung und besonders der weiteren Rolle der Speichieranlagen umfasst damit eine Untersuchung der Energieversorgungsprobleme eines ganzen Subkontinentes der grössten wirtschaftlichen Bedeutung. Von diesem Gesichtspunkt aus scheint die Energieversorgungssituation in der Schweiz eine detaillierte Betrachtung zu rechtfertigen.

Eigenschaften des Versorgungssystems

Im hydrographischen Jahr vom 1. Oktober 1965 bis 30. September 1966 kam mehr als 98 % der in der Schweiz produzierten Elektrizität von Wasserkraftwerken; kleine thermische Anlagen dienten nur zur Belieferung der Industrie und der Fernheizung. Etwas über 80 % der kommerziell ausbaufähigen Wasserkraftquellen waren ausgenutzt. Um den weiter anwachsenden Bedarf decken zu können, wurde es notwendig, thermische Kraftwerke zu bauen. Das erste thermische Kraftwerk, eine konventionell ölgefeuerte Anlage von 300 MW, kam im Jahre 1965/66 in den Dienst. Betrachtungen der Brennstoffversorgungsfrage und des Umweltschutzes führten zum Aufgeben der Pläne für wei-

tere, konventionelle thermische Kraftwerke und anstatt dessen zu einem im Verhältnis zu der Grössenordnung des nationalen Netzes sehr grossen, nuklearen Kraftwerkprogramm. Das erste Nuklearkraftwerk von 350 MW kam 1969 in den Dienst, und zwei weitere Kraftwerke von total 656 MW stehen nahe der Vollendung. Pläne für zwei Kraftwerke von je 850 MW stehen vor der Verwirklichung, für die Inbetriebnahme noch in diesem Jahrzehnt, und zwei weitere Anlagen von zusammen etwa 1500 MW sollen im Anfang des nächsten Jahrzehntes in Betrieb kommen. Nach gegenwärtig bestehenden Plänen ist voraussehbar, dass etwa um 1985 praktisch die Hälfte der in der Schweiz erzeugten Energie — 29 000 GWh von insgesamt 63 000 GWh — von thermischen Anlagen kommen wird.

Die Hydrologie der Schweiz ist im wesentlichen auf dem Schmelzen von Eis und Schnee fundiert und ist deshalb von ausgeprägt saisonärem Charakter. Zum Beispiel im Jahre 1969/70, das eine durchschnittliche Hydraulizität besass, hat die Produktionsfähigkeit in der Wintersaison (Oktober bis März) nur 20,6 % der Jahresmenge von 29 745 GWh betragen, verglichen mit 79,4 % im Sommer. Hingegen war der Elektrizitätsbedarf für alle Zwecke, ausser der Speicherung, praktisch der gleiche in den beiden Saisons, 51,8 % der Jahresmenge im Winter und 48,2 % im Sommer.

Dieser beachtenswerte Unterschied zwischen der Saisonerzeugungsmöglichkeit und dem Bedarf konnte von der thermischen Erzeugung, die nur 13,5 % der jährlichen Produktion betragen hat, nicht gutgemacht werden.

Zwei Mittel wurden deshalb entwickelt, um diese Unterschiede auszugleichen:

1. Grosse Saisonspeicher wurden gebaut, deren Hauptzuflüsse im Sommer erfolgen und die ihre gespeicherte Energie dann im Winter abgeben. Da diese Energieabgabe vollkom-
men regulierbar ist, kann die Entnahme aus den Speicherbecken genau den täglichen Bedarfsschwankungen angepasst werden. Im hydrographischen Jahr 1970/71 konnten schätzungsweise 7910 GWh oder 26,2 % der jährlichen Produktionskapazität der schweizerischen Wasserkraftwerke von Saisonspeichern entnommen werden. Aber es bestehen jetzt praktisch keine weiteren, geeigneten Standorte für solche Anlagen, und es ist zu erwarten, dass die gesamte Kapazität der Naturspeicher eine Grenze von ungefähr 8500 GWh, oder 25 % des kommerziell ausbaufähigen Wasserkraftpotentials, erreichen wird. Die installierte Leistung der Saisonspeicher beträgt jetzt etwa 6230 MW, was eine Durchschnittsdauer der regulierbaren Erzeugung von 1270 Stunden im Jahr ergibt (das heisst 14,5 % durchschnittlicher Belastungsfaktor). Die meisten Speichieranlagen besitzen noch eine wichtige Laufwasserkomponente, die etwa 23,5 % der gesamten durchschnittlichen Erzeugungsmöglichkeit aller Laufwasseranlagen im Netz beträgt. Die installierte Leistung der reinen Laufwasserkraftwerke ist klein, verglichen mit der Leistung der Speicherwerke

und sie beträgt nur 2740 MW oder 30,5 % der gesamten Leistung aller Wasserkraftwerke im Netz. Dies zeigt die relativ grosse Bedeutung der Naturspeicher.

2. Die Elektrizitätsverbindungen mit den Nachbarnetzen in Frankreich, Italien und Westdeutschland wurden mit dem Ziel entwickelt, Märkte für die Ueberschüsse an Sommerenergie und auch Quellen zur Deckung eines gelegentlichen Mangels an Winterenergie zu finden. Etwa 70 % der in diesen drei Ländern installierten Leistung besteht aus thermischen Kraftwerken, und damit ist es möglich, Ueberschüsse an hydraulischer Energie zur Ersetzung der thermischen unterzubringen und auch hydraulische Spitzenenergie zu absorbieren. Die Uebertragungsfähigkeit der internationalen Verbundlinien zwischen der Schweiz und den Nachbarländern beträgt jetzt mehr als 12 000 MW und diese Linien beschränken deshalb in keiner Weise die Beweglichkeit der Lastflüsse. Zum Beispiel im Jahre 1969/70 hat der die Grenzen übertretende Energiefluss 41,4 % der gesamten im Lande produzierten Energie betragen.

