

Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit



Dr. Regina Betz, ZHAW

Dr. Johanna Cludius, ZHAW

Prof. Dr. Massimo Filippini, ETH Zürich

Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Universität St. Gallen HSG

Thomas Geissmann, ETH Zürich

Prof. Dr. Peter Hettich, Universität St. Gallen HSG

Prof. Dr. Hannes Weigt, Universität Basel

Redaktion: Christian Huggenberg, Taktform

Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit

Die Schweizer Wasserkraft soll für die zukünftige Energieversorgung im zentraleuropäischen Raum eine wichtige Rolle spielen. Dies kann sie aber nur, wenn sie wieder rentabel wird.

Um die im aktuellen Marktumfeld schlechte Rentabilität von Wasserkraftwerken zu verbessern, sollten einerseits die Energieversorgungsunternehmen:

- neue Handelsstrategien auf den Strommärkten entwickeln, z.B. im Intra-Day-Handel und
- vorhandene **Kosteneinsparpotentiale** realisieren.

Andererseits ist auch die Politik gefordert. Mit Subventionen können die **strukturellen Probleme** nicht behoben werden. Auch hat die Schweiz keinen direkten Einfluss auf die Marktentwicklungen in den Nachbarländern.

Es sollten daher die notwendigen flexiblen Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit die Schweizer Energieunternehmen sich auf die aktuellen und die zukünftigen Marktbedingungen einstellen können:

- Auf der Kostenseite ist insbesondere bei den **Wasserzinsen** anzusetzen, welche zuletzt in den Jahren 2011 und 2015 erhöht wurden. Der Wasserzinsmechanismus sollte flexibler werden und den neuen Marktbedingungen angepasst werden.
- Ebenso sollte die **Koordination mit der EU** vorangebracht werden, um die Interessen der Schweiz möglichst gut zu vertreten.

Die **Revision des Wasserrechtsgesetzes** im Rahmen der Regelung des neuen Wasserzinsregimes bietet eine ideale Chance, diese Herausforderungen zeitnah umzusetzen.

Die Politik ist gefordert, für einen langfristigen **Interessenausgleich** zwischen Wasserkraftbetreibern und Bergkantonen zu sorgen; einerseits hängt die Zukunft der Wasserkraft von der Flexibilisierung des Wasserzinsmechanismus ab – andererseits sind die Wasserzinsen für die Bergkantone eine wichtige Einnahmequelle.

Eine Verzögerung dieses Prozesses könnte negative Folgen für Investitionen in die Schweizer Wasserkraft haben und ihre Rolle in der Energiestrategie 2050 gefährden.

Ausgangslage

Die Schweizer Stromversorgung wird zu mehr als 50% aus heimischen Wasserkraftanlagen gedeckt. Im Rahmen der anvisierten Energiestrategie 2050 nimmt die Wasserkraft daher eine Schlüsselrolle ein. Sie bildet das Fundament, welches die Umgestaltung zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung absichern soll. Entsprechend will der Bund ihren bereits jetzt hohen Output bis 2050 um 7% auf mindestens 38,6TWh steigern (BFE 2013). Während Laufwasserkraftwerke emissionsfreie

Bandenergie erzeugen, gelten Speicherkraftwerke und insbesondere Pumpspeicherkraftwerke als ideale Sparringpartner für fluktuierende erneuerbare Energien aus Wind und Sonne. In Pumpspeicherkraftwerken können grosse Mengen an Energie gespeichert werden, um bei Bedarf als Reserveleistung bereitzustehen. Deshalb sind Pumpspeicherkraftwerke wichtige Bausteine, welche für die Integration von Photovoltaik- und Windkraftanlagen notwendig sind.

Die aktuellen Marktentwicklungen stellen die Schweizer Wasserkraft

aber vor grosse Herausforderungen. Es wird zunehmend unklar, ob sie ihre, in der Energiestrategie 2050 angedachte, Rolle auch übernehmen kann. Die anhaltend niedrigen Stromgrosshandelspreise und die immer kleiner werdende Differenz zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen stellen die Rentabilität klassischer Versorgungsstrategien (Pumpen zu Zeiten niedriger und Produktion zu Zeiten hoher Strompreise) in Frage. Demgegenüber bietet jedoch die hohe Volatilität auf den kurzfristigen Strommärkten – die etwa 200- bis 300-fach so hoch ist wie die Volatilität an Finanzmärkten

ten – die Chance auf Erträge durch Ausnutzung der hohen Flexibilität von Wasserkraftanlagen (Abb. 1).

Mit der teilweisen Marktöffnung für Grosskunden 2009 und der angedachten vollständigen Liberalisierung ab 2018 wird es auch zunehmend schwieriger, Investitionsrisiken in der Wasserkraft auf die Endverbraucher umzulegen. Schweizer Unternehmen mussten bereits Wertberichtigungen ihrer Anlagen im Milliardenbereich vornehmen. Die aktuell geringe Ertragslage und die damit einhergehende Verringerung im operativen Cashflow führt zu eingeschränkter Risikofähigkeit (siehe hierzu u.a. Nosratlu und Frauendorfer 2015, sowie Credit Suisse AG 2014 und 2015) und begrenzt potentiell Investitionsvorhaben der Schweizer Stromproduzenten. Zudem ist die bestehende Interaktion und zukünftige Integration mit den europäischen Energiemärkten derzeit mit grossen Unsicherheiten behaftet (Hettich et al. 2015).

