



5. August 2014

**13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket**

---

# **Förderung neuer Wasserkraftwerke (Zubau)**

## **Bericht zuhanden der UREK-N**

---



## Inhalt

<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>2. AUSBAUZIEL DER PRODUKTION AUS WASSERKRAFT IM RAHMEN DER ES2050 ..</b>	<b>4</b>
<b>3. RENTABILITÄT VON PROJEKTEN ZUM NEU-, UND AUSBAU VON GROSSWASSERKRAFTWERKEN .....</b>	<b>5</b>
<b>4. WASSERZINSEN .....</b>	<b>8</b>
<b>5. STEUEREINNAHMEN AUS DER WASSERKRAFT .....</b>	<b>9</b>
<b>6. GELTENDE GRUNDSÄTZE FÜR MÖGLICHE FINANZHILFEN DURCH DEN BUND .....</b>	<b>9</b>
<b>7. MÖGLICHE FÖRDERMODELLE.....</b>	<b>10</b>
7.1. Bundesdarlehen .....	10
7.1.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen.....	10
7.1.2. Rechtliche Beurteilung.....	13
7.1.3. Fazit .....	14
7.2. Bürgschaften als Alternative zu Darlehen .....	15
7.2.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen.....	15
7.2.2. Rechtliche Beurteilung.....	17
7.2.3. Fazit .....	17
7.3. Investitionsbeiträge .....	17
7.3.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen.....	18
7.3.2. Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (installierte Leistung >10MW) .....	20
7.3.3. Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft (Untergrenze 300 kW, 500 kW, 1 MW).....	20
7.3.4. Rechtliche Beurteilung.....	21
7.3.5. Fazit .....	23
7.4. Teilverzicht auf Wasserzinsen.....	24
7.4.1. Wasserzinsen und Gestehungskosten .....	24
7.4.2. Rechtliche Beurteilung.....	24
7.4.3. Fazit .....	25
<b>8. KOMBINATION VON FÖRDERMODELLEN.....</b>	<b>25</b>
8.1. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 0% Zins, max. 60% an Investitionskosten), vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren .....	26



8.2. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 0% Zins, max. 60% der Investitionskosten), Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren .....	26
8.3. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 2% Zins, max. 60% der Investitionskosten) oder Bürgschaften der öffentlichen Hand, vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren .....	26
8.4. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 2% Zins, max. 60% der Investitionskosten) oder Bürgschaften der öffentlichen Hand, Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren .....	26
8.5. Investitionsbeiträge der öffentlichen Hand (à fonds perdu, max. 40% der Investitionskosten), vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren .....	27
8.6. Investitionsbeiträge der öffentlichen Hand (à fonds perdu, max. 40% der Investitionskosten), Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren .....	27
8.7. Übersicht über die untersuchten Kombinationen der Fördermodelle .....	27
<b>9. WEITERE MASSNAHMEN .....</b>	<b>28</b>
9.1. Gewässerschutzgesetz / Sanierung von Schwall-/Sunk .....	28
9.1.1. Aktuelles Beispiel .....	28
9.1.2. Rechtliche Beurteilung .....	29
9.1.3. Fazit .....	30
9.2. Vorzeitige Konzessionserneuerung .....	31
9.2.1. Rechtliche Beurteilung .....	32
9.2.2. Fazit .....	32
9.3. CO <sub>2</sub> -Abgabe auf Graustrom .....	32
9.3.1. Rahmenbedingungen in der Schweiz .....	32
9.3.2. Rechtliche Beurteilung, insbes. Vereinbarkeit mit internationalem Recht .....	34
9.3.3. Differenzierte Stromabgabe .....	34
9.3.4. Fazit .....	36
<b>10. BESTEHENDE GESETZE .....</b>	<b>37</b>



## 1. Einleitung

Im Anschluss an Anhörungen von Vertretern der Energiebranche, Finanzinstituten, Verbänden und Organisationen hat die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) dem Bundesamt für Energie (BFE) den Auftrag erteilt, in einem Bericht verschiedene Massnahmen vertieft zu prüfen, mit denen der Zubau der Grosswasserkraft unterstützt werden könnte. Dies vor dem Hintergrund der anhaltenden schwierigen Marktsituation für die Grosswasserkraft. Das schwierige wirtschaftliche Umfeld erschwert Investitionen in den Zubau massiv.

Dieser Zubau ist allerdings nötig, um die Ausbauziele zu erreichen, welche in der Energiestrategie 2050 formuliert sind. Im Entwurf des Energiegesetzes (E-EnG) steht in Art. 2 „Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien“ in Abs. 2: „Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37'400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Zielen enthalten.“

Der Fokus dieses Berichts liegt also auf der *neu zugebauten* kWh Strom, die allenfalls gefördert werden soll. Der Bericht beschreibt die Auswirkungen von Förderinstrumenten, die auf Bundesebene oder in den Gebirgskantonen umgesetzt werden müssten. Eine Bundesbeteiligung würde nach geltendem Subventionsgesetz (SuG) überdies eine namhafte Beteiligung der Kraftwerkseigentümer, den Kantonen, verlangen (Art. 7 Bst. b SuG). Sie müssten während der Dauer der Finanzhilfe verpflichtet werden, eine geringere Verzinsung des Eigenkapitals zu akzeptieren.

Die in diesem Bericht gemachten Berechnungen zu den Förderinstrumenten für die Grosswasserkraft beruhen auf den Projektzahlen, die in der Studie „Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz“ vom Dezember 2013 verwendet wurden. Jüngste unternehmerische und politische Entscheidungen, die sich auf einzelne dieser untersuchten Projekte auswirken könnten, sind in diesem Bericht nicht enthalten. *Aus diesem Grund und der Tatsache, dass zur Erstellung des Berichts nur wenig Zeit zur Verfügung stand, sind die Ergebnisse zu den Wirkungen der einzelnen Massnahmen mit Vorsicht zu geniessen. Es handelt sich hier um erste Grobabschätzungen zu den Wirkungen der einzelnen Massnahmen..*

## 2. Ausbauziel der Produktion aus Wasserkraft im Rahmen der ES2050

Mit der Energiestrategie 2050 plant der Bundesrat auch die Produktion von Strom aus Wasserkraft auszubauen. Gemäss Artikel 2 des Entwurfs des Energiegesetzes (E-EnG) soll die durchschnittliche inländische Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft bis im Jahr 2035 bei mindestens 37'400 GWh liegen. Im Vergleich zur Produktion der Wasserkraft im Jahr 2010 von 35'420 GWh bedeutet dies einen Ausbau von rund 2'000 GWh.

In einer im Juni 2012 publizierten Studie<sup>1</sup> hat das BFE, unter Einbezug aller relevanten Interessensgruppen, das sogenannte erwartete Potenzial für einen Ausbau der Produktion aus Wasserkraft in der

---

<sup>1</sup> Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie, Juni 2012.



Schweiz, ausgehend von der damaligen Produktionserwartung von 35'820 GWh pro Jahr, untersucht. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick über die Potenziale:

in GWh	Heutige Nutzungsbedingungen	Optimierte Nutzungsbedingungen
<b>Neubauten Grosswasserkraft</b>	<b>770</b>	<b>1'430</b>
Kleinwasserkraft	1'290	1'600
<b>Aus- und Umbauten, Erweiterungen Grosswasserkraft</b>	<b>870</b>	<b>1'530</b>
Auswirkungen Gewässerschutzgesetz (Restwassermengen)	-1'400	-1'400
<b>Total Wasserkraftpotenzial</b>	<b>1'530</b>	<b>3'160</b>

Tabelle 1: Wasserkraftpotenzial in GWh/a

Hinweis: Das Potenzial, das unter der Spalte „Optimierte Nutzungsbedingungen“ aufgeführt ist, wurde unter der Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesverfassung bezüglich Nachhaltigkeit und Schutz der Umwelt hergeleitet. Beim Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen wird deshalb eine Lockerung der heutigen Umwelt- und Gewässerschutzbestimmungen ausgeschlossen. Die geschätzten Produktionseinbußen in der Höhe von 1,4 TWh aufgrund des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) sind auf verschiedene gesetzliche Veränderungen zurückzuführen (Umsetzung Restwasser GSchG 1991 und Lockerung der Restwasserbestimmungen GSchG 2011). Die Schätzungen gelten für das Jahr 2050. Sie wurden mangels besserer Zahlen für die aktuellen Arbeiten herangezogen. Ausserdem werden die bestehenden Perimeter der Schutzgebiete und deren Schutzziele nicht angetastet.

### 3. Rentabilität von Projekten zum Neu-, und Ausbau von Grosswasserkraftwerken

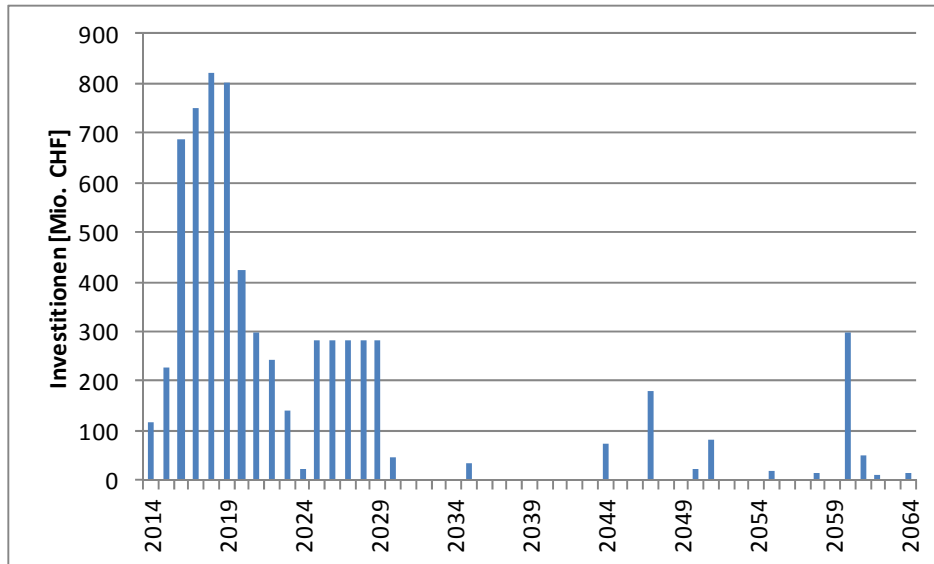
Das Bundesamt für Energie hat in einer im Dezember 2013 veröffentlichten Studie die Rentabilität von 25 Grosswasserkraftprojekten (>10 MW Leistung) untersucht.<sup>2</sup> In den 25 Projekten sind 13 Neubaulprojekte und 12 Ausbauprojekte enthalten. Davon betreffen 16 Projekte Laufwasserkraftwerke, 9 Projekte sind Speicherkraftwerke. Insgesamt führen die diese zu einer Leistungserhöhung von 851 MW und einer Produktionssteigerung von 2'617 GWh.

Ein grosser Teil der Investitionen fällt zwischen 2016 und 2020 an. Die erwähnten 25 Projekte befinden sich jedoch in unterschiedlichen Stadien der Realisierung: Bei manchen Vorhaben handelt es sich erst um Projektideen, nur wenige Projekteigner sind bereits im Besitz einer Konzession, geschweige denn einer Baubewilligung.

<sup>2</sup> Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Bundesamt für Energie, Dezember 2013.