Die schweizerische Elektrizitätsindustrie besteht aus ungefähr 300 unabhängigen Gesellschaften, von denen viele relativ kleine Gemeindewerke darstellen, aber manche auch grosse Regional-Versorgungsgesellschaften bilden. Die Zusammenarbeit zwischen den Gesellschaften und die elektrischen Verbindungen zwischen ihnen sind so stark, dass es möglich ist, diese Industrie in der Praxis als ein einheitliches nationales Versorgungsnetz anzusehen. Wo die Grössenordnung einer Neuentwicklung die Erfordernisse einer einzelnen Gesellschaft überschritten hat, wurden Partnerschaftsarrangements entwickelt, die mehreren Gesellschaften erlauben, sich an den Kosten und dem Erlös eines bestimmten Projektes zu beteiligen; derartige Arrangements erstrecken sich jetzt über praktisch alle grösseren Projekte, die im Land entwickelt werden.

Der Energieaustausch zwischen den einzelnen Gesellschaften ist meist auf festen Kontrakten basiert, ergänzt mit Kaufrechten bei Partnerschaftsanlagen. Kurzfristige Lieferungen sind aber von wachsender Bedeutung; solche Lieferungen erfolgen auf der Basis von Angebot und Nachfrage. Der nationale und internationale Austausch ergibt sich in gleicher Weise, entweder auf kommerzieller Basis

oder als reiner Austausch. Im letzteren Fall wird die übertragene Energiemenge zu einem gegenseitig akzeptierbaren Zeitpunkt zurückgeliefert. Die ausgetauschten Quantitäten entsprechen dem equivalenten Wert der Energie, was bedeutet, dass jede kWh einen tageszeitlichen und saisonmässigen Wert hat, und dass die Konten damit im Rahmen des Gesamtwertes der in jeder Richtung gelieferten Energie ausgeglichen werden, und nicht allein auf der Basis der ausgetauschten Quantitäten. Auf diese Art können Gesellschaften zum Beispiel Tagesspitzenenergie exportieren und dreimal so viel Nachtenergie importieren; die letztere kann sowohl für Pumpenergie als auch für den Nachtbedarf eingesetzt werden und verwahrt dann gespeicherte Energie für die Deckung der Bedarfsschwankungen während des Tages.

Das Energieproduktionsbild

Das Energieproduktionsbild, das sich aus dieser Versorgungssituation ergibt, hat zwei wichtige Eigenschaften:

1. Es hat eine grosse Spitzenleistungskapazität, da die zur Verfügung stehende regulierbare Energiemenge den nationalen Bedarf dieser Energie wesentlich überschreitet.
2. Es entspricht nicht dem momentanen nationalen Bedarf, da praktisch die gesamte in Westeuropa produzierbare thermische Energie zur Ersetzung zur Verfügung steht.

Unter diesen Umständen kann die regulierbare Energie am vorteilhaftesten während der Bedarfsspitzen eingesetzt werden, wo der Ersetzungswert am grössten ist. Das westeuropäische Versorgungsnetz liegt ungefähr einer Nord-Süd-Achse entlang, und der Spitzenbedarf tritt praktisch zur gleichen Zeit in allen Netzen auf. Sehr grosse Energieflüsse werden deshalb während der Spitzenbedarfszeit verlangt, zu denen die Speicheranlagen der Schweiz einen wesentlichen Beitrag leisten.

Die Verteilung der Energieproduktion über verschiedene Anlagen des schweizerischen Netzes ist in Bild 1 für einen typischen Winter- und Sommertag im Jahre 1970 dargestellt. Die im Winter zur Verfügung stehende regu-

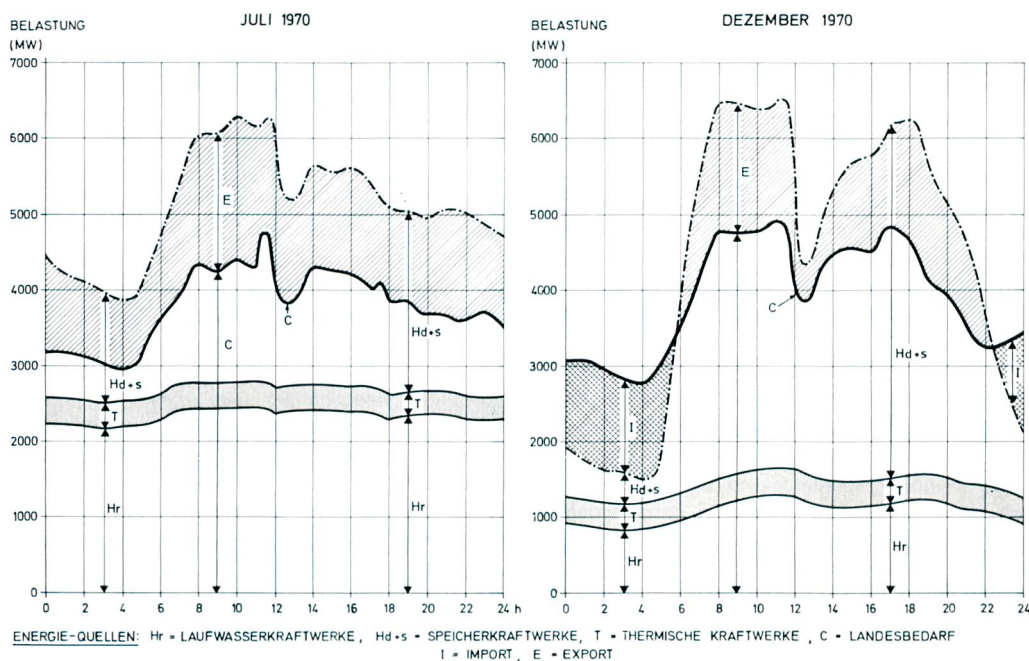


Bild 1
Belastungsdiagramm
des schweizerischen
Netzes
(typischer Wochentag)

liebare Energie der Saisonspeicher genügt nicht nur zur Deckung der nationalen Bedarfsspitzen sondern auch für den Export erheblicher Quantitäten von Tagesspitzenenergie. Dieser Prozess macht es aber nötig, den Einsatz der regulierbaren Energie von der Nacht auf den Tag zu verschieben, so dass der nationale Nachtbedarf von Bandenergie (thermische und Laufwasser) und von Energie aus kurzfristigen Speichern gedeckt wird. Da nicht genügend Nachtenergie zur Verfügung steht, muss die Differenz importiert werden. Es ist wirtschaftlich vorteilhaft, die gespeicherte Energie auf diese Art einzusetzen, denn die Energie während eines Wintertages ist etwa dreimal soviel wert als die während der Winternacht.