Es stellt sich daher die Frage, ob Anpassungen der Rahmenbedingungen oder Fördermassnahmen notwendig sind. Während der Ständerat in Einzelfällen Finanzhilfen vorschlägt, sieht die UREK-N eine Marktpremie für Grosswasserkraftanlagen als zielführender an. Vor diesen akuten Herausforderungen rücken langfristige Aspekte wie die Auswirkungen des Klimawandels oder mögliche Konkurrenz durch neue Speichertechnologien zunehmend in den Hintergrund. Marktentwicklungen und regulatorische Aspekte werden daher von

den Stakeholdern derzeit als dringlichste Herausforderungen für die Schweizer Wasserkraft angesehen (Barry et al. 2015).

Im Folgenden werden wir kurz die wichtigsten Aspekte der aktuellen Wasserkraftdebatte beleuchten. Nach einer kurzen Erläuterung der Marktentwicklungen werden die Möglichkeiten der Energieunternehmen und der Schweizer Politik präsentiert, wie auf diese Herausforderungen reagiert werden kann. Wir schliessen mit einem Ausblick auf die langfristige Perspektive und mit Handlungsempfehlungen an Unternehmen und Politik, wie die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft gesichert werden kann.

Marktentwicklungen

Die Schweiz ist stark von den Entwicklungen auf den europäischen Märkten abhängig. Die Hauptgründe für den aktuellen **Preisdruck auf den Grosshandelsmärkten**, insbesondere an den langfristigen Futures- und den Day-Ahead-Märkten, sind Überkapazitäten auf europäischer Ebene, sowie tiefe CO₂- und Kohlepreise. Die Überkapazitäten sind das Resultat von massivem Zubau neuer erneuerbaren Energien, einer gesunkenen Nachfrage sowie einer stetig steigenden Energieeffizienz. Die tiefen CO₂-Preise sind eine Folge des Überangebots an Emissionszertifikaten. Das bedeutet auch, dass die externen Kosten konventioneller Elektrizitätserzeugungstechnologien noch nicht vollständig internalisiert sind.

Insbesondere hat jedoch der Ausbau an grösstenteils subventionierten, **neuen erneuerbaren Energien** wie Wind und Photovoltaik die Preisstrukturen beeinflusst. Strom aus Wind und Photovoltaik wird zu niedrigeren Grosshandelspreisen angeboten; dieser Preisdruck führt nicht nur zur Senkung der Grosshandelspreise sondern auch zu niedrigeren Ausbringungsmengen konventioneller Kraftwerke (Merit-Order-Effekt). Ausserdem haben sich die stündlichen Preise für eine Stromlieferung in den 24 Stunden eines Tages strukturell massiv verändert. Die Preise am Day-Ahead-Markt für Stromlieferungen während des Tages, den Peak-Stunden, unterscheiden sich im Mittel kaum mehr von den Preisen für Stromlieferungen zu den Abend- und Nachtstunden, den Off-Peak-Stunden.

Demgegenüber ist die Preisvolatilität im Intra-Day-Handel massiv gestiegen (Abb.1) und wird damit zunehmend wichtig für die Bestimmung rentabler Fahrpläne, insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke.

Gekoppelt mit der starken **Aufwertung des Schweizer Frankens** führte der Preiszerfall an den Futures-Märkten zu einer Reduktion der Margen der Schweizer Wasserkraft. Eine signifikante Änderung dieser allgemeinen Situation ist bis auf weiteres nicht absehbar: Die Preise werden aufgrund nach wie vor steigender Einspeisungen an erneuerbaren Energien tief, die Spreads zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen aufgrund der PV-Einspeisungen niedrig, und die

Volatilität der Spot-Preise im Intra-Day-Handel hoch bleiben. An dieser Stelle ist es wichtig anzumerken, dass auch ein sofortiger Stopp der Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz oder in der EU keine unmittelbare Änderung der Preissituation bewirken würde.

Einige Länder befürchten, dass als Folge daraus die notwendigen Investitionen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit ausbleiben. Vor allem in europäischen Ländern wie in Italien und Frankreich wurden und werden deshalb **Kapazitätsmechanismen** geschaffen bzw. diskutiert, z.B. separate Kapazitätsmärkte für langfristige Investitionssicherheit oder die Ausschreibung von strategischen Reserven. Diese sollen zum einen die notwendigen Reservekapazitäten zum Ausgleich der wetterabhängigen Einspeisung aus Wind und Sonne sichern und zum anderen auch nachfrageseitige Anreize setzen.

Kapazitätsmechanismen zielen darauf ab, ein gewisses Mass an Überkapazität als Sicherheitsmarge bereitzustellen. Dies führt tendenzi-

ell zu noch weniger Preisspitzen im Energiemarkt, was durch die Marge im Kapazitätsmarkt bzw. durch Kapazitätzahlungen ausgeglichen wird. Daher können sie nur dann zusätzliche Einnahmen für die Wasserkraft generieren, wenn Schweizer Anbieter auch an den ausländischen Kapazitätsmechanismen teilnehmen dürfen. Dies hängt jedoch stark von deren Ausgestaltung und der weiteren Entwicklung des Strommarkt abkommens zwischen der Schweiz und der EU bzw. etwaiger bilateraler Vereinbarungen ab (Betz et al. 2015, Hettich et al. 2015).

