Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 112 (2020)
Heft: 1

Artikel: Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz
Autor: Felix, David / Müller-Hangmann, Michelle / Boes, Robert
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-941679

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: 11.07.2025

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

Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz

David Felix, Michelle Müller-Hagmann, Robert Boes

Zusammenfassung

Mit der «Energiestrategie 2050» und dem Klimawandel nimmt der Bedarf an saisonaler Speicherkapazität für elektrische Energie in der Schweiz zu. Zu diesem Zweck können unter anderem bestehende Stauseen von Speicherwasserkraftwerken ausgebaut werden. Um das energiewirtschaftliche Potenzial solcher Ausbauten abzuschätzen, wurden verschiedene Ausbauoptionen der 38 Speicherseen in den Schweizer Alpen mit einem bestehenden Nutzvolumen von mindestens 20 Mio. m^3 systematisch untersucht. Für Talsperrenerhöhungen um 5, 10 oder 20 % wurden die erforderlichen Anpassungen im Stauraum, an den Sperren mit ihren Nebenanlagen und an den zugehörigen Kraftwerken betrachtet und mittels acht Kriterien bewertet. Von den Optionen, die als «gut» bzw. «mässig» bewertet wurden, wurden die Energieinhalte der zusätzlichen Speichervolumen abgeschätzt.

Wenn 17 bis 26 der untersuchten Stauseen ausgebaut würden, könnten 2.2 bis 2.9 TWh pro Jahr zusätzlich vom Sommer- in das Winterhalbjahr umgelagert werden. Damit könnte die Elektrizitätsproduktion der schweizerischen Speicherwasserkraftwerke im Winterhalbjahr von 48 auf 59 bzw. 62 % der Jahresproduktion gesteigert werden. Als Beitrag zur Erreichung der Ziele der «Energiestrategie 2050» sowie angesichts der langen Realisierungszeiträume und der beschränkten Alternativen werden weitere Abklärungen, Projektstudien und gegebenenfalls weitere Marktanreize bzw. Regelungen zur Förderung des Ausbaus der saisonalen Speicherkapazität empfohlen. Dabei sind auch die indirekten Zusatznutzen von grösseren Stauseen, wie beispielsweise deren verstärkter Beitrag zum Hochwasserschutz, zu berücksichtigen.

Resumé

Due à la «stratégie énergétique 2050» et au changement climatique, la demande en capacité de stockage saisonnière d'énergie électrique en Suisse augmente. Une possibilité est d'agrandir des retenues des aménagements hydroélectriques existants. Afin d'estimer le potentiel énergétique de cette option, des rehaussements des barrages de 5, 10 et 20 % ont été étudiés systématiquement pour les 38 retenues dans les Alpes Suisses d'un volume utile supérieur à 20 Mio. m^3 dans l'état actuel. Les adaptations nécessaires ont été évaluées selon huit critères concernant la partie additionnelle de la retenue, le barrage et les aménagements hydroélectriques correspondants en aval. Pour les options jugées «bonnes» ou «modérées», les potentiels énergétiques des volumes additionnels ont été estimés.

Si 17 à 26 des retenues étudiées sont agrandis, 2.2 à 2.9 TWh supplémentaires par an pourront être transférés du semestre d'été au semestre d'hiver. Ceci permettrait d'augmenter la production hivernale des aménagements hydroélectriques à accumulation en Suisse de 48 à 59 ou 62 % de la production annuelle. Afin de contribuer à la réalisation de la «stratégie énergétique 2050», et compte tenu des longues périodes de mise en œuvre et des alternatives limitées, il est recommandé de continuer des études à ce sujet et, si nécessaire, de mettre en place des incitations ou des réglementations supplémentaires pour promouvoir l'augmentation de la capacité de stockage saisonnière. Les avantages supplémentaires indirects des réservoirs agrandis, tels que leur contribution additionnelle à la protection contre les crues, devraient également être pris en compte.

1. Einleitung

Mit der «Energiestrategie 2050» und dem Klimawandel nimmt der Bedarf an saisonaler Speicherkapazität für Elektrizität in der Schweiz zu. Zu diesem Zweck können einerseits neue Stau- bzw. Speicherseen, z. B. in Gletscherrückzugsgebieten, gebaut werden *(Ehrbar et al., 2019)*. Andererseits können bestehende Stauseen mittels Erhöhung von Talsperren ausgebaut werden. Im vorliegenden Beitrag wird auf diese Möglichkeit und deren energiewirtschaftliches Potenzial eingegangen.

Zuerst wird die bestehende Situation in der schweizerischen Elektrizitätsversorgung mit Schwerpunkt auf den bestehenden Speicherwasserkraftwerken sowie den klimatischen und energiepolitischen Entwicklungen, welche für einen Ausbau der saisonalen Energiespeicherkapazität sprechen, dargestellt. Dann wird auf bisher ausgeführte Talsperrenerhöhungen in der Schweiz eingegangen. Im Hauptteil dieses Beitrags werden das Vorgehen und die Resultate einer schweizweiten Potenzialstudie vorgestellt und diskutiert.

2. Ausgangslage

2.1 Elektrizitätsversorgung der Schweiz

Die Netto-Landeserzeugung von Elektrizität betrug im Mittel über die letzten 10 Jahre 63 TWh/Jahr *(BFE, 2019a)*. Davon stammten 55 % (35 TWh) aus Wasserkraft (Verbrauch der Speicherpumpen abgezogen), 38 % (24 TWh) aus Kernkraft und 7 % (4 TWh) aus konventionell thermischen Kraftwerken und «neuen» erneuerbaren Energien (davon 2 TWh aus Kehrichtverbrennung, 1.7 TWh aus Photovoltaik und <0.2 TWh aus Wind). Im Winterhalbjahr (Oktober bis und mit März) stammten im Mittel über die letzten 10 Jahre 50 % (15 TWh) aus Wasserkraft und 43 % (13 TWh) aus Kernkraft. Die Wasserkraft als eine bewährte Form der Nutzung erneuerbarer Energie ist das «Rückgrat» der

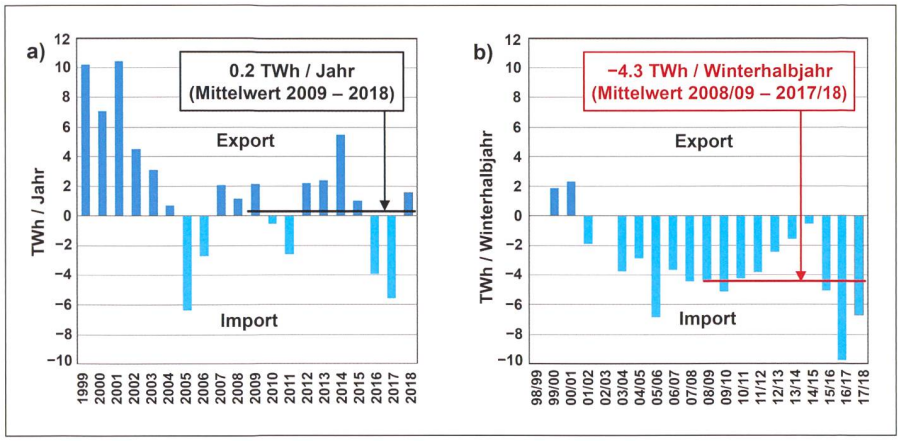

Bild 1: Elektrizitäts-Exportsaldo der Schweiz über a) die letzten 20 Kalenderjahre und b) die letzten 20 Winterhalbjahre (nach BFE 2019a).

Elektrizitätsversorgung der Schweiz. Besonders wichtig sind die Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftanlagen, da sie bedarfsgerecht produzieren können.

Vor 2004 exportierte die Schweiz in der Regel über das Kalenderjahr betrachtet mehr elektrische Energie als sie importierte. Danach nahm der Nettoexport ab, und es gab auch Nettoimporte von gegen 6 TWh/Jahr *(Bild 1a).* Die jährliche Import-/Exportbilanz der letzten 10 Jahre war im Mittel etwa ausgeglichen.

Im Winterhalbjahr wurden hingegen seit 2002 bis zu 10 TWh netto importiert, mit einem Mittelwert von 4.3 TWh pro Winter in den letzten 10 Jahren *(Bild 1b).* Dies entsprach im Mittel 14 % der inländischen Winter-Nettoerzeugung. Im Winter 2016/2017, als die Produktion der Schweizer Kernkraftwerke stark unterdurchschnittlich war, entsprach der Nettoimport von 10 TWh sogar 39 % der inländischen Winter-Nettoerzeugung *(BFE, 2019a).*

Bezüglich des wünschenswerten Eigenversorgungsgrads mit Elektrizität kann argumentiert werden, dass die Energieversorgung der Schweiz vor allem aufgrund der fossilen Brenn- und Treibstoffe ohnehin im hohen Mass auf Importe angewiesen ist. Die hohe Verfügbarkeit an elektrischer Energie ist aber in Ländern wie der Schweiz besonders wichtig. So wurde mit der Motion 17.3970 im Jahr 2017 angeregt, im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes *(StromVG)* einen Vorschlag zur Einführung einer «strategischen Reserve» zu unterbreiten.

