

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

Artikel: Betrachtungen über den Einfluss der Beckengrösse auf die Betriebsfreiheit sowie auf die Schaffung von Ersatzreserven aus Pumpspeichieranlagen im Verbundbetrieb mit anderen Kraftwerken
Autor: Frankhauser, Hans / Trucco, Giulio
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-920959>

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 15.03.2025

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

speicherprojekte auf Grund praktisch reeller Energiemarktwerte.

Da die Verfügbarkeit an Ueberschussenergie für Pumpzwecke und die Bedürfnisse der Produktion nicht bei allen Kraftwerken die gleichen sein werden, soll im nachfolgenden kurz noch eine weitere Interpretierung des Energiegestehungspreises dargestellt werden. Dieser setzt sich zusammen aus einem fixen und einem variablen Anteil. Der fixe Anteil enthält die jährlichen Aufwendungen als Funktion der Anlagekosten; die wichtigsten Teilquoten stammen aus den Kapitalkosten, den Amortisationen und den Kosten für Unterhalt und Betrieb. In der Schweiz darf gegenwärtig mit einem Jahreskostenansatz von etwa 8,5 % gerechnet werden (5—6 % Zinsendienst, zirka 1—1½ % Amortisation und ca. 1,5—2 % Unterhalt und Betrieb. Der variable Anteil ist gegeben durch die Kosten der Pumpenergie.

Sind die Anlagekosten für ein bestimmtes Projekt bekannt, so können für verschiedene Gestehungspreise der Energie die dazugehörigen Pumpenergiekosten errechnet und es kann auf Grund einer subjektiven Bewertung derselben auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes geschlossen werden.

Für eine rasche, überschlagsmässige Bestimmung des Energiegestehungspreises (p) dient auch folgende Formel:

$$p = \frac{\text{Anlagekosten} \times \text{Jahreskostenansatz in Mio Fr.}}{\text{Ausbauleistung} \times \text{Betriebsstunden}} + 1.4\text{facher Pumpenergiepreis}$$

Damit kann eine zuverlässige Grössenordnung des Energiegestehungspreises in Abhängigkeit des Preises für die zur Produktion nötigen Pumpenergie angegeben werden.

Annahmen für Bewertungsmodell 2

Tabelle 2

(Winter: September—April = 8 Monate,
Sommer: Mai—August = 4 Monate)

Spitzenenergie:

Winter:	10 h/Woche	=	346 h	6.2 Rp./kWh
Sommer:	10 h/Woche	=	176 h	4.2 Rp./kWh

Starklastenergie:

Winter:	40 h/Woche	=	1 383 h	4.0 Rp./kWh
Sommer:	30 h/Woche	=	527 h	2.2 Rp./kWh

Weitere Werktagstagesenergie:

Winter:	36 h/Woche	=	1 245 h	3.2 Rp./kWh
Sommer:	46 h/Woche	=	808 h	1.5 Rp./kWh

Schwachlastenergie:

Nacht:				
Winter:	50 h/Woche	=	1 729 h	2.5 Rp./kWh
Sommer:	50 h/Woche	=	878 h	1.0 Rp./kWh

Wochenendenergie:

Winter:	32 h/Woche	=	1 106 h	1.5 Rp./kWh
Sommer:	32 h/Woche	=	562 h	0.5 Rp./kWh

Durchschnittspreis:			8 760 h	2.5 Rp./kWh
---------------------	--	--	---------	-------------

Bildernachweis:

Bild 1 AG Ingenieurbureau Maggia, Locarno

Adresse der Verfasser:

Dipl. Ing. H. Fankhauser und dipl. Ing. G. Trucco,
AG Ingenieurunternehmung Maggia,
Piazza Fontana Pedrazzini, CH-6600 Locarno