Aufgrund des bestehenden bilateralen **Freihandelsabkommens** und WTO-Regelungen kann die Schweiz keine gesonderte Importsteuer auf Strom erheben; welt handelsrechtliche Retorsionsmassnahmen möchte sie dagegen aus politischen Gründen nicht ergreifen. Die Schweiz sollte daher bemüht sein, ihre Interessen in der europäischen Diskussion, insbesondere der aktuellen Kapazitätsmarkt- und Marktkopplungsdebatte, einzubringen. Dies bietet die beste Gewähr, negative Feedbackeffekte

zu vermeiden. Sollte der Bundesgesetzgeber die Schaffung eigener Kapazitätsmärkte in Erwägung ziehen, könnte er sich hierfür auf seine umfassenden Kompetenzen in Art. 91 BV stützen.

Auch werden Mechanismen zur angemessenen Abgeltung flexibel verfügbarer Elektrizitätsproduktion diskutiert, sogenannte **Flexibilitätsmärkte**. Um jedoch die flexible Produktion aus schweizerischen Wasserkraftwerken optimal vermarkten zu können, ist eine Marktkopplung mit den Nachbarmärkten notwendig. Aufgrund des **sistier ten Stromabkommens** findet die Zuweisung von Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und Deutschland und Frankreich im Intra-Day derzeit nur auf Basis privatrechtlicher Vereinbarungen statt. Dies erlaubt eine Vermarktung der flexiblen schweizerischen Elektrizitätsproduktion im Ausland zu tragbaren Bedingungen. Ohne Stromabkommen sind diese Vermarktungsmöglichkeiten aber nicht weiter ausbaufähig oder sogar gefährdet (Hettich et al. 2015).

Der Mehrwert für einen gegen-

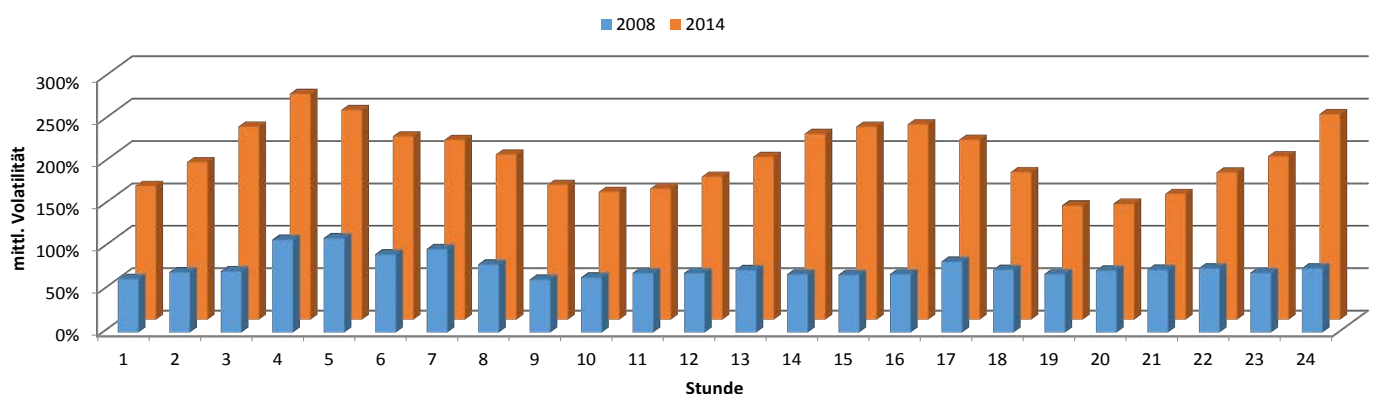


Abbildung 1: Mittlere Volatilität auf dem Intra-Day Markt (Berechnungen ior/cf-HSG auf Basis Epex-Spot)

über den EU-Staaten gleichwertigen Marktzugang lässt sich in etwa abschätzen: Ausgehend von der aktuellen Volatilität auf den Intra-Day-Märkten und einem durchschnittlichem Preisniveau von 40 EUR/MWh lassen sich mit geschickter Kapazitäts-Vorhaltung zusätzlich ca. 20 EUR/MWh an Optionswert erlösen (berechnet auf Basis der klassischen Optionspreistheorie), der auch als Flexibilitätsprämie interpretiert werden kann.

Kostenstruktur und Kosteneffizienz

Da die Schweizer Energieunternehmen keinen direkten Einfluss auf die europäische Preisentwicklung haben, müssen sie insbesondere mit Anpassungen auf ihrer Kostenseite reagieren.

Die **Gestehungskosten** der Schweizer Wasserkraftenergie variiert stark zwischen den einzelnen Unternehmen. Filippini und Geissmann (2014) führten eine umfassende Untersu-

chung der Kostenbestandteile aus privater und volkswirtschaftlicher Perspektive für den Zeitraum 2000 bis 2013 durch. Je nach Unternehmenstyp und kalkulatorischen Annahmen variieren die Kosten dabei zwischen 5 und 8 Rp/kWh (Abb. 2).