Die nachstehende Grafik 1 zeigt, wie sich die nötigen Investitionen über die kommenden Jahre verteilen werden:



Grafik 1: Zeitlicher Verlauf der Investitionen in Millionen Franken

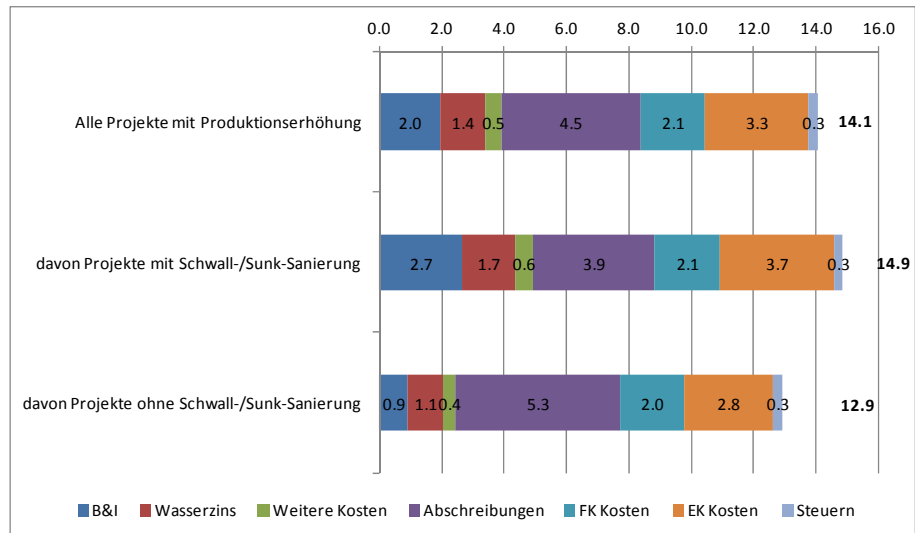
Die Rentabilität der Grosswasserkraftwerke ist in allen untersuchten Szenarien ungünstig. Im Referenzszenario mit durchschnittlichen Strompreisen von 7 – 9 Rp./kWh in den Jahren 2015 bis 2050 weist nur ein Projekt einen positiven Nettobarwert (NPV<sup>3</sup>) auf und wäre damit wirtschaftlich. Auch in einem für die Wasserwirtschaft positiven Szenario mit über den gesamten Betrachtungszeitraum 20% höheren Preisen in der Höhe von 8,5 – 11 Rp./kWh sind nur 5 der 25 Projekte wirtschaftlich. Die durchschnittlichen gewichteten Gestehungskosten aller Kraftwerke mit Produktionserhöhung liegen bei 14,1 Rp./kWh und damit deutlich über den aktuellen Grosshandelspreisen von 5 bis 6 Rp./kWh.<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Der Nettobarwert eines Investitionsprojekts bezeichnet die Differenz zwischen den mit einem marktüblichen Referenzzinssatz abdiskontierten Erträge und Kosten des Projekts. Ist der Nettobarwert grösser oder gleich null, ist das Projekt wirtschaftlich. Ein Nettobarwert unter null weist auf eine mangelnde Wirtschaftlichkeit hin.

<sup>4</sup> Vgl. dazu auch den "Bericht zuhanden der UREK-N zur Förderung der Wasserkraft vom 13. März 2014.

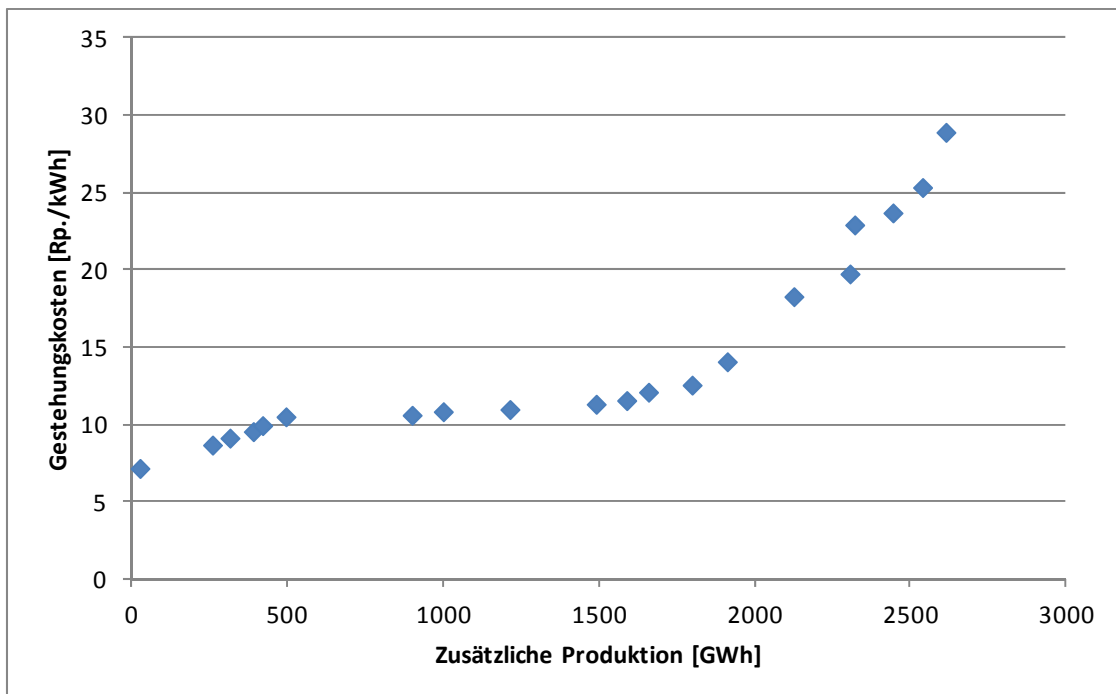


Die durchschnittlichen Gestehungskosten von 14,1 Rp./kWh setzen sich wie folgt zusammen:



**Grafik 2: Zusammensetzung der durchschnittlichen Gestehungskosten**  
(B&I: Betrieb und Instandhaltung)

Die nachstehende Grafik 3 summiert die zusätzliche Produktion der untersuchten Grosswasserkraftwerke in aufsteigender Reihenfolge der Gestehungskosten auf:



**Grafik 3: Nach aufsteigenden Gestehungskosten summierte zusätzliche Produktion der Projekte**

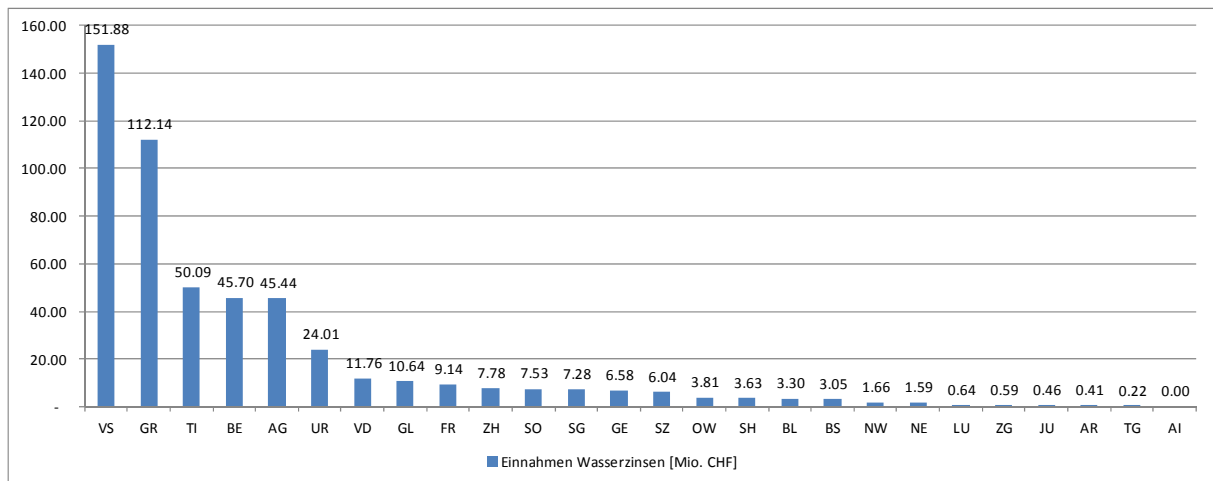


## 4. Wasserzinsen

Der Wasserzins stellt in der Schweiz das Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasser dar. Artikel 76 der Bundesverfassung<sup>5</sup> weist das Verfügungsrecht über die Wasservorkommen den Kantonen zu. Diese wiederum weisen das Verfügungsrecht teilweise den Gemeinden zu. Das verfügungsberechtigte Gemeinwesen darf für die Verleihung des Nutzungsrechts gemäss Artikel 49 des Wasserrechtsgesetzes (WRG)<sup>6</sup> bei Wasserkraftwerken mit einer Leistung von 1'000 kW übersteigenden Bruttoleistung einen Wasserzins in der Höhe von zur Zeit maximal 100 Franken pro kW Bruttoleistung erheben. Ab 2015 steigt dieser Betrag auf 110 Franken an. Für Bruttoleistungen zwischen 1'000 und 2'000 kW ist höchstens ein linearer Anstieg bis zum jeweiligen Maximum zulässig. Wasserkraftwerke mit einer Bruttoleistung kleiner als 1'000 kW bezahlen keinen Wasserzins.

Unter der Annahme, dass in allen Kantonen das bundesgesetzliche Maximum an Wasserzinsen von aktuell 100 Franken pro kW Bruttoleistung ausgeschöpft wird, ergeben sich für die Schweiz insgesamt bezahlte Wasserzinsen in der Höhe von aktuell rund 515 Millionen Franken pro Jahr. Über 60% der gesamtschweizerischen Wasserzinseinnahmen entfallen auf die Gebirgskantone Graubünden, Obwalden, Tessin, Uri und Wallis. Dabei kommt den Einnahmen aus der Wasserkraftnutzung – insbesondere in den Kantonen Graubünden, Uri und Wallis – eine wesentliche Bedeutung zu. Diese Kantone bestreiten allein aus dem Wasserzins bis zu 14% ihrer Fiskaleinnahmen. Der Prozentsatz liegt in einzelnen Gemeinden sogar noch höher.

Die Einnahmen teilen sich folgendermassen auf die Kantone auf:



Grafik 4: Einnahmen der Kantone aus Wasserzinsen (Quelle: eigene Berechnungen BFE, 2013)

Gemäss Artikel 49 des Wasserrechtsgesetzes kann der Bund von den Wasserzinsen bis zu 1 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung beziehen. Dieses Geld stellt sicher, dass der Bund Ausgleichsbeiträge leisten kann, die zur Abgeltung erheblicher Einbussen der Wasserkraftnutzung dienen, die ein Gemeinwesen infolge Erhaltung und unter Schutzstellung einer schützenswerten Landschaft von nationaler Bedeutung (BLN-Gebiet) erleidet. Um diese Bestimmung zu vollziehen, erhebt das BFE alljährlich bei den Kantonen die Bruttoleistung der Wasserkraftanlagen (2012: 5'153'607 kW Brutto).

<sup>5</sup> SR 101

<sup>6</sup> SR 721.80





## 5. Steuereinnahmen aus der Wasserkraft

Die Schweizer Elektrizitätsunternehmen bezahlen einen bedeutenden Betrag an direkten Steuern (Gewinn- und Kapitalsteuern) an die öffentliche Hand. Im Jahr 2012 betragen die direkten Steuern der Elektrizitätsunternehmen, gemäss Elektrizitätsstatistik 2013 des BFE, 360 Millionen Franken. In den Jahren 2008 bis 2010 waren aufgrund der höheren Strompreise noch deutlich mehr direkte Steuern in der Höhe von 500 bis 600 Millionen Franken an die öffentliche Hand ausgeschüttet worden. Welcher Anteil der Steuereinnahmen eines Gemeinwesens (Bund, Standortkanton, Standortgemeinde) direkt auf die Wasserkraft zurückzuführen sind, ist wegen Unterschieden in der kantonalen Steuerpraxis, diversen Steuerprivilegien, den bestehenden Partnerwerk- und Holdingstrukturen und den Unterschieden in den Konzernstrukturen nicht einfach zu eruieren. Tendenziell kann jedoch festgehalten werden, dass ein bedeutender Teil der Steuern von Stromkonzernen mit Hauptsitz im Mittelland entrichtet wird, während topographisch bedingt der grösste Teil der Produktion aus Wasserkraft in den Gebirgskantonen anfällt und dort zu Wasserzinseinnahmen führt. Hinzu kommen die jährlichen Dividendenausschüttungen der Energieversorgungsunternehmen an die Eigentümer. Diese schlagen sich in den Eigenkapitalkosten nieder, die gemäss Grafik 2 rund 20 bis 25% der Gestehungskosten ausmachen.

## 6. Geltende Grundsätze für mögliche Finanzhilfen durch den Bund

Damit neue Finanzhilfen wie *Bundesdarlehen* oder *Investitionsbeiträge* geschaffen werden können, braucht es eine hinreichende Rechtsgrundlage.

Vorliegend wäre eine entsprechende Bestimmung im E-EnG zu schaffen. Diese hat sich auf eine hinreichende Verfassungsgrundlage (hier betroffen primär Art. 76 und 89 allenfalls auch Art. 74 BV) zu stützen und gleichzeitig darf keine andere verfassungsrechtliche Vorgabe entgegenstehen.

Wird eine neue Subventionsbestimmung geschaffen, besteht grundsätzlich eine relativ grosse Gestaltungsfreiheit. Dabei sind jedoch die mit dem Subventionsgesetz (SuG) geschaffenen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen: Dessen zweites Kapitel über die Rechtsetzung (Art. 4-10) richtet sich an Bundesrat und Bundesverwaltung und enthält inhaltliche Vorgaben, nach denen Subventionsrecht gestaltet werden soll. Das dritte Kapitel enthält Vorgaben, welche subsidiär auf Subventionsverhältnisse angewendet werden, sofern nicht das Spezialgesetz explizite Regelungen enthält. Spezialgesetzliche Abweichungen von Bestimmungen nicht nur des dritten, sondern auch des zweiten Kapitels des SuG sind zwar möglich, sollten aber immerhin fundiert begründet sein, da den Vorgaben und Wertungen des SuG der Stellenwert einer Richtschnur für die Spezialgesetzgebung zukommt.

