Die Rolle der Pumpspeicher im Betrieb von Verbundnetzen

Autor(en): **Goldsmith, K.**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **64 (1973)**

Heft 17

PDF erstellt am: **30.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-915597

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Die Rolle der Pumpspeicher im Betrieb von Verbundnetzen

Von *K. Goldsmith*

Dieser Bericht wurde als Beitrag der Schweiz der Pumpspeichertagung der Europäischen Wirtschaftskommission in Athen (6. bis 8. November 1972) vorgelegt[1]*).*

Einführung

Dieser Bericht behandelt die Probleme der Eingliederung von Pumpspeicheranlagen in Verbundnetze. Obwohl jeder Fall und jedes Netz seine eigenen Probleme stellt, kann die Auswirkung einer Pumpanlage, die sowohl als Aufnehmer von Energieüberschüssen in der Schwachlastzeit als auch als Produzent von Spitzenenergie dienen kann, über die Grenzen einzelner Netze hinaus empfunden werden, solange die Netzverbindungen stark genug sind. Der Beitrag betrachtet, in welcher Weise die Zusammenarbeit zwischen Verbundnetzen den Wert der Pumpspeicheranlagen erhöhen kann und welchen Einfluss das Einführen von Pumpspeicheranlagen auf internationale Lastflüsse haben kann. Obwohl Voraussagen für die Zukunft notwendigerweise spekulativ sein müssen, so können doch die Entwicklungstendenzen in Westeuropa für die nächsten 10 bis 15 Jahre recht klar vorausgesehen werden. Es erscheint zweifellos, dass Pumpspeicher eine wachsend wichtigere Rolle im Betrieb von Verbundsystemen spielen werden.

Allgemeine Betrachtungen

Der stündliche Anfall der Belastung ist ein wichtiger Parameter für das Planen und den Betrieb elektrischer Netze. Er bestimmt die Quantität und Dauer der Leistung jeder Produktionsanlage und beherrscht damit nicht nur die Anordnung und Betriebscharakteristiken dieser Anlagen, sondern auch ihren Einsatz und schliesslich die Gesamtkosten des Netzes.

Konventionell wird das tägliche Bedarfsbild in zwei Teile eingeteilt: Eine kontinuierliche Periode des gleichmässigen Bedarfes – das ist die Grundlast oder Bandenergie – und eine diskontinuierliche Periode des schwankenden Bedarfes – das ist die Spitzenbelastung oder Spitzenenergie. Je niedriger die Produktionskosten der von einem Kraftwerk in das Netz gelieferten Kilowattstunde, desto wirtschaftlicher ist es, diese Anlage kontinuierlich zu betreiben und, umgekehrt, desto unattraktiver ist es, Anlagen mit hohen Produktionskosten lange Zeit laufen zu lassen. Der Verdienstgrad des Betriebes eines Kraftwerkes im Elektrizitätsnetz ist deshalb ganz einfach durch die marginalen Produktionskosten gegeben.

Diese vereinfachte Betriebsmethode verlangt in einem hydraulische und thermische Kraftwerke einschliessenden Netz gewisse Veränderungen. Die hydraulischen Anlagen, deren marginale Betriebskosten praktisch Null sind, haben einen Verdienstgrad, der ausschliesslich von der Produktion, die sie während einer bestimmten Zeit leisten können, abhängig ist. Das Netz muss deshalb so geplant und betrieben werden, dass diese Produktionsfähigkeit immer voll ausgelastet ist. Thermische Anlagen werden dann von ihrem Betriebsregime, das sie einnehmen würden, wenn keine hydraulischen Anlagen vorhanden wären, verdrängt, aber in den neuen Positionen, die sie dann einnehmen, müssen sie immer noch streng im Rahmen ihres Verdienstgrades arbeiten. Diese vereinfachte Darstellung des Netzbetriebes ist natürlich weit bekannt, erscheint aber der Wiederholung wert zu sein, ehe das kompliziertere Verhältnis zwischen den Produktionsanlagen, das die Einführung von Pumpspeichern in Verbundnetze zur Folge hat, betrachtet wird.

Die sich mit Pumpspeichern bietenden Möglichkeiten sind schon weitgehend untersucht worden. In vielen Netzen steigt der Bedarf an Spitzenenergie ebenso rasch oder selbst rascher als der gesamte Energiebedarf, und relativ grosse Produktionskapazitäten müssen eingeführt werden, um den Spitzenbedarf zu decken. Der Einsatz neuer thermischer Grundlastanlagen und die damit verbundene Zurückstellung älterer Kraftwerke zur Benutzung mit laufend abnehmender Leistung ist oft betrieblich schwierig und teuer und im Hinblick auf die technische Auslegung der Anlagen, die solche

[1]) Siehe auch Bulletin des SEV, «Seiten des VSE» Nr. 23/1972 sowie Nr. 2/3 1973.