2.2 Bestehende Stauseen

In den Alpen fällt im Sommerhalbjahr der Grossteil des jährlichen Abflusses an. Der Elektrizitätsverbrauch in der Schweiz ist hingegen im Winterhalbjahr (ca. 34 TWh) höher als im Sommerhalbjahr (ca. 26 TWh, *BFE, 2019a*). Zum saisonalen Ausgleich zwischen dem Wasserdargebot und der Nachfrage tragen die zahlreichen Stauseen vor allem in den Alpen wesentlich bei. Die Stauseen in der Schweiz haben ein Gesamtvolumen von rund 4000 Mio. m³ und ein Nutzvolumen von rund 3800 Mio. m³ *(STK, 2019, geo.admin.ch und andere Quellen).*

Das Energiespeichervermögen eines Stausees ist das Produkt aus seinem nutzbaren Volumen und dem mittleren Arbeitswert des gespeicherten Wassers. Dieser hängt primär von der mittleren nutzbaren Fallhöhe der zugehörigen Kraftwerke ab. Letztere wird als Höhendifferenz zwischen dem Speicherschwerpunkt und dem Unterwasserspiegel bzw. der Maschinensaalkote berechnet (bei Francis- bzw. Pelton-Turbinen). Der Speicherschwerpunkt kann vereinfachend auf zwei Dritteln der Sperrenhöhe angenommen werden. Falls das gespeicherte Wasser mehrere Kraftwerke nacheinander durchläuft, werden die Arbeitswerte summiert. Mit einem geschätzten Anlagenwirkungsgrad von 0.8 kann mit einem Kubikmeter Wasser über eine Bruttofallhöhe von 459 m eine Kilowattstunde elektrischer Energie erzeugt werden (Arbeitswert = $0.8 \cdot 1000\,kg/m^3 \cdot 9.81\,m/s^2 \cdot 459\,m = 1\,kWh/m^3$). Das Energiespeichervermögen der Stauseen in der Schweiz wird mit 8.8 TWh angegeben *(BFE, 2019a).*

In *Bild 2* sind die Nutzvolumen und die näherungsweise berechneten Arbeitswerte der bestehenden 38 Stauseen in der Schweiz mit einem Nutzvolumen von mehr als 20 Mio. m³ dargestellt. Die horizontale Achse ist logarithmisch skaliert. Der Mittelwert der Nutzvolumen liegt bei 84 Mio. m³, die Hälfte der Nutzvolumen sind grösser als 61 Mio. m³ (Median). Die *Grande Dixence* hat das grösste Nutzvolumen (400 Mio. m³). Die nutzbaren Bruttofallhöhen dieser grösseren Stauseen variieren zwischen etwa 45 und 2100 m. Das Wasser in den Stauseen *Cavagnoli* und *Naret* (Stauziele 2310 m ü. M.)

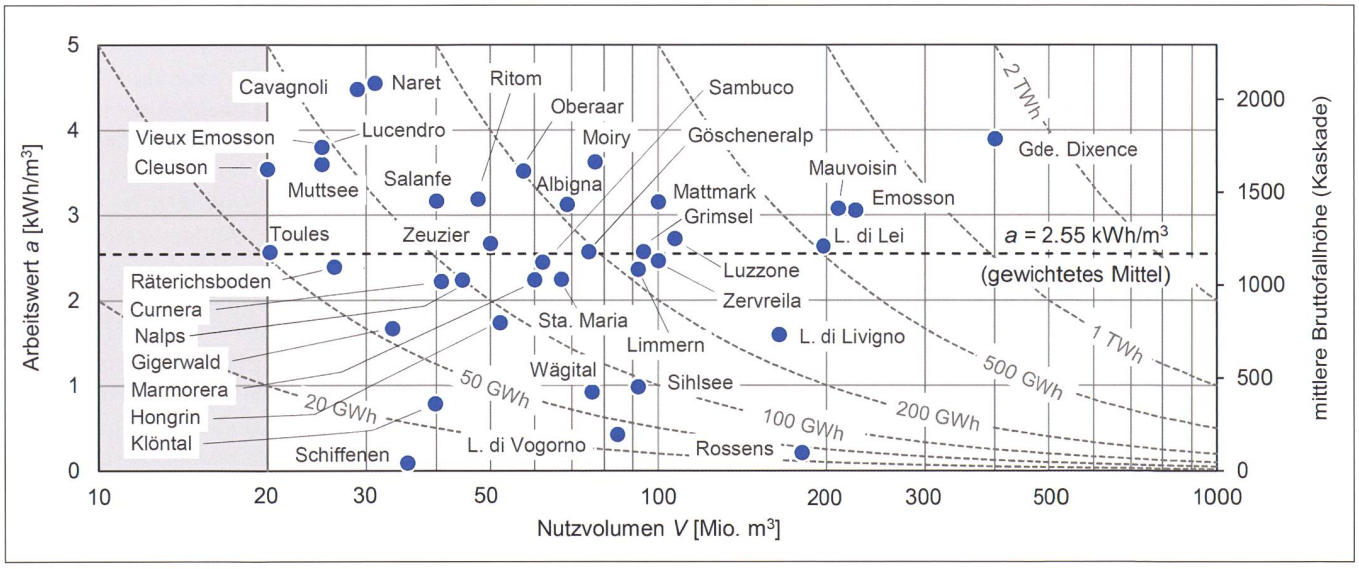

Bild 2: Nutzvolumen, Arbeitswerte und Energieinhalte der bestehenden grösseren Stauseen (>20 Mio. m³) in der Schweiz.

weist bis zum *Lago Maggiore* (193 m ü. M.) einen mittleren Arbeitswert von ca. 4.5 kWh/m³ auf. Der Stausee *Gries* mit dem höchsten Arbeitswert der Schweiz (4.6 kWh/m³) ist in *Bild 2* nicht dargestellt, da dessen Nutzvolumen kleiner als 20 Mio. m³ ist. Das mit den Nutzvolumen gewichtete Mittel der Arbeitswerte beträgt 2.55 kWh/m³, was einer Bruttofallhöhe von 1170 m entspricht. Die Energieinhalte der Stauseen lassen sich an den gestrichelten Linien in *Bild 2* ablesen. Die Stauseen mit Nutzvolumen über 20 Mio. m³ machen ca. 84 % des Volumens und ca. 92 % des Energiespeichervermögens aller Schweizer Stauseen (8.8 TWh) aus. Weitere Information zu den Stauseen im gesamten Alpenbogen und den zugehörigen Talsperren sind in *Link (1970)* zusammengestellt.

2.3 Nutzung der Stauseen

Der Wasserspiegel in den Stauseen variiert nicht jedes Jahr über die volle Höhe zwischen dem Stau- und dem Absenkziel. Einerseits werden Stauseen in der Regel nicht ganz gefüllt, um Abflüsse infolge üblicher Regenereignisse oder Tauwetter zurückhalten und für die Elektrizitätsproduktion nutzen zu können. Andererseits werden Stauseen üblicherweise nicht bis zum Absenkziel entleert, um auch gegen den Frühling hin noch eine gewisse Flexibilität in der Produktion zu bewahren. Seit 1972 lagen die jährlichen Maxima der Füllungsgrade zwischen 75 und 98 %, die Minima zwischen 8 und 35 % *(BFE, 2019a).* Im Durchschnitt werden von den 8.8 TWh Speichervermögen pro Jahr etwa 6.5 TWh (gut 70 %) genutzt, also vom Sommer- in das Winterhalbjahr umgelagert *(BFE, 2019a).* Dank dieser saisonalen Umlagerung liefern die Speicherkraftwerke im Winter- und Sommerhalbjahr etwa gleichviel elektrische Energie (je ca. 10 TWh, *BFE, 2019a, Bild 6*).

2.4 Einfluss des Klimawandels

Mit einem wärmeren Klima schwinden die Gletscher. Es wird geschätzt, dass die Wasserspeicherung in den Schweizer Gletschern (derzeit rund 50 km³ Eis gemäss *GLAMOS, 2018*) in einem mittleren Klimaszenario (RCP 4.5 gemäss *van Vuuren et al., 2011*) im Jahr 2050 rund 40 % kleiner sein wird *(Zekollari et al., 2019).* Mit einem wärmeren Klima fällt auch der Niederschlag bis in höhere Lagen vermehrt als Regen *(SCCER-SoE, 2019).* Aus meteorologischen Gründen und wegen der geringeren Speicherung in Gletschern und Schneedecken sind zukünftig grössere Abflussschwankungen zu erwarten *(BAFU, 2012).* Wasserspeicher in Form von Stauseen tragen dazu bei, solche Schwankungen zu dämpfen. Als Mehrzweckspeicher dienen Stauseen auch dem Schutz vor Naturgefahren (vor allem Hochwasser und in einigen Fällen Gletscherseeausbrüche), der Wasserabgabe in Trockenzeiten (Sicherung einer minimalen Niederwasserführung und Bewässerung unterstrom liegender Landwirtschaftsflächen) und in touristischen Regionen der Beschneiung *(Jossen & Björnsen Gurung, 2018; Brunner et al., 2019).*

2.5 Energiestrategie 2050

In der «Energiestrategie 2050» ist der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergienutzung und ein deutlicher Ausbau der Nutzung «neuer» erneuerbarer Energie, vor allem Photovoltaik, vorgesehen. Für die Wasserkraft wird eine leichte Vergrösserung der Jahresproduktion angestrebt, es wurden aber keine Ziele betreffend die Produktion im Winterhalbjahr und die Speicherkapazität festgelegt. *Ehrbar et al. (2019)* legen dar, dass zum Erreichen der Ziele der «Energiestrategie 2050» unter Berücksichtigung der Restwasseranforderungen gemäss Gewässerschutzgesetz *(GSchG)* die Wasserkraftnutzung (aus natürlichen Zuflüssen) bis 2050 so ausgebaut werden müsste, dass eine um 4.6 bis 9.1 TWh/a grössere Produktion als heute resultiert. Dabei ist nicht berücksichtigt, dass die Produktion mit den bisherigen Wasserkraftwerken 2050 etwa um 0.5 TWh/a tiefer liegen würde als heute, weil erwartet wird, dass bis dann wegen des Abklingens der Gletschermassenverluste die jährlichen Abflüsse gegenüber heute um knapp 3 % zurückgehen werden *(Schaefli et al., 2019).*

Mit dem zukünftigen Verzicht auf die Kernenergienutzung (-24 TWh/a bzw. -13 TWh/Winterhalbjahr gemäss *Abschnitt 2.1*) sowie mit aufkommender Elektromobilität, und in geringerem Masse wegen des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen in Gebäuden wird die Elektrizitätsproduktion der Schweiz im Winter deutlich unter dem Bedarf liegen *(Stalder, 2019a),* sofern nicht beispielsweise neue Gaskombikraftwerke gebaut oder neue Technologien wie die Umwandlung zwischen Gas und Elektrizität («Sektorkopplung») eingeführt werden. Um die Abhängigkeit von Elektrizitätsimporten im Winter zu reduzieren, kann mittels Ausbau von Stauseen die Speicherkapazität der Wasserkraftanlagen erhöht und so die Umlagerung der Elektrizitätsproduktion vom Sommer- in das Winterhalbjahr verstärkt werden.

