

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 95 (2003)
Heft: 9-10

Artikel: Wirtschaftliche Auswirkungen bei Nutzung von Kraftwerks-Saisonsspeichern für den Hochwasserschutz
Autor: Sander, Bernhard / Wiederkehr, Bruno
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-939493>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 07.02.2026

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

Wirtschaftliche Auswirkungen bei Nutzung von Kraftwerks-Saisonspeichern für den Hochwasserschutz

■ Bernhard Sander, Bruno Wiederkehr

Saisonspeicher-Kraftwerkssysteme dienen dazu, möglichst bedarfsgerecht elektrische Energie zu erzeugen. Nach dem Hochwasser 1993 im Wallis mehrten sich die Stimmen, die verlangten, dass die Speicher dieser Systeme auch dem Hochwasserschutz dienen sollen. Der vorliegende Artikel gibt die Grundlagenuntersuchungen wieder, welche die Arbeitsgruppe «Speicherkraftwerke und Hochwasserschutz» für die Walliser Hochwasserstudie CONSECRU nutzte [1]. Er legt die Konsequenzen dieses zusätzlichen Nutzungszwecks für den Kraftwerkbetreiber in energiewirtschaftlicher und finanzieller Hinsicht dar. Dazu wird im 1. Kapitel die Aufgabenstellung eines Saisonspeicherkraftwerkes präzisiert. Im 2. Kapitel werden die energiewirtschaftlichen Auswirkungen bei einer teilweisen Bereitstellung von nutzbarem Speicherraum für den Hochwasserschutz näher umschrieben. Die Erläuterung der Kostenfolgen erfolgt im Kapitel 4, gestützt auf die im Kapitel 3 beschriebenen Möglichkeiten der Schaffung von Ersatzmassnahmen, welche dem Kraftwerkbetreiber die ursprüngliche, qualitativ gleichwertige Produktion gewährleisten. Nicht behandelt wird die Bestimmung des im Einzelfall erforderlichen bzw. optimalen Freihaltevolumens für den Hochwasserschutz sowie des daraus erzielbaren Nutzwertes für eine Talschaft.

Die Veröffentlichung erfolgt aus aktuellem Anlass. Im Sommer 2001 wurde nach umfangreichen Abklärungen ein Hochwasser-Freihalteraum im Stausee Mattmark realisiert [2].

1. Aufgabenstellung

Der Saisonspeicher eines hydraulischen Kraftwerkes wird während des Sommers bei grossem Wasserdargebot gefüllt und während des Winters bei grossem Bedarf an elektrischer Energie entleert (Bild 1).

Das Füllen des Saisonspeichers geschieht mit natürlichen oder künstlich übergeleiteten Zuflüssen. Diese werden aus angrenzenden Einzugsgebieten über Stollen- systeme oder mit Pumpanlagen zugeführt.

Das Entleeren eines Speichers erfolgt derart, dass dabei

- die Nutzung zu Zeiten grossen Energie- und Leistungsbedarfs und gleichzeitig eingeschränkter Produktionsmöglichkeit anderer Kraftwerktypen geschieht und
- ein grösstmöglicher Anteil der Zuflüsse bzw. des Speicherinhalts für die elektrische Energieproduktion verwertet wird.

Bekanntlich kann elektrische Energie nicht in grösseren Mengen gespeichert werden. Damit erhält die Saisonspeicherung in einem elektrischen Erzeuger-Verbraucher- System eine grosse Bedeutung. Zentrales Element ist der Speichersee. Nur dieser gestattet in Kombination mit dem ganzen Kraftwerkssystem die exakte Anpassung der Produktion elektrischer Energie an die ständigen Schwankungen des Bedarfs.

Bei der Auslegung eines Kraftwerkssystems werden die erwarteten Nutzwassermengen, das Nutzvolumen des Speichers, das Triebwassersystem und die installierten Leistungen der Maschinengruppen aufeinander abgestimmt. Soll nachträglich der für die

Energieproduktion ausgelegte Einzweckspeicher in einen Mehrzweckspeicher umgewandelt, d.h. in den Dienst des Hochwasserschutzes gestellt werden, so wird das ursprünglich zu 100% für die Energieproduktion verfügbare Speichervolumen in zwei neue Teile unterteilt (Bilder 1 und 2). Die maximale Staukote des noch der Energieproduktion dienenden Teiles wird so festgelegt, dass das höher liegende Stauvolumen dem geforderten Freihaltevolumen für den Hochwasserschutz entspricht.

Bei dieser Unterteilung muss der Speichersee von zwei Betreibern bewirtschaftet werden. Bei einem Wasserstand unter der neu festgelegten maximalen Staukote untersteht der Speichersee dem Kraftwerkbetreiber und dient einzig der Energieproduktion. Sobald die maximale Staukote überschritten wird, bestimmt die Behörde die Seebewirtschaftung, bis die maximale Staukote wieder unterschritten ist. Das im Stauraum über der vereinbarten maximalen Staukote vorhandene Wasser wird innerhalb eines festgelegten Zeitraumes nach Möglichkeit abturbiniert oder – angepasst an das Aufnahmevermögen des Flussbettes – mit Hilfe der Sicherheitsorgane der Talsperre abgelassen. Es bedarf entsprechender Vereinbarungen zwischen den beiden seebewirtschaftenden Stellen oder einer behördlichen Verfügung.

Die für die Energieproduktion neu festgelegte maximale Staukote wird für das ganze Jahr vorgegeben und nicht mehr verändert. So kann der Kraftwerkbetreiber die Füllkurve des verbleibenden Teiles für den

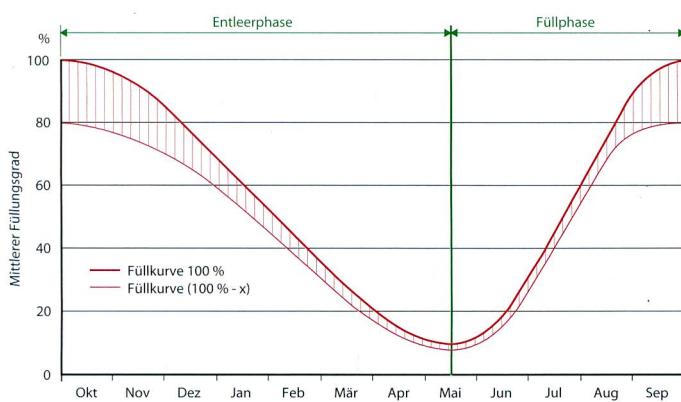


Bild 1. Typische Füllkurve eines Saisonspeichers (x = prozentuale Reduktion des Füllungsgrades für den Hochwasserschutz).