Für die vorliegende Frage relevant sein könnten insbesondere folgende Vorgaben des SuG (Art. 7 SuG):

- *Bemessung der Finanzhilfe:* Gemäss Art. 7 Bst. b SuG richtet sich das Ausmass der Finanzhilfe nach dem Interesse des Bundes sowie der Empfänger der Finanzhilfen. Im Falle einer allfälligen Finanzierung von Grosswasserkraftwerken bedeutet dies nach Einschätzung der Eidg. Finanzverwaltung, dass der Finanzierungsanteil des Bundes in der Regel einen Drittel nicht übersteigen sollte. Dies gilt insbesondere für jene Fälle, in denen direkte Finanzhilfen in Form von Darlehen oder Investitionsbeiträgen ausgerichtet werden. Die restliche Finanzierung wäre von den Unternehmen selbst resp. von deren Eigentümer – insbesondere den Kantonen – sicherzustellen.



- *Zumutbare Eigenleistungen:* Art. 7 Bst. c SuG schreibt vor, dass die Empfänger von Finanzhilfen die ihnen zumutbaren Eigenleistungen in jedem Fall erbringen müssen. Als Massstab ist dabei die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der jeweiligen Subventionsempfänger in Betracht zu ziehen. Im vorliegenden Fall bedeutet dies, dass Baubeiträge an Grosswasserkraftwerke nur auf der Grundlage von detaillierten Einzelfallprüfungen vergeben werden können. Zur Prüfung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit müssen die Gesuchsteller den Behörden demnach alle erforderlichen Angaben zur Verfügung stellen und nötigenfalls auch Einblick in ihre Bücher gewähren (Art. 11 Abs. 2 SuG)
- *Befristung:* Da eine allfällige finanzielle Förderung von Grosswasserkraftwerken selbst von der Strombranche nur als vorübergehende Massnahme bezeichnet wird, müssten die Gesetzesbestimmungen über die Finanzhilfen zeitlich befristet werden (Art. 7 Bst. f SuG).

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die zu schaffende EnG-Bestimmung in Umsetzung der Rahmenvorgaben des SuG zeitlich zu befristen wäre.

## 7. Mögliche Fördermodelle

### 7.1. Bundesdarlehen

#### 7.1.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen

Wie oben beschrieben, machen die Kapitalkosten einen wesentlichen Teil der Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken aus. Zinsgünstige Bundesdarlehen würden die Kapitalkosten der Projektanten reduzieren und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke senken.

#### Finanzierung

Die Massnahme würde – soweit Kosten anfallen – über den allgemeinen Bundeshaushalt finanziert.

#### Anwendungsbereich

Das Instrument der zinslos rückzahlbaren Darlehen wird auf Bundesebene bislang eher zurückhaltend eingesetzt. Zu erwähnen sind bspw. die zinslosen Baudarlehen zugunsten internationaler Organisationen in Genf sowie das Darlehen an die Schweizer Gesellschaft für Hotelkredit. Weitere zinslose Darlehen wurden für Verbesserung der landwirtschaftlichen Produktionsbedingungen sowie die für die finanzielle Unterstützung des Baus von Terminalanlagen im kombinierten Verkehr gewährt. Im Durchschnitt der letzten vier Jahre hat der Bund für die erwähnten Zwecke jährlich 160 Millionen Franken eingesetzt.

#### Bedingung für Bundesdarlehen

Die Höhe des Bundesdarlehens wird durch die Höhe des Nettobarwerts der Investition bestimmt, anhand dessen die Wirtschaftlichkeit eines Projekts beurteilt wird. Mit dem Bundesdarlehen darf der Nettobarwert maximal 0 betragen.

Angesichts der relativ tiefen Zahl von möglichen Projekten würde der Bund von Fall zu Fall mit den nötigen Angaben der Unternehmen prüfen, ob Bundesdarlehen gerechtfertigt sind. Damit können Mitnahmeeffekte weitgehend verhindert werden.



## Rechtliche Voraussetzungen

Die Gewährung von Darlehen erfordert eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt (Laufzeit, Rückzahlungsbedingungen etc.). In Umsetzung der Rahmenvorgaben des SuG sollte die Bestimmung zeitlich befristet werden.

Die Gewährung von Darlehen erfordert als Verpflichtung über das Voranschlagsjahr hinaus, neben einer materiell-rechtlichen Grundlage in der Energiegesetzgebung einen Bundesbeschluss, in welchem die Höhe der Darlehen im Rahmen eines Verpflichtungskredits festgelegt werden. Bei einer Vergabe von Darlehen wären die verschärften Anforderungen an die Zustimmung beider Parlamentskammern (Ausgabenbremse) einzuhalten.

## Höhe der Darlehen

Die Höhe der in Anspruch genommenen Darlehen ist abhängig von den Darlehensbedingungen. Eine Rolle spielen dabei insbesondere der maximale Anteil des Darlehens an der Investitionssumme, der Zinssatz und die Darlehensdauer.

Darlehen des Bundes werden in den Bilanzen der Subventionsempfänger als Fremdkapital geführt. Die damit verbundene Zunahme der Unternehmensverschuldung kann dazu führen, dass die Kreditwürdigkeit der betreffenden Unternehmen beeinträchtigt und deren Refinanzierungskosten steigen werden. Unter der Annahme, dass die zinslosen Bundesdarlehen Finanzierungen über den Kapitalmarkt ersetzen und deshalb nicht zu einer zusätzlichen Verschuldung führen, dürfte das Kreditrating der Unternehmen im Vergleich zu einem Szenario ohne Bundesdarlehen jedoch nicht verschlechtert werden.

Nachfolgend ein Beispiel zur Veranschaulichung, wie Bundesdarlehen die Realisierung der 25 Grosswasserkraftvorhaben beeinflussen könnten, welche in der BFE-Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft behandelt werden. Dabei gelten folgende Annahmen:

- Der Investor muss das Projekt mit mindestens 40% Eigenkapital unterlegen.
- Das Verhältnis 40% Eigenkapital / 60% Fremdkapital entspricht branchenüblichen langfristigen Investitionsprojekten.

Weiter werden zwei Zinsvarianten gerechnet:

- Einerseits eine Vergabe von Bundesdarlehen in Höhe der Refinanzierungskosten des Bundes. Hierbei wurde ein längerfristiger Durchschnitt des Zinses einer 10-jährigen Bundesobligation von 2% angenommen<sup>7</sup>. Aktuell liegt der Zinssatz für 10-jährige Bundesobligationen bei rund 0,8% und damit deutlich unter den 2 Prozent. Die 2% können aber als langjähriges Mittel von Schweizer Bundesobligationen bezeichnet werden.
- Andererseits wurden zinslose Darlehen berechnet. Betreffend Darlehensdauer wurden die zwei Varianten einer Rückzahlung nach 10 und nach 20 Jahren berücksichtigt (ohne vorzeitige Rückzahlung). Die Darlehen werden jeweils ab Baubeginn gewährt.



In Tabelle 2 ist ersichtlich, wie sich die beiden Zinsvarianten beim Gewähren von Bundesdarlehen auf die Investitionsvorhaben der in der erwähnten Studie des BFE zur Rentabilität von 25 Grosswasserkraftwerkprojekte auswirken würde:

		Darlehensdauer	
		10 Jahre	20 Jahre
Zins	0%	Realisierbare Projekte: 5 Zusätzlich installierte Leistung [MW]: 111* Zusätzliche Produktion [GWh/a]: 683* Höhe Bundesdarlehen [Mio. CHF]: 302*	Realisierbare Projekte: 6 Zusätzlich installierte Leistung [MW]: 146 Zusätzliche Produktion [GWh/a]: 760 Höhe Bundesdarlehen [Mio. CHF]: 310
	2%	Realisierbare Projekte: 5 Zusätzlich installierte Leistung [MW]: 130 Zusätzliche Produktion [GWh/a]: 708 Höhe Bundesdarlehen [Mio. CHF]: 274	Realisierbare Projekte: 5 Zusätzlich installierte Leistung [MW]: 130 Zusätzliche Produktion [GWh/a]: 708 Höhe Bundesdarlehen [Mio. CHF]: 243

**Tabelle 2: Auswirkung der Darlehen auf die Investitionsvorhaben der 25 Grosswasserkraftprojekte in der Schweiz.**

\* Das scheinbar paradoxe Ergebnis, dass bei 10-jährigen Darlehen mit einer Zinsreduktion von 2% auf 0% weniger Produktion bei gleich vielen Anlagen realisierbar ist, resultiert aufgrund von Gewinnsteuereffekten. Dies aufgrund der Annahme, dass die Darlehen über die volle Laufzeit gewährt und nicht vorzeitig zurück bezahlt werden müssen.

### Rückzahlungsmechanismus der Darlehen

Nach beispielsweise 10 oder 20 Jahren (die Laufzeit wäre im E-EnG festzulegen) muss das Bundesdarlehen zurückbezahlt werden. Wird eine Refinanzierung notwendig, muss dies über den Kapitalmarkt geschehen. Für neue Bundesdarlehen müsste wieder eine neue, ebenfalls befristete Gesetzesänderung beschlossen werden.

### Finanzpolitische Auswirkungen

Zinslose Darlehen müssen nach Ablauf ihrer Laufzeit vollumfänglich zurückbezahlt werden. Über ihre gesamte Laufzeit hinweg betrachtet sind sie somit aus Sicht der Bundesfinanzen haushaltsneutral. Die Vergabe eines Darlehens ist im jeweiligen Voranschlagsjahr in jedem Fall mit einem hohen Mittelabfluss verbunden. Die dafür notwendigen jährlichen Zahlungskredite müssen dem Parlament im Rahmen des Voranschlags beantragt werden. Sie sind Bestandteil der Finanzierungsrechnung und beeinflussen damit den von der Schuldenbremse vorgegebenen finanzpolitischen Handlungsspielraum. Dies wiederum hat zur Folge, dass eine namhafte finanzielle Förderung von Grosswasserkraftwerken nur über grössere Umpriorisierungen im Haushalt finanziert werden könnte.

Die Risikoexposition des Bundes entspricht bei der Darlehensvergabe jener von Bürgschaftsverpflichtungen. Kann ein Projekteigner die ihm gewährten Darlehen nicht fristgerecht zurückzahlen, so wird der Bund die Ausfälle zu tragen haben. Der Bund wird bei Darlehensausfällen jedoch keine finanzierungswirksame Zahlungen mehr leisten müssen. In der Erfolgsrechnung wären lediglich entsprechende Wertberichtigungen vorzunehmen.



In Bezug auf die vom Bund zu tragenden Risiken sind dieselben Vorbehalte wie bei einer Bürgschaftslösung anzubringen (siehe Kapitel 7.2). Grundsätzlich muss darauf geachtet werden, dass der Bund in Bezug auf seine vermögensrechtlichen Forderungen (Pfandrechte) gegenüber privaten Investoren auf keinen Fall benachteiligt wird.

### 7.1.2. Rechtliche Beurteilung

Für die Gewährung von Finanzhilfen – hier in Form von Darlehen – müsste eine Rechtsgrundlage im E-EnG geschaffen werden, welche ihrerseits verfassungsmässig sein muss.

Zwar soll der Bund nach Art. 89 Abs. 3 BV nur die *Entwicklung* von Energietechniken fördern, nicht auch deren Anwendung. Gleichzeitig enthält jedoch Art. 89 Abs. 2 BV eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz des Bundes im Bereich der Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien. Diese Grundsatzgesetzgebungskompetenz berechtigt den Bund nicht nur dazu, Grundsätze vorzusehen sondern auch dazu, punktuell detaillierte und vertiefte Regelungen zu erlassen. In dem Rahmen, als ihm der Erlass materieller Regelungen zusteht, ist er denn auch berechtigt, finanzielle Unterstützungen vorzusehen und deren Rahmenbedingungen und Voraussetzungen zu regeln. Insofern dürfte die Kompetenz des Bundes, Massnahmen zur Unterstützung der Stromproduktion aus Wasserkraft vorzusehen, zu bejahen sein. Allerdings dürfte hier zumindest eine gewisse Zurückhaltung geboten sein angesichts der beschränkten Förderkompetenz in Art. 89 Abs. 3 BV, die eine Förderung der reinen Anwendung von Produktionstechniken (also eine Förderung über das eigentliche Entwicklungsstadium hinaus), gerade nicht vorsieht.

Darüber hinaus müsste bei der konkreten Ausgestaltung der Unterstützungsmassnahme (sprich der Darlehensgewährung) darauf geachtet werden, dass die Massnahme weder dem Gleichbehandlungsgebot noch der Wirtschaftsfreiheit – namentlich dem Gebot der Wettbewerbsneutralität – widerspricht. Dazu kann gesagt werden, dass Eingriffe im Grundsatz unerwünscht sind, die nicht energiepolitisch, sondern wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motiviert sind. Ein System, von dem von vornherein nur einzelne Unternehmen profitieren könnten, wäre unter diesen Gesichtspunkten als verfassungswidrig zu werten.

