Energie
Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Synthese

Wasserkraft und Markt

Wasserkraft und Markt

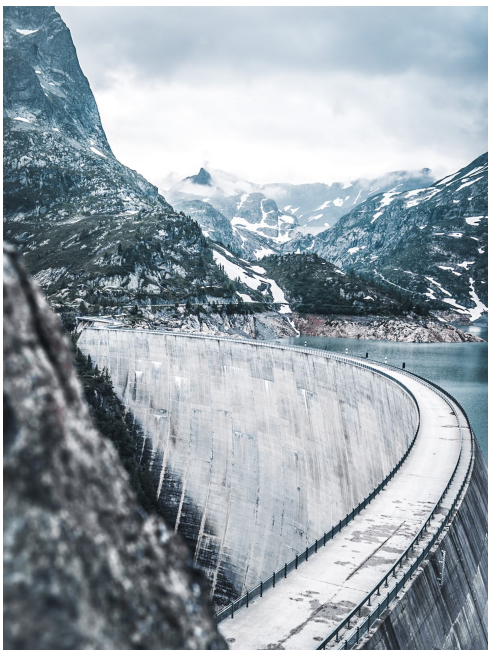
Die Wasserkraft ist heute die mit Abstand wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Fragen nach dem Beitrag der Wasserkraft zur Transformation des Energiesystems und deren künftiger Einbettung in das Energiesystem kommt hohe Bedeutung zu. Der Schwerpunkt fasst die Ergebnisse der verschiedenen NFP-70- und NFP-71-Forschungsprojekte, die sich mit unterschiedlichsten technischen und ökonomischen Aspekten der künftigen Wasserkraftnutzung beschäftigen, zusammen und formuliert Empfehlungen für die weitere Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz.

1. Neues Potenzial – neue Herausforderungen

Wasserkraftwerke müssen künftig noch mehr Strom produzieren. Bei schmelzenden Gletschern könnten neue Stauseen entstehen, und auch die Erhöhung von Staumauern birgt Potenzial. Allerdings leidet die Branche wirtschaftlich. Es braucht neue ökonomische Ansätze – und gleichzeitig mehr Ökologie.

Finanzierung # Energiebereitstellung

1.1. Kernbotschaften



Wasserkraft soll wirtschaftlich betrieben werden und gleichzeitig die Anliegen des Natur- und Landschaftsschutzes angemessen berücksichtigen. Daraus ergeben sich folgende Kernbotschaften, die aus den Forschungen des NFP Energie abgeleitet wurden:

1. Im periglazialen[1] Umfeld besteht ein beachtliches Potenzial für neue Speicherseen. In vielen Fällen gibt es für dessen Nutzung aber einen Zielkonflikt zwischen Naturschutz- und Landschaftsschutz auf der einen und der Stromproduktion auf der anderen Seite.
2. So, wie die Vorschriften zu den Restwassermengen in Flüssen unterhalb von Stauanlagen und alpinen Wasserfassungen derzeit umgesetzt werden, kann die Biodiversität in den Restwasserstrecken nicht immer erhalten und kaum verbessert werden.
3. Heute sind die Wasserzinsen an die konzessionierte Produktionskapazität gekoppelt und nicht an den erwirtschafteten Ertrag. Es braucht ein Modell, das den veränderten Marktverhältnissen angepasst ist und Transparenz gewährleistet. Die neue Regelung muss flexibel sein und sich an den Erträgen aus der Wasserkraft orientieren.
4. Projekte im Bereich der Wasserkraft betreffen stets eine Vielfalt von Aspekten: technische, ökonomische, ökologische und gesellschaftspolitische. Sie lassen sich leichter umsetzen, wenn alle Stakeholder schon bei Beginn der Planung einbezogen werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Im Umfeld von schmelzenden Gletschern gelegen

1.2. Schlüsselempfehlungen

Potenzial für neue Stauseen im periglazialen Umfeld prüfen!

Stauseen unterhalb sich zurückziehender Gletscher könnten die Stromproduktion in der Schweiz gemäss Schätzungen um ungefähr 3% erhöhen. Etwa die Hälfte davon könnte zur saisonalen Speicherung und damit zur Stromproduktion im Winter beitragen.

Bei neuen Wasserkraftprojekten einen Stakeholder-Dialog mit integrierter Nachhaltigkeitsprüfung führen!

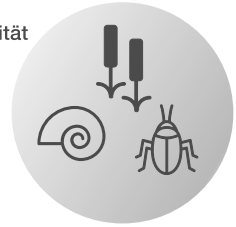
Flexible und ertragsabhängige Wasserzinsen werden heute als marktgerechter eingestuft als fixe Maximalwerte, die nur von der Leistung – also nicht vom tatsächlich produzierten Strom – abhängen.

Wasserzinsen nach Erträgen ausrichten!

Flexible und ertragsabhängige Wasserzinsen werden heute als marktgerechter eingestuft als fixe Maximalwerte, die nur von der Leistung – also nicht vom tatsächlich produzierten Strom – abhängen.

Mit neuen Massnahmen die Biodiversität wiederherstellen und erhalten!

Das Gewässerschutzgesetz von 1992 lässt den Kantonen einen beachtlichen Ermessensspielraum bei der Bewertung wirtschaftlicher Interessen und der Anwendung von Ausnahmeregelungen.



Aus der Sammlung von Empfehlungen, die aus dieser Synthese abgeleitet wurden, hat die Programmleitung des NFP Energie mit Hilfestellung der Echogruppe vier Schlüsselempfehlungen ausgewählt, die im Hinblick auf die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 von hoher Relevanz sind.

- **Potenzial für neue Stauseen im periglazialen Umfeld prüfen!** Stauseen unterhalb sich zurückziehender Gletscher könnten die Stromproduktion in der Schweiz gemäss Schätzungen um ungefähr 3 Prozent erhöhen. Etwa die Hälfte davon könnte zur saisonalen Speicherung und damit zur Stromproduktion im Winter beitragen. Dies geht aus einer Untersuchung der ETH Zürich hervor, die aus den grundsätzlich infrage kommenden Standorten jene 7 identifiziert hat, die sich am besten für neue Stauseen eignen. Deren theoretische Speicherkapazität beträgt 1,3 TWh; das entspricht 14 Prozent der Speicherkapazität der heutigen Stauseen. Kompromisse mit dem Natur- und Landschaftsschutz müssen geprüft werden.

- **Mit neuen Massnahmen die Biodiversität wiederherstellen und erhalten!** Das Gewässerschutzgesetz von 1992 lässt den Kantonen einen gewissen Ermessensspielraum bei der Bewertung wirtschaftlicher Interessen und der Anwendung von Ausnahmeregelungen. Eine nur moderate Umsetzung der Vorschriften zu den Restwassermengen in Flüssen unterhalb von Stauanlagen ist gemäss den Forschungsresultaten aber zu wenig geeignet, die Biodiversität in geregelten Gewässern wiederherzustellen und zu erhalten[1]. Das konsequente Einhalten einer natürlichen Abflussdynamik und gelegentliche, natürliche oder künstlich ausgelöste Hochwasser sowie ein geeignetes Geschiebemanagement sind Voraussetzung für den Erhalt der Biodiversität. Das Gewässerschutzgesetz ermöglicht den Kantonen und dem Bundesrat grundsätzlich, umweltfreundliche Lösungen durchzusetzen – etwa mit Ausgleichsflächen[2].

- **Wasserzinsen nach Erträgen ausrichten!** Flexible und ertragsabhängige Wasserzinsen werden heute als marktgerechter eingestuft als fixe Maximalwerte, die nur von der Bruttoleistung – also nicht vom tatsächlich produzierten Strom – abhängen. Es sollen deshalb flexible, ertragsabhängige Wasserzinsen eingeführt werden, die gemäss den Prinzipien der Gewinn- und Verlustverteilung («revenue sharing») zwischen den Ressourceneigentümern – also den Gemeinden – und den Kraftwerksbetreibern gestaltet sind. Dazu ist eine völlige Transparenz der Ertragszahlen nötig. Regionalpolitische und regionalwirtschaftliche Aspekte sollen ebenfalls berücksichtigt werden.
- **Bei neuen Wasserkraftprojekten einen Stakeholder-Dialog mit integrierter Nachhaltigkeitsprüfung führen!** Projekte im Zusammenhang mit dem Bau oder der Erneuerung von Kraftwerken, aber auch Vorhaben wie die Neuregelung des Wasserzinses oder die Vergabe von Konzessionen werden mit allen Anspruchsgruppen in einem gemeinsamen Planungsprozess vorbereitet, die Interessen werden gegenseitig abgewogen. Die einzelnen Kriterien werden von Experten bewertet, die «trade-offs» erarbeiten hingegen die Anspruchsgruppen.

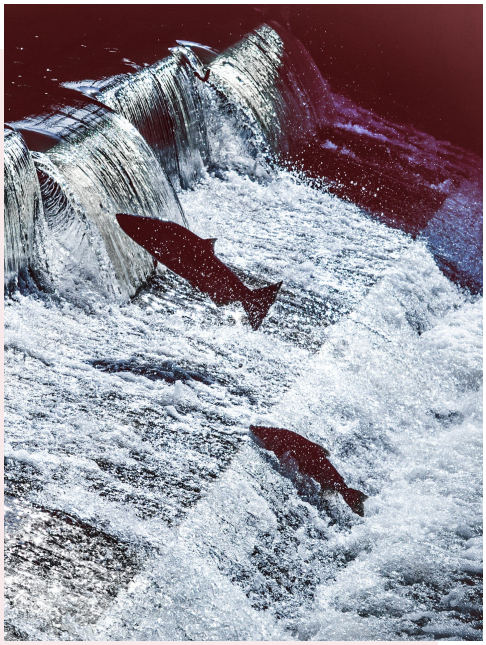
Anmerkungen und Referenzen

1 Wird die Motion Rösti, die der Bundesrat unterstützt, vom Parlament angenommen, gilt als zu erhaltender Zustand eines Gewässers der Zustand, den es beim Einreichen des Gesuchs für die Konzessionserneuerung hatte – und nicht der ursprüngliche Zustand vor der Nutzung der Wasserkraft. https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20133883

2 «Bundesrat genehmigt Schutz- und Nutzungsplan für Meiringen-Hasliberg.». https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76061.html

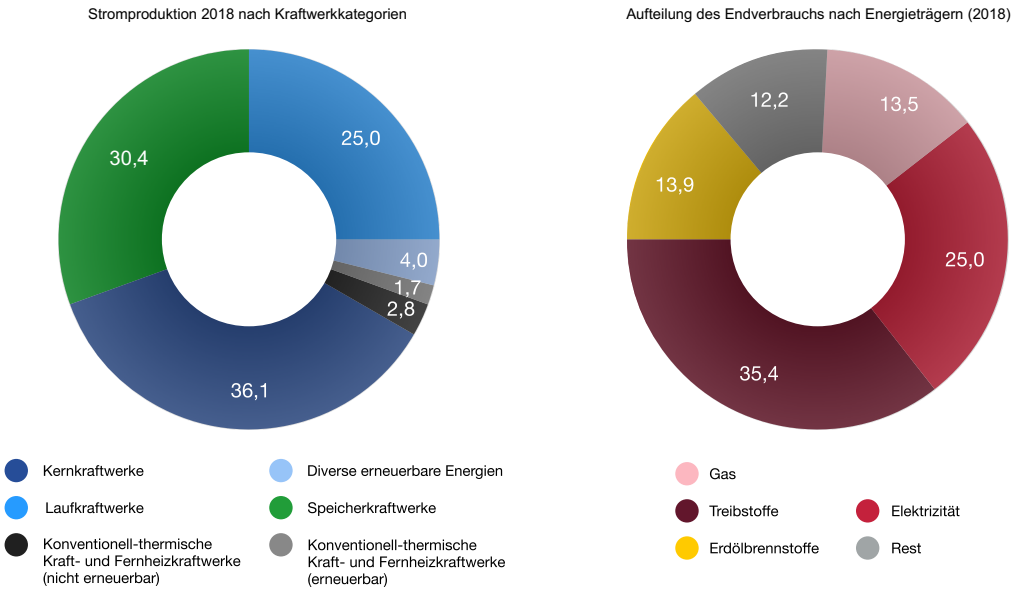
2. Hoffnungsträgerin Wasserkraft

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 will der Bundesrat den Strom, den bislang Kernkraftwerke produzierten, durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Importe ersetzen. Auch die Wasserkraft soll einen zusätzlichen Beitrag leisten – denn sie ist kostengünstig und klimafreundlich. Der Ausbau ist aber aus politischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gründen anspruchsvoll.



Ressourcen

2.1. Die wichtigste Stromquelle der Schweiz



Gesamtenergiestatistik, Stromproduktion nach Kraftwerkkategorien. *Quelle: Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018*

Stromerzeugung durch Wasserkraft ist kostengünstig, effizient sowie grundsätzlich klima- und umweltfreundlich. Sie liefert sowohl Band- wie Spitzenenergie, ist praktisch frei von klimaschädigenden Treibhausgasen, weist eine sehr gute Gesamtökobilanz über den Lebenszyklus auf und bleibt vom Weltmarkt der fossilen Energieträger unberührt.

Dank ihrer Topografie und den beträchtlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen bietet die Schweiz ideale Bedingungen für die Nutzung der Wasserkraft. Wasserkraft ist denn auch die wichtigste Stromquelle der Schweiz – und der wichtigste einheimische Energielieferant.[1 2 3] Die mittlere jährliche Produktionserwartung liegt bei 36 TWh; die Höchstleistung beträgt etwa 10 GW.[4] Damit deckt die inländische Wasserkraft etwas mehr als einen Achtel des Gesamtenergieverbrauchs, etwa 57 Prozent des Strombedarfs und 96 Prozent der erneuerbaren Stromproduktion.[5]

Am 1. Januar 2018 waren in der Schweiz 650 Lauf- und Speicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von jeweils mindestens 0,3 MW in Betrieb.[6] Über 50 Stauseen in der Schweiz weisen ein Volumen von mindestens 10 Mio. m^3 auf. Sie liegen fast alle im Alpenraum. Während es beim Bau dieser Kraftwerke nur wenige oder gar keine Gesetze zum Schutz der Umwelt gab, sieht sich die Wasserkraft heute stärker mit den Ansprüchen des Umweltschutzes konfrontiert. Dies begrenzt das Ausbaupotenzial deutlich.

Anmerkungen und Referenzen

1 «Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft», R. Pfammatter und M. Piot, «Wasser Energie Luft», 106. Jahrgang/Heft 1, 2014, CH-5401 Baden
2 «Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz», BFE, 12. Dezember 2012
3 Storymap «Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz»
4 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017, Bundesamt für Energie
5 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017, Bundesamt für Energie
6 admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-70623.html

Markt

2.2. Auch volkswirtschaftlich bedeutsam

Die Wasserkraft produziert rund 60 Prozent unseres Stroms. Für die Volkswirtschaft ist sie generell sehr bedeutend. Ihre Bruttowertschöpfung wird auf CHF 2,5 Mrd. pro Jahr geschätzt, und sie sichert rund 6000 Vollzeitstellen, auch in strukturschwachen Regionen.[1] Die Wasserzinsen, welche die Gebirgsgemeinden und -kantone für die Nutzung der Wasserkraft erhalten, belaufen sich auf CHF 500 Mio. pro Jahr. Sie sind für die Empfänger ausserordentlich wichtig und gegenwärtig Gegenstand politischer Debatten.

Anmerkungen und Referenzen

1 Rütter und Partner et al., «Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz», 2013

Ressourcen

2.3. Bedeutung der Wasserkraft in der Energiestrategie 2050

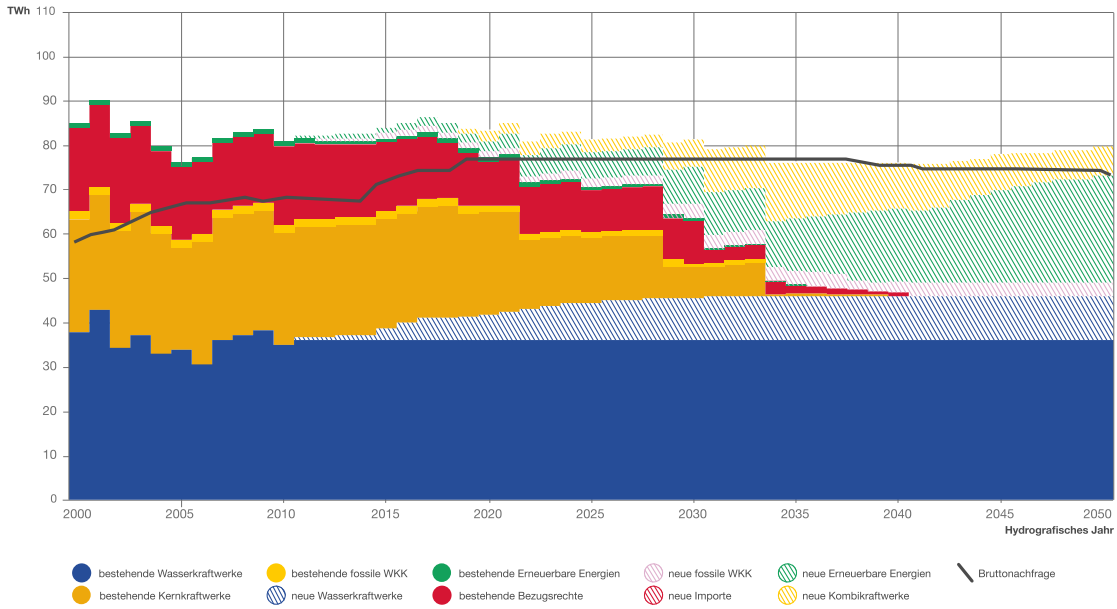


Diagramm zur Vision der Stromproduktion in der Energiestrategie 2050. *Quelle: Schweizerischer Bundesrat, Faktenblatt 2 zum Energiepaket 2050 vom 18. April 2012*

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 will der Bundesrat den Strom, den bislang Kernkraftwerke produzierten, durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Importe ersetzen.[1 2] Es ist vorgesehen, Photovoltaik und Windkraft stark auszubauen, aber auch die Wasserkraft soll einen zusätzlichen Beitrag leisten.

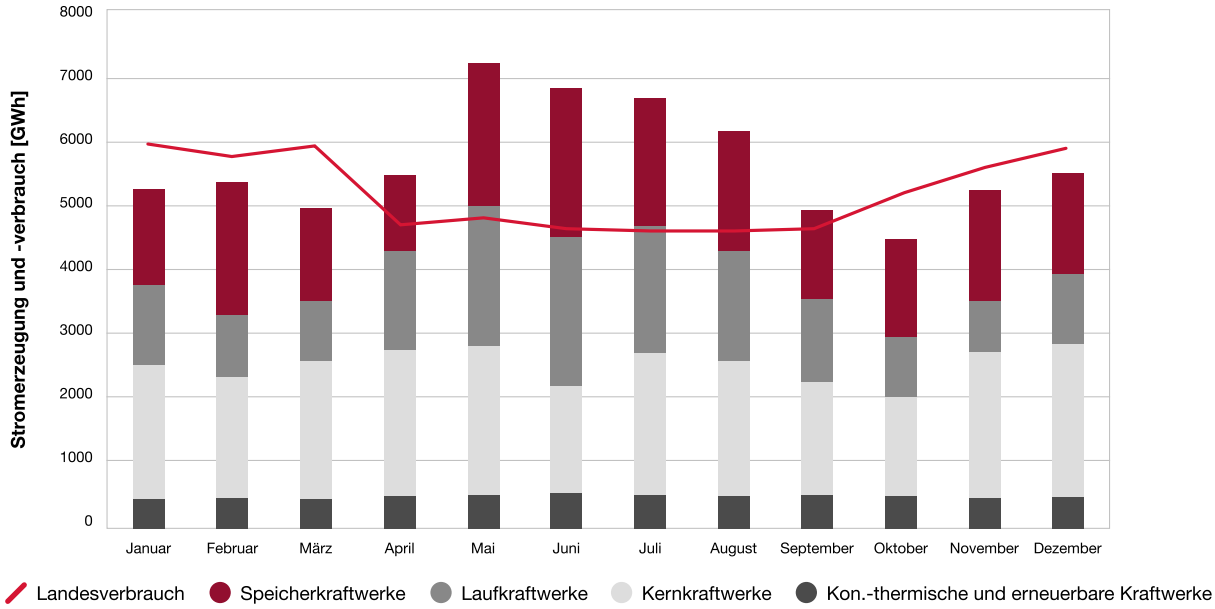
Die Stromgewinnung durch Wasserkraft kann in der Schweiz gemäss BFE um 1,5 bis 3,2 TWh/a ausgebaut werden, was etwa 4 bis 9 Prozent der durchschnittlichen Produktion entspricht. Diese Potenziale umfassen Neu- und Umbauten sowie Erweiterungen von Wasserkraftwerken. Abgezogen wurden 1,4 TWh/a infolge neuer Restwasserbestimmungen. Eine Studie des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbands schätzt die Stromeinbussen bis 2050 infolge der Umsetzung des Gewässerschutzgesetzes deutlich höher ein, nämlich auf 2,3 TWh/a bis 6,4 TWh/a – je nach Interpretation des Gesetzes somit zwischen 6 und 18 Prozent der aktuellen Wasserkraftproduktion.[3 4]

Anmerkungen und Referenzen

1 www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.html
2 «Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft», R. Pfammatter und M. Piot, «Wasser Energie Luft», 106. Jahrgang/Heft 1, 2014, CH-5401 Baden
3 www.swv.ch/wp-content/uploads/2018/11/Kurzfassung-Studie-Energieeinbussen_lq.pdf
4 Die zu erwartenden Verluste durch die Umsetzung der Restwasserbestimmungen werden zurzeit vom Bundesamt für Energie (BFE) neu berechnet.

Europa / EU # Energiebereitstellung

2.4. Stromimporte nehmen zu – sind aber langfristig nicht garantiert



Stromerzeugung und -verbrauch pro Monat 2018. *Quelle: Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018*

Der Eigenversorgungsgrad der Schweiz war bisher gekennzeichnet durch eine ausgeglichene Energiebilanz über das Jahr, bei einem sommerlichen Export- und einem winterlichen Importüberschuss. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie gehen in der Schweiz 3,3 GW Bandleistung und jährlich 20 bis 25 TWh Energie verloren.[1] Kraftwerkskapazität und Spitzenleistung für den Inlandverbrauch reichen dann zwar immer noch, während des Winterhalbjahrs wird die Situation aber problematisch.

