Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 106 (2014)
Heft: 1

Artikel: Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft
Autor: Pfammater, Roger / Piot, Michel
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-939727

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 20.10.2025

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

Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft

Roger Pfammatter, Michel Piot

Zusammenfassung

Die Nutzung der Wasserkräfte spielt in der Schweiz mangels anderer einheimischer Energiequellen seit jeher eine grosse Rolle. Bis 1970 bestand die einheimische Stromproduktion fast ausschliesslich aus Wasserkraft. Heute hat sich ihr Anteil an der gesamten Stromproduktion der Schweiz bei rund 56 Prozent konsolidiert, bei gleichzeitig grosser volkswirtschaftlicher Bedeutung. Mit der von der Politik ausgerufenen Energiewende und dem Bedarf nach zusätzlicher erneuerbarer Produktion soll die Wasserkraftnutzung nun weiter ausgebaut werden. Dabei wird allerdings der schlechten wirtschaftlichen Situation der Wasserkraft im aktuellen Umfeld zu wenig Beachtung geschenkt. Diese ist geprägt durch einen massiven Zerfall der europäischen Grosshandelspreise, der jegliche Ausbaupläne des Bundes als Makulatur erscheinen lässt und bereits die Rentabilität und damit den Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion gefährdet. Gleichzeitig wird die Wasserkraft mit immer neuen Abgaben und Anforderungen belastet und ist damit gegenüber den subventionierten Stromquellen doppelt diskriminiert. Die Aussichten auf schnelle Besserung der schwierigen Lage sind nicht zuletzt aufgrund der europaweit grassierenden Subventionswirtschaft nicht rosig. Soll die einheimische Wasserkraft tatsächlich gestärkt statt geschwächt werden, braucht es dringend Korrekturen an der Energiepolitik. Noch vor einem allfälligen Ausbau muss es primär darum gehen, die bestehende Produktion aus Wasserkraft zu erhalten. Das beinhaltet unter anderem die Sicherstellung der Erträge der Wasserkraft. Bei der Diskussion um mögliche Lösungen sind die wichtigsten Stellschrauben der Wasserkraft zu berücksichtigen: während bei Neu-, Erweiterungs- und Ersatzbauten naturgemäss die Kapitalkosten dominieren, sind beim Betrieb bestehender Anlagen die zunehmenden Anforderungen und die Abgaben an die öffentliche Hand bereits die grössten Kostentreiber.

Abkürzungen und Begriffe:

Leistung: 1 GW (Gigawatt) = 10^3 MW (Megawatt) = 10^6 kW (Kilowatt)
Energie: 1 TWh (Terawattstunde) = 10^3 GWh (Gigawattstunden) = 10^6 MWh (Megawattstunden) = 10^9 kWh (Kilowattstunden)
Jahresproduktion: 1 TWh/a (Terawattstunde pro Jahr)
Finanzielle Einheiten: CHF (Schweizer Franken), Rp. (Rappen), EUR (Euro), ct (Eurocents)
Strompreis: Rp./kWh oder CHF/MWh bzw. EUR/MWh oder ct/kWh
Weitere Abkürzungen/Einheiten: Mio. (Millionen), Mrd. (Milliarden), m^2 (Quadratmeter)
Kleinwasserkraftwerk: Kraftwerk mit installierter Leistung unter 10 MW
Grosswasserkraftwerk: Kraftwerk mit installierter Leistung über 10 MW

1. Geschichte des Ausbaus

1.1. Pionierzeit

Die Nutzung der Wasserkräfte spielte in der Schweiz seit jeher eine grosse Rolle. Bereits im frühen Mittelalter dienten Tausende Wasserräder als mechanische Energiequelle für gewerbliche Zwecke, damals vor allem für die Getreide- und Holzverarbeitung. Und während die industrielle Revolution des 18. und 19. Jahrhunderts in den meisten Ländern vornehmlich auf Dampfmaschinen und damit auf Holz und Kohle basierte, blieb die Schweiz mangels Kohle dem Wasserrad sehr lange treu. Noch im Jahre 1875 zählte die erste verfügbare Statistik rund 6000 Wasserräder, was in etwa einem Wasserrad pro 350 Einwohner entsprach (*Schnitter*, 1992). In dieser Zeit kamen die Turbinen auf, die gegenüber den Wasserrädern viel kompakter und meist effizienter waren. Die Turbinen setzten sich deshalb vor allem in der industriellen Anwendung in den Fabriken rasch durch und ersetzten die Wasserräder. Die parallel dazu entwickelte Elektrizität ermöglichte dann ganz neue Anwendungen. Die ersten wasserkraftgespiesenen Lampen der Welt erleuchteten vermutlich 1878 eine Gemäldegalerie nördlich von London in England. Die erste dokumentierte Anwendung in der Schweiz gelang bereits im Jahr darauf *Johannes Badrutt* vom Kulmhotel in St. Moritz, der seinen Speisesaal mit einer Wasserkraftturbine und Bogenlampen beleuchtete (*Töndury*, 1946).

1.2. Aufschwung und Blütezeit der hydroelektrischen Produktion

Die ersten hydroelektrischen Anwendungen blieben vorerst einzelne Pionierleistungen. Der Wendepunkt kam gegen Ende des 19. Jahrhunderts mit der Möglichkeit, Strom über grössere Distanzen zu transportieren. Das war der eigentliche Startschuss für den Ausbau der hydroelektrischen Produktion. Die ersten grossen Wasserkraftanlagen entstanden entlang der zugänglichen grossen Mittellandflüsse – so zum Beispiel das bereits 1898 in Betrieb genommene Kraftwerk Rheinfelden am Hochrhein (das inzwischen einem kompletten Neubau gewichen ist, siehe *Fust* et al., 2013). Später und ausgelöst durch den Wunsch nach bedarfsgerechterem Stromangebot, wurden Speicherbecken zum Ausgleich zwischen abflussreichem Sommer und abflussarmem Winter notwendig. Dazu wurde der Bau von Talsperren forciert, der oft mit ingenieurtechnischen Glanzleistungen verbunden war. Ein früher Meilenstein bildete dabei der Bau der 55 Meter hohen Bogenmauer Montsalvens nahe Charmey im Kanton Fribourg bereits im Jahre 1920 (*Schnitter*, 1992). Der Zweite Weltkrieg und die anschliessende Hochkonjunktur mit grossem Strombedarf lösten dann den grössten Ausbauschub der Wasserkraftnutzung aus *(Bild 1)*.

In dieser langen Phase von Aufschwung und Blütezeit zwischen 1910 und 1970 betrug die jährliche Zuwachsrate an

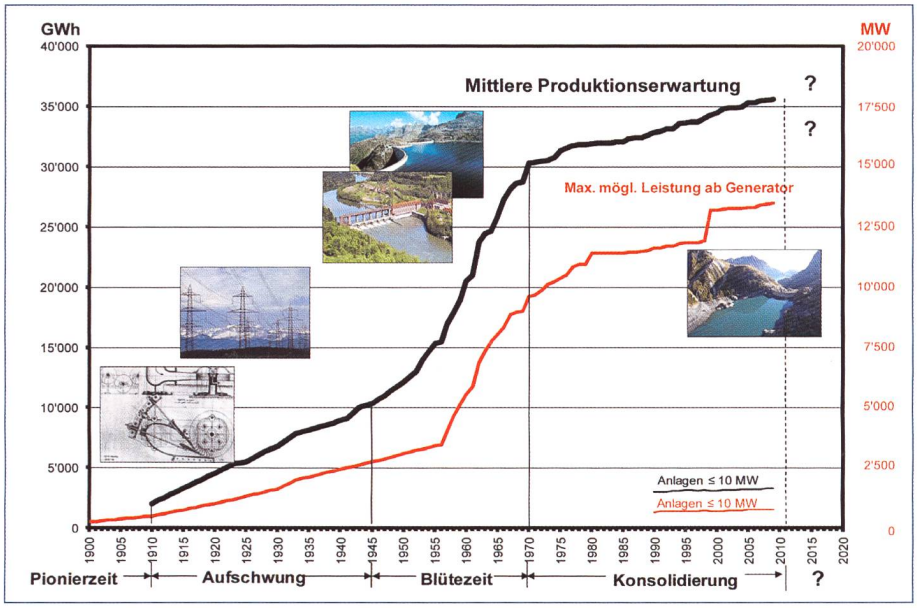


Bild 1. Von der Pionierzeit bis zur Konsolidierung – der Ausbau von Leistung und Produktionserwartung der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Der Beitrag der Kleinwasserkraftwerke ist rechts unten erkennbar (Darstellung SWV mit Daten BFE, 2013b).

Grössenklasse nach Leistung	Anzahl Zentralen	Leistung	Anteil	Produktionserwartung	Anteil
> 10 MW	185	13 054 MW	94.6%	32 960 GWh	91.4%
1–10 MW	222	676 MW	4.9%	2742 GWh	7.6%
0.3–1 MW	171	28 MW	0.2%	169 GWh	0.5%
< 0.3 MW	700	41 MW	0.3%	190 GWh	0.5%
	1278	**13 799 MW**		**36 061 GWh**	

Tabelle 1. Aufteilung der Wasserkraftwerke in Leistungsklassen für das Jahr 2012 (Darstellung SWV mit Daten BFE, 2013b).

installierter Leistung und Produktionserwartung der Wasserkraft rund 5 Prozent; das ging Hand in Hand mit dem rasanten Anstieg des Strombedarfs in der Schweiz. Aufgrund erzielbarer Skaleneffekte wurde bei diesem Ausbau auf grosse effiziente Wasserkraftanlagen statt auf Klein- und Kleinstanlagen gesetzt. Gab es im Jahr 1914 noch 6700 Wasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW und lediglich 14 Anlagen über 10 MW, wurden im Jahr 1973 total 163 Anlagen über 10 MW gezählt und nur noch 1900 Anlagen unter 300 kW. Der Schwerpunkt des Ausbaus lag in den Jahren 1950 bis 1970, in denen jährlich bis zu CHF 0.5 Mrd. (damaliger Geldwert) bzw. 1.5 Prozent vom jeweiligen Bruttoinlandsprodukt (BIP) investiert wurden.

1.3. Konsolidierung als Rückgrat der Stromversorgung

Seit 1970 konnte die Produktion zwar nochmals um 20 Prozent und die Leistung sogar um 30 Prozent gesteigert werden, doch flachte die jährliche Zuwachsrate an Leistung und Produktion von 5 auf 1.5 Prozent ab. Zum einen waren die meisten günstigen Standorte erschlossen und zum anderen wurden die ersten Kernkraftwerke in Betrieb genommen, welche die bis dahin fast ausschliesslich aus Wasserkraft stammende Stromproduktion der Schweiz ergänzten. Seit der Jahrtausendwende ist .der Nettozuwachs insgesamt aber nahezu null. Zwar wurden einzelne Werke erneuert oder ausgebaut und vor allem etliche subventionierte Kleinstanlagen erstellt, was sich aber nicht zuletzt aufgrund der gleichzeitigen Produktionsverluste durch Restwassersanierungen kaum in der Statistik niederschlägt. Heute liefern gemäss offizieller Wasserkraftstatistik WASTA (*BFE*, 2013b) knapp 1300 Wasserkraftzentralen eine Leistung von 13.8 GW bei einer Produktionserwartung von rund 36 TWh/a. Die Wasserkraft deckt damit rund 56 Prozent des Schweizer Strombedarfs, liefert sowohl Band- als auch Spitzenenergie und kann mit den flexibel steuerbaren Kraftwerken und Speicherseen die vermehrt benötigten Regel- und Ausgleichsleistungen übernehmen.