Ansprüche erfüllen können, oft ungenügend. Es wird dann notwendig werden, neue Anlagen zu bauen, die speziell für die Spitzenenergieproduktion bestimmt sind. Wenn verhältnismässig grosse Spitzenkapazitäten benötigt werden, und wenn Topographie und Hydrologie günstig sind, dann sind Pumpspeicheranlagen oft vorteilhaft. Sie sind deshalb bereits seit vielen Jahren für solche Zwecke konzipiert worden.

Pumpspeicheranlagen sind recht strengen wirtschaftlichen Begrenzungen unterworfen, die ihre jährliche Betriebszeit auf ungefähr 1500 Stunden einschränken. Die von ihnen benötigte relativ hohe Kapitalinvestition und ihr Wirkungsgrad von nur 70 bis 73 % für die Umwälzung der Energie vom Pumpen zum Produzieren macht sie nur für die Dekkung eines relativ kurzen Spitzenbedarfes geeignet, wo auch Energie von alternativen Quellen teuer sein würde. Zusätzliche Vorteile von Pumpspeichern sind ihre hohe Verfügbarkeit und Anpassungsfähigkeit an Lastschwankungen.

Der wirtschaftliche Wert von Pumpspeichern hängt kritisch von den Kosten der Pumpenenergie ab. Diese Kosten betragen etwa 40 bis 50 % der gesamten Produktionskosten solcher Anlagen. Wenn man betrachtet, dass die restlichen Energiekosten im wesentlichen von den Kapitalinvestitionen der Anlage abhängen – hauptsächlich von der Grösse und Anordnung des Werkes –, so ist es offensichtlich, dass die Pumpenenergie von der billigst möglichen Quelle bezogen werden muss, um die Anlage konkurrenzfähig zu halten.

Wenn die Pumpenenergie von denjenigen Kraftwerken bezogen werden könnte, die die kleinsten Kosten für die Zusatzproduktion im Netz aufweisen, so könnte die Wirtschaftlichkeit der Umwandlung in Spitzenenergie recht gross sein. Die Erzeugung der Werke mit den niedrigsten inkrementalen Kosten wird jedoch für die Grundlastdeckung des Netzes in Anspruch genommen, und diese Werke können deshalb nicht zusätzlich Energie für das Pumpen abgeben. Die Pumpenenergie kommt dann von Anlagen, die bereits einen so niedrigen Verdienstgrad haben, dass sie ohne Bedarf für Pumpenenergie nicht mit Grundlast arbeiten würden. Damit kann die Pumpenenergie relativ teuer werden und den wirtschaftlichen Vorteil einer Pumpspeicheranlage beeinträchtigen. Wenn zum Beispiel eine typische Pumpspeicheranlage von 300 MW in Westeuropa, mit einer mittleren Fallhöhe von etwa 300 bis 500 m, die gleichen Produktionskosten wie eine Gasturbinenanlage aufweisen sollte, so kann der Preis der Pumpenenergie nicht viel mehr als 2,5 Rp. per kWh betragen. Er liegt ungefähr 0,5 Rp. über den marginalen Kosten grösserer ölgefeuerter Grundlasteinheiten hohen Wirkungsgrades, aber er ist etwa dreimal so hoch wie die marginalen Kosten grosser nuklearer Kraftwerke. Die wichtige Rolle, die der Preis der Pumpenenergie auf die Wirtschaftlichkeit einer Pumpspeicheranlage ausübt, verlangt sorgfältige Auswahl der zur Verfügung stehenden Energiequellen.

Wenn das Netz, in das die Pumpspeicheranlage eingebaut werden soll, ein alleinstehendes ist, so ist die Auswahl der Pumpenenergiequellen im allgemeinen nicht gross. Die Energie muss von denjenigen Werken bezogen werden, die, wegen ungenügenden Bedarfs für ihre Erzeugung, nicht kontinuierlich betrieben werden können, obwohl sie von technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten aus für den Dauerbetrieb geeignet wären. Verbundsysteme bieten die Gelegenheit, den Energiebedarf und das Energieangebot zwischen den verschiedenen Netzen auszugleichen und die Pumpenenergie zu verschiedenen Zeiten von verschiedenen Quellen zu beziehen. Die Kosten der Pumpenenergie können weiterhin dadurch reduziert werden, dass zeitweilig anfallende (z. B. saisonmässige) Energieüberschüsse zum Pumpen verwendet werden, was einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicheranlagen haben kann. Das westeuropäische Verbundnetz bietet oft die Gelegenheit, Pumpenenergie von einem Überschussmarkt zu beziehen und damit eine bessere Auslastung der verfügbaren Energiequellen zu erreichen.