Deshalb rückt der Stromimport im Winterhalbjahr immer mehr in den Fokus – denn in den letzten Jahren musste die Schweiz im Winter derart viel Strom importieren, dass sie netto zum Stromimportland wurde. Wegen des Ausfalls der Kernkraftwerke Beznau I und Leibstadt entsprachen die Nettoimporte im Winter 2016/2017 rund 18 Prozent des Jahresverbrauchs. Studien[2 3] zeigen, dass die Schweiz künftig immer stärker von Importen abhängig sein wird. Bis 2025 könnte es nach Berechnungen der ElCom – und je nach Laufzeit der Kernkraftwerke – nötig werden, im Winter 4 bis 7 TWh Strom zu importieren. Das entspricht 7 bis 12 Prozent des Jahresverbrauchs.

Vorläufig sind Stromimporte aus den Nachbarländern möglich, und laut einer Studie[4] kann die Schweiz Lücken bei der Stromproduktion bis 2030 grundsätzlich durch Importe ausgleichen. Die Situation wird aber kritisch, wenn zum Beispiel Deutschland nicht nur aus der Kernenergie, sondern auch aus der Kohlestromproduktion aussteigt – was bis 2038 geplant ist.[5] Es stellt sich also besonders die Frage nach zusätzlichen saisonalen Speichern für eine erhöhte inländische Stromproduktion im Winter.

Der Bundesrat will darauf mit einer Revision des Stromversorgungsgesetzes[6] für die Zeit nach 2020 reagieren. Sie ist bereits in der Vernehmlassung. Wichtige Eckpunkte der Vorlage sind:

- Der Strommarkt wird vollständig liberalisiert;
- die Versorgungssicherheit wird mit einer strategischen Speicherreserve erhöht;
- die Netznutzung wird optimiert – z. B. mit einem finanziellen Anreiz, Spitzen zu vermeiden;
- ab 2025 gilt ein neues, flexibles Wasserzinsmodell; die alte Regelung ist bis 2024 in Kraft.

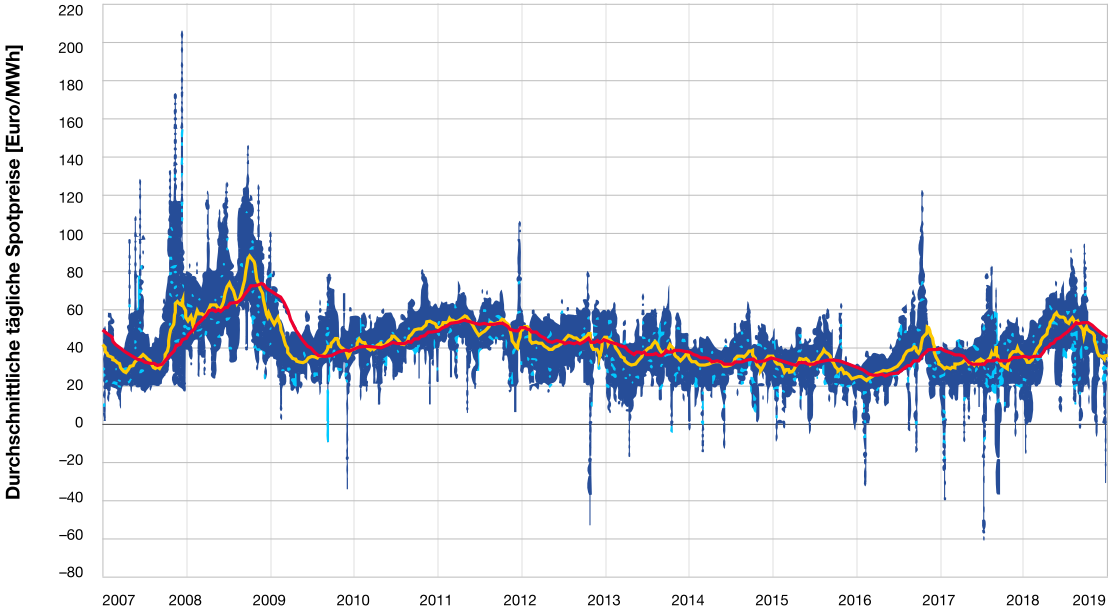
Anmerkungen und Referenzen

1 Elektrizitätsstatistiken der Schweiz, Bundesamt für Energie
2 Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, «System Adequacy 2025», 31. Mai 2018 BFE, «SACH_Bericht», 2017.10.18D
3 ElCom, H. Bhend, Präsentation Studiengruppe Energieperspektiven, März 2019, Baden.

4 Modellierung der System Adequacy in der Schweiz, BFE, 27. Okt. 2017
5 www.wiwo.de/politik/deutschland/nach-21-stunden-sitzung-deutschland-soll-spaetestens-2038-aus-der-kohle-aussteigen/23912932.html
6 «Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)», Gesetzesentwurf und Vernehmlassungsvorlage vom Oktober 2018

Markt # Liberalisierung / Marktöffnung

2.5. Strommarkt im Wandel



Die Grosshandelspreise für Grundlast-Strom (Baseload) an der Börse in Leipzig sind zwischen 2009 und 2018 von ca. CHF 70/MWh auf CHF 20–40 gefallen. Seither haben sie sich wieder leicht erholt. Gelb: 50-Tagelinie; rot: 200-Tagelinie (gleitender Durchschnitt) *Quelle: www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html*

Der europäische Strommarkt beeinflusst die Strompreise in der Schweiz stark. In den letzten Jahren ist er in Bewegung geraten.[1] [2] Die Grosshandelspreise[3] sind massiv unter Druck geraten – und damit auch die Preise für die Schweizer Wasserkraft[4]. Gründe für den Preiszerfall sind Überkapazitäten in Europa sowie tiefe CO_2- und Kohle-Preise. Die Überkapazitäten sind eine Folge des starken subventionierten Ausbaus der Photovoltaik und der Windkraft; die tiefen CO_2-Preise haben mit dem Überangebot von Emissionszertifikaten zu tun.

Die Folgen des Preiszerfalls sind vielfältig. Strom aus Photovoltaik und Wind führt nicht nur zu tiefen Grosshandelspreisen, sondern wegen des «Merit-Order-Effekts» auch zu weniger Verkaufsvolumen aus konventionellen Kraftwerken. Weiter werden die Strompreise auch im Tagesverlauf verändert. Vor allem fallen die grossen Preisdifferenzen praktisch weg, die früher zwischen den Peak- und Off-Peak-Stunden deutlich zum Handelsgewinn beitrugen.

Die tieferen Preise haben Umsatz und Gewinn für die Schweizer Wasserkraft schrumpfen lassen. Das hat Folgen: Ungenügende Renditen gefährden die für die Zukunft nötigen Investitionen in den Neubau und die Renovation von Wasserkraftanlagen; und sie lösen politische Diskussionen über die künftigen Marktentwicklungen und die staatliche Unterstützung aus. Im Vordergrund stehen die Fragen der vollständigen Liberalisierung, der Neuregelung des Wasserzinses und – übergeordnet – der künftigen Beziehung der Schweiz zu Europa inklusive Stromabkommen. Diese wird in den Projekten «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»[5] und «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»[6] ausführlich diskutiert.

Die vollständige Liberalisierung als Voraussetzung für ein Stromabkommen mit der EU würde auch jene Stromproduzenten treffen, die den gebundenen Stromkunden heute noch kostendeckende Preise verrechnen können. Die in Weisungen festgelegten Gestehungskosten können von der ElCom geprüft werden.[7] Ein Stromabkommen, das den Ausschluss der Schweiz aus dem grenzüberschreitenden Handel verhindert, ist jedoch abhängig von einem Rahmenvertrag mit der EU.

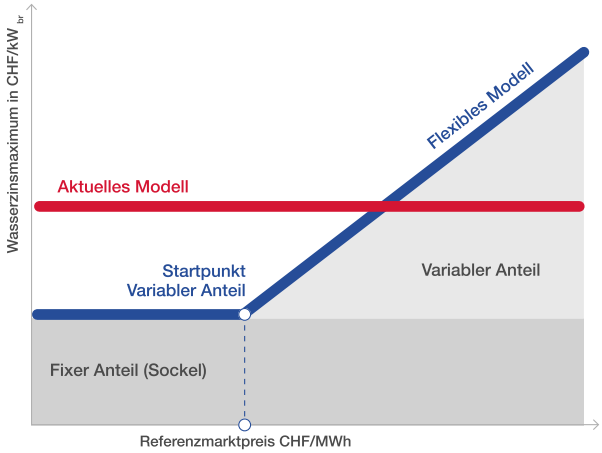
Anmerkungen und Referenzen

1 https://www.sccer-crest.ch/fileadmin/FILES/Datenbank_Personen_Projekte_Publikationen/Publications/White_Papers/White_Paper_5_Strommarktdesign_final.
2 https://www.researchgate.net/publication/321304488_Wasserkraft_Wiederherstellung_der_Wettbewerbsfahigkeit
3 P. Hettich et al., Strommarkt 2030, Schriften zum Energierecht, Dike Verlag AG, Zürich / St. Gallen, 2017
4 Zwischen 2017 und 2019 haben sich die Grosshandelspreise für Grundlaststrom wieder etwas erholt.
5 Projekt «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»
6 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»

7 Die ElCom ist die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich.

Markt # Preis

2.6. Tiefe Strompreise: Nicht alle sind gleich betroffen



Schema eines flexiblen Wasserzinsmodells. *Quelle: Bundesamt für Energie, Eckwerte für ein mögliches flexibles Wasserzinsmaximum – Bericht zuhanden der UREK-N, 14. Dez. 2018*

2012 lag der Strompreis für Baseload an der Strombörse EEX[1] noch bei ca. 6 cts/kWh; 2016/2017 erreichte er mit 2 cts/kWh seinen tiefsten Stand. In der Zwischenzeit hat sich der Preis wieder etwas erholt, er liegt aber für die Schweiz mit ca. 5 Rp./kWh noch immer im Bereich der mittleren Produktionskosten der Wasserkraft von 5,6 Rp./kWh.

Nicht alle Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind von der Entwicklung gleich stark betroffen.[2] Eine neue Studie des Bundesamts für Energie[3] zeigt anhand der an die öffentliche Hand geleisteten Beiträge – Dividenden, Wasserzinsen und Steuern – Folgendes:

- Der aggregierte Umsatz von Alpiq und Axpo, den beiden Grossen der Schweizer Stromwirtschaft, halbierte sich beinahe. Wertberichtigungen und tiefe Strommarktpreise drückten stark auf den Reingewinn.
- Beim Rest der Branche entwickelten sich Umsatz und Gewinn tendenziell positiv. Strom konnte günstig eingekauft werden, während die belieferten Kunden – vor allem Kleinkunden in der Grundversorgung – einen Strompreis bezahlen mussten, der die Kosten und eine Gewinnmarge deckte.
- Die Gewinnausschüttungen an die Kantone reduzierten sich um knapp 40 Prozent. Den grössten Rückgang verzeichneten die Mittellandkantone mit über 10 Prozent Beteiligung an Axpo und Alpiq.

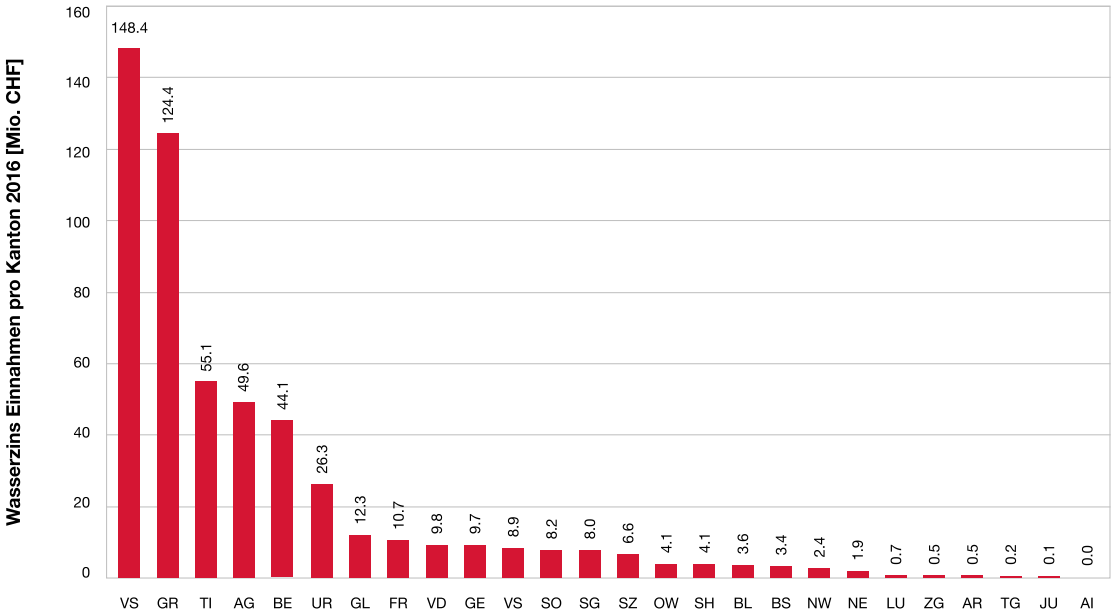
Stromproduzenten und Politik ringen darum, wie die Wasserkraft wieder konkurrenzfähig wird. Im Fokus stehen dabei die Revision des Stromversorgungsgesetzes und die Koordination mit der EU durch ein Stromabkommen. Zur Diskussion stehen Kosteneinsparungen, Subventionen für die Grosswasserkraft und vor allem eine neue Regelung des Wasserzinses.

Anmerkungen und Referenzen

1 www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html
2 nzzas.nzz.ch/wirtschaft/schweizer-kraftwerke-machen-oft-gewinn-wasserkraft-lohnt-sich-ld.1475025
3 «Wirtschaftliche Situation von EVU im Zeitverlauf», BFE, 2017

Markt # Kosten / Nutzen

2.7. Wasserzins, Konzessionen und kantonale Finanzen



Überblick über die Einnahmen der Kantone aus den Wasserzinsen 2016. Die Gebirgskantone Wallis und Graubünden sind mit deutlich über CHF 100 Mio. die grössten Empfänger: Tessin, Aargau, Bern und Glarus nehmen zwischen CHF 26 und 55 Mio. pro Jahr ein. *Quelle: Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»*

Der Wasserzins ist ein Entgelt der Stromproduzenten an die Gebirgskantone und -gemeinden für die Nutzung ihrer Wasserressourcen. 2015 betrug er etwa CHF 560 Mio. Vielerorts machen die Wasserzinsen einen bedeutenden Anteil der Einnahmen aus – im Kanton Uri, der den höchsten prozentualen Anteil aufweist, etwa einen Viertel der kantonseigenen Einnahmen.

Die Wassernutzung zur Stromerzeugung wird von den Kantonen bewilligt; der Bund kann jedoch Regeln festlegen und verändern und zum Beispiel einen Höchstsatz für den Wasserzins festlegen. Heute ist der Wasserzins an die Bruttoleistung[1] eines Kraftwerks gebunden, unabhängig von der Ertragslage. Gegenwärtig läuft der politische Prozess zur Neuregelung des Wasserzinses. Die vom tiefen Strompreis betroffenen Produzenten sollen entlastet werden. Sie sollen wie in der Vergangenheit einen Ertrag erwirtschaften können – denn nur dann können sie den Eigentümerinnen und Eigentümern, etwa den Mittellandkantonen, Dividenden abliefern und auch jene Investitionen tätigen, die der Schweiz die elementar wichtige Stromgewinnung aus Wasserkraft langfristig erhalten.

Verschiedene Varianten einer Reform werden diskutiert. Sie reichen von der Abschaffung des Wasserzinses über die Weiterführung mit reduziertem Abgabesatz bis zur Flexibilisierung, bei welcher der Zins an die Ertragslage eines Kraftwerks gekoppelt würde.

Weil sich noch keine Lösung abzeichnet, haben Bundesrat und Parlament beschlossen, das Maximum des Wasserzinses bis Ende 2024 unverändert bei CHF 110 pro kW zu belassen. So bleibt Zeit, die neue Regelung zu erarbeiten.

Eine neue Regelung ist wichtig, weil die Schweizer Unternehmen und die Politik ohne ein Stromabkommen mit der EU die europäische Strommarktentwicklung nur begrenzt mitprägen können. Deshalb muss sich die Schweiz auf jene Aspekte konzentrieren, bei denen sie die Rentabilität der Wasserkraft beeinflussen kann:[2] die Restwasservorschriften und den Wasserzins.

Anmerkungen und Referenzen

1 Die Bruttoleistung berechnet sich aus der Fallhöhe und der nutzbaren Wassermenge und ist nicht zu verwechseln mit der installierten Leistung der Turbinen und des Generators eines Kraftwerks.
2 «Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit», Whitepaper SCCER CREST, März/2016

Landschaft

2.8. Der Ausbau ist nicht nur eine technische Herausforderung

Quelle: KEYSTONE / Gian Ehrenzeller

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die Wasserkraft um 1,5 bis 3,2 TWh – oder um 4 bis 9 Prozent – ausgebaut wird. Damit soll ein Teil der Verluste kompensiert werden, die durch das Stilllegen der Kernkraftwerke entstehen.

Das zusätzliche Potenzial der Wasserkraft ist aber begrenzt – aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der sozialen Akzeptanz, aber auch wegen klima- und wetterbedingten Unsicherheiten. Letztere beeinflussen die Gletscherschmelze sowie die Form der Niederschläge als Schnee oder Regen und damit die Abflussmengen des nutzbaren Wassers. Diese Abflussmengen wiederum wirken sich auf die Geschiebemengen und Verlandung von Speicherseen aus. Es stellen sich Fragen zur angepassten Abflussregulierung, zur Reaktivierung von Sedimentdynamik, zur Renaturierung von Flüssen und Überflutungsgebieten sowie zur Biodiversität dieser Lebensräume. Diese Fragen sind umso wichtiger, als naturnahe Fliessgewässer zu den artenreichsten Lebensräumen gehören, aber zugleich auch zu den am meisten bedrohten.[1] [2]

Den Schutz der Gewässer in der Schweiz regelt das Gewässerschutzgesetz[3]. Es hält fest, wie bei Fliessgewässern und stehenden Gewässern ein möglichst naturnaher Zustand erhalten oder wiederhergestellt werden muss. Weiter regelt es die Revitalisierung von Gewässern und Auen, die Wiederherstellung der freien Fischwanderung, den Geschiebehaushalt sowie den «Schwall und Sunk» unterhalb von Kraftwerken – die unregelmässigen täglichen Abflussschwankungen, die durch den zeitweilig aussetzenden Betrieb von Wasserkraftwerken entstehen.

Bei der Umsetzung des Wasserschutzgesetzes fokussieren die Kantone besonders auf:

- die Restwasserstrecken unterhalb von Stauseen und Kraftwerken, wo auch künstliche Hochwasser existierende Beeinträchtigungen beseitigen sollen[4];
- die Restwasserstrecken unterhalb von alpinen Wasserfassungen, wo Geschiebespülungen teilweise mehrmals täglich die Hydromorphologie und damit den Lebensbedingungen beeinträchtigen;
- die Flüsse unterhalb von Kraftwerken, die vom «Schwall-und-Sunk-Betrieb» betroffen sind.

Anmerkungen und Referenzen

1 https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2017-07/2016-12-studie-wertvolle-gewaesser_jbr.pdf
2 https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/biodiversitaet/publikationen-studien/publikationen/biodiversitaet-schweiz-zustand-entwicklung.html
3 Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (Stand am 1. Januar 2017)
4 «Künstliche Hochwasser – Auslegeordnung, Grundlagen und Handlungsbedarf», PROHAT, BG, 10. Nov. 2016, im Auftrag des BAFU

Landschaft

2.9. Schutz von Auenlandschaften und Gewässern

Auenlandschaft zwischen Celerina und Samedan. *Quelle: Sammlung T. Kaiser 2019*

Auengebiete sind die vom wechselnden Hoch- und Niedrigwasser geprägten Niederungen entlang eines Bachs oder Flusses[1]. Ihre Standorteigenschaften wandeln sich infolge der Dynamik des fliessenden Wassers ständig: Hochwasser, Trockenperioden, Erosion und Sedimentation verändern die Feuchtigkeit, den Nährstoffgehalt und weitere Faktoren. Dadurch bieten Auengebiete ein Mosaik aus verschiedenen Lebensräumen für eine Vielfalt von Pflanzen und Lebewesen auf relativ kleinem Gebiet.

Die Auen der Schweiz machen etwa 0,5 Prozent der Landesfläche aus – in ihnen leben aber etwa 1200 bis 1500 Pflanzenarten, was rund 50 Prozent der Schweizer Flora entspricht. Auch die zoologische Vielfalt ist in den Auen gross: Insekten, Amphibien, zahlreiche Vogel- und Säugetierarten finden Nahrung und Lebensraum.

Mittlerweile sind rund 90 Prozent der ursprünglich vorhandenen Auen verschwunden. Ursachen dafür sind vor allem Gewässerkorrektionen, das Entwässern von Flussebenen und Wasserkraftwerke. Die noch vorhandenen Auen sind gefährdet: Heute weisen schätzungsweise zwei Drittel der nicht alpinen Auen von nationaler Bedeutung keine natürliche Fliessdynamik mehr auf. Dämme und Staumauern verhindern Überflutungen, und die Restwassermengen unterhalb der Stauseen sind für den Erhalt der Auen meist zu gering. Mit geeigneten Abflussregimes lassen sich die vielfältigen Lebensräume aber wiederherstellen.

Das totalrevidierte Energiesetz[2], das am 1. Januar 2018 in Kraft trat, birgt neues Potenzial für Diskussionen beim Bau oder Erneuern von Wasserkraftanlagen. Das Gesetz sieht vor, dass bei Entscheiden zwischen den Interessen von Natur- und Landschaftsschutz auf der einen und jenen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf der anderen Seite künftig beide Anliegen den Status eines nationalen Interesses haben. Das bedeutet, dass Natur- und Landschaftsschutz etwas weniger, der Schutz von nationalen Biotopen hingegen höher gewichtet wird als in der Vergangenheit.

Anmerkungen und Referenzen

1 https://www.waldwissen.net/wald/naturschutz/gewaesser/wsl_auen_schweiz/index_DE
2 http://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/50284.pdf

2.10. 6 grosse Fragen zur Wasserkraft

Bezüglich Wasserkraft und Markt stellen sich folgende 6 Fragen besonders dringlich:

1. Wie lässt sich das Potenzial der Wasserkraft erhalten und weiter ausbauen, namentlich mit zusätzlichen saisonalen Speichern?
2. Wie kann die Profitabilität der Wasserkraft durch betriebliche Massnahmen verbessert werden?
3. Wie lassen sich die für die Zukunft der Wasserkraft nötigen Investitionen finanzieren?
4. Welche Neuregelung der Wasserzinsen ist sozialverträglich, wirtschaftlich ausgewogen und politisch machbar oder empfehlenswert?
5. Wie lassen sich Kraftwerke, Wasserfassungen und Stauseen ökologisch nachhaltig betreiben?
6. Wie können alle Anspruchsgruppen bei Projekten im Bereich Wasserkraft einbezogen werden?