Bei Erlassänderungen gilt es schliesslich mit Blick auf ein mögliches Energieabkommen mit der EU zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die nicht mit denjenigen der EU vereinbar sind. Bei der Gewährung von zinslosen Darlehen in dieser Höhe dürfte es sich zweifelsohne um eine staatliche Beihilfe im Sinne des EU-Rechts handeln. Eine staatliche Beihilfe ist jedoch nicht in jedem Fall unzulässig: Vorliegend geht es um die umwelt- und energiepolitisch motivierte Unterstützung der Produktion aus Wasserkraft, d.h. um die Unterstützung beim Erreichen der Wasserkraftausbauziele in Art. 2 Abs. 2 E-EnG. Die Unterstützung dürfte damit, bei entsprechender Ausgestaltung (zu klären wären hier noch konkreter die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen der Darlehensgewährung) grundsätzlich als ‚Umweltbeihilfe‘ zulässig sein (sofern sie den „Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien“ der EU entspricht).

Vorsicht ist dagegen immer dann geboten, wenn eine Massnahme wirtschaftspolitisch motiviert ist. Solche Beihilfen sind europarechtlich grundsätzlich unzulässig. Es gilt hier zu beachten, dass unzulässige Beihilfen nach EU-Recht zurückbezahlt werden müssen.



### 7.1.3. Fazit

#### Kosten/Nutzen

- Kapitalkosten machen einen wesentlichen Teil der Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken aus. Zinsgünstige Bundesdarlehen würden die Kapitalkosten der Projektanten und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke reduzieren.

Würden Bundesdarlehen gesprochen, hätten diese folgende Auswirkungen auf die in der BFE-Studie „Perspektiven für die Grosswasserkraft der Schweiz“ vom Dezember 2013 ausgewiesenen 25 Projekte (ohne Kombination mit anderen Fördermodellen, wie in Kapitel 7 dargelegt):

- Zinslose Bundesdarlehen mit einer 10-jährigen Laufzeit würden dazu führen, dass 5 der 25 Grosswasserkraftprojekte realisiert werden könnten. Insgesamt wäre eine zusätzliche Produktion von jährlich rund 680 GWh zu erwarten. Dazu wären Darlehen in der Höhe von 302 Millionen Franken nötig. Bei einer 20-jährigen Laufzeit wären 6 Projekte umsetzbar, dies mit einer zusätzlichen Produktion von jährlich 760 GWh/a und Darlehen in der Höhe von 274 Millionen Franken.
- Werden die Darlehen mit 2% verzinst, werden sowohl mit 10-jähriger, wie auch mit 20-jähriger Laufzeit der Darlehen 5 Grosswasserkraftprojekte realisiert. Dies mit einer zusätzlichen Produktion von je rund 710 GWh/a. Es wären Darlehen in der Höhe von 274 (10 Jahre) und 243 Millionen Franken (20 Jahre) nötig.

#### Finanzierung

- Bei einem Darlehen fliesst Geld aus dem Bundeshaushalt, das nach Ablauf der Laufzeit vollumfänglich vom Schuldner zurückbezahlt wird. Zum Zeitpunkt des Mittelabflusses wird es jedoch vollumfänglich der Finanzrechnung belastet, unterliegt somit den Vorgaben der Schuldenbremse und engt den finanzpolitischen Handlungsspielraum für die Aufgabenerfüllung in anderen Bereichen entsprechend ein.
- Sollte der Schuldner seinen Verpflichtungen gegenüber dem Bund nicht mehr nachkommen können, muss der Bund den Ausfall tragen und eine entsprechende Wertberichtigung in der Erfolgsrechnung vornehmen.
- Darlehen des Bundes werden in den Bilanzen der Subventionsempfänger als Fremdkapital geführt. Die damit verbundene Zunahme der Unternehmensverschuldung kann dazu führen, dass die Kreditwürdigkeit der betreffenden Unternehmen beeinträchtigt und deren Refinanzierungskosten steigen werden.

#### Rechtliche Beurteilung

- Eine Bestimmung über die Gewährung solcher Darlehen könnte sich allenfalls auf Art. 89 Abs. 2 BV stützen, wenngleich man sich aufgrund des entgegenstehenden Art. 89 Abs. 3 etwas in den Graubereich der juristischen Zulässigkeit begeben dürfte.
- Es wäre sodann zwingend auf eine Ausgestaltung der Massnahme zu achten, die weder das Gleichbehandlungsgebot noch die Wirtschaftsfreiheit verletzt; die Massnahme müsste insbesondere wettbewerbsneutral ausgestaltet werden.
- Im Weiteren wäre auf eine Ausgestaltung zu achten, die es ermöglicht, die Darlehen als zulässige Beihilfen im Sinne „Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien“ der EU zu werten.



## 7.2. Bürgschaften als Alternative zu Darlehen

### 7.2.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen

Der Bund kann für Energieversorgungsunternehmen, die grosse Investitionsprojekte am Kapitalmarkt finanzieren müssen, zeitlich und betragsmässig beschränkte Bürgschaften eingehen. Dabei verpflichtet sich der Bund gegenüber den Gläubigern der betreffenden Unternehmen, im Falle von Zahlungsausfällen für vertraglich festgelegte Amortisationsanteile sowie ausstehende Schuldzinsen aufzukommen. Die betreffenden Investitionsvorhaben werden dadurch de facto mit einer Staatsgarantie ausgestattet, was geringere Risikoaufschläge und somit tiefere Zinssätze zur Folge hat. Aus Sicht des Bundes handelt es sich um eine indirekte Form der Finanzierung, die – ausser im Fall von Kreditausfällen – keine Finanzflüsse zur Folge hat.

#### Finanzierung

Die Massnahme würde – soweit Kosten anfallen – über den allgemeinen Bundeshaushalt finanziert.

#### Anwendungsbereich

Bislang wurden auf Bundesebene Bürgschaften nur in Ausnahmefällen zur Finanzierung von Investitionsvorhaben eingesetzt. Zu erwähnen sind in erster Linie die Bürgschaftsrahmenkredite zur Wohnbau- und Eigentumsförderung, zur Betriebsmittelbeschaffung im öffentlichen Verkehr sowie für die Finanzierung der schweizerischen Hochseeschifffahrt.<sup>8</sup> Mit der Errichtung des Technologiefonds wurde unlängst noch ein weiteres Gefäss für Bürgschaften eingerichtet. In den genannten Bereichen ist der Bund per Ende 2013 Bürgschaften im Umfang von rund 5,6 Milliarden eingegangen.

#### Auswirkungen auf Subventionsempfänger

Die Übernahme von Bürgschaftsverpflichtungen durch den Bund würde es den Projekteignern ermöglichen, die Kapitalkosten von geplanten Kraftwerksprojekten deutlich zu reduzieren und deren Wirtschaftlichkeit damit zu verbessern. Es ist davon auszugehen, dass die Finanzierungskosten bei der Übernahme von Bürgschaften durch den Bund annähernd auf das Niveau von Bundesobligationen sinken würden. Bezogen auf die 25 Grosswasserkraftprojekte der BFE-Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft entspräche die Wirkung von Bürgschaften demnach in etwa jener von Bundesdarlehen mit einem Zinssatz von 2% (vgl. Tabelle Seite 7).

Wie stark dies die Finanzierungskosten der Unternehmen im Einzelfall senken würde, hängt von den Bedingungen ab, zu denen diese sich am Kapitalmarkt finanzieren können. Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass Firmen mit vergleichsweise hohen Finanzierungskosten stärker von Bürgschaften profitieren würden als Unternehmen, die sich bereits heute relativ günstig finanzieren können.

#### Rechtliche Voraussetzungen

Die Gewährung von Bürgschaften erfordert eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt (z.B. Zeitspanne, innert welcher die Bürgschaft in Anspruch genommen werden kann<sup>9</sup>). In Umsetzung der Rahmenvorgaben des SuG sollte die Bestimmung zeitlich befristet werden.

---

<sup>8</sup> Bundesbeschlüsse vom 3.12.1997, 21.03.2003, 17.03.2011 (BBl. 1997 II; 769; BBl. 2002, 2829; BBl. 2010, 5557); Bundesbeschluss vom 15.12.2010, BBl. 2011, 265; Bundesbeschluss vom 03.03.2008, BBl. 2008, 2487.

<sup>9</sup> Im Falle der Betriebsmittelbeschaffungen im öffentlichen Verkehr beträgt diese Frist 10 Jahre. Die während dieser Zeit vereinbarten Finanzierungen können jedoch Laufzeiten aufweisen, die 10 Jahre deutlich übersteigen.



## **Finanzrechtliche Voraussetzungen**

Die Gewährung einer Bürgschaft erfordert, als Verpflichtung über das Voranschlagsjahr hinaus, neben einer materiell-rechtlichen Grundlage im Gesetz einen einfachen Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit. Sollen gleichzeitig mehrere Bürgschaften für verschiedene Kraftwerksprojekte beschlossen werden, so werden diese Projekte in einem Rahmenkredit zusammengefasst.<sup>10</sup> Im betreffenden Bundesbeschluss ist die maximale Höhe der Bürgschaft festzulegen.

Subventionsbestimmungen sowie Verpflichtungskredite und Zahlungsrahmen, die neue einmalige Ausgaben von mehr als 20 Millionen Franken oder wiederkehrende Ausgaben von mehr als 2 Millionen Franken nach sich ziehen, unterliegen nach Artikel 159 Absatz 3 Bst. b BV der Ausgabenbremse. Da im Falle von Grosswasserkraftwerken mit Schadenssummen zu rechnen wäre, die diese verfassungsmässigen Schwellenwerten übersteigen würden, müsste ein Rahmenkredit entsprechend den Vorgaben der Ausgabenbremse von der Mehrheit der Mitglieder beider Räte bewilligt werden.

## **Finanzpolitische Auswirkungen**

Bürgschaften haben aus finanzpolitischer Sicht den Charakter von nicht zahlungswirksamen Eventualverbindlichkeiten. Diese belasten die Finanzierungsrechnung des Bundes im Normalfall nicht und führen damit auch nicht zu einer Einschränkung des finanzpolitischen Handlungsspielraums (Schuldenbremse). Die Bewilligung einer oder mehrerer Bürgschaften würde dementsprechend auch keine Repriorisierungen im Haushalt nötig machen.

Durch das Eingehen einer Bürgschaft zugunsten eines Dritten wird der Bund zum Risikoträger. Wie hoch die eingegangenen Risiken im Einzelfall zu bewerten wären, kann aus heutiger Sicht nur schwer beurteilt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass das Risiko bei der Finanzierung von Grosswasserkraftwerken über jenem der Betriebsmittelfinanzierung im öffentlichen Verkehr liegen dürfte. Der öffentliche Verkehr ist anders als die Energiewirtschaft hoch subventioniert; die in diesem Bereich vergebenen Bürgschaften dienen deshalb auch in erster Linie dazu, die Abgeltungen an die Transportunternehmen möglichst gering zu halten.

Sollten einzelne Projektträger nicht in der Lage sein, ihren Verpflichtungen gegenüber ihren Gläubigern nachzukommen, hätte der Bund für die dadurch entstehenden Ausfälle aufzukommen. Der hierfür nötige Voranschlagskredit müssten dem Parlament im Rahmen eines Nachtragskredites beantragt werden. Angesichts der bereits eingegangenen Verpflichtungen hätte das Parlament in Bezug auf die Bewilligung dieses Nachtragskredites jedoch keinen Handlungsspielraum. Insofern ist bei der Übernahme von Bürgschaftsverpflichtungen durch den Bund potenziell immer auch eine Beschränkung der parlamentarischen Budgethoheit in Kauf zu nehmen.

Die Übernahme von Kreditrisiken durch den Bund wirft die Frage auf, welche Sicherheiten dieser für sein Engagement verlangen könnte. Wird davon ausgegangen, dass nur Aus- oder Neubauten von Grosswasserkraftwerken finanziell unterstützt werden können, so hätte der Bund die Möglichkeit, auf die Ausgestaltung der gesamten Finanzierung Einfluss zu nehmen. So könnte er seine Finanzhilfen beispielsweise von der Zusicherung gleichberechtigter Pfandrechte abhängig machen. Auf jeden Fall wäre zu verhindern, dass der Bund als nachrangiger Schuldner an der Finanzierung von Grosswasserkraftwerken beteiligt wird.

---

<sup>10</sup> Beim Rahmenkredit handelt es sich um eine besondere Form des Verpflichtungskredits (vgl. Art. 10 Abs. 5 der Finanzhaushaltverordnung vom 5. April 2006, SR 611.01).





## 7.2.2. Rechtliche Beurteilung

Die rechtliche Beurteilung unterscheidet sich nicht von jener zu den Bundesdarlehen (vgl. Ziff. 7.1.2).