Bedarfsbilder

Die Netze aller Länder Westeuropas sind jetzt fest miteinander verbunden. Die Netzverbindungen wurden ursprünglich hergestellt, um sich ergänzende Energieversorgungssituationen auswerten zu können. Das bezieht sich besonders auf den gegenseitigen Austausch thermischer und hydraulischer Energie, der von der stark saisonmässigen Produktion der europäischen Wasserkraftwerke gefördert wurde. Die enge Zusammenarbeit der europäischen Versorgungsnetze, die sich damit entwickelte, hat zu der gegenseitigen Unterstützung in Fällen eines Energiemangels oder betrieblicher Schwierigkeiten geführt und hat auch die Entwicklung von internationalen Partnerschaftswerken, thermischen und hydraulischen, möglich gemacht.

Der Anstoss zu den Netzverbindungen wurde von denjenigen Ländern gegeben, die über bedeutende hydraulische Energiequellen verfügten, insbesondere Österreich und die Schweiz. Diese beiden Länder spielen auch heute im internationalen Verbundverkehr eine wesentliche Rolle. So überschreitet z. B. die Lastflusskapazität der Übertragungsanlagen, die Österreich und die Schweiz mit ihren Nachbarländern verbinden, die Engpassleistung ihrer eigenen Kraftwerke um 16 %. Die Kapazität beträgt 85 % der gesamten Übertragungskapazität aller internationalen Leitungen in Westeuropa. Etwa 27 % der gesamten in Österreich und in der Schweiz im hydrographischen Jahr 1970/71 produzierten Energie ist über die Landesgrenzen geflossen. Elektrisch gesehen bilden die nationalen Versorgungsnetze dieser Länder keine unabhängigen Einheiten mehr. Entwicklung und Betrieb dieser Netze sind wesentlich mit denjenigen der Nachbarn verknüpft, wobei das Ziel angestrebt wird, die günstigste Ausbeutung der verfügbaren Energiequellen zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Es ist nicht leicht, dieses Ziel zu erreichen, da die westeuropäischen Länder im wesentlichen um eine Nord–Süd-Achse disponiert sind. Die Distanzen zwischen den Netzzentren sind relativ klein. Klima und Tageslicht ergeben ähnliche Bedarfsbilder. Der Spitzenbedarf des Tages und das Belastungstal der Nacht treten praktisch gleichzeitig in allen Netzen auf. Diese Lage ist in Fig. 1 für die Winter- und die Sommerperiode 1970/71 dargestellt. Während der Starklastperiode ergeben sich Energieüberschüsse lediglich aus Kapazitätsüberschüssen und nicht aus einer «Diversity» der Belastung. Die Gleichzeitigkeit der Schwachlastzeiten kann jedoch zu grossen Energieüberschüssen führen. Bedarfsbilder mit niedriger «Diversity» können jedoch in Verbundnetzen die Einführung von Pumpspeicheranlagen begünstigen, da sie einerseits einen ausreichenden Überschuss relativ billiger Pumpenenergie darbieten und andererseits einen grösseren