Das NFP Energie kann diese zentralen Fragen weder vollständig noch abschliessend beantworten, weil es nur einen Teil der Forschung zur Energiestrategie 2050 abdeckt und sich gewisse Resultate auch noch nicht verallgemeinern lassen. Die Ausführungen in dieser Synthese fokussieren deshalb auf die Projekte, die sich auf das Thema Wasserkraft und Markt beziehen. Weitere Resultate zur aktuellen Energieforschung finden sich in den anderen thematischen Synthesen und auch in den Jahresberichten der SCCER (Swiss Competence Centers for Energy Research).[1]

Anmerkungen und Referenzen

1 Zum Beispiel in: Science Report SCCER-SoE 2018

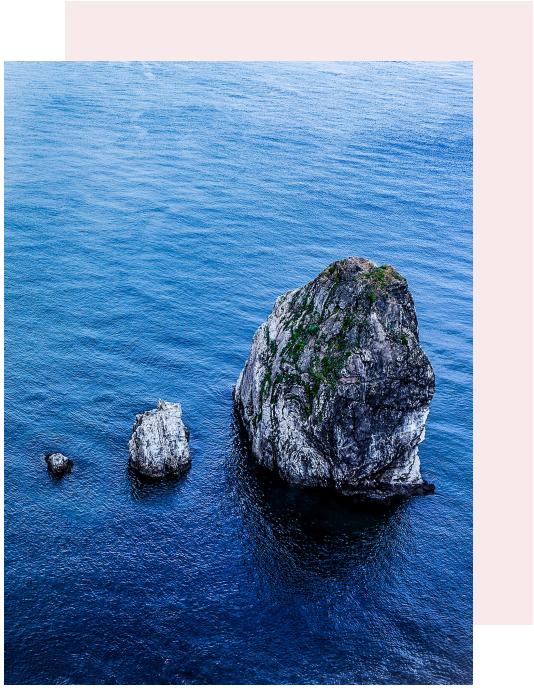
2.11. Mehrstufiger Syntheseprozess

Die Synthese zum thematischen Schwerpunkt «Wasserkraft und Markt» entstand in einem mehrstufigen Prozess. Im Oktober 2016, als die Forschenden noch an ihren Projekten arbeiteten, tauschten sie sich über ihre Forschungsfragen, Methoden und Lösungsansätze aus, um Interdependenzen und Synergiepotenziale zu erkennen. Ein halbes Jahr später trafen sich die Forschenden mit Vertretenden von Verbänden, Bundesämtern, Kantonen und relevanten NGO, um mehr über deren Erwartungen an die Forschungsergebnisse und deren Dissemination zu erfahren.

Anhand dieser Erkenntnisse entwickelten die Leitungsgruppen des NFP «Energie» für jeden der sechs thematischen Schwerpunkte ein Synthesekonzept. Ein erster Entwurf der Synthese «Wasserkraft und Markt» wurde auf Grundlage dieses Konzepts von Tony Kaiser erarbeitet, in den Leitungsgruppen des NFP «Energie» kritisch hinterfragt und von einem Wissenschaftsjournalisten redigiert.

Im Juni 2019 kam eine Echogruppe aus neun Fachleuten aus Verwaltung, Wirtschaft und NGO zusammen, um den Entwurf der Synthese zu reflektieren und zu beurteilen (siehe Impressum). Zudem bewertete sie die Empfehlungen mit Blick auf Wirkung und Machbarkeit. Nach weiteren Überarbeitungen und Ergänzungen wurde die Synthese im September 2019 von den Leitungsgruppen des NFP «Energie» verabschiedet.

3. Drei Schwerpunkte



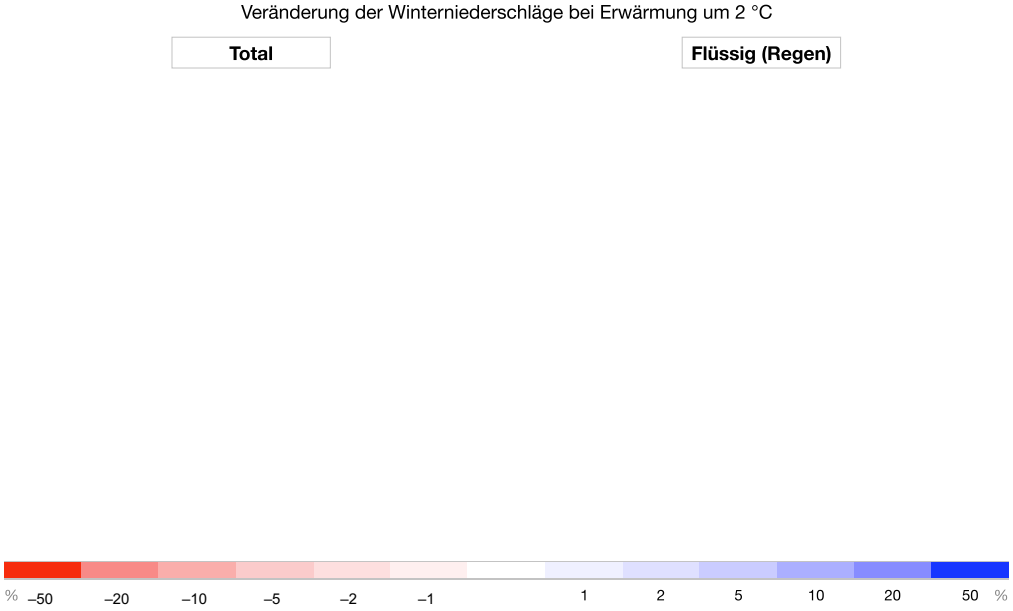
Die Erkenntnisse aus einem Dutzend Forschungsprojekten zum Thema «Wasserkraft und Markt» wurden im Rahmen dieser Synthese drei Schwerpunkten zugeteilt:

- Erhalt und Ausbau der Wasserkraft: technische Herausforderungen
- Kosten, Preise, Wasserzins und Markt: wirtschaftliche Herausforderungen
- Auenlandschaften, Restwasserflüsse, Geschiebe: ökologische Herausforderungen

3.1. Erhalt und Ausbau der Wasserkraft: technische Herausforderungen

Die Gletscherschmelze reduziert die Wasserreserven. Sie schafft grundsätzlich aber auch die Voraussetzung für neue Stauseen. Würden die Staumauern von 19 Schweizer Stauseen erhöht, entstünde zudem ein zusätzliches Speichervolumen von 700 km^3. Die neuen Kapazitäten ermöglichten vor allem eine Umlagerung der Produktion vom Sommer in den Winter. Die Erhöhungen bereits existierender Staumauern liessen sich auch deutlich schneller realisieren als neue Stauseen im Umfeld schmelzender Gletscher.

3.1.1. Ausbaupotenzial der Wasserkraft



Veränderung der Winterniederschläge. *Quelle: Akademie der Naturwissenschaften Schweiz, Broschüre «Wasserkraft und Klimawandel in der Schweiz – Vision 2030», 2003*

Die Stromgewinnung durch Wasserkraft lässt sich in der Schweiz laut Bundesamt für Energie (BFE) um 1,5 bis 3,2 TWh/a ausbauen, was etwa 4 bis 9 Prozent der durchschnittlichen Produktion entspricht.[1] Diese Potenziale umfassen Neu- und Umbauten sowie Erweiterungen von Wasserkraftwerken; abgezogen wurden 1,4 TWh/a infolge neuer Restwasserbestimmungen.

Der Klimawandel wird dieses theoretische Potenzial aber beeinflussen, denn die steigenden Temperaturen wirken sich auf Niederschläge und Extremereignisse aus. Im Alpenbogen wird die erwartete Temperaturzunahme grösser sein als der Mittelwert. Vor allem im Sommer wird es weniger regnen, und im Winter wird Niederschlag verstärkt als Regen statt als Schnee auftreten. Insgesamt werden die jährlichen Niederschläge auf der Alpennordseite etwas zunehmen und auf der Alpensüdseite eher zurückgehen[2 3 4].

Die voraussichtliche Entwicklung hat auch Auswirkungen auf die Schneefallgrenze, die Dicke der Schneedecke sowie die Gletscherflächen und -volumina. Im Sommer könnten Regionen bis 3500 m ü. M. schneefrei sein. Dadurch verringert sich der Beitrag der Schneeschmelze zum Abfluss; dafür steigt der Beitrag der Gletscherschmelze, solange noch Eis vorhanden ist. Gegen Ende des Jahrhunderts werden aber viele Gletscher vollständig verschwunden sein.

Solange es noch Gletscher gibt, dürften sich die Jahresabflussmengen weder nördlich noch südlich der Alpen stark verändern. Die saisonale Verteilung der Abflussmengen wird aber deutlich anders sein; in schnee- und gletscherreichen Gebieten wird sich das Maximum der Abflussmengen vom Sommer in den Spätfrühling verschieben. Die Abflüsse im Sommer und Herbst nehmen deutlich ab, während sie im Winter wegen der höheren Schneefallgrenze leicht ansteigen.

Anmerkungen und Referenzen

1 «Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft», R. Pfammatter und M. Piot, «Wasser Energie Luft», 106. Jahrgang/Heft 1, 2014, CH-5401 Baden
2 R. Weingartner et al. «Auswirkungen der Klimaänderung auf die schweizerische Wasserkraftnutzung», Geogr. Helv. 68, 239–248, 2013.
3 B. Schäfli et al., «The role of glacier retreat for Swiss hydropower production», Renewable Energy 132 (2019) 615–627
4 J. Savelsberg, «The impact of Climate Change on Swiss Hydropower», Sustainability 2018, 10, 2541; doi:10.3390/su10072541

Landschaft # Energiebereitstellung

3.1.2. Neue Chancen in der Umgebung schmelzender Gletscher

Reservoir Location	V_W [hm³]	V_R [hm³]	Z_{max} [m a.s.l.]	H [m]	P [MW]	E [GWh/yr]	E_{eq} [GWh]
Aletschgletscher	309	181	1880	355	73	218	396
Gornergletscher	199	168	2300	594	78	235	199
Grindelwaldgletscher	94	71	1520	456	28	85	64
Hüfigletscher	44	36	1780	1204	35	105	86
Rhônegletscher	56	46	2300	790	19	57	75
Roseggletscher	96	78	2260	1212	77	231	261
Triftgletscher*	154	85	1776	380	80	145	215
				Total	390	1076	1296

*Bestätigung der Daten durch künftigen Betreiber: Kraftwerke Oberhasli AG (KWO)

VW = Jährliches Abflussvolumen
VR = Reservoirvolumen
Z_{max} = Stauziel
H = Nettofallhöhe
P = Installierte Leistung
E = Jahresstromproduktion
E_{eq} = Energieäquivalent

Nimmt man die 7 Standorte in Gletschernähe, die sich am besten für die Stromproduktion durch Wasserkraft eignen, addiert sich die jährliche Speicherkapazität auf etwa 1,3 TWh, die potenzielle jährliche Stromproduktion steigt aufgrund der Zuflussmenge auf 1,0 bis 1,1 TWh. *Quelle: Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»*

Die Gletscherschmelze reduziert die Wasserreserven. Sie schafft grundsätzlich aber auch die Voraussetzung für neue Stauseen, die entweder durch einen natürlichen Felsgrat oder eine Staumauer abgeschlossen sind.

Für das Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»[1] wurden potenzielle Standorte in der Schweiz mit einem jährlichen Wasserabfluss von über 10 Mio. m³ ausgewählt und nach ökonomischen, ökologischen und sozialen Kriterien bewertet. Die grundsätzlich infrage kommenden Standorte wurden klassiert und rangiert. Die Speicherkapazität der 7 am «besten geeigneten potenziellen neuen Stauseen» beträgt insgesamt 1,3 TWh – das entspricht 14 Prozent der Speicherkapazität der heutigen Stauseen. Unterhalb dieser neuen Speicherseen könnten 7 neu gebaute Wasserkraftwerke etwa 1,1 TWh/a Strom produzieren. Sie würden damit die inländische Stromproduktion um 3 Prozent erhöhen und könnten dazu beitragen, den Zielwert von 37,4 TWh/a[2] 2035 zu erreichen – allerdings noch ohne Berücksichtigung allfälliger Produktionsminderungen durch neue Restwasserbestimmungen.

Der zusätzlich produzierte Strom könnte – je nach Speichergrösse – etwa zur Hälfte im Winterhalbjahr genutzt werden, also dann, wenn die Schweiz den grössten Importbedarf hat. Mit Ausnahme des Triftgletschers sind die 7 am besten geeigneten potenziell neuen Stauseen aber alle im Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler (BLN)

registriert; bei der Planung wäre deshalb mit Einsprachen und Widerstand zu rechnen.

Das Bundesamt für Umwelt sieht daher einzig beim Triftgletscher eine realistische rechtliche Chance für einen neuen Stausee.[3] Gewisse Chancen gebe es auch beim Gornergletscher, weil dieser nur unter nationalem Schutz stehe. Der Grindelwaldgletscher als Teil des UNESCO-Welterbes sei eine wenig realistische Option, und die andern Gletscher geniessen vorsorglichen Schutz gemäss Art. 12 Abs. 2 der Auenverordnung[4].

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»
2 Energiegesetz EnG. Art. 2 Abs. 1
3 R. Estoppey und S. Lussi, Bundesamt für Umwelt in einer persönlichen Notiz vom 11.6.2019 an den Autor.
4 https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/biodiversitaet/fachinformationen/massnahmen-zur-erhaltung-und-foerderung-der-biodiversitaet/oekologische-infrastruktur/biotope-von-nationaler-bedeutung/auen.html

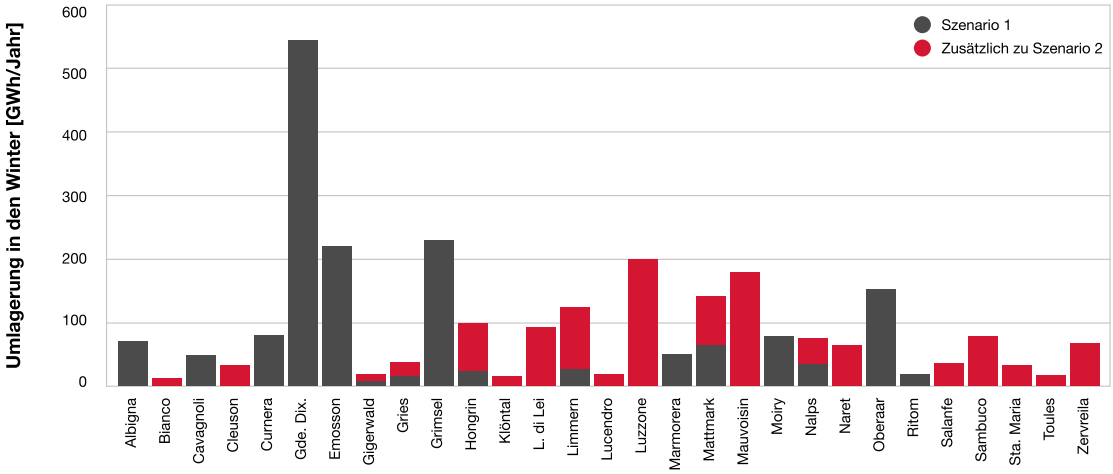
Landschaft # Energiebereitstellung

3.1.3. Möglicher proglazialer Stausee beim Triftgletscher

Der Triftgletscher in den Zentralalpen des Berner Oberlands ist ein eindrückliches Beispiel für das Entstehen eines proglazialen Sees. 1948 lag auf 2500 m ü. M. noch Gletschereis. 2008 war an dieser Stelle bereits ein See entstanden. Und 2014 endete der Gletscher deutlich oberhalb des Sees. Der See liegt in einer Geländeformation, wo mit relativ wenig Aufwand eine Staumauer gebaut werden könnte – daher gilt der Standort als gut geeignet für einen neuen Stausee. In einem seit 2012 laufenden partizipativen Prozess werden die Interessen des Natur- und Landschaftsschutzes nun jenen der Stromwirtschaft gegenübergestellt. Die Kraftwerke Oberhasli (KWO) reichten 2017 ein Gesuch für den Bau einer Staumauer bei den Berner Behörden ein.

Landschaft # Energiebereitstellung

3.1.4. Mehr Strom dank der Erhöhung von Talsperren



Umlagerung in den Winter		Anzahl Speicher		Erhöhung um:	5%	10%	20%
Szenario 1	1,7 TWh/a	Total:	16		3	6	7
Szenario 2	2,8 TWh/a	Total:	29		2	8	19

Die Erhöhung von Stauanlagen existierender Stauseen um 5, 10 oder 20 Prozent brächte im Winterhalbjahr ein zusätzliches Speicherpotenzial von bis zu 30 Prozent; dieses ist grösser als das Speicherpotenzial künftiger Gletscherseen von ca. 15 Prozent des heutigen gesamten Speicherpotenzials von 8,8 TWh. *Quelle: R. Boes, «Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050», Energy Day. ETH Zürich 2018*

Würden die Staumauern von 19 Schweizer Stauseen erhöht, entstünde ein zusätzliches Speichervolumen von 700 km^3. Die neuen Kapazitäten ermöglichten vor allem eine Umlagerung der Produktion vom Sommer in den Winter. Die Erhöhungen bereits existierender Staumauern liessen sich auch deutlich schneller realisieren als neue Stauseen im Umfeld schmelzender Gletscher.

Das Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»[1] prüfte verschiedene Szenarien mit Staumauernerhöhungen. Je nach Szenario wäre eine Umlagerung der Produktion vom Sommer- ins Winterhalbjahr in der Höhe von 1,7 bis 2,8 TWh/a möglich. Zusammen mit den 7 neuen Stauseen im Umfeld früherer Gletscher liesse sich damit die Winterproduktion um ungefähr 2 bis 3,5 TWh/a erhöhen. Das würde die im Winter nötigen Stromimporte, die zwischen 2003 und 2017 im Mittel 4,2 TWh betrugen, zwar nicht wettmachen, aber die Situation im kritischen Halbjahr deutlich verbessern.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»

Europa / EU # Energiebereitstellung

3.1.5. Neues Speicherpotenzial zur Reduktion der Importe im Winterhalbjahr

	Ziel laut Energieperspektiven: 38,6 TWh/a								
In [TWh/a]	Schlimmster Fall			Wahrscheinlicher Fall			Bester Fall		
Potenzialstudie	BFE	SWV	ETHZ	BFE	SWV	ETHZ	BFE	SWV	ETHZ
Potenzial durch Effizienzsteigerungen, Aus- und Neubau 0.5 TWh/a bereits realisiert zwischen 2012 und 2018. (BFE Monitoring-Bericht 2018)	2.43	1.50	1.50	3.25*	4.00 *	5.50	4.06	6.50	8.00
Einbussen durch Restwasser (Pfam. & Semad. 2018)	–6.41	–6.41	–6.41	–3.65	–3.65	–3.65	–2.28	–2.28	–2.28
Total Wasserkraftpotenzial (gerundet)	–4.00	–4.90	–4.90	–0.40	0.40	1.90	1.80	4.70	5.70
Wasserkraftproduktion 2050 Basierend auf mittlerer Produktions-erwartung von 35.9 TWh (Stand 1.1.2018) (BFE Monitoring Bericht 2018)	31.90	31.00	31.00	35.40	36.30	37.80	37.70	40.60	41.60

* Mittelwert zwischen den Szenarien "Heutige Nutzungsbedingungen" und "Optimierte Nutzungsbedingungen"
** Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Wasserkraftpotenziale. *Quelle: R. Boes, «Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050», Energy Day. ETH Zurich 2018*

Die im Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»[1] aufgezeigten Potenziale aus Gletscherendseen und Staumauererhöhungen wurden in den Kontext der verschiedenen Schätzungen[2] [3] gesetzt, die sich aus der Umsetzung der neuen Restwasserbestimmungen ergeben. Diese neuen Bestimmungen müssen in den nächsten Jahrzehnten bei den Konzessionserneuerungen für die Wasserkraft umgesetzt werden; sie verlangen gegenüber heute je nach Szenario erhöhte Restwassermengen, grössere Wassertiefen zur Verbesserung der Fischwanderung und des Auenschutzes oder eine «simultan-dynamische Dotierung» – das bedeutet, dass jederzeit ein bestimmter Prozentsatz des natürlichen Abflusses im Gewässer verbleiben muss.

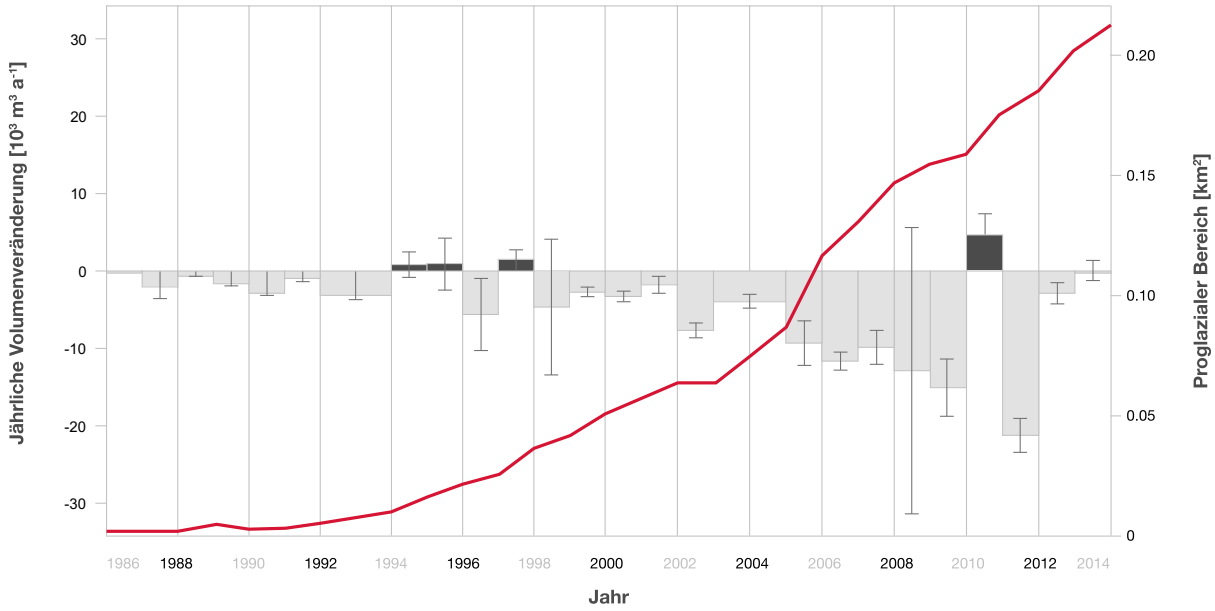
Die Zusammenstellung[4] zeigt die publizierten Schätzungen und Zahlen des Bundesamts für Energie (BFE), des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbands (SWV) und der ETH Zürich entsprechend den Szenarien «worst case», «likely case» und «best case». Die Streubreite dieser Zahlen deutet darauf hin, wie schwierig es ist, das Ausbaupotenzial und den Einfluss des Gewässerschutzgesetzes abzuschätzen. Die Zahlen werden zurzeit vom Bundesamt für Energie überarbeitet und voraussichtlich noch 2019 publiziert. Es ist zu erwarten, dass das Ausbaupotenzial infolge der geplanten Erhöhung der Restwassermengen und von weniger Strom aus der Kleinwasserkraft etwas tiefer ausfallen dürfte.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»
2 Energiestrategie 2050
3 R. Pfammatter und N.S. Wicki, «Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick», Wasser Energie Luft, Jg.110, 2018, Heft 4, p. 233
4 H. Boes, «Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050 – quo vadis», Energy Day ETHZ, Dez. 2018

Landschaft

3.1.6. Wo Gletscher schmelzen, steigt die Geschiebefracht



Zunahme der nicht vergletscherten, proglazialen Fläche um den Griesgletscher im Kanton Wallis und die jährliche Änderung des Sedimenttransports zwischen 1986 und 2014. *Quelle: Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»*

Sollen Stauseen unterhalb schmelzender Gletscher gebaut werden, gilt es, einen Aspekt besonders zu berücksichtigen: Schmelzende Gletscher vergrössern den Geschiebetransport in weiter unten liegende Stauseen – was deren Speichervolumen langfristig reduziert. Bislang wurde aber kaum untersucht, wie gross die Sedimentfrachten tatsächlich sind. Angaben dazu liefert der Vergleich des Geschiebetransports aus folgenden Bereichen:

- proglaziale Bereiche: durch den Rückzug des Gletschers frisch freigelegte Gebiete;
- subglaziale Bereiche: Gebiete, die noch unter einem Gletscher liegen und aus denen Schmelzwasser austritt.