Mit dem Ausbau von Photovoltaik und Wind – vor allem in den Nachbarländern – wird die Elektrizitätsproduktion stärker fluktuieren *(Piot, 2014).* Mit einer grösseren saisonalen Speicherkapazität lassen sich auch solche Produktionsschwankungen bis in den Wochen- und Monatsbereich besser ausgleichen.

2.6 Nationales Interesse

Zur Förderung der inländischen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien wurde im Energiegesetz (*EnG Art. 12,* in Kraft seit 2018) eingeführt, dass der Neu- und Ausbau von Wasserkraftanlagen ab einer bestimmten Jahresproduktion von nationalem Interesse sind. Dies ist für die Interessenabwägung betreffend Schutzgebieten des Bundes gemäss Art. 6 des Natur- und Heimatschutzgesetzes *(NHG)* relevant, d. h. im Kontext der Stauseen vor allem betreffend das «Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler» (BLN) von nationaler Bedeutung. Neue Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind aber gemäss *Art. 12 EnG* in Biotopen von nationaler Bedeutung auf Grundlage von *Art. 18a NHG* (z. B. Auen und Gletschervorfelder gemäss Anhang der Auenverordnung) sowie in Wasser- und Zugvogelreservaten ausgeschlossen. Das «nationale Interesse» an der Nutzung erneuerbarer Energie ist bezüglich Mooren und Moorlandschaften nicht relevant, da bei diesen keine Interessenabwägung vorgesehen ist *(«Rothenturm»-Artikel 78 Abs. 5 der Bundesverfassung).*

2.7 Investitionsbeiträge

Um trotz schwierigem Marktumfeld Investitionen in die Grosswasserkraft in der Schweiz zu fördern, können seit 2018 für wesentliche Erweiterungen oder Erneuerungen von Grosswasserkraftanlagen (ohne Pumpspeicherwerke) Investitionsbeiträge des Bundes beantragt werden *(EnG Art. 24 und 26).* Diese Beiträge sind auf 40 % der anrechenbaren Investitionen bzw. auf die nicht-amortisierbaren Mehrkosten begrenzt *(Art. 48 der Energieförderungsverordnung, EnFV).* Die Investitionsbeiträge werden mit maximal 0.1 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag finanziert, was rund 50 Mio. Franken pro Jahr, bisher bis 2030 beschlossen, entspricht *(BFE, 2019b).*

3. Talsperrenerhöhungen

3.1 Ausgeführte Beispiele

Weltweit wurden bereits zahlreiche Talsperren verschiedener Bauweisen erhöht *(z. B. ICOLD 1994, Brenner 2012).* Schweizer Stauseen, die mittels Talsperrenerhöhungen ausgebaut wurden, sind in *Tabelle 1*

Talsperre/ Stausee (Kanton)	Jahr der Fertig-stellung	h [m]	Δh [m]	$\Delta h/h$ [%]	V [Mio. m³]	ΔV [Mio. m³]	$\Delta V/V$ [%]	Literaturquelle
Muslen (SG)	1981	24	5	21	0.07	<0.01		*Berger et al. (2013)*
Mauvoisin (VS)	1991	237	13.5	6	182	30	17	*Schweiz. Baublatt (1990)*
Luzzone (TI)	1999	208	17	8	88	20	23	*Baumer (2012)*
Barcuns (GR)	2014	31	5	17	0.12	0.09	75	*Axpo (2015)*
Vieux Emosson (VS)	2016	55	21.5	39	13	12	~93	*Vallotton (2012)*

Tabelle 1: Ausgeführte Talsperrenerhöhungen in der Schweiz (chronologisch).

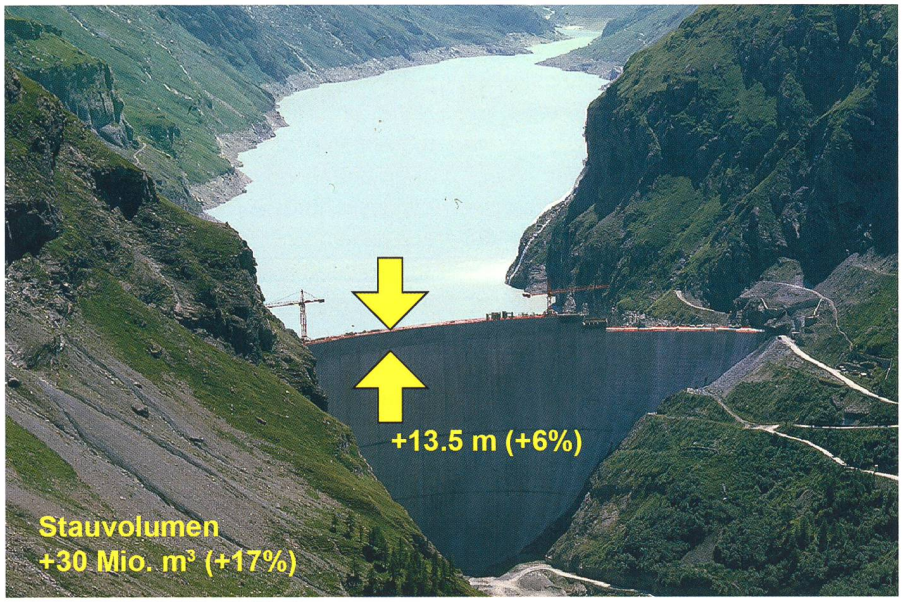

Bild 3: Talsperre Mauvoisin während der Erhöhung 1990 (Flugaufnahme: Comet Photo, e-pics ETH Zürich).

aufgeführt. Dabei bezeichnet h die ursprüngliche Mauerhöhe an der höchsten Stelle (Fundation bis Mauerkrone). *Muslen* und *Barcuns* sind Anlagen mit relativ kleinen Stauvolumen V, auf die im Folgenden vor dem Hintergrund der saisonalen Energieumlagerung nicht weiter eingegangen wird. *Mauvoisin (Bild 3)* und *Luzzone* sind grosse Bogenmauern, die in den 1990er-Jahren um $\Delta h/h = 6$ bzw. 8 % erhöht wurden. Damit konnte deren Stauvolumen überproportional um $\Delta V/V = 17$ bzw. 23 % vergrössert werden. Im Rahmen des Projekts Pumpspeicherwerk Nant de Drance wurde kürzlich die Bogengewichtsmauer *Vieux Emosson* mit einem Teilabbruch des Kronenbereichs zu einer Bogenmauer umgebaut und um 39 % erhöht, wobei das Stauvolumen fast verdoppelt wurde.

Das Projekt für den Höherstau des *Grimselsees* um 23 m befindet sich im Bewilligungsverfahren. Weitere Talsperrenerhöhungen wurden u. a. am *Lago Bianco*, am *Mattmarksee* und am *Göscheneralpsee* studiert, aber vor allem aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiterverfolgt.

3.2 Kennzahlen aus Beispielen

In *Tabelle 2* sind für zwei Beispiele, für die die entsprechenden Angaben in der Literatur verfügbar sind, die zusätzlich in den Winter umlagerbare Energie ΔE, die Projektkosten und das Betonvolumen für die Erhöhung (gemäss Quellen in *Tabelle 1*) angegeben. Weiter wurden die folgenden spezifischen Kosten berechnet:

- die Projektkosten pro m³ Beton der Mauererhöhung
- die Projektkosten pro m³ zusätzlichem Stauvolumen ΔV
- die Kosten bezogen auf die jährlich zusätzlich umlagerbare Energie ΔE
- die Kosten pro kWh zusätzlich umlagerbare Energie, d.h. Erhöhung der Gestehungskosten für die zusätzliche Produktion im Winter statt im Sommer, mit Annahme einer Amortisationsdauer von 80 Jahren und einem Zinssatz von 3 %

Die spezifischen Kosten beziehen sich auf den Geldwert im Projektzeitraum (ohne Teuerung). Die spezifischen Projektkosten, bezogen auf die Betonkubatur, sind etwa doppelt so hoch wie der übliche Preis für eingebrachten Konstruktionsbeton, da auch andere, zum Gesamtprojekt gehörende, Aufwendungen enthalten sind. Beim Lago di *Luzzone* waren die Investitionen pro m³ zusätzliches Stauvolumen etwa doppelt so hoch wie beim grösseren Lac de *Mauvoisin*. Die spezifische Investition für die Erhöhung der Speicherkapazität und die Erhöhung der Gestehungskosten waren bei *Luzzone* ebenfalls höher als bei *Mauvoisin*. Die letzten beiden Kennzahlen können mit denjenigen anderer Speichertechnologien, wie Batterien, Kondensatoren oder Druckluftspeicher, verglichen werden.