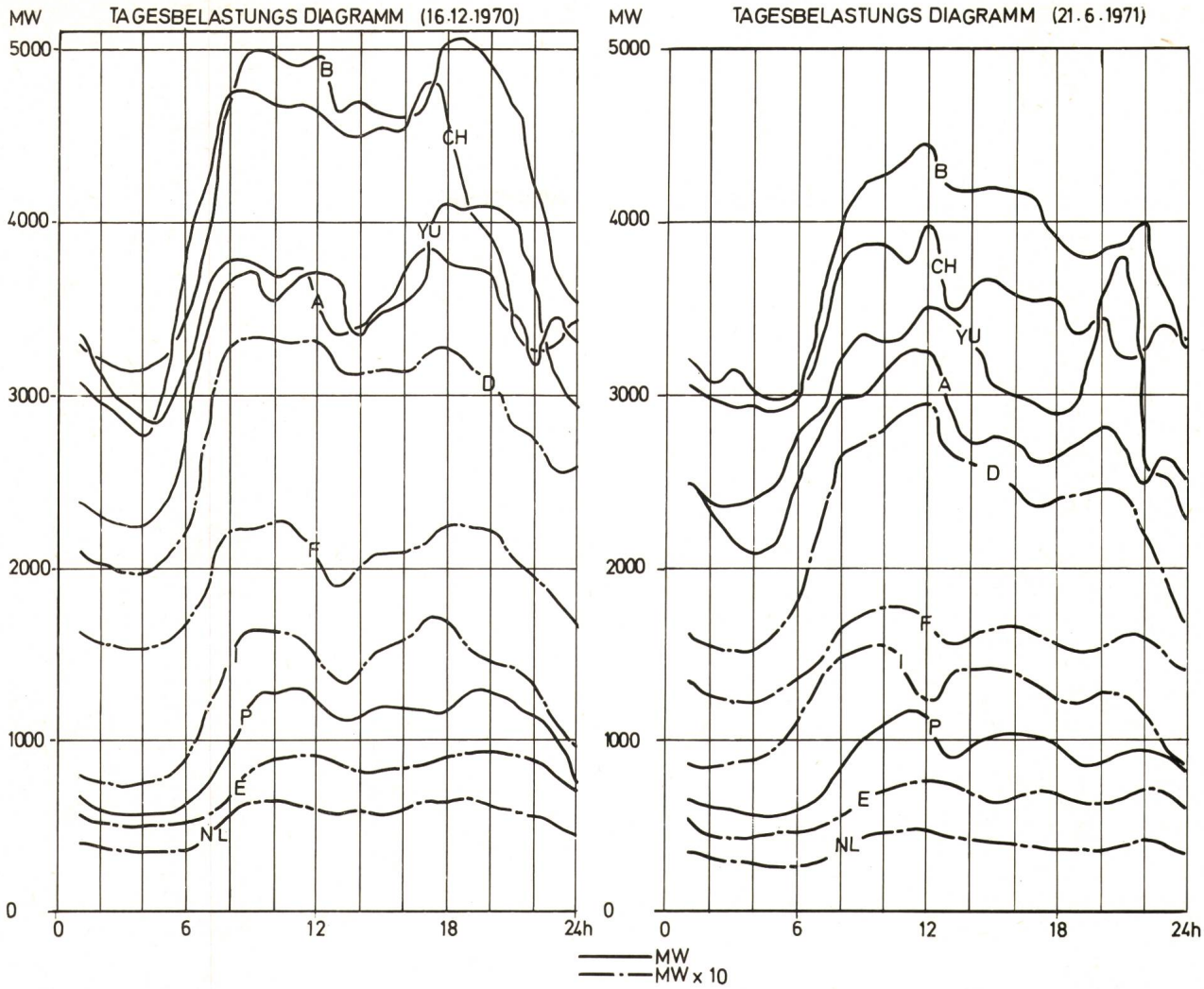

Fig. 1

Markt für Spitzenenergie darstellen. Aber, wie bereits erwähnt, kommt die Pumpenenergie nicht von denjenigen Anlagen, die die niedrigsten marginalen Produktionskosten aufweisen.

Wenn jedoch ein Teil der Kraftwerke, die Grundlast produzieren, ausser Betrieb fällt, so können die Überschüsse an Nachtenergie verschwinden. Diese Situation ist für die Schweiz in Fig. 2 dargestellt, die die Produktion im Verhältnis zum nationalen Bedarf für einen typischen Wochentag im Dezember 1980 bei durchschnittlicher Wasserführung zeigt. Wenn sich der Kraftwerkbau weiter so entwickelt, wie es heute vorgesehen ist, und wenn darüber hinaus Grundlastenergie durch Beteiligungen an benachbarten nuklearen Kraftwerken bezogen werden kann, so können dadurch wesentliche Überschüsse an Nachtenergie selbst im Winter auftreten, unter der Annahme natürlich, dass alle Grundlastkraftwerke in Betrieb stehen. Diese Überschüsse an Nachtenergie können dann zum Pumpen verwendet werden, und sie werden damit in einen wertvollen Zusatz zur Tagesspitzenproduktionskapazität umgewandelt; dieser Zusatz wird durch Freigabe der in den Pumpspeicheranlagen aufbewahrten Energie erreicht. Wenn jedoch ein Teil der thermischen Grundlastkraftwerke nicht verfügbar ist (im Falle des in Fig. 2 gezeigten Beispiels 900 MW einer Gesamtkapazität von 2750 MW), so wird dann ein Mangel an Nachtenergie auftreten, und das wird bedeuten:

a) dass keine Pumpenenergie zur Verfügung steht,

b) dass keine Spitzenenergie von den Pumpspeicheranlagen freigegeben werden kann,

c) dass selbst die Deckung der lokalen Grundlast durch importierte Energie erfolgen muss.