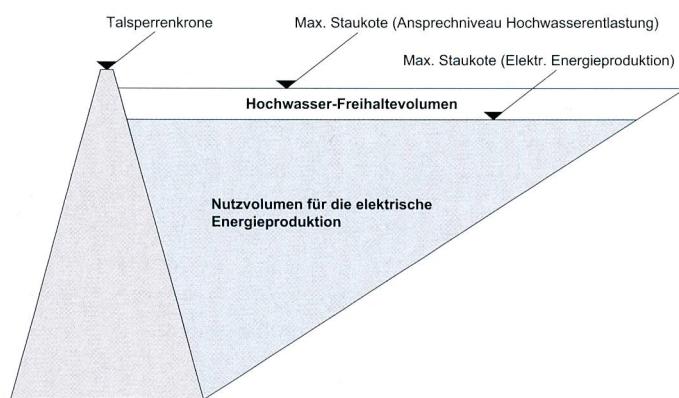


Bild 2. Mehrzweck-Saisonspeicher für elektrische Energieproduktion und Hochwasserschutz.

gesamten Jahreszyklus seinen Bedürfnissen anpassen. Seine Energiebewirtschaftung beschränkt sich somit auf diesen Teil des Speichersees.

Die Vorgabe eines Freihaltevolumens wird als statischer Hochwasserschutz bezeichnet. Nur diese Methode kann Interessenkonflikte verhindern und klare Verantwortungsverhältnisse schaffen. Der dynamische Hochwasserschutz, bei dem das Freihaltevolumen und damit die maximal zulässige Staukote unter Berücksichtigung der Wetterprognosen, der Abflussverhältnisse und der Betriebsmöglichkeiten des Kraftwerkes immer neu angepasst werden, kann heute diesen Anforderungen nicht genügen und wird daher nicht weiter untersucht.

2. Energiewirtschaftliche Auswirkungen

Die Unterteilung des ursprünglich nur für die Stromproduktion vorgesehenen Speichers in zwei Teile führt energiewirtschaftlich zu zwei wertmindernden Hauptauswirkungen:

- ein Teil der Energieproduktion wird vom Winter in den Sommer verlagert (Abschnitt 2.1);
- mit dieser Verlagerung ist eine zeitweise Reduktion der verfügbaren Kraftwerk-Regelleistung verbunden (Abschnitt 2.2).

Weitere mögliche Auswirkungen der Verminderung des nutzbaren Speichervolumens gemäss Abschnitt 2.3 sind in der Regel energiewirtschaftlich bedeutend geringer.

2.1 Verlagerung von Energieproduktion vom Winter- ins Sommerhalbjahr

Die Bereitstellung von Freihalteraum für den Hochwasserschutz zwingt den Kraftwerkbetreiber, die Wasserzuflüsse vermehrt im Sommer (Füllphase) zu turbinieren, da er sie nicht mehr im gleichen Umfang einlagern kann. Die gleiche Wassermenge fehlt dann in der winterlichen Entleerphase und führt zu einer entsprechenden Minderproduktion an hochwertiger Energie im Winterhalbjahr (Bild 3). Die in der Füllphase anfallende zusätzliche Sommerenergie ist von bedeutend niedrigerer Wertigkeit, da im Sommer der Energiebedarf kleiner, die hydraulische Produktionsmöglichkeit erheblich grösser und folglich die Preise wegen Energieüberangebot tiefer sind als im Winter.

Der Hochwasserschutz bewirkt genau das Gegenteil dessen, was aus energiewirtschaftlicher Sicht mit dem Saisonspeicher beabsichtigt wurde. Die Situation ist mit der eines Lebensmittelhändlers mit Kühlhausbetrieb vergleichbar. Dieser will im Sommer geerntetes Gemüse oder Obst für den Winter einlagern und kann einen Teil seines

Lagervolumens nicht mehr bewirtschaften. So muss er auch im Sommer die geerntete Ware bei geringer Nachfrage billig verkaufen. Im Winter muss er die jetzt teilweise fehlende Ware teuer beschaffen, um die Lieferung von Obst und Gemüse sicherzustellen.

2.2 Zeitweise Reduktion der verfügbaren Regelleistung

Die Bereitstellung von Freihalteraum für den Hochwasserschutz bewirkt nicht nur eine mit einem Wertverlust verbundene Verlagerung der Energieproduktion vom Winter in den Sommer. Gleichzeitig erfolgt eine Einengung des Spielraumes für die Seebewirtschaftung.

Der reduzierte Stauraum zwingt dazu, das im Sommer zufließende Wasser sofort, d.h. als niedrige Laufenergie, zu turbinieren. Während dieser «Zwangsturbinierung» steht nur noch ein reduzierter Variationsbereich der Leistung des Werkes für die Netzregelung zur Verfügung.

Im Winter, zur Zeit der geringen Zuflüsse, steht die gesamte noch gespeicherte Wassermenge mit dem vollen Variationsbereich der Leistung für die Netzregelung zur Verfügung. Das geringere Stauvolumen führt jedoch im Winter zu einer schnelleren Entleerung des Speichers. Im gleichen Mass reduziert sich die Zeit, während welcher das Kraftwerk Regelleistung liefern kann.

