

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

**Artikel:** Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen an schweizerischen Pumpspeicherprojekten für verschiedene Betriebs- und Energiekostenparameter  
**Autor:** Frankhauser, Hans / Trucco, Giulio  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-920958>

### **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:** 02.04.2025

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

urteilung und Wahl der geeigneten Maschinen-Gruppen. Aufgrund der für ein einfaches Bewertungssystem notwendigen Einschränkungen konnten nur Diagramme mit approximativen Werten erhalten werden. Die Diagramme Bild 5 und Bild 6 lassen wohl überschlägliche Schlüsse ziehen. Sie zeigen aber auch, dass umfangreichere Berechnungssysteme erforderlich sind, um die wirtschaftlichste Anordnung der Maschinen-Gruppen festzulegen, das heisst zu entscheiden, ob Umkehrmaschinen oder nicht. Solch eingehende Studien sind es, die in Europa nach wie vor zu sehr verschiedenen Anordnungen von Maschinen-Gruppen führen. Kein Typ von Maschinen-Gruppen sollte generell bevorzugt werden.

#### LITERATURNACHWEIS

- [1] J. Osterwalder, Tailwater Depression of Multi-Jet Impulse Turbines, Water Power, September 1966, Seite 358.  
 [2] Richard D. Harza, Hydro and Pumped Storage for Peaking, Power Engineering, October 1960, Seite 81.

- [3] Gunnar Isaksson, Tore Nilsson, Bertil Sjostrand, Pumped Storage Power Plants with Underground Lower Reservoir, World Power Conference 1968, Paper 160, Seite 6.  
 [4] Kurt Baumann, 3-Unit-Pumped-Storage-Sets of Simplified Design, IAHR Symposium 1970, Paper C3.  
 [5] W. Meier, Pumpturbinen, Escher Wyss Mitteilungen, 1962/2, S. 6.  
 [6] W. Meier, Hydraulische Maschinen für Pumpspeicherwerke, Bulletin SEV 56/1965/7, 3. April, Seite 241.  
 [7] W. Lecher, W. Meier and D. Florjancic, Considération au sujet de la puissance unitaire la plus économique des machines hydrauliques équipant les installations d'accumulation par pompage, VII World Power Conference 1968, Paper No. 217, Section C2.  
 [8] Werner Kraft, Das Krafthaus des Pumpspeicherwerkes Rönkhäusern, Siemens Zeitschrift 42/1968, Heft 6.  
 [9] D. Florjancic, Beim Anfahren grosser Pumpturbinen zu beachtende Probleme, Technische Rundschau Sulzer Nr. 4 (1967)

Adresse des Verfassers:  
 Dr. Ing. E. H. Mühlemann  
 Direktor bei Escher Wyss AG  
 Postfach, CH-8023 Zürich

Bildernachweis:  
 Bilder 1 bis 6 Escher Wyss AG

## WIRTSCHAFTLICHKEITSUNTERSUCHUNGEN AN SCHWEIZERISCHEN PUMPSPEICHER-PROJEKTEN FÜR VERSCHIEDENE BETRIEBS- UND ENERGIEKOSTENPARAMETER

Hans Fankhauser und Giulio Trucco

DK 621.221.4.003

Bis vor wenigen Jahren war die wasserkraftreiche Schweiz in der Lage, den Energiebedarf für die allgemeine Versorgung zu mindestens 5/6 aus Wasserkraftwerken zu decken. Mit der Inbetriebnahme der ersten nuklearen Kraftwerke hat eine rückläufige Entwicklung des hydroelektrischen Energieanteils eingesetzt. Die Schweiz befindet sich erst am Beginn der Ausbauphase von Pumpspeicherwerken; daher fehlen noch Verbundbetriebserfahrungen, welche die besonderen Erfordernisse des inländischen Energiemarktes in genügender Weise zu erfassen vermögen. Für den Projektanten stellt sich die Aufgabe, zum vergleichenden Wirtschaftlichkeitsnachweis von Pumpspeicherprojekten Grundlagen zu schaffen, welche die Betriebserfordernisse und den Marktwert der nach Qualitäten zu gliedernden Energie in ausreichendem Masse zu erfassen vermögen. Diese Aufgabe wird erschwert durch den Umstand, dass die Betriebs- und Marktwertvoraussetzungen der verschiedenen interessierten Produktions- und Verteilungsorganisationen der allgemeinen Versorgung namhafte Unterschiede aufweisen.