Beachtenswert ist der charakteristische «Überlagerungseffekt» der kurzfristigen Energiespeicherung. Wenn das Grundlastkraftwerk auch während der folgenden Spitzenbedarfszeit ausser Betrieb steht, so wird die gesamte Produktionskapazität des Netzes durch den Ausfall dieser Anlage und darüber hinaus noch durch den Ausfall der Pumpspeicheranlage reduziert; der Verlust der Spitzenenergie-Produktionsfähigkeit wird dadurch wesentlich grösser.

Umfassende Notlieferungsverträge müssen deshalb abgeschlossen werden, um diesen Produktionsverlust zu vermeiden und eine genügende Deckung des Spitzenbedarfes und des dazu benötigten Pumpenstromes zu gewährleisten. Das könnte den Ankauf derartiger Energie von verschiedenen Quellen in benachbarten Netzen notwendig machen und auch der Beschaffung dieser Energie strenge zeitliche Beschränkungen auferlegen. Diese Beschränkungen könnten sowohl die Pumpperioden als auch die Pumpenleistungen beeinflussen und weiterhin bedingen, dass beide zeitweilig mit der verfügbaren Energie in Einklang gebracht werden. Damit wird ein anpassungsfähiger Betrieb verlangt, der wesentliche Änderungen in der Konzeption einer Pumpspei-

cheranlage zur Folge haben kann. Es könnte z. B. nicht möglich sein, reversible Pumpturbinen anzuwenden, da das Verhältnis der für das Pumpen und die Erzeugung benötigten Wassermengen bei den gegenwärtig verfügbaren Maschinen nur zwischen etwa 0,8 und 1,2 schwanken kann. Separate Pumpen und Turbinen müssen installiert werden, um den grösstmöglichen Vorteil aus den Netzverbindungen ziehen zu können.

Einflüsse der Einheitsgrössen

Die wachsenden Kosten des Kraftwerkbaus und des fossilen Brennstoffs haben die Elektrizitätsgesellschaften dazu geführt, ihr Netz mit den grösstmöglichen Einheiten auszubauen. Bereits seit vielen Jahren hat sich die Tendenz entwickelt, konventionelle thermische Kraftwerke mit progressiv grösseren Einheiten auszurüsten, deren maximale Leistung jetzt in Europa im Rahmen von 600 bis 700 MW liegt. Ein weiterer dabei in Betracht zu ziehender Gesichtspunkt ist die wachsende Schwierigkeit, geeignete Standorte für neue Kraftwerke zu finden, die mit den technischen Gegebenheiten und den Umweltschutzproblemen in Einklang gebracht werden können. Die Tendenz ist nun, die Energieproduktion an wenigen geeigneten Orten zu konzentrieren. Die grossen Einheiten haben aber in den ersten Betriebsjahren eine verhältnismässig niedrige betriebliche Verfügbarkeit gezeigt, und deshalb werden oft Einheitsgrössen von 250 bis 350 MW vorgezogen, bei denen sich die Betriebserfahrungen besser gestaltet haben. Die grossen konventionellen thermischen Einheiten beeinträchtigen die Zuverlässigkeit des westeuropäischen Verbundbetriebes nicht, solange die Einheitsgrössen in einem vernünftigen Verhältnis zur Netzgrösse stehen und die einzelnen Anlagen eine genügende Lastkontrollfähigkeit besitzen.

Bei nuklearen Kraftwerken ist die Situation anders. Die mit wachsenden Einheitsgrössen verbundenen Ersparnisse, hauptsächlich in bezug auf die spezifischen Baukosten, sind wesentlich grösser. Betriebliche und den Umweltschutz betreffende Gesichtspunkte machen es wünschenswert, nukleare Kraftwerke nur an gewissen Standorten zu erstellen. Die Grösse nuklearer Einheiten ist in den letzten Jahren rasch von etwa 300 bis 400 MW auf über 1000 MW angestiegen. Selbst in verhältnismässig kleinen Netzen, wie z. B. in der Schweiz, werden jetzt Einheitsgrössen von 800 bis 1000 MW für den Betrieb gegen Ende dieses Jahrzehnts geplant. Da nukleare Kraftwerke kontinuierlich betrieben werden müssen, um wirtschaftlich gerechtfertigt zu sein, so erscheint es wahrscheinlich, dass zu gewissen Zeiten grosse Quantitäten billiger Überschussenergie verfügbar werden, solange der Grundlastbedarf des Netzes unter der gesamten Erzeugungsfähigkeit der Werke liegt. Es muss dann ein Absatzmarkt für die Überschussenergie gefunden werden.