Im Sommer ist die Produktion der Laufwasserkraftwerke und der Anlagen mit kurzfristiger Speicherfähigkeit mehr als genügend, um den nationalen Bedarf zu jeder Zeit zu decken und darüber hinaus einen erheblichen 24-stündigen Energieexport aufrecht zu erhalten. Die Saisonspeicher sind normalerweise zu dieser Zeit nicht in Betrieb. Obwohl Tagesspitzenenergie auch im Sommer etwa zweimal so wertvoll ist als Nachtenergie, so ist die kurzfristige Speicherkapazität nicht gross genug, um diesen Vorteil wesentlich ausnützen zu können. Die Suche nach einem Absatzmarkt für die Wasserüberschüsse des Sommers hat zur Entwicklung von Saisonpumpspeichern geführt, die jetzt ein charakteristisches Merkmal der schweizerischen Energieproduktion darstellen.

Die betriebliche Anpassungsfähigkeit und rasche Verfügbarkeit der Speicheranlagen hat deren Einsatz zur Frequenzregulierung im Verbundnetz gefördert. Obwohl damit nicht immer der wirtschaftlichste Einsatz dieser Werke gewährleistet werden kann — das heisst nicht alle die gespeicherte Energie kann genau während der Bedarfsspitzen verwendet werden, wo sie den grössten Wert hat —, so kann ein derartiger Betrieb trotzdem wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen, wenn die zur Aufrechterhaltung der Frequenz notwendigen rotierenden Reserven dadurch vermindert werden können.

Einige der schweizerischen Speicheranlagen dienen deshalb als Regulieranlagen für das gesamte westeuropäische Netz. Die Saisonspeicher haben in dieser Hinsicht einen Vorteil, da ihre Energie zu jeder Zeit zur Verfügung steht, solange das Reservoir nicht völlig entleert ist. Das Auffüllen der Reservoirs durch Pumpen mit billiger Nachtenergie kann in dieser Hinsicht eine wertvolle Energiereserve bieten.

Mit den nuklearen Grundlastanlagen wird das thermische Band in den Tagesbelastungsdiagrammen des Netzes allmählich breiter. Die minimale Netzbelastung während der Nacht wächst aber auch an. Es scheint, dass das sich aus thermischer und Laufwasserenergie zusammensetzende Grundlastband die minimale Netzbelastung nicht vor 1985 — weder im Sommer noch im Winter — überschreiten wird. Die Netzbelastungsbilder für typische Winterwochen-tage in den Jahren 1970, 1977, 1982 und 1985 sind in Bild 2 dargestellt.

In diesen Bildern wird angenommen, dass der nationale Bedarf nach gegenwärtigen Schätzungen bis 1982 mit ungefähr 5 % pro Jahr anwachsen wird und danach mit ca. 4 % pro Jahr. Wasserkraftprojekte, die sich jetzt in der Studienphase befinden, sind beim Feststellen der gesamten für den Export verfügbaren Energiemenge berücksichtigt worden. Kraftanlagen, die bisher noch nicht definiert worden sind, und kurzfristige Pumpspeicher (für einen täglichen oder wöchentlichen Zyklus) sind nicht berücksichtigt worden. Bei der Entwicklung der Diagramme ist auch angenommen worden, dass sich die Gestalt der Tages-