Die Auswirkungen lassen sich wieder mit dem Geschäft des Lebensmittelhändlers vergleichen. Der fehlende Lagerraum wirkt sich sowohl im Sommer wie im Winter nachteilig aus: Im Sommer kann er deswegen weniger Ware für den Winter speichern und muss bei beschränkter Nachfrage über längere Zeit mehr verkaufen. Im Winter fehlt ihm dann diese und kann er nur über kürzere Zeit den schwankenden Bedarf bei guten Marktpreisen decken. Mit der Reduktion des Lagersraums hat seine Flexibilität im Sommer wie im Winter abgenommen.

Elektrische Energie kann nicht gespeichert werden. Somit muss der ständig schwankende Energiebedarf durch eine angepasste Energieproduktion ausgeglichen werden. Für diesen Ausgleich wird die Regelleistung der Spitzen- oder Regelkraftwerke mit den Speicherseen eingesetzt (Bild 4). Welche Bedeutung dieser Kombination von Regelleistung und Speichervolumen zu kommt, zeigt der Ausbau Cleuson-Dixence im Wallis, wo mit erheblichen Aufwendungen «nur» bei der Leistung, aber nicht bei der Energieproduktion, eine Erhöhung erzielt wurde.

Zusammenfassend lassen sich die Hauptauswirkungen der Reduktion des nutzbaren Volumens eines Speichersees anhand der Tagesbelastungskurven der Schweiz aus

dem hydraulischen Jahr 1992/93 erläutern (Bild 5). Die Reduktion des nutzbaren Speichervolumens führt im Sommer zu einer erzwungenen Produktion niedrigerer Bandenergie. Dadurch wird ein Teil des Maschinen Einsatzes für die Regelfähigkeit blockiert. In gleicher Masse reduziert sich im Winter die Bereitstellung hochwertiger Spitzenenergie und Regelleistung. Damit vermag das Kraftwerkunternehmen einerseits weniger dem Energiemarkt entsprechende, zeitgerechte Energie zur Verfügung zu stellen. Andererseits kann die Anlage bei Kraftwerk- und Netzstörungen weniger als Aushilfe dienen.

Mit der Abtretung eines Teils des Speicherraumes für den Hochwasserschutz wird die Zuverlässigkeit der Energieversorgung reduziert. Der Kraftwerkbetreiber ist konsequenterweise gezwungen, andere Massnahmen zu ergreifen, welche die Zuverlässigkeit der gesamten Energieversorgung wieder herstellen. Diese Massnahmen sind nur auf dem Weg von Ersatzmassnahmen denkbar. Die vollwertige Entschädigung des Kraftwerkbetreibers ist damit nur auf dem Weg der Schaffung von Ersatzmassnahmen denkbar.

2.3 Weitere energiewirtschaftliche Auswirkungen

Die Nutzung eines Teils des Saisonspeichers als Hochwasser-Freihalteraum kann dessen Bewirtschaftung noch auf andere Weise beeinträchtigen, z.B.:

- *Reduktion des Bruttogefälles*
Bild 1 zeigt, dass die Einführung eines Hochwasser-Freihalteraums einen ganzjährigen Gefällsverlust bewirkt. Es wird sich eine neue Füllkurve einstellen, die unter der ursprünglichen Füllkurve liegt.
- *Produktionseinbusse infolge Überstaurisikos*
Je grösser der Freihalteraum für den Hochwasserschutz gewählt wird, desto grösser wird das Risiko für einen Überstau des Nutzspeichers. So ist es denkbar, dass für die Einhaltung des vorgegebenen Stauziels Wasser abgelassen werden muss, auch wenn keine entsprechende Turbinierkapazität bereitsteht, z.B. bei Dargeboten über der Ausbauwassermenge, während Revisionszeiten und Störungen.
- *Mehrproduktion bei Hochwasser*
Während und vor allem nach einem Hochwasser kann bei Überstau des Speichersees ein Teil des Wassers zur Energieproduktion genutzt werden. Der verbleibende Teil ist gemäss Vorgabe der Behörde zu turbinieren oder ungenutzt abzulassen. Dabei handelt es sich in aller Regel um niedrige Energie.

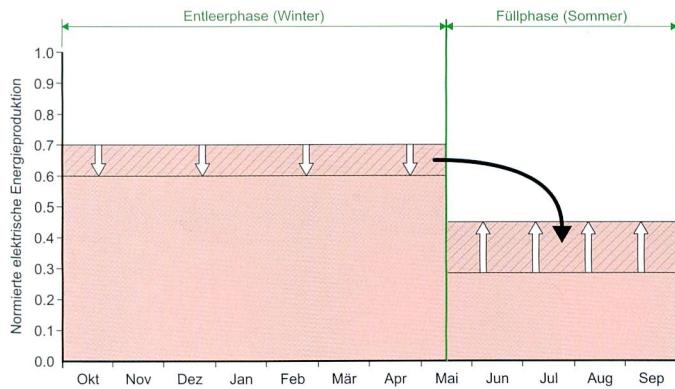


Bild 3. Verlagerung elektrischer Energieproduktion von der Entleerphase (Winter) in die Füllphase (Sommer) durch Reduktion des Nutzinhaltes eines Saisonspeichers.