Ein wesentlicher Markt für die Überschussenergie kann sich nicht entwickeln, wenn jedes Netz seine Selbstversorgung anstrebt, indem es Grundlastkraftwerke baut und sich dann für die Spitzenenergiedeckung auf die verdrängten Produktionseinheiten niedrigerer Wirtschaftlichkeit verlässt. Bei der kleinen «Diversity» des Gesamtbedarfes würden dann die Lastflüsse zwischen den Netzen progressiv abfallen. Die

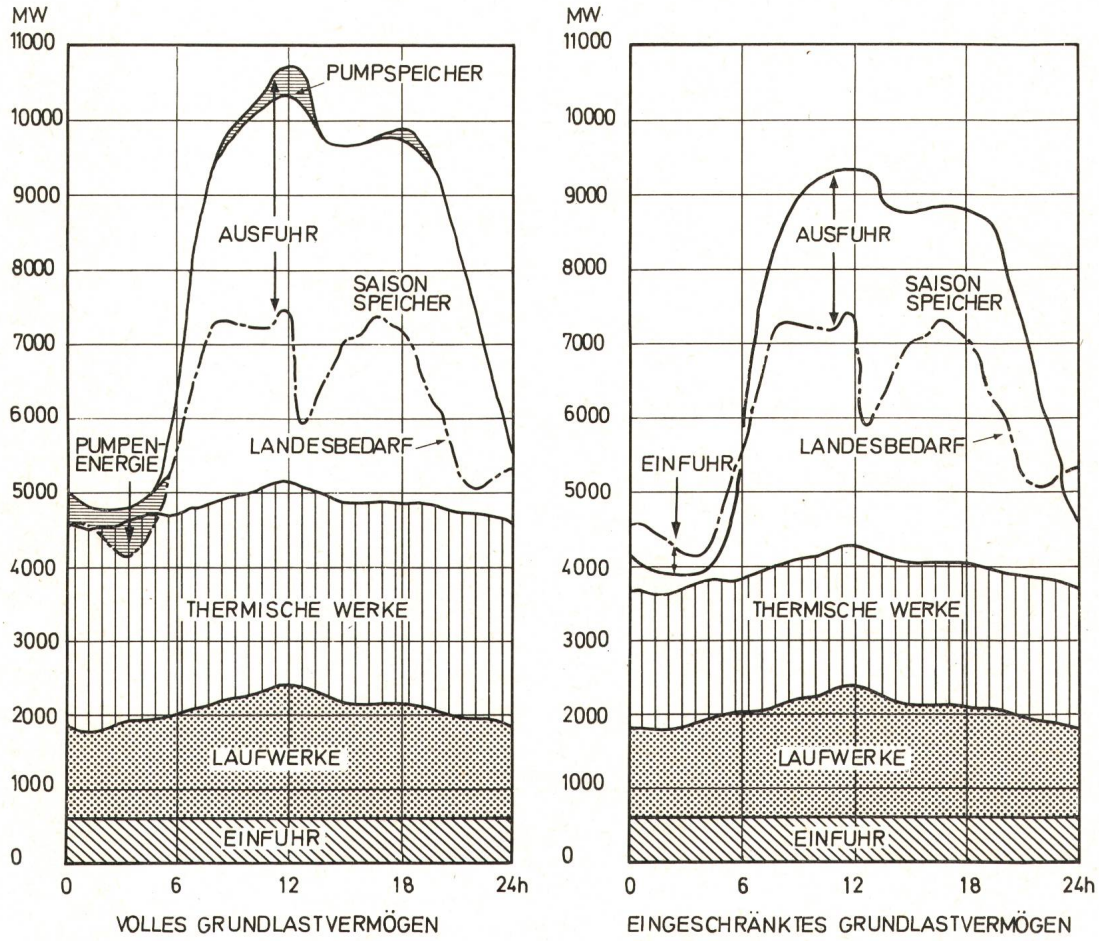

Fig. 2

gegenwärtig sich noch in Westeuropa ergänzenden Versorgungssituationen würden langsam verschwinden. Betriebliche Unabhängikeit der einzelnen Netze wird höhere Produktionskosten zur Folge haben, und die Reservemargen müssen vergrössert werden. Diese unerwünschte Entwicklung kann vermieden werden, wenn während der Schwachlastzeit ein Bedarf für Pumpenenergie entstehen kann und gleichzeitig die Spitzenleistungskapazität des Netzes durch Erstellung von Pumpspeichern erhöht wird. Die Lastflüsse zwischen den Netzen werden damit wieder hergestellt – obwohl die Dauer der Lastflüsse kürzer sein wird –, und die Wirtschaftlichkeit des Gesamtbetriebes wird damit wesentlich verbessert.