Interessant am heutigen Kraftwerkspark ist vor allem die in *Tabelle 1* aufgeschlüsselte Verteilung auf die verschiedenen Grössenklassen. Mehr als 90 Prozent der Leistung und Produktion der Wasserkraft stammen aus den 185 Grosswasserkraftwerken, die aber nur gerade 15 Prozent der Anlagen ausmachen. Berücksichtigt man die rund 400 Zentralen der ersten beiden Grössenklassen über 1 MW, resultieren sogar 99 Prozent. Der Beitrag der restlichen 870 Kleinanlagen ist praktisch vernachlässigbar.

1.4. Weiterhin grosse volkswirtschaftliche Bedeutung

Interessanterweise werden heute wie zur Blütezeit jährlich rund CHF 0.5 Mrd. in die Wasserkraft investiert. Das entspricht aber nur noch 0.1 Prozent des aktuellen BIP und dient primär dem Erhalt der Anlagen. Die Bruttowertschöpfung der Wasserkraft in der Schweiz beträgt stattliche CHF 2.4 Mrd. pro Jahr bei rund 5000 Vollzeitbeschäftigten (*Rütter + Partner et al.*, 2013). Dabei sind gerade die für die Nutzung des Wassers entrichteten Wasserzinsen von jährlich CHF 400–500 Mio., die Steuern und Abgaben mit geschätzten CHF 300 Mio. pro Jahr sowie diverse Infrastrukturleistungen und vergünstigte Energiebezüge ein wesentlicher Faktor für den Finanzhaushalt der Gemeinwesen und den Wohlstand der Bevölkerung.

Die Wasserkraft ist also auch heute nicht nur von ausserordentlicher energiewirtschaftlicher Wichtigkeit für die Schweiz, sie hat auch eine grosse volkswirtschaftliche Bedeutung. Darin liegt ein wesentliches Spannungsfeld zwischen den Betreibern der Wasserkraft und den Wasserkraftkantonen: Während die Wasserzinsen bei den momentan tiefen Strompreisen bei den Betreibern zu einer ernsthaften Belastung führen, leisten sie zusätzlich zum etablierten Finanzausgleich zwischen Bund und Kantonen einen namhaften Ausgleich zwischen dem finanzkräftigeren Mittelland und den finanzschwächeren Gebirgsregionen.

2. Ausbaupotenziale

2.1. Ausgangslage

Mit der im Mai 2011 vom Bundesrat verkündeten Energiestrategie 2050 soll der Wegfall von 40 Prozent der Schweizer Produktion durch Kernkraftwerke durch zusätzliche erneuerbare Energien ersetzt werden. Dabei stellt sich auch die Frage, welchen Beitrag die Wasserkraft bereitstellen kann. Dazu hat das Bundesamt für Energie (BFE) teilweise auf seine Arbeiten im Rahmen der Energieperspektiven 2035 zurückgegriffen. Damals wurde der Definition der Potenzialbegriffe und der Bestimmung der technologiespe-

zifischen Potenziale der erneuerbaren Energie zur Stromgewinnung grosse Bedeutung beigemessen (*Piot*, 2006; *Hirschberg* et al., 2005; Elektrowatt-Ekono, 2004).

Aber schon in früheren Zeiten wurde der Frage nach dem Ausbaupotenzial nachgegangen, so auch im Rahmen der Gesamtenergiekonzeption, einer Arbeitsgruppe, die im Anschluss an die erste Erdölkrise im Jahre 1974 vom Bundesrat eingesetzt wurde, um ein Energiekonzept zu erarbeiten (*Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption*, 1977).

2.2. Potenzialbegriffe

Es erweist sich als sinnvoll, vom theoretischen Potenzial auszugehen und dieses in einzelne Teilmengen zu gliedern *(Bild 2)*. Dabei entspricht das theoretische Potenzial dem theoretisch physikalisch nutzbaren Energieangebot. Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Dieses technische Potenzial kann weiter unterteilt werden in ein wirtschaftliches, ökologisches und ein soziales Akzeptanz-Potenzial (*Piot*, 2007), dessen Schnittmenge das erwartete Potenzial ist.

Dieses Potenzial muss nicht notwendigerweise vollständig ausgeschöpft werden. Dafür gibt es verschiedene Gründe. Zum Beispiel können die Projekte, die sich aus dem erwarteten Potenzial ergeben, in Konkurrenz mit noch attraktiveren Projekten im Ausland stehen. Oder es kann an den Investitionsentscheiden liegen, die sich gerne in die Länge ziehen. Ist die Planungs- und damit Investitionssicherheit als Folge von unsicheren politischen Rahmenbedingungen (soziale Akzeptanz, mögliche Abgabenerhöhungen) und wirtschaftlichen Unwägbarkeiten (Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe, Konkurrenz durch subventionierte Technologien) zu gross, wird möglicherweise auf ein Projekt verzichtet, auch wenn es unter heutigen Bedingungen die Kriterien der Ökologie, Wirtschaftlichkeit und sozialen Akzeptanz erfüllt.

2.3. Ausbaupotenzial der Schweizer Wasserkraft

Das theoretische Potenzial wird für die Schweiz auf 100 bis 150 TWh/a geschätzt, während für das technische Potenzial eine belastbare Abschätzung bei 41 bis 43 TWh/a liegt. Ausgehend davon, hat das BFE im Jahre 2012 das erwartete, noch nicht realisierte Ausbaupotenzial für Grosswasser- und Kleinwasserkraftwerke neu abgeschätzt (*BFE*, 2012) und dabei eine Fallunterscheidung nach i) heutigen und ii) optimierten Nutzungsbedingungen durchgeführt. Als Grundlage für die Abschätzung des erwarteten Ausbaupotenzials für neue Grosswasserkraftwerke diente eine umfassende Arbeit aus den 80er-Jahren, mit der 40 Wasserkraftprojekte aus Sicht des Natur- und Heimatschutzes beurteilt wurden (*Broggi/Reith*, 1984). Ein Teil dieser Projekte wurde bereits realisiert, andere Projekte werden definitiv nicht mehr weiterverfolgt (Beispiel Kraftwerksprojekt Greina in der Gemeinde Sumvitg).

Das BFE hat jedem der verbleibenden Projekte eine Realisierungswahrscheinlichkeit zugeordnet, die pauschalisiert die Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und soziale Akzeptanz berücksichtigt. Dabei wurde unterstellt, dass unter optimierten Nutzungsbedingungen diese Realisierungswahrscheinlichkeit höher ist als unter heutigen Bedingungen. Das erwartete Ausbaupotenzial von Aus- und Umbauten sowie Erweiterungen der Wasserkraft basiert auf früheren Abschätzungen und Befragungen von Experten und den Kantonen. Um ein erwartetes Nettoausbaupotenzial zu erhalten, gilt es zu berücksichtigen, dass mit der Umsetzung der Restwasserbestimmungen gemäss Gewässerschutzgesetz (GSchG) ein Teil dieses Ausbaupotenzials verloren geht. *Tabelle 2* gibt einen Überblick über die letztlich in die Energiestrategie 2050 eingeflossenen erwarteten Ausbaupotenziale der Wasserkraft.

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) hat seinerseits ausgehend vom technischen Ausbaupotenzial aufgezeigt, unter welchen Voraussetzungen dieses realisiert werden kann und hat dabei die Komponenten Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit sowie soziale Akzeptanz einzeln adressiert (SWV, 2012; *Pfammatter*, 2012). In seiner Einschätzung kommt der SWV zum Schluss, dass unter heutigen Nutzungsbedingungen netto kein Zuwachs der Produktion resultieren wird und mittelfristig eher mit einem Rückgang der Produktion aus Wasserkraft gerechnet werden muss.

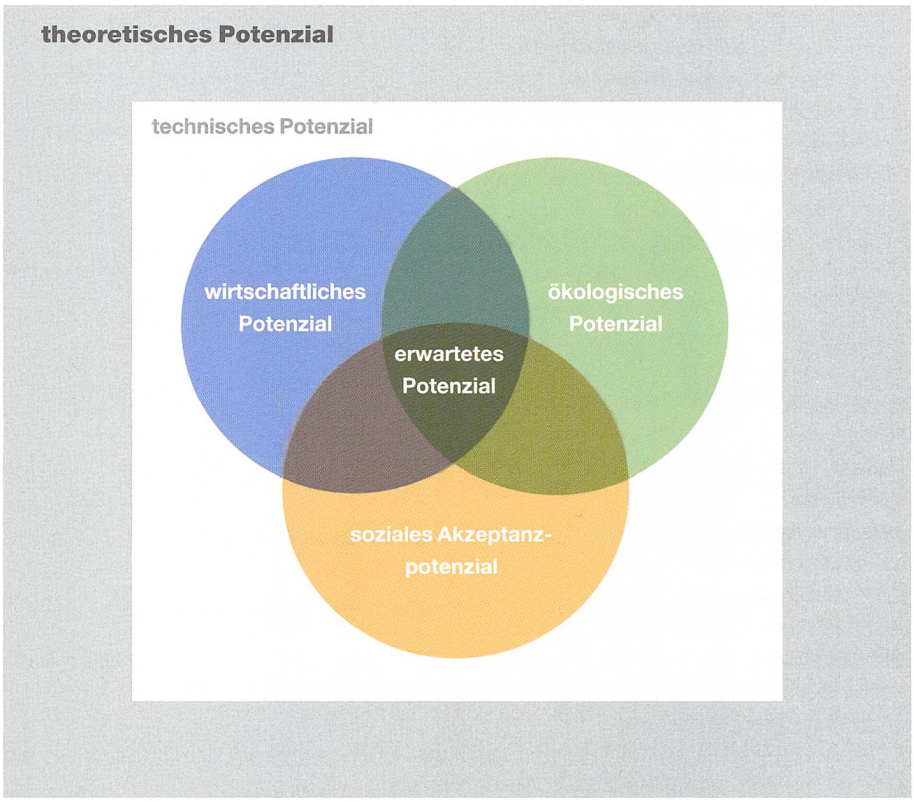


Bild 2. Übersicht über die verschiedenen Potenzialbegriffe (Quelle: BFE, 2007).

	Heutige Nutzungsbedingungen	*Optimierte Nutzungsbedingungen*
Neubauten Grosswasserkraft	*770*	*1'430*
Kleinwasserkraft	*1'290*	*1'600*
Aus- und Umbauten, Erweiterungen Grosswasserkraft	*870*	*1'530*
Auswirkungen GSchG	*- 1'400*	*- 1'400*
Total Wasserkraftpotenzial	***1'530***	***3'160***

Tabelle 2. Übersicht über die erwarteten Ausbaupotenziale im Rahmen der Energiestrategie 2050 in GWh/a (Quelle: BFE, 2012).