BETRACHTUNGEN ÜBER DEN EINFLUSS DER BECKENGRÖSSE AUF DIE BETRIEBSFREIHEIT SOWIE AUF DIE SCHAFFUNG VON ERSATZRESERVEN AUS PUMPSPEICHERANLAGEN IM VERBUNDBETRIEB MIT ANDEREN KRAFTWERKEN

Hans Fankhauser und Giulio Trucco

DK 621.221.4

Der Nutzinhalt der Ober- und Unterbecken ausländischer Pumpspeicheranlagen genügt in der Regel für eine Volllast-Benützungsdauer von etwa 4 bis 6, in einzelnen Fällen auch von 10 bis 20 Betriebsstunden. Die Schweiz verfügt über eine ansehnliche Zahl von Saisonspeicherbecken und natürlichen Seen, welche sich in mehreren Fällen als Retentionsräume für künftige Pumpspeicheranlagen gut eignen. Es besteht die Aussicht, dass solche Anlagen am ehesten realisiert werden, da neben der Zentrale die Becken zu den kapitalaufwendigsten Objekten der Anlage gehören, die in solchen Fällen bereits vorhanden sind. Dieser Umstand wirkt sich somit günstig auf die Gesamtwirtschaftlichkeit eines solchen Projektes aus. Während der sich über 9 bis 10 Monate des Jahres erstreckenden Aufstau- und Absenkperioden von Saisonspeichern darf bei solchen Pumpspeicherkombinationen mit der Verfügbarkeit verhältnismässig grosser freier Beckenräume gerechnet werden, welche weitergehende Betriebsfreiheiten ermöglichen, als beim üblichen einfachen Tageszyklus. Diese können wie folgt charakterisiert werden:

— **Wochenzyklus:** Der Pumpbetrieb über Nacht (7 bis 9 Stunden) wird mit demjenigen am Wochenende kombiniert (23 bis 29 Stunden) in der Weise, dass am Freitagabend das Oberbecken entleert und am Montagmorgen wieder gefüllt ist. Das benötigte Speichervolu-

men ist ungefähr doppelt so gross, als für den reinen Tageszyklus; solche Retentionsräume sind während der ganzen Dauer der Aufstau- und Absenkungsperioden verfügbar (siehe Bild 2)

— **Wochenendzyklus:** Der Pumpbetrieb beschränkt sich auf das Wochenende; in rund 60 Pumpenbetriebsstunden wird das zur Spitzenproduktion der darauffolgenden Woche benötigte Wasser im Oberbecken gespeichert. Diese Betriebsart bleibt auf die Zeitperioden ausreichender Retentionsräume beschränkt (normalerweise Mai bis August und November bis April) (siehe Bild 3)

— **Langzeitspeicherung:** Es ist praktisch denkbar, zusätzlich zum normalen Umwälzbetrieb zum Beispiel im Tageszyklus, während zweier wasserreichen Wochenenden der Schneeschmelzperiode (zum Beispiel Monat Juni) den Wasserbedarf zur Spitzendeckung in einer wasserarmen Herbstperiode (zum Beispiel Trockenperiode oder Abstellung anderer Anlagen) in das Oberbecken zu pumpen (siehe Bild 4). Eine solche Betriebsart ist ohne Störung der auf den Herbst zu realisierenden normalen Beckenfüllung und ohne Beeinträchtigung des Nutzungsregimes der Unterliegeranlagen in der Regel in der Zeitspanne zwischen anfangs Juni und Mitte August denkbar, da während die-

ser Periode im Oberbecken der vorübergehend beanspruchte Mehrspeicherraum verfügbar ist. Die zeitliche Verschiebungsmöglichkeit in solchen Betriebsfällen beträgt während der Aufstauperiode der Saisonspeicher zirka 1 bis 3 Monate. Sollte sich die vorausgesetzte Herbsttrockenperiode nicht einstellen, so kann das vorgespeicherte Wasser zur Spitzenproduktion im normalen Tageszyklus ohne Beanspruchung weiteren Pumpstroms verwendet werden.

