



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie

13. März 2014

13.074n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Bericht zuhanden der UREK-N zur Förderung der Wasserkraft

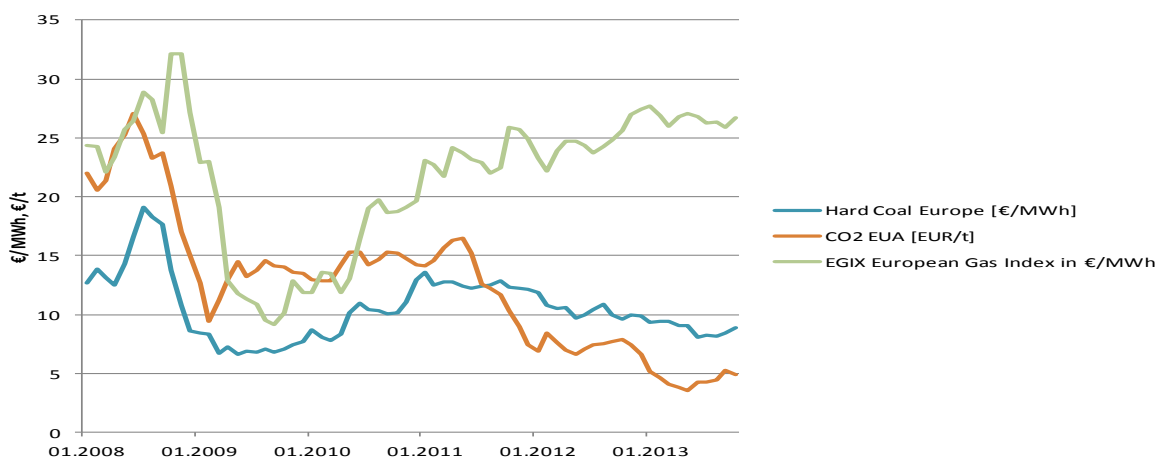
1. Ausgangslage

Der Bericht gibt einen Gesamtüberblick über die aktuelle wirtschaftliche Situation der Schweizer Wasserkraft – unter Einbezug der internationalen Rahmenbedingungen – sowie die zu erwartende Marktentwicklung. Auch werden die vorgeschlagenen Fördermodelle ökonomisch und juristisch eingeschätzt. Es wurde darauf verzichtet, den möglichen Vollzug der zur Diskussion stehenden Fördersysteme im Detail zu beschreiben. Dies aufgrund der bestehenden energie- und wirtschaftspolitischen Unsicherheiten, auch im Hinblick auf die europäische Situation.

2. Ist-Situation bei bestehenden Wasserkraftwerken

2.1. Die Entwicklung des internationalen Marktumfeldes sowie Auswirkungen auf die Rentabilität bestehender Wasserkraftwerke in der Schweiz

Die Markt- und Rahmenbedingungen für die Schweizer Wasserkraft haben sich in den letzten Jahren aufgrund internationaler Entwicklungen verändert. Aufgrund der Finanz-, Wirtschafts- und Eurokrise sowie der erfolgreichen Schiefergasförderung in den USA sind die Brennstoffpreise im Jahr 2008 eingebrochen. Gleichzeitig ist der CO₂-Preis in Europa mit rund 6 Euro pro Tonne CO₂-Emission derart tief, dass kein Lenkungseffekt mehr stattfindet (vgl. Grafik 1). Dies wiederum begünstigt die Stromproduktion aus fossilen Energien. Vor allem ältere Kohlekraftwerke, die bereits abgeschrieben sind und günstig produzieren können, stehen in direkter Konkurrenz zu anderen Grosskraftwerken. Der Strukturwandel und die in europäischen Staaten ergriffenen Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz zeigen zudem Wirkung. So stellt in Deutschland die Deutsche Energie Agentur (DENA) eine Entkopplung des Stromverbrauchs vom Wirtschaftswachstums fest. Ausserdem wurde u.a. in Deutschland mit Subventionen die Wind- und Photovoltaikanlagen stark ausgebaut. Deren Produktion drückt bei starkem Windaufkommen bzw. hoher Sonneneinstrahlung auf die europäischen Strompreise.



Grafik 1: Entwicklung der Brennstoffpreise (Kohle und Gas) sowie des CO₂-Preises pro Tonne;
Quelle: Bundesamt für Energie, 2013

Vor diesem Hintergrund sind die Preise der Swissix in den letzten fünf Jahren von über 70 €/MWh für ein Jahresband auf aktuell rund 45 €/MWh für Grundlast und 56 €/MWh für Spitzenlast gesunken. Dies entspricht einem Strompreis von rund 5.5 Rp./kWh Grundlast bzw. rund 6,8 Rp./kWh Spitzenlast.