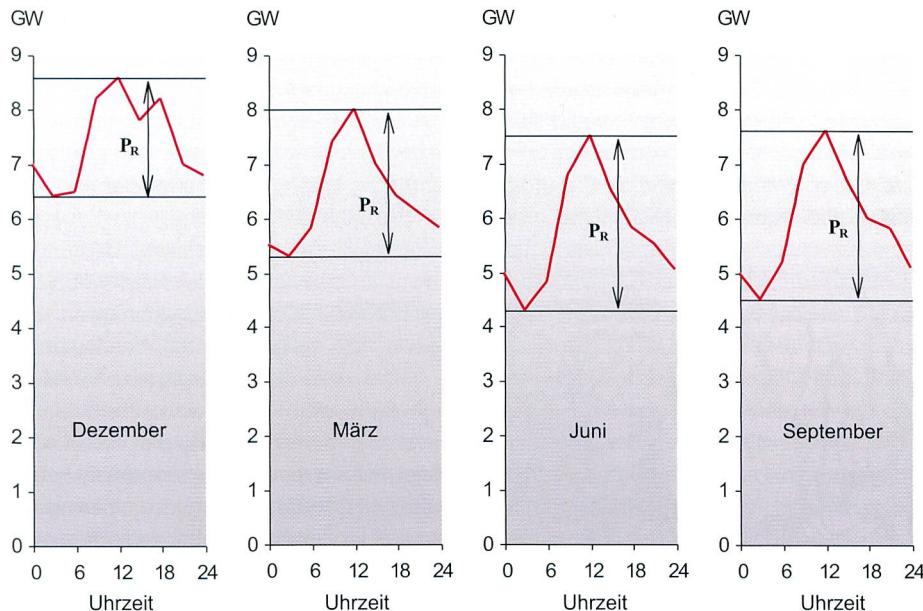


Bild 4. Typischer Belastungsverlauf Schweiz am 3. Mittwoch des Monats im hydrologischen Jahr 1992/93 und jeweilige erforderliche Regelleistung P_R (Quelle: Bundesamt für Energiewirtschaft Bern, Schweiz. Elektrizitätsstatistik 1993).

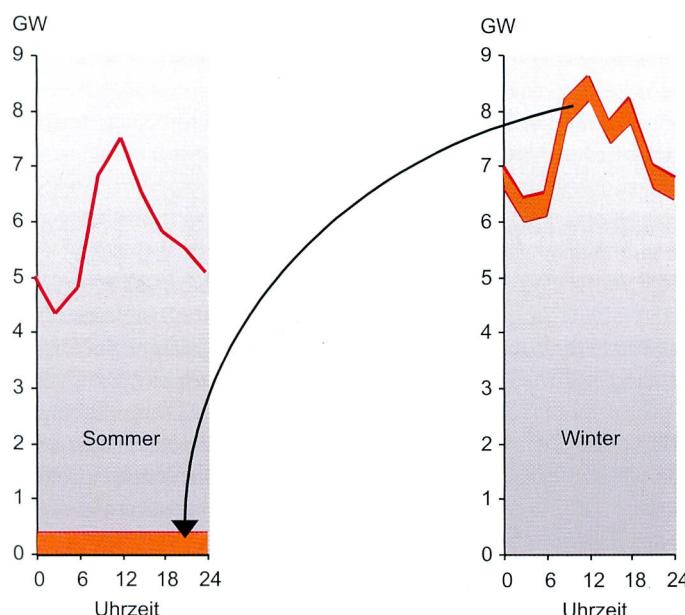


Bild 5. Umwandlung hochwertiger regelbarer Winter-Speicherenergieproduktion in niedrigwertige Sommer-Bandenergieproduktion durch Reduktion des Nutzinhaltes des Saisonspeichers, gezeigt am Beispiel typischer Tagesbelastungskurven der Schweiz (siehe auch Bild 4).

- Entwertung von Pumpsystemen, die zur Füllung eines Saison speichers dienen

Der Nutzen solcher Zubringersysteme wird allenfalls drastisch reduziert. Im Extremfall wird durch die behördliche Anordnung ein vorhandenes Pumpsystem über-

flüssig und zu einer nicht amortisierbaren Investition.

Die in diesem Abschnitt 2.3 angeführten «weiteren energiewirtschaftlichen Auswirkungen» sind bei jedem Kraftwerk spezifisch zu prüfen und nach Bedarf zu ergänzen.

Im Normalfall handelt es sich um Einflüsse von untergeordneter Bedeutung. Sie werden im vorliegenden Artikel nicht mehr behandelt.

3. Ersatzmassnahmen

Wie am Schluss des Abschnittes 2.2 aufgezeigt wurde, ist der Kraftwerkbetreiber durch den Verlust eines Teils des Speicherraums gezwungen, für die fehlende Energie und Leistung Ersatzmassnahmen zu suchen.

Im Folgenden werden verschiedene Ersatzmöglichkeiten für die ausfallende Winterproduktion (Spitzenenergie) und Regelarbeit aufgezeigt. Die Kosten dieser Massnahmen sollen eine grobe Abschätzung des energiewirtschaftlichen Verlustes ermöglichen.

Die präzise Bestimmung des Ausfalls wird erst möglich, wenn das Ausmass dieser Massnahmen für den spezifischen Fall bekannt ist

3.1 Massnahmen zur Erhaltung des nutzbaren Speichervolumens im gleichen Kraftwerkssystem (Bild 6)

Ein Hochwasser-Freihalteraum kann mit verschiedenen Mitteln als zusätzliches Volumen bereitgestellt werden. Damit bleibt dem Kraftwerk der ursprünglich nutzbare Inhalt des Speichers erhalten. Als Folge bleiben auch die Bewirtschaftung und die Energieproduktion im Wesentlichen unbeeinflusst.

3.1.1 Erhöhung der Talsperre

Die Talsperre wird um das Mass des erforderlichen Freihalteraums erhöht. Beispiele für die technische Realisierbarkeit derartiger Lösungen, die aber nicht für den Hochwasserschutz realisiert wurden, sind die nachträgliche Erhöhung der Staumauer Mauvoisin um 13,5 m sowie der Staumauer Luzzzone TI um 15 m in den 90er-Jahren.

3.1.2 Kommunizierender Ersatzspeicher

Ein neuer Speicher, zum Beispiel in einem Nachbartal, dessen Stauvolumen dem erforderlichen Freihaltevolumen entspricht, wird über Stollen mit dem bestehenden Speicher verbunden.

3.1.3 Ergänzung mit einer Saison-Pumpspeicheranlage

Eine ebenfalls denkbare Alternative ist der Bau eines höher gelegenen Zusatzspeichers. Dabei wird der Zusatzspeicher über eine Pumpspeicheranlage mit dem Hauptspeicher verbunden. Im Sommer wird der Freihalteraum im Hauptspeicher durch das Pumpen des Wassers in den höheren Speicher geschaffen. Im Winter kann die Höhendifferenz

zwischen beiden Speichern zur Energieerzeugung genutzt werden.