2.4. Wasserkraftwerke unter dem Regime der kostendeckenden Einspeisevergütung

Seit der Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) in der Schweiz im Jahre 2009 kommen Kleinwasserkraftwerke – wie auch Photovoltaik- und Windanlagen – in den Genuss von Subventionen für ihre Produktion. Dies erklärt, weshalb in den letzten Jahren wieder vermehrt Kleinwasserkraftwerke zugebaut werden, nachdem sie im Verlaufe des 20. Jahrhunderts wegen Unwirtschaftlichkeit aufgegeben wurden. Gemäss KEV-Statistik von Anfang Februar 2014 wurden mit den Fördergeldern in den letzten fünf Jahren 341 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 164 MW und einer Jahresproduktion von 705 GWh in Betrieb genommen (*swissgrid*, 2014). Weitere 339 Anlagen haben bereits eine Zusage erhalten, sind allerdings noch nicht realisiert. Und nochmals 450 Anlagen stehen auf der Warteliste.

Im Jahr 2012 erhielten die 280 damals in Betrieb stehenden KEV-Wasserkraftanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 460 kW und einer durchschnittlichen Produktion von 1.9 GWh/a eine für 25 Jahre zugesicherte Vergütung von durchschnittlich 15.3 Rp./kWh (*swissgrid*, 2013). Zum Vergleich: Photovoltaikanlagen erhielten je nach Grösse sogar bis zu 48.8 Rp./kWh, Grosswasserkraftwerke bekanntlich 0.0 Rp./kWh. Die Schweiz ist also daran, mit Fördergeldern Hunderte von unwirtschaftlichen Klein- und Kleinstanlagen zu bauen, um damit die Produktion ein paar wenige Prozente zu steigern und gefährdet damit gleichzeitig die bestehenden Grosswasserkraftwerke.

3. Wirtschaftliche Situation

3.1. Rückblick

Mit Beginn der Liberalisierung der europäischen Strommärkte Ende der 90er-Jahre nahm der Druck auf die Stromproduzenten zu. Konnte man bis anhin die Gestehungskosten auf die Preise und Tarife überwälzen, musste man bei einer Marktöffnung von neuen Verhältnissen ausgehen, bei denen die Kunden frei am Markt von den günstigsten Angeboten profitieren würden. Kraftwerke mit sehr hohen Gestehungskosten könnten dann mit den zu erwartenden tiefen Marktpreisen die Vollkosten nicht mehr decken und dadurch nicht mehr im vorgesehenen Ausmass abgeschrieben werden. Diese Befürchtungen schlugen sich im Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI) nieder, die insbesondere auch die Wasserkraft betrafen. Modellrechnungen der Branche führten je nach Szenario bei den Schweizer Wasserkraftwerken zu NAI in der Grössenordnung von CHF 4–5 Mrd. In der Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz (*Bundesrat*, 1999) wurden die NAI für verschiedene Preis-, Zins- und Marktöffnungszeitpunkte ausgewiesen. Bei den als am wahrscheinlichsten erachteten Szenarien ergaben sich Schätzungen von CHF 0.7 bis 1.8 Mrd. Diese grossen Bandbreiten zeigen deutlich, dass die Bestimmung der NAI schwierig war, weil sie stark von den Annahmen an die zukünftige Entwicklung abhängen.

An die Erneuerung oder gar den Bau von Kraftwerken war jedenfalls nicht zu denken. Im Gegenteil, Unternehmungen versuchten Kraftwerke abzustossen, wobei kaum Interessenten vorhanden waren. Dass die Ausgangslage nicht nur für Wasserkraftproduzenten, sondern auch für Betreiber von Kernkraftwerken beängstigend war, zeigt sich in einem damaligen Artikel der Neuen Zürcher Zeitung mit dem Titel «Marktbewertung von Leibstadt bei -2 Milliarden» (*NZZ*, 1999). Das Elektrizitätsmarktgesetz wurde dann am 22. September 2002 vom Schweizer Stimmvolk mit 52.6 Prozent der Stimmen abgelehnt. Ein Anziehen der Wirtschaft und der Strompreise führte anschliessend dazu, dass das Thema NAI von der Bildfläche verschwand, und schon bald rückte der Begriff der Stromlücke in den Fokus der politischen Diskussion.

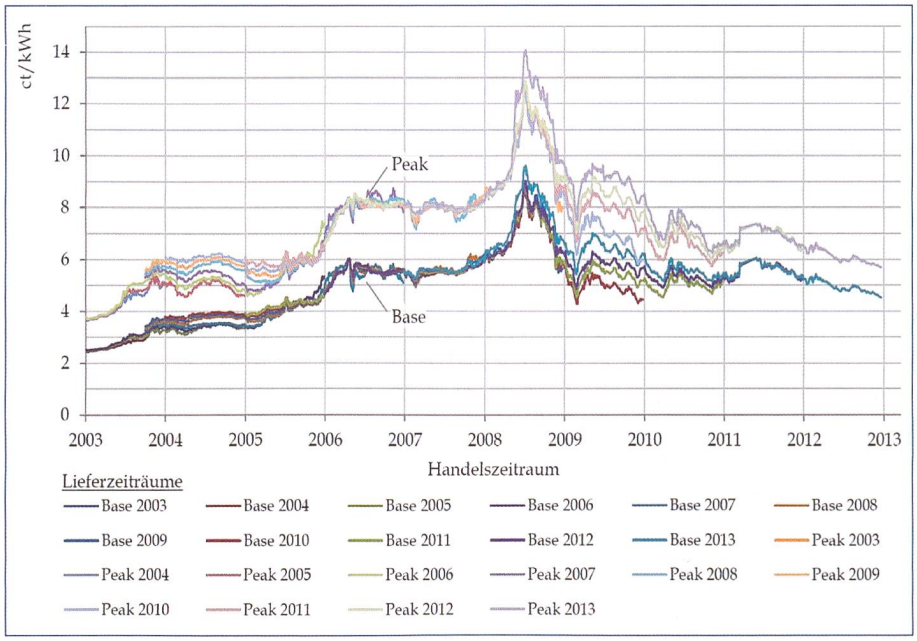


Bild 3. Entwicklung der Strompreise am Terminmarkt EEX in ct/kWh (Quelle: Energy Brainpool, 2013).

3.2. Aktueller Strompreiszerfall

Nach dem zwischenzeitlichen Hoch der Strompreise ist der Grosshandelspreis in den letzten fünf Jahren an den Strombörsen regelrecht eingebrochen (*Bild 3*). Lagen die Preise im Mai 2009 am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) für das Jahresband 2015 noch bei rund 72 EUR/MWh, wird das gleiche Produkt heute mit 36 EUR/MWh zur Hälfte des Preises angeboten. Für die Schweizer Produzenten ist dieser Einbruch des Strompreises in Euro noch gekoppelt an eine deutliche Abschwächung der europäischen Währung gegenüber dem Schweizer Franken von 1.51 auf 1.25.

Konnte man also als Schweizer Produzent das Jahresband 2015 vor fünf Jahren noch für 108 CHF/MWh verkaufen, ist es heute mit 45 CHF/MWh noch weniger als die Hälfte wert. Beim Peakprodukt 2015 (also jeweils Montag bis Freitag die Stunden von 8 bis 20 Uhr) ist die Lage nicht weniger dramatisch: ein Zerfall von 100 auf 47 EUR/MWh beziehungsweise von 151 auf 59 CHF/MWh. Für das Bandprodukt werden an der Börse Kurse bis ins Jahr 2020 gestellt. Wenn auch für die letzten Jahre nur mit geringer Liquidität, können diese Preise als Indikator für den mittelfristigen Zeithorizont genutzt werden. Die Preise stellen für die Produzenten keine Besserung in Aussicht, tendieren sie doch seitwärts im Bereich von 36 bis 38 EUR/MWh beziehungsweise 45 bis 48 CHF/MWh.

3.3. Gründe der Preisbaisse am Beispiel Deutschland

Mit Ausbruch der Finanzkrise wurde eine Phase beachtlichen Wirtschaftswachstums jäh gestoppt. So brach im Jahr 2009 auf europäischer Ebene das BIP um über 4 Prozent ein. Die Diskussionen über Stromlücken gehörten plötzlich der Vergangen-

heit an. Ein Überangebot an Kapazitäten und Energie, das durch den starken Anstieg der subventionierten erneuerbaren Technologien noch zusätzlich angefacht wurde, begann sich bemerkbar zu machen. So hatte Deutschland im Jahr 2007 eine installierte Leistung von 144.8 GW, die sich bis 2011 auf 174.5 GW erhöht hat. Natürlich konnten als Folge der hohen Subventionen einzelne erneuerbare Energien starke Zuwächse verbuchen, aber auch die fossilen Kraftwerkskapazitäten nahmen in dieser Zeit von 78.5 GW auf 85.3 GW zu und kompensierten somit den Rückgang der Kernkraftwerkskapazitäten um 8.6 GW beinahe komplett. Gleichzeitig verringerte sich die Produktion aus fossilen Kraftwerken von 385 TWh im Jahr 2007 auf 356 TWh im Jahre 2011, diejenige von Kernkraftwerken von 140 TWh auf 100 TWh, während die Produktion aus Wind, Wasser, Biomasse, Müll und Photovoltaik von 88 TWh auf 124 TWh zunahm.

Es wurden in Deutschland also netto keine konventionellen Kraftwerkskapazitäten abgebaut, aber rund 13 Prozent weniger produziert, was zu geringeren Volllaststundenzahlen und verbunden mit dem Zerfall der Strompreise zu gewaltigen Mindereinnahmen geführt hat. Zahlreiche Kraftwerke können keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften. Deshalb sind in den letzten zwei Jahren die Gesuche zur Abschaltung von fossilen Kraftwerken, allen voran effizienten Gaskombikraftwerken, bei der deutschen Bundesnetzagentur rapide gestiegen. Parallel dazu wird im Bereich der erneuerbaren Energien weiterhin viel Kapazität zugebaut, die heute in Deutschland mit durchschnittlich 17 ct/kWh subventioniert wird – im Jahre 2013 wurden alleine im nördlichen Nachbarland rund EUR 20 Mrd. in die Förderung von erneuerbaren Produktionsanlagen gepumpt (*Deutscher Bundestag*, 2013; *BMWi*, 2014). Als Folge dieser Subventionen stieg in Deutschland der durchschnittliche Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes von 18.7 ct/kWh im Jahr 2005 auf 25.9 ct/kWh im Jahr 2012, wobei die Erneuerbaren-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) von 0.7 auf 5.3 ct/kWh stieg. Das heisst, der deutsche Konsument bezahlt mit 5.3 ct/kWh bereits deutlich mehr für Fördermittel als für die Energie, die er für 3.6 ct/kWh vom Markt bezieht.