Die skizzierte Situation im europäischen Strommarkt drückt auf die Rentabilität **bestehender Grosswasserkraftwerke**. Mangels Verfügbarkeit aktueller, plausibilisierter Daten ist es dem BFE nicht möglich, eine genaue Analyse zur wirtschaftlichen Situation der Grosswasserkraft vorzunehmen. Aus frü-

heren Studien von 2001 und 2004¹ ist jedoch bekannt, dass die Gesteungskosten von Grosswasserkraftwerken je nach Typ zwischen 4.56 und 6.49 Rp./kWh betragen (ohne Pumpen). Die Spannweite der Kosten ist jedoch sehr gross, da deren Höhe auch vom Zeitpunkt der getätigten Investitionen sowie den Konzessionsauflagen abhängig ist. Bedeutende Kostenkomponenten sind die Kapitalkosten und Abschreibungen mit 1.2 bis 3.3 Rp./kWh, gefolgt von den Wasserzinsen, die rund 1 bis 2 Rp./kWh betragen (ab 2015 zusätzlich 0.1 bis 0.2 Rp./kWh). Der Maximalsatz von 100 CHF/kW Bruttoleistung resp. 110 CHF/kW Bruttoleistung ab 2015 ist auf Bundesebene geregelt. Es liegt in der Kompetenz der Kantone und der Gemeinden, zu entscheiden, ob das Maximum ausgeschöpft wird, wobei etliche Kantone in ihrer Gesetzgebung verankert haben, dass der Maximalsatz zur Anwendung kommt.

Mit der ermittelten Kostenstruktur aus den Studien in den erwähnten Jahren 2001 bzw. 2004 könnten die Gesteungskosten bestehender Grosswasserkraftanlagen bei den aktuellen Marktpreisen an der Swissix von rund 5.5 Rp./kWh für Grundlast und rund 6.8 Rp./kWh für Spitzenlast (Spotpreise 2013) im Durchschnitt knapp gedeckt werden. Seit der Erstellung der Studien sind jedoch die Wasserzinsen und die Restwasserabgaben erhöht worden, womit die Gesteungskosten weiter angestiegen sind. Gemäss der Studie von BSG Unternehmensberatung St. Gallen (2010) im Auftrag von BFE und VSE² betragen die Abgaben für die Wasserkraft im Jahre 2009 rund 2.2 Rp./kWh. Diese enthalten u.a. Wasserzinse, Konzessionsgebühren, Heimfallverzichtsentschädigung und Steuern. Unter der Annahme, dass sich die anderen Kostenkomponenten (Arbeits-, Betriebskosten, Abschreibungen, FK- und EK-Kosten) seit den oben genannten Studien nicht verändert haben, kommen die durchschnittlichen Gesteungskosten zwischen ca. 5.6 und 6.9 Rp./kWh zu liegen und liegen somit über den heutigen Marktpreisen. Allerdings dürfte die Spannweite der Gesteungskosten unter den einzelnen Kraftwerken weiterhin beträchtlich sein.

Die wirtschaftliche Situation der **Pumpspeicherkraftwerke** ist zurzeit auch schwierig, da die Spitzenlastpreise seit einigen Jahren besonders im Vergleich zu den Schwachlastzeiten stark rückläufig sind. Die Volatilität der Strompreise ist aufgrund der europäischen Überkapazitäten zurückgegangen. In einer Studie von Frontier Economics und swissQuant Group 2013³ im Auftrag des BFE wurde die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken untersucht. Die Analyse zeigte, dass Wirtschaftlichkeit bis im Jahr 2020 schwierig zu erreichen ist, ab 2020 aber aufgrund der erwarteten höheren Volatilität der Strompreise durch die vermehrte Einspeisung neuer erneuerbarer bzw. unregelmässig anfallender Energien steigt.

Über die wirtschaftliche Situation **bestehender Kleinwasserkraftwerke** liegen dem BFE nur wenig konkrete Daten vor. Insbesondere bei den kleinen Anlagen (< 300 kW Leistung) ist auf Grund des starken Rückgangs der Anlagenzahlen durch Stilllegungen in den letzten Jahrzehnten jedoch davon auszugehen, dass der Grossteil nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

Für **Neu-, Um- und Ausbauten von Kleinwasserkraftwerken** liegen aus verschiedenen Umfragen Informationen zu den Gesteungskosten vor. Die Anlagen weisen grosse Unterschiede in der Kosten-

¹ Filippini, M., S. Banfi, C. Luchsinger, J. Wild (2001), Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz, Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessengruppe Wasserkraft und Filippini, M., S. Banfi, C. Luchsinger, A. Müller (2004), Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung.