Insgesamt stellen die **Kapitalkosten**, welche neben den Amortisationskosten noch den Finanzaufwand sowie dem Gewinn vor Steuern beinhalten, mit ca. 40% der Gesamtkosten die grösste Kostenkategorie. Eine Abschätzung der Eigenkapitalrendite aller Unternehmen weist über die Jahre hinweg ca. 5.9% vor und 4% nach Ertragssteuern aus. Wobei auch hier starke Variationen vorliegen.

Ein wichtiger Kostenblock sind die **Abgaben** der Wasserkraftunternehmen an die öffentliche Hand. Diese umfassen Wasserzinsen, sonstige Steuern und Abgaben sowie Ertragssteuern. Mit ca. 1.5 Rp/kWh machen sie ca. 25% der Gestehungskosten aus. Gleichzeitig

mit der oben beschriebenen Veränderung der Marktsituation wurden in den letzten Jahren die Abgaben für die hiesige Wasserkraft drastisch gesteigert. So wurde das Wasserzinsmaximum zu Beginn des Jahres 2011 um 25% und anfangs 2015 nochmalig um 10% erhöht (Filippini und Geissmann 2014). Neben einer Kostenanalyse führten Filippini und Geissmann (2014) auch eine Abschätzung des Effizienzpotentials Schweizer Wasserkraftunternehmen durch. Bei einem allfälligen Kostenreduktionspotential sind jedoch aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen und dem hohen Fixkostenanteil nur Teile kurzfristig umsetzbar.

Sowohl bei den Kosten als auch Effizienzpotentials besteht eine sehr hohe Heterogenität der Unternehmen. Als Folge davon können einige Unternehmen trotz der momentan herausfordernden Marktsituation noch immer eine angemessene Rendite erwirtschaften,

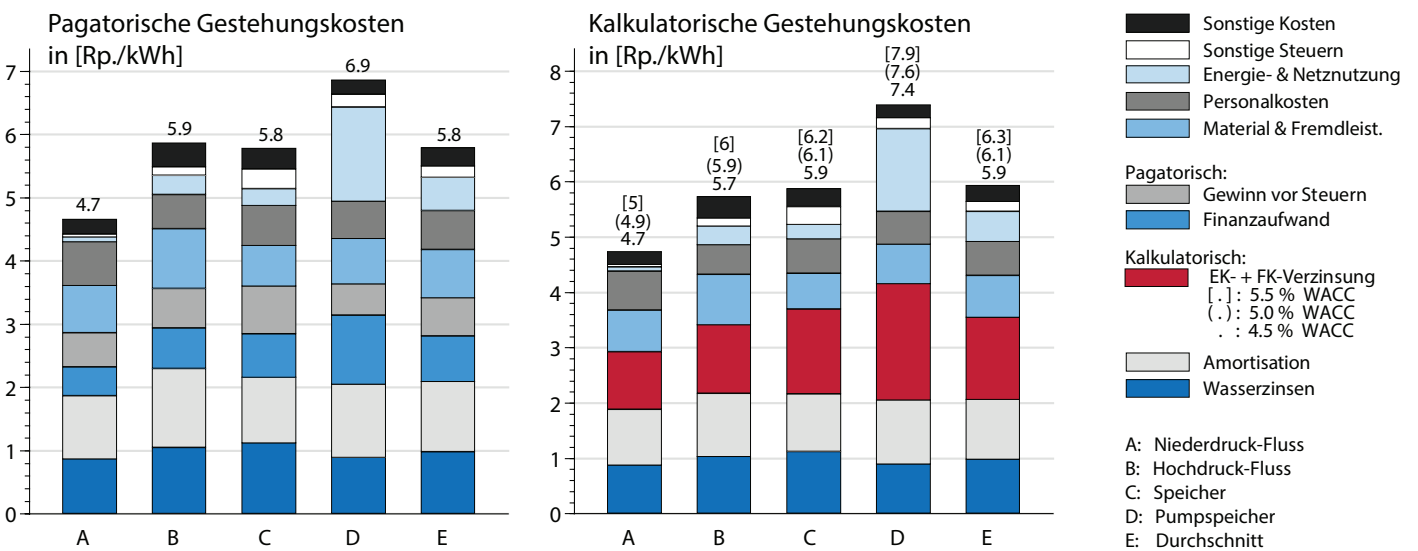


Abbildung 2: Kalkulatorische Gestehungskosten von Wasserkraftwerken entsprechend Erfolgsrechnung, Mittelwerte 2000 bis 2013 (Filippini und Geissmann 2014)

während dies für andere Unternehmen nicht möglich ist. Im Falle von kurzfristigen staatlichen Interventionen zur Stützung der Wasserkraft sollte dieser Heterogenität daher Rechnung getragen werden.

Der Bundesgesetzgeber hat die Möglichkeit, Massnahmen zur **Verbesserung der Kostenstruktur** zu unterstützen. So kommen ihm im Bereich der wirtschaftlichen Landesversorgung umfassende Kompetenzen zu, die er auch für die Wasserkraft nutzen kann und z.B. Bürgschaften zur Erleichterung der Last bei der Finanzierung des Fremdkapitals gewähren kann (Hettich 2014). Ein solches Vorgehen entspricht auch der Stossrichtung des sich aktuell in Revision befindlichen Landesversorgungsgesetzes: Dieses möchte der Versorgung mit lebenswichtigen Dienstleistungen, wie der Elektrizitätsversorgung, mehr Aufmerksamkeit widmen. Allerdings ist die Wirkung solcher Massnahmen im aktuellen Tiefzinsumfeld vermutlich beschränkt.