## 7.2.3. Fazit

### Kosten/Nutzen

- Die Übernahme von Bürgschaftsverpflichtungen durch den Bund würde es den Projekteignern ermöglichen, die Kapitalkosten von geplanten Kraftwerksprojekten deutlich zu reduzieren und deren Wirtschaftlichkeit damit zu verbessern.
- Es ist davon auszugehen, dass die Finanzierungskosten bei der Übernahme von Bürgschaften durch den Bund annähernd auf das Niveau von verzinslichen Bundesobligationen (2%) sinken würden.
- Wie stark dies die Finanzierungskosten der Unternehmen im Einzelfall senken würde, hängt von den Bedingungen ab, zu denen diese sich am Kapitalmarkt finanzieren können.

### Finanzierung

- Anlässlich einer Bürgschaft fliesst kein Geld aus dem Bundeshaushalt. Sie beeinflusst demnach den finanzpolitischen Handlungsspielraum gemäss Schuldenbremse nicht.
- Sollte der Schuldner seinen Verpflichtungen gegenüber dem Kreditgeber nicht mehr nachkommen können, springt der Bund ein. Er finanziert allfällige Ausfälle über den allgemeinen Bundeshaushalt.

### Rechtliche Beurteilung

- Eine Bestimmung über die Gewährung solcher Bürgschaften könnte sich allenfalls auf Art. 89 Abs. 2 BV stützen, wenngleich man sich aufgrund des entgegenstehenden Art. 89 Abs. 3 etwas in den Graubereich der juristischen Zulässigkeit begeben dürfte.
- Es wäre sodann zwingend auf eine Ausgestaltung der Massnahme zu achten, die weder das Gleichbehandlungsgebot noch die Wirtschaftsfreiheit verletzt; die Massnahme müsste insbesondere wettbewerbsneutral ausgestaltet werden.
- Im Weiteren wäre auf eine Ausgestaltung zu achten, die es ermöglicht, die Bürgschaften als zulässige Beihilfen im Sinne „Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien“ der EU zu werten.

## 7.3. Investitionsbeiträge

Es werden nachfolgend Investitionsbeiträge für die Klein- und Grosswasserkraft geprüft, mit verschiedenen Varianten von Leistungsuntergrenzen für die Förderung.

In der Vorlage zur Energiestrategie 2050 sieht der Bundesrat vor, die Grosswasserkraft nicht zu fördern (Leistung >10 MW). Für Neubauten, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind, ist eine Einspeisevergütung vorgesehen (Leistungsgrenzen: 300 kW bis 10 MW). Für bestehende Anlagen, die erheblich erweitert oder erneuert werden, sind Investitionshilfen mit einem maximalen Anteil von 60% vorgesehen. Anlagen, die unter der Leistungsgrenze von 300 kW liegen, werden nicht gefördert. Allerdings sieht der Bundesrat auch Ausnahmen vor: So kann er Anlagen, die an bereits genutzten Wasserstrecken liegen, von der Leistungsuntergrenze zur Förderung befreien, sofern diese



Massnahme keine neuen Eingriffe in natürliche Gewässer bewirkt. Auch sind Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgung oder Abwasseranlagen verbunden sind, von den Fördergrenzen ausgenommen. Schliesslich bleiben jene Wasserkraftwerke im bereits bestehenden Fördersystem, welche bereits die KEV beziehen oder einen positiven Entscheid von der Verwaltung erhalten haben.

In Art. 59 Abs. E-EnG zu Finanzhilfen an Einzelprojekte heisst es wörtlich:

<sup>1</sup> Finanzhilfen an Einzelprojekte werden in der Regel in Form von nicht rückzahlbaren Geldleistungen gewährt. Betriebsbeiträge werden nur ausnahmsweise gewährt. Die rückwirkende Unterstützung ist ausgeschlossen.

<sup>2</sup> Die Finanzhilfen dürfen 40 Prozent der anrechenbaren Kosten nicht übersteigen. Ausnahmsweise können die Finanzhilfen auf 60 Prozent der anrechenbaren Kosten erhöht werden. Massgeblich für die Ausnahme sind die Qualität des Projektes, das besondere Interesse des Bundes und die finanzielle Situation des Finanzhilfeempfängers.

<sup>3</sup> Als anrechenbare Kosten gelten:

- a. bei den Finanzhilfen nach Artikel 55 Absatz 2: die nicht amortisierbaren Mehrkosten gegenüber den Kosten für konventionelle Techniken;
- b. bei den Finanzhilfen nach Artikel 56: die Mehrinvestitionen gegenüber den Kosten für konventionelle Techniken;
- c. bei den übrigen Finanzhilfen: die Aufwendungen, die tatsächlich entstanden und für die effiziente Erfüllung der Aufgabe unbedingt erforderlich sind.

<sup>4</sup> Wird mit einem geförderten Projekt ein erheblicher Gewinn erwirtschaftet, so kann der Bund die Finanzhilfe ganz oder teilweise zurückfordern.

<sup>5</sup> Der Bundesrat regelt die Einzelheiten; insbesondere legt er die Kriterien für die Gewährung von Finanzhilfen an Einzelprojekte fest.

### 7.3.1. Beschrieb des Instruments, Wirkung und Voraussetzungen

Durch die Investitionsbeiträge sollen die nicht-amortisierbaren Mehrkosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage reduziert werden. Investitionsbeiträge werden in der Regel auf zwei verschiedene Weisen ausbezahlt:

- entweder in Form eines fixen Betrags pro installierter Leistung an erneuerbarem Strom
- oder in Form eines prozentualen Anteils der totalen Investitionskosten.

Angesichts der Komplexität und Verschiedenartigkeit der Projekte würde der Bund von Fall zu Fall mit den nötigen Angaben der Anlagenbetreiber prüfen, ob Investitionsbeiträge gerechtfertigt sind (Einzelfallprüfung). Damit können Mitnahmeeffekte weitgehend verhindert werden.

Die Kleinwasserkraft wird heute über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert. Wie erwähnt, will der Bundesrat zudem innerhalb der Energiestrategie 2050 Wasserkraftanlagen mit Investitionsbeiträgen fördern. Sollen die Investitionsbeiträge nun auf alle Wasserkraftneu- und -ausbauten ausgeweitet werden, wäre ein **einheitliches Fördersystem für die ganze Wasserkraft** nötig. Dabei sind u.a. die *Verfahren* für das Erteilen von Investitionsbeiträgen im Einzelfall, der *Rückzahlungsmechanismus* sowie Aspekt zur *Betriebstüchtigkeit* der jeweiligen Anlage sowie die Bedingungen für eine eventuelle *Rückforderung* der Investitionsbeiträge zu definieren.



## **Finanzierung**

Es gibt zwei Möglichkeiten der Finanzierung, entweder über den allgemeinen Bundeshaushalt oder aber über den Netzzuschlagsfonds, welcher vom Netzzuschlag gespeist wird. Die Varianten werden nachfolgend gesondert erläutert.

### A: Finanzierung über den **allgemeinen** Bundeshaushalt

#### **Rechtliche Voraussetzung**

Die Gewährung von Investitionsbeiträgen erfordert eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt. In Umsetzung der Rahmenvorgaben des Subventionsgesetzes sollten die Grundlagen für die Unterstützung der Grosswasserkraft zeitlich befristet werden, sofern sich dies sinnvoll ins Gesamtsystem einfügen lässt.

#### **Finanzrechtliche Voraussetzungen, sofern aus allgemeinem Bundeshaushalt finanziert**

Investitionsbeiträge sind zwar als „einmalige“ Beiträge definiert, werden aber u.U. in mehreren Tranchen ausbezahlt und stellen damit eine Verpflichtung über das Voranschlagsjahr hinaus dar. Ist die materiell-rechtliche Grundlage für die Investitionsbeiträge vorhanden, so wären die betreffenden Investitionskredite daher dem Parlament in einer gesonderten Botschaft mittels eines Verpflichtungskredits zu beantragen, in welchem die maximale Höhe des Investitionsbeitrags festzulegen wäre. Der entsprechende Bundesbeschluss müsste auch in diesem Fall von der Mehrheit der Mitglieder beider Parlamentskammern bewilligt werden (Ausgabenbremse).

#### **Finanzpolitische Auswirkungen**

Die Vergabe von Investitionsbeiträgen führt wie bei Darlehen zu einer Verringerung des finanzpolitischen Handlungsspielraums gemäss Schuldenbremse. Dies bedeutet, dass die Förderung von Grosswasserkraftwerken mittels Investitionsbeiträgen zwingend Umpriorisierungen grösseren Ausmasses im Haushalt erfordern würde.

Da bei A-fonds-perdu-Beiträgen grundsätzlich keine Rückzahlungen vorgesehen sind, werden diese in der Erfolgsrechnung des Bundes zum Zeitpunkt ihrer Vergabe vollumfänglich wertberichtigt. Der Bund wird damit im Gegensatz zur Bürgschafts- oder Darlehensvergabe direkt nicht zum Risikoträger. Er trägt jedoch das implizite Risiko, dass die angestrebten Ziele trotz der ausgerichteten Finanzhilfen nicht erreicht werden können. Dies könnte u.U. zur Folge haben, dass er seine finanzielle Beteiligung im Verlaufe der Zeit über das ursprünglich vorgesehene Ausmass hinaus erweitern müsste.

### B: Investitionsbeiträge über den **Netzzuschlagsfonds** (Netzzuschlag)

#### **(Abgabe-)Rechtliche Voraussetzungen**

Die Gewährung von Investitionshilfen erfordert eine (allenfalls befristete) materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung (vgl. oben).

Aus finanztechnischer Sicht besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die Förderung von Grosswasserkraftwerken über das System des Netzzuschlags abzuwickeln. Der Netzzuschlag ist seinerseits als „Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck“ konzipiert worden. Die Finanzierung einer Massnahme mit jenen Geldern, die mittels Netzzuschlag erhoben wurden, ist daher aus abgaberechtlichen Gründen nur soweit möglich, als die betreffende Massnahme noch innerhalb des besonderen Verwendungszweckes liegt (Beurteilung hierzu vgl. unten).



## **Finanzpolitische Auswirkungen**

Die entsprechenden Investitionsbeiträge würden nach dieser Umsetzungsvariante über den Netzzuschlagfonds finanziert, womit eine Belastung des Bundeshaushalts und damit eine Beschränkung des finanzpolitischen Handlungsspielraums vermieden werden könnte.

### **7.3.2. Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (installierte Leistung >10MW)**

Für die Berechnungen zum oben erwähnten einheitlichen Fördermodell für die Klein- und Grosswasserkraft gilt für die Grosswasserkraft die Annahme von einem maximalen Förderanteil von 40% der anrechenbaren Kosten. Dieser Anteil ist im geltendem Energiegesetz (Art. 14. Abs 2, EnG) sowie im aktuellen Entwurf (Art. 59 E-EnG) festgehalten.

Bezogen auf die 25 Grosswasserkraftvorhaben, die das BFE in der erwähnten Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft betrachtet hat, würden Investitionsbeiträge demnach wie folgt wirken:

- Die Gesamtinvestitionen für die Realisierung der 25 Vorhaben belaufen sich auf 6,7 Mrd. Franken.
- Würden Investitionsbeiträge im maximalen Umfang von 40% gesprochen, wären 15 der in der Studie untersuchten 25 Projekte wirtschaftlich. Die Gesamtinvestitionen für die Realisierung dieser 15 Vorhaben belaufen sich auf 3,7 Mrd. Franken.
- Davon sind rund 793 Millionen Franken nicht amortisierbaren Investitionskosten, die mit Investitionsbeiträgen abgegolten werden könnten.
- Damit könnte eine zusätzliche Produktion von 2'036 GWh/a erreicht werden, was der Zielsetzung der Bundesrat bis 2035 entspricht.
- Die 15 Projekte werden über einen Zeitraum von rund 15 Jahren umgesetzt. Die Investitionshilfen werden in der Regel gestaffelt in drei Tranchen ausbezahlt, wobei die letzte Tranche im fünften Betriebsjahr fällig wird.
- Daraus ergäbe sich über den Zeithorizont von 20 Jahren ein durchschnittlicher, jährlicher Förderbedarf von rund 40 Millionen Franken, was einem Zuschlag auf das Übertragungsnetz von knapp 0,1 Rp./kWh entspricht.

### **7.3.3. Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft (Untergrenze 300 kW, 500 kW, 1 MW)**

Das Bundesamt für Energie hat auf der Basis von Daten zu Investitionskosten der Kleinwasserkraft aus dem Jahr 2010, die das Amt in Zusammenarbeit mit der ETH Zürich (Institut Cepe) bei 128 Kraftwerksbetreibern durchgeführt hat, Wirkung und Kosten von Investitionsbeiträgen berechnet.