3.4. Europaweite Subventionswirtschaft

Europaweit sieht es im Vergleich zum Subventionsmotor Deutschland nicht viel besser aus. Gemäss Entwürfen zu einer Studie der EU-Kommission wurden in den 27 EU-Ländern bereits im Jahr 2011 Fördergelder in der Grössenordnung von EUR 100 Mrd. (sic!) in den EU-Strommarkt gepumpt (*European Commission*, 2013). Dabei profitieren offenbar sowohl die erneuerbaren Technologien als auch die nuklearen und die fossilen Produktionsanlagen zu je rund einem Drittel. Das sind zwar noch keine abschliessend gesicherten Zahlen, aber sie deuten doch auf die massive Einflussnahme der einzelnen Regierungen auf den Strommarkt. Aufgrund des europaweit vorgesehenen weiteren Ausbaus der Kapazitäten aus subventionierten Technologien mit Vergütungsdauern von 20 Jahren kann mittelfristig auch nicht mit einer raschen Besserung und damit einer generellen Strompreissteigerung gerechnet werden.

In der Schweiz wird den Stromkonsumenten für die Finanzierung der KEV ein Netzzuschlag von 0.5 Rp./kWh verrechnet. Zusammen mit den Reserven aus den Vorjahren stehen damit rund CHF 330 Mio. für KEV-Anlagen und CHF 60 Mio. für die erstmals ausbezahlten Investitionshilfen für kleine Photovoltaikanlagen zur Verfügung (*BFE*, 2013c). Das erscheint im Vergleich zur europäischen Dimension zwar gering und beeinflusst die Stromrechnung der Endkunden nur marginal. In der Botschaft zur Energiestrategie 2050 wird aber eine Erhöhung des Netzzuschlags auf maximal 2.3 Rp./kWh vorgeschlagen (*Bundesrat*, 2013), was dann jährlich rund CHF 1.4 Mrd. oder bereits der Hälfte des Wertes der Energie zu aktuellen Grosshandelspreisen entsprechen würde.

3.5. Auswirkungen auf die Wasserkraft

Die Auswirkungen der massiven Marktverzerrungen sind für die bestehende Wasserkraft in der Schweiz verheerend. Scheint in Europa die Sonne und bläst der Wind, bestimmen Photovoltaik- und Windanlagen den Strompreis an der Börse. Und da die Investitionskosten dieser Anlagen über Subventionen bezahlt werden und die Ressourcen Sonne und Wind – im Gegensatz zu Wasser – (noch) nichts kosten, kann dieser Strom praktisch zum Nulltarif angeboten werden. Die Folge ist, dass der durchschnittliche Marktpreis mit zunehmendem Ausbau weiter sinkt und die Wasserkraft (und andere Anbieter) in der «Merit Order» vom Markt verdrängt werden *(Bild 4)*. Dadurch reduzieren sich für die Wasserkraft sowohl der erzielbare Preis als auch die verkaufte Menge. Beides schlägt direkt auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch. Es ist dabei schon ein groteskes Phänomen des Fördersystems, dass je mehr der Marktpreis fällt, umso mehr Fördergelder für die zugesicherte Vergütung notwendig sind, da sich die Subventionsbeiträge aus der Differenz zwischen Vergütungshöhe und Marktpreis errechnen.

Aufgrund der Marktverzerrungen können viele einheimische Wasserkraftwerke, die teilweise zu sehr günstigen 5 bis 6 Rp./kWh produzieren, nicht mehr kostendeckend betrieben werden. Das führt zu einer massiven Entwertung der einheimischen Produktion. Die Kraftwerke machen Verluste, Investitionen in die Erneuerung der Anlagen werden zurückgestellt, Personal muss abgebaut werden und Know-how geht verloren. In den Unterlagen zur Energiestrategie 2050 werden die abdiskontierten Gesamtkosten (Betriebs-, Investitionskosten sowie Wasserzinsen) der Wasserkraft bis 2050 auf knapp CHF 100 Mrd. geschätzt, wovon alleine auf die Investitionen in bestehende Wasserkraftwerke über CHF 30 Mrd. entfallen (*Kirchner*, 2012). Diese Kosten sind über den Verkauf von der Produktion am Markt zu finanzieren, was beim aktuellen Preisniveau eine Wunschvorstellung ist.

Die systemrelevante Wasserkraft wird mit politischen Entscheiden gefährdet. Dies kann nicht im Interesse der schweizerischen Volkswirtschaft sein. Und es ist auch nicht im Interesse der Elektrizitätsunternehmen und ihrer Eigentümer, grossmehrheitlich Kantone und Gemeinden.

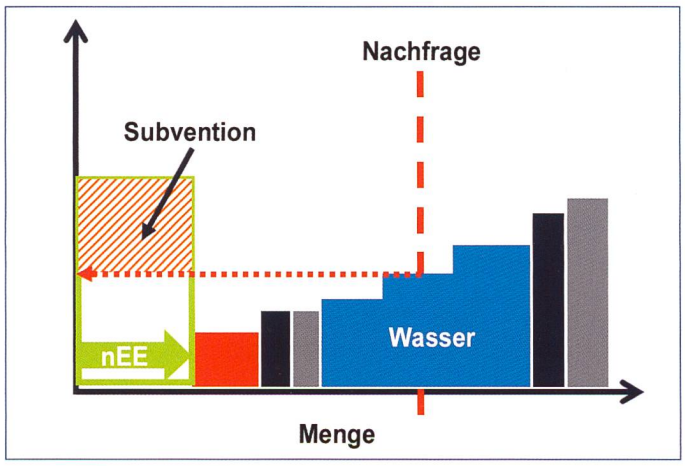


Bild 4. Die subventionierten erneuerbaren Energien senken den Marktpreis und drängen bei guten Witterungsverhältnissen die Wasserkraft aus dem Markt (Quelle: Alpiq, bearbeitet durch SWV).

3.6. Abgabenlast

Erschwerend für die Wasserkraft kommt die in den letzten Jahren stark gestiegene Abgabenlast dazu. In einer Studie wurden die finanziellen Belastungen der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen untersucht (*BSG Unternehmensberatung*, 2010). Bei der Wasserkraft wurden total 33 Abgabearten plus die Mehrwertsteuer unterschieden. Ihre Belastung lag im Stichjahr 2009 bei 2.24 Rp./kWh, wobei der Wasserzins rund die Hälfte ausmacht, gefolgt von den gewinnabhängigen Komponenten Mehrwertsteuer (15 Prozent), der Ertrags- und Gewinnsteuer (12 Prozent) sowie der Konzessionsenergie (5 Prozent). Vergleicht man diese Abgabehöhe mit den Preisen am Terminhandel der EEX, wo das Jahresband 2015 zu 36 EUR/MWh – entspricht bei aktuellem Wechselkurs rund 4.5 Rp./kWh – angeboten wird, sieht man, dass alleine die Abgaben rund die Hälfte des erzielbaren Erlöses an der Börse ausmachen. Diese einfache Überschlagsrechnung zeigt auch, weshalb die bestehenden Laufwasserkraftwerksbetreiber auch bei tiefen Kapitalkosten kaum rentabel produzieren können, denn nebst Abgaben kommen noch alle Betriebsaufwendungen dazu.

Negative Preise: Chance für Pumpspeicher- und Problem für Laufwasserkraftwerke

In den vergangenen Monaten ist es immer wieder vorgekommen, dass im europäischen Stromhandel negative Preise resultierten. Ursache ist das Zusammentreffen von punktueller Überproduktion des unregelmässig auftretenden Stroms aus Wind- und Photovoltaikanlagen mit nicht oder schwer regulierbarer Produktion aus sog. «must-run»-Anlagen wie Kern- oder Kohlekraftwerken oder eben auch Laufwasserkraftwerken. Wer in einer solchen Phase negativer Preise seine Produktionsanlage nicht vom Netz nimmt (oder nehmen kann), muss zahlen; wer dann Strom abnehmen kann, erhält eine Vergütung. Für Pumpspeicherkraftwerke, die überschüssigen Strom aufnehmen können, eröffnet das Phänomen neue Chancen und Geschäftsmodelle. Für Laufwasserkraftwerke hingegen, die nur in sehr geringem Masse steuerbar sind, können Negativpreise zu grossen Verlusten führen; zumal die Kraftwerke aufgrund von Sicherheitsaspekten und Konzessionsverpflichtungen nicht in jedem Fall ohne Weiteres vom Netz genommen werden können.

Und die Abgaben auf der Wasserkraft nehmen zu. Verdeutlicht werden kann dies am Beispiel der Entwicklung der Kostenstruktur des Speicherkraftwerks Blenio von 1973 bis heute *(Bild 5)*. Bei einer durchschnittlichen Jahresproduktion von 835 GWh und Jahreskosten von rund CHF 40 Mio. resultieren Gestehungskosten von 4.8 Rp./kWh. Diese setzen sich vor allem aus Abschreibungen und Zinsen für Anfangs- und Erneuerungsinvestitionen, Betriebskosten und Abgaben an das Gemeinwesen zusammen. Vom Kraftwerk nicht direkt beeinflussbare Kosten betragen bereits 80 Prozent der Gestehungskosten. Die Abgaben haben dabei in den vergangenen 40 Jahren von einem Anteil von rund zehn Prozent auf heute über 40 Prozent zugenommen.

In einem normalen Marktumfeld ist dieser Zuschlag auf die vergleichsweise günstige, weil sehr effiziente, Grosswasserkraft verkraftbar. Bei den aktuellen Marktverzerrungen resultieren aber sehr ungleich lange Spiesse im Konkurrenzkampf. Hier die günstige Grosswasserkraft, die mit Abgaben belastet wird und sich im rauen Markt behaupten muss, dort die mit staatlichen Geldern subventionierten Anlagen, die erst noch Vorrang bei der Einspeisung haben und somit vollständig nach dem «produce and forget»-Prinzip eingesetzt werden können.

4. Aktuelle Studien des Bundes

4.1. Hintergrund

Wohl aufgrund der offensichtlichen Diskrepanz zwischen den hohen Erwartungen bezüglich des Ausbaus der Wasserkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und den auf absehbare Zeit schlechten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hat das BFE im vergangenen Jahr mit folgenden Studien die Situation detaillierter untersucht: i) Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz (*BFE*, 2013a), die ausschliesslich auf die Wirtschaftlichkeit eines Ausbaus fokussiert; ii) Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050 (*Frontier Economics/Swiss-Quant*, 2013) und iii) Energiespeicher in der Schweiz (*KEMA Consulting*, 2013). Bei Letzterer lag der Schwerpunkt auf denjenigen Technologien zur Energiespeicherung, die bislang nicht oder nur in begrenztem Umfang in der leitungsgebundenen Stromversorgung verwendet wurden. Nachfolgend werden die wichtigsten Erkenntnisse aus den die Wasserkraft betreffenden ersten beiden Studien zusammengefasst.