Eine Kombination von nuklearen Kraftwerken und Pumpspeichern wird häufig als ein beinahe ideales Mittel befürwortet, um Energieangebot und Nachfrage auszugleichen. Theoretisch sollte es möglich sein, diese Kombination so zu gestalten, dass alle Energieüberschüsse, die während der Schwachlastzeit auftreten, für das Pumpen verwendet werden. Die Speicherfähigkeit der Werke muss dann genügen, um den ihnen anfallenden Spitzenenergiebedarf während etwa 5 Stunden pro Tag zu befriedigen. Diese Idealösung übersieht aber einerseits die begrenzte Verfügbarkeit nuklearer Kraftwerke und andererseits die gewaltigen Speichervolumen, die benötigt würden, um eine deratige Kombination wirksam zu machen.

In einem gemischten thermisch-hydraulischen Netz können zwei andere Lösungen die Spitzendeckung gewährleisten:

1. Ein Einsatz der Naturspeicher, der den Pumpspeichern nur die Deckung der obersten Bedarfsspitze überlässt; der kleine Energieinhalt dieser Spitze verlangt dann relativ kleine Nachtenergieüberschüsse, um den Pumpenbedarf zu befriedigen.

2. Der Ankauf der Pumpenenergie von Überschüssen der Grundlastproduktion, die allmählich im westeuropäischen Netz verfügbar werden.

Es ist klar, dass die Grössenordnung der zur Verfügung stehenden Grundlastüberschüsse mit der Grössenordnung des Verbundnetzes zusammenhängt. Je grösser das zur Verfügung stehende Netz, desto einfacher ist das Problem der Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage.

Aussichten in der Schweiz

Die leistungsfähigen elektrischen Netzverbindungen zwischen der Schweiz und den Nachbarländern dienen

– zum Unterbringen der grossen Überschüsse der von den schweizerischen Laufwerken produzierten Sommerenergie in den benachbarten thermischen Netzen, in denen die importierte hydraulische Energie den fossilen Brennstoff ersetzen kann,

– zum Verfügbarmachen regulierbarer Energie der grossen Speicheranlagen in der Schweiz, welche sowohl zur Spitzendeckung als auch für kurzfristige Notzwecke zur Verfügung steht.

Die Erzeugung des schweizerischen Netzes ist wesentlichen saisonmässigen Schwankungen unterworfen; die Produktion des Winters beträgt nur etwa einen Drittel der Sommerproduktion. Wenn die den Speichern entnommene regulierbare Energie zur Spitzenbedarfsdeckung während des Wintertages eingesetzt wird, so entsteht gegenwärtig ein Energiemangel während der Winternacht, der nur durch die Einfuhr thermischer Energieüberschüsse befriedigt werden kann.

Das Bedarfsbild eines typischen Wintertages ist in Fig. 2 gezeigt. Charakteristisch für das schweizerische Netz ist die grosse Saisonspeicherkapazität der Wasserkraftwerke, die Ende 1971 rund 8000 GWh oder 32 % der gesamten Speicherkapazität Westeuropas betragen hat. Die Speicherwerke stellten zu dieser Zeit 72,7 % der gesamten in der Schweiz installierten Wasserkraftleistung, oder 66,4 % der Gesamtleistung, dar. Während des hydrographischen Jahres 1970/71 wurden 25,1 % der in der Schweiz produzierten Elektrizität ausgeführt, der grösste Teil davon als regulierbare Energie während der Spitzenbedarfszeiten. Diese Energiemenge hat beinahe 30 % der Energieeinfuhr Westeuropas betragen.

Die weitere Ausbaumöglichkeit der schweizerischen Naturspeicher ist aber beschränkt und wird eine Endzahl von 8500 GWh kaum überschreiten. Wenn die Pumpspeicherkapazität nicht ausgedehnt wird, so muss der Beitrag, den die Schweiz zur Deckung des europäischen Spitzenbedarfes leisten kann, reduziert werden. Die regulierbare Leistung oder Energiemenge könnte auf drei Wegen erhöht werden:

1. Durch das Pumpen von Zwischenabflüssen in die Saisonspeicher. Derartiges saisonmässiges Pumpen vergrössert jetzt die Speicherkapazität der schweizerischen Speicheranlagen um etwa 660 GWh oder 8,7 % im Durchschnittsjahr. Die zur Verfügung stehenden Speichervolumen erlauben aber nicht, die Speicherkapazität wesentlich zu vergrössern.