Dabei wurden drei Varianten von Förderuntergrenzen betrachtet, nämlich Investitionsbeiträge für Anlagen ab 300 kW, 500 kW und 1 MW installierter Leistung. Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung <300 kW an natürlichen Gewässern sind in der Vorlage zur Energiestrategie 2050 wegen der hohen Kosten und der tendenziell grösseren Umweltauswirkungen vom Fördersystem ausgenommen. Analog wird die entsprechende Untergrenze auch für die Investitionsbeiträge angewendet. Für Neubauten wurde mit einem maximalen Investitionsbeitragssatz von 80% (analog zum Vorschlag des Bundesrats in der Botschaft zur ES 2050) und für Erneuerungen mit einem Satz von 60% gerechnet. Die Obergrenze von 80% begründet sich damit, dass der Produktionszuwachs aufgrund eines Beitragssatzes zwischen 60 und 80% bei der Kleinwasserkraft relativ gross ist.



In Tabelle 3 sind die Wirkungen auf die jährliche zu erwartenden Produktion sowie die Kosten von Investitionsbeiträge für die Untergrenzen 300 kW, 500 kW und 1 MW dargestellt:

	Produktion [GWh/a]	Förderkosten total [Mio. CHF]	Erhöhung EnG- Zuschlag bei Realisierung in 20 Jahren [Rp./kWh]*	Produktionsverlust [GWh] aufgrund der Untergrenze (nicht gebaute Kraftwerke)
<b>Infrastrukturanlagen</b>				
keine Untergrenze	402	235.2	0.02	0
<b>Anlagen an Fließgewässern mit Obergrenze von 10 MW und Untergrenze von ...</b>				
keine Untergrenze	1'216	722.4	0.063	0
300 kW	1'204	711.0	0.062	12
500 kW	1'169	662.8	0.058	47
1'000 kW	1'076	652.1	0.055	140
3000 kW	951	606.0	0.053	265

Tabelle 3 Produktion und Förderkosten der Kleinwasserkraft bei unterschiedlichen Fördergrenzen

\* Die WK-Anlagen werden innerhalb der nächsten 20 Jahre realisiert (entspricht dem Ausbau der Wasserkraft bis 2035 gemäss Energiestrategie 2050). Demnach wäre der EnG-Zuschlag während 20 Jahren zu erheben.

### 7.3.4. Rechtliche Beurteilung

#### Unterstützung Gross- und Kleinwasserkraft via ordentlichem Bundeshaushalt

Die Überlegungen zur grundsätzlichen Zulässigkeit solcher Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft bleiben im Grundsatz dieselben (vgl. Ziff. 7.1.2): Eine solche Bestimmung könnte sich allenfalls auf Art. 89 Abs. 2 BV stützen, müsste aber unbedingt so ausgestaltet werden, dass die Wirtschaftsfreiheit und das Gleichbehandlungsgebot nicht verletzt würden.

Bei der Kleinwasserkraft dürften sich kaum juristische Probleme ergeben, da hier im Grundsatz die bisherige Rechtslage weitergeführt würde.

Zulässig sind allerdings nur umwelt- und energiepolitisch motivierte Massnahmen. Wirtschaftspolitisch motivierte Beiträge für bestehende unrentable Anlagen wären grundsätzlich sowohl nach schweizerischem Recht wie auch nach europäischem Beihilferecht unzulässig.

#### Unterstützung Gross- und Kleinwasserkraft via Netzzuschlagsfonds

Die bereits oben genannten verfassungsrechtlichen und beihilferechtlichen Überlegungen gelten auch hier.

Hinzu kommt die abgaberechtliche Frage, ob Investitionsbeiträge für Grosswasserkraft via Netzzuschlag finanziert werden dürfen. Der Netzzuschlag wurde konzipiert als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck: Er diene dem Ausgleich zwischen den Netzbetreibern für die in ihrem



Netzgebiet (unbeeinflussbar) anfallenden, ungleichen Belastungen durch die Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung ihrerseits wurde für eine begrenzte Zahl von Anlagekategorien (Technologien) vorgesehen, bei denen es aufgrund einer umfassenden umwelt- und energiepolitischen Wertung als notwendig und zielführend erachtet wurde, einen Abnahmepreis festzulegen.

Dieser Mechanismus kann nicht beliebig geändert oder erweitert werden, sondern grundsätzlich nur, solange den Elementen des ‚Ausgleichgedankens‘ und des ‚besonderen Verwendungszwecks‘ Rechnung getragen wird<sup>11</sup>. Mit den in der ES 2050 vorgeschlagenen Modifikation dürfte man sich bereits relativ nah an die Grenze der juristischen Zulässigkeit bewegt haben. Bei den dort vorgeschlagenen Investitionsbeiträgen ist der Ausgleichsgedanke aus der Einspeisevergütung zwar nicht mehr direkt sichtbar – aber noch immer insoweit vorhanden, als die Investitionsbeiträge letztlich nichts weiter als ein Surrogate für die ursprüngliche Einspeisevergütung darstellen. Die Anlagekategorien sowie Sinn und Zweck der Finanzierung, nämlich das Heranführen von (noch) nicht vollständig marktfähigen, jedoch aus energiepolitischen Motiven erwünschten Technologien an den Markt, sind hingegen in den Grundzügen dieselben geblieben.

Die Finanzierung von Investitionsbeiträgen für die Grosswasserkraft würde nun den Mechanismus insofern noch etwas weiter ausdehnen, als es sich hierbei um Anlagen handelt, denen es nicht wegen ihres aktuellen Entwicklungsstandes, sondern aus andern (jedoch ebenfalls vorübergehenden) Gründen an Marktfähigkeit mangelt. Zudem käme hier zwar nicht eine neue Technologie, aber zumindest eine neue Anlageart (nämlich die grossen Wasserkraftwerke) resp. deren Betreiber in den Genuss von Beiträgen. Mit der Unterstützung von aktuell schlecht marktfähigen, aber energie- und umweltpolitisch gewünschten Anlagen (vgl. Wasserkraftzubauziele nach Art. 2 Abs. 2 E-EnG) dürfte man sich im Grundsatz gleichwohl noch immer im Bereich desselben ‚besonderen Verwendungszwecks‘ bewegen. Es dürfte daher zulässig sein, über den Netzzuschlagsfonds eine Einspeisevergütung – oder als deren Surrogat einen Investitionsbeitrag – für Grosswasserkraft zu finanzieren, wenngleich man sich mit dieser weiteren Ausdehnung der Ausgleichsabgabe noch weiter an das äussere Ende der juristischen Zulässigkeit bewegen dürfte.

Mit Blick auf das europäische Beihilferecht gilt es darauf hinzuweisen, dass die neuen Beihilfeleitlinien der EU gegen Einspeisevergütungen mit langen Vergütungsdauern sprechen. Insofern wären aus beihilferechtlicher Sicht die Investitionsbeiträge einer Einspeisevergütung sicherlich vorzuziehen. Gemäss den Leitlinien sollen Fördermodelle überdies nach Möglichkeit als Auktionsmodelle ausgestaltet werden. Vor diesem Hintergrund wäre es wünschbar, wenn (analog der vom Bundesrat in Art. 22 Abs. 2 Bst. a E-EnG vorgeschlagenen Bestimmung) im E-EnG zumindest die Möglichkeit vorgesehen würde, die Beiträge über ein Auktionssystem zu vergeben.

Es gilt auch hier zu beachten, dass unzulässige Beihilfen nach EU Recht zurückbezahlt werden müssen.

Grundsätzlich unzulässig (und zwar sowohl nach nationalem wie auch nach EU-Recht) wären die Beiträge, wenn sie wirtschafts- statt umweltpolitisch motiviert wären. Namentlich Beiträge an bestehende, unrentable Anlagen liessen sich nicht rechtfertigen, da dies in keiner Weise den Ausbauzielen resp. der Entwicklung der Wasserkraft als Ganzes helfen würde.

---

<sup>11</sup> Zahlungen im Schwall und Sunkbereich werden zwar ebenfalls über den Mechanismus finanziert, obwohl sie mit der Einspeisevergütung per se nichts zu tun haben – diese Thematik bildet jedoch seinerseits eine in sich konsistente Ausgleichsabgabe (vgl. dazu hinten)



### 7.3.5. Fazit

#### **Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft**

##### Kosten/Nutzen Grosswasserkraft

- Gemäss geltendem Energiegesetz<sup>12</sup> dürfen die Investitionsbeiträge 40% der anrechenbaren Kosten nicht übersteigen. Würden Investitionsbeiträge im maximalen Umfang gesprochen, wären 15 der in der BFE-Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft untersuchten 25 Projekte wirtschaftlich und rund 800 Millionen Franken.
- Damit könnte eine zusätzliche Produktion von 2'036 GWh/a erreicht werden, was der Zielsetzung der Bundesrat bis 2035 entspricht.
- Erfolgt die Finanzierung aus dem Netzzuschlagsfond, ergäbe sich über den Zeithorizont von 20 Jahren ein durchschnittlicher jährlicher Förderbedarf von rund 40 Millionen Franken, was einem Zuschlag auf das Übertragungsnetz von knapp 0.1 Rp./kWh entspricht.

#### **Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft (keine KEV wird mehr ausbezahlt)**

##### Kosten/Nutzen Kleinwasserkraft

- Werden Investitionsbeiträge für Infrastrukturanlagen sowie Wasserkraftwerke ab Leistungsgrenzen von 300, 500 und 1 MW gewährt bzw. gerechnet, so würden damit zwischen 1'400 und 1'600 GWh/a Produktion resultieren.
- Die Förderkosten beliefen sich demnach zwischen 890 und 960 Mio. Franken, was bei einem Zeitraum über 20 Jahren einem Netzzuschlag zwischen 0,07 und 0,08 Rp./kWh entspräche.

#### **Neues Fördersystem für die gesamte Wasserkraft auf Basis von Investitionsbeiträge**

##### Kosten/Nutzen

- Wenn man ein neues Fördersystem für die Wasserkraft einführen würde, das ausschliesslich auf das Gewähren von Investitionsbeiträge beruht, würden sich die Förderkosten zur Erfüllung der Ausbauziele bei der Produktion von Elektrizität aus der Wasserkraft gemäss Energiestrategie 2050 (Grosswasserkraft und Kleinwasserkraft) auf rund 1'765 Mio. Franken belaufen.

##### Finanzierung

- Die Vergabe von Investitionsbeiträgen über den ordentlichen Bundeshaushalt führt zu einer Verringerung des finanzpolitischen Handlungsspielraums gemäss Schuldenbremse. Dies bedeutet, dass die Förderung von Grosswasserkraftwerken mittels Investitionsbeiträgen zwingend Umpriorisierungen grösseren Ausmasses im Haushalt erfordern würde.
- Alternativ bietet sich die Finanzierung über einen Netzzuschlag in der Höhe von rund 0,17 bis 0,18 Rp./kWh (Ausgleichsabgabe) an, wobei die Auszahlung nicht als langjährige Einspeisevergütung, sondern kapitalisiert erfolgt (einmalige Zahlung oder wenige Tranchen).
- In der EnG-Vorlage des Bundesrats zur ES 2050 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.

<sup>12</sup> Vgl. EnG Art. 14 Abs.2



#### Rechtliche Beurteilung

- Wie für die andern Unterstützungsvorschläge auch, dürfte auch für diese Massnahme die verfassungsmässige Grundlage im Grundsatz gegeben sein, sofern die Massnahme im Einklang mit der Wirtschaftsfreiheit und dem Gleichbehandlungsgebot ausgestaltet wird.
- Eine Finanzierung über den allgemeinen Bundeshaushalt wäre möglich.
- Die Finanzierung von Einspeisevergütungen oder Investitionsbeiträgen über den Netzzuschlagsfonds dürfte ebenfalls zulässig sein – wenngleich man sich hier wirklich im Grenzbe-  
reich der juristischen Zulässigkeit bewegt.
- Mit Blick auf das europäische Beihilferecht ist darauf hinzuweisen, dass nach den Leitlinien der EU
  - (1) die Ausgestaltung als Investitionsbeitrag (anstatt als Einspeisevergütung) vorzuziehen wäre; und
  - (2) Auktionsmodelle eher als zulässig erachtet werden als andere Modelle, weshalb es wünschbar wäre, dass im E-EnG zumindest die *Möglichkeit* vorgesehen würde, die Beiträge über ein Auktionssystem zu vergeben

## **7.4. Teilverzicht auf Wasserzinsen**

### **7.4.1. Wasserzinsen und Gesteungskosten**

Wie in Kapitel 2, Grafik 2 beschrieben, haben die Wasserzinsen bei neuen Wasserkraftwerken einen durchschnittlichen Anteil an den Gesteungskosten von 1,4 Rappen pro kWh oder rund 10 Prozent. Bei den in der Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft untersuchten 25 Projekten wird mit einer möglichen Inbetriebnahme in den Jahren 2016 bis 2030 gerechnet. Da die Erhöhung der Wasserzinsen auf 110 Franken pro kW Bruttoleistung auf Anfang 2015 im Wasserrechtsgesetz bereits geregelt ist, wurde bei der Berechnung der Gesteungskosten dieser Projekte der höhere Wasserzins berücksichtigt.