4.2. Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft

Analysierte Projekte

Mit der Studie über die Perspektiven der Grosswasserkraft (*BFE*, 2013a) wurden vorliegende, aber noch nicht realisierte Neubau- und Ausbauprojekte der Wasserkraft auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Damit wurde im Unterschied zu den unzähligen Potenzialdiskussionen der letzten Jahrzehnte vor allem die wirtschaftliche Dimension detailliert analysiert. Vermittelt durch den SWV stellten dazu acht Energieunternehmen, die zusammen rund 80 Prozent der heutigen Wasserkraftproduktion bereitstellen, Daten zu konkreten Vorhaben für Grosswasserkraftwerke zur Verfügung. Nicht berücksichtigt wurden reine Pumpspeicherkraftwerksprojekte und reine Erneuerungsprojekte ohne massgebliche Leistungs- oder Produktionssteigerung.

Bei den schliesslich analysierten 25 Projekten handelt es sich um 12 Neubauprojekte und 13 Ausbauprojekte bestehender Anlagen. Die Vorhaben teilen sich auf in

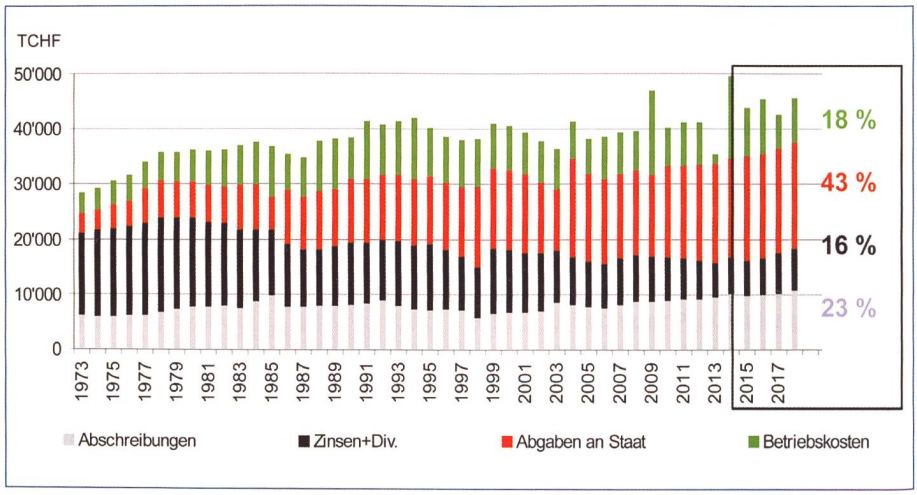


Bild 5. Kostenstruktur des Speicherkraftwerkes Blenio; heute entfallen bereits über 40 Prozent der Gestehungskosten auf Abgaben (Quelle: OFIBLE, 2013).

16 Laufwasser- und 9 Speicherkraftwerke. Insgesamt liefern die Projekte bei einer Leistung von 851 MW eine zusätzliche Produktionserwartung von 2617 GWh/a, wobei mit einem Anteil von 82 Prozent der Grossteil der Zusatzproduktion von den 12 Neubauprojekten stammt.

Investitions- und Gestehungskosten

Die Investitionssumme aller Projekte beläuft sich auf rund CHF 6 Mrd. Die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten der Projekte betragen rund 6000 CHF/kW installierter Leistung. Allerdings besteht ein grosser Streubereich mit Kosten zwischen 1000 und 14000 CHF/kW. Die Projekte sind damit teurer als in früheren Rentabilitätsstudien angenommen (siehe auch *CEPE*, 2001). Das liegt nicht zuletzt daran, dass ein Teil der jetzt untersuchten Projekte die Schwall/Sunk-Sanierung zum Hauptziel haben und damit nicht auf die Nutzung optimiert sind.

Bei den Gestehungskosten resultiert ein Durchschnittswert von 14 Rp./kWh *(Bild 6)*. Auch hier ist das Spektrum allerdings gross und die Kosten reichen von 7 bis 29 Rp./kWh. Ohne die Spezialfälle mit Schwall/Sunk-Sanierung liegen die Kosten der meisten Projekte zwischen 9 und 14 Rp./kWh. Das ist zwar deutlich günstiger als die Gestehungskosten von Photovoltaik- und Windanlagen, die heute kostendeckende Einspeisevergütungen von 17 bis 30 Rp./kWh (*Bundesrat*, 2014) erhalten. Aber die Kosten für die neuen oder erweiterten Wasserkraftanlagen liegen über den Gestehungskosten bestehender grosser Anlagen und vor allem deutlich über den heutigen Grosshandelspreisen von rund 5 Rp./kWh. Bei den durchschnittlichen Gestehungskosten sehr dominant sind mit einem Anteil von 70 Prozent die Kapitalkosten, also Abschreibungen und Verzinsungen des Eigen- und Fremdkapitals. Die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung sowie die Wasserzinsen und andere Abgaben tragen noch je rund 15 Prozent bei.

Resultate und Fazit

Basierend auf einem angenommenen Strompreisanstieg für das Bandprodukt von heute 5 auf 11 Rp./kWh im Jahr 2020 mit anschliessender leichter Abflachung auf 9 Rp./kWh bis 2050 zeigen die Modellrechnungen, dass selbst bei den relativ optimistischen Annahmen 24 der 25 Projekte unwirtschaftlich sind *(Bild 7)*. Mit einer Ausnahme resultieren durchwegs negative Nettobarwerte von bis zu CHF 350 Mio., und der unterstellte kalkulatorische Zinssatz von real 4.63 Prozent wird nicht erreicht. Das bedeutet, dass mit diesen Projekten unter den angenommenen Preisprognosen weder die Investitionen amortisiert noch die von Investoren erwartete Mindestrendite erwirtschaftet werden kann.

Die Studie bestätigt damit frühere Einschätzungen unter anderem des SWV (*SWV*, 2012), wonach relevantes Ausbaupotenzial bei der Grosswasserkraft zwar vorhanden ist (mindestens 2.6 TWh/a mit den 25 konkreten Projekten), dass aber der Ausbau unter den heute herrschenden wirtschaftlichen Bedingungen und selbst bei den zugrunde gelegten optimistischen Preisprognosen nicht rentabel ist. Das zeigt deutlich, dass unter den aktuellen Erwartungen nicht in den Ausbau der Wasserkraft investiert werden wird. Zwar sind die gemäss Studie resultierenden Gestehungskosten von 9 bis 14 Rp./kWh immer noch weit günstiger als vieles andere, was gegenwärtig mit Fördermitteln vorangetrieben wird, aber die Kosten liegen deutlich über den gegenwärtigen und den prognostizierten Marktpreisen. Investiert wird heute nur noch in subventionierte (Klein-)Kraftwerke.

4.3. Studie zur Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken

Szenarien und Modell

In der Studie zur Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken (*Frontier Economics/SwissQuant*, 2013) werden drei Szenarien unterschieden: Szenario A und B orientieren sich am bundesrätlichen Szenario «Politische Massnahmen», Szenario C am Szenario «Neue Energiepolitik». Sowohl die Brennstoffpreise als auch die CO_2-Preise wurden den Energieperspektiven 2050 entnommen, das heisst ein moderater CO_2-Preisanstieg in den Szenarien A und B auf 35 Euro pro Tonne im Jahr 2050 beziehungsweise auf 84 Euro pro Tonne im Szenario C. Für die Strompreisentwicklung verwenden die Studienverfasser ein eigenes Modell auf Stundenbasis bis ins Jahr 2050. Gemäss diesem Modell soll der Preis für Bandenergie im Jahr 2020 wieder auf 72 EUR/MWh gestiegen sein, das Peak-Produkt auf 85 EUR/MWh. Damit sind die Annahmen zumindest mittelfristig als unrealistisch zu betrachten. Im Weiteren wird jedes Pumpspeicherkraftwerk in sogenannte Basiskraftwerke zerlegt, die je nach Grösse des Reservoirs eine Optimierung auf Tages-, Wochen- oder saisonaler Basis erlauben. Damit lassen sich alle realen Kraftwerke als Linearkombinationen dieser Basiskraftwerkstypen darstellen.

Früheres Geschäftsmodell

Pumpspeicherkraftwerke profitieren nicht in erster Linie von der Höhe der Preise, sondern von der Volatilität der Preise, also den Änderungen der Preise. Da Pumpspeicherkraftwerke innert Sekunden voll einsatzfähig sind, können sie schnell auf Preisschwankungen reagieren, vorausgesetzt Unter- und Oberbecken lassen eine solche Bewirtschaftung zu. Das frühere verein-

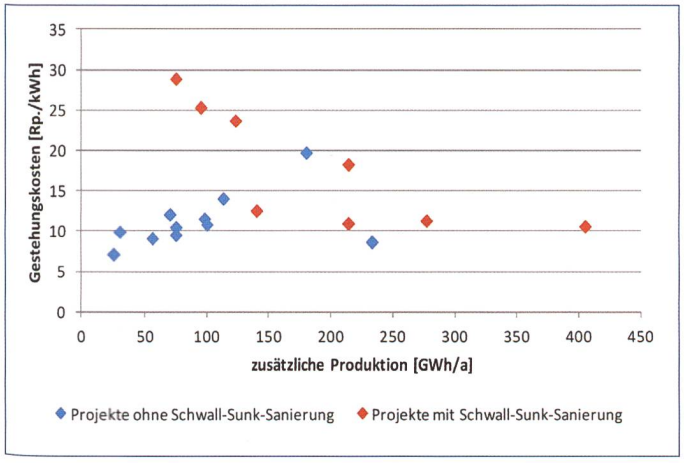


Bild 6. Gestehungskosten der untersuchten Projekte in Rp./kWh), geordnet nach zusätzlicher Produktion. Rot: Projekte mit gleichzeitiger Schwall/Sunk-Sanierung (Quelle: BFE, 2013a).

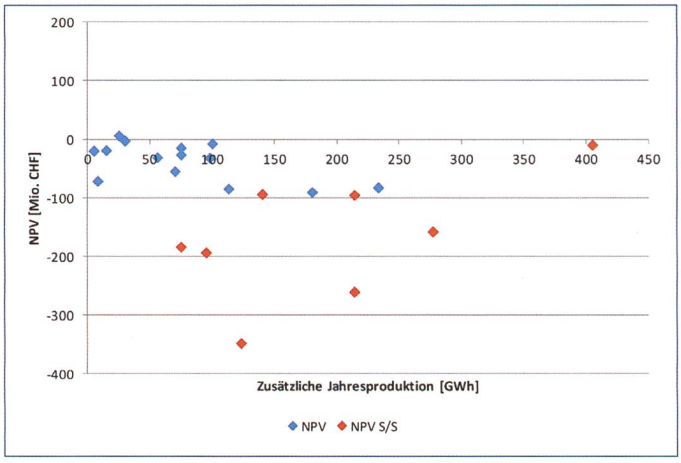


Bild 7. Nettobarwerte der untersuchten Projekte in Mio. CHF, geordnet nach zusätzlicher Produktion. Rot: Schwall/Sunk-Projekte (Quelle: BFE, 2013a).

fachte Grundmodell – Hochpumpen in der Nacht und Produktion über Mittag – ist nicht mehr adäquat, wie das folgende, sehr schematische Beispiel zeigt: für das Jahr 2020 rechnet die Studie mit einem Base-Preis von 75 EUR/MWh, einem Peak-Preis von 85 EUR/MWh und somit mit einem OffPeak-Preis von 69 EUR/MWh.