Um die Verhältnisse für ein in den Schweizeralpen projektiertes Pumpspeicherwerk zu erfassen, wurde versucht, die Gesteungskosten der Energie im Verhältnis zur Benützungsdauer der installierten Leistung darzustellen. Als obere Limite einer solchen Betrachtungsweise dient eine Hüllkurve thermisch-nuklearer Produktion, welche im Bereich der Grundlastenergie die Gesteungskosten von Atomkraftwerken oder thermischen Anlagen von 300 MW installierter Leistung und im Bereich kurzfristiger Spitzenenergie diejenige von Gasturbinenanlagen von 30 KW berücksichtigt (siehe Bild 1). Um eine Vergleichsbasis zu schaffen, wurden zwei Bewertungsmodelle studiert, welche im Bereich grosser Benützungsdauer (zwischen 4000 und 8760 h/Jahr) der genannten Hüllkurve thermisch-nuklearer Erzeugung und im Bereich kurzer Benützungsdauer (bis zirka 3000 h/Jahr) zwei verschiedenen, für schweizerische Verhältnisse reellen Marktwerten qualitativ hochwertiger

Energie entsprechen. Die Kurve des Modells 1 lehnt sich an die seinerzeitigen Richtlinien des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes für die vergleichende Beurteilung von Wasserkraftprojekten an, welche die in der Tabelle 1 aufgezeichneten Energiequalitäten, Energiepreise und Benützungsdauern, getrennt für das Winter- und das Sommerhalbjahr, enthält.

Die daraus resultierende Kurve ist die Summenlinie der Marktwerte verschiedener Qualitäten, gemittelt über die betreffende Benützungsdauer.

Das Modell 2 ist analog aufgebaut, enthält jedoch eine andere Einteilung der Energiequalitäten, der entsprechenden Benützungsdauer und der Unterteilung zwischen Winter- und Sommerhalbjahr. Tabelle 2 zeigt die verschiedenen Annahmen für Modell 2.

Bemerkenswert für beide Modelle ist der Umstand, dass für eine totale Benützungsdauer von 8760 h/Jahr der mittlere Gesteungspreis auf 2,5 Rp./kWh zu stehen kommt und damit dem geschätzten Gesteungspreis eines Atom- oder thermischen Kraftwerkes von 300 MW installierter Leistung bei gleicher Benützungsdauer entspricht. Die Anwendung dieser Bewertungsmodelle gestattet für verschiedenen angenommenen Betriebscharakteristiken folgende Vergleichsbetrachtungen von Pumpspeicherprojekten:

- Ermittlung des Produktionsvermögens bzw. des Pumpenergiebedarfs von Pumpspeicherwerken für bestimmte, im Modell definierte Betriebsvoraussetzungen
- Ermittlung von Mittel- oder Saisongesteungspreisen der Pumpspeicherproduktion unter Berücksichtigung der nach Modell vorausgesetzten Pumpenergiepreise
- Abschätzung von Wirtschaftlichkeitsfaktoren zum relativen Vergleich verschiedener Pumpspeicherprojekte.

Annahmen für Bewertungsmodell 1 gemäss früheren Richtlinien SWV in Rp./kWh Tabelle 1

	Spitzenenergie	Weitere Werktags- Tagesenergie	Uebrigere Werktags- Tagesenergie	Nacht- und Wochenendenergie
	Wi. 120 h/Monat So. 65 h/Monat	Wi. 95 h/Monat So. 85 h/Monat	Wi. 95 h/Monat So. 90 h/Monat	Wi. 420 h/Monat So. 490 h/Monat
Oktober	6.5	3.8	3.2	1.5
November	7.2	4.2	3.5	1.9
Dezember	7.9	4.6	3.8	2.2
Januar	8.1	4.7	3.9	2.3
Februar	7.9	4.6	3.8	2.2
März	7.3	4.3	3.6	1.9
Winter	7.48	4.36	3.63	2.0
April	6.3	3.6	3.1	1.4
Mai	4.7	2.5	2.0	0.9
Juni	3.85	1.9	1.4	0.55
Juli	3.85	1.9	1.4	0.55
August	4.5	2.4	1.9	0.85
September	5.4	3.0	2.5	1.2
Sommer	4.75	2.55	2.05	0.9
Jahr	6.55	3.5	2.86	1.4