Im Rahmen des Projekts «Periglazialzonen und Wasserkraft»[1] wurden neue Messmethoden und eine neue Simulationstechnik entwickelt, um den Geschiebetransport aus den proglazialen und subglazialen Bereichen zu vergleichen. Feldmessungen zur Sedimentkonzentration im Schmelzwasser unterhalb des Gorner- und des Aletschgletschers ergeben ein differenziertes Bild. Bei beiden Gletschern ist die Menge von Geschiebe gross. Beim Gornergletscher gibt es starke saisonale Schwankungen des Geschiebetransports; am grössten ist der Transport zu Beginn der Sommersaison. Beim Aletschgletscher hingegen ist der Geschiebetransport zeitlich ausgeglichener, und er korreliert gut mit der abfliessenden Wassermenge.

Die Sedimentablage in Stauseen nimmt zu, wenn im Einzugsgebiet der Anteil an nicht

vergletscherten Flächen steigt, die Gletscher also schmelzen. Der Sedimentabfluss aus der freigelegten Gletscherfläche nimmt mit der Zeit aber wieder ab und stabilisiert sich.

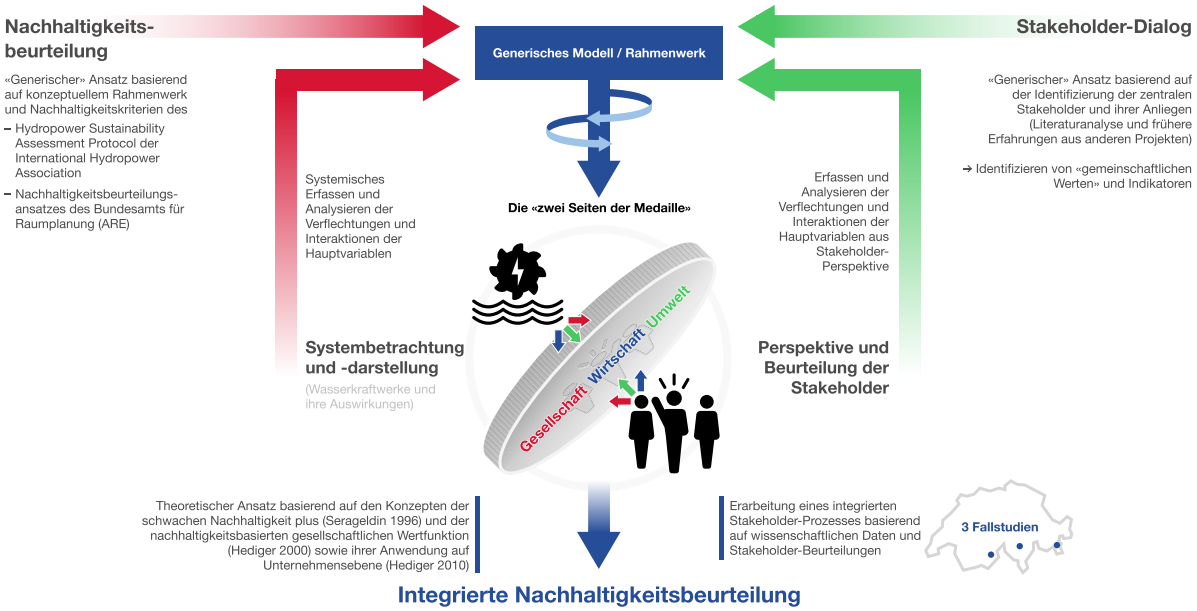
Feldmessungen und Analysen dienen heute auch als Inputparameter für eine Langzeitsimulation der Sedimentation in einem Stausee. Sie sind im Planungsprozess von periglazialen Reservoirs von grosser Bedeutung: Sie erlauben, die standortspezifischen Voraussetzungen – den Einfluss von Sedimenten und die hydraulischen Bedingungen – zu verstehen und falls nötig Massnahmen zu treffen, um die Sedimentierung des Reservoirs zu verzögern.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Periglazialzonen und Wasserkraft»

Partizipation

3.1.7. Integrale Nachhaltigkeitsprüfung und Stakeholder-Dialog



Vorgeschlagenes und erprobtes Schema für das Vorgehen bei einer umfassenden Nachhaltigkeitsbewertung von Projekten im Rahmen der Wasserkraftnutzung mittels eines Stakeholder-Dialogs. *Quelle: Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»*

Bei Projekten im Bereich Wasserkraft müssen stets viele Aspekte berücksichtigt werden: technische, ökonomische, ökologische oder gesellschaftlich-politische. Zudem müssen bei Projekten die Interessen höchst unterschiedlicher Anspruchsgruppen aufeinander abgestimmt werden.

Das Projekt «Nachhaltigkeit der Schweizer Wasserkraft»[1] beschäftigte sich eingehend mit der Frage, welche Prozesse künftig bei Projekten im Bereich Wasserkraft zugrunde liegen sollen – bei der Planung neuer Anlagen ebenso wie bei der Neuregelung der Wasserzinsen oder der Revision des Wasserschutzgesetzes.

Vorgeschlagen wird ein umfassender integraler Stakeholder-Dialog mit einer wissenschaftlich fundierten Nachhaltigkeitsbewertung. Das Modell beruht auf einem Ansatz, der im Kanton Bern in einfacherer Form bereits angewendet wird.[2] Er wurde weiterentwickelt und an zwei Projekten getestet: beim geplanten Pumpspeicherwerk Lagobianco und beim Projekt Piottino der Azienda Elettrica Ticinese (AET).

Der neue, erweiterte Prozess schliesst neben der Wirtschaftlichkeit auch Kriterien aus den Bereichen Gesellschaft und Umwelt mit ein und beteiligt alle vom Projekt betroffenen Anspruchsgruppen bereits in der Planungsphase. Zu den 150 Indikatoren zählen neben dem finanziellen Wert («net present value») des Projekts aus Sicht der Wasserkraftgesellschaft auch ökologische und sozialpolitische Kriterien. Die Kriterien werden von Experten bewertet, die Schlussfolgerungen («trade-offs») werden in einem Stakeholder-Dialog ermittelt. So

entsteht aus dem rein ökonomischen Wert eine umfassende Bewertung des ganzen Projekts – der «social net present value».

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltigkeit der Wasserkraft»

2 Hediger, W. (2017). Nachhaltigkeitsbeurteilung (NHB) von Wasserkraftprojekten, Arbeitsdokument, Mai 2017, Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung, HTW Chur

3.1.8. Pumpspeicherwerk Lagobianco und Wasserkraftzentrale Piottino

Der Lagobianco am Berninapass.

Mit einer integrierten Nachhaltigkeitsbeurteilung wurden sowohl die Bauphase als auch der spätere Betrieb des Kraftwerks Lagobianco auf positive und negative Auswirkungen geprüft.[1] Die Stakeholder diskutierten die Vor- und Nachteile und bestimmten gemeinsam die «trade-offs» – also die Gesamtbewertung. Teilnehmende Stakeholder waren der Leiter des Projekts Lagobianco von Repower, je ein Vertreter der Elektrizitätswirtschaft und des WWF Graubünden, die Beratungsfirma, welche die Nachhaltigkeitsbeurteilung (NHB) zum Projekt erstellt hatte, sowie Repräsentanten der Wissenschaft und der Politik.

Für die 6-jährige Bauphase wurden Erdbewegungen, Einschränkungen des Lebensraums und atmosphärische Immissionen als negative Aspekte identifiziert. Die positiven Aspekte – Investitionen in die Infrastruktur und der erhöhte lokale Konsum durch die zusätzlichen temporären Bewohner – konnten diese nicht aufwiegen.

Die Auswirkungen der zu erwartenden 80-jährigen Betriebsphase auf die regionale Wirtschaft wurden hingegen als deutlich positiv beurteilt. Auch die Umweltbedenken konnten ausgeräumt werden. Daraus resultierte insgesamt ein leicht positiver Gesamtwert für die Gesellschaft («social net present value»).

Im Rahmen der Aufwertung der Wasserkraftwerke in der Leventina wurde eine Nachhaltigkeitsbewertung für die Renovation des Wasserkraftwerks Piottino der AET (Azienda Elettrica Ticinese) in Lavorgo durchgeführt, ebenfalls unter Einbezug der Stakeholder. Dabei zeigte sich erneut, dass bei wohlüberlegter, optimierter Wahl des Projekts die positiven Aspekte hinsichtlich Biodiversität, Lebensraum, Energie und Wohlstand während des späteren Betriebs die negativen Aspekte während der Bauphase übertreffen können.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltigkeit der Wasserkraft»

3.1.9. Erhalt und Ausbau der Wasserkraft: Fazit

- Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die mittlere Stromproduktion bis 2050 von derzeit 35,9 TWh/a auf 38,6 TWh/a zu erhöhen. Der Neubau von Kraftwerken sowie der Ausbau und die Effizienzsteigerungen bestehender Kraftwerke bringen allerdings nur eine beschränkte Zusatzproduktion. Die Schätzungen des Potenzials liegen zwischen eher pessimistischen 1,5 TWh/a und optimistischen 8 TWh/a.
- Die optimistischen Schätzungen enthalten das theoretisch erschliessbare technische Potenzial durch proglaziale Stauseen von etwa 1,3 TWh/a sowie jenes durch Erhöhungen von Staumauern um 5 bis 20 Prozent zwischen 1,7 TWh/a und 2,8 TWh/a. Staumauererhöhungen sind grundsätzlich rascher realisierbar als proglaziale Stauseen. Natur- und Landschaftsschutz sowie die Restwasserbestimmungen schränken aber das nutzbare Potenzial stark ein.
- Die ökologische Sanierung der Wasserkraft kann die Produktion beträchtlich mindern. Je nach Szenario beträgt die Reduktion 2,3 TWh/a bis 6,4 TWh/a. Die Reduktion könnte also sogar grösser sein als der in der Energiestrategie 2050 geplante Zubau. Zwischen ökologischen und wirtschaftlichen Aspekten besteht ein Zielkonflikt.
- Insgesamt ergeben sich für die mittlere erwartete Wasserkraftproduktion 2050 Werte von 31,0 TWh/a bis 41,6 TWh/a. Das Bundesamt für Umwelt mahnt zur Vorsicht hinsichtlich dieser Zahlen, denn der Einfluss der Restwasservorschriften auf das Ausbaupotenzial ist stark von deren Umsetzung abhängig; die Kantone können von Ausnahmeregelungen Gebrauch machen.
- Im Winterhalbjahr muss künftig verstärkt Strom importiert werden; mit dem Ausstieg aus der Kernkraft wird sich dieser Trend noch verstärken und dürfte dann je nach Schätzung 7 bis 12 Prozent des Jahresverbrauchs betragen. Als im Winter 2016/2017 die Kernkraftwerke Beznau I und Leibstadt ausfielen, beliefen sich die Nettoimporte im Winter auf 18 Prozent des Jahresverbrauchs.
-

Es müssen deshalb alle Optionen zur Erhöhung der Stromproduktion aus der Wasserkraft genutzt werden, auch der Zubau von Speichern. Neues technisches Speicherpotenzial, das die inländische Stromproduktion im Winterhalbjahr stützen könnte, eröffnet sich durch den Gletscherrückzug und die dadurch entstehenden Gletscherendseen sowie durch die Erhöhung bestehender Staumauern.

3.2. Kosten, Preise, Wasserzins und Markt: wirtschaftliche Herausforderungen

In den letzten Jahren litten Stromerzeuger unter schwindenden Erträgen und kleineren Gewinnen, in einigen Fällen gar unter hohen Verlusten. Damit fehlen auch die Mittel für die Erneuerung der Infrastruktur. Zwei Herausforderungen sind für die Wasserkraft in der Schweiz zentral: erstens der europäische Markt, der die künftige Rentabilität der Wasserkraft und damit auch die Möglichkeiten der Investitionen bestimmt, und zweitens die steigende Bedeutung politischer, sozialer und rechtlicher Aspekte.

Wasserzins # Markt # Finanzierung # Europa / EU

3.2.1. Tiefe Strompreise, hohe Abgaben?

Die Energiestrategie 2050 setzt bei der Versorgungssicherheit stark auf Strom aus Wasserkraft. Doch die Erzeuger litten in den letzten Jahren unter schwindenden Erträgen und kleineren Gewinnen, in einigen Fällen gar unter hohen Verlusten. Damit fehlen auch die Mittel für die Erneuerung der Infrastruktur[1].

Die wirtschaftliche Situation hängt mit der Entwicklung des europäischen Markts und den in den letzten Jahren gefallenen Preisen zusammen. Gründe für den Preisverfall sind die Liberalisierung des Strommarkts in Europa, der wachsende Anteil an Strom aus neuen erneuerbaren Energien sowie die tiefen Kohle- und CO_2-Preise. Die tiefen CO_2-Preise wiederum sind eine Folge des Überangebots an Emissionszertifikaten.[2]

Bei tiefen Grosshandelspreisen können die Investitions- und Betriebskosten der Wasserkraft nicht mehr oder nur noch knapp gedeckt werden. Kurzfristig müssen deshalb die Erträge gesteigert werden; langfristig sind neue Investitionsstrategien, alternative Handelsstrategien, ein gutes Verständnis künftiger Märkte und der optimale Einsatz dezentraler Produktions- und Speichertechnologien nötig.

Das aktuell wohl meistdiskutierte Politikum der Wasserkraft ist der Wasserzins – die Vergütung, die Stromproduzenten als Abgeltung für die Nutzung des Wassers zur Stromproduktion an Kantone und Gemeinden zahlen. Für die Bergregionen ist der Wasserzins eine bedeutende Einnahmequelle. Eine kürzlich erschienene Studie des VSE[3] besagt, dass die Schweizer Stromfirmen im Vergleich zum Ausland wegen des Wasserzinses überhöhte Abgaben zahlen und dadurch gegenüber ausländischer Wasserkraft, aber auch gegenüber Strom aus anderen Quellen einen Wettbewerbsnachteil erleiden. Die Bergkantone widersprechen. Der Wasserzins sei keine Steuer, sondern der Preis für einen Rohstoff und damit ein Ertrag. Weiter sei die Analyse des VSE unvollständig, sie berücksichtige weder Mehrwertsteuer noch Subventionen im Vergleich zu den umliegenden Ländern.[4]

Die Umgestaltung des Wasserzinses erfordert einen politischen Prozess.[5] Parlament und

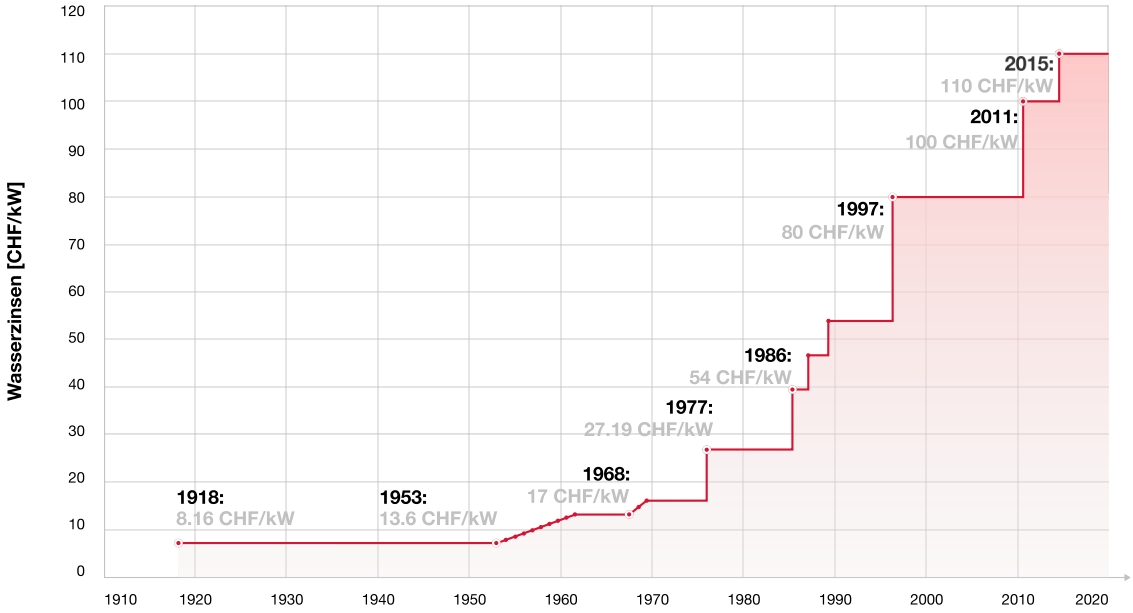
Bundesrat haben entschieden, das starre System bis 2024 zu verlängern – so bleibt Zeit, eine neue Lösung zu entwickeln.

Anmerkungen und Referenzen

1 Zwischen 2017 und 2019 haben sich die Grosshandelspreise für Grundlaststrom wieder etwas erholt.
2 «Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit», Whitepaper SCCER CREST, März/2016
3 «Schweizer Wasserkraft bis neunmal stärker besteuert als die europäische Konkurrenz», VSE, 18. Februar 2019
4 J. Meier, NZZ am Sonntag, 24. Februar 2019, p. 33
5 «Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit», Whitepaper SCCER CREST, März/2016

Markt # Finanzierung

3.2.2. Der Wasserzins – seit 100 Jahren eine fixe Grösse



Die geschichtliche Entwicklung des Wasserzinsmaximums vom frühen 20. Jahrhundert bis heute. *Quelle: Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»*

Der Wasserzins hängt nicht von der produzierten Energie eines Kraftwerks ab, sondern von der Bruttoleistung. Damit reagiert das System also nicht auf den aktuellen ökonomischen Wert der Ressource Wasserkraft. Wie hoch der Zins maximal sein darf, legt das Parlament fest.

Das System, das in der Schweiz für Kraftwerke von mindestens 1 Megawatt (MW) Bruttoleistung gilt und im Wasserrechtsgesetz (WRG) geregelt ist, besteht seit 100 Jahren. Das Maximum des Zinses wurde periodisch erhöht. Bei seiner Einführung 1918 betrug der Wasserzins CHF 8 pro Kilowatt; zuletzt wurde er 2011 auf CHF 100 pro Kilowatt und 2015 auf CHF 110 pro Kilowatt erhöht.[1]

Gegen den Vorwurf, das Maximum des Wasserzinses sei stärker gestiegen als die Teuerung, erklärt der Generalsekretär der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, das sei politisch gewollt – weil das öffentliche Interesse am Wert des Wassers für den Landschaftsschutz und die erneuerbare Stromproduktion im Rahmen der Energiestrategie 2050 stark zugenommen habe.[2]

Bei der Revision des Wasserrechtsgesetzes, das sich in der parlamentarischen Beratung befindet, steht ein flexibles Wasserzinsmaximum als Neuregelung des Wasserzinses im Zentrum. Ein Bericht des BFE[3] thematisiert dazu die Eckwerte.

Anmerkungen und Referenzen

1 «Wasser Energie Luft» – 108. Jahrgang, 2016, Heft 3, CH-5401 Baden
2 Persönliche Mitteilung des Generalsekretärs der Regierungskonferenz der Gebirgskantone an den Autor.
3 «Eckwerte für ein mögliches flexibles Wasserzinsmaximum – Bericht zuhanden der UREK-N», BFE, 14. Dezember 2018

Markt # Finanzierung

3.2.3. Ein Instrument der Regionalpolitik?

Wie soll der Wasserzins künftig ausgestaltet sein? In seiner Botschaft zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes schreibt der Bundesrat: «Für die Wahl einer künftigen Lösung wird entscheidend sein, dass der Wasserzins die Kräfte des Marktes nicht zu stark hemmt und Investitionen nicht verunmöglicht. Er sollte die Anreize für Kostensenkungen und Produktionssteigerungen nicht negativ beeinflussen und gleichzeitig die Nutzung der Ressource Wasser korrekt abgelten.»

Im Vordergrund der Diskussion steht zurzeit die Flexibilisierung des Wasserzinses. Der Bundesrat und das Bundesamt für Energie (BFE) beschrieben diese Flexibilisierung im Dezember 2018 in einem Bericht an die Umwelt- und Energiekommission des Nationalrats[1] sehr detailliert.

In ihrer Studie «Konzessionen bei den Konzessionen»[2] schlägt Avenir Suisse einige Varianten vor, die im Zusammenhang mit dem Nationalen Finanzausgleich (NFA) betrachtet werden müssten. Avenir Suisse argumentiert, dass die Wasserzinsen über die Jahrzehnte «zunehmend zu einem Instrument der Regionalpolitik» verkommen seien. Deshalb schlägt sie vor, die Wasserzinsen in die Berechnungen des NFA einzubeziehen, denn «regionalpolitische Ziele sollten explizit über den Lastenausgleich verfolgt werden».