Würde der Erhöhungsschritt des Jahres 2011 von 80 Fr. auf 100 Fr. pro kW Bruttoleistung und der auf 2015 geplante Erhöhungsschritt auf 110 Fr. rückgängig gemacht, führte dies zu einer Reduktion der Gesteungskosten von 2,8% (28% Reduktion auf 10% der Kosten gleich 2,8%).

Eine wirkungsvollere Variante der Wasserzinsbefreiung wäre, während des Ausbaus einer bestehenden Wasserkraftanlage das gesamte Kraftwerk von den Wasserzinsen (teilweise) zu befreien.

### **7.4.2. Rechtliche Beurteilung**

Gemäss Art. 48 des Wasserrechtsgesetzes setzt die Verleihungsbehörde nach Massgabe des kantonalen Rechts die Leistungen fest, gegen die dem Konzessionär das Nutzungsrecht erteilt wird. Es liegt somit in der Kompetenz der Kantone, die Höhe des geschuldeten Wasserzinses im Rahmen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums festzulegen. Ebenso obliegt es den Kantonen, auf einen Teil ihrer Einnahmen aus Wasserzinsen zu verzichten. Der Bund hat nicht die Kompetenz, die Kantone als Inhaber der Gewässerhoheit zu verpflichten, von der Erhebung von Wasserzinsen abzusehen.

Von diesem Grundsatz ausgenommen ist die Phase der Bauzeit. Während der für den Bau bewilligten Frist darf gemäss Artikel 50 Wasserrechtsgesetz kein Wasserzins erhoben werden. Diese Bestim-





mung gilt für Neubauten. Ob sie bei Zubauten zur Anwendung gelangt, ist noch nicht entschieden und hängt insbesondere vom Einzelfall ab.

### 7.4.3. Fazit

#### Kosten/Nutzen

- Würde der Erhöhungsschritt des Jahres 2011 von 80 Fr. auf 100 Fr. pro kW Bruttoleistung und der auf 2015 geplante Erhöhungsschritt auf 110 Fr. rückgängig gemacht, führte dies zu einer marginalen Reduktion der Gestehungskosten bei den geplanten Grosswasserkraftwerke von rund 2,8%.

#### Finanzierung

- Die Kantone verzichten auf die entsprechenden Einnahmen aus den Wasserzinsen.

#### Rechtliche Beurteilung

- Vor dem Hintergrund der heutigen gesetzlichen Bestimmungen und Kompetenzverteilung zwischen Bund und Kantonen kann der Bund die Kantone nicht verpflichten, auf die Erhebung von Wasserzinsen zu verzichten.
- Eine Änderung dieser Situation könnte nur mittels Verfassungs- und Gesetzesänderungen herbeigeführt werden.
- Nur bei Neubauten verbietet Artikel 50 Wasserrechtsgesetz die Erhebung von Wasserzinsen während der Bauphase.

## 8. Kombination von Fördermodellen

Die im Bericht vorgestellten möglichen Massnahmen zur Unterstützung des Neu- und Ausbaus von Grosswasserkraftwerken wirken alleine nur beschränkt, nur in wenigen Einzelfällen würden sie einen Investitionsentscheid auslösen. Das Bundesamt für Energie hat nachfolgend verschiedenen Kombinationen von Massnahmen gerechnet und geprüft, wie viele der 25 Grosswasserkraftvorhaben der BFE-Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft mit den jeweiligen Varianten realisiert werden könnten (ohne juristische Bewertung). Es kann davon ausgegangen werden, dass Bürgschaften ähnlich wirken wie zu 2% verzinste Bundesdarlehen (7.2). Deshalb wurden zum Förderinstrument Bürgschaften keine separaten Berechnungen gemacht.

Der vorliegende Bericht berücksichtigt Massnahmen, die auf Bundesebene sowie in den Bergkantonen, wo die Wasserzinsen anfallen, umgesetzt werden könnten. *Bei einer allfälligen Förderung des Zubaus von Grosswasserkraftwerken müssten aber auch die Eigentümer der Kraftwerksbetreiber (v.a. Mittellandkantone) in die Pflicht genommen werden.*

Wie einleitend im Bericht vermerkt, haben sich seit der Präsentation der Studie im Dezember 2013 die Rahmenbedingungen für die in der Studie betrachteten 25 Projekte zum Teil verändert. Jüngste unternehmerische und politische Entscheidungen, die sich auf einzelne Projekte auswirken könnten, sind daher in den nachfolgenden Kalkulationen nicht erfasst.



### **8.1. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 0% Zins, max. 60% an Investitionskosten), vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren**

Bei dieser Fördervariante können insgesamt 9 der 25 untersuchten Wasserkraftanlagen realisiert werden. Die zusätzliche Produktion dieser Anlagen beträgt rund 1'000 GWh und es müssten Bundesdarlehen in der Höhe von 550 Mio. Franken gesprochen werden. Wird von einer Refinanzierungsmöglichkeit des Bundes über 10-jährige Bundesobligationen mit Zinsen in der Höhe von 1 Prozent ausgegangen, betragen die direkten Kosten des Bundes 5,5 Mio. Franken. Nach Ablauf der Wasserzinsbefreiung profitieren die Kantone und Gemeinden von zusätzlichen Wasserzinseinnahmen in der Höhe von 18 Mio. Franken pro Jahr.

### **8.2. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 0% Zins, max. 60% der Investitionskosten), Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren**

Mit dieser Förderung können 8 neue Wasserkraftanlagen realisiert werden, die eine zusätzliche Produktion in der Höhe von 800 GWh zur Folge haben. Die Höhe der notwendigen Bundesdarlehen beträgt rund 300 Mio. Franken, mit entsprechenden direkten Kosten des Bundes in der Höhe von 3 Mio. Franken. Die Projektanten profitieren während den ersten zehn Betriebsjahren von einer Wasserzinsbefreiung in der Höhe von 7 Mio. Franken. Nach Ablauf der Wasserzinsbefreiung betragen die jährlichen Wasserzinszahlungen der zusätzlich erstellten Wasserkraftanlagen rund 14 Mio. Franken.

### **8.3. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 2% Zins, max. 60% der Investitionskosten) oder Bürgschaften der öffentlichen Hand, vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren**

Mit dieser Kombination von Fördermodellen werden 7 Anlagen mit einer zusätzlichen Produktion in der Höhe von ebenfalls rund 800 GWh realisiert. Die Höhe der notwendigen Bundesdarlehen beträgt rund 200 Mio. Franken. Aufgrund der Zinsdifferenz erzielt der Bund direkte Zinseinnahmen in der Höhe von 2 Mio. Franken. Diesen Zinseinnahmen stehen aber indirekte Kosten (aufgrund Übernahme von Risiken, Verlust der Glaubwürdigkeit, Höhere Refinanzierungskosten) gegenüber. Nach Ablauf der 10-jährigen Wasserzinsbefreiung profitieren Kantone und Gemeinden von jährlich rund 14 Mio. Franken höheren Wasserzinsen.

### **8.4. Darlehen der öffentlichen Hand (10 Jahre, 2% Zins, max. 60% der Investitionskosten) oder Bürgschaften der öffentlichen Hand, Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren**

In dieser Variante können 7 Projekte realisiert werden, die zu einer zusätzlichen Produktion von rund 700 GWh führen. Die dazu notwendigen Bundesdarlehen betragen rund 180 Mio. Franken. Während den ersten zehn Jahren bezahlen die Betreiber zusätzliche Wasserzinsen in der Höhe von 6,5 Mio. Franken, nach Ablauf der Wasserzinsbefreiung steigt die Zahlung auf 13 Mio. Franken.



### 8.5. Investitionsbeiträge der öffentlichen Hand (à fonds perdu, max. 40% der Investitionskosten), vollständige Wasserzinsbefreiung während den ersten 10 Betriebsjahren

Mit diesem Fördermodell könnten 15 neue Anlagen realisiert werden, die zu einer zusätzlichen Produktion von rund 2'000 GWh führen. Dazu sind Investitionsbeiträge in der Höhe von rund 630 Mio. Franken notwendig. Die nach der Wasserzinsbefreiung fälligen Wasserzinsen betragen rund 30 Mio. Franken pro Jahr.

### 8.6. Investitionsbeiträge der öffentlichen Hand (à fonds perdu, max. 40% der Investitionskosten), Wasserzinsbefreiung zu 50% während den ersten 10 Betriebsjahren

Wird die Wasserzinsbefreiung auf 50% beschränkt, könnten ebenfalls 15 neue Anlagen realisiert werden, die zur Produktionssteigerung von rund 2'000 GWh führen. Aufgrund der beschränkten Wasserzinsbefreiung sind nun höhere Investitionsbeiträge von rund 700 Mio. Franken nötig. Während den ersten zehn Betriebsjahren werden zusätzliche Wasserzinsen in der Höhe von 15 Mio. Franken fällig, danach steigen diese auf jährlich 30 Mio. Franken.

### 8.7. Übersicht über die untersuchten Kombinationen der Fördermodelle

Nachstehende Tabelle bietet einen Überblick über die untersuchten Varianten von Fördermodellen.

Fördermodell	Bedingungen				Wirkung			
	Max. Anteil an Investitionskosten	Zins (%)	Befreiung von Wasserzins		Anzahl Wasserkraftprojekte	Zusätzliche Produktion (GWh)	Höhe der Unterstützung (Mio. Fr.)	zusätzliche Einnahmen* (Mio. Fr. pro Jahr)
			Dauer	Höhe				
Darlehen der öffentlichen Hand	60%	0	10	100%	9	1037	553	18
	60%	0	10	50%	8	823	313	14
	60%	2**	10	100%	7	808	236	14
	60%	2**	10	50%	7	733	178	13
Investitionsbeiträge	40%	--	10	100%	15	2038	631	30
	40%	--	10	50%	15	2038	709	30

Tabelle 4 Übersichtstabelle

\*Zusätzliche Einnahmen für die Gebirgskantone aus Wasserzinsen. Gebirgskantone verzichten temporär auf Wasserzinsen, profitieren später jedoch von den zusätzlichen Wasserzinsen, die aus dem geförderten Zubau generiert werden.

\*\* Gleichwertig wie Bürgschaften der öffentlichen Hand

Aus finanzpolitischer Sicht ist darauf hinzuweisen, dass die dargestellten Varianten im Falle von Darlehen und Investitionsbeiträgen zu einer Belastung der Finanzierungsrechnung des Bundes führen



und somit den finanzpolitischen Handlungsspielraum für die Erfüllung anderer Bundesaufgaben entsprechend einengen.

## 9. Weitere Massnahmen

### 9.1. Gewässerschutzgesetz / Sanierung von Schwall-/Sunk

Diese Massnahme wurde während eines Hearings als Option zur Unterstützung der Grosswasserkraft in die Diskussion eingebracht.

Die Kosten von baulichen und betrieblichen Massnahmen zur Sanierung von Schwall-/Sunk, Geschiebetransport und Fischgängigkeit nach Gewässerschutzgesetz (GschG, Art. 83a) und Fischereigesetz (BGF Art.10) werden gemäss Energiegesetz (EnG Art.15a<sup>bis</sup>) dem Konzessionär *bestehender* Anlagen vollständig entschädigt. Die Finanzierung dieser Massnahmen erfolgt mittels 0,1 Rp./kWh aus dem EnG-Zuschlag. Das ergibt einen Betrag von rund 50 bis 60 Mio. Franken pro Jahr. Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) beurteilt die Finanzierungsgesuche, Swissgrid genehmigt die Gesuche und zahlt die Gelder aus.

Das revidierte Gewässerschutzgesetz ist seit dem 1. Januar 2011 in Kraft. Bis Ende 2014 haben die Kantone Zeit, die strategischen Planungen für die Sanierungen von Schwall-/Sunk, Geschiebetransport und Fischgängigkeit auszuarbeiten. Auf dieser Basis werden Sanierungsmassnahmen konkretisiert und verfügt. In einzelnen Fällen können Massnahmen jedoch bereits vor Vorliegen der strategischen Planung Ende 2014 verfügt und finanziert werden, so dass die Auszahlung von Geldern durch Swissgrid bereits anläuft. Erste Fälle zeigen, dass die Sanierungskosten im Umfang von zweistelligen Millionenbeträgen pro Anlage keine Ausnahme sein werden.