² BSG Unternehmensberatung St. Gallen (2010), Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen im Jahr 2009, Studie im Auftrag des BFE und VSE.

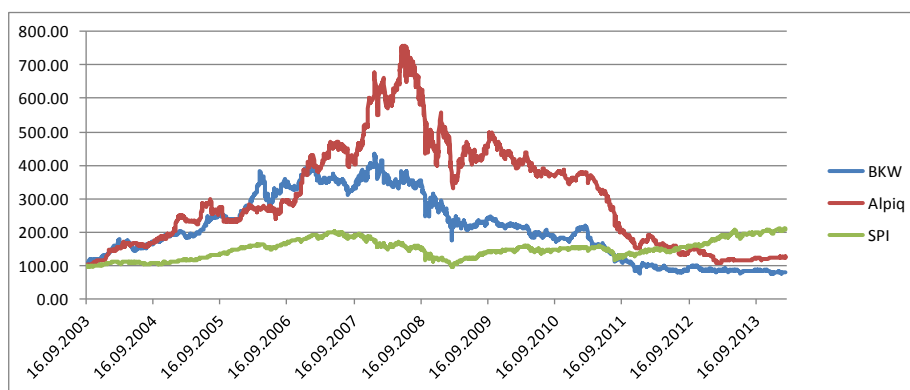
³ Frontier Economics und swissQuant Group (2013), Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050, Studie für das Bundesamt für Energie.

struktur auf, herrührend von den unterschiedlichen, naturräumlichen Gegebenheiten sowie der Zweckmässigkeit der Anlagenplanung.

Die Referenzanlagen, die zur Bestimmung der KEV-Vergütungssätze für die Kleinwasserkraft dienen, weisen mit Kosten von durchschnittlich 40 Rp./kWh für Anlagen <10 kW Leistung und 12 Rp./kWh für grosse Anlagen bis 10 MW Leistung eine stark grössenabhängige Varianz der Gestehungskosten auf. Das bedeutet, dass die meisten Projekte ohne eine Förderung nicht wirtschaftlich realisierbar sind.

2.2. Aktuelle wirtschaftliche Verfassung der Stromkonzerne

Die Schweizer Strombranche befindet sich aufgrund der seit 2008 sinkenden Strompreise in einer Phase der Neuausrichtung und Konsolidierung. Die Aktienkurse der zwei kotierten Gesellschaften BKW und Alpiq sind nach einem drastischen Anstieg in den Boomjahren 2006 – 2008 wieder auf das Niveau von 2003 zurückgefallen. In der nachstehenden Grafik 2 wird die Aktienkursentwicklung der BKW und der Alpiq dargestellt und mit dem Swiss Performance Index SPI verglichen. Die Axpo ist an keiner Börse kotiert und vollständig in der Hand der Nordostschweizer Kantone.



Grafik 2: Aktienkurse der kotierten grossen Stromkonzerne (indexiert, September 2003 = 100).

Die Geschäftskennzahlen widerspiegeln die Aktienkursentwicklung in den vergangenen Jahren. Während Umsatz und Energieabsatz relativ stabil geblieben sind, sind die Reingewinne von Rekordhöhe im Jahr 2008 aufgrund der sinkenden Strompreise gegen null gefallen oder es mussten sogar Verluste ausgewiesen werden. Insbesondere ausserordentliche Abschreibungen für Kern-, Gas-, Kohle- und Wasserkraftwerke belasteten die Jahresergebnisse. Der Personalbestand in der Branche insgesamt ist leicht rückläufig. Bei Axpo und BKW ist er stabil geblieben (mit teilweiser Verschiebung vom In- ins Ausland), Alpiq hingegen hat nach der im Jahr 2012 vorgenommenen Umsetzung der Restrukturierungsmaßnahmen und durch die Schliessung und Veräusserung von Aktivitäten rund 30 Prozent der Stellen abgebaut. Zur Neuausrichtung wurden Kostensenkungsprogramme umgesetzt oder Beteiligungen an in- und ausländischen Kraftwerksanlagen veräussert.

Die Energiekonzerne in Europa sehen sich mit denselben Herausforderungen konfrontiert: In Deutschland beispielsweise haben die Konzerne E.ON und RWE in den letzten fünf Jahren erheblich an Ertrags- und Investitionskraft eingebüsst. In Deutschland deckt Strom aus erneuerbarer, subventionierter Energie inzwischen rund einen Viertel der Stromproduktion ab. Das nur von der Witterung, nicht vom Bedarf bestimmte Wind- und Solarstromangebot drückt die teureren, konventionellen Kraftwerke aus dem Markt, die aufgrund tiefer Grosshandelspreise ihre Kapitalkosten nicht mehr decken können.