Mittlerweile hat der Bundesrat dem Parlament verschiedene Varianten für die Neuregelung des Wasserzinses nach 2024, der bis dahin eingefroren ist, vorgelegt:

- Der Wasserzins wird flexibilisiert; das berücksichtigt den aktuellen Wert der Ressource Wasser besser als eine starre Lösung.

- Der Wasserzins orientiert sich am Gewinn der Stromproduzenten.
- Das Konzessionssystem wird grundsätzlich gewechselt: Der Verbraucher zahlt eine Abgabe über den Netzzuschlag.
- Das Ressourcenpotenzial des Wassers wird im NFA berücksichtigt.

Der Bundesrat weist aber darauf hin, dass die Variante mit Berücksichtigung im NFA bislang immer abgelehnt wurde, weil sie die wasserreichen Kantone im NFA schlechter stellen würde. Der Bund und die Gebirgskantone lehnen diese Variante auf nationaler Ebene weiterhin ab.[3]

Anmerkungen und Referenzen

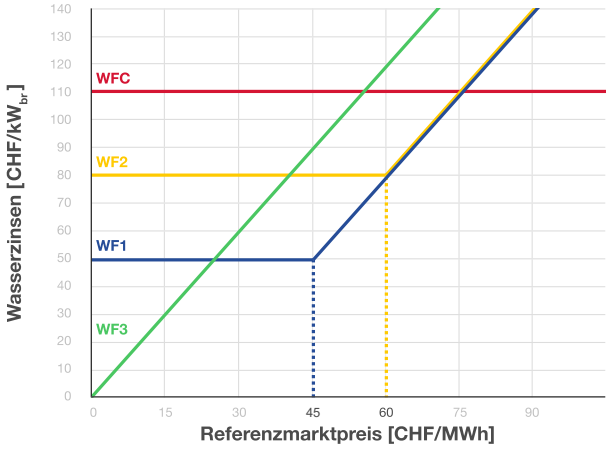
1 «Eckwerte für ein mögliches flexibles Wasserzinsmaximum – Bericht zuhanden der UREK-N», Bundesamt für Energie, 14. Dezember 2018

2 P. Dümmler und L. Rühli, «Konzessionen bei den Konzessionen – Varianten einer Reform des Wasserzinses», Avenir Suisse, März 2018

3 Verschiedene Kantone, so auch der Kanton Graubünden, berücksichtigen den Wasserzins im kantonalen Ressourcenausgleich – weil der Wasserzins für einzelne Gemeinden in den Gebirgskantonen überaus grosse Bedeutung hat. Auf der Ebene der 26 Kantone hingegen spielen Einnahmen aus Konzessionen bloss eine marginale Rolle.

Markt # Finanzierung

3.2.4. Simulationsmodell für einen flexiblen Wasserzins



WF1, WF2 und WF3 sind drei verschiedene Umsetzungen eines flexiblen Wasserzinsmodells. WF1 und WF2 weisen einen unterschiedlichen Sockelbetrag und einen unterschiedlichen Referenzmarktpreis auf, bei dem der variable Anteil zu wirken beginnt. WF3 ist ein Szenario ohne Sockelbetrag. WFC ist das aktuelle, starre Modell mit konstantem Wasserzinsmaximum. *Quelle: Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»*

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) behauptet, der starre Wasserzins verhindere Investitionen in die Wasserkraft.[1] Ist dies haltbar? Welche Folgen hätte eine Flexibilisierung des Wasserzinses auf die Rentabilität der Stromproduzenten bei unterschiedlichen Marktpreisen für Strom? Und welche Folgen hätte er auf die Wasserzinseinnahmen der Bergkantone und Gemeinden? Das Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»[2] ging diesen Fragen mit Simulationsrechnungen nach.

Die Forschenden legten den Simulationen Marktpreise in folgender Bandbreite zugrunde:

- Tiefpreisszenario: Die Preise fallen von heute ca. 40 CHF/MWh auf 30 CHF/MWh.
- Hochpreisszenario: Die Preise steigen bis 2030 auf über 100 CHF/MWh.

Als Sockelbeträge wurden 0, 50 und 80 CHF/kW gewählt; als Referenzpreise, bei denen der Wasserzins in eine lineare Steigung übergeht, wurden 0, 45 und 60 CHF/MWh angesetzt.

Als Vergleich diente der heute gültige fixe Wasserzins von CHF 110/kW.

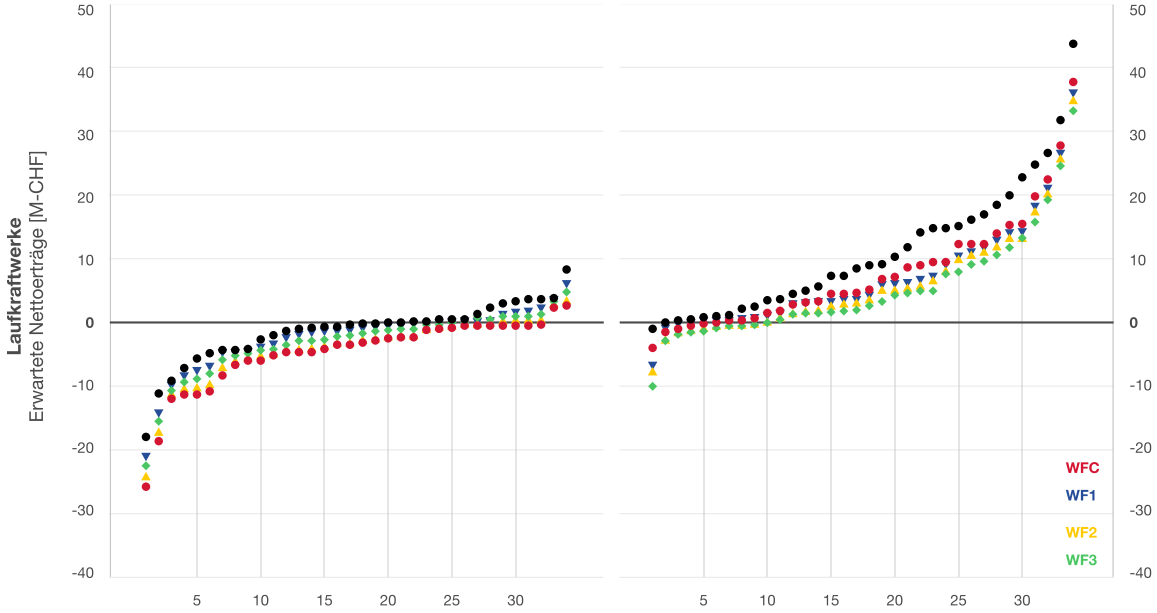
Mit diesen Parametern berechneten die Forschenden die Rentabilität für 62 Wasserkraftbetreiber – 36 Laufwasser- sowie 26 Speicher- und Pumpspeicher-Betreiber – für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030.

Anmerkungen und Referenzen

1 «Schweizer Wasserkraft bis neunmal stärker besteuert als die europäische Konkurrenz», VSE, 18. Februar 2019
2 Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»

Markt # Finanzierung

3.2.5. Der Marktpreis prägt die Erträge – nicht der Wasserzins



Links: Rentabilität von 35 Laufwasserkraftwerken (in steigender Reihenfolge des Gewinns) für einen tiefen Strompreis von ca. 30 CHF/MWh im Jahr 2025. Der Unterschied in der Rentabilität des Kraftwerks mit dem grössten Verlust (links im Diagramm) zu jenem mit dem höchsten Gewinn (rechts im Diagramm) ist deutlich grösser als die Unterschiede der verschiedenen Wasserzinsmodelle (farbige Punkte für die Wasserzinsmodelle WF1 bis WF3 sowie WFC). Rechts: Rentabilität von 35 Laufwasserkraftwerken (in steigender Reihenfolge des Gewinns) bei einem künftigen hohen Strompreis von ca. 80 CHF/MWh im Jahr 2025. *Quelle: Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»*

Die Simulation des Projekts «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»[1] zeigt: Welche Variante des Wasserzinses auch gewählt wird, für ein gewähltes Unternehmen liegen die Ergebnisse nahe beieinander. Die Rentabilität der einzelnen Betreiber unterscheidet sich aber stark. Die Spanne der Gewinne ist deutlich grösser als jene, die sich beim einzelnen Unternehmen infolge der verschiedenen Varianten der Wasserzinsen ergibt.

Dies führt zu folgenden Erkenntnissen:

- Der Einfluss des Wasserzinses – ob flexibel oder starr – ist deutlich kleiner als der Effekt des Marktpreises.
- Der heutige fixe Wasserzins bei hohen Marktpreisen beeinflusst die Gewinnentwicklung wenig und bringt die Mehrheit der untersuchten Betreiber nicht in die Verlustzone.
- Umgekehrt würde ein vollständiges Wegfallen des Wasserzinses nur wenige Betreiber bei schlechten Marktbedingungen in die Gewinnzone bringen.

- Der flexible Wasserzins hat aber einen deutlichen Einfluss auf Betreiber, die sich an der Gewinnschwelle befinden.
- Eine flexible ertragsabhängige Lösung setzt die vollständige Transparenz über die Erträge voraus.

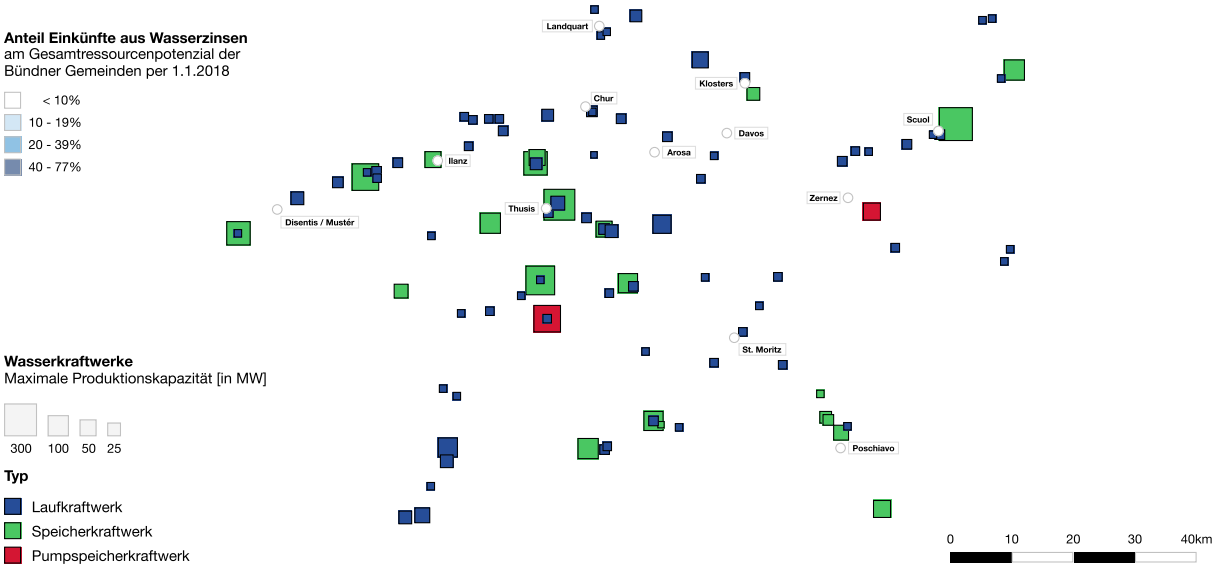
Gesamthaft betrachtet, erscheint also der Wasserzins mit 1,2 bis 1,5 Rp/kWh als ein substanzieller Kostenblock bei Strommarktpreisen von 4 bis 6 Rp./kWh; die Marktdynamik kann aber leicht zu Preisen über oder unter diesem Bereich führen. Je höher der Marktpreis, desto weniger fällt der Wasserzins bei der Rentabilität ins Gewicht – und umgekehrt: Je tiefer der Marktpreis, desto mehr fällt der Wasserzins ins Gewicht. In einem schlechten Marktumfeld aber würde auch die Abschaffung des Wasserzinses nicht viel helfen. Und allgemein nimmt bei sinkenden Marktpreisen der Verteilkampf um die Ressourcenrenten zu.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»

Markt # Finanzierung # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

3.2.6. Die Bedeutung der Wasserzinsen für die öffentliche Hand



Im Kanton Graubünden können die Wasserzinsen bis zu 77 Prozent der kommunalen Einnahmen ausmachen und die regulären Steuereinnahmen übertreffen. *Quelle: Barry et al. «The Future of Swiss Hydropower: Realities, Options and Open Questions», Final Project Report, March 2019*

Für viele Kantone, Gemeinden und Korporationen stellt der Wasserzins eine substanzielle Einnahmequelle dar. Die sechs Kantone Wallis, Graubünden, Aargau, Tessin, Bern und Uri erhalten zusammen über 80 Prozent der Einnahmen; die Kantone Wallis und Graubünden sind die Hauptempfänger und erhalten etwa 50 Prozent aller Wasserzinszahlungen.

Das Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»[1] [2] untersuchte die Bedeutung des Wasserzinses für die öffentliche Hand und am Beispiel Graubünden.

Die Forschenden betrachten den Wasserzins als Teil des ökonomischen Werts der natürlichen Ressource Wasser.

- Interner Wert: die zurückbehaltenen und ausgeschütteten Gewinne der Stromproduzenten.
- Externer Wert: Steuern, Wasserzinsen, Löhne und weitere Beiträge an Volkswirtschaft und Gesellschaft.

Im Kanton Graubünden entsprechen die Wasserzinseinnahmen 15 Prozent der Steuereinnahmen und 5 Prozent der kantonalen Einnahmen insgesamt. Sie werden etwa hälftig zwischen Kanton und Gemeinden aufgeteilt und in den innerkantonalen Finanzausgleich einbezogen, damit ihre Auswirkungen geglättet werden können. In einigen Gemeinden beläuft sich der Anteil der Wasserzinseinnahmen am Ressourcenpotenzial auf 40

bis 77 Prozent. Auf die Steuereinnahmen bezogen bedeutet das, dass einige Gemeinden mehr Geld durch Wasserzinsen erhalten als durch reguläre Steuern.

Vergleicht man exemplarisch die Bedeutung der Wasserzinsen für die Gemeinden und den Kanton Graubünden, so stellt man fest, dass sich Veränderungen beim Wasserzins stärker auf die Eigentümer der Wasserrechte auswirken als auf die Profitabilität der Kraftwerksbetreiber, für die der Marktpreis die prägende Rolle spielt.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»
2 fonew.unibas.ch/fileadmin/user_upload/fonew/Paper/HP_Future_2019_WaterFees.pdf

Markt # Finanzierung # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

3.2.7. Verteileffekte bei einem flexiblen Wasserzins

Ergebnisse der Modellrechnungen für das Jahr 2018

Implizites Wasserzinsmaximum		230.0	110.0	80.0	50.0	0.0
Einnahmen Wasserzins und Ausgleichsleistungen	Gemeinden GR	119.7	57.3	41.6	26.0	0.0
	Kanton GR	131.7	63.0	45.8	28.3	0.0
Totales Ressourcenpotenzial [Mio CHF]		820.9	758.4	742.8	727.2	701.2
Beitrag Kanton an Ressourcenausgleich [Mio CHF]		10.9	8.3	8.0	8.0	9.2
Anzahl Gemeinden	Ressourcenstarke	44.0	38.0	38.0	35.0	26.0
	Ressourcenschwache	62.0	68.0	68.0	71.0	80.0
Referenzpreis Strom [CHF/MWh]		135.0	75.0	60.0	45.0	nicht relevant

Resultate für 2018 aus den modellierten Szenarien für Wasserzinsniveaus von null – bei der Abschaffung des Wasserzinses – und Wasserzinsmaxima bis zu einem Wert von CHF 230 CHF/MW. Die Modellierung berücksichtigt auch die Effekte auf den kantonalen Finanzausgleich. *Quelle: Hediger et al., «Wasserzins: Erfolgsmodell oder Hemmschuh?», Energieforschungsgespräche Disentis, 24. Januar 2019*

Das Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»[1] untersuchte die Verteileffekte bei der Umstellung des starren Wasserzinses auf ein flexibles Modell mit unterschiedlichem Sockelbetrag und unterschiedlichen Referenzpreisen im Kanton Graubünden.[2] Dabei ging es auch um den Effekt auf die innerkantonalen Ausgleichszahlungen und die Verschiebungen, die sich in der Ressourcenstärke der einzelnen Gemeinden ergeben.

In Graubünden werden die Erträge aus den Wasserzinsen etwa hälftig zwischen Kanton und Gemeinden aufgeteilt. Wird das Wasserzinsmaximum erhöht, steigen naturgemäss die Erträge sowohl für den Kanton wie auch für die Gemeinden – und sie fallen, wenn das Maximum reduziert wird. Der Beitrag des Kantons an den Ressourcenausgleich aber zeigt ein etwas anderes Verhalten: Bei einem Wasserzinsmaximum von CHF 80/kW und CHF 50/kW ist er am tiefsten; er fällt höher aus bei einem höheren Wasserzinsmaximum, aber auch bei einem gänzlichen Wegfall der Wasserzinsen, weil dann der Kanton gewisse Kompensationen leisten würde.

Der Wasserzins beeinflusst auch die Zahl der als ressourcenstark bzw. -schwach eingestuften Gemeinden. Je höher die Einnahmen über den Wasserzins sind, desto mehr ressourcenstarke Gemeinden gibt es, die in den kantonalen Topf für den Ressourcenausgleich einzahlen.

In den Jahren 2016–2018 erhielten die finanzschwächeren Gemeinden zwischen CHF 26 Mio. und CHF 27 Mio. Die finanzstärkeren Gemeinden lieferten dem Kanton ca. CHF 18 Mio. ab, die restlichen CHF 8 Mio. übernahm der Kanton.

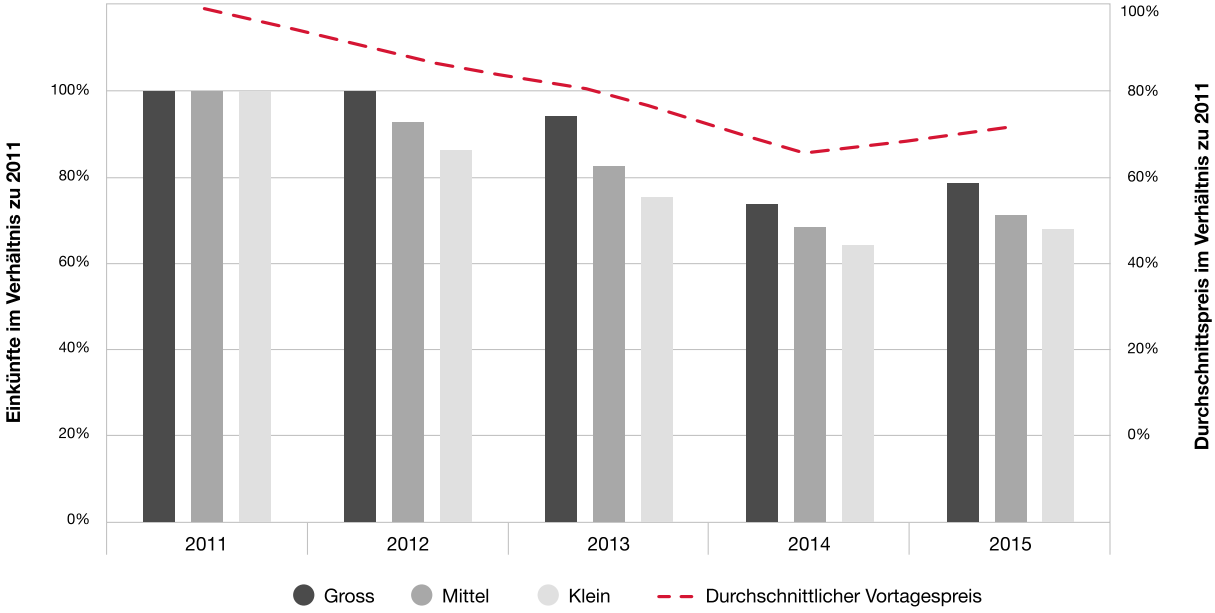
Der kantonale Ressourcenausgleich sorgt also dafür, dass alle Gemeinden auch bei einem flexiblen Wasserzins von den Einnahmen profitieren – bzw. dass bei tieferen Einnahmen die Last auf alle Gemeinden verteilt wird.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»
2 Hediger et al. «Water-fee-induced Financial Flow in Switzerland», Final Report, April 2019

Markt # Europa / EU

3.2.8. Europäischer Markt und Politik als grösste Herausforderungen



Wegen des wachsenden Anteils von Strom aus Photovoltaik und Windenergie und wegen tiefer Preise für CO_2 und fossile Brennstoffe nahmen die Spotmarktpreise für Strom von 2011 bis 2014 stark ab. Als Folge davon nahmen auch die Erträge der Wasserkraftwerke ab, bei den kleinen Werken stärker als bei den grossen. Die grossen Kraftwerke haben mit ihren Speichern mehr Möglichkeiten, die Produktion in Perioden tiefer Preise herunter- und in Perioden höherer Preise wieder hochzufahren. *Quelle: Projekt «Marktsituation der Wasserkraft»*

Wie lässt sich unter heutigen Marktbedingungen noch Geld mit Strom verdienen? Im Rahmen des Projekts «Nachhaltigkeit der Wasserkraft»[1] wurde dazu eine Umfrage unter Stakeholdern aus der Wirtschaft, von Forschungsinstituten, von NGO und aus der Verwaltung durchgeführt.[2] Sie zeigt, dass zwei Herausforderungen für die Wasserkraft in der Schweiz zentral sind: erstens der europäische Markt, der die künftige Rentabilität der Wasserkraft und damit auch die Möglichkeiten der Investitionen bestimmt, und zweitens die steigende Bedeutung politischer, sozialer und rechtlicher Aspekte. Erst an dritter Stelle werden natürliche Faktoren als Herausforderung taxiert. Technische Faktoren stehen am Ende der Liste.