3.1.4 Bau von Hochwasserrückhaltebecken

Oberhalb von schützenswerten, im Einflussbereich eines Flusslaufes liegenden Objekten, wird ein vom Kraftwerk unabhängiges Hochwasserrückhaltebecken erstellt. Eine allfällige Beeinträchtigung der Kraftwerkseinrichtung ist zu entschädigen.

3.2 Massnahmen zur Erhaltung der Winterproduktion und der Regelleistung (Bild 7)

Sämtliche im vorgehenden Abschnitt angeführten Massnahmen sind nur in der Region des ursprünglichen Saisonspeichers realisierbar. Dieses Vorgehen könnte aus topografischen, wirtschaftlichen, naturschützerischen oder anderen Gründen nicht möglich sein. Als Ersatzlösung bleibt die Möglichkeit, andernorts ein neues Saisonspeicherwerk, ein Saison-Pumpspeicherwerk oder ein Gasturbinenkraftwerk zu erstellen oder mit einem Dritten einen Energieliefervertrag abzuschliessen. Die neue Anlage oder der Vertrag ersetzt die verlorene Energieproduktion und Regelleistung. Selbstverständlich lässt sich die neue Anlage so auslegen, dass gleichzeitig für mehrere betroffene Speicheranlagen Ersatzlösungen geboten werden.

4. Kostenfolgen

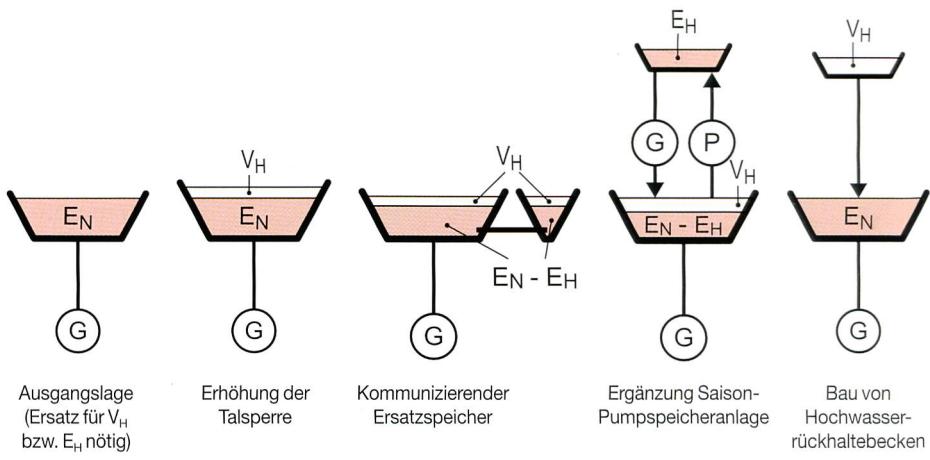
Es wird davon ausgegangen, dass die angeordnete Bereitstellung von Freihalteraum in einem Saisonspeicher eine langfristige Massnahme darstellt.

Für die Ermittlung der Entschädigung stehen folgende Parameter zur Verfügung:

- aktuelle Marktpreise für elektrische Energie;
- aktuelle oder mittlere Gestehungskosten des betroffenen Kraftwerkes;
- langfristiger Ertragswert des betroffenen Kraftwerkes;
- Kosten der Ersatzbeschaffung.

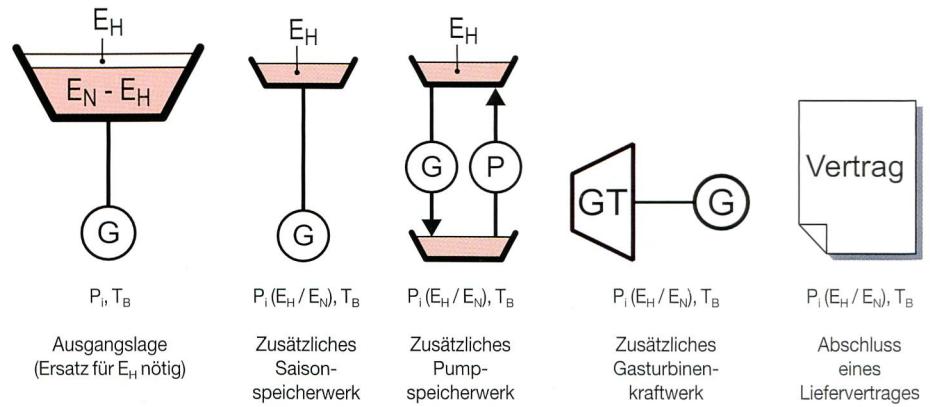
Die beiden erstgenannten Parameter bieten keine Gewähr für eine langfristige Richtigkeit der Berechnung der Entschädigung. Zudem wird auch eine über einen größeren Zeitraum durch das Elektrizitätsunternehmen zu gewährleistende Energieversorgung ausser Acht gelassen. Damit kommt die Anwendung dieser Parameter nur für kurzfristige Massnahmen in Betracht.

Für die Berechnung der Entschädigung auf der Basis des Ertragswertes ist eine langfristige Analyse des Marktgeschehens erforderlich. Demzufolge ist die Festlegung der Entschädigung mit Hilfe der Ermittlung der Kosten der Ersatzmassnahmen am geeig-



Legende:
 E_N = Energieinhalt des ursprünglichen Nutzvolumens
 E_H = Energieinhalt des Hochwasser-Freihaltevolumens
 V_H = Hochwasser-Freihaltevolumen

Bild 6. Ersatzmassnahmen zur Erhaltung des ursprünglichen Nutzinhaltes des Saisonspeichers.