3.3 Günstige Aspekte für Talsperrenerhöhungen

Für den Ausbau bestehender Stauseen mittels Erhöhung von Talsperren, primär im alpinen Umfeld, sind folgende Aspekte günstig:

- Da das Volumen von bestehenden Stauseen oft deutlich kleiner als das jährliche Zuflussvolumen ist, kann mit einem Ausbau mehr Energie in den Winter umgelagert werden.
- Die zusätzlich zeitweise überflutete Fläche ist im Vergleich zu derjenigen beim Neubau eines Speichers relativ klein, und im günstigen Fall sind vor allem Fels und Geröll betroffen. Somit sind die Auswirkungen eines Höherstaus relativ klein, was die Akzeptanz entsprechender Projekte verbessern kann.
- Aufgrund der üblichen Talformen nimmt das Volumen mit der Talsperrenhöhe überproportional zu *(Kühne, 1978)*.
- Bogenmauern, d.h. der in der Schweiz bei grösseren Speicherseen vorherrschende Talsperrentyp, weisen oft Tragreserven auf. Daher sind Erhöhungen von Bogenmauern bis zu einem bestimmten Mass oft mit relativ geringem baulichem Aufwand möglich (Aufbeto-

Talsperre	Energieumlagerung ΔE [GWh/a]	Projektkosten [Mio. CHF]	Betonvolumen [m³]	Spezifische Kosten			
				[CHF/m³ Beton]	[CHF/m³ Stauvol.]	[CHF/(kWh/a)]	[Rp./kWh Umlagerung]
Mauvoisin	100	43	80 000	538	1.4	0.4	1.4
Luzzone	60	60	80 000	750	3.0	1.0	3.3

Tabelle 2: Kennzahlen ausgewählter Talsperren-Erhöhungsprojekte in der Schweiz.

nieren auf der Krone, ohne Verbreiterung der Mauer auf der ganzen Sperrenfläche).

- Mit dem Bestehen einer Talsperre und eines Stausees, oft schon über Jahrzehnte, liegen Betriebserfahrungen vor (z. B. zum Verhalten der Sperre, des Untergrunds und der Hänge), und die Akzeptanz in der Bevölkerung ist relativ hoch (z. B. dank Hochwasserschutz).

3.4 Frühere Potenzialstudien

Allet und Schleiss (1990) schätzten, dass in der Schweiz mit der Erhöhung von 21 Talsperren um ca. 10 % der bestehenden Mauerhöhen ein zusätzliches Speichervolumen von 710 Mio. m^3 geschaffen werden könnte. Dieses würde eine zusätzliche Umlagerung von 2.1 TWh/a vom Sommer- in das Winterhalbjahr ermöglichen. Sie unterschieden vier Klassen von Realisierungswahrscheinlichkeiten mit den zugehörigen Potenzialen. Der Erwartungswert des totalen Umlagerungspotenzials, d. h. die klassenweisen Potenziale, multipliziert mit ihren Realisierungswahrscheinlichkeiten, wurde somit auf 1.4 TWh/a geschätzt.

Schleiss (2012) schätzte das totale Umlagerungspozential ebenfalls auf etwas mehr als 2 TWh/a und listete 19 Stauseen für denkbare Ausbauten auf: *Albingna, Cavagnoli, Curnera, Emosson, Gebidem, Gigerwald, Gries, Hongrin, Klöntal, Lago di Lei, Limmern, Mattmark, Moiry, Nalps, Ritom, Sambuco, Santa Maria, Sihlsee* und *Zervreila.*

4. Vorgehen in der Potenzialstudie

4.1 Allgemeines

Das Potenzial von Talsperrenerhöhungen in der Schweiz wurde kürzlich in vier Studienarbeiten an der VAW der ETH Zürich erneut systematisch untersucht *(Baumann et al., 2018, Holland et al., 2018, Leimgruber, 2018, Parravicini et al., 2018).*

Im vorliegenden Beitrag wird auf die Ausbaumöglichkeiten von Stauseen eingegangen, die im bestehenden Zustand ein Nutzvolumen von über 20 Mio. m^3 aufweisen *(Bild 2).* Bei den drei Stauseen *Mauvoisin, Luzzone* und *Vieux Emosson* wurden keine weiteren Erhöhungen erwogen. Obwohl sich der *Lago di Lei* und der *Lago di Livigno* grösstenteils auf italienischem Staatsgebiet befinden, wurden sie berücksichtigt, da die zugehörigen Wasserkraftanlagen in der Schweiz liegen. Bei Seen ohne künstliche Sperre, die u. a. als Speicher eines Wasserkraftwerks dienen (z. B. Lugernsee), oder bei Seen mit kleineren Bauwerken zur Abflussregulierung (keine eigentlichen Talsperren) wurde kein Höherstau untersucht.

Bei jedem Stausee wurde ein Höherstau um $\Delta h/h = 5$, 10 oder 20 % untersucht. Bei Stauseen mit mehreren Sperren wurde die Höhe der Hauptsperre an der höchsten Stelle zugrunde gelegt. Im Rahmen dieser Studie wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass das Stauziel um dasselbe Mass angehoben würde, wie die Sperre erhöht wird (unverändertes Gesamtfreibord).

4.2 Datengrundlage

Die Kenndaten der bestehenden Stauseen, der Talsperren und der unterhalb liegenden Wasserkraftwerke wurden aus folgenden, allgemein zugänglichen Grundlagen zusammengestellt:

- Objektblätter und Listen der Talsperren der Schweiz *(STK, 2019)*
- Daten betreffend Schutzgebieten, Seen, Stauanlagen, Wasserentnahmen und -überleitungen vom Geodatenportal des Bundes *(geo.admin.ch)*
- Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz *(BFE, 2019c)*
- Homepages der Kraftwerksbetreiber,
- Fachartikel *(z. B. Schweizerische Bauzeitung)*

4.3 Bewertungsschema

Die Erhöhungsoptionen wurden anhand der Kriterien in *Tabelle 3* mit einem Punktesystem bewertet.

Die Kriterien beziehen sich auf das Gebiet des zukünftigen Stauraums (die zeitweise zusätzlich überflutete Fläche), die Sperre sowie das Kraftwerkssystem. Bei günstigen Verhältnissen wurden 4 Punkte vergeben, bei ungünstigen weniger. Bei einigen Kriterien wurden auch Ausschlusskriterien definiert (0 Punkte in *Tabelle 3*), bei denen die entsprechende Erhöhungsoption unabhängig von den übrigen Kriterien ausschied. Die Kriterien e) und h) wurden doppelt bzw. dreifach gewichtet.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Bewertungskriterien näher eingegangen.

Kriterium	0 Punkte!	1 Punkt	2 Punkte	3 Punkte	4 Punkte
Zukünftiger Stauraum (27%):					
a) Schutzgebiete (9 %)	Hochmoor, Flachmoor oder Moorlandschaft v. nationaler Bedeutung	Aue oder Gletschervorfeld	Mittlere Beeinträchtigung anderer Schutzgebiete	Geringe Beeinträchtigung anderer Schutzgebiete	Keine oder sehr geringe Beeinträchtigung
b) Bodennutzung und Gebäude (9 %)	Siedlung	Einzelne, dauerhaft bewohnte Gebäude	Intensiv nutzbare Landwirtschaftsflächen	Mehrheitlich Wald	Alpweiden oder Fels / Geröll
c) Infrastruktur (9 %)	Umfassende Anpassungen von Uferbebauungen	Hauptstrassen, Bahnen oder Hauptleitungen	Nebenstrasse	Lokale Anpassungen an Strassen oder Gebäuden	Höchstens Wanderwege
Sperre (27%):					
d) Bautechnische Eignung (9 %)	Nicht geeignet	Wenig geeignet	Geeignet	Gut geeignet	Sehr gut geeignet
e) Relativer Aufwand (18 %)	—	Sehr gross	Gross	Moderat	Gering
Kraftwerkssystem (46%):					
f) Wasserwirtschaft (9 %)	Zufluss ungenügend; keine Massn. möglich	Pumpen erforderlich	Beileitungen erforderlich	Meist ausreichender Zufluss	Immer ausreichender Zufluss
g) Hydraulisches System (9 %)	—	Sehr umfangreiche Anpassungen	Umfangreiche Anpassungen	Moderate Anpassungen	Geringe Anpassungen
h) Umlagerung in Winter (28 %)	—	< 50 GWh/a	50 bis 100 GWh/a	100 bis 200 GWh/a	> 200 GWh/a

Tabelle 3: Bewertungsschema für die Potenzialstudie von Stausee-Ausbauten.

Die Anwendung dieses Bewertungsschemas wird in *Fuchs et al. (2019)* anhand zweier Beispiele (Erddamm *Marmorera* und Bogenmauer *Moiry*) aufgezeigt.

4.4 Erläuterungen zu den Bewertungskriterien

a) Schutzgebiete

Bewertet wurde, inwiefern bei einem Höherstau Schutzgebiete des Bundes betroffen sind, da diese in der Regel den höchsten Schutzstatus aufweisen. In BLN-Gebieten ist individuell zu beurteilen, inwiefern ein Bauvorhaben die jeweiligen Schutzziele tangiert; eine moderate Stauzielerhöhung ist nicht stets schutzzielwidrig bzw. kann in der Interessenabwägung als zulässig erachtet werden. Bei Mooren und Moorlandschaften von nationaler Bedeutung wurde in dieser Studie davon ausgegangen, dass ein Einstau nicht bewilligungsfähig ist (Ausschlusskriterium).

b) Bodennutzung und Gebäude

Bewertet wurde die bestehende Bodennutzung im Gebiet, das nach einem Ausbau zeitweise überflutet wird. Im Gegensatz zum Verschieben eines einzelnen Gebäudes, z. B. eines Restaurants, wurde eine Beeinträchtigung von bestehenden Siedlungen als heutzutage in der Schweiz inakzeptabel eingestuft (Ausschlusskriterium).

c) Infrastruktur

Beurteilt wurde, in welchem Ausmass bestehende Verkehrswege, Uferbebauungen, wichtige Leitungen oder weitere Infrastrukturen im Fall eines Höherstaus angepasst werden müssen.

d) Bautechnische Eignung

Bei Bogenmauern wurden die Erhöhungsmöglichkeiten anhand des Schlankheitskoeffizienten nach *Lombardi (1988)* und der Geometrie der Widerlager (Krafteinleitung) beurteilt. Gewichtsmauern wurden für alle drei relativen Erhöhungsmasse als geeignet eingestuft. Bei Schüttdämmen wurden vereinfachend 3 Punkte, 2 Punkte oder 1 Punkt betreffend die Eignung für Erhöhungen um 5, 10 oder 20 % vergeben. Der Typ Pfeilermauer kommt nur einmal vor *(Lucendro)* und wurde wegen seiner vergleichsweise geringen Widerstandsfähigkeit gegen Erdbebeneinwirkung in Mauerlängsachse als für eine Erhöhung «wenig geeignet» (1 Punkt) bewertet.