In den Bildern 5, 6 und 7 wird schliesslich noch eine weitere im Zusammenhang mit der Beckengrösse stehende Betriebsmöglichkeit dargestellt. Es wird dabei untersucht, in welchen Zeitperioden und auf wie lange mit einer Pumpspeicherzentrale, welche über grosse Ober- und Unterbecken verfügt, ein Energieausfall bei Abstellung eines thermischen Kraftwerks (Oel- oder Atomwerk) zum mindesten teilweise ersetzt werden könnte. Dabei wird vorausgesetzt:

- dass das Umwälzwerk zusätzlich zur Normalbelastung während der Spitzen- und Starklaststunden (40 h/Woche im Sommer, 50 h/Woche im Winter gemäss Bewertungsmodell 2) auch noch zur Erzeugung weiterer Werktagstagesenergie in Betrieb bleibt (zusätzliche Belastung 36 h/Woche im Winter, 46 h/Woche im Sommer, Gesamtbelastung 86 h/Woche)
- dass der für die Wasserförderung zur Spitzen- und Starklastproduktion nötige Pumpstrom wegen der Abstellung der thermischen Anlage nur zur Hälfte verfügbar sei; der fehlende Anteil wird vorübergehend durch Saisonspeicherwasser des Oberbeckens ersetzt, welches nach der Turbinierung im Unterbecken zur späteren Rückführung ins Oberbecken zwischengelagert wird
- dass die unterliegenden Werke keine Betriebseinschränkungen erfahren dürfen. Der oben definierte Energieersatzbetrieb kann daher nur solange aufrecht erhalten bleiben, als das Speichervolumen des Oberbeckens oder der Retentionsraum des Unterbeckens ausreichen.

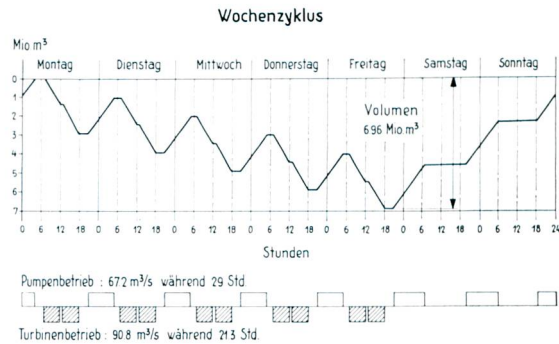


Bild 2 Pumpspeicherwerk in den Alpen

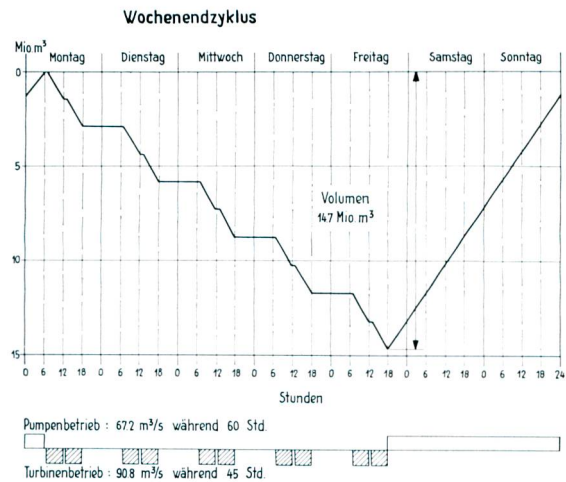


Bild 3 Pumpspeicherwerk in den Alpen

Aus durchgerechneten Beispielen zeigt sich, dass ein solcher Betrieb bei grossen Retentionsräumen nur während bestimmten Perioden, nämlich in der Regel in den Monaten Januar/Februar bzw. Juli/August ohne Aenderung des Wasserdargebots an die Unterliegerwerke denkbar ist