Würde also das Pumpspeicherkraftwerk grundsätzlich in Peak-Zeiten produzieren und in Off-Peak-Zeiten pumpen, würde sich bei einem Wirkungsgrad von 75 Prozent ein Verlust von 7 EUR/MWh ergeben. Deshalb müssen die zu bewirtschaftenden Volatilitätsmuster angepasst werden. So werden nicht mehr die erwarteten «Base-Peak-Spreads» relevant sein, sondern die durchschnittliche tägliche Standardabweichung, wobei die tägliche Standardabweichung als Durchschnitt über alle innertäglichen Abweichungen der stündlichen Preise vom Tagesmittelwert definiert wird.

Kurzfristmärkte

Pumpspeicherkraftwerke werden künftig vor allem auf Kurzfristmärkten anbieten, das heisst im Intraday-Markt und auf Regelenergiemärkten. Da der Bedarf an Flexibilität steigen wird, nimmt auch die Bedeutung von Intraday-Märkten zu. Während das Preisniveau im Schnitt gleich hoch sein wird wie auf den Day-Ahead-Märkten – sonst könnten Arbitragegewinne erzielt werden – dürfte die Volatilität an Intraday-Märkten, trotz internationalem Zusammenwachsen der Märkte, hoch sein. Bei Regelenergiemärkten geht die Studie davon aus, dass sich künftig die preissteigernden und preissenkenden Effekte in etwa ausgleichen, sodass an diesen Märkten kaum Zusatzeinnahmen generiert werden dürften.

Ein Pumpspeicherkraftwerk kann nebst der physikalischen Aktivität durch Kaufen und Verkaufen von Strom am Spot- und Intraday-Markt auch als physikalische Absicherung für das Spielen des Spot-/Intraday-Marktspreads verwendet werden. Im einen Fall werden Positionen am Spotmarkt verkauft und vor der Realisierung, falls günstig, am Intraday-Markt zurückgekauft. Ist die Position am Intraday-Markt ungünstig, wird das Kraftwerk als Absicherung («Hedge») eingesetzt und die eingegangene Position am Spot-Markt physikalisch bedient. Der umgekehrte Fall funktioniert analog. Dieses Geschäft bedingt natürlich genügend Produktionskapazität für die Absicherung. Abhängig vom Wirkungsgrad, liegt der zusätzliche Deckungsbeitrag durch diese Absicherungsgeschäfte gemäss der Studie zwischen 30 Prozent für hohen und 50 Prozent für niedrigen Wirkungsgrad der Anlage.

Resultate und Fazit

Die Autoren der Studie kommen zum Schluss, dass grosse Pumpspeicherkraftwerke bei einem Investitionszeitpunkt im Jahr 2020 unter den Grundannahmen nicht wirtschaftlich betrieben werden können *(Bild 9)*. Dabei ist diese Aussage unabhängig vom gewählten Szenario. Haupttreiber für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind nebst der Strompreisprognose die Kapitalkostenannahmen. Während bei Pumpspeicherkraftwerken mit täglichem Opti-

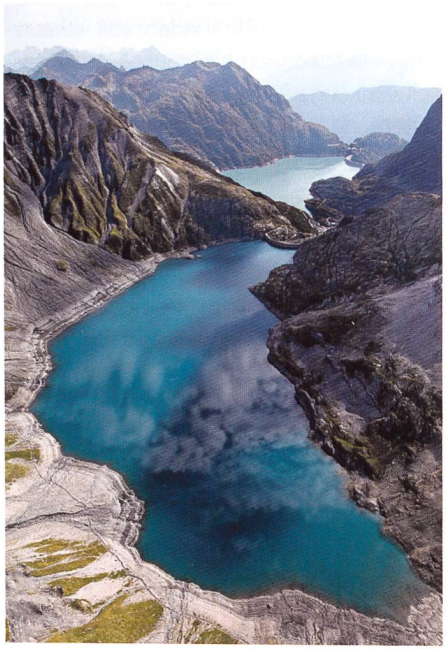


Bild 8. Die beiden Speicherseen «Vieux Emosson» und «Emosson» als Teil des PSW Nant-de-Drance (Foto: M. Martinez).

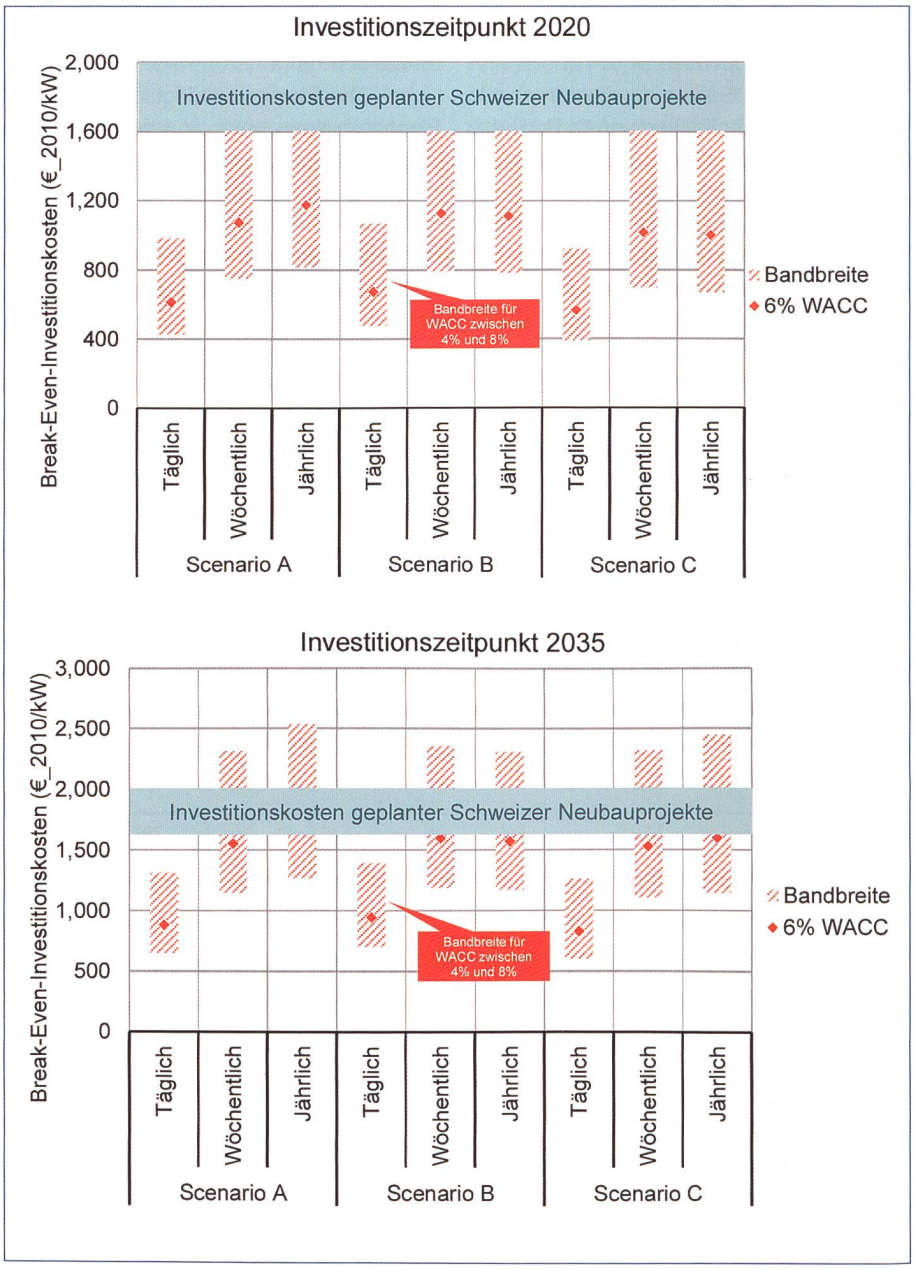


Bild 9. Break-Even-Investitionskosten für neue Pumpspeicherkraftwerke in Abhängigkeit des Basiskraftwerktyps und des Szenarios (Frontier Economics/SwissQuant, 2013).

mierungshorizont die Wirtschaftlichkeit nie erreicht wird, ist bei Kraftwerken mit grösseren Reservoirs ein Break-even bei einem geringen kalkulatorischen Zinssatz von 4 Prozent denkbar. Verlegt man den Investitionszeitpunkt auf das Jahr 2035, dann verbessert sich die Wirtschaftlichkeit aufgrund der höheren Strompreise und Volatilitäten einerseits markant, andererseits liegt auch hier bei kalkulatorischen Zinssätzen von 6 Prozent der Break-even nicht im Bereich der heute erwarteten Investitionskosten.

5. Ausblick

5.1. Allgemeines

Ein Ausblick in die Energiezukunft ist ein besonderes Wagnis. Frei nach dem unter anderem dem früheren britischen Premierminister *Winston Churchill* zugeschriebenen Zitat könnte man salopp formulieren: «Prognosen sind schwierig, vor allem wenn sie die Zukunft betreffen.» Die Schwierigkeiten sind dabei natürlich umso grösser, je unsicherer und politischer das Umfeld ist. Und das trifft in besonderem Masse auf die aktuelle Energiewirtschaft in Europa und der Schweiz zu. Klar ist zwar, dass die einheimische Wasserkraft und die Pumpspeicherkraftwerke ein ganz zentrales Element der heutigen und der künftigen Energiestrategie sind oder mindestens sein sollten. Denn die Wasserkraft ist zweifellos der energiepolitische Trumpf der ressourcenarmen Schweiz. Und klar ist auch, dass sich die erneuerbare Wasserkraft mit ihren vielen Vorzügen in einem nicht allzu masslos verzerrten Markt mit Sicherheit behaupten würde.

Die Perspektiven hängen nun aber ganz entscheidend von der Entwicklung der Strompreise und der Belastung der Wasserkraft mit Anforderungen und Abgaben ab. Beides ist ausgesprochen abhängig von politischen Entscheiden, was gerade beim Strompreis, der ja am Markt bestimmt wird, widersprüchlich erscheint.

5.2. Entwicklung der Strompreise

Die heute gehandelten Grosshandelspreise für die Jahre bis 2020 liegen weiterhin bei tiefen 4 bis 5 Rp./kWh. Das bedeutet, dass die Marktteilnehmer nicht an eine Besserung der Situation glauben und der Wasserkraft mindestens noch ein paar schwierige Jahre bevorstehen werden. Die längerfristige Entwicklung der Strompreise hängt von verschiedensten Faktoren ab: Während eine anziehende Konjunktur und höhere CO_2-Preise in Europa tendenziell zu einer Steigerung der Strompreise führen würde, wirkt die heute verfolgte Subventionspolitik, auch bei sofortiger Abkehr davon, als Folge der Bestandsgarantie noch mindestens 20 Jahre nach. Dies hat durch den Merit-Order-Effekt an der Börse eine langanhaltende preissenkende Wirkung.