	Bestehendes Kraftwerkssystem ohne Freihaltevolumen	Bestehendes Kraftwerkssystem mit Freihaltevolumen	Resultierende Daten der Ersatzenergiebereitstellung
Installierte Leistung der Speicherenergieproduktion	P_i	$P_i(E_N - E_H) / E_N$	$P_i E_H / E_N$
Mittlere Speicherenergieproduktion	E_N	$E_N - E_H$	E_H
Jahresbenutzungsdauer der Speicherproduktion	E_N / P_i	E_N / P_i	E_N / P_i

Legende:
 E_N = Energieinhalt der ursprünglichen Speicherenergieproduktion
 E_H = Energieinhalt des Hochwasser-Freihaltevolumens
 P_i = Installierte Leistung der Speicherenergieproduktion
 T_B = Jahresbenutzungsdauer der Speicherenergieproduktion

Bild 7. Ersatzmassnahmen zur Erhaltung der ursprünglichen Speicherenergieproduktion und Regelleistung.

netsten. Die Methode berücksichtigt das langfristig entstehende Manko des Kraftwerkbetreibers zur Gewährleistung der Energieversorgung. Zudem ist die Methode aufgrund ihrer Einfachheit am besten akzeptierbar. Im Weiteren erlaubt sie, unter den verschiedenen Lösungen für Ersatzmassnahmen die kostengünstigste auszuwählen und damit die Entschädigung korrekter anzusetzen.

Im Folgenden geht es nur darum, Größenordnungen von Kosten anzugeben. Die genaue Abklärung bleibt dem Einzelfall vorbehalten, bei dem zuerst die Hochwasser-

schutzanforderungen und die notwendigen Ersatzmassnahmen für das Kraftwerkssystem präzisiert werden müssen.

Für die im Kapitel 3 angegebenen Ersatzmassnahmen werden die Investitionskosten ermittelt. Da das Ausmass des Hochwasserschutzes im Rahmen dieses Artikels unbekannt ist, erfolgen die Angaben der Investitionskosten je Kubikmeter Freihalteraum, resp. je jährlich vom Winter in den Sommer verlagerter Kilowattstunde. Zudem wird der Berechnung ein üblicher, mittlerer Jahreskostenfaktor von 10% zugrunde gelegt

(1 Franken Investition pro Kilowattstunde und Jahr führt damit zu Jahreskosten von Fr. –10, d.h. einem Kilowattstundenpreis von Fr. –10).

Für die Umrechnung eines Kubikmeters Speichervolumen wird ein mittleres Gefälle von 1000 bis 1500 m angenommen. Damit lassen sich pro Kubikmeter Speichervolumen etwa 3 Kilowattstunden elektrische Energie erzeugen.

Erhöhung einer Talsperre:

Als Beispiel dienen die eher günstigen Werte aus der Erhöhung der Staumauer Mauvoisin. Für die Bereitstellung von 30 Mio. zusätzlichen Kubikmetern Stauinhalt (entsprechend 100 Mio. kWh) waren Investitionen von Fr. 50 Mio. erforderlich. Dies entspricht etwa Fr. 1.70 pro m³ oder Fr. –50 pro kWh.

Vorschlag für die Abschätzung der Investitionskosten bei Ersatzmassnahmen: Fr. –50 bis 1.– pro kWh resp. Fr. 1.50 bis 3.– pro m³.

Kommunizierende Ersatzspeicher:

Schätzung: Etwa doppelt so hohe Kosten pro Kilowattstunde resp. Kubikmeter wie bei einer Talsperrenerhöhung.

Ergänzung mit einer Saison-Pumpspeicheranlage:

Schätzung: Etwa Fr. –50 pro kWh bzw. Fr. 1.50 pro m³ teurer als kommunizierende Ersatzspeicher.

Hochwasserrückhaltebecken:

Im Vergleich mit einem kommunizierenden Ersatzspeicher entfällt der Verbindungsstollen.

Schätzung: Die Kosten liegen etwa zwischen einer Talsperrenerhöhung und einem kommunizierenden Ersatzspeicher (Fr. 1.– bis 1.50 pro kWh resp. Fr. 3.– bis 4.50 pro m³).

Zusätzliches Saisonsspeicherwerk:

Bei einer Benutzungsdauer von ca. 1000 Stunden liegen die Investitionskosten bei Fr. 2000.– bis 3000.– pro kW installierte Generatorleistung.

Schätzung: Fr. 2.– bis 3.– pro kWh bzw. Fr. 6.– bis 9.– pro m³.

Zusätzliches Saison-Pumpspeicherwerk:

Bei einer Benutzungsdauer von ca. 1000 Stunden liegen die Investitionskosten bei Fr. 2500.– bis 3000.– pro kW installierte Pumpenleistung.

Schätzung: Fr. 2.50 bis 3.50 pro kWh bzw. Fr. 6.50 bis 10.– pro m³.

Gasturbinenkraftwerk:

Bei einer Benutzungsdauer von ca. 1000 Stunden pro Jahr liegen die Energiegestehungskosten bei Fr. –15 bis –25 pro kWh.

Daraus ergibt sich als **Schätzung** für die Investitionskosten: Fr. 1.50 bis 2.50 pro kWh bzw. Fr. 4.50 bis 7.50 pro m³.

Der Tabelle 1 kann entnommen wer-

den, dass die Investitionskosten für Ersatzmassnahmen bei der Freihaltung von Stauraum für den Hochwasserschutz bei Fr. 1.50 bis 10.– pro m³ Freihalteraum resp. bei Fr. –50 bis 3.50 pro jährlich vom Winter in den Sommer verlagerter Kilowattstunde liegen.

Die dargelegten Vergleiche zeigen, dass durch die Beanspruchung eines relativ kleinen Anlageteiles, nämlich des oberen Staubereiches einer Talsperre, ein ganzes in sich optimiertes Kraftwerkssystem grosse Nutzungs- und Wertebussen erleiden kann. Als Folge entstehen hohe Kosten für Ersatzmassnahmen, da Anteile des gesamten Kraftwerkssystems und nicht nur des Speichers betroffen sind. Aus dieser Sicht empfiehlt es sich, für den Hochwasserschutz zuerst Lösungen zu suchen, welche keinen nutzbaren Stauraum der Kraftwerke beanspruchen. Im Vordergrund stehen vom Kraftwerk unabhängige Hochwasserrückhaltebecken oder flussbauliche Massnahmen.