2. Durch die Installation weiterer Maschinen in existierenden Speicherwerken. Das würde die verfügbare Leistung vergrössern, ohne die Energiemenge zu erhöhen, aber diese Lösung ist bautechnischen Beschränkungen unterworfen.

3. Durch den Bau weiterer kurzfristiger Pumpspeicher, die die Nachtenergieüberschüsse der Laufwerke und der nuklearen Werke in Spitzenenergie umwandeln können.

Nur die dritte Lösung bietet wesentliche Möglichkeiten für die Zukunft.

Die Verhältnisse in der Schweiz begünstigen den Bau von Pumpspeichern. Obwohl die voraussehbare Pumpspeicherentwicklung in den nächsten 10 oder 20 Jahren nicht gross genug sein wird, um die Bedeutung der Saisonspeicher wesentlich einzuschränken, so wird das wachsende Angebot regulierbarer Energie aus kurzfristigen Speichern einen wichtigen Beitrag zum Exportpotential dieser Energie bilden.

Die Bezugsquelle der Pumpenenergie wird einen wesentlichen Einfluss auf den internationalen Energieverkehr ausüben. Die Leistung der grossen nuklearen Kraftwerke, die das Grundlastband füllt, wird allmählich die nächtlichen Bedarfstäler überschreiten und dann auch die Speicherpumpen während den Schwachlastzeiten beliefern können. Pumpenenergie wird aber nicht zur Verfügung stehen, wenn die nuklearen Anlagen Produktionseinschränkungen unterworfen sind oder wenn die Wasserkraftquellen eine niedrige Wasserführung aufweisen. Pumpenenergie muss dann von Nachbarländern importiert werden.

Auch wäre es möglich, Pumpspeicher in der Schweiz zu bauen, die mit thermischen Nachbarnetzen fest verbunden bleiben, von diesen Pumpenenergie beziehen und an diese

Spitzenenergie abgeben. Derartige «gebundene» Anlagen bestehen bereits in Österreich und Luxemburg. Zukünftige Pumpspeicheranlagen in der Schweiz werden aber wahrscheinlich in erster Linie für das nationale Netz geplant werden. Die weitgehende Erfahrung im internationalen Verbundbetrieb wird dazu benutzt werden, den zeitweiligen Einkauf von Pumpenenergie zu sichern und Überschüsse von Spitzenenergie absetzen zu können. Diese Entwicklung könnte zu drei Arten von Kaufverträgen für Pumpenenergie führen:

1. Mittelfristige Verträge für den Kauf von Pumpenenergie zum Ausgleich von Unterschieden in den Installationsprogrammen der Grundlastkraftwerke in den verschiedenen Netzen (d. h. zur vollen Gewährleistung der Auslastung aller verfügbaren Energieüberschüsse).

2. Kurzfristige Verträge für den Kauf von Pumpenenergie, wenn lokale Grundlastkraftwerke ausser Betrieb stehen.

3. Notlieferungsverträge für den Kauf von Pumpenenergie während temporärer Betriebsstörungen im Netz.

Falls «gebundene» Anlagen gebaut werden, so würde ihre Belieferung auch durch langfristige Verträge gedeckt werden. Der sich aus diesen Gesichtspunkten ergebende Energieaustausch, der verschiedene Quellen und Netze umfassen wird, wird weiterhin gleichzeitig mit dem bereits bestehenden Energieverkehr stattfinden, d. h.

– dem programmässigen Austausch von Saison-, Nacht- und Spitzenenergie, der weiterhin das Hauptvolumen des Energieverkehrs darstellen wird,

– den Energieflüssen, die sich aus Beteiligungen an auswärtigen nuklearen Kraftwerken ergeben,

– dem zeitweiligen Austausch von Reserveleistungen.

Dieser Verkehr wird zu einer grösseren Belastung der Verbundlinien führen und den gesamten Energieaustausch umfangreicher und komplexer gestalten. Die einzelnen Lastflüsse werden quantitativ grösser werden, aber ihre Dauer wird sich verkürzen. Der Energieaustausch wird weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur wirksamen Nutzbarmachung der in Westeuropa verfügbaren Energiequellen leisten.

Adresse des Autors:
K. Goldsmith, Elektro-Watt, Ingenieurunternehmung AG, 8022 Zürich.