Andererseits tragen auch Fehleinschätzungen auf Stufe Management zur schwierigen Situation der deutschen Energieversorger bei: So sind Energiekonzerne lange davon ausgegangen, dass das Wirtschaftswachstum zwingend mit erhöhtem Stromverbrauch einhergeht. Im Jahr 2013 lag der Stromverbrauch in Deutschland jedoch unter dem des Jahres 2003. Dies, obwohl das Bruttoinlandprodukt um mehr als 10 Prozent gestiegen ist. Gleichzeitig wuchs die Zahl der Marktteilnehmer, die ihren Strom selber produzieren (z.B. Private und Unternehmen). Die Versorger sitzen auch deshalb auf ihren Überkapazitäten, weil sie diese Entwicklungen ignoriert haben. Zudem verfügen beispielsweise E.ON und RWE über vergleichsweise wenig Windparks und Photovoltaikanlagen. Inzwischen haben die Konzerne reagiert, sie optimieren die Kostenstrukturen und richten ihre Strategien neu aus.

Auch die Schweizer Stromkonzerne haben diese Marktentwicklungen zu spät erkannt. Der subventionierte Zubau von Wind- und Sonnenkraft in Europa seit gut zehn Jahren war aufgrund der Gesetzeslage absehbar. Zudem investierten Stromproduzenten in ganz Europa in Gaskraftwerke. Schon damals gab es Stimmen aus Bankenkreisen, die von einem Stromüberangebot in Europa warnten. Anders als das Ereignis in Fukushima wäre der Erfolg der Förderung der erneuerbaren Energien und die damit verbundene Schwemme an Elektrizität bzw. das entstehende Überangebot an Produktionskapazitäten in Europa frühzeitig erkennbar gewesen.

Zurzeit richten die grossen Energieversorger ihre Strategien neu aus. Es ist zu erwarten, dass die Unternehmen weitere Wertberichtigungen insbesondere bei der Wasserkraft vornehmen müssen. Darunter wird die Kapitalmarktfähigkeit leiden bzw. es wird für sie schwieriger, Investitionen in neue Projekte zu finanzieren. Gleichzeitig werden hohe Kostenblöcke aufgrund der Kapitalintensität der bestehenden Produktionskapazitäten weiterbestehen. Auch die Aktionäre bzw. die öffentlichen Körperschaften müssen zur Optimierung der Kostenstrukturen beitragen. Experten kritisieren zudem die Tatsache, dass Energieversorger, die Verluste schreiben, aufgrund von Aktionärsbindungsverträgen weiterhin Dividenden ausschütten müssen.

2.3. Erwartungen zur künftigen Entwicklung des Marktumfelds und der Rentabilität bestehender Wasserkraftwerke

Die Terminpreise an den Europäischen Strombörsen zeigen bis 2016 keine Erholung. So wird an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig der Strompreis für das Kalenderjahr 2016 zwischen 34,8 €/MWh und 44,65 €/MWh gehandelt. Für die Schweiz entspricht dies rund 5,1 bis 6,3 Rp./kWh. Um weiter in die Zukunft zu schauen, hat das BFE im Jahr 2013 eine Studie zu Preisprognosen⁴ in Auftrag gegeben. In allen Szenarien kamen dabei die Strompreise bis 2020 über das heutige Niveau zu liegen (langfristig zwischen 7 und 11 Rp./kWh). Dabei gingen die Autoren der Studie u.a. davon aus, dass sich die Brennstoff- und die CO₂-Preise bis 2020 wieder erholen und Überkapazitäten im europäischen Strommarkt abgebaut werden. Zugleich gibt es auch Faktoren, wie etwa die Ausgestaltung des europäischen Strommarktdesigns, mit der möglichen Einführung von Kapazitätsmechanismen, welche die Preisbildung an den Grosshandelsmärkten auch nach unten beeinflussen könnten.

Die künftige Rentabilität der Grosswasserkraft in der Schweiz muss auch vor dem Hintergrund der anstehenden vollständigen Strommarktöffnung ab voraussichtlich 2018 betrachtet werden. Heute können die Produzenten den Strom an die Kunden in der Grundversorgung auf Gestehungskosten

⁴ BFE (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.

basierenden Tarifen abgeben. Mit der vollständigen Marktöffnung werden aufgrund der freien Wahl des Anbieters vermehrt auch im Bereich der Kleinkunden die Marktpreise zum Zuge kommen.