e) Relativer Aufwand

Der Aufwand einer Sperrenerhöhung variiert je nach Kronenlänge und Erhöhungsmass, allfällig notwendig werdenden Sattelsperren, Nebenanlagen, Möglichkeiten für die Baustellenerschliessung, -installation und Materialaufbereitung. Bei einer Stauzielerhöhung ist zumindest das Einlaufbauwerk der Hochwasserentlastung anzupassen. Es wurde davon ausgegangen, dass keine Anpassungen an Grund- oder Mittelablässen erforderlich sind, wenn die Mauer um bis zu 10 % erhöht wird. Der Aufwand der Sperrenerhöhung wurde qualitativ im Verhältnis zum zusätzlichen Nutzvolumen beurteilt.

f) Wasserwirtschaft

Es wurde bewertet, ob ausreichend Zuflüsse vorhanden sind oder in der Region verfügbar gemacht werden können, um auch das vergrösserte Speichervolumen jedes Jahr füllen zu können. Dazu wurde die Speicherkennziffer (= Nutzvolumen des Speichers / Volumen des jährlichen Zuflusses) betrachtet. Um auch im Sommer einen gewissen Abfluss über die Turbinen in den Unterlauf abzugeben, soll die Speicherkennziffer auch nach einem Ausbau unter 1 liegen. Vereinfachend wurde davon ausgegangen, dass das Zuflussvolumen derzeit dem turbinierten Volumen entspricht. Dieses wurde aus der mittleren Jahresproduktion gemäss der Zentralenstatistik und Arbeitswerten wie in *Abschnitt 2.2* berechnet.

Die Höchstpunktzahl wurde vergeben, wenn ohne weitere Massnahmen genügend Zufluss vorhanden ist. Wenn in einer Region auch mit Pumpen nicht genügend Wasser für die alljährliche Füllung des Stausees verfügbar gemacht werden kann, wurden für dieses Erhöhungsmass 0 Punkte vergeben (Ausschlusskriterium).

g) Anpassungen am hydraulischen System

Bei einem Höherstau können folgende Elemente im hydraulischen Schema einer unterhalb liegenden Wasserkraftanlage anzupassen sein: Beileitungen (üblicherweise im Freispiegelabfluss betrieben) und deren Fassungen, Zwischenfassungen am Triebwasserweg, Wasserschlösser und allenfalls hydraulisch kommunizierende Speicher. Wasserschlösser sind in der Regel im oberen Bereich anzupassen (typischerweise Höherlegen der oberen Kammer); allenfalls kann dies mittels Einbau einer Drossel vermieden werden. Aufgrund der oft schlechten Zugänglichkeit sind Wasserschloss-Baustellen in der Regel trotz überschaubarer Bauvolumen relativ aufwendig.

Da die Fallhöhen der betrachteten Kraftwerke meist deutlich grösser sind als die Sperrenhöhen, nehmen die statischen Drücke in den Stollen und Leitungen um weniger als 10 % zu. Daher wurde vereinfachend angenommen, dass keine oder nur geringfügige Anpassungen am Triebwasserweg (Stollenauskleidung und stahlwasserbauliche Anlageteile) erforderlich sind.

Bei Oberliegerkraftwerken kann deren Unterwasserführung betroffen sein. Bei Francis-Turbinen ist eine grössere Gegendruckhöhe am Auslauf grundsätzlich günstig. Bei Pelton-Turbinen kann die Anlage so umgebaut werden, dass der Unterwasserspiegel mit Einpressen von Druckluft ins Turbinengehäuse unter dem Laufrad gehalten werden kann (z. B. Kraftwerk *Chanrion* am Lac de *Mauvoisin*).

h) Zusätzlich in den Winter umlagerbare Energie

Bewertet wurde das Energieäquivalent des zusätzlichen Speichervolumens, d.h. die durch den Ausbau erwartete zusätzliche Umlagerung der Elektrizitätsproduktion vom Sommer- ins Winterhalbjahr. Dabei wurde wiederum ein Anlagenwirkungsgrad von 0.8 angenommen und die mittlere Bruttofallhöhe ab dem Schwerpunkt des zusätzlichen Volumens eingesetzt.

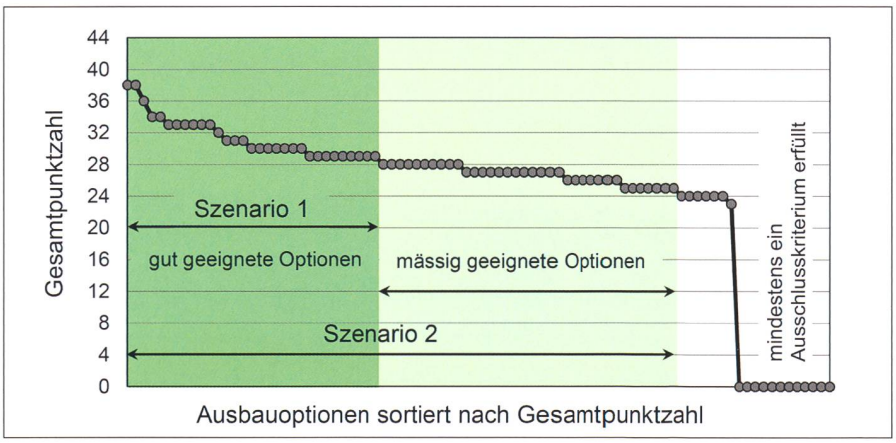

Bild 4: Gesamtpunktzahlen der Ausbauoptionen aller betrachteten Stauseen und Erhöhungsmasse (modifiziert von *Fuchs et al., 2019*).

4.5 Szenarienbildung

Für jeden Speicher und jedes der drei relativen Erhöhungsmasse wurde, basierend auf der Bewertung der Kriterien gemäss *Tabelle 1,* eine gewichtete Gesamtpunktzahl berechnet (maximal 44 Punkte pro Ausbauoption). Falls bei einem Stausee mit einem Erhöhungsmass ein Ausschlusskriterium erfüllt war, wurden dort keine grösseren Erhöhungen mehr betrachtet. Alle Ausbauoptionen wurden nach ihrer Gesamtpunktzahl sortiert *(Bild 4).*

Die Ausbauoptionen mit Gesamtpunktzahlen zwischen 25 und 28 wurden der Klasse «mässig geeignet» zugeordnet, Ausbauoptionen mit höheren Gesamtpunktezahlen der Klasse «gut geeignet». Ausbauoptionen mit Gesamtpunktzahlen unter 25 wurden nicht weiter betrachtet. Im Szenario 1 wurden die «gut geeigneten» Ausbauoptionen berücksichtigt, in Szenario 2 zusätzlich die «mässig geeigneten». Pro Standort wurde die grösstmögliche Ausbauoption berücksichtigt, deren Gesamtpunktzahl mindestens der Mindestpunktzahl für das jeweilige Szenario (29 bzw. 25) entsprach.

5. Resultate und Diskussion

5.1 Zusätzliche Speicherkapazität

In Bild 5a sind die in den beiden Szenarien erreichbaren zusätzlichen Nutzvolumen der Stauseen in den Schweizer Alpen dargestellt. *Bild 5b* zeigt die zugehörigen Energieinhalte und somit die zusätzlich in das Winterhalbjahr umlagerbare Elektrizitätsproduktion.

Grosse Umlagerungspotenziale haben wie erwartet Anlagen mit grossen zusätzlichen Speichervolumen (grosse Seefläche, grosses Erhöhungsmass) und grossen Gesamtfallhöhen (hohe Arbeitswerte). Da es sich bei der Grande Dixence um eine Gewichtsmauer handelt, müsste diese bei einer Erhöhung um 10 % (30 m) auf der ganzen Höhe luftseitig verstärkt werden (relativ grosser Aufwand). Bei der Bogenmauer *Emosson* dürfte eine Erhöhung mit geringem Aufwand möglich sein. Es erscheint jedoch unwahrscheinlich, dass der Emossonsee bald ausgebaut wird, da das Pumpspeicherwerk Nant de Drance aktuell fertiggestellt wird. Das Potenzial des *Grimselsee*-Ausbaus ist aufgrund des bereits ausgearbeiteten Projekts, das einer Erhöhung der Hauptsperre um 20 % entspricht, bekannt. Beim *Lago di Lei* wären auch die Partner aus Italien in die Abklärungen einzubeziehen. Bei der Bogengewichtsmauer *Oberaar* ist der Aufwand vermutlich relativ hoch. Weitere Seen, wenn auch mit meist geringeren Arbeitswerten, tragen in Summe dennoch beträchtlich zum Umlagerungspotenzial bei.

Bei den folgenden neun Stauseen wurde im Rahmen dieser Studie eine Erhöhung verworfen, weil bereits bei einer Erhöhung um 5 % ein Ausschlusskriterium erfüllt war:

- *Lac de Gruyere, Schiffenensee, Sihlsee, Wägitalersee, Lago di Livigno und Lago di Vogorno* (Contra, Verzascatal) wegen bestehender Siedlungen bzw. umfangreicher Bebauungen wenig oberhalb des Stauziels
- *Räterichsbodensee* und *Göscheneralpsee* wegen Schutzgebieten (kartierte Moorflächen von nationaler Bedeutung wenig oberhalb des Stauziels)
- *Lac de Zeuzier,* da bautechnisch nicht geeignet (wegen Topografie des Widerlagers zwischen der Bogenmauer und dem Satteldamm)

Die Summen der zusätzlichen Nutzvolumen ΔV und der zughörigen Energieinhalte ΔE sind für beide Szenarien in *Tabelle 4* zusammengestellt. Weiter ist angegeben, wie viele Talsperren um welches relative Mass erhöht würden. Damit würde das bestehende Speichervolumen *(Abschnitt 2.2)* um 18 bis 25 % vergrössert. Ein solcher Ausbau der Stauseen um bis zu 950 Mio. $m^3 \approx 1\ km^3$ vermag aber die erwartete Abnahme des Wasserspeichervolumens in den Schweizer Alpen infolge des Gletscherschwunds (40 % von 50 km^3 $\approx 20\ km^3$ bis 2050 gemäss *Abschnitt 2.4*) bei weitem nicht zu kompensieren.