Weiterhin hat der Bundesgesetzgeber die Kompetenz, wirtschaftlich in ihrer Existenz bedrohte Wirtschaftszweige mit strukturpolitischen Fördermassnahmen, beispielsweise finanziell, zu unterstützen (Hettich 2014). Die verfassungsrechtliche Zulässigkeit einer Finanzierung solcher Subventionen aus dem Netzzuschlagsfonds ist umstritten (Hettich und Walther 2011), doch unter der beschränkten Verfassungsgerichtsbarkeit nicht anfechtbar.

Wasserzinsen, Konzessionen und kantonale Finanzen

Ebenso wie die Unternehmen hat auch die Schweizer Politik nur begrenzten Einfluss auf die europäischen Marktentwicklungen. Es ist daher wichtig, sich auf jene Aspekte zu konzentrieren, bei denen die Schweizer Vorgaben einen wichtigen Einfluss auf die Rentabilität der Wasserkraft haben.

Für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ist die Rolle der **Wasserzinsen** als kostentreibender Faktor zentral. Die Berechnung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximalsatzes beruht momentan nicht auf ökonomischen Faktoren, sondern auf der technischen Bruttoleistung des Kraftwerks. Da somit weder die Kosten- noch die Ertragslage eine Rolle spielen, wird der Inputfaktor Wasser nicht wert- oder marktorientiert besteuert.

Mit 400 bis 500 Mio. CHF pro Jahr (SWV 2012) tragen die Wasserzinsen bis zu 14%, also einen wesentlichen Anteil, zum Haushaltsbudget der Bergkantone bei (Meister 2014). Dadurch ergeben sich verteilungspolitische Fragen, die in der Diskussion berücksichtigt werden müssen.

Um den langfristigen Erfolg der Wasserkraft und damit auch der Wasserzinseinnahmen zu sichern, scheint eine Anpassung des Wasserzinsmechanismus unumgänglich. In einem kompetitiven Markt impliziert dies, dass auch die von den Wasserkraftunternehmen zu entrichtenden Wasserzinsen auf ökonomischen Grundsätzen beru-

hen und flexibel und marktorientiert sein sollten (Banfi et al. 2004). Wie von Banfi und Filippini (2010) dargelegt, könnte anstelle der heutigen fixen Abgabe pro kW eine Steuer in Abhängigkeit von der Gewinnlage genutzt werden. Ebenso wäre eine Kombination einer fixen Abgabe mit einem flexiblen auf der Gewinnlage basierenden Anteil denkbar. Die Gestaltung eines auf der Gewinnlage basierenden Systems impliziert jedoch die Ausarbeitung einer Methode zur Berechnung des Gewinns von Partnerwerkunternehmen.

Das zuständige Gemeinwesen, meist die Kantone, und die Inhaber der Wasserkraftwerke, die Konzessionäre, können die Modalitäten des verliehenen Wasserrechts jederzeit einvernehmlich ändern, also auch den Wasserzins (nach unten) anpassen (Hettich und Rechsteiner 2013). Eine Anpassung des Wasserzinses kann durch den Konzessionär aber nicht erzwungen werden.

Die Kompetenz Wassernutzungen für die Energieerzeugung zu regeln liegt bei den Kantonen (**Wasserhoheit der Kantone**). Der Bund kann jedoch auf Gesetzebene die Regeln für die Festlegung des Wasserzinses verändern, also die derzeitige Kopplung des Wasserzinses an die Bruttoleistung aufheben und z. B. durch eine Kopplung an die Ertragslage ersetzen. Insgesamt erfordert die Umgestaltung der Schweizer Wasserzinsen einen politischen Prozess, bei dem die Interessen aller Beteiligten Berücksichtigung finden. Dieser Prozess ist dieses Jahr mit der Annahme der Kommissionsmotion 14.3668

(Wasserzinsregelung nach 2019) angestossen worden, damit die Revision des Wasserrechtsgesetzes im Januar 2020 in Kraft treten kann. Neben den Bergkantonen sind dabei auch die Mittellandkantone einzubinden, da diese als Anteilseigner der grossen Wasserkraftwerke stark von der Anpassung des Wasserzinsmechanismus auf Kosten der Bergkantone profitieren würden.

Neben den Wasserzinsen ist die gesamte **Konzessionsvergabe** ein wichtiger Baustein der Schweizer Wasserkraftstrategie. Konzessionen sind das zentrale rechtliche Handlungsinstrument zur Übertragung von Wasserrechten an Dritte. Mit Laufzeiten zwischen mindestens 40 Jahren, i.d.R. für Laufwasserkraftwerke, und 80 Jahren, i.d.R. für Speicherkraftwerke, verleiht sie gesetzesbeständige Rechte, deren Substanz nur mit Entschädigung wieder entzogen werden kann (Valender et al. 2006).

Viele der aktuellen Konzessionen laufen in den kommenden 25 Jah-

ren aus und müssen erneuert werden (Abb. 3). Mit dem Rückfall der Konzessionen geht ein Anlagewert von geschätzten 40 Mrd. CHF an die Kantone und Gemeinden (SWV 2012). Spätestens mit der Konzessionserneuerung müssen auch zwischenzeitlich entstandene gewässerschutzrechtliche Vorschriften umgesetzt werden. Strengere Vorschriften zu Restwasser, Schwall und Sunk, Geschiebehalt, Fischwanderung, etc. dürften den energetischen Output der Anlagen reduzieren. Während Massnahmen zu Schwall und Sunk sowie Geschiebehalt grundsätzlich entschädigt werden, dürften neue Restwasservorschriften die Wasserkraftwerke auch finanziell belasten (Hettich et al. 2016).