2.4. Fazit Kapitel 2

- Die **Strompreise** werden nicht in der Schweiz festgelegt, sondern vom europäischen Markt bestimmt. Diese sind an den europäischen Strombörsen seit 2008 um rund einen Drittel eingebrochen. Ursachen sind vor allem die **Finanz-, Wirtschafts- und Eurokrise**, flankiert von tiefen **Brennstoffpreisen**, insbesondere dem Kohlepreis.
- In diesem aktuellen internationalen Marktumfeld ist es für die **bestehenden Grosswasserkraftbetreiber** kaum mehr möglich, ihre Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.
- Insbesondere ausserordentliche Abschreibungen für Kern-, Gas-, Kohle- und Wasserkraftwerke belasten die **Jahresergebnisse der Stromkonzerne**. Eine kurzfristige Erholung der Strompreise ist nicht in Sicht, aufgrund aktueller Studien erwartet das BFE, dass sich die Situation ab 2020 wieder entspannen könnte.
- Die wirtschaftliche Situation der **Pumpspeicherkraftwerke** ist zurzeit auch schwierig, da die Spitzenlastpreise seit einigen Jahren besonders im Vergleich zu den Schwachlastzeiten stark rückläufig sind. Aufgrund einer erwarteten höheren Volatilität der Strompreise durch die vermehrte Einspeisung neuer erneuerbarer bzw. unregelmässig anfallender Energien könnte sich das Blatt ab 2020 wieder wenden.
- Bei den **Kleinwasserkraftwerken** hat in den letzten Jahrzehnten bereits eine Strukturbereinigung stattgefunden. In der Gesetzesvorlage zur Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, mit Ausnahme der Infrastrukturanlagen kleine Wasserkraftwerke mit einer Leistung < 300 kW nicht weiter zu fördern, zumal in der Regel kleine Werke mit einem grösseren Eingriff in die Umwelt verbunden sind.
- Neuanlagen bis 10 MW Leistung profitieren vom geplanten Vergütungssystem mit **Direktvermarktung**, für die Erneuerung und Erweiterung bestehender Anlagen zwischen 300 kW und 10 MW Leistung sollen die Kraftwerksbetreiber künftig **einmalige Investitionsbeiträge** erhalten.
- **Energiekonzerne in ganz Europa** sehen sich mit denselben Herausforderungen konfrontiert. Das nur von der Witterung, nicht vom Bedarf bestimmte Wind- und Solarstromangebot drückt die teureren, konventionellen Kraftwerke aus dem Markt, die aufgrund tiefer Grosshandelspreise ihre Kapitalkosten nicht mehr decken können. Dazu kommen **strategische Fehlentscheidungen** der Konzernspitzen, welche vor dem Ereignis in Fukushima getroffen worden sind.
- Die Unternehmen sehen sich gezwungen, ihre **Strategien** neu auszurichten, Überkapazitäten abzubauen, Kostenstrukturen zu optimieren und **neue Märkte** zu erschliessen.
- Es ist zu erwarten, dass die **Schweizer Stromkonzerne** weitere **Wertberichtigungen** vornehmen müssen, was auf ihre **Kapitalmarktfähigkeit** drücken wird. Es wird für sie schwieriger, nötige Investitionen zu finanzieren. Auch die Aktionäre bzw. die öffentlichen Körperschaften müssen zur Optimierung der Kostenstrukturen beitragen.

3. Situation bei Neubauten und Erweiterungen von Grosswasserkraftwerken

3.1. Studie Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz

In der im Dezember 2013 publizierten BFE-Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft⁵ wurde anhand aktueller Daten aus der Branche die Wirtschaftlichkeit von 25 geplanten Grosswasserkraft-Projekten analysiert. Die Berechnungen zeigen, dass deren durchschnittliche Gestehungskosten mit 14,1 Rp./kWh deutlich über den heutigen Grosshandelspreisen von 5-6 Rp./kWh liegen.