Wie die Untersuchungen zeigen, nahm der Day-ahead-Strompreis – also der Preis für am nächsten Tag gelieferten Strom – von 2011 bis 2015 stark ab[3]. Dadurch fielen Erträge und Profit stark. Der Preiszerfall traf aber nicht alle Produzenten gleichermassen, wie die Aufschlüsselung nach Grösse der Werke zeigt. Kleine und mittlere Wasserkraftwerke litten tendenziell stärker unter dem Preiszerfall als die grossen. Diesen Unterschied führen die Forschenden darauf zurück, dass grosse Speicherkraftwerke dank ihrer Stauseen über die Flexibilität verfügen, die Stromproduktion in Tiefpreisperioden zu drosseln und den Strom in

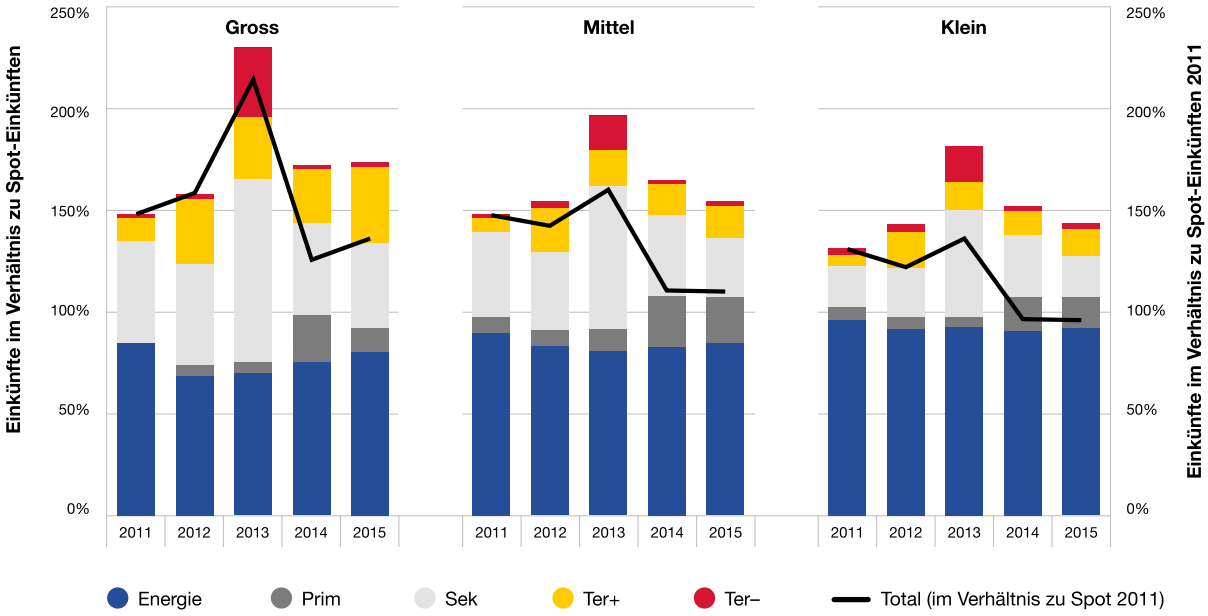
Hochpreisperioden zu verkaufen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltigkeit der Wasserkraft»
2 www.sccer-crest.ch/fileadmin/user_upload/2015_Barry_Future_of_Swiss_Hydropower.pdf
3 In der Zwischenzeit hat sich der Markt aber wieder etwas erholt.

Markt # Europa / EU

3.2.9. Höhere Erträge durch Teilnahme am Regelenergiemarkt



Theoretische Maximalerträge aus Simulationsrechnungen für grosse, mittlere und kleine Wasserkraftwerke durch Teilnahme am «Multi-Energie-Markt», also Energie- und Regelenergiemarkt für 2011–2015. Die Mehrerträge variieren von 40 bis 130 Prozent; sie wären aber in der Praxis nicht in diesem Umfang möglich gewesen. *Quelle: Projekt «Marktsituation der Wasserkraft»*

Im Rahmen des Projekts «Marktsituation der Wasserkraft»[1] wurde analysiert, wie 2011–2015 trotz schwieriger Marktsituation höhere Erträge und damit Profite möglich gewesen wären. Dazu wurde berechnet, wie der Verdienst in der Vergangenheit ausgesehen hätte, wenn die Kraftwerksbetreiber ihren Strom auch im Regelenergiemarkt verkauft hätten statt nur im Energy-only-Market. Im Regelenergiemarkt geht es darum, Frequenz und Spannung im Netz durch Drosselung oder rasche Erhöhung der Produktion konstant zu halten.

Die Untersuchung zeigt: Hätten die Kraftwerke nicht nur am Energy-only-Market, sondern gemischt am Energy-only-Market und Regelenergiemarkt teilgenommen, wären die Erträge potenziell höher ausgefallen. Die Mehrerträge hätten theoretisch bis plus 130 Prozent für grosse und plus 40 Prozent für kleine Kraftwerke betragen, wobei die sekundäre Regelenergie mehr Potenzial aufwies als die primäre und tertiäre. Für die grossen Stromproduzenten sind die berechneten Mehrerträge wegen der grösseren operativen Flexibilität höher als für mittlere und kleine Unternehmen.

Es gibt mehrere Gründe, warum die Mehrerträge in der Praxis nicht in diesem Umfang hätten erreicht werden können: die Unsicherheit bei der Vorhersage der Regelenergiepreise, der limitierte Regelenergiemarkt, die durch viele Anbieter entstehende Konkurrenzsituation und die limitierte Speicherkapazität der kleinen Stromproduzenten. Diese Faktoren reduzieren die

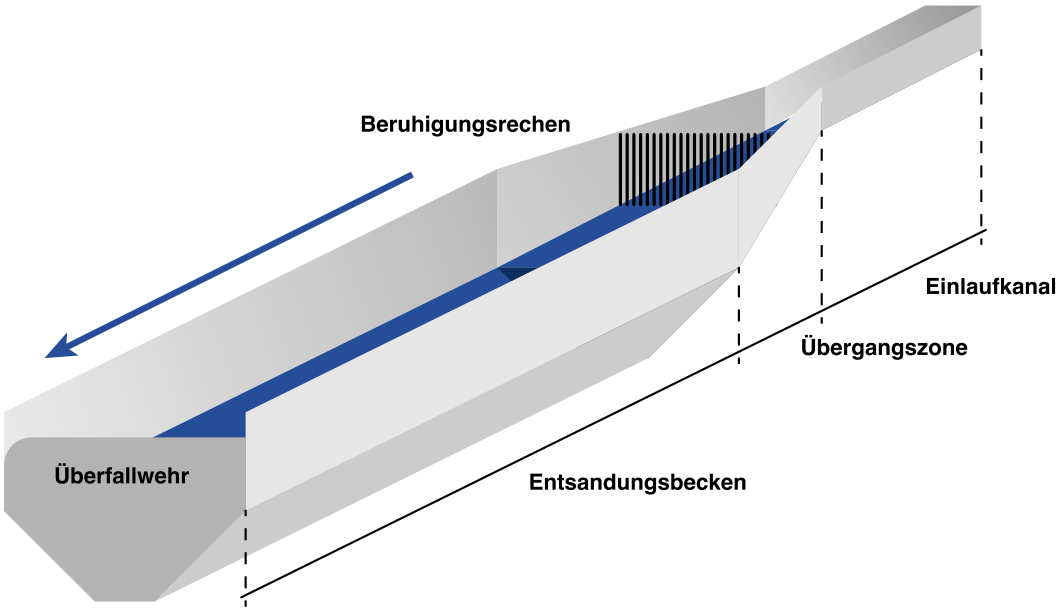
realisierbaren Mehrerträge auf unter 13 Prozent im Vergleich zu einem reinen Energiemarkt. Neue Ertragsmöglichkeiten könnten sich aber eröffnen, wenn die Schweiz mit der EU ein Stromabkommen abschliesst und sie dadurch Zugang zum Intra-Day-Markt erhält.

Kleinere Stromproduzenten bleiben im freien Markt gegenüber grossen auch künftig benachteiligt. Die Forschenden gehen davon aus, dass ein Strommarkt mit tiefen Preisen noch für einige Jahre wahrscheinlich bleibt.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Marktsituation der Wasserkraft»

3.2.10. Tiefere Kosten durch weniger Abrasion in den Turbinen



Schematische Darstellung einer Entsandungsanlage mit den Zonen Einlaufkanal, Übergangszone, Entsandungsbecken, Überfallwehr und Beruhigungsrechen. *Quelle: Projekt «Sedimentierung in Stauanlagen»*

Wasser aus Stauseen führt immer auch Sand und andere Sedimente mit sich. Diese Lockermaterialien verschleissen Druckleitungen, Turbinen und Leitapparate, wenn sie in den Treibwasserweg gelangen. Das erhöht die Unterhaltskosten und reduziert die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft. Mit einer Entsandungsanlage – einem speziellen Absetzbecken – lassen sich die Sedimente entfernen, bevor das Wasser in die Druckleitung und dann auf die Hochdruckturbinen schiesst. Die abgesetzten Sedimente müssen regelmässig von der Entsandungsanlage weggespült werden.

Viele in Betrieb stehende Anlagen entfernen die Sedimente allerdings zu wenig effizient. Ursache ist oft ein ungeeignetes Design der Entsandungsanlagen, deren Geometrie der Dynamik der Wasserströmung nicht gerecht wird. Und oft sind die Beruhigungsbecken zu kurz. Eine gute Entsandungsanlage benötigt eine richtig dimensionierte, sich aufweitende Übergangszone mit konstruktiven Elementen zur Strömungsberuhigung sowie ein genügend langes Absetzbecken.

Im Rahmen des Projekts «Sedimentierung in Stauanlagen»[1] wurde die Geometrie von Entsandungsanlagen durch numerische 3-D-Simulation strömungsmechanisch optimiert. In erster Linie wurde die Strömung in der Übergangszone zwischen Wassereinlass und Absetzbecken durch vertikale und horizontale Konstruktionselemente beruhigt und die Länge des Absetzbeckens optimiert. Es zeigte sich, dass die nach den heute gebräuchlichen Designregeln gebauten Absetzbecken für eine effiziente Entsandung deutlich zu kurz sind. Die Erkenntnisse aus den Berechnungen und Messungen an einer Prototyp-Entsandungsanlage wurden in einen neuen Designprozess übertragen. Er berücksichtigt Geometrie und Hydrodynamik des ganzen Systems, von der Wasserzuströmung über die

Übergangszone mit den Elementen zur Beruhigung der Strömung bis zum Ende des Absetzbeckens.

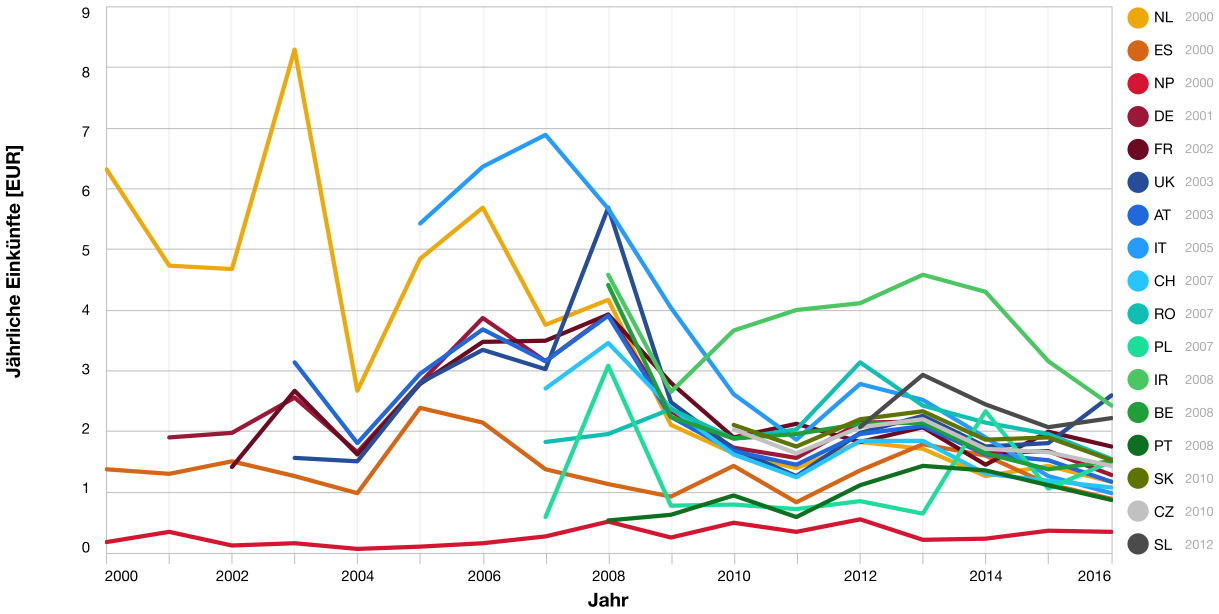
Ungenügende Entsandungsanlagen führen zu höheren Unterhaltskosten und Stillständen – und einem jährlichen Produktionsausfall von geschätzten 160 GWh bei Mitteldruck- und Hochdruck-Kraftwerken in der Schweiz. Im Rahmen des Projekts wurde auch das wirtschaftliche Potenzial optimierter Entsandungsanlagen abgeschätzt: Das Einsparpotenzial beträgt CHF 6 Mio. pro Jahr.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Sedimentierung in Stauanlagen»

Markt # Investition # Finanzierung

3.2.11. «Think big, act small»



Erträge von Pumpspeicherkraftwerken in verschiedenen Ländern. Generell sind sie zurückgegangen – und sie haben sich einander angenähert. *Quelle: Projekt «Investitionen in Wasserkraft»*

Werden die Mittel für Investitionen in die Wasserkraft knapper, sind neue Strategien nötig. Eine bessere Kenntnis der langfristig wichtigen Faktoren und der Unsicherheiten hilft, die richtigen Entscheide zu treffen. Zu den Unsicherheitsfaktoren zählen der Klimawandel und sein Einfluss auf das Management der Wasserspeicher, die künftige Bedeutung der Stromspeicher, die Bedeutung der Neuen Erneuerbaren Energien für die Stromproduktion und die Marktentwicklung in den nächsten Jahrzehnten. Alle diese Unsicherheiten beziehen sich auf Zeiträume, die deutlich kleiner sein können als die Lebensdauer der Wasserkraft-Infrastruktur. Daher ist es besonders anspruchsvoll, Entscheide für kapitalintensive, langlebige Infrastrukturen zu treffen.

Das Projekt «Investionen in Wasserkraft»[1] entwickelte neue Instrumente, die robuste Investitionsentscheide trotz Unsicherheiten ermöglichen. Sie reduzieren die Schwierigkeit, dass Investitionen in die Wasserkraft für Jahrzehnte nutzbar sind, die Märkte aber nur eine kurzfristige Bewertung erlauben.

Eine Analyse der Erträge aus den Pumpspeicherwerken in Europa zum Beispiel zeigt, dass seit dem Jahr 2000 die Einnahmen erstens sehr volatil geworden und zweitens deutlich geschrumpft sind. Allgemein haben sich die Unterschiede von Land zu Land stark verkleinert, die normalisierten Werte haben sich bei ca. 2 € pro 1 kWh Speicherkapazität eingependelt. Mit diesen Werten aus dem Energiemarkt («Energy-only Market») können die meisten Pumpspeicherwerke keinen positiven NPV («Net Present Value») mehr generieren – es

entsteht kein Anreiz mehr, in langfristige Energiespeicherung zu investieren.

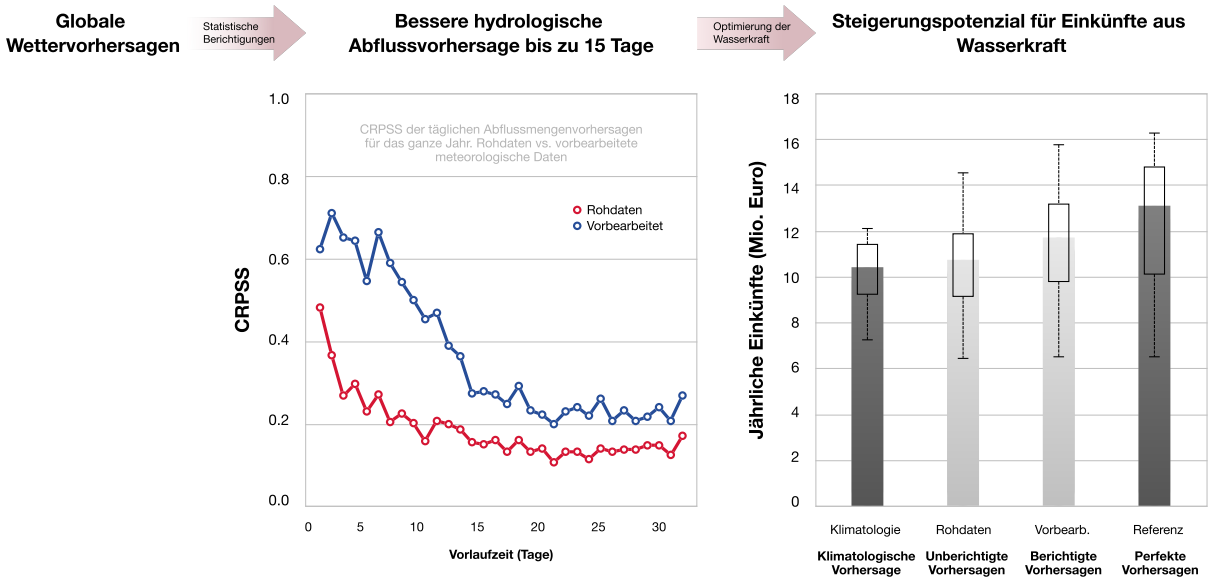
Damit Investitionen wieder rentabel werden, empfehlen die Forschenden die sogenannte Real-Option-Methode. Diese basiert auf einem zeitlich gestaffelten und flexiblen Vorgehen beim Investieren. Es sieht neben kurzfristigen Investitionen auch künftige Optionen vor, die heute noch nicht rentabel sind, und berücksichtigt diese in der Planung. Die optionalen Investitionen werden aufgeschoben.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Investitionen in Wasserkraft»

Markt

3.2.12. Langzeitprognosen für Trockenperioden besser nutzen



Mit verbesserten langfristigen hydrologischen Zuflussprognosen könnte der Ertrag aus der Stromproduktion für die Testregion der Verzasca verbessert werden. CRPSS ist ein statistisches Mass für die Verbeserung der meteorologsichen Vorhersage vom Wasserzufluss. Dieser Wert sagt aus, wie gut die Vorhersage mit dem tatsächlichen Wetter (in diesem Fall für dieNiederschläge und damit den Wasserzulauf) übereinstimmt. Ein CRPSS von 1 bedeutet perfekte Übereinstimmung, ein CRPSS von 0 bedeutet keine Verbesserung bezüglich der heutigen Vorhersage-Genauigkeit. *Quelle: Projekt «Hydrometeorologische Vorhersage»*

Auch Wettervorhersagen können die Wasserkraft stärken: langfristige, räumlich detaillierte Prognosen helfen, die Wasserreserven besser zu planen und die Kraftwerke rentabler zu betreiben, also wenn möglich Strom dann zu produzieren, wenn die Preise hoch sind. Entsprechende Prognosen können heute über einen Zeitraum von 2 bis 3 Wochen gemacht werden.

Das Projekt «Hydrometeorologische Vorhersage»[1] beschäftigte sich intensiv mit der Komplexität dieser langfristigen Prognosen. Die Prognosen für den Zu- und Abfluss von Wasser lassen sich kombinieren mit den zu erwartenden Preisentwicklungen am Energiemarkt. Diese Kombination erlaubt, den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken zusätzlich zu optimieren.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Hydrometeorologische Vorhersage»

Markt # Investition # Finanzierung

3.2.13. Kosten, Preise, Wasserzinsen und Markt: Fazit

- Kraftwerksbetreiber müssen auch in den nächsten Jahren mit volatilen Strommärkten und tiefen Preisen rechnen – mit entsprechenden Folgen für die langfristig nötigen Investitionen in die Infrastruktur der Wasserkraft.
- Ein flexibler Einsatz, z. B. die verstärkte Teilnahme am Regelenergiemarkt, bringt wegen der zusätzlichen Kosten und der zahlreichen Marktteilnehmer nur wenig Mehrertrag. Dazu kommt, dass sich die Schweiz ohne Stromabkommen mit der EU immer weniger am europäischen Strommarkt beteiligen kann.
- Es gilt, Massnahmen zu ergreifen, um die Wasserkraft über diese Durststrecke zu bringen – bis höhere Preise für CO_2 und Kohle auch die Strompreise wieder steigen lassen und die Kraftwerke die nötigen Investitionsmittel wieder durch das operative Geschäft erarbeiten können.
- Die gedrückte Ertragslage der Stromproduzenten verlangt neue Investitionsstrategien. Entscheidungsträger sollten robuste, skalierbare Lösungen für ihre Investitionen finden – nach dem Motto: «Beginne klein, denke gross!»
- Die «Real-Option»-Methode, welche die stufenweise Ausführung eines Projekts mit Optionen für Erweiterungen vorsieht, kann Investitionen über die Rentabilitätsschwelle bringen[1].
- Wasserzinsen, ob starre oder flexible Regelungen, erweisen sich als deutlich weniger entscheidend für die Profitabilität eines Kraftwerkes als der Marktpreis.

- Neuregelungen für den Wasserzins sollte eine umfassende Betrachtung des Werts der Ressource Wasser – sozial, regionalwirtschaftlich, regionalpolitisch, ökologisch und ökonomisch – zugrunde liegen.
- Jede Neuregelung bei den Wasserzinsen führt zu Veränderungen bei den Geldflüssen in den Finanzhaushalten der Kantone und Gemeinden. Eine Neuregelung des Wasserzinses verlangt deshalb noch viele Analysen und viel politische Arbeit nach dem Modell des Stakeholder-Dialogs. Sie fordert auch eine transparentere Zahlenbasis. Im Rahmen einer integralen Nachhaltigkeitsbeurteilung muss eine sozialverträgliche Gewinn- und Verlustverteilung mit politischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Akzeptanz gefunden werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Das nationale Wasserkonzessionsrecht unterstützt diese stufenweise Investitionsstrategie aber noch nicht.

3.3. Auenlandschaften, Restwasserflüsse, Geschiebe: ökologische Herausforderungen

Wasserfassungen, Umleitungen und Stauungen verändern den Wasserfluss in unseren Gewässern markant. Das Gesetz verlangt bei Fliessgewässern ständig fliessende Restwassermengen, um die Beeinträchtigungen der veränderten Abflussmengen in den Flüssen unterhalb der Staumauern zu reduzieren oder gar zu beseitigen. Konstante Restwasserflüsse ohne eine gewisse Dynamik reichen aber nicht aus, um eine gute Balance zwischen Ökologie und Stromproduktion zu schaffen. Es braucht andere Massnahmen.