Der Einspeisevorrang der subventionierten erneuerbaren Energien ist noch mit einem weiteren potenziell preissenkenden Effekt verbunden. Bei guten Witterungsverhältnissen wird Strom aus erneuerbaren Energien produziert, während bei ungünstigen Verhältnissen konventionelle Kraftwerke diesen Strom bereitstellen müssen. Ob zu diesen ungünstigen Zeiten die Preise am Markt allerdings hoch genug sein werden, um die Fixkosten der konventionellen Kraftwerke zu decken, ist aus heutiger Sicht umstritten und heizt in zahlreichen europäischen Ländern die Einführung von Kapazitätsmechanismen an. Mit diesen Mechanismen werden allerdings sowohl die Preise als auch die Volatilitäten substanziell weiter gesenkt (siehe auch *Meister*, 2013; *swisselectric*, 2013). Das führt zu einer abermaligen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit für die Schweizer Wasserkraft, insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke.

Damit unterscheidet sich die heutige Situation wesentlich von der schwierigen Phase der NAI in den 90-er Jahren, wo der Preiszerfall hauptsächlich einer schwächelnden Wirtschaft zugeschrieben werden konnte.

5.3. Entwicklung der Anforderungen und Belastungen

Neben dem Strompreis als wichtigstem Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks sind bei der Wasserkraft noch weitere Entwicklungen eingeleitet, in Diskussion oder absehbar, welche die Situation verschärfen. Die wichtigsten dieser Entwicklungen sind nachfolgend skizziert.

Wasserzinsen

Das eidgenössische Parlament hat bereits 2010 beschlossen, das bundesgesetzliche Maximum für jährlich anfallenden Wasserzinsen von 80 CHF/kW installierte Leistung in zwei Schritten auf 110 CHF/kW zu erhöhen. Die konzessionsgebenden Behörden können so ihre Einnahmen von CHF 400 Mio. auf 550 Mio. pro Jahr erhöhen. Während der erste Schritt auf 100 CHF/kW bereits erfolgt ist, soll der zweite Schritte mit Erhöhung um weitere zehn Prozent Anfang 2015 erfolgen. Bei Ausschöpfung des Maximums durch die Kantone und Gemeinden würden ab nächstem Jahr die Abgaben auf der bereits stark belasteten Wasserkraft weiter steigen und zusätzliche Kosten von rund CHF 50 Mio. pro Jahr anfallen, die im aktuellen Umfeld nicht getragen werden können.

Gewässerschutz

Mit der Inkraftsetzung des revidierten Gewässerschutzgesetzes per 1. Januar 2011 hat sich die Schweiz extrem weitgehende Umweltanforderungen und ein entsprechendes Sanierungskonzept verschrieben. Durch die Wasserkraftnutzung verursachte wesentliche Beeinträchtigungen des Abflussregimes (Schwall/Sunk), des Geschiebehaushaltes und der Fischwanderung sind – soweit verhältnismässig – bis 2020 zu sanieren. Zwar sollen die Kosten nach dem Willen des Gesetzgebers vollständig über die Netzentgelte getragen werden, aber die Sanierungen werden zu Produktionsverlusten führen. Die neuen Sanierungsanforderungen wie auch die noch ausstehenden Restwassersanierungen belasten die Wasserkraft in den kommenden Jahren zusätzlich.

Hochwasserschutz, Naturgefahren

Die Wasserkraft leistet mit ihren alpinen Speicherbecken und der nachweislichen Reduktion der Abflussspitzen um rund 15 bis 30 Prozent bereits heute einen ganz wesentlichen Beitrag an den Hochwasserschutz (*Biedermann* et al., 1996). Dieser Beitrag erfolgt in den meisten Fällen ohne aktive Bewirtschaftung der Becken, dafür aber auch unentgeltlich. Im Zusammenhang mit der registrierten Zunahme von Hochwasserereignissen und vor allem auch Schadenspotenzialen wird die Frage diskutiert, inwieweit die bestehenden Speicher nicht aktiver zugunsten des Schutzes vor Hochwasser und vor anderen Naturgefahren wie Murgängen bewirtschaftet werden könnten. Dabei gilt es auch, den durch Gletscherschwund neu entstehenden Seen Beachtung zu schenken (vgl. dazu *Häberli* et al., 2012), da diese sowohl eine Gefahr als auch eine Chance darstellen können *(Bild 10)*. Die Synergien von Hochwasserschutz und Wasserkraft sind offensichtlich und entsprechende Leistungen könnten für die Wasserkraft durchaus eine Chance sein. Das hängt aber massgeblich von den politischen Entscheiden über den Kostenteiler für solche Multifunktionsbecken ab. Im schlechtesten Fall wird der Wasserkraft eine weitere unentgeltliche Leistung abverlangt.

Klimawandel

Höhere Temperaturen, Gletscherschmelze und veränderte Niederschlagsmuster haben Folgen. Zum einen auf die direkte Gefährdung der Wasserkraftanlagen durch Naturgefahren und indirekte Gefährdung durch zunehmende Sedimente in Speicherseen und Zuleitsystemen. Zum anderen hat der Wandel auch Einfluss auf die Menge und

Bild 10. Neu entstehender See am Rhonegletscher im Juli 2010 (Foto: SWV/Pfa).

zeitliche Verteilung der Abflüsse in den Gewässern. Letzteres führt zwar nicht zwingend zu direkten Produktionsverlusten oder -gewinnen, aber Einflüsse sind sehr wahrscheinlich. Während die hydroelektrische Produktion jetzt und in den nächsten Jahren insgesamt von abschmelzenden Gletschern und Verschiebungen der Abflussverteilung eher profitiert, wird sich der Trend in einem zunehmend gletscherlosen Alpenbogen voraussichtlich drehen (*Hänggi* et al., 2011). In der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ist mit einschneidenden Produktionsverlusten zu rechnen. Das ist zwar noch ein paar Jahre weit weg, aber Investitionen in die Wasserkraft sind langfristig ausgerichtet, weshalb diese Entwicklungen zu beachten sind.

Netznutzungsentgelte und G-Komponente

Im heutigen Stromversorgungsgesetz wird richtigerweise festgehalten, dass Pumpspeicherkraftwerke nicht als Endverbraucher gelten und somit für den bezogenen Pumpstrom von den Netznutzungsentgelten befreit sind. Allerdings tauchen immer wieder Forderungen zur Aufhebung dieser Befreiung auf. Abgesehen von der dazu fehlenden Sachlogik, wären solch zusätzliche Belastungen für Pumpspeicherkraftwerke verheerend und auch volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, wie die Deutsche Energie-Agentur in einem Gutachten zum Neubauvorhaben Pumpspeicherkraftwerk Atdorf gezeigt hat (*dena*, 2010). Im Weiteren werden die Netznutzungsentgelte heute den Endverbrauchern belastet, was dem sogenannten Ausspeisemodell entspricht und in vielen europäischen Ländern so gehandhabt wird. Im Rahmen der Revision der Stromversorgungsverordnung im Jahre 2008 wurde ein Übergangsartikel geschaffen, der von dieser Regelung abwich und den Kraftwerken mit einer Leistung über 50 MW einen Teil der Systemdienstleistungskosten verrechnete (Kraftwerks- oder G-Komponente). Das Bundesverwaltungsgericht hat in einem Urteil festgehalten, dass dieser Artikel gesetzes- und verfassungswidrig sei, doch ist nicht ausgeschlossen, dass bei einer anstehenden Revision des Stromversorgungsgesetzes das Thema wieder aufgebracht wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass etliche zusätzliche Anforderungen und Belastungen auf die Wasserkraft zukommen werden. Einige dieser Begehrlichkeiten enstammen aber noch der Hochpreisphase von 2008 bis 2009 und passen nicht mehr so recht ins heutige Bild. Die Wasserkraft ist aufgrund politischer Entscheidungen enorm unter Druck, was der ebenfalls politisch gewollten wichtigen Rolle in der alten und der neuen Energiestrategie in der Schweiz widerspricht.

6. Schlussfolgerungen

6.1. Europäische Dimension

Eine der wichtigsten Ursachen der gegenwärtig schwierigen wirtschaftlichen Situation der Wasserkraft liegt in den massiven Verzerrungen des europäischen Strommarktes. Die Kombination aus jährlichen Subventionen in Milliardenhöhe und den tiefen CO_2-Preisen auf dem Markt führt dazu, dass ausgerechnet die Braunkohle den Preiskampf überlebt. Dies ist der Hauptgrund, weshalb die Produktion von Strom aus Braunkohle im Jahr 2013 in Deutschland einen langjährigen Höchststand erreicht hat und die CO_2-Emissionen wieder gestiegen sind. Das widerspricht diametral der ursprünglichen Idee einer Energiewende zur Erreichung der Klimaziele, ist äusserst kostspielig und gefährdet die konventionellen Kapazitäten – darunter die Wasserkraft – in ihrer Existenz.

Um diese Verzerrungen zu vermindern, wären in erster Linie eine Abkehr von der einseitigen Subventionspolitik, nicht zuletzt auch im preisbestimmenden Europa sowie eine Erhöhung des CO_2-Preises durch Verknappung der Zertifikate am zielführendsten. Aber auch wenn die masslose Subventionierung in der EU für zunehmenden Missmut sorgt und die EU-Kommission für 2030 gerade ein neues CO_2-Minderungsziel von 35 bis 40 Prozent und den Verzicht auf neue Ausbauziele für Photovoltaik- und Windanlagen verkündet hat: mit einer raschen Besserung ist nicht zu rechnen. Denn gerade die Subventionswirtschaft und tiefe CO_2-Preise haben viele Begünstigte und sind damit umso schwerer zu ändern.

Stromabkommen – vorläufiger Unterbruch der Verhandlungen

Im Anschluss an die Annahme der Initiative über die Masseneinwanderung durch die Schweizer Stimmbevölkerung am 9. Februar 2014, hat die EU-Kommission die laufenden Gespräche über ein Stromabkommen abgesagt. Das mittlerweile seit sieben Jahren verhandelte Abkommen war nach Meinung des zuständigen EU-Kommissars Oettinger wie auch von Bundesrätin Leuthard kurz vor dem erfolgreichen Abschluss. Es hätte der Schweiz die wichtige Integration in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht. Zwar ist die Schweiz auch ohne Abkommen physikalisch ein wichtiger Teil der europäischen Stromdrehscheibe und hat den Nachbarländern vor allem mit der Stromdurchleitung und den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ganz Wesentliches zu bieten. Wie sich nun der Unterbruch der Verhandlungen auf die angestrebte Integration in den europäischen Strombinnenmarkt auswirkt, ist noch offen. «Er schafft aber weitere Unsicherheiten, die für Investitionen selten positiv sind.»