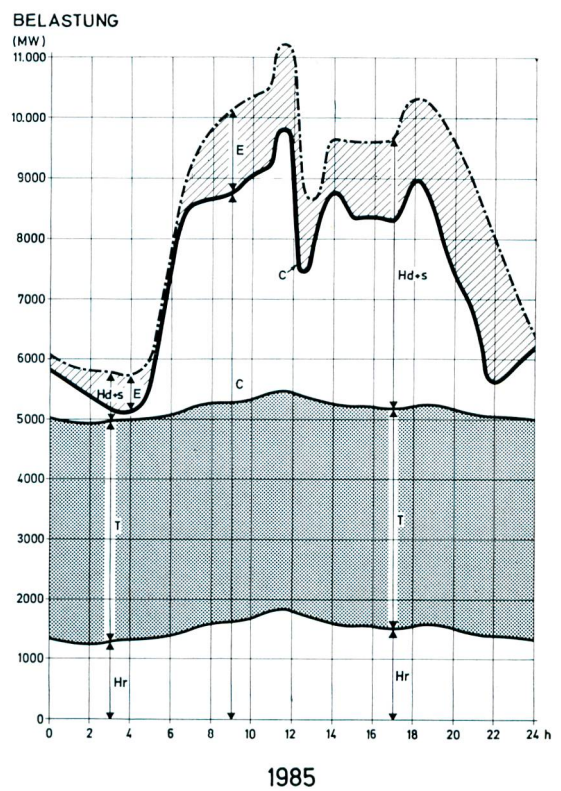
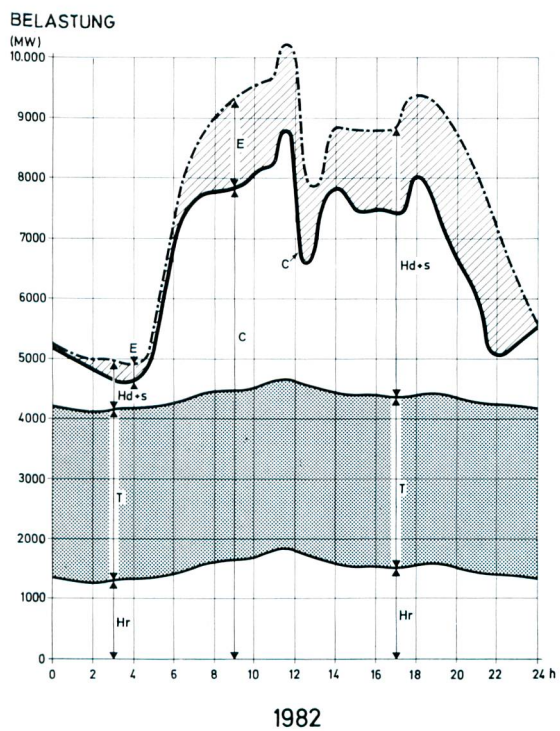
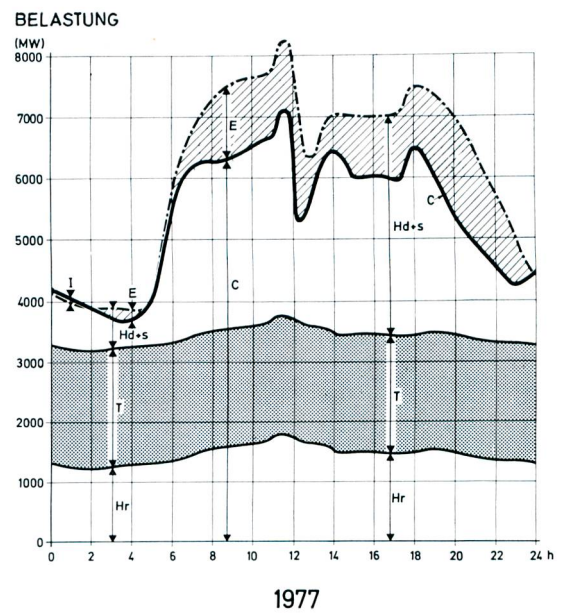
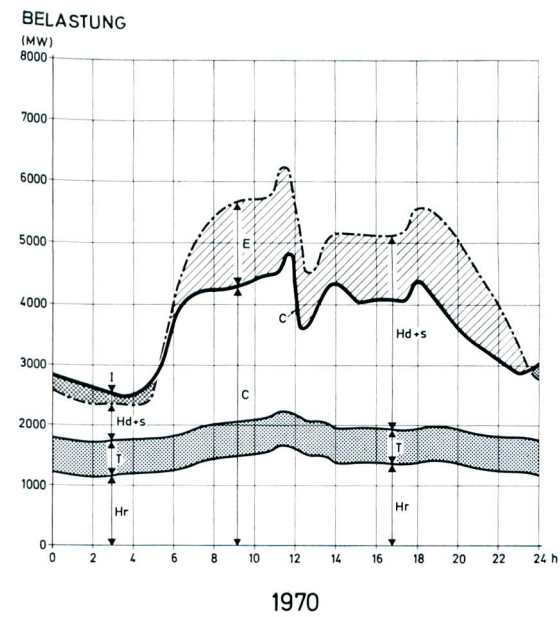
belastungskurven nicht ändern wird, obwohl Anzeichen dafür bestehen, dass, wie anderswo in Europa, sich die Dauer und der Energieinhalt des Tagesbedarfes vergrössern werden. Die Diagramme zeigen deshalb wahrscheinlich die günstigste Situation mit Hinsicht auf das Ausfuhrpotential regulierbarer Energie. Falls die Spitzenenergieerzeugungsfähigkeit des schweizerischen Netzes nicht weiter erhöht wird, wird die für den Export verfügbare Spitzenenergie von 1970 an praktisch konstant bleiben. Wenn also keine weiteren Spitzenenergieanlagen gebaut werden, wird der schweizerische Beitrag zur Deckung der westeuropäischen Spitzenbelastung progressiv kleiner, im Verhältnis zum wachsenden Bedarf an Spitzenenergie im gesamten Verbundnetz.

Die Möglichkeiten, die für weitere schweizerische Spitzenkraftwerke bestehen, sind in Bild 3 angedeutet. Unter der Annahme, dass die Spitzenbelastung wie der gesamte europäische Bedarf bis 1982 mit 6 % pro Jahr und danach mit 5 % pro Jahr anwächst, wird sich eine Lücke zwischen der Exportfähigkeit der gegenwärtig geplanten hydraulischen Anlagen und dem Markt für Spitzenenergie bilden. Diese Lücke kann teilweise von der Produktion derjenigen Pumpspeicher aufgefüllt werden, die lokale Nachtenergieüberschüsse in Tagesspitzenenergie umwandeln; aber der Hauptbeitrag zur Auffüllung der Lücke wird aus der Umwandlung importierter Nachtenergie erfolgen. Die Belastungslücke erlaubt den Einsatz von etwas über 3000 MW.

Die energiepolitische Lage der Schweiz könnte sich ändern, wenn das Erstellen neuer nuklearer Grundlastwerke ernstlich verzögert werden sollte. In diesem Fall würde die Lücke zwischen dem nationalen Energiebedarf und der Produktion der bestehenden Anlagen durch Import gedeckt werden. Da aber in jedem der verbundenen Netze die Nachtenergie bereits die billigste sein wird, so wird auch in diesem Fall ein Bedarf für die Veredlung dieser Energie bestehen. Kurzfristige Pumpspeicher werden auch dann eine wichtige Rolle im internationalen Energieverkehr einnehmen.