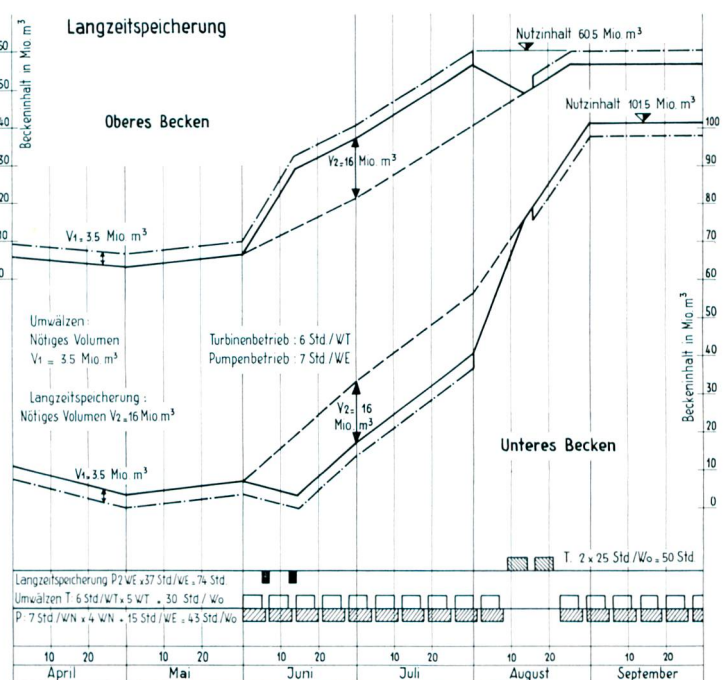


Bild 4 Pumpspeicherwerk in den Alpen

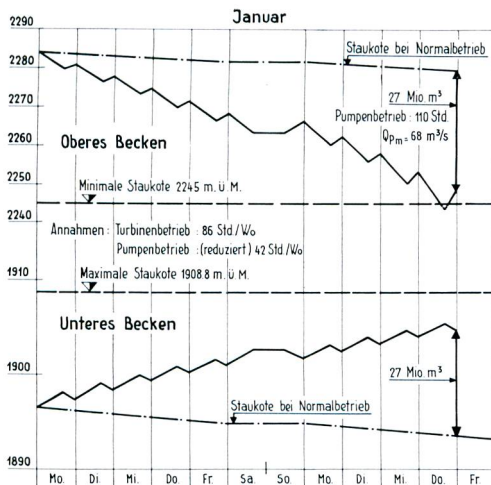


Bild 5 Pumpspeicherwerk in den Alpen. Energieersatz bei Ausfall eines Atomkraftwerkes.

und dass ein derartiger teilweiser Energieersatz während ca. 1 bis 2 Wochen aufrechterhalten werden kann. Die teilweise Ersatzenergieleistung beträgt bei einer 300 MW Pumpspeicheranlage auf der Produktionsseite ca. 1,1 bis 1,4 GWh/Tag und der Minderbedarf an Pumpenergie macht weitere rund 0,2 bis 0,8 GWh/Tag aus.

Im gesamten kann gesagt werden, dass es möglich ist, in bestimmten Zeitperioden zusätzlich zur normalen Werktagsspitzenproduktion der Umwälzanlage im Falle einer Abstellung eines Atomkraftwerkes von 300 MW Ausbauleistung mit einem derartigen Zusatzbetrieb des verfügbaren Umwälzwerkes mit grossem Ober- und Unterbecken während ca. 1 bis 2 Wochen etwa 20 bis 25 % des Werktags-Energieausfalles dieser Atomanlage zu ersetzen. Es zeigt sich damit, dass einer derartigen Verbundbetriebsweise gewisse zeitliche und natürliche Grenzen gesetzt sind.