Mit einem zusätzlichen Energieinhalt von 2.2 bis 2.9 TWh gemäss *Tabelle 4* würde die Energiespeicherkapazität der bestehenden Stauseen *(Abschnitt 2.2)* um 25 bis 33 % gesteigert.

Das Potenzial der Stauseen mit einem Nutzvolumen < 20 Mio. m^3, die hier nicht betrachtet wurden, wurde entsprechend ihrem Anteil des Energieinhalts am Gesamtenergieinhalt der Schweizer Speicher *(Abschnitt 2.2)* auf ca. 0.23 TWh/a geschätzt ([100 – 92] % · 2.9 TWh/a). Das Potenzial der kleineren Seen wurde aber nicht addiert, um teilweise zu kompensieren, dass sich bei einer weiteren Untersuchung der grösseren Stauseen wahrscheinlich einige Optionen als nicht machbar herausstellen werden.

Das hier geschätzte Potenzial und die Anzahl der Anlagen, die dafür auszubauen wären, sind ähnlich wie in früheren Studien *(Abschnitt 3.4).* In der vorliegenden Potenzialstudie liegen aber die meisten relativen Erhöhungsmasse zwischen 10 und 20 % *(Tabelle 4)* und sind somit grösser als in der Studie von *Schleiss (2012),* in welcher von Erhöhungen um 10 % ausgegangen wurde. Von den 26 Standorten für potenzielle Stausee-Ausbauten in *Bild 5* wurden 16 auch in *Schleiss (2012)* aufgelistet.

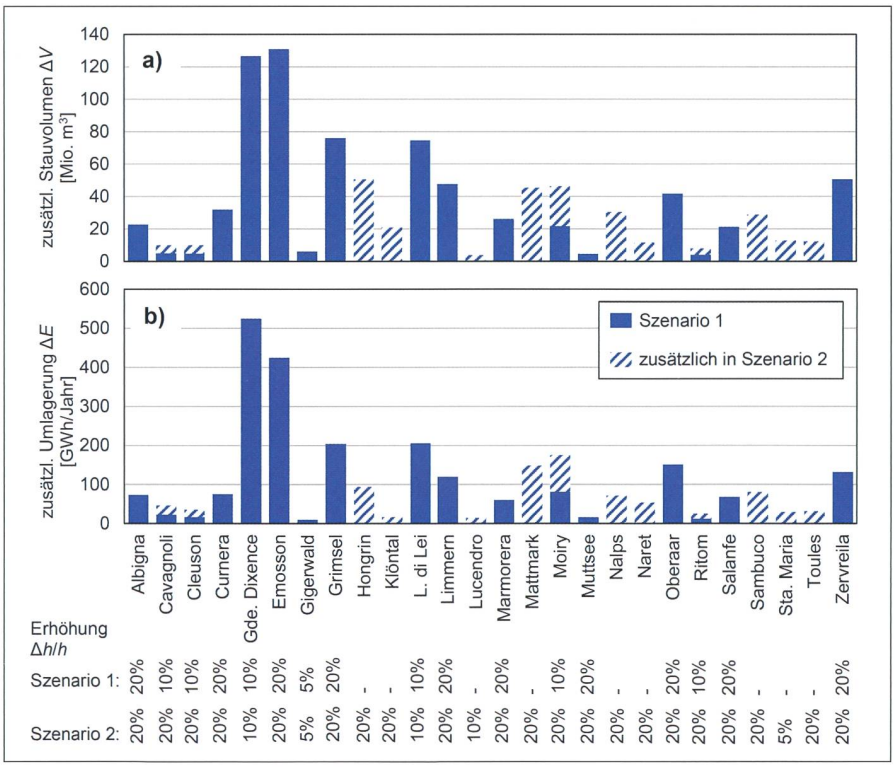

Bild 5: a) Zusätzliche Stauvolumen und b) zusätzlich in das Winterhalbjahr umlagerbare Elektrizitätsproduktion in den Szenarien 1 und 2 (26 Speicher mit bestehendem Nutzvolumen > 20 Mio. m^3 in alphabetischer Reihenfolge).

um $\Delta h/h=$	Anzahl Stauseen mit erhöhten Talsperren				ΔV [Mio m³]	ΔE [TWh/a]
	5 %	10 %	20 %	total		
Szenario 1	1	6	10	17	700	2.2
Szenario 2	2	3	21	26	950	2.9

Tabelle 4: Kennzahlen der Szenarien für Stausee-Ausbauten in der Schweiz.

5.2 Erhöhung der jährlichen Produktion

Beim Ausbau eines Stausees mittels Talsperrenerhöhung und Anheben des Stauziels nimmt die mittlere Fallhöhe der zugehörigen Kraftwerke zu. Diese Zunahme ist jedoch bei den meisten Anlagen in der Schweiz deutlich geringer als das relative Erhöhungsmass der Sperre, da die Fallhöhen deutlich grösser sind als die Sperrenhöhen. Würde die höchste Sperre (285 m für *Grande Dixence*) um 20 %, also um knapp 60 m erhöht, würde der Schwerpunkt des gespeicherten Wassers um schätzungsweise 40 m höher liegen. Bei einer mittleren Bruttofallhöhe von etwa 1800 m im bestehenden Zustand würde diese um gut 2 % zunehmen. Für die in den beiden oben beschriebenen Szenarien betrachteten Anlagen (mit geringeren Sperrenhöhen und einigen Erhöhungen unter 20 %, aber auch mit geringeren Fallhöhen) beträgt die Zunahme der Bruttofallhöhe im Mittel ebenfalls etwa 2 %.

Die jährliche Produktion der Speicherkraftwerke in der Schweiz beträgt 21.1 TWh/a (Mittelwert 2008–2018, *BFE, 2019a*). Unter der Annahme, dass etwa die Hälfte aller Stauseen in der Schweiz ausgebaut würde und dadurch die Fallhöhe der zugehörigen Kraftwerke im Mittel um 2 % zunähme, wird die dadurch verursachte Steigerung der jährlichen Elektrizitätsproduktion auf ca. 0.2 TWh/a geschätzt. Für die Erreichung der Ziele der «Energiestrategie 2050» ist hingegen ein Ausbau der Wasserkraftproduktion um 4.6 bis 9.1 TWh/a erforderlich *(Abschnitt 2.5)*. Ausbauten von Stauseen mittels Talsperrenerhöhungen können daher nur wenig zur direkten Steigerung der Jahresproduktion beitragen; zu diesem Zweck sind andere Massnahmen erforderlich. Indirekt ist der Ausbau der Speicherkapazität jedoch eine wichtige Voraussetzung für die Integration der zunehmenden intermittierenden Produktion «neuer» erneuerbarer Energien in Europa.

5.3 Saisonale Umlagerung

Über die letzten 10 Jahre produzierten die Schweizer Speicherwasserkraftwerke im Mittel 48 % im Winterhalbjahr. Wenn die Ausbauten der Stauseen in den Schweizer Alpen wie im Szenario 1 bzw. 2 (gemäss *Tabelle 4*) realisiert würden, könnte dieser Anteil auf 59 bzw. 62 % gesteigert werden *(Bild 6)*. Dabei wurde angenommen, dass die zusätzlichen Stauvolumen jedes Jahr voll genutzt werden, zusätzlich zur Umlagerung im bisherigen Ausmass *(Abschnitt 2.3)*. Weiter wurde in *Bild 6* das in der «Energiestrategie 2050» angestrebte leichte Wachstum der jährlichen Produktion der Speicherwasserkraftwerke (durch Optimierungen, Ausbauten mit zusätzlichen Zuflüssen und Neubauten) der Einfachheit halber vernachlässigt.

Mit einer um gut 2 TWh/a höheren Elektrizitätsproduktion im Winterhalbjahr könnte der jährliche Nettoimport im Winter, wenn er auf dem Niveau der letzten 10 Jahre bleibt (4.3 TWh gemäss *Abschnitt 2.1*), um etwa die Hälfte reduziert werden.

5.4 Wirtschaftlichkeit

Am wirtschaftlichsten sind Stausee-Ausbauprojekte mit grossen zusätzlichen Speicherpotenzialen und relativ geringem Anpassungsbedarf. Damit Energieversorgungsunternehmen solche Projekte wirtschaftlich begründen können, müsste die Preisdifferenz von Elektrizität in Zeiten grosser Nachfrage (typischerweise im Winter, an Werktagen, bei geringer Produktion aus Photovoltaik) gegenüber Zeiten mit geringer Nachfrage (typischerweise Sommer) im Mittel grösser sein als die Erhöhung der Gestehungskosten durch die zusätzliche Produktionsumlagerung. Derzeit sind diese Voraussetzungen in der Regel nicht gegeben bzw. es sind keine deutlichen Marktsignale erkennbar, und die Unsicherheiten betreffend zukünftiger Entwicklungen während Konzessionsdauern von bis zu 80 Jahren sind zu gross, um Stausee-Ausbauprojekte in Angriff zu nehmen (vgl. z. B. *Piot, 2014, Stalder, 2019b*).