Saisonpumpspeicher

Bereits vor 40 Jahren wurde erkannt, dass an gewissen Orten die Kapazität der Saisonspeicherbecken mit verhältnismässig kleinen zusätzlichen Kosten vergrössert werden kann. Auch standen manchmal Einzugsgebiete unterhalb des Niveaus der Speicherbecken zur Verfügung, und deren Abfluss konnte nur als Zusatz zu der bereits exzessiven Sommerproduktion der Laufwasserenergie verwendet werden. Technisch war es möglich, diesen Sommerablauf in die Speicherbecken zu pumpen und damit die im Winter verfügbare regulierbare Energie zu vermehren. Der viel grössere Wert der Winterspitzenenergie, ungefähr sechsmal der der Sommernachtenergie, machte dieses Arrangement wirtschaftlich interessant; die Umwandlungsverluste vom Pumpen zur Erzeugung sind relativ unwesentlich. Eine Anzahl von Saisonpumpspeicheranlagen wurde gebaut, alle mit Speicherbecken, die auch einen natürlichen Zufluss aufnehmen. Die grösste der bestehenden Anlagen (Robiei) hat eine installierte Pumpleistung von 158 MW und produziert ungefähr 190 GWh Spitzenenergie im Durchschnittsjahr. Die gesamte Saisonpumpleistung des schweizerischen Elektrizitätssystems beträgt jetzt etwa 690 MW und die durch Saisonpumpen vergrösserte Speicherfähigkeit nahezu 660 GWh oder 8,7 % der gesamten Saisonspeicherkapazität des Landes. Um den Speicherbecken die grösstmögliche Quantität regulierbarer Energie zur Verfügung zu stellen, ist das Pumpen nicht ausschliesslich auf einen saiso-



ENERGIE-QUELLEN:

Hr	LAUFWASSERKRAFTWERKE	C	LANDESBEDARF
Hd+s	SPEICHERKRAFTWERKE	I	IMPORT
T	THERMISCHE KRAFTWERKE	E	EXPORT

Bild 2 Belastungsdiagramm des schweizerischen Netzes (Typischer Winter-Wochentag)

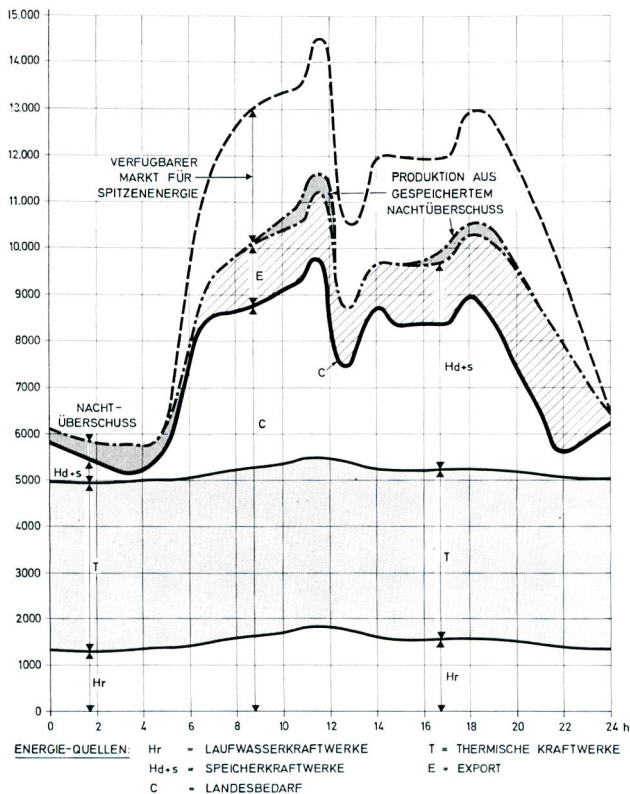


Bild 3 Belastungsdiagramm des schweizerischen Netzes (Typischer Winter-Wochentag, 1985)

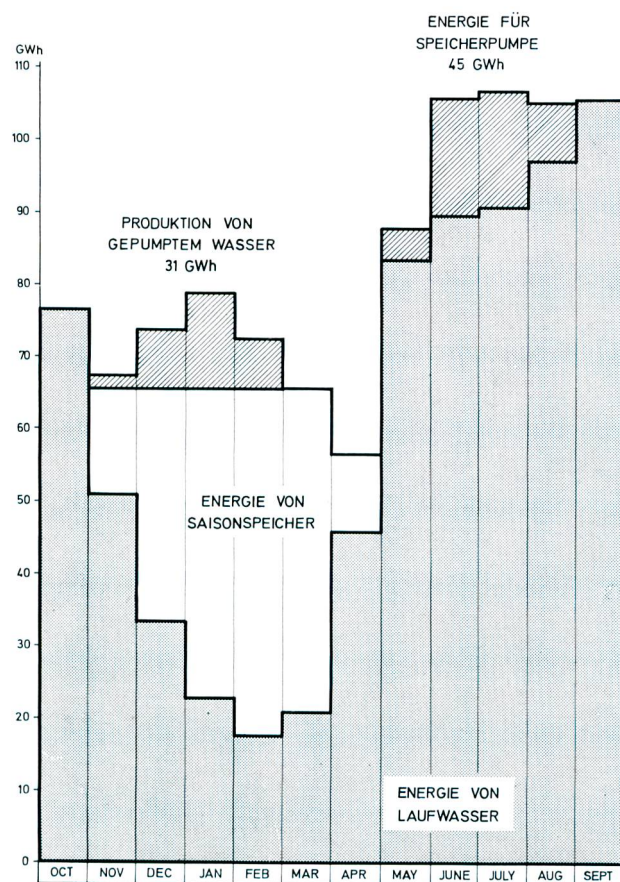


Bild 4 Betrieb eines Saisonspeichers mit Pumpenunterstützung

nären Zyklus beschränkt. Im Jahre 1969/70 zum Beispiel wurden 818 GWh für das Pumpen im Sommer und 51 GWh für das Pumpen im Winter benutzt; 96,6 % der gesamt verfügbaren Speicherkapazität wurden in diesem Jahr in Anspruch genommen.