Landschaft

3.3.1. Konstante Restwasserflüsse reichen nicht, um die Biodiversität zu erhalten

Wasserfassungen, Umleitungen und Stauungen verändern den Wasserfluss in unseren Gewässern markant. Das aktuelle Gewässerschutzgesetz (GSchG)[1] verlangt bei Fliessgewässern ständig fliessende Restwassermengen. Sie sollen die Beeinträchtigungen der veränderten Abflussmengen in den Flüssen unterhalb der Staumauern reduzieren oder gar beseitigen. Es ist allerdings bekannt, dass konstante Restwasserflüsse ohne eine gewisse Dynamik nicht ausreichen, um eine gute Balance zwischen Ökologie und Stromproduktion zu schaffen.[2]

Restwasser verändert unter anderem die Zusammensetzung der Lebensgemeinschaft der Makroinvertebraten. Makroinvertebraten sind wirbellose Tiere ab einer Grösse von etwa 1 mm, die in Süssgewässern leben: Insekten und ihre Larven, Flohkrebse, Milben, Schnecken und Muscheln, Egel und Würmer. Es ist weitreichend dokumentiert, dass die Wasserkraftnutzung das natürliche Abfluss- und Geschieberegime stark beeinträchtigen kann, hauptsächlich durch die Unterbrechung der Längsvernetzung durch Talsperren und Wehre, die Entnahme von Wasser und dadurch entstehende unnatürliche Abfluss- und Pegelschwankungen. Das kann zu einer Reihe von ökologischen und morphologischen Defiziten in Fluss- und Auenlandschaften führen, vor allem hinsichtlich der Habitatverfügbarkeit. Stromproduzenten konzentrieren sich zurzeit aber hauptsächlich auf die Sicherung der Restwassermengen. Nur wenige zeigen Interesse an den Auswirkungen künstlicher Hochwasser auf die Biodiversität und die Hydromorphologie unterhalb von Stauseen.

Fragen der Biodiversität und des Erhalts der morphologischen Vielfalt stellen sich aber auch im alpinen Gebiet auf ca. 2000 m ü. M., wo sich viele Wasserfassungen für Stauseen und Kraftwerke befinden. Auch dort ist langfristig ein Gleichgewicht zwischen Energie und Ökologie wichtig; die Zusammenhänge sind aber noch wenig erforscht. Auch im alpinen Gebiet, wo etwa 50 Prozent des Einzugsgebiets des Wassers liegen, sichern gemäss den Forschungsresultaten die aktuellen Richtlinien den Erhalt der Biodiversität nicht.[3]

Anmerkungen und Referenzen

1 Gewässerschutzgesetz von 1991, Stand 2017
2 Projekt «Aquates Ökosystem»
3 M. Doering et al., «Künstliche Hochwasser an der Saane» «Wasser, Energie, Luft» – 110. Jahrgang, 2018, Heft 2, CH-5401 Baden

Landschaft

3.3.2. Massnahmen gegen die negativen Auswirkungen des Restwassers

Kies und Steine sorgen in einem Fliessgewässer für hydromorphologische Vielfalt.
Quelle: L. Hunziger, U. Schälchli: Publikation «Die erforderliche Geschiebefracht», Flussbau AG, i. A. des BAFU, 2018

In den beiden Projekten «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»[1] sowie «Aquates Ökosystem»[2] wurde untersucht, welche Faktoren beim Restwassermanagement berücksichtigt werden müssen, will man die Biodiversität und die Vielfalt der Lebensräume in für die Wasserkraft genutzten Gewässern erhalten.

Die Projekte behandelten folgende Fragen:

- Wie lässt sich der Einfluss von Wasserkraftanlagen auf Auen- und Überschwemmungsgebiete, auf die Umgebung alpiner Wasserfassungen und auf Restwasserstrecken beurteilen – qualitativ und quantitativ?
- Wie kann man die Vielfalt von Pflanzen und Tieren in Auengebieten von Restwasserflüssen erhalten?
- Welche Bedeutung haben künstliche Hochwasser und Geschiebemanagement?
- Was zeigen Feldversuche zu den Folgen der Wassernutzung an der Saane, an der Borgne d‘Arolla und an der Maggia?
- Wie lassen sich die Ansprüche von der Stromproduktion sowie des Erhalts und der Pflege von Auenlandschaften verbinden?
- Lassen sich nicht mehr aktive Auengebiete wieder aktivieren und lässt sich die ursprünglich vielfältige Fauna und Flora wiederherstellen – teilweise oder vollständig?

Die Forschungsresultate zeigen, dass eine regelmässige Wiederholung künstlicher Hochwasser – allenfalls mit Geschiebeschüttungen – nötig ist, um eine für Flüsse und Auen wichtige Geschiebe- und Habitatdynamik in Gang zu halten. Grundsätzlich sollten sich Ausmass, Häufigkeit, Dauer und Zeitpunkt von künstlichen Hochwassern am natürlichen

Abflussregime orientieren. Zudem sollten künstliche Hochwasser grundsätzlich in der natürlichen Hochwasserperiode ausgelöst werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»
2 Projekt «Aquates Ökosystem»

Landschaft

3.3.3. Die Auenlandschaften unterhalb des Greyerzer-Stausees

Makroinvertebraten sind wirbellose Tiere ab einer Grösse von etwa 1 mm, die in Süssgewässern leben: Insekten und ihre Larven, Flohkrebse, Milben, Schnecken und Muscheln, Egel und Würmer. *Quelle: image.slidesharecdn.com*

Die Saane ist hinsichtlich ihrer ökologischen und morphologischen Habitateigenschaften weitreichend beeinträchtigt – infolge der durch die Staumauer des Greyerzersees bewirkten Restwasserbewirtschaftung, des Mangels an natürlichen Hochwassern und des Geschieberückhalts. Auch die Zusammensetzung der Lebensgemeinschaften hat sich verändert.

Zur Quantifizierung der Habitatzusammensetzung und -dynamik in der Restwasserstrecke der Saane wurden historische Luftbilder von 1938 bis 2013 analysiert und mit dem Zustand der Sense, einem natürlichen Zufluss der Saane, verglichen.[1] Im Gegensatz zur Sense nahmen im durch Restwasser bewirtschafteten Teil der Saane die auentypischen Habitate wie die offenen Kiesflächen nach dem Bau der Staumauer Rossens von 1943 bis 2013 um 95 Prozent ab. Sie wurden hauptsächlich durch bewachsene Kiesbänke und Wald ersetzt. Gleichzeitig eroberte der Wald deutlich mehr Fläche (+24 Prozent), was die aktive Auenfläche reduzierte. Hinzu kommt eine stark eingeschränkte Dynamik. Etwa 60 Prozent der Habitatfläche der Restwasserstrecke veränderten sich in den letzten 70 Jahren hinsichtlich des Habitattyps nicht mehr, während die Sense einem ausgeprägten Habitatwechsel unterlegen war.

Das ausgelöste Hochwasser an der Saane im September 2016 redynamisierte das System. Habitate wurden, wie für natürliche Auenlandschaften üblich, umgelagert, Geschiebe wurde transportiert und weiter flussabwärts deponiert, Feinsediment wurde ausgetragen, und die

verdichtete Flusssohle wurde entfernt. Die sehr hohe Individuendichte der Mikroorganismen auf dem Flussgrund wurde kurzfristig reduziert. Im Bereich der teilweise erodierten Geschiebeschüttungen erhöhte sich die hydromorphologische Diversität.

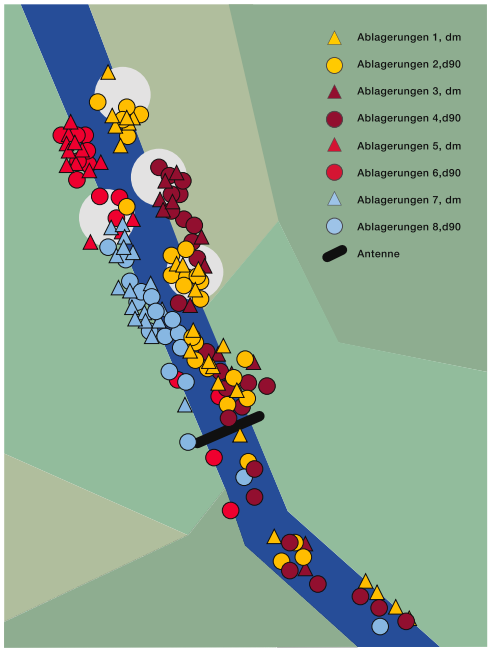
Allerdings war das künstliche Hochwasser an der Saane einmalig; die langfristigen und nachhaltigen Auswirkungen müssen hinterfragt werden. Dies macht vor allem die Betrachtung der Lebensgemeinschaften des Makrozoobenthos deutlich. Zwar hatte das Hochwasser kurzfristig eine Wirkung, wie die Reduktion der sehr hohen Gesamtindividuendichte zeigte. Die massive Dominanz der Flohkrebse konnte aber nicht reduziert werden: Bereits zwei Monate nach dem Hochwasser war die Gesamtindividuendichte wieder stark angestiegen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»

Landschaft

3.3.4. Geschiebehaushalt ist wesentlich für vielfältige Lebensräume



Die Verteilung des Geschiebes aus den 4 aufgefüllten Kiesdepots nach der Überflutung. Die gelb und blau markierten Depots wurden etwa zu Hälfte erodiert, während das rot markierte kaum und das violett markierte praktisch vollständig verschoben wurden (schematisierte Darstellung). *Quelle: Projekt «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»*

Geschiebe ist das Baumaterial der Flüsse, mit dem das Wasser charakteristische Strukturen und damit vielfältige Lebensräume bildet. Auf dem Gewässergrund abgelagerter Kies dient gewissen Fischen als Laichsubstrat, Randzonen von Kiesbänken bieten Lebensräume für Jungfische, Kiesbänke bilden Standorte für Vögel, Spinnen und andere Kleinlebewesen.

In Flüssen mit ungenügender Geschiebedynamik verfestigt sich der Gewässergrund, und er verliert seine Eignung als Laichsubstrat; Hochwasser können den von Feinsedimenten verstopften Porenraum nicht mehr genügend durchspülen, und die Sauerstoffzufuhr nimmt ab; Kiesbänke, die nicht periodisch vom Wasser umgelagert werden, verlanden und verlieren ihre typische Morphologie.

Künstliche Hochwasser und Massnahmen zum Management der Geschiebefracht, die möglichst natürliche Verhältnisse nachbilden sollen, rücken deshalb immer stärker in den Fokus, auch beim Bundesamt für Umwelt (BAFU).[1] [2] [3]

Ein Beispiel einer möglichen Sanierung war die Saaneüberflutung im September 2016.[4] [5] Die vor der Flut an verschiedenen Stellen im Gewässer geschaffenen Kiesdeponien wurden mitgerissen und führten zur Erosion und zum Transport von künstlich eingebrachtem Geschiebe. Die Konfiguration mit den vier Geschiebeschüttungen als alternierende Bänke

führte zu einer Aufwertung der Habitatvielfalt in einem Abschnitt von etwa 400 m. Das von den Geschiebeschüttungen erodierte Material lagerte sich in Anhäufungen ab und nicht zerstreut im ganzen Fluss. Dies erhöht die Habitatvielfalt stärker, als wenn das Material dem Fluss mit einer einzigen Geschiebeschüttung am Ufer oder als Insel beigegeben wird. Der Transport des Geschiebes und dessen positive Auswirkung auf die Habitatvielfalt waren wegen des einmaligen, etwas zu klein ausgefallenen Hochwassers allerdings lokal beschränkt.

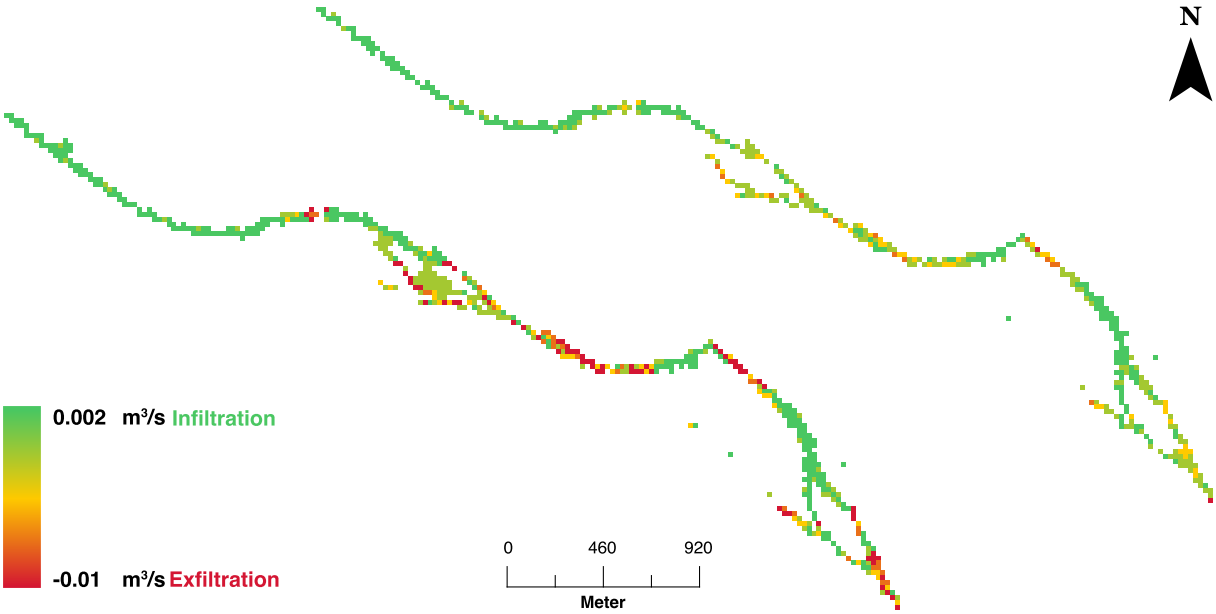
Die Resultate unterstreichen, dass eine regelmässige Wiederholung solcher Hochwasser mit Geschiebeschüttungen zwingend nötig ist, um eine für Flüsse und Auen wichtige Geschiebe- und Habitatdynamik in Gang zu halten.

Anmerkungen und Referenzen

1 «Geschiebehaushalt – Massnahmen», Version für die Anhörung, 8. November 2018, Bundesamt für Umwelt BAFU
2 «Künstliche Hochwasser – Auslegeordnung, Grundlagen und Handlungsbedarf», PRONAT Umweltingenieure AG und BG Ingenieure und Berater, 10. November 2016, im Auftrag des BAFU
3 «Die erforderliche Geschiebefracht», Flussbau AG, 5. November 2018, im Auftrag des BAFU
4 Projekt «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»
5 M. Doering et al., «Künstliche Hochwasser an der Saane», «Wasser, Energie, Luft» – 110. Jahrgang, 2018, Heft 2, CH-5401 Baden

Landschaft

3.3.5. Die Wechselwirkung von Flüssen und Grundwasser am Beispiel der Maggia



Simulation der Wechselwirkung von Grund- und fliessendem Wasser entlang der Maggia vor (links im Bild) und nach dem Bau von Staudämmen. Vor der Regulierung der Maggia und ihrer Nebenflüsse zeigt die Modellierung eines Streckenabschnitts des Flusses, basierend auf historischen Daten zur Abflussmenge, deutlich mehr Stellen, an denen Grundwasser ins Flussbett austritt (Exfiltration), als nach der Regulierung (rechts im Bild). Der Grundwasserspiegel ist abgesunken und behindert so auch die Aufnahme von Wasser durch die Ufervegetation. *Quelle: Projekt «Aquates Ökosystem»*

Um den gegenseitigen Einfluss von fliessendem Wasser und Grundwasser besser zu verstehen, wurde im Überflutungsgebiet der Maggia die Dynamik zwischen Fluss und Grundwasser sowie deren Einfluss auf die Vielfalt von Morphologie- und Lebensraumdynamik untersucht.[1] Ziel war, zu verstehen, wie die Gewässer und Grundwassersysteme auf verschiedene Restwasserstrategien reagieren. Die Maggia ist ein typisches Beispiel für einen Fluss, bei dem der grösste Teil des Wassers an verschiedenen Stellen in Reservoirs abgeleitet wird. Damit ist sie gut geeignet, den Effekt auf den Abfluss und die Ökologie zu untersuchen.

Die Forschenden entwickelten dazu ein Simulationsmodell für die Wechselwirkung zwischen Oberflächen- und Grundwasser derart weiter, dass es für komplexe kieshaltige Überschwemmungsgebiete anwendbar ist. Damit untersuchten sie den Austausch zwischen dem fliessenden Wasser und dem Grundwasser – und zwar für die Jahre vor dem Bau der Dämme und für die Jahre danach.

Die Untersuchungen zeigten, dass konstant fliessende Restwassermengen die Vielfalt von

Habitaten und Lebewesen, wie sie vor dem Ausbau der Wasserkraft durch mittlere Wasserführung und gelegentliche Hochwasser geschaffen worden waren, nicht wiederherstellen können, u. a. wegen des stark abgesunkenen Grundwasserspiegels. Der frühere, natürliche und sehr wechselvolle Wasserabfluss mit gelegentlichen Trockenperioden hatte zu einem Wechselspiel mit dem Grundwasser geführt. Flusswasser sickerte in den Grund, Grundwasser trat während trockener Perioden aus – all diese Prozesse schufen eine biologische und morphologische Vielfalt, wie das ein konstanter Restwasserfluss nicht vermag.

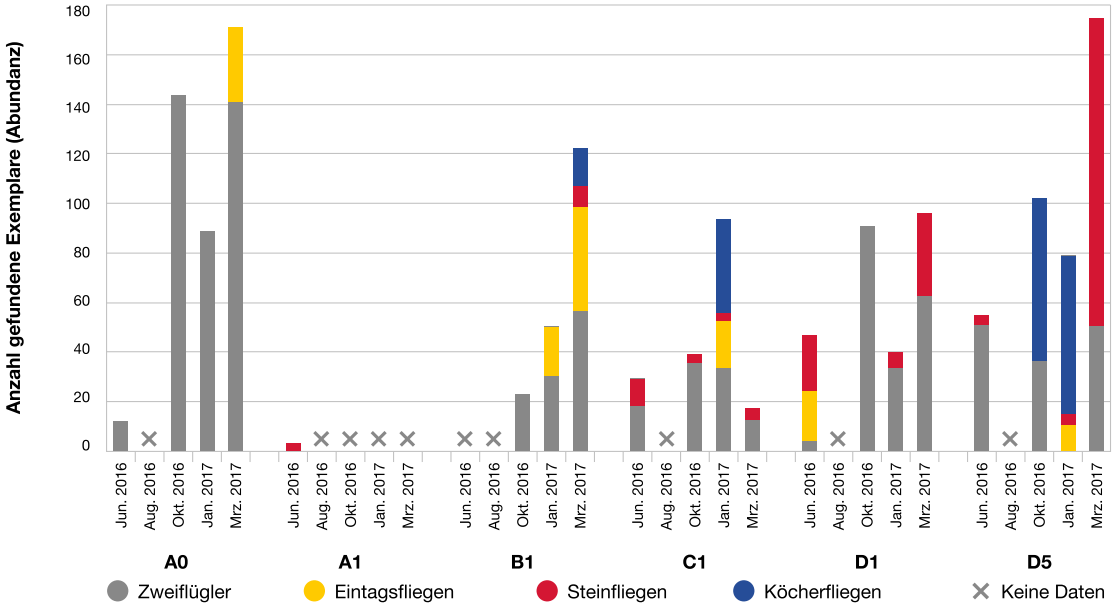
Simulationen einer erhöhten, konstanten Restwassermenge zeigten, dass biologische und morphologische Vielfalt nicht mehr zur früheren, natürlichen Situation führt. Wohl würde der Grundwasserspiegel wieder ansteigen, eine natürliche Situation liesse sich aber nur durch grosse Überschwemmungen und mehr zeitliche und räumliche Variabilität des Abflusses schaffen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Aquates Ökosystem»

Landschaft

3.3.6. Geschiebekontrolle oberhalb alpiner Wasserfassungen wichtiger als Restwasser?



Durch die täglichen Geschiebespülungen in alpinen Wasserfassungen werden die Kleinstlebewesen – hier in verschiedenen Farben dargestellt – mitgerissen, sodass in der Borgne d'Arolla der «Sommer im Winter» herrscht, bis im Herbst bei nachlassenden Spülungen die Makroinvertebraten aus den Nebenflüssen zuwandern und die Borgne d'Arolla wiederbeleben können. A0, A1 usw. sind verschiedene Messstellen. *Quelle: C. Gabbud, Bull. Murichienne 135/2017 (2018): 39–53*

Im Projekt «Aquates Ökosystem»[1] wurde an der Borgne d'Arolla im Kanton Wallis untersucht, wie sich der Entzug von Wasser und das Geschiebemanagement auf die Biodiversität und die Morphologie der Bäche unterhalb der Wasserfassungen auswirken.

Im Sommer, wenn das Schmelzwasser viel Geschiebe mitführt und die Wasserfassungen täglich oder sogar mehrmals täglich gespült werden müssen, existiert kaum noch Leben in der Borgne d'Arolla; das kalte Gletscherwasser und die grossen Geschiebemengen reissen die Kleinstlebewesen mit. Das zeigen quantitative Messungen an verschiedenen Stellen der Borgne d'Arolla. In dieser Restwasserstrecke findet der «Sommer im Winter» statt. Sobald hingegen im Herbst die Schmelzwasser nachlassen, erholen sich die Bestände der Makroinvertebraten durch Zuwanderung aus den Zuflüssen ohne Wasserfassungen schnell. Das Vorkommen von Kleinlebewesen hängt also stark ab von der Häufigkeit, mit der das vom Gletscherwasser mitgebrachte Geschiebe ausgeschwemmt wird.

Daraus ziehen die Forschenden noch vorsichtig den Schluss, dass die Gewässerschutzbestimmungen für Restwasserstrecken möglicherweise nicht dazu geeignet sind, unterhalb alpiner Wasserfassungen möglichst natürliche Bedingungen

aufrechtzuerhalten. Im Gegenteil könnte hier die Geschiebekontrolle wichtiger sein als die Restwassermengen. Der ständige Fluss von kalten Restwassermengen schafft zusammen mit den häufigen Geschiebespülungen sehr ungünstige Bedingungen für das Leben im Wasser. Besser, so die Forschenden, wäre eine Geschiebekontrolle oberhalb der Wasserfassungen und ein Verzicht auf konstante Restwassermengen, denn unterhalb der Wasserfassungen sorgt der Zufluss von deutlich weniger kaltem Grundwasser für den nötigen Abfluss und Nährstoffe – und damit für bessere Bedingungen für die Kleinlebewesen.

Die aktuellen Kenntnisse über die Auswirkungen von Spülungen an Wasserfassungen sind aber noch sehr begrenzt – das halten Forschende bei der Interpretation ihrer Resultate ebenso fest wie kürzlich der Bundesrat in einer Antwort auf ein Postulat[2].

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Aquates Ökosystem»
2 https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193298

Landschaft

3.3.7. Entwicklung und Simulation ökologisch relevanter Indikatoren

Steine, die aus dem Wasser ragen, sorgen für einen guten Gasaustausch – und schaffen eine bevorzugte Zone für Fische. *Quelle: Sammlung T. Kaiser 2019*

Im Rahmen des Projekts «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»[1] wurde ein Hydromorphologischer Index der Variabilität (HMID) entwickelt. Mit ihm lassen sich Auenlandschaften quantitativ beschreiben und Veränderungen durch Hochwasser messen. Der Index befasst sich mit der Wasserdynamik und dem Sedimenttransport. Ihm liegt die vereinfachte Annahme zugrunde, dass eine anthropogene Beeinträchtigung der Fliessgewässer in der Regel zu einer Verringerung der biologischen Vielfalt führt.