Durchschnittspreis 2,5 Rp./kWh

Der Wirtschaftlichkeitsfaktor  $w$  ist folgendermassen definiert:

$$w = \frac{\text{Ertragswert der Energie in Mio Fr.}}{\text{Anlagek. x Jahreskostenansatz + Pumpenergiek. in Mio Fr.}}$$

Für  $w = 1$  kann der Energieertrag die laufenden Betriebskosten gerade noch decken; ist der Wert  $w$  grösser als 1, so ist er als wirtschaftlich zu bewerten und zwar um so mehr, je höher der Faktor  $w$  ausfällt.

Für die im Bild 1 eingetragenen Gestehungspreise eines projektierten Pumpspeicherwerks in den Schweizeralpen wurden zwei verschiedene Betriebscharakteristiken angenommen und zwar für das Modell 1:

Spitzenproduktion:

9 h/Werntag an 5 Wochentagen während 6 Wintermonaten  
6 h/Werntag an 5 Wochentagen während 6 Sommermonaten

Benutzungsdauer = 1960 h/Jahr

und für das Modell 2:

Spitzenproduktion:

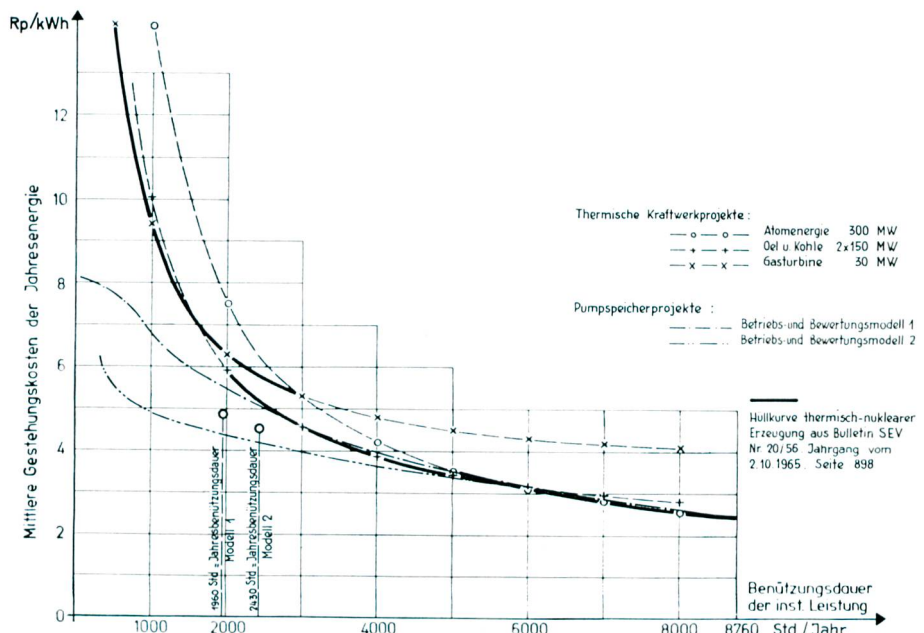
10 h/Werntag an 5 Wochentagen während 8 Wintermonaten  
8 h/Werntag an 5 Wochentagen während 4 Sommermonaten

Benutzungsdauer = 2430 h/Jahr

Die für die Produktion erforderliche Pumpwassermenge wurde für beide Modelle entsprechend den Charakteristiken der vorgesehenen Maschinen bestimmt. Der resultierende Energiegestehungspreis wurde im Diagramm in Bild 1 eingetragen. Die Punkte liegen zwischen den Kurven beider Bewertungsmodelle. Dies bedeutet, dass die Voraussetzungen des Bewertungsmodells 2 nicht ganz zur Deckung der Kosten ausreichen ( $w < 1$ ), dass andererseits aber noch eine namhafte Marge zum Bewertungsmodell 1 und eine noch grössere Marge gegenüber den Hüllkurven thermisch-nuklearer Erzeugung besteht ( $w > 1$ ).

Die verwendeten Bewertungsmodelle erlauben einen raschen und zuverlässigen Vergleich verschiedener Pump-

Bild 1  
Hüllkurve thermisch-nuklearer Erzeugung und angepasste Bewertungsmodelle



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-