In einem zweiten Teil der Studie wurden folgende Fördermodelle für die Grosswasserkraft betrachtet und bewertet (vgl. Tabelle 1):

	Einspeisevergütungssystem			Investitionsbeitrag/ Kapazitätzahlung			Wettbewerbliche Ausschreibungen ¹⁾	Vergütungs- und Abnahmegarantie	Quoten	Bundesdarlehen
	Referenzan-lage	Auktion	Direktver-marktung	Einzelfallbe-trachtung	Referenzan-lage	Auktion				
Kosteneffizienz	-	o	o	o	o	+	+	o	+	o
Effektivität	+	o	+	+	+	o	-	-	+/-	+
Vermeidung von Mitnahmeeffekten	o	+	o	o	-	o	+	+/-	+	-/+
Geringer administrativer Aufwand	o	-	o	o	+	o	o	+	o/-	o
Investitionssicherheit	+	+	+	o	o	o	-	-	-	o
Anreiz zu steuerbarer Produktion	-	-	+	+	+	+	+	-/+	+	+
Politische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit heutigem System	o	o	o	o	o	o	+	o	-	o

Tabelle 1: Bewertungsmatrix der untersuchten Fördersysteme

Bewertung: + hoch, o mittel, - gering

¹⁾ Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion

Keines der untersuchten Fördermodelle zeichnet sich durch eine besondere Eignung für die Grosswasserkraft aus. Bei allen Modellen müssten zudem bedeutende Nachteile und Risiken wie Marktverzerrungen, Benachteiligung nicht subventionierter Technologien und Mitnahmeeffekte in Kauf genommen werden, die einem funktionierenden und vollständig geöffneten Strommarkt zuwiderlaufen.

⁵ BFE (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.

3.2. Zusätzliche Betrachtung ausgewählter Förderinstrumente

a) *Direktvermarktung mit Prämie:* Diese Massnahme ist für die Technologien bzw. Leistungskategorien im Einspeisevergütungssystem (KEV) bereits im Entwurf des Bundesrats zum ersten Gesetzespaket zur Energiestrategie 2050 enthalten und könnte im EnG auf die Grosswasserkraft ausgedehnt werden. Der Produzent erhält mit der Prämie den Anreiz, die Produktion seiner Anlage auf die aktuellen Marktpreise und somit auf das Angebot und die Nachfrage auszurichten. Der Umstand, dass der Anlagenbesitzer mittels einer Ausrichtung der Produktion auf Angebot und Nachfrage seinen Ertrag erhöhen kann, steigert die Kosteneffizienz und reduziert Marktverzerrungen. Der Netzzuschlag, aus dem die Prämien gemäss E-EnG finanziert werden, ist als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck ausgestaltet (Ausgleich der unterschiedlich starken Belastung der abnahmepflichtigen Netzbetreiber). Da solche Ausgleichsausgaben keiner expliziten Grundlage in der Bundesverfassung (BV) bedürfen, wäre es unter diesem Gesichtspunkt zulässig, wenn das Prämienmodell im EnG auf die Grosswasserkraft ausgedehnt würde.

b) *Investitionsbeiträge:* Solche sind als neues Fördermodell für Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Kleinwasserkraftwerken in der Energiestrategie 2050 enthalten. Finanziert werden sie ebenfalls über den Netzzuschlag (Ausgleichsabgabe), wobei die Auszahlung nicht als langjährige Einspeisevergütung erfolgt, sondern quasi kapitalisiert (einmalige Zahlung oder wenige Tranchen). Durch Investitionsbeiträge sollen nicht-amortisierbare Mehrkosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage reduziert werden. Zu deren Bestimmung müssen jedoch Prognosen über die zukünftige Preisentwicklung vorliegen, welche mit massgeblichen Unsicherheiten behaftet sind. Nachträgliche Korrekturen aufgrund einer abweichenden Marktentwicklung sind nur bedingt möglich (z.B. über eine Rückforderung von Teilbeträgen). In der EnG-Vorlage des Bundesrats kommen nur Technologien bzw. Leistungskategorien in den Genuss von Investitionsbeiträgen, die bisher in der KEV waren. Dadurch sinkt die Belastung des Netzzuschlagsfonds, weil die Investitionsbeiträge kleiner sind als die aufsummierten Einspeisevergütungen. Bei der Grosswasserkraft kämen neue Leistungsklassen in das über den Netzzuschlag finanzierte System, so dass man sich mit der Ausgleichsabgabentheorie langsam in einen Graubereich der Zulässigkeit begibt.

c) *Bundesdarlehen / Bürgschaften:* In Frage kämen auch andere Formen der Unterstützung wie Darlehen oder Bürgschaften. Bei einer Finanzierung über den Netzzuschlag würde das unter b) Ausgeführte gelten. Ein anderer Ansatz wäre eine Finanzierung über allgemeine Bundesmittel: Denkbar wäre einerseits, dass die Eidg. Finanzverwaltung bei der längerfristigen Anlage von verfügbaren Bundesmitteln Grosswasserkraftprojekte berücksichtigt, wobei eine solche Geldanlage nach Marktkriterien erfolgen müsste (Art. 62 Finanzhaushaltsgesetz FHG). Somit hätten die Kraftwerksbetreiber – verglichen mit einer Mittelbeschaffung am Kapitalmarkt – kaum namhafte Vorteile. Andererseits wäre es z.B. möglich, dass das BFE die Mittel als Fördergelder spricht, was keiner Geldanlage entsprechen würde. Auch für diese beiden Varianten bräuchte es eine EnG-Grundlage. Art. 89 Abs. 3 BV erlaubt dem Bund aber nur das Fördern von Energietechniken, nicht aber das Fördern von blossen Anwendungen. Bei einer Grosswasserkraftförderung stünde aber klar der letztere Aspekt im Vordergrund.