Langfristige Perspektive

Von einem wirtschaftspolitischen Standpunkt gesehen ist es äusserst wichtig, Rahmenbedingungen zu schaffen, damit weiterhin Erneuerungsinvestitionen in die Wasser-

kraftwerke getätigt werden. Die meisten Wasserkraftwerksunternehmen, auch die mit sehr schlechter Ertragslage, können die historisch tiefen Marktpreise wahrscheinlich kurzfristig überleben. Besteht jedoch die Erwartungshaltung, dass mittel- bis langfristig keine Verbesserung dieser Bedingungen stattfindet, so werden Investoren zukünftig nur noch begrenzt oder gar nicht mehr in diese wichtige Quelle erneuerbarer Energie investieren.

Wasserzinsen und die Konzessionsvergabe sind daher wichtige **strukturelle Bausteine** für die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft. Die vorgeschlagenen Finanzhilfen können bestenfalls als Übergangslösung für die aktuell schwierige Marktlage dienen. Sie stellen aber keine langfristige Alternative zu der notwendigen Anpassung der Rahmenbedingungen dar.

Dass die Schweizer Wasserkraft auch langfristig eine wichtige Rolle im zentraleuropäischen Stromsystem spielt, wird durch die Analyse von

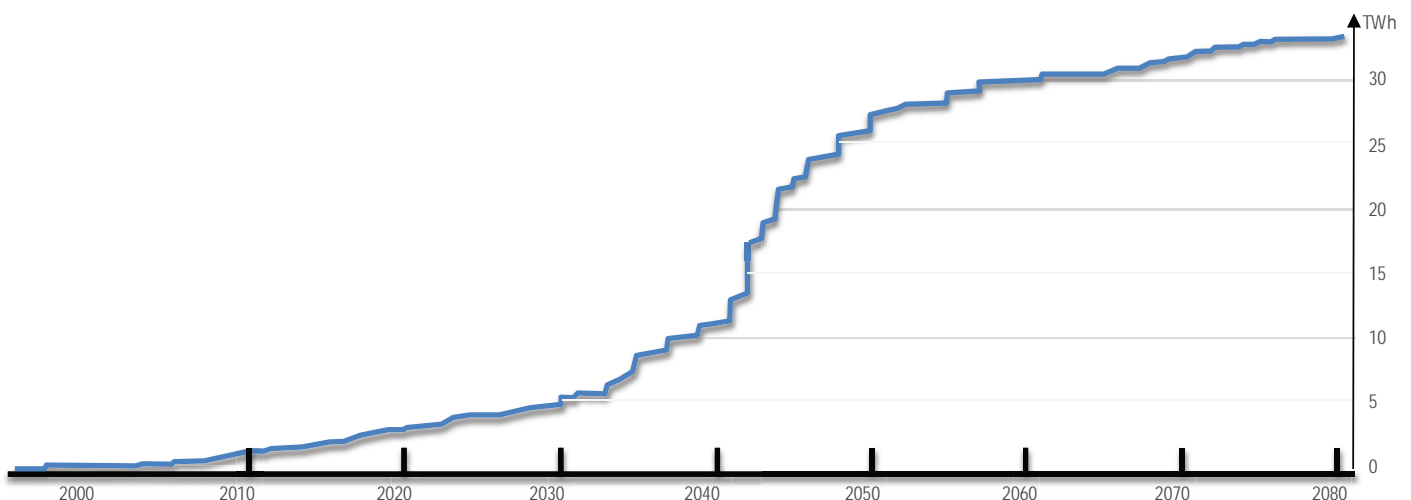


Abbildung 3: Ablauf Wasserkonzessionen Schweiz 1995–2080 (Barry et al. 2015, basierend auf SWV 2012)

Schlecht und Weigt (2015, 2016) aufgezeigt. Die geplanten Ausbauten an erneuerbaren Energien in der Schweiz und den Nachbarländern werden die aktuellen Preis- und Markttrends verstärken, so dass bis 2050 die Tagesstunden aufgrund der hohen Menge an Solarenergie meist deutlich niedrigere Preise aufweisen als die Morgen- und Abendstunden. Flexible Wasserkraft wird daher für die Versorgung in diesen Stunden von besonderer Bedeutung sein und dabei tendenziell auch ausreichend Rendite erwirtschaften (Abb. 4).

Eine wichtige Rolle spielt auch die zukünftige Entwicklung **alternativer Speichertechnologien**. Dabei ist die Interaktion mit der EU und den Märkten in den Nachbarländern von grosser Bedeutung. Die in den Nachbarländern zu beobachtende Entwicklung der Speichertechnologien kann den Mehrwert von Pumpspeicherkraftwerken auf die lange Frist schmälern. Die für die benachbarten Marktgebiete nicht hinreichend

nutzbare Schweizer Pumpspeicherkapazität fördert zudem zusätzlich den Aufbau neuer Speichertechnologien. Die Schweizer Pumpspeicherkapazität sollte deshalb möglichst schnell durch entsprechende Marktgestaltung und Integration in die europäischen Kapazitätsmärkte für die benachbarten Marktgebiete nutzbar gemacht werden.