Es ist nochmals ausdrücklich daran zu erinnern, dass bei den Betriebsformen der Langzeitspeicherung oder des Teilenergieersatzes bei Abstellung eines Kernkraftwerkes keine Regimeänderung der Unterliegerwerke als zulässig vorausgesetzt wurden; werden solche Änderungen des Wasserdargebots der Unterliegeranlagen in bestimmten Fällen in Kauf genommen, so können durch Kombinationen die Dauer und die Freiheit in der Zeitperiode besonderer Betriebsformen noch wesentlich verbessert werden.

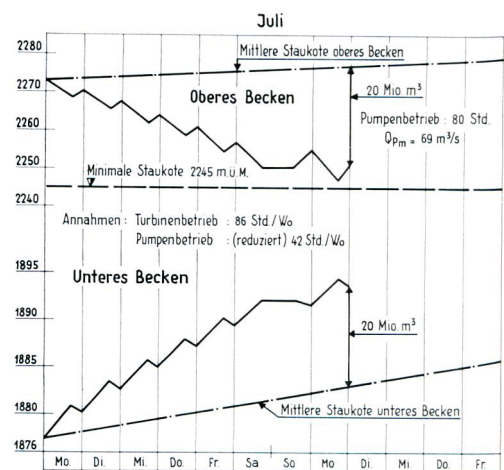


Bild 6 Pumpspeicherwerk in den Alpen. Energieersatz bei Ausfall eines Atomkraftwerkes.

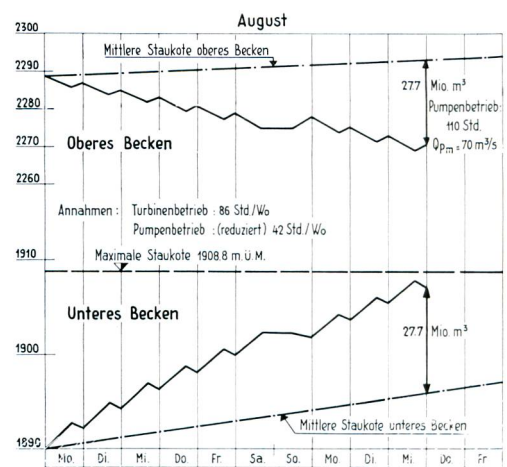


Bild 7 Pumpspeicherwerk in den Alpen. Energieersatz bei Ausfall eines Atomkraftwerkes.

Bild 2 bis 7: AG Ingenieurbureau Maggia, Locarno

Adresse der Verfasser:

Dipl. Ing. H. Fankhauser und dipl. Ign. G. Trucco
A.G. Ingenieurbureau Maggia
Piazza Fontana Pedrazzini
CH - 6600 Locarno

DIE WEITERENTWICKLUNG DER PUMPSPEICHERSYSTEME

Notizen über einen freien Vortrag anlässlich der Internationalen Pumpspeichertagung 1971 in USA

Kurt Goldsmith

DK 621.221.4

1. Diese Konferenz soll den Einfluss grosser Bauanlagen auf die Umwelt betrachten. Der Umweltschutz kostet Geld, und eine Kraftanlage, welche die Umwelt wenig beeinflusst, könnte wesentlich mehr kosten als eine die Umwelt beeinträchtigende. Der Umweltschutz sollte als ein Nutzen bewertet werden, in der gleichen Weise wie die in einer Kraftanlage erzeugte Energie. Das Projekt, dessen Annahme zu empfehlen ist, sollte nicht das billigste einer Anzahl von möglichen Ausführungen sein, sondern das bil-

ligste von denjenigen Lösungen, welche die Umwelt am wenigsten stören.

2. Pumpspeicher, als eine Quelle von Spitzen-Energie, werden interessanter, da der Spitzenteil des elektrischen Energiebedarfes allgemein rascher anwächst als der Energiebedarf als solcher. Der Spitzenteil ist definiert als der gesamte Energieverbrauch oberhalb des Grundlastbandes. In vielen entwickelten Netzen erfolgt das Anwachsen des Energiebedarfes mit einer progressiv abfallenden Rate.