5. Zusammenfassung

Die Umwandlung eines nur der Stromversorgung dienenden Saisonsspeichers in einen Mehrzweckspeicher, bei dem ein Teil des Speicherraumes als Hochwasser-Auffangbecken freigehalten werden muss, führt zu folgenden energiewirtschaftlichen Hauptauswirkungen:

- Verlagerung eines Teils der hochwertigen Winterproduktion ins niederwertige Sommerhalbjahr.
- Zeitweise Reduktion der verfügbaren Regelleistung sowohl im Sommer als auch im Winter.

Eine korrekte Entschädigung der Kraftwerksgesellschaft ist nur auf dem Weg der Bereitstellung von Ersatzmassnahmen möglich. Bei solchen Ersatzmassnahmen ist mit Kosten von Fr. 1.50 bis 10.– pro Kubikmeter Freihalteraum resp. mit Fr. –50 bis 3.50 pro jährlich verlagerte oder weniger produzierte Kilowattstunde zu rechnen. Jede Kraft-

werkanlage ist hinsichtlich der Auswirkungen einzeln zu analysieren.

Daher sind für den Hochwasserschutz Lösungen zu suchen, welche den Betrieb eines Kraftwerkes nicht beeinträchtigen. Dabei stehen vom Kraftwerk unabhängige Hochwasserrückhaltebecken oder flussbauliche Massnahmen im Vordergrund.

6. Allgemeine Betrachtungen

Die energiewirtschaftlichen Auswirkungen im Falle einer Änderung der Speicherseebewirtschaftung einer bestehenden Kraftwerksanlage wurden im vorstehenden Artikel eingehend beschrieben. In diesem Spezialteil werden die drei wichtigsten Auswirkungen an einem fiktiven Kraftwerk und für verschiedene Freihaltevolumina quantitativ dargestellt.

Angenommen wurde, dass nach der Einführung eines Freihaltevolumens der verbleibende Seeinhalt so bewirtschaftet wird, dass möglichst kein ungenutztes Wasser aus dem Speicher entnommen werden muss. Mit zunehmendem Freihaltevolumen verliert die Kraftwerksanlage an energiewirtschaftlichem Wert, d.h. es wird immer mehr Winterenergie in das Sommerhalbjahr zurückverlagert. Im Extremfall von 100% Freihaltevolumen ist aus dem Speicherkraftwerk für hochwertige Energieproduktion ein Laufkraftwerk geworden, welches nur noch relativ niederwertige (= tiefer Marktwert) Laufenergie produziert (Bild 8).

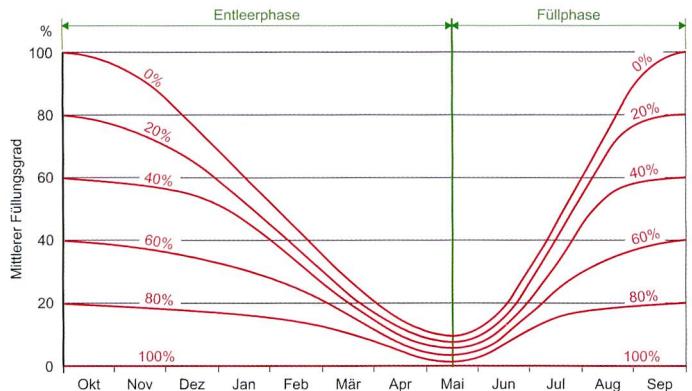
Die Benutzungsdauer (= Nutzinhalt / installierte Leistung) eines Speicherkraftwerkes sinkt mit steigendem Freihaltevolumen. Mit anderen Worten, auf dem Strommarkt kann die (freie) Leistung der Kraftwerksanlage über das ganze Jahr gerechnet weniger lange angeboten werden. Für das Winterhalbjahr ist weniger Wasser vorhanden, und im Sommerhalbjahr sind die Maschinen für die Produktion der Laufenergie länger in Betrieb. Im Extremfall von 100% Freihaltevolumen kann keine freie Leistung mehr auf dem Strommarkt angeboten werden (Bild 9).

Nr.	Lösung	Investitionskosten		
		gemäss Abschnitt	energie-bezogen Fr./kWh	volumen-bezogen Fr./m ³
1	Erhöhung Talsperre	3.1.1	0,5–1	1,5–3
2	Kommunizierender Ersatzspeicher	3.1.2	1–2	3–6
3	Ergänzung Saison-Pumpspeicheranlage	3.1.3	1,5–2,5	4,5–7,5
4	Hochwasserrückhaltebecken	3.1.4	1–1,5	3–4,5
5	Zusätzliches Saisonsspeicherwerk	3.2	2–3	6–9
6	Zusätzliches Pumpspeicherwerk	3.2	2,5–3,5	6,5–10
7	Zusätzliches Gasturbinenkraftwerk	3.2	1,5–2,5	4,5–7,5
8	Vertragslösung	3.2	gleicher Bereich wie 1–7	gleicher Bereich wie 1–7
1–8	Gesamter Lösungsbereich	3	0,5–3,5	1,5–10

Tabelle 1. Investitionskosten für Ersatzmassnahmen bei der Freistellung von Stauraum.