Beim Ausbau einiger Stauseen sind Haupt- oder Nebenstrassen, die an der Talflanke wenige Meter über dem bestehenden Stauziel verlaufen, im Extremfall entlang der ganzen Seelänge anzupassen (Höherlegen oder in Tunnel). Dies kann dazu führen, dass die Kosten der Anpassungsarbeiten einen beträchtlichen Anteil der Gesamtprojektkosten ausmachen. Falls mit einer Strassenverlegung Verbesserungen mit einem Nutzen für die Allgemeinheit erreicht werden können (z. B. besserer Schutz vor Naturgefahren oder Landschaftsschutz), sollte auch eine teilweise Kostenbeteiligung durch Dritte geprüft werden.

Bei vielen potenziellen Stausee-Ausbauprojekten ist es im derzeitigen Marktumfeld nicht möglich, die Investitionen in der verbleibenden Restlaufzeit der Konzession zu amortisieren. Zur Sicherung von Investitionen über die Konzessionsdauer hinaus können Investitions- bzw. Amortisationsvereinbarung zwischen einem Kraftwerksbetreiber und dem heimfallberechtigten Gemeinwesen (in der Regel Kanton) abgeschlossen werden *(Art. 67 Abs. 4 des Wasserrechtsgesetzes, WRG)*. Damit ist nur der entsprechende Teil der Investitionen innerhalb der Restlaufzeit der Konzession zu amortisieren.

5.5 Realisierungsaussichten

Für die Planung und Realisierung eines Stausee-Ausbaus in der Schweiz können 15 Jahre erforderlich sein, wovon einige Jahre auf die Bauausführung entfallen. Dies erfordert einen langen Investitionshorizont

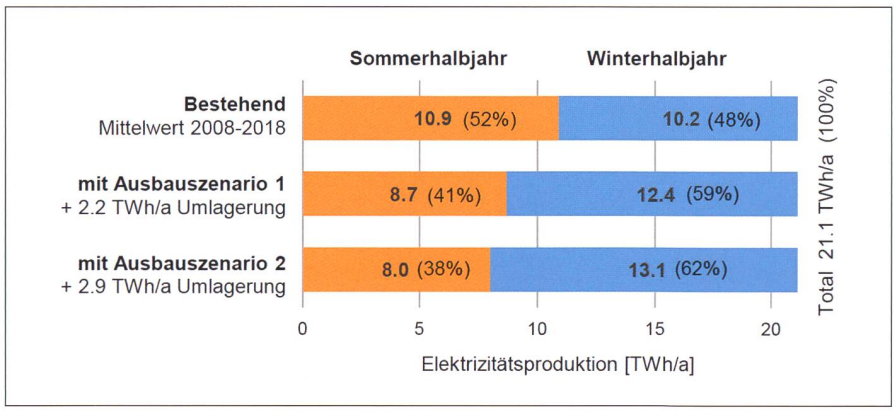

Bild 6: Verstärkte Umlagerung der Elektrizitätsproduktion aus Speicherwasserkraft auf das Winterhalbjahr mit den Stausee-Ausbauszenarien gemäss *Tabelle 4*.

und Vorinvestitionen in die Planung, um im Fall eines günstigeren Marktumfeldes ein Projekt baldmöglichst realisieren zu können. Es wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2035, für welches Zwischenziele der «Energiestrategie 2050» formuliert wurden, keine Stausee-Ausbauprojekte umgesetzt sein werden. Bis 2050 könnte ein Teil der hier aufgezeigten Optionen realisiert werden, wenn sich die energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entsprechend ändern und die Bevölkerung sowie die Umweltverbände den Ausbau von Wasserspeichern angesichts ihrer wichtigen Aufgaben akzeptieren.

5.6 Unsicherheiten

Die Resultate dieser Potenzialstudie sind aufgrund der generalisierten Herangehensweise mit Unsicherheiten behaftet. Während die Beurteilung bei einigen Kriterien (z. B. Umlagerungspotenzial in den Winter) auf berechneten Werten basiert, lässt sich z. B. der relative Aufwand weniger objektiv bewerten *(Fuchs et al., 2019).* Weiter ändern sich durch eine Verschiebung der Gewichtungen und der Klassengrenzen die Rangierung der Ausbauoptionen und das Umlagerungspotenzial. Die ermittelten Gesamtpunktzahlen stellen daher kein absolutes Mass dar, sondern dienen dazu, Speicher zu identifizieren, welche für einen Ausbau a priori besser geeignet sind als andere und nennenswert zur energiewirtschaftlichen Zielsetzung beitragen können.

6. Empfehlungen

Es wird empfohlen, in Machbarkeitsstudien – auch für ausgewählte Stauseen mit Nutzvolumen unter 20 Mio. m^3 im bestehenden Zustand (z. B. *Gries, Gebidem etc.*) und für andere relative Erhöhungsmasse als 5, 10 oder 20 % – folgende Aspekte mit zusätzlichen anlagespezifischen Grundlagen zu untersuchen bzw. zu berücksichtigen:

- zukünftige Zuflüsse und Wasserwirtschaft unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Klimawandels
- kantonale und kommunale Schutzgebiete sowie lokale Gegebenheiten
- Zustand und Verhalten der Talsperren
- Stabilität der Talflanken und Risiko von Massenbewegungen in den Stauraum
- bauliche Ausgestaltung und Dimensionierung der erforderlichen Anpassungen
- Produktionsausfälle infolge Betriebseinschränkungen während der Bauzeit
- Erstellen von Kostenschätzungen und Abklären von Förderbeiträgen
- Untersuchung der Wirtschaftlichkeit
- Untersuchung der Umweltauswirkungen
- Einbezug von Interessensvertretern

Weiter wird empfohlen, Stausee-Ausbauprojekte untereinander pro Flusseinzugsgebiet und mit den Schutz- und Nutzungsplanungen der Kantone zu koordinieren. Ausserdem sind auch neue Wasserkraftanlagen im periglazialen Umfeld *(vgl. Ehrbar et al., 2019),* die Abhängigkeiten beim Ausbau hydraulisch kommunizierender Seen (wie z. B. *Nalps* und *Santa Maria*) oder erforderlich werdende Sanierungen bzw. Neukonzessionierungen zu berücksichtigen.

Es ist zudem zu prüfen, in welchem Ausmass eine verstärkte saisonale Umlagerung der Abflüsse unterstrom von Speicherkraftwerken aus gewässerökologischer Sicht zulässig ist. Dabei sind die durch den Klimawandel zu erwartenden Veränderungen der Abflussregime und die Möglichkeiten zur Wasserabgabe aus grösseren Speichern in Trockenzeiten zu berücksichtigen.

Schliesslich wird empfohlen, Marktanreize bzw. Regelungen zur Förderung der Ausbauten der Stauseen weiterzuführen bzw. als Steuerungsinstrument entsprechend anzupassen.

7. Schlussfolgerungen

Mit den energiepolitischen und klimatischen Veränderungen in der Schweiz nimmt der Bedarf an saisonaler Speicherkapazität für elektrische Energie zu. Der Ausbau von Stauseen mittels Erhöhungen von Talsperren kann dazu beitragen, diesen Bedarf zu decken. Es wurde ein Vorgehen und ein Kriterienkatalog vorgeschlagen, mit welchem zahlreiche Ausbauoptionen systematisch und auf allgemein verfügbaren Grundlagen basierend in erster Näherung bewertet werden können.

Wenn von den 38 Stauseen mit einem Nutzvolumen von derzeit mindestens 20 Mio. m^3 in den Schweizer Alpen 17 bzw. 26 mittels Talsperrenerhöhungen zwischen 5 und 20 % ausgebaut würden, könnte ein zusätzliches Wasserspeichervolumen von 700 bzw. 950 Mio. m^3 geschaffen werden. So könnten mit den unterstrom liegenden Hoch- und Mitteldruckwasserkraftwerken 2.2 bzw. 2.9 TWh elektrische Energie pro Jahr zusätzlich vom Sommer- in das Winterhalbjahr umgelagert werden. Dies entspricht 25 bzw. 33 % des heutigen Energieäquivalents der Schweizer Stauseen (8.8 TWh). Damit würde die Elektrizitätsproduktion der Speicherwasserkraftwerke der Schweiz im Winterhalbjahr von 48 auf 59 bzw. 62 % gesteigert.

Die 2.2 bzw. 2.9 TWh/a stellen einen oberen Grenzwert für das Potenzial des Ausbaus bestehender Speicherseen dar. Es wird erwartet, dass sich bei der weiteren Ausarbeitung der Projekte zeigt, dass nicht das ganze oben genannte Potenzial realisiert werden kann, auch wenn dafür günstigere Rahmenbedingungen geschaffen würden. Wenn beispielsweise die zwei Ausbauoptionen mit dem höchsten energetischen Potenzial (*Grande Dixence* und *Emosson*) aus diversen Gründen nicht realisiert werden, sinkt das Umlagerungspotenzial auf 1.2 bzw. 1.9 TWh/a. Da in dieser Studie die zusätzlich in das Winterhalbjahr umlagerbare Energie (Kriterium «h») dreifach gewichtet wurde, erhielten viele Ausbauoptionen mit dem grössten hier untersuchten relativen Erhöhungsmass (20 %) die besten Bewertungen. In vielen Fällen dürften aber kleinere relative Erhöhungsmasse eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweisen. Mit kleineren Erhöhungsmassen ist das Umlagerungspotenzial entsprechend geringer und vergleichbar mit früheren Studien *(Abschnitt 3.4),* in denen mehrheitlich von Erhöhungen um rund 10 % bei einer ähnlichen Anzahl von Talsperren ausgegangen wurde.

Die geringe Zunahme der Fallhöhen um ca. 2 % infolge der moderaten Sperrenerhöhungen führt zu keiner nennenswerten Steigerung der Jahresproduktion. Bei der Frage um Stausee-Ausbauten ist weiter zu berücksichtigen, dass solche Projekte auch dem verstärkten Schutz vor Naturgefahren (vor allem Hochwasser) und der Bewässerung dienen können (Mehrzweckspeicher).