Handlungsempfehlungen

Um die Schweizer Wasserkraft langfristig wettbewerbsfähig zu halten, muss eine ausreichende Rendite realisierbar sein; zumindest müssen die Einnahmen auf den Strommärkten hoch genug sein, um die Kosten zu decken.

Auf die erzielbaren Marktpreise im europäischen Strommarkt hat die Schweiz keinen direkten Einfluss. Dennoch ist es wichtig, dass die Schweizer Perspektive und Interessen in den aktuellen europäischen Diskussionen Berücksichtigung finden. Dies erfordert ein ent-

sprechendes **Engagement der Schweizer Politik auf europäischer Ebene**. Politik, Produzenten und Versorger sollten sich zudem nicht nur um eine überzeugende Verhandlungsbasis mit der EU bemühen, sondern auch die Möglichkeiten, z.B. bezüglich einer vollen Marktöffnung, innerhalb der Schweiz offen diskutieren.

Ebenso sollten sich die Schweizer Energieunternehmen, soweit dies noch nicht geschehen ist, auf aktuelle und zukünftige Marktbedingungen einstellen und ihre **Handelsstrategien** optimieren. Die Flexibilität der Wasserkraft bietet dabei durchaus Optimierungspotentiale. So bieten die kürzlich eingeführten Viertelstunden-Produkte im Intra-Day-Markt neue Möglichkeiten, Einnahmen zu generieren und damit die durch die niedrigen Energiepreise verursachten Ertragseinbussen mindestens teilweise zu kompensieren.

Entscheidend für die Wettbewerbs-

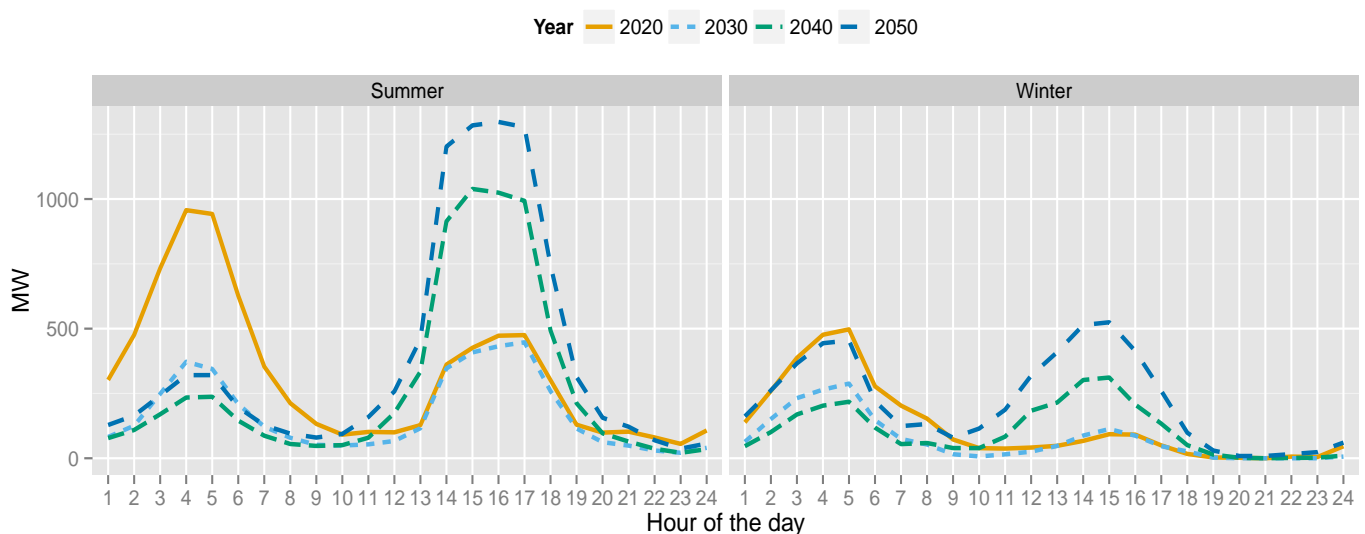


Abbildung 4: Verschiebung des Pumpprofils bis 2050 (Schlecht und Weigt 2015)

fähigkeit sind jedoch insbesondere **stabile und langfristig gesicherte Rahmenbedingungen**.

Auf der Kostenseite gibt es noch nicht ausgeschöpftes **Effizienzpotential** bei den Unternehmen, welches (teilweise) auch kurzfristig abrufbar ist.

Der derzeitige **Wasserzinsmechanismus** sollte flexibler gestaltet werden. Denkbar wäre es, die fixe Vergütung durch eine Kombination einer fixen Abgabe mit einem flexiblen auf der Gewinnlage basierenden Anteil zu ersetzen. Dies erfordert einen entsprechenden Interessensausgleich zwischen den

betroffenen Akteuren (Bund, Berg- und Mittellandkantone und Unternehmen). Hier könnte ggf. auch über vollkommen neue Ausgleichsmechanismen wie zum Beispiel einen Energiefonds diskutiert werden.