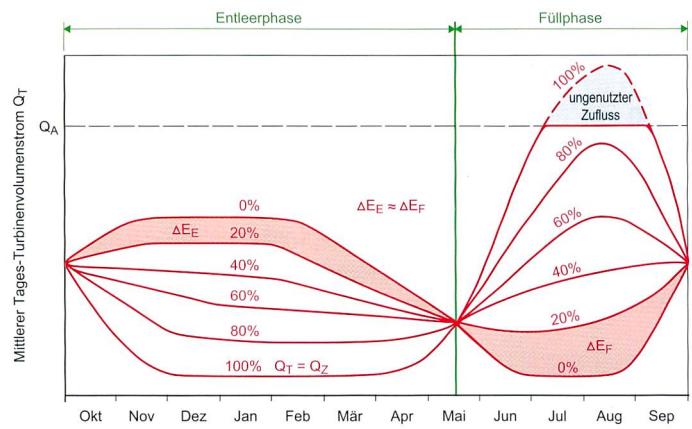


Speicher-Füllkurve



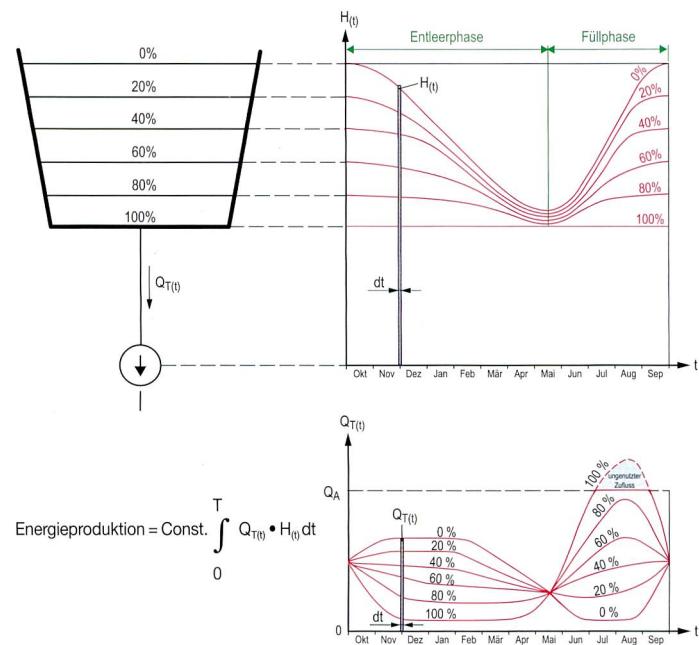
0% = kein Freihaltevolumen
 100% = kein Nutzvolumen (Laufkraftwerk)
 Q_Z = Mittlerer Tageszufluss
 ΔE_E = Minderenergieproduktion in der Entleerphase
 ΔE_F = Mehrenergieproduktion in der Füllphase = Energieinhalt des Freihaltevolumens

Ganglinie des mittleren Tages-Turbinenvolumenstroms



Resultat: Produktionsverlagerung Winter → Sommer ≈ Energieinhalt des Freihaltevolumens

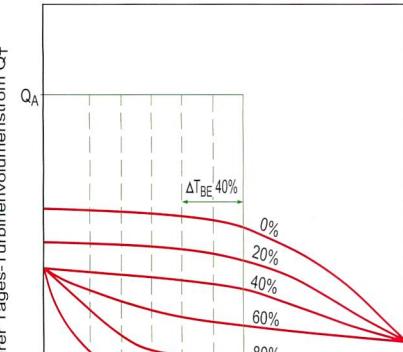
Bild 8. Mittlerer Speicher-Füllungsgrad und Tages-Turbinenvolumenstrom Q_T in Abhängigkeit des prozentualen Freihaltevolumens.



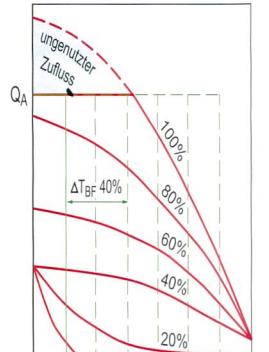
Resultat: Verringerung der Energieproduktion infolge ganzjährig reduzierter Fallhöhe

Bild 10. Bruttofallhöhe $H_{(t)}$ und mittlerer Tages-Turbinenvolumenstrom $Q_{T(t)}$ in Abhängigkeit des prozentualen Freihaltevolumens.

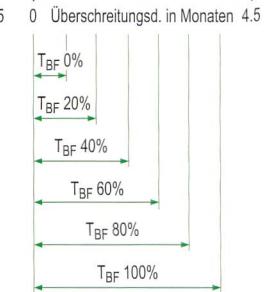
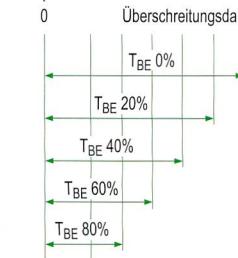
Entleerphase:



Füllphase:



0 Überschreitungsd. in Monaten 4.5



Auswirkungen bei Vergrößerung des Freihaltevolumens:

- ⇒ In der Entleerphase verringert sich die Benutzungsdauer um T_B , d.h. während dieser Zeit kann nicht turbiniert werden und es steht keine Regelleistung zur Verfügung.
- ⇒ In der Füllphase erhöht sich die Benutzungsdauer um das gleiche T_B , d.h. während dieser Zeit muss turbiniert werden und es steht auch dann keine Regelleistung zur Verfügung.

Resultat: Während $2 \times \Delta T_B$ pro Jahr steht keine Regelleistung zur Verfügung

Bild 9. Dauerlinie des mittleren Tages-Turbinenvolumenstroms Q_T und Benutzungsdauer T_B der Ausbauwassermenge Q_A in Abhängigkeit des prozentualen Freihaltevolumens.

Bei ungestörter Speicherbewirtschaftung wird sich der Verlauf des Speicherinhaltes während eines Jahres für jeden geforderten Freihalteraum neu einstellen. Das Bruttogefälle sinkt mit steigendem Freihaltevolumen. Im Extremfall von 100% Freihaltevolumen ist das durch die Talsperre erhöhte Bruttogefälle verschwunden, so dass nur noch das natürliche genutzt wird (Bild 10).

Literaturhinweis

[1] R. Biedermann, H. Pougatsch, G. Darbre, P.-B. Raboud, C. Fux, B. Hagen, B. Sander: Aménagements hydro-électriques à accumulation et protection contre les crues – Speicherwerk und Hochwasserschutz. wasser, energie, luft – eau, energie, air 88 (1996) 10, 221–266.

[2] B. Sander, P. Haefliger: Hochwasserschutz durch das Speicherwerk Mattmark. wasser, energie, luft – eau, énergie, air 93 (2001) 7/8, 169–174.

Anschrift der Verfasser

Bernhard Sander, Bruno Wiederkehr, Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Parkstrasse 23, CH-5401 Baden.