d) *Wasserzinsen:* Auf Bundesebene besteht längerfristig (ab 2020) die Möglichkeit, den Maximalansatz der Wasserzinsen anzupassen und eine marktorientierte Bestimmung der Zinsen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerksbetreiber über eine Änderung von Art. 49 des Wasserrechtsgesetzes WRG einführen. Kurzfristig wirkende Massnahmen wie eine temporäre oder dauerhafte Reduk-

tion der Wasserzinsen oder deren Stundung müssten durch die Kantone/Gemeinden beschlossen werden.

e) Heimfallverzichtentschädigung: Dem Gemeinwesen steht am Ende der Konzession ohne anderslautende Konzessionsklausel das Recht zu, die Wasserkraftanlagen an sich zu ziehen. Wird darauf verzichtet, lassen sich die Kantone/Gemeinden in der Regel vom Konzessionär dafür entschädigen (Heimfallverzichtentschädigung oder Wert des Heimfallrechts). Da Entschädigungszahlungen je nach Marktsituation sehr hoch ausfallen können, werden dadurch Konzessionserneuerungsprojekte wirtschaftlich belastet und es fehlen Mittel, um Investitionen zu tätigen. Durch eine massvolle Praxis bei der Festlegung von Heimfallverzichtentschädigungen liegt es in der Hand der Heimfallberechtigten Kantone und Gemeinden, die Wasserkraft zu unterstützen. Allenfalls wäre eine Regelung zur Bestimmung des Werts des Heimfallrechts auf Bundesebene denkbar. Dagegen könnten die fraglichen Gemeinwesen einwenden, es werde in ihre Hoheit eingegriffen und das Konzessionsverhältnis werde nachträglich zu ihren Lasten geändert. Weiter besteht bereits die Möglichkeit, den Wert des Heimfallrechts mit Zustimmung des Konzessionärs als Beteiligungsquote in das bestehende Unternehmen einzubringen (Art.67 Abs.5 WRG). Dadurch wird das Gemeinwesen an den Chancen und Risiken des Kraftwerkprojekts beteiligt und ist damit am wirtschaftlichen Erfolg des Kraftwerkunternehmens interessiert.

f) CO₂-Abgabe auf Graustrom: Bei einer CO₂-Abgabe auf importiertem Graustrom stellt sich die Frage, wie der importierte Graustrom erfasst wird und wie das entsprechende Verhältnis zum WTO- und EU-Recht steht. In physikalischen Stromflüssen ist nicht nachweisbar, aus welchen Anlagen der Strom kommt. Für die Festlegung des CO₂-Anteils von importiertem Graustrom muss daher auf andere Methoden zurückgegriffen werden.

Eine Möglichkeit besteht darin, für den Importstrom den Energiemix des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E Mix) anzuwenden. Diese Methode hat den Nachteil, dass die kommerziellen Stromflüsse in die Schweiz nicht berücksichtigt werden, und sie somit eine Diskriminierung von CO₂-freiem importiertem Strom darstellen könnte, falls der Anteil von importiertem CO₂-freiem Strom höher ist als der ausgewiesene Anteil im ENTSO-E Energiemix. Diese Benachteiligung ist im Kontext von WTO- oder EU-Recht problematisch.

Für die Bestimmung des CO₂-Anteils von importiertem Graustrom können auch die kommerziellen Stromflüsse herangezogen werden. Kommerzielle Stromflüsse nach Produktionsart können durch Herkunftsnachweise (HKN) erfasst werden. Diese enthalten Angaben zur Energiequelle, aus der der Strom erzeugt wurde, sowie zu Zeitpunkt und Ort, und definieren damit den ökologischen Mehrwert. Sie können abgekoppelt von der physischen Übertragung des Stroms gehandelt werden. Eine WTO- und EU-rechtskonforme Ausgestaltung würde jedoch ein offenes HKN-System bedingen, das ausländische Herkunftsnachweise aus CO₂-freien Energien unbeschränkt zulässt. Das Ziel, im Inland die erneuerbaren Energien zu stärken, würde dadurch aber verfehlt werden. Eine rechtsverträgliche Ausgestaltung einer CO₂-Abgabe auf importiertem Graustrom ist daher für die Schaffung von verbesserten Bedingungen für erneuerbare Energien oder die Wasserkraft alleine nicht zielführend.