6.2. Schweizerische Energiepolitik

In den Diskussionen um eine neue Energiestrategie der Schweiz manifestiert sich weiterhin eine grosse Diskrepanz zwischen der postulierten Stärkung der Wasserkraft und der tatsächlichen Bereitschaft, Anpassungen an den Rahmenbedingungen vorzunehmen. Die aktuelle wirtschaftliche Situation der Wasserkraft lässt jedenfalls jegliche Ausbaupläne des Bundes als Makulatur erscheinen und gefährdet bereits die Rentabilität und damit den Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion. Gleichzeitig wird die Grosswasserkraft mit immer neuen Abgaben und Anforderungen belastet und ist damit gegenüber den subventionierten erneuerbaren Stromquellen doppelt diskriminiert. Das ist weder im Sinne der neuen Energiestrategie noch im Interesse der schweizerischen Volkswirtschaft und der öffentlichen Hand als Eigentümerin der Wasserkraftunternehmen.

Soll die Wasserkraft tatsächlich gestärkt statt geschwächt werden, braucht es

dringend Korrekturen an der Energiepolitik. Dabei ist der Fokus auf den Erhalt der bestehenden Wasserkraft zu legen. Gestützt auf die obige Analyse, können folgende Leitlinien formuliert werden:

- Abkehr von der internationalen Subventionswirtschaft, welche die Grosswasserkraft diskriminiert.
- Sicherstellung der Erträge der bestehenden Wasserkraftproduktion durch – gegebenenfalls befristete – Entlastung von ständig steigenden Anforderungen und Abgaben.
- Minimierung der Produktionsverluste aus Sanierungen nach Gewässerschutzgesetz und vollständige Entschädigung der anfallenden Kosten.
- Verzicht auf weitere entschädigungslose Begehrlichkeiten an die Wasserkraft, wie beispielsweise G-Komponenten oder Netznutzungsentgelte für Pumpspeicherkraftwerke.

Für die Ausgestaltung verbesserter Rahmenbedingungen sind vor allem die wichtigsten Stellschrauben für die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft zu berücksichtigen. Neben der Produktionsmenge, die direkt auf die spezifischen Kosten einer Anlage wirkt, sind dies die Kapitalkosten und die Betriebskosten. Dabei ist zwischen bestehenden Anlagen und Neu-, Erweiterungs- und Ersatzbauten zu unterscheiden: Während bei Letzteren naturgemäss die Kapitalkosten dominieren, sind beim Betrieb bestehender Anlagen die zunehmenden Anforderungen und die Abgaben an die öffentliche Hand bereits die grössten Kostentreiber.

Danksagung

Die Autoren danken für die kritische Durchsicht des Manuskriptes namentlich: *Andreas Stettler*, Vorsitzender der Kommission Hydrosuisse im SWV und Leiter hydraulische Produktion BKW Energie AG, sowie *Peter Quadri* von der Geschäftsstelle swisselectric.

Literatur

BFE, 2013a: Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft. Bern.

BFE, 2013b: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Jahr 2012. Bern.

BFE, 2013c: Medienmitteilung des BFE vom 27. Juni 2013 zur Revision der EnV. Bern.

BFE, 2012: Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bern.

BFE, 2007: Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese. Bern.

Biedermann, R. et al., 1996: Speicherkraftwerke und Hochwasserschutz. Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 10/1996. Baden.

BMWi, 2014: Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin.

Broggi M., Reith W., 1984: Beurteilung von Wasserkraftprojekten aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes. Eidgenössisches Departement des Innern. Bern.

BSG Unternehmensberatung, 2010: Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen im Jahr 2009. Auftrag des VSE und des BFE. St. Gallen.

Bundesrat, 2014: Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Januar 2014).

Bundesrat, 2013: Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050. Bern.

Bundesrat, 1999: Botschaft zum EMG. Bern.

CEPE, 2001: Perspektiven für die Wasserkraft der Schweiz – langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale. Zürich/Bern.

dena, 2010: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. Berlin.

Deutscher Bundestag, 2013: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage [...] Folgen des EEG für die Entwicklung der Umlage und der Stromeinspeisung.

Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, 1977: Ausmass und Bedeutung der noch ungenutzten Schweizer Wasserkräfte. Studie Nr. 13. Bern.

Elektrowatt-Ekono, 2004: Erschliessung des Ausbaupotenzials der Wasserkraft. Auftrag des BFE und BWG. Bern.

Energy Brainpool, 2013: Zusammenhang von Strompreisbörsen und Endkundenpreisen. Auftrag der Agora Energiewende. Berlin.

European Commission, 2013: Delivering the internal electricity market. Draft Communication from the European Commission. Brussels.

FrontierEconomics/SwissQuant, 2013: Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Auftrag des BFE. Bern.

Fust A. et al., 2013: Neubau Kraftwerk Rheinfelden. Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 1/2013, S. 1–9. Baden.

Häberli, W. et al., 2012: Gletscherschwund und neue Seen in den Schweizer Alpen – Perspektiven und Optionen im Bereich Naturgefahren und Wasserkraft. Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 2/2012, S. 93–102. Baden.

Hänggi, P. et al., 2011: Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung der Schweiz 2021–2050 – Hochrechnung. Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 4/2011, S. 300–307. Baden.

Hirschberg S. et al., 2005: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlangen: Potenziale und Kosten. Auftrag des BFE. Villigen.

KEMA Consulting, 2013: Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Auftrag des BFE. Bonn.

Kirchner A., 2012: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050. Prognos. Auftrag des BFE. Basel.

Meister, U., 2013: Würden Wasserkraftwerke von Kapazitätsmärkten profitieren? Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 4/2013, S. 259–264. Baden.

NZZ, 1999: Marktbewertung von Leibstadt bei –2 Milliarden. Artikel vom 17.12.1999.

Pfammatter, R., 2012: Wasserkraftpotenzial der Schweiz – eine Auslegeordnung. Fachartikel in «Wasser Energie Luft», Heft 1/2012, S. 1–10. Baden.

Piot, M., 2006: Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz. Travail de Master EPF Lausanne. 2006.

Piot, M., 2007: Potenziale der erneuerbaren Energien – Potenzialdefinition und Potenziale in der Schweiz. Artikel «VSE Bulletin», Heft 8/2007, S. 22–25. Aarau.

Rütter + Partner et al., 2013: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz. Auftrag des BFE. Bern.

Schnitter, N., 1992: Die Geschichte des Wasserbaus in der Schweiz. Olynthus-Verlag. Oberbözberg.

swisselectric, 2013: Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa: Implikationen und Handlungsbedarf. Bern.

swissgrid, 2014: Allgemeine KEV-Statistik, Stand 5. Februar 2014. Frick.

swissgrid, 2013: Geschäftsbericht 2012 Stiftung KEV. Frick.

SWV, 2012: Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz. Faktenblatt vom Juli 2012. SWV. Baden.

Töndury, G. A., 1946: Studie zur Volkswirtschaft Graubündens. Engadin Press. Samedan.

Anschrift der Verfasser

Roger Pfammatter, Geschäftsführer Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Baden, roger.pfammatter@swv.ch

Michel Piot, Geschäftsstelle swisselectric, Bern, michel.piot@swisselectric.ch

powertage

Der Branchentreffpunkt der Schweizer Stromwirtschaft

3. bis 5. Juni 2014, Messe Zürich

Erzeugung und Speicherung, Übertragung und Verteilung, Smart Grid, Smart Metering, Leittechnik, Leitungsbau, Energiemanagement, Messdatenmanagement, Stromhandel und Vertrieb, Energiedienstleistungen und Energieeffizienz, Infrastruktur für E-Mobilität

Mehr Infos unter: www.powertage.ch und @Powertage

Partner:

VSE AES

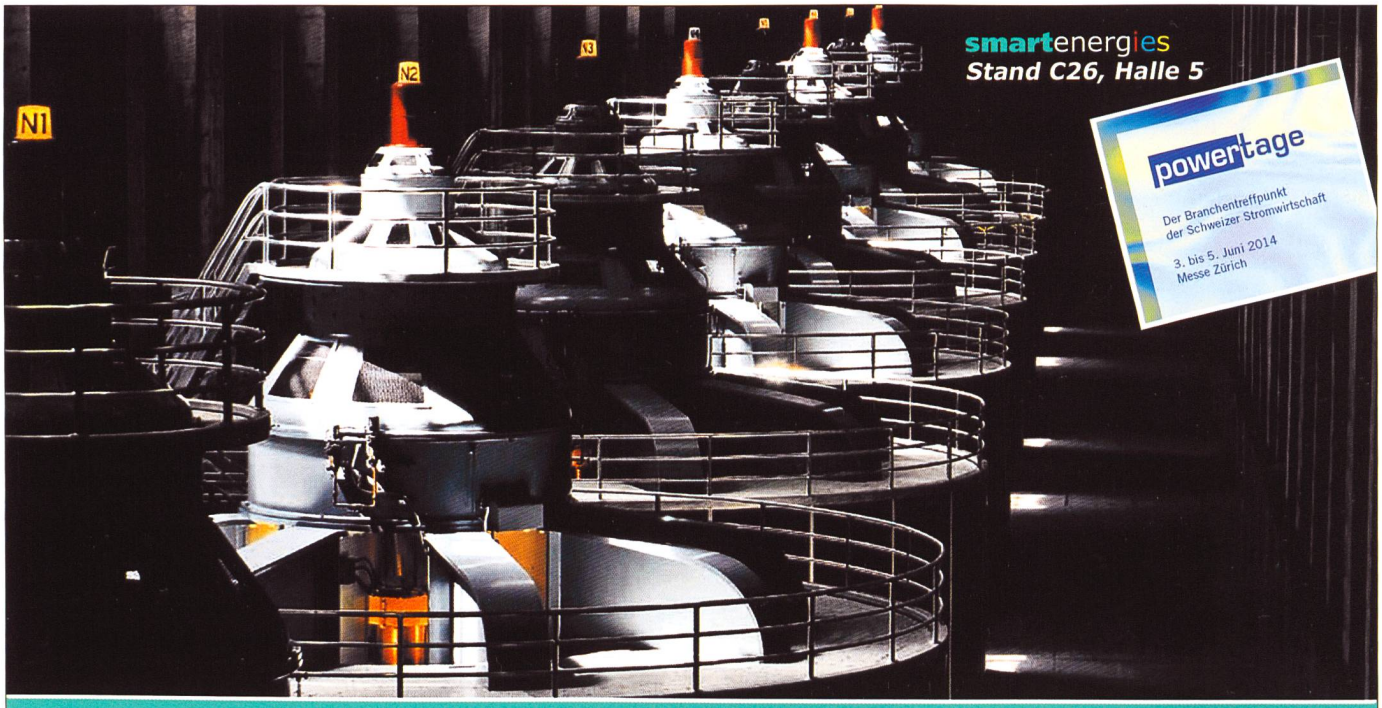
Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra
Bundesamt für Energie BFE

electro suisse

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Association suisse pour l'aménagement des eaux
Associazione svizzera di economia delle acque

Hauptmedienpartner:

Handelszeitung



smart in der Leit- und Automatisierungstechnik
für die Wasser- und Energiewirtschaft

Rittmeyer AG
Inwilerriedstrasse 57
CH-6341 Baar
www.rittmeyer.com

rittmeyer
BRUGG