Gewisse Saisonspumpspeicher erhalten ihre Pumpenenergie vom Netz; in anderen Fällen wird die Pumpenenergie von der Laufwasserkomponente der gleichen Anlage erzeugt. Ein typisches Beispiel einer solchen Saisonspeicheranlage, der Engadiner Kraftwerke, ist in Bild 4 gezeigt. Der grosse Sommerüberschuss von Laufwasserenergie wird benutzt, um eine Pumpenanlage von 47 MW zu beliefern und 5,8 % des Sommerabflusses werden dadurch in regulierbare Winterspitzenenergie umgewandelt; die gesamte gespeicherte Energiemenge wird damit um 13,9 % vergrössert. Eine neuere Anlage (Emosson) wird 56,6 % des Sommerabflusses durch Pumpen in regulierbare Energie umwandeln und damit die gesamte regulierbare Winterenergiemenge um 12,7 % erhöhen.

Bautechnische Schwierigkeiten beschränken die Entwicklung weiterer derartiger Projekte, da oft die Speichervolumen nicht vergrössert werden können und auch die Erhöhung der installierten Leistung physikalischen Einschränkungen unterworfen ist.

Die unkontrollierbare Laufwasserenergie wird in wachsendem Masse mit der Produktion der nuklearen Kraftwerke im europäischen Verbundnetz in Konkurrenz stehen und Sommernachtenenergie wird deshalb weiterhin billig bleiben. Der wirtschaftliche Antrieb zum Bau weiterer grosser Pumpspeicher wird deshalb für die voraussehbare Zukunft bestehen bleiben.

Kurzfristige Pumpspeicher

Das sich aus dieser Diskussion ergebende Bild zeigt ein Wasserkraftsystem,

- das grosse natürliche und pumpenunterstützte Speicherbecken umfasst,
- das mit grossen vorwiegend thermischen Netzen leistungsfähig verbunden ist,
- das sich selbst in einem Uebergangsstadium zu einem gemischten hydraulisch-thermischen System befindet.

Der Bedarf an regulierbarer Energie sowohl für Spitzenlastdeckung als auch für Leistungsfrequenzregulierung wächst rascher an als die Fähigkeit der schweizerischen Kraftwerke, diesen Bedarf zu decken. Die Möglichkeiten, weitere Saisonspeicheranlagen zu bauen, sind praktisch erschöpft. Neue Quellen regulierbarer Energie müssen deshalb entwickelt werden, um dem schweizerischen Versorgungsnetz zu erlauben, weiterhin einer der Hauptlieferanten solcher Energie darzustellen. Die Topographie der Schweiz begünstigt den Bau von Pumpspeichern. Obwohl das Landesnetz innerhalb des nächsten Jahrzehnts wahrscheinlich keine Ueberschüsse von Nachtenergie zur Verfügung haben wird, ist zu erwarten, dass die grossen und relativ unelastischen thermischen und in wachsendem Masse nuklearen Grundlastkraftwerke im europäischen Netz Ueberschüsse billiger Nachtenergie für den Export verfügbar machen können.

Diese Situation wurde bereits vor einigen Jahren erkannt, und die erste grosse Pumpspeicheranlage mit reversiblen Pumpen- und Turbinenbetrieb ist in der Anlage Hongrin-Léman ab 1970 bis zum Herbst 1971 sukzessive in Betrieb genommen worden. Diese Anlage besitzt eine installierte Leistung von 240 MW bei einer Fallhöhe von 880 m. Die jährliche Pumpenperiode ist auf 3000 Stunden angesetzt und die Produktion auf 2000 Stunden (22,8 Prozent

Belastungsfaktor); die Energieproduktion beträgt damit 480 GWh. Dieser relativ hohe Belastungsfaktor entspricht allgemein der gegenwärtigen Erfahrung, nach der Pumpspeicher in wachsendem Masse regulierbare Energie für ihre Muttersysteme erzeugen, zuzüglich zu der Lieferung von Spitzenenergie für längere Fristen. Eine weitere Anwendung der Pumpspeicher betrifft synchrone Kompensationen; diese sind wichtig für die Netzregelung, aber die dazu benötigten Energiequantitäten sind klein.

Es wäre falsch, zum Schluss zu kommen, dass kurzfristige Pumpspeicher in der Schweiz, die zum Beispiel für einen täglichen Umwälzungsmodus bestimmt sind, nur von der Einfuhr thermischer Ueberschüsse abhängig sein können. Wie Bild 2 zeigt, wird der Mangel an lokaler Nachtenergie, der jetzt noch besteht, wahrscheinlich gegen Ende dieses Jahrzehnts verschwinden. Er wird von einem kleinen Ueberschuss hydraulischer Energie, aus kurzfristigen Naturspeichern entnommen, ersetzt.

In diesem Diagramm ist die Annahme gemacht, dass

1. die Speicherkapazität zu klein ist, um diesen Ueberschuss bis in die Tageszeit aufzubewahren,
2. dass dieser Ueberschuss exportiert werden kann.

Es ist aber zu erwarten, dass der Export hydraulischer Energieüberschüsse zur Zeit des minimalsten Bedarfes im Verbundnetz schwer zu erreichen ist, angesichts der thermischen Energieüberschüsse der europäischen Grundlastkraftwerke, und es könnte deshalb notwendig und in der Tat vorteilhaft sein, die Ueberschüsse hydraulischer Energie für nächtliches Pumpen zu benutzen.

Die schweizerischen Pumpspeichieranlagen können deshalb so ausgelegt werden, dass sie die verfügbaren lokalen Ueberschüsse hydraulischer Nachtenergie bereits verwenden, ehe die gesamte Grundlastproduktion des Landes den Nachtbedarf überschreitet. Es ist zu erwarten, dass ca. um 1985 die von solchen Nachtüberschüssen entstehende jährliche Pumpenenergie etwa 530 GWh beträgt und dass sie für 250 Tage im Durchschnittsjahr zur Verfügung steht. Dies würde die gesamte regulierbare Energie des Landesnetzes um 6 % erhöhen.

Da, langfristig gesehen, Pumpenenergie in wachsenden Quantitäten bestehen wird, zusammengesetzt aus importierten thermischen Ueberschüssen, lokalen Ueberschüssen kurzfristiger hydraulischer Anlagen und schliesslich lokalen thermischen Ueberschüssen, und da sich auch der Markt für regulierbare Energie vergrössern wird, ist das Interesse an der Förderung der Energieumwandlungsanlagen mit täglichem Modus sehr gross.