Bei stark behinderten Gewässerabschnitten mit wenig morphologischer Abwechslung liegt der HMID-Wert unter 5. Werte zwischen 5 und 9 stehen für limitierte Variabilität, natürliche Referenzgewässer mit grosser Sedimentdynamik und vielfältigen morphologischen Habitaten weisen Werte über 9 auf.

Mit dem künstlich ausgelösten Hochwasser im Restwasserabschnitt der Saane im September 2016 konnte der HMID verifiziert werden. Vor der Überflutung betrug der modellierte und experimentell bestätigte HMID-Wert des Abschnitts 8–9[2], was einem Gewässerabschnitt mit limitierter Variabilität der Morphologie entspricht und beinahe als natürlich bezeichnet werden kann. Nach der Überflutung lag der HMID-Wert in den Gebieten mit neuer Sedimentablagerung um ein Drittel höher als vor dem künstlichen Hochwasser. Die mikrobiologische Diversität war aber deutlich tiefer als in der natürlichen Sense, in deren Oberlauf sich kein Stausee befindet.

Im Rahmen des Projekts «Aquates Ökosystem»[3] wurde untersucht, wie sich Steine von bis zu einem Meter Durchmesser in einem Flussbett unter verschiedenen Restwasserregimen auf die Qualität der Fischhabitate auswirken. In einem simulierten Modell konnte gezeigt werden, dass diese Hindernisse für die Fische bedeutend sind, wenn sie nur zum Teil und nicht vollständig unter Wasser stehen. Umspülte grosse Steine schaffen nämlich bevorzugte Zonen für Fische und sorgen mit ihrer Turbulenz für einen guten Gasaustausch mit der Luft.

Völlig im Wasser liegende Steine können diese Funktion nicht erfüllen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Nachhaltiges Auenmanagement und Wasserkraft»
2 S. Stähly, P. Bourqui, C.T. Robinson, A.J. Schleiss, «Numerische Modellierung zur Bestimmung der Habitatvielfalt an einem mäandrierenden wasserkraftbeeinträchtigten Fliessgewässer», in Peter Rutschmann (ed.), Proceedings of the 18. Wasserbaussymposium, Obernach, Germany, TUM: TUM, 720–728
3 Projekt «Aquates Ökosystem»

Landschaft

3.3.8. Auenlandschaften, Restwasserflüsse, Geschiebe: Fazit

- Die im aktuellen Gewässerschutzgesetz enthaltenen Vorgaben für Restwasser- und Geschiebemanagement in regulierten Gewässern sind bei nur moderater Umsetzung ungenügend, um in Restwasserstrecken möglichst naturnahe Bedingungen zu erhalten – denn trotz Umsetzung der Massnahmen zum Gewässerschutz geht die durch die früheren natürlichen Schwankungen verursachte Dynamik, die für eine grosse Biodiversität sorgte, in regulierten Gewässern weitgehend verloren.
- Die Forschungsresultate zeigen, dass künstliche Hochwasser und Geschiebezugaben mit einem möglichst der Natur nachgebildeten dynamischen Wechsel zwischen Hoch- und Niedrigwasser sowie zwischen Nass- und Trockenperioden für die Erhaltung der ursprünglichen Biodiversität nötig sind.
- Der Grundwasserspiegel, der für den Erhalt eines naturnahen biologischen Zustands des Gewässers ebenfalls zentral ist, sinkt in regulierten Gewässern ab. Die Wechselwirkung zwischen Grundwasser und fliessendem Gewässer – Infiltration von fiessendem Wasser ins Grundwasser und Exfiltration von Grundwasser ins Fliessgewässer –, die für ein möglichst natürliches Ökosystem von Überflutungsgebieten wichtig ist, geht verloren.
- Für alpine Wasserfassungen hingegen sind es vor allem die mehrmaligen täglichen Geschiebespülungen, die trotz dynamischem Restwasser den naturnahen Zustand des Gewässers zerstören. Sie führen im Sommer unterhalb der Fassungen zu Gewässern ohne Lebewesen; das Leben kehrt erst im Herbst und Winter durch Zuwanderung von Kleinstlebewesen aus Nebenflüssen wieder zurück. Der Sommer wird zum Winter und

umgekehrt. Hier schlagen die Forschenden aufgrund ihrer vorläufigen Resultate vor, ein Geschiebemanagement oberhalb der Wasserfassungen als geeignetere Massnahme genauer zu untersuchen.

Die Forschungsresultate zeigen den Konflikt auf mit der Forderung, die Wasserkraft in der Schweiz auszubauen. Die Ziele des Umwelt- und Gewässerschutzes und die Ziele der Energiestrategie 2050 müssen sorgfältig gegeneinander abgewogen werden.

4. Acht Vorschläge an diverse Anspruchsgruppen

Das Thema Wasserkraft und Markt betrifft eine breite Palette von Anspruchsgruppen. Diese umfasst die Energiebereitsteller, die Kraftwerkseigentümer, die Regulatoren, die Interessenvertreter sowie die Dienstleister.

Die Empfehlungen richten sich an jene Anspruchsgruppen, die einen unmittelbaren Einfluss auf die künftige Wasserkraft oder Aspekte des Strommarkts haben. Dies sind namentlich:

- Energieversorger – Energieversorgungsunternehmen; Kraftwerkseigentümer
- Politik – Bund, Kantone und Gemeinden;
- Interessenvertreter – Verbände und NGO;

Es werden ausschliesslich Empfehlungen formuliert, die sich aus den Forschungen im NFP «Energie» ableiten lassen und die im Hinblick auf die Transformation unseres Energiesystems relevant sind.

Energiespeicher # Energiebereitstellung # Energieversorger

4.1. Potenzial für neue Stauseen im periglazialen Umfeld prüfen!

In der Umgebung sich zurückziehender Gletscher entstehen Gletscherendseen, die ein Potenzial für Stauseen und neue Wasserkraftwerke aufweisen. Es besteht aber ein grosser Zielkonflikt zwischen Nutzung der Wasserkraft auf der einen und dem Natur- und Landschaftsschutz auf der anderen Seite. Dieser Zielkonflikt muss politisch durch Abwägen aller Vor- und Nachteile gelöst werden.

Stauseen unterhalb sich zurückziehender Gletscher könnten die Stromproduktion in der Schweiz gemäss Schätzungen um ungefähr 3 Prozent erhöhen. Etwa die Hälfte davon könnte zur saisonalen Speicherung und damit zur Stromproduktion im Winter beitragen. Dies geht aus einer Untersuchung der ETH Zürich hervor, die aus den grundsätzlich infrage kommenden Standorten jene 7 identifiziert hat, die sich am besten für neue Stauseen eignen. Deren theoretische Speicherkapazität beträgt 1,3 TWh; das entspricht 14 Prozent der Speicherkapazität der heutigen Stauseen.

Mit Ausnahme des Triftgletschers liegen aber alle diese Standorte in geschützten Gebieten. Das Bundesamt für Umwelt sieht daher – ohne Änderung der aktuellen Schutzbestimmungen – einzig beim Triftgletscher eine realistische rechtliche Chance für einen neuen Stausee. Gewisse Chancen gebe es auch beim Gornergletscher, weil dieser nur unter nationalem Schutz stehe. Der Grindelwaldgletscher als Teil des UNESCO-Welterbes sei eine wenig realistische Option, und die anderen Gletscher geniessen vorsorglichen Schutz gemäss Art. 12 Abs. 2 der Auenverordnung. Es liegt somit bei der Politik, den für die Schweiz geeigneten Kompromiss zwischen Versorgungssicherheit sowie Umwelt- und Landschaftsschutz zu finden und allenfalls Grundlagen für die Nutzung eines Teils der Potenziale zu schaffen.

Beim Triftgletscher im Berner Oberland ist 2008 bereits ein proglazialer Gletschersee – ein

sogenannter Gletscherendsee – entstanden. Er liegt in einer Geländeformation, wo mit relativ wenig Aufwand eine Staumauer gebaut werden könnte.

Investition # Finanzierung # Europa / EU # Energiebereitstellung # Energieversorger

4.2. Die wenigen noch verbleibenden Optionen zur Erhöhung der Rentabilität konsequent nutzen!

Die aktuell relativ tiefen Marktpreise für den Strom verlangen, die wenigen Möglichkeiten zur Optimierung des Kraftwerkbetriebs konsequent zu nutzen. Dazu gehören die Reduktion der Unterhaltskosten an Turbinen, die Staffelung von Grossinvestitionen und die verstärkte Beteiligung am Regelenergiemarkt.

Ohne Stromabkommen mit der EU bleiben die Möglichkeiten für die Schweiz, sich am europäischen Stromhandel zu beteiligen, beschränkt. Die Teilnahme am «CH-Intra-day»-Markt ist wohl möglich, aber er ist wenig liquid und weniger volatil als der deutsche Markt. Mit einer verstärkten Beteiligung am Regelenergiemarkt können jedoch zusätzliche Erträge realisiert werden, auch wenn das Potenzial mit zunehmender Zahl an Teilnehmenden schwindet.

Damit Investitionen wieder rentabel werden, empfehlen die Forschenden die sogenannte «Real-Option-Methode». Diese basiert auf einem zeitlich gestaffelten Vorgehen. Es sieht neben kurzfristigen Investitionen auch künftige Optionen vor, die heute noch nicht rentabel sind, und berücksichtigt diese in der Planung. Die optionalen Investitionen werden aufgeschoben. Dazu müssten allerdings die Bewilligungs- und Konzessionsverfahren angepasst werden, denn heute verlangen diese, dass eine Anlage klar beschrieben und in einer bestimmten Frist auch realisiert wird.

Wasser aus Stauseen führt immer auch Sand und andere Sedimente mit sich. Diese Lockermaterialien verschleissen Druckleitungen, Turbinen und Leitapparate, wenn sie in den

Treibwasserweg gelangen. Mit einer richtig dimensionierten Entsandungsanlage – einem speziellen Absetzbecken – lassen sich die Sedimente entfernen. Die Reduktion der Unterhaltskosten mit richtig dimensionierten Absetzbecken wird von den Forschenden auf etwa 6 Millionen Franken pro Jahr geschätzt.

Nachhaltigkeit # Investition # Energiebereitstellung # Öffentliche Verwaltung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.3. Bei neuen Projekten einen Stakeholder-Dialog auf der Basis einer integrierten Nachhaltigkeitsprüfung führen!

Projekte im Bereich der Stromwirtschaft können durch eine gemeinsame Planung – einer integrierten Nachhaltigkeitsprüfung mit Stakeholder-Dialog – nach ökologischen, ökonomischen, regionalpolitischen und -wirtschaftlichen Kriterien optimal gestaltet werden und an Akzeptanz gewinnen.

Projekte im Zusammenhang mit dem Bau oder der Erneuerung von Kraftwerken werden mit allen Anspruchsgruppen in einem gemeinsamen Planungsprozess vorbereitet, die Interessen werden gegenseitig abgewogen. Die einzelnen Kriterien werden von Experten bewertet, die «trade-offs» erarbeiten hingegen die Anspruchsgruppen.

Da Kraftwerke in der Schweiz zum grössten Teil im Eigentum der öffentlichen Hand sind, ist nach Ansicht der Forschenden gerechtfertigt, die Nutzung der Wasserkraft nicht nur rein ökonomisch, sondern auch aus volkswirtschaftlicher, sozialer, politischer und ökologischer Perspektive zu beurteilen. Wichtige Voraussetzungen dazu sind ein gegenseitiges Vertrauen und möglichst viel Transparenz bezüglich aller Daten, auch der finanziellen.

Steuerung # Energiebereitstellung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.4. Wasserzinsen nach Erträgen ausrichten!

Die für 2024 fällige Regelung des Wasserzinses soll statt auf der Bruttoleistung auf dem produzierten Strom und dem Marktpreis beruhen, aber auch regionalpolitische sowie regionalwirtschaftliche Aspekte berücksichtigen und eine faire Risikoverteilung anstreben. Dazu ist eine völlige Transparenz der Ertragszahlen nötig.

Der Wasserzins ist ein Entgelt der Stromproduzenten an die Gebirgskantone und -gemeinden für die Nutzung ihrer Wasserressourcen. 2015 betrug er etwa 560 Millionen Franken. Im Kanton Uri machen die Wasserzinsen etwa 25 Prozent der kantonseigenen Einnahmen aus. In vereinzelten Gemeinden des Kantons Graubünden können sie über 50 Prozent der gemeindeeigenen Einnahmen betragen.

Flexible und ertragsabhängige Wasserzinsen werden heute als marktgerechter eingestuft als fixe Maximalwerte, die nur von der Leistung – also nicht vom tatsächlichen Wert des produzierten Stroms – abhängen. Flexible Wasserzinsen erhöhen jedoch das Risiko der Ressourceneigentümer und reduzieren jenes der Kraftwerksbetreiber. Für Letztere ist die Höhe des Wasserzinses eine wichtige Kostenkomponente bei Marktpreisen von 40 bis 60 Franken pro MWh, die sich in der Nähe der Produktionskosten bewegen. Die Marktdynamik kann leicht für Preise über oder unter diesem Bereich sorgen.

Es sollen deshalb flexible, ertragsabhängige Wasserzinsen eingeführt werden, die gemäss den Prinzipien der Gewinn- und Verlustverteilung («revenue sharing») zwischen den Ressourceneigentümern – also den Gemeinden – und den Kraftwerksbetreibern gestaltet sind. Dazu ist eine völlige Transparenz der Ertragszahlen nötig. Die neue Regelung soll aber nicht nur rein ökonomische Aspekte berücksichtigen, sondern im Sinn einer ganzheitlichen Betrachtung auch regionalpolitische und regionalwirtschaftliche Aspekte einbeziehen.

Landschaft # Energiebereitstellung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.5. Biodiversität unterhalb von Stauanlagen wiederherstellen und erhalten!

Quelle: Bild: wsl: Sensegraben (BE/FR) aus www.waldwissen.net/wald/naturschutz/gewaesser/wsl_auen_schweiz/index_DE Foto: M. Roggo)

Das Ungleichgewicht zwischen Umweltschutz und Wassernutzung gehört korrigiert: Die Restwasserführung muss dynamischer werden. Fehlen natürliche Überflutungen, braucht es regelmässig künstliche Hochwasser.

Das Gewässerschutzgesetz von 1992 lässt den Kantonen einen gewissen Ermessensspielraum bei der Bewertung wirtschaftlicher Interessen und der Anwendung von Ausnahmeregelungen. Eine nur moderate Umsetzung der Vorschriften zu den Restwassermengen in Flüssen unterhalb von Stauanlagen ist gemäss den Forschungsresultaten aber zu wenig geeignet, die Biodiversität in geregelten Gewässern wiederherzustellen und zu erhalten. Das konsequente Einhalten einer natürlichen Abflussdynamik und gelegentliche, natürliche oder künstlich ausgelöste Hochwasser sowie ein geeignetes Geschiebemanagement sind Voraussetzung für den Erhalt der Biodiversität. Das Gewässerschutzgesetz ermöglicht den Kantonen und dem Bundesrat grundsätzlich, umweltfreundliche Lösungen durchzusetzen – etwa mit Ausgleichsflächen.

Landschaft # Energiebereitstellung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.6. Biodiversität bei Wasserfassungen wiederherstellen und erhalten!

Im alpinen Bereich, wo vorwiegend kaltes Gletscherwasser gefasst und in die Stauseen geleitet wird, finden Mikroorganismen andere Bedingungen vor als in tieferen Lagen. Die regelmässigen, zum Teil mehrmals im Tag erfolgenden Geschiebespülungen können – gemäss ersten Forschungsresultaten – die Lebensräume unterhalb der Wasserfassung schädigen. Die Forschung zu diesem Thema sollte weitergeführt werden, um zu klären, wie sich die Restwasservorschriften für alpine Wasserfassungen zum Schutz der Biodiversität verbessern lassen.

Unterhalb von alpinen Wasserfassungen kann das Leben im Fliessgewässer durch die Geschiebespülungen ausgelöscht werden – das zeigen die ersten Forschungsresultate an der Borgne d'Arolla. Geschiebeanhäufungen zerstören die natürliche Morphologie des Gewässers, und das kalte Schmelzwasser, das mit den Spülungen kommt, kann Kleinlebewesen wegspülen – «der Sommer wird zum Winter». Ein Geschiebemanagement oberhalb der Wasserfassungen, eventuell ohne Restwasser, erscheint als eine sinnvolle Massnahme, um dem vorzubeugen.

Nachhaltigkeit # Energiebereitstellung # Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.7. Neue Erkenntnisse der Forschung zur Kenntnis nehmen und bei den Strategien und Massnahmen berücksichtigen!

Alle Interessenvertreter sollen die Forschungsresultate in ihre Arbeit einfliessen lassen – ob es um das neue technische Potenzial für Stauseen im periglazialen Umfeld, die ungenügende Wirkung zu moderat umgesetzter Restwasservorschriften oder die Wasserzinsen als Erträge geht.

Der in der Energiestrategie 2050 erwartete Ausbau der Wasserkraft verlangt bei zahlreichen Entscheidungen Güterabwägungen und eine gewisse Kompromissbereitschaft von den verschiedenen Anspruchsgruppen. Vertreter des Natur-, Landschafts- und Gewässerschutzes sehen bei einem weiteren Ausbau die Umwelt gefährdet; die Energiestrategie 2050 hingegen rechnet mit einem Ausbau als partielle Kompensation für den Wegfall des Stroms aus Kernkraftwerken.

Die Kraftwerksbetreiber argumentieren für eine moderate Umsetzung der Restwasserbestimmungen, während die Forschenden feststellen, dass mit konstanten oder auch proportionalen Restwassern der naturnahe Zustand von Auenlandschaften und Restwasserstrecken nicht erhalten oder wiederhergestellt werden kann. Vor allem dann nicht, wenn als «Ausgangszustand» bei Konzessionserneuerungen der Zustand bei Einreichen des Erneuerungsgesuchs massgebend wird. Ausgleichsflächen können als partielle Kompensation dienen.

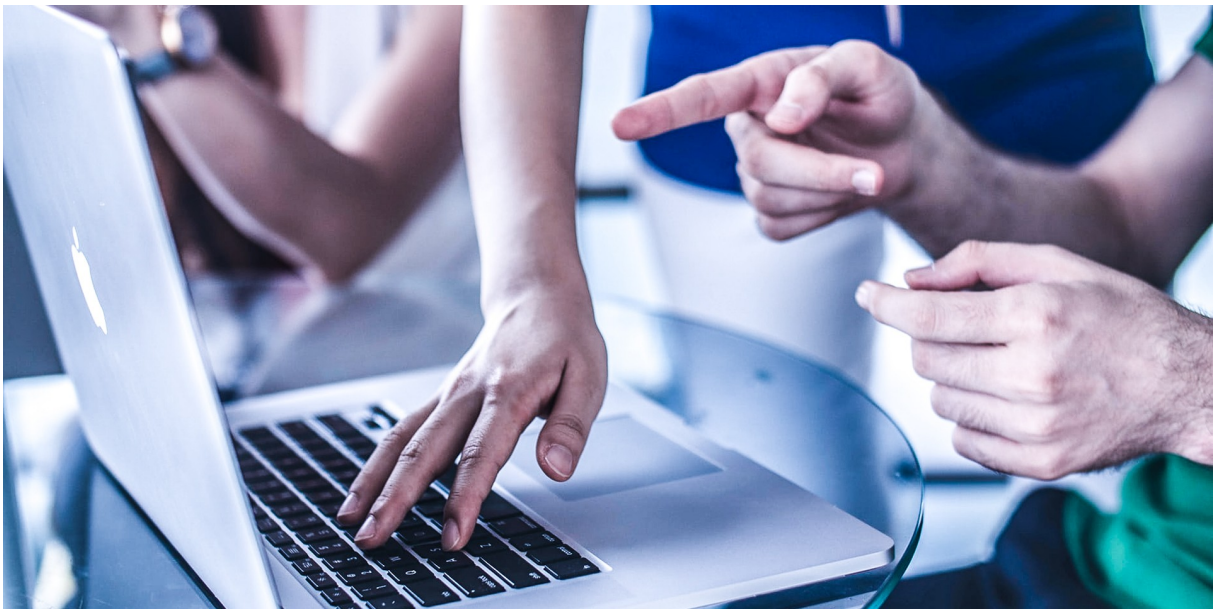
Gegen den Ausbau der Wasserkraft durch Staumauererhöhungen oder im Umfeld sich

zurückziehender Gletscher sprechen oft sowohl rechtliche Gründe – die Lage in Schutzgebieten – als auch wirtschaftliche. Ohne dieses Potenzial zu nutzen, wird es schwierig sein, die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen.

Auch bei der Neuregelung des Wasserzinses ab 2024 werden ökonomische und ökologische Argumente allein der Situation nicht gerecht. Im Sinn einer ganzheitlichen Betrachtung müssen auch die regionalpolitischen und regionalwirtschaftlichen Aspekte bewertet werden.

Nachhaltigkeit # Landschaft # Energieversorger # Betriebe

4.8. Neue quantitative Kriterien für Restwasserstrecken und neue Designregeln für Entsander anwenden!



Die Qualität von Restwasserstrecken und Auenlandschaften als Lebensraum mit morphologischer und biologischer Vielfalt lässt sich quantifizieren und damit besser beurteilen. Die Entsandungsanlagen bei Stauseen können mit neuen Dimensionierungswerkzeugen wirksamer gemacht werden.

Im NFP Energie entwickelte Simulations- und Modellierungsmethoden können das Verständnis für die Wirkung von Gewässerschutzmassnahmen erhöhen. Die Habitatqualität in Restwasserstrecken lässt sich quantitativ messen und beschreiben. Die Wechselwirkung von Grundwasser und fliessendem Wasser lässt sich modellieren; ihr Einfluss auf die Flora in Auenlandschaften und in Uferzonen wird immer besser verstanden. Forschungsresultate betreffen aber auch betriebliche Optimierungen durch ein besseres Verständnis von Sedimentflüssen, Geschiebemanagement und Designregeln für Entsandungsanlagen.

Diese Resultate müssen in die Arbeit von Ingenieur- und Beratungsbüros Eingang finden – etwa bei der Charakterisierung der Habitatstruktur von Restwasserstrecken oder beim Erhalt möglichst naturnaher Verhältnisse. Der Erfolg von Renaturierungsprojekten kann damit besser beurteilt werden, und Entsandungsanlagen können wirksamer dimensioniert werden.