Mit 17 bzw. 26 Stauseen-Ausbauten in den beiden Szenarien müssten bei mehr als der Hälfte bzw. zwei Dritteln aller 38 grösseren Stauseen und an den betroffenen zugehörigen Anlagenteile Bauarbeiten ausgeführt werden, was nicht einfach umsetzbar ist. Da für die Realisierung solcher Projekte in unserem demokratischen und föderalistischen System 15 Jahre erforderlich sein können, wird empfohlen, Studien zum Ausbau bestehender Stauseen weiterzuverfolgen, um die vielversprechendsten Projekte baldmöglichst zu erkennen. Um die Ziele der «Energiestrategie 2050» zu erreichen und die Abhängigkeit von Elektrizitätsimporten im Winter zu reduzieren, ist bezüglich der Schweizer Wasserkraft eine Kombination von Optimierungen, Ausbauten und Neubauten erforderlich, die mittels entsprechender Anreize und Regelungen gesteuert werden kann.

Dank

Die Beiträge zum Thema dieser Studie von *M. Baumann, A. Emmenegger, J. Holland, A. Kasper, C. Parravicini, D. Vicari, R. Werlen, S. Wolf* und *H. Zimmermann* im Rahmen von Projektarbeiten sowie von *A. Leimgruber* und weiteren Studierenden im Rahmen von Masterarbeiten werden verdankt. Ein weiterer Dank geht an *Dr. H. Fuchs (VAW)* für die konstruktiven Besprechungen während der Erstellung des Beitrags von *Fuchs et al. (2019),* an *Dr. G. Guidati (SCCER-SoE)* für die Anregungen zur Auswertung von Kennzahlen von Talsperrenerhöhungsprojekten sowie an *Dr. M. Stähli (WSL)* für die Gedanken betreffend Mehrzweckspeicher. Die Arbeit von *D. Felix* wurde im Rahmen des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung – Strombereitstellung (Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity, SCCER-SoE) durch die Schweizerische Agentur für Innovationsförderung Innosuisse finanziell unterstützt.

Quellen:

Allet, B; Schleiss, A. (1990). Wasserkraft in der Schweiz: Ausbau, Möglichkeiten und Schranken. Schweizer Ingenieur und Architekt, 108(29): 804–810.

Axpo (2015). Ausbau des Kraftwerks Russein erfolgreich abgeschlossen. Medienmitteilung vom 18.06.2015. https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/medien-und-politik/medienmitteilungen.detail.html/medienmitteilungen/2015/ausbau-des-kraftwerks-russein-erfolgreich-abgeschlossen.html

BAFU, Bundesamt für Umwelt (2012). Auswirkungen der Klimaänderung auf Wasserressourcen und Gewässer. Synthesebericht zum Projekt «Klimaänderung und Hydrologie in der Schweiz» (CCHydro). Umwelt-Wissen Nr. 1217. https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/wasser/publikationen-studien/publikationen-wasser/auswirkungen-klimaaenderung-wasserressourcen-gewaesser.html

Baumann, M.; Emmenegger, A.; Kasper, A. (2018). Schweizerisches Speicherwasserkraftpotenzial infolge der Erhöhungen bestehender Talsperren in den Kantonen GL, GR und SG. Projektarbeit, VAW, ETH Zürich (unveröffentlicht).

Baumer, A. (2012). Innalzamento diga Luzzone: uno sguardo su 15 anni d'esercizio. Wasser Energie Luft 104 (3): 204–208. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_3_2012

Berger, C.; Weber, T.M.; Rabbani, D.H. (2013). Nachweis der Erdbebensicherheit der Staumauer Muslen. 13. D-A-CH Tagung für Erdbebeningenieurwesen und Baudynamik, Wien, Beitragsnr. 225.

BFE, Bundesamt für Energie (2019a). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/

BFE (2019b). Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftwerke, Medienmitteilung vom 14.02.2019. https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-74013.html

BFE (2019c). Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 01.01.2019. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html

Brenner, R. P. (2012). Technische Grundlagen zur Erhöhung von Schüttdämmen. Wasser Energie Luft 104(3): 220–227. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_3_2012

Brunner, M.; Gurung, A. B.; Speerli, J.; Kytzia, S.; Bieler, S.; Schwere, D.; Stähli, M. (2019). Beitrag von Wasserspeichern zur Verminderung zukünftiger Wasserknappheit? Wasser Energie Luft 111(3): 145–152. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_3_2019

Ehrbar, D.; Schmocker, L.; Vetsch, D.; Boes, R. (2019). Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz. Wasser Energie Luft 111(4): 205–212. https://issuu.com/swv_wel/docs/_wel_4_dezember_2019_issuu

EnFV. Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung) vom 01.11.2017, Stand am 01.01.2020 (SR 730.03).

ENG. Energiegesetz vom 30.09.2016, Stand am 01.01.2018 (SR 730.0).

Fuchs, H.; Felix, D.; Müller-Hagmann, M.; Boes, R. (2019). Bewertung von Talsperren-Erhöhungsoptionen in der Schweiz. WasserWirtschaft 109(5): 146–149. https://www.springerprofessional.de/bewertung-von-talsperren-erhoehungsoptionen-in-der-schweiz/16693072

GLAMOS (2018). Swiss Glacier Volume Change, release 2018, Glacier Monitoring Switzerland, doi:10.18750/volumechange.2018.r2018

GSchG. Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz) vom 24.01.1991, Stand am 01.01.2020 (SR 814.20).

Holland, J. C.; Wolf, S.; Zimmermann, H. (2018). Schweizerisches Speicherwasserkraftpotenzial infolge der Erhöhungen bestehender Talsperren in den Kantonen FR, NW, OW, UR, VD und VS. Projektarbeit, VAW, ETH Zürich (unveröffentlicht).

ICOLD (1994). Volume 3, Question 70. Transactions of the 18th ICOLD Congress in Durban; International Commission on Large Dams, Paris.

Jossen, L.; Björnsen Gurung, A. (2018). Möglichkeiten und Grenzen von Mehrzweckspeichern in der Schweiz und ihr Beitrag zur regionalen Resilienz. Wasser Energie Luft 110(2): 108–112. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_2_2018

Kühne, A. (1978). Charakteristische Kenngrössen schweizerischer Speicherseen. Geographica Helvetica Nr. 4: 191–199. https://doi.org/10.5194/gh-33-191-1978

Leimgruber, A. (2018). Schweizerisches Speicherwasserkraftpotenzial infolge der Erhöhungen bestehender Talsperren. Masterarbeit, VAW, ETH Zürich (unveröffentlicht).

Link, H. (1970). Speicherseen der Alpen – Bassins d'accumulation des Alpes. Wasser- und Energiewirtschaft (Schweiz. Wasserwirtschaftsverband, Zürich), Sonderheft 62(9): 242–358.

Lombardi, G. (1988). Querkraftbedingte Schäden in Bogensperren. Wasser Energie Luft 80(5/6): 119–126.

NHG. Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz vom 01.07.1966, Stand am 01.01.2017 (SR 451).

Parravicini, C.; Vicari, D.; Werlen, R. (2018). Schweizerisches Speicherwasserkraftpotenzial infolge der Erhöhungen bestehender Talsperren in den Kantonen BE, TI und SZ. Projektarbeit, VAW, ETH Zürich (unveröffentlicht).

Piot, M. (2014). Bedeutung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für die Energiestrategie 2050 der Schweiz. Wasser Energie Luft 106(4): 259–265. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel-4-2014_a4_datei

Schaefli, B.; Manso, P.; Fischer, M.; Huss, M.; Farinotti, D. (2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. Renewable Energy 132: 616–627. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104

Schleiss, A. (2012). Talsperrenerhöhungen in der Schweiz: Energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen. Wasser Energie Luft 104(3): 199–203. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_3_2012

SCCER-SoE (2019). Climate change impact on Swiss hydropower production: synthesis report. Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity. Zurich, Switzerland. http://static.seismo.ethz.ch/sccer-soe/Reports/Synth_Rep_Climate_change_impact_on_Swiss_hydropower_production_lowres.pdf

Schweiz. Baublatt (1990). Staumauer des Stausees von Mauvoisin VS wird erhöht. 57/58: 2–4.

Schweizerisches Talsperrenkommittee, STK (2019). Liste der Schweizer Talsperren (unvollständig). http://www.swissdams.ch/de/les-barrages/liste-des-barrages-suisses

Stalder, H. (2019a). Die Schweiz braucht mehr Kraftwerke für den Winter. Neue Zürcher Zeitung 06.06.2019.

Stalder, H. (2019b). Wo mit der Gletscherschmelze aus neuen Gletscherseen Stauseen werden könnten – und warum keiner sie bauen will. Neue Zürcher Zeitung 20.09.2019.

StromVG. Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz) vom 23.03.2007, Stand am 01.06.2019 (SR 734.7).

Vallotton, O. (2012). Surélévation du barrage de Vieux Emosson. Wasser Energie Luft 104(3): 209-215. https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_3_2012

van Vuuren, D. P.; Edmonds, J.; Kainuma, M.; Riahi, K.; Thomson, A.; Hibbard, K.; Hurtt, G. C.; Kram, T.; Krey, V.; Lamarque, J.-F.; Masui, T.; Meinshausen, M.; Nakicenovic, N.; Smith, S. J.; Rose, S. K. (2011). The representative concentration pathways: an overview. Climatic Change 109 (1): 5. doi: 10.1007/s10584-011-0148-z.

WRG. Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz) vom 22.12.1916, Stand am 01.01.2020 (SR 721.80).

Zekollari, H.; Huss, M.; Farinotti, D. (2019). Modelling the future evolution of glaciers in the European Alps under the EURO-CORDEX RCM ensemble. The Cryosphere 13 (4): 1125-1146. https://doi.org/10.5194/tc-13-1125-2019

Autoren:

Dr. David Felix, Dr. Michelle Müller-Hagmann, Prof. Dr. Robert Boes
Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich
Hönggerbergring 26, 8093 Zürich
felix@vaw.baug.ethz.ch