Eine Anzahl von Pumpspeichermöglichkeiten für tägliche Umwandlung und mit einer Gesamtleistung von etwa 10 000 MW werden für realisierbar gehalten. Die einzelnen Anlagen liegen in der Grössenordnung von 100 bis 500 MW und die durchschnittliche Fallhöhe zwischen etwas über 200 m und 600 m. Die Erzeugung wird allgemein für 1500 Stunden pro Jahr geplant, und daraus ergibt sich eine Produktion von 150 GWh bis 750 GWh pro Jahr und Anlage. Der Wirkungsgrad der Umwandlung liegt schätzungsweise in einem Bereich von 70 bis 73 %. Der Pumpenzyklus wird der günstigsten Quelle der Pumpenenergie angepasst. In manchen Fällen müssen Pumpen deshalb kleiner dimensioniert werden als die Turbinen, und die Pumpendauer wird auf 3000 Stunden pro Jahr ausgedehnt. In gewissen der untersuchten Projekte steht die verfügbare Fallhöhe nahe an der gegenwärtigen technischen Grenze für reversible Pumpenturbinen, aber die Anwendung solcher Maschinen ist ohnehin durch das Verhältnis der Pumpenzeit zur Produktionszeit beschränkt. Die Maschinengrösse spielt

in den gegenwärtigen Studien noch keine wesentliche Rolle und überschreitet nur in wenigen Fällen 100 MW. Die Dimensionen der vorgesehenen Projekte eignen sich für die Topographie des Landes und die Eigenschaften des Landesnetzes, das vorläufig noch keine der sehr grossen Anlagen begünstigt, die in anderen Gebieten gebaut werden, wo die Produktions- und Lastkonzentrationen wesentlich grösser sind.

Wirtschaftliche Gesichtspunkte

Pumpspeicher stehen wirtschaftlich gesehen in Konkurrenz mit thermischen Spitzenenergieerzeugungsanlagen — konventionellen thermischen Kraftwerken, die nahe am Ende ihres nützlichen Lebens stehen, oder Dampf- und Gasturbineneinheiten, die speziell zur Spitzenlasterzeugung konzipiert worden sind. Einige neue Möglichkeiten, wie zum Beispiel die unterirdische Speicherung von Druckluft und deren Entspannung durch Gasturbinen, sind jetzt auch verfügbar, aber ihr Wert ist soweit noch nicht erwiesen.

Der wesentliche wirtschaftliche Unterschied zwischen Pumpspeicher- und thermischen Spitzenenergiewerken ist, dass

- mit Pumpspeichern das investierte Kapital relativ hoch ist und die Betriebskosten relativ niedrig sind (unter Annahme, dass die Pumpenergie in Anlagen niedriger Grenzkosten erzeugt wird)
- mit thermischen Spitzenenergiewerken das investierte Kapital relativ niedrig ist, aber die betrieblichen Grenzkosten relativ hoch sind.

Die wirtschaftliche Begründung einer Pumpspeichieranlage bedingt die Untersuchung des gesamten Systems, das heisst den Vergleich der gesamten Produktionskosten des Netzes entweder mit der Pumpspeichieranlage oder mit einem alternativen thermischen Spitzenenergiewerk. Weitere Vorteile von Pumpspeichern, wie zum Beispiel die bessere Verfügbarkeit, die durch die Anlage ermöglichte Reduktion der rotierenden Reserven und die anpassungsfähige synchrone Kompensation, müssen bewertet und als Vorteil der Pumpspeicher in den wirtschaftlichen Vergleich eingeschlossen werden.

Die Untersuchung gestaltet sich anders, wenn das Pumpspeicherwerk im wesentlichen den Betrieb eines benachbarten Netzes unterstützt. Der Pumpspeicher kann dann als ein Bestandteil des anderen Netzes angesehen werden, von dem er Pumpenenergie bezieht und an das er seine Energie wieder zurückliefert, ohne dass das lokale Netz in diesen Verkehr eintritt. Der Pumpspeicher ist wirtschaftlich gerechtfertigt, wenn die Kostendifferenz zwischen der exportierten geregelten Energie und der importierten Pumpenenergie genügt, um die Jahreskosten der Kapitalanlage, des Betriebes und des Unterhaltes zu decken. Diese vereinfachte wirtschaftliche Analyse wird in demjenigen Falle angewendet, wo das Projekt fest mit einem fremden Muttersystem verbunden ist.

Gewisse Projekte in der Schweiz könnten auf dieser Basis arbeiten, aber wie bereits erklärt, wird Pumpenenergie auch von lokalen Ueberschüssen von Bandenergie geliefert werden. Die Erzeugung der Pumpspeicher wird teilweise exportiert werden, aber ein Teil wird im Land selbst zurückgehalten werden, um die von Saisonspeichern erhältliche regulierbare Energie zu vermehren oder zu ersetzen. In dem dichten Verbundnetz wird es schliesslich nicht mehr möglich sein, den Ursprung von jedem Quantum der exportierten Energie festzustellen. Das Netz als gesamtes wird dann die Pumpenenergie liefern und die Spitzenenergie absorbieren, und ein Teil dieser Energiemengen wird die Landesgrenzen überschreiten.

Die Wirtschaftlichkeit jedes Pumpspeicherprojektes kann deshalb getrennt untersucht werden. Die Methode ist allgemein die gleiche wie die für mit Nachbarsystemen verbundenen Projekte, und sie verlangt die Beurteilung der Kostendifferenz zwischen zugeführter und abgegebener Energie, die erreicht werden muss, um das Projekt wirtschaftlich akzeptierbar zu machen.

Die Bestimmung der präzisen Kosten der zugeführten Energie und des Preises der abgegebenen Energie ist normalen kommerziellen Verhandlungen zwischen den betreffenden Elektrizitätsgesellschaften unterworfen.