Das BFE prüft zurzeit eine differenzierte Ausgestaltung einer Energieabgabe auf Strom. Dadurch würden in einer Übergangsphase ab 2021 erneuerbare Energien nur gering mit der Energieabgabe belastet. Die Grosswasserkraft würde wie die neuen erneuerbaren Energien von einer tieferen Abgabe

profitieren. Alle anderen nicht erneuerbaren Energien (Kernkraft, fossile Energieträger) erhielten ein höhere Energieabgabe. Die Unterscheidung zwischen erneuerbaren Energien und nicht erneuerbaren Energien würde demnach mittels Herkunftsnachweisen erfolgen.

Aus juristischer Sicht gilt zu den betrachteten Fördermodelle festzuhalten:

- Mit Blick auf die **Bundesverfassung** kann zu all diesen Massnahmen generell gesagt werden, dass Eingriffe, die nicht energiepolitisch, sondern wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motiviert sind, nicht erwünscht sind.
- Gleiches gilt auch unter dem Titel **Beihilfeverbot**, der für die Schweiz relevant werden könnte, wenn sie mit der EU dereinst ein Stromabkommen abschliesst. Gemäss dem EU-Beihilferecht sind staatliche Beihilfen (Subventionen und andere Begünstigungen/Entlastungen) grundsätzlich unzulässig. **Ausnahmen** sind allerdings möglich, gerade wenn es um Umweltsachen oder um die Förderung der erneuerbaren Energien geht. Die Schweiz sollte diese Regeln nicht ausser Acht lassen, wenn sie neue energiepolitische Instrumente prüft, auch wenn über den Abschluss eines Stromabkommens momentan Ungewissheit herrscht.
- Die betrachteten Förderinstrumente sind beihilferechtlich relevant. Eine Beurteilung ist derzeit praktisch nicht möglich, da die EU daran ist, ihre Beihilferegeln im Bereich Umwelt und Energie einer grösseren Änderung zu unterziehen. Immerhin kann man aber sagen, dass eine **beihilferechtskonforme Ausgestaltung einer Grosswasserkraftförderung** schwierig werden dürfte.

3.3. Fazit Kapitel 3

- Die vom BFE in einer Studie betrachteten **Fördermodelle für neue Grosskraftwerke** eignen sich nur sehr beschränkt, um Vertrauen in Investitionen in die Grosswasserkraft zu schaffen.
- Zu gross wiegen die Nachteile: Insbesondere würde eine Ausdehnung der subventionierten Energie auf die Grosswasserkraft dazu führen, dass die **Marktverzerrungen** zunehmen und jene Anlagen weiter verdrängt, die grundsätzlich wirtschaftlich betrieben werden könnten. Zudem bestünde die Gefahr, dass Wasserkraftanlagen nicht mehr auf die physikalisch-ökonomischen Gegebenheiten, sondern primär auf die Förderbedingungen zugeschnitten würden, was zu erheblichen **Mitnahmeeffekten** und **Ineffizienzen** führen würde.
- Für eine **finanzielle Unterstützung** der Branche bzw. von Grosswasserkraftvorhaben **durch den Bund** müssten gesetzliche Grundlagen geschaffen werden. Wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motivierte Eingriffe sind indes heikel. Rechtlich kann es ebenfalls heikel sein, wenn die Finanzierung über eine Bundesregelung läuft. Dies gilt v.a. für allgemeine Bundesmittel.
- Auch mit Blick auf die **vollständige Öffnung des Strommarktes im Jahr 2018** macht es wenig Sinn, mit Fördermassnahmen einschneidenden Marktverzerrungen Tür und Tor zu öffnen.
- Deshalb sollte die Prioritäten des Bundes bei der Unterstützung der heimischen Wasserkraft darauf ausgerichtet sein, gemeinsam und koordiniert mit unseren Nachbarstaaten auf eine **europäische Lösung** hinzuwirken, mit der die Marktverzerrungen korrigiert werden.
- Kurzfristig steht auf Stufe der Kantone und Gemeinden die Möglichkeit offen, wirksame Anpassungen im Bereich der **Wasserzinsen** und der **Heimfallverzichtentschädigung** vorzunehmen, die eine finanzielle Entlastung der Energieversorgungsunternehmen bzw. der Kraftwerksbetreiber bringen könnten.