Mit Blick auf die Heimfalldebatte und die anstehende Erneuerung vieler Konzessionen sollten auch Überlegungen angestellt werden, ob eine Überarbeitung der Konzessionsvergaberegularien möglich ist, welche – wie bei den Wasserzinsen – eine flexiblere Anpassung an zukünftige Marktbedingungen ermöglicht. Dabei spielt abermals die Interaktion mit Europa eine wichtige Rolle, um

Wettbewerbsverzerrung aufgrund unterschiedlicher Vergaberegularien zu vermeiden (Glachant et al. 2015).

Diese mittel- bis langfristigen strukturellen Anpassungen erscheinen unumgänglich. Massnahmen die nur darauf abzielen, die derzeitige Lücke zwischen Einnahmen und Kosten kurzfristig zu schliessen, werden keine Veränderungen der fundamentalen Einflussgrössen bewirken. Daher stellen sie bestenfalls eine Übergangslösung dar. Im schlimmsten Fall verursachen sie eine langfristige Abhängigkeit der Wasserkraft von Subventionen.

SCCER CREST

Das Competence Center for Research in Energy, Society and Transition (CREST) trägt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 bei, indem es detaillierte, forschungsbasierte Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese Empfehlungen sollen helfen die Energienachfrage zu reduzieren, Innovationen zu fördern und den Anteil der regenerativen Energieerzeugung in einer kosteneffizienten Weise zu erhöhen.

In CREST arbeiten Forschungsgruppen aus acht grossen Schweizer Forschungsinstitutionen zusammen, die gemeinsam die Handlungsfelder Wirtschaft, Umwelt, Recht und Verhalten abdecken.

CREST ist eines der acht von der KTI geförderten Swiss Competence Center for Energy Research (SCCER). Weitere Informationen zu unseren Forschungs- und Transfer-Aktivitäten finden Sie auf www.sccer-crest.ch.

Kontakt

Dr. Carmen Kobe
Wissenstransfer SCCER CREST
ZHAW Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften
kobe@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 46 17

Redaktion

Christian Huggenberg, Taktform

Layout und Gestaltung

Philippa Langloh, Universität Basel

Referenzen

- Banfi S, Filippini M, Luchsinger C und Müller A (2004) *Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung*. Zürich: vdf Hochschulverlag an der ETH Zürich.
- Banfi S und Filippini M (2010) Resource rent taxation and benchmarking – A new perspective for the Swiss hydropower sector, in: *Energy Policy*, Vol. 38, Nr. 5, S. 2302-08.
- Barry M, Baur P, Gaudard L, Giuliani G, Hediger W, Romerio F, Schillinger M, Schumann R, Voegeli G und Weigt H (2015) *The Future of Swiss Hydropower: A Review on Drivers and Uncertainties* (WP3 – 2015/10). SCCER CREST Working Paper.
- Betz R, Cludius J und Riesz J (2015) *Capacity Remuneration Mechanisms: Overview, Implementation in Selected European Jurisdictions and Implications for Switzerland* (WP3 – 2015/07). SCCER CREST Working Paper.
- BFE (2013) Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie“. 4. September 2013.
- Credit Suisse AG (2014 und 2015) *Kredithandbuch Schweiz*.
- Filippini M und Geissmann T (2014) *Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft*. Erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).
- Glachant J-M, Sagan M, Rious V, Douguet S und Gentzoglanis E (2014) *Regimes for granting rights to use hydropower in Europe*. Research Report, European University Institute, Florence.
- Hettich P (2014) Art. 102 BV (Landesversorgung) und 103 BV (Strukturpolitik), in: Ehrenzeller, B., et al. (Hrsg.): *Die Schweizerische Bundesverfassung: St. Galler Kommentar*. Zürich/St. Gallen: Dike Verlag.
- Hettich P und Rechsteiner S (2013) *Rechtsfragen zu Massnahmen der kantonalen Energiepolitik*. Gutachten im Auftrag des Kantons Basel-Landschaft.
- Hettich P und Walther S (2011) Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, in: *Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht (ZBl)*, Vol. 112, Nr. 3, S. 143-171.
- Hettich P, Norer R und Jansen L (Hrsg.) (2016) *Kommentar zum Gewässerschutzgesetz und Wasserbaugesetz*. Zürich: Schulthess Verlag (erscheint im März 2016).
- Hettich P, Walther S und Schreiber Tschudin S (2015) *Schweiz ohne Stromabkommen*. Zürich/St. Gallen: Dike Verlag.
- Meister U (2014) Wasserzinsen als Fremdkörper im Strommarkt, *avenir suisse Blog*, 2. Oktober 2014.
- Nosratlu L und Frauendorfer K (2015) *Rating trends of Swiss Electric Power Generation, Transmission and Distribution Companies*. Masterarbeit, Universität St. Gallen.
- Schlecht I und Weigt H (2015) Linking Europe: The Role of the Swiss Electricity Transmission Grid until 2050, in: *Swiss Journal of Economics and Statistics*, Vol. 151, No. 2, S. 125-165.
- Schlecht I und Weigt H (2016) *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower* (WP3 – 2016/03). SCCER CREST Working Paper.
- SWV (2012) *Heimfall und Neukonzessionierung von Wasserkraftwerken*, Faktenblatt November 2012. Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband.
- Vallender KA, Hettich P und Lehne J (2006) *Wirtschaftsfreiheit und begrenzte Staatsverantwortung*, 4. Auflage. Bern: Stämpfli.