Gegenwärtig betragen die Kosten typischer Pumpspeichieranlagen für die in der Schweiz bestehenden Bedingungen ungefähr 450 bis 650 SFr. per kW installierter Leistung. Mit Jahreskosten von zum Beispiel 53 SFr. per kW und einer Benutzungsdauer von 1500 Stunden pro Jahr kommt die Differenz zwischen zugeführter und abgegebener Energie auf etwa 3,5 Rp./kWh. Die Kosten der Pumpenenergie können grossen Schwankungen unterliegen und sind wesentlich von der Energiequelle abhängig; es ist deshalb nicht möglich, einen allgemeinen Preis für von Pumpspeichern gelieferte Spitzenenergie anzugeben.

Unter Annahme eines Preises für Bandenergieüberschüsse von 2,5 Rp./kWh und einem Umwandlungswirkungsgrad von 71,5 % könnte dann eine kWh Spitzenenergie für 7,0 Rp. produziert werden. Diese Zahl ist günstig, verglichen mit gegenwärtigen Produktionskosten thermischer Spitzenenergiwerke, die mit einem Kapitalaufwand von 610 SFr. per installiertes kW, festen Jahreskosten von 70 SFr. per kW, einem Brennstoffpreis von 15,70 SFr. per Fass (10,90 SFr. per Million kcal) und einer jährlichen

Benutzungsdauer von 1500 Stunden, einen Preis von 10,10 Rappen per gelieferte kWh ergeben. Daraus kann man schliessen, dass Pumpspeicher in der Schweiz vorteilhafte wirtschaftliche Erwartungen erfüllen sollten.

Schlussfolgerungen

Die grossen hydraulischen Speichieranlagen der Schweiz — natürliche und pumpenunterstützte, saisonäre und kurzfristige — können jetzt ungefähr 20 % des gesamten Bedarfes an regulierbarer Energie im westeuropäischen Verbundnetz liefern. Aber die Möglichkeiten, weitere auf natürlichen Zuflüssen basierte Speicherwerke zu bauen, gehen der Erschöpfung entgegen. Die Topographie und die zentrale Lage der Schweiz im europäischen Verbundnetz begünstigt die Entwicklung der Pumpspeicher. Einerseits können diese Nachtenergieüberschüsse aufnehmen, die wahrscheinlich wachsend von verschiedenen Quellen verfügbar werden. Andererseits können Pumpspeicher, die für einen täglichen oder wöchentlichen Arbeitsmodus konzipiert sind, dem schweizerischen System die Gelegenheit geben, zu dem westeuropäischen Bedarf an regulierbarer Energie einen grösseren Beitrag zu leisten. Es ist deshalb zu erwarten, dass das Planen und der Bau von Pumpspeichieranlagen in der Schweiz in den nächsten Jahren von erheblicher Bedeutung werden wird.

Adresse des Verfassers:

Dipl. Ing. K. Goldsmith,
Elektro-Watt, Ingenieurunternehmung AG,
CH-8022 Zürich

PUMPSPEICHERWERKE ALS ERGÄNZUNG FÜR NUKLEARKRAFTWERKE

DK 621.221.4 : 621.311.25

Peter Frederick Fry, Wolfgang E. Gabler, Otto Hartmann

1. Einleitung

Mit den siebziger Jahren hat für die Schweiz das «Atomzeitalter» begonnen. Beznau I, das erste Nuklearkraftwerk, ging Ende 1969 in Betrieb, Beznau II folgte Ende 1971, Mühleberg (verspätet) wird in der zweiten Hälfte 1972 folgen, und andere Anlagen befinden sich in verschiedenen Stadien der Planung und Vorbereitung (Tabelle 1). Wie aus Bild 1 hervorgeht, sind die Wasserkräfte im wesentlichen ausgebaut und Atomkraftwerke werden den künftigen Zuwachs darstellen. Der nukleare Anteil an installierter Leistung wird 1976 etwa ein Viertel erreichen und etwa einen Drittel des Energiebedarfes decken [1, 2].

Dieser Wandel in der Zusammensetzung der Produktionsanlagen hat Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Die heutigen Nuklearkraftwerke sind aus technischen und wirtschaftlichen Gründen im wesentlichen Grundlast-Kraftwerke. Die vorhandenen hydraulischen Speicherkraftwerke werden zwar bis auf weiteres in der Lage sein, den Spitzenbedarf zu decken, so dass erst in den achtziger Jahren, wie verschiedene Untersuchungen gezeigt haben, zusätzliche Spitzenkapazität wird installiert werden müssen. Da die natürlichen Speichermöglichkeiten weitgehend ausgebaut sind, wird es sich hierbei überwiegend um Pumpspeicherwerke handeln. Verschiedene Stellen haben in der

Vergangenheit die Möglichkeiten für Pumpspeichieranlagen in der Schweiz studiert. Ueber das Ergebnis dieser Untersuchungen wird eine im Herbst 1972 erscheinende Veröffentlichung des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft orientieren [3].

Einer der untersuchten Standorte ist besonders bemerkenswert wegen seiner günstigen Lage zu den Nuklearkraftwerken:

Das Pumpspeicherprojekt Herbetswil liegt innerhalb des «nuklearen Halbkreises», welchen die in Planung und Bau fortgeschrittenen Nuklearkraftwerkprojekte entlang Aare und Rhein bilden (Bild 2). Dieses Gebiet deckt sich auch mit den demographischen und industriellen Zentren des Landes. Die Örtlichkeit Herbetswil ist insofern höchst vorteilhaft, als sie die Mehrzahl der Nuklearkraftwerke in einem Radius von 60 km einschliesst. Mit 1090 MW installierter Leistung wird Herbetswil in der Lage sein, als Momentanreserve die volle Leistung jedes dieser Nuklearkraftwerke zu ersetzen, wenn auch nur für eine begrenzte Zeitspanne. Die Möglichkei-

[3] Hinweis auf Literatur am Schluss dieses Berichts