Die aktuelle Gesetzgebung lässt damit die teilweise Finanzierung von Wasserkraftneubauten zu, die zur Schwall-/Sunksanierung beitragen. Hierfür qualifiziert sind insbesondere neue **Ausleitkraftwerke**, die an Flussstrecken geplant sind, die bereits mit Schwall/Sunk belastet sind. Eine Schwall-Sunk-Sanierung kann darin bestehen, mit einem Ausleitkraftwerk die Schwallproblematik zu reduzieren. So könnten Synergien zwischen ökologischen und energiewirtschaftlichen Interessen genutzt werden. Ob ein Ausleitkraftwerk zweckmässig ist bzw. welchen Anteil aus der Sanierungsfinanzierung ein solches Ausleitkraftwerk mitfinanzieren würde, müsste allerdings im Einzelfall beurteilt werden.. Es wird nun vorgeschlagen, geplanten Grosswasserkraftprojekten diesen Zugang zu den entsprechenden Mitteln aus dem Netzzuschlagsfonds zu gewährleisten.

#### 9.1.1. Aktuelles Beispiel

Das Gemeinschaftswerk Inn (GKI) ist das erste Projekt, welches eine Zusage für eine Entschädigung in der Höhe von 60 Mio. Franken erhalten hat. Es wird die Schwall/Sunk-Belastung des Oberlieggers der Engadiner Kraftwerke (EKW) reduzieren.

Von den 25 im Rahmen der Studie „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz“ untersuchten Projekten könnten – auf Basis des Vorschlages der Gebirgskantone – theoretisch 8 Projekte mit einer installierten Leistung von insgesamt 414,4 MW Gelder für Schwall-Sunk-Sanierung beantragen. Dem BFE liegen keine Angaben über die mögliche Höhe der jeweiligen Entschädigung vor. Eine grobe Schätzung liesse für diese Projekte mit insgesamt 1'195 GWh Produktion pro Jahr einen Anspruch auf Förderbeträge in der Grössenordnung von 1 bis 1,5 Milliarden Franken vermuten. Dazu müsste



allerdings der heute zur Finanzierung von Schwall-Sunk-Sanierungen gültige Netzzuschlag von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh erhöht werden.

### 9.1.2. Rechtliche Beurteilung

Nach Artikel 15b Absatz 1 Buchstabe d Energiegesetz (EnG; SR 730.0) werden aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (Netzzuschlag) Inhaber bestehender Wasserkraftwerke für Massnahmen entschädigt, die sie gegen die Folgen von Schwall und Sunk und zur Regelung des Geschiebehauhalts ergreifen müssen. Die Entschädigung wird damit nur an Sanierungspflichtige ausgerichtet, *nicht* aber an (zukünftige) Inhaber, die nach Inkrafttreten (am 1. Januar 2011) der in den Artikeln 39a und 43a Gewässerschutzgesetz (GSchG; SR 814.20) vorgeschriebenen Massnahmen zu Schwall und Sunk bzw. zum Geschiebehauhalt Anlagen errichten oder erweitern.

Soweit gewünscht ist, für die bereits heute mögliche **Entschädigung an bestehende, zur Sanierung verpflichtete Kraftwerke** zusätzliche Mittel zur Verfügung zu haben, müsste einzig der entsprechende EnG-Artikel angepasst werden; es müsste der für Wasserkraft zur Verfügung stehende Anteil am Netzzuschlag von 0,1 Rappen/kWh erhöht werden. Die Finanzierung der Beiträge aus dem Netzzuschlag birgt hier keine rechtlichen Probleme (vgl. unten).

Soweit gewünscht wäre, **auch künftigen Inhabern von Wasserkraftwerken eine Entschädigung** für die vorgeschriebenen Massnahmen im Bereich Schwall und Sunk resp. Geschiebehauhalt zu entrichten, ist eine differenzierte Betrachtung notwendig.

Nach Artikel 76 Absatz 3 Bundesverfassung (BV) erlässt der Bund Vorschriften über den Gewässerschutz, die Sicherung angemessener Restwassermengen, den Wasserbau, die Sicherheit der Stauanlagen und die Beeinflussung der Niederschläge. Der Bund ist damit nicht nur kompetent, Vorschriften zu Schwall und Sunk bzw. zum Geschiebehauhalt zu erlassen, sondern auch Beiträge an Massnahmen vorzusehen, die von den Inhabern von Wasserkraftwerken zur Erfüllung der vorgenannten Vorschriften ergriffen werden müssen. Eine entsprechende Bestimmung könnte also geschaffen werden – dies selbstverständlich wie bei den andern Massnahmen unter der Voraussetzung, dass die konkrete Ausgestaltung weder den Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit noch das Gleichbehandlungsgebot verletzt.

Die Finanzierung solcher Beiträge ist – bei einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage – solange unproblematisch, als sie aus allgemeinen Bundesmitteln erfolgt.

Eine Finanzierung aus den Mitteln des Netzzuschlags hingegen wäre nicht zulässig. Im Gegensatz zu allgemeinen Bundesmitteln, die für alle Zwecke verwendet werden dürfen, ist die Verwendung von Mitteln aus dem Netzzuschlag eingeschränkt:

Der Netzzuschlag wird von der nationalen Netzgesellschaft als Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze bei den Netzbetreibern erhoben. Diese dürfen den Netzzuschlag auf die Endkundinnen und Endkunden überwälzen. Der Netzzuschlag ist eine sogenannte Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Die Mittel aus dem Netzzuschlag dürfen nur dazu verwendet werden, Personen und Unternehmen (zumindest teilweise) für Nachteile aufgrund öffentlich-rechtlicher Lasten zu entschädigen, von denen andere Personen oder Unternehmen, mit denen erstere im Wettbewerb stehen, weniger oder gar nicht betroffen sind. Sind die Nachteile nicht auf öffentlich-rechtliche Lasten zurückzuführen, haben diese z.B. ihre Ursache im Verhalten privater Dritter oder der betroffenen Unternehmen selber, so lässt sich eine Entschädigung als Ausgleich für unvorhergesehene oder unausweichliche gesetzliche Lasten demgegenüber nicht vorsehen.



Inhaber von Wasserkraftwerken, die ihre Anlagen nach Inkrafttreten der Vorschriften zu Schwall und Sunk bzw. zum Geschiebehauhalt errichten oder erweitern, wussten resp. wissen um die neuen Vorschriften. Anders als bei den Betreibern von Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2011 bestanden, handelt es sich hier daher bei den beim Bau oder der Erweiterung anfallenden zusätzlichen Kosten nicht um unvorhergesehene oder unausweichliche öffentlich-rechtliche Lasten. Sie können daher nicht über die Ausgleichsabgabe gedeckt werden.

### 9.1.3. Fazit

#### Kosten/Nutzen:

- Zur Deckung der Kosten für bauliche und betriebliche Massnahmen zur Sanierung von Schwall-/Sunk, des Geschiebetransports und der Fischgängigkeit nach Gewässerschutzgesetz (GschG, Art. 83a) und Fischereigesetz (BGF Art.10) stehen heute jährlich rund 50 Mio. Franken aus dem Netzzuschlagsfond zur Verfügung.
- Die aktuelle Gesetzgebung lässt die teilweise Finanzierung von Wasserkraftneubauten zu, die zur Schwall-/Sunksanierung beitragen.
- Eine Schwall-Sunk-Sanierungsmöglichkeit besteht darin, bei einem schwallverursachenden Kraftwerk eine weitere Kraftwerksstufe anzuhängen, und so den Schwall weiterzuleiten und allenfalls abzdämpfen. Mit einem solchen **Ausleitkraftwerk** können Synergien zwischen ökologischen und energiewirtschaftlichen Interessen genutzt werden.
- Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone schlägt vor, geplanten neuen Grosswasserkraftprojekten diesen Zugang zu den entsprechenden Mitteln aus dem Netzzuschlagsfonds zu gewährleisten.
- Von den 25 im Rahmen der Studie „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz“ untersuchten Projekten könnten auf diese Weise 8 Projekte Gelder für Schwall-Sunk-Sanierung beantragen.
- Grobe BFE-interne Schätzungen lassen für diese Projekte einen Anspruch auf Förderbeträge in der Grössenordnung von 1 bis 1,5 Milliarden Franken vermuten. Die dadurch mögliche jährliche Produktion würde bei 1'195 GWh liegen.

#### Finanzierung

- Die Investitionen in bauliche und betriebliche Massnahmen zur Sanierung von Schwall-/Sunk, Geschiebetransport und Fischgängigkeit nach Gewässerschutzgesetz und Fischereigesetz werden gemäss Energiegesetz (EnG Art.15a) dem Konzessionär vollständig entschädigt. Die Finanzierung dieser Massnahmen erfolgt mittels 0,1 Rp./kWh aus dem EnG-Zuschlag.
- Sollen auch Projekteigner von geplanten neuen Grosswasserkraftwerken diese Fördergelder im Bereich der Schwall-Sunk-Sanierung abholen können, wären die heute zur Verfügung stehenden, entsprechenden Mittel im Netzzuschlagsfond nicht ausreichend. Zumal auch andere Sanierungsmassnahmen (Geschiebe, Fischgängigkeit) damit finanziert werden müssen.
- Daher müsste – um dem Anliegen der Regierungskonferenz der Gebirgskantone zu entsprechen – der Netzzuschlag von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh erhöht werden.



### Rechtliche Beurteilung

- Die Erhöhung der für bereits nach geltendem Recht möglichen Entschädigung für Sanierungsmassnahmen an bestehenden Kraftwerken dürfte unproblematisch sein. Es braucht einzig eine Anpassung des entsprechenden Artikels im E-EnG.
- Um den nach dem 1. Januar 2011 erbauten Kraftwerken eine Entschädigung für die Kosten der Massnahmen nach Gewässerschutzgesetz zu entrichten, benötigt es ebenfalls eine entsprechende Grundlage (EnG oder GSchG). Diese muss Einklang mit der Wirtschaftsfreiheit und dem Gleichbehandlungsgebot ausgestaltet wird  
Die Finanzierung einer solchen Entschädigung könnte allerdings – wegen dessen Konzeption als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck – nicht über den Netzzuschlag erfolgen. D.h. die Beiträge müssten über die allgemeinen Bundesmittel finanziert werden.

## **9.2. Vorzeitige Konzessionserneuerung**

Bei Wasserkraftwerken mit laufender Konzession reicht die Restlaufzeit der Konzession oft nicht aus, um grössere Investitionen zu amortisieren. Daher werden Investitionen erst nach Erteilung der neuen Konzession getätigt. Eine Möglichkeit, um die Investitionsblockade zu lösen, ist die vorgezogene Konzessionserneuerung. Der bisherige Konzessionär kann vor regulärem Ablauf der Konzession seine Konzession erneuern. Artikel 58a WRG erlaubt eine vorgezogene Konzessionserneuerung bis zu 25 Jahre vor dem effektivem Inkrafttreten der erneuerten Konzession. Damit stehen dem Konzessionär bis maximal 105 Jahre zur Amortisation der Investitionen zur Verfügung.

Die vorgezogene Konzessionserneuerung birgt auch Risiken für den Konzessionär, da er keinen Rechtsanspruch auf Erteilung einer Konzession hat. Zudem müssen die Restwasserbestimmungen entsprechend Art. 31 ff. GSchG angewendet werden, die zum Teil die Energiezugewinne der Ausbautvorhaben wieder aufheben. Zu leistende Massnahmen zum Ausgleich der nachteiligen Auswirkungen des Kraftwerksbetriebs auf die Umwelt belasten die Rechnung zusätzlich. Ein weiterer zu lösender Punkt bei einer vorgezogenen Konzessionserneuerung ist der Themenkomplex Heimfallverzichtentschädigung.

Damit ist bei Modernisierungsinvestitionen ausreichend Spielraum gegeben, um nicht einen zu grossen Zeitraum der bestehenden Konzession preiszugeben. Für Erweiterungen kann diese Regelung zu Verzögerungen führen, sofern für die Erweiterung eine Änderung der Konzessionsinhalte bedingt. Das Postulat Guhl (Po 12.3223, Effizienzsteigerung von Wasserkraftwerken ohne Neukonzessionierung ermöglichen) befasst sich mit dieser Problematik und ist aktuell in der Bearbeitung.

Es bieten sich auch andere Modelle an, um Modernisierungen und Erweiterungen bei laufender Konzession zu ermöglichen. Unter anderem kann zwischen dem Konzessionär und dem konzedierenden Gemeinwesen eine Restwertvergütung vereinbart werden, die zum Konzessionsende hin mit dem Heimfall fällig wird (WRG Art. 67 Absatz 4). Hier könnte mittels Gesetzesänderung eine Anpassung der Ermittlung der dann fälligen Vergütung erreicht werden, indem im Minimum der Verkehrswert entschädigt wird. Die bisherige Regelung sieht als Maximum den „Restwert der Investition bei branchenüblicher Abschreibung unter Berücksichtigung der Veränderung des Geldwertes“ vor.



### 9.2.1. Rechtliche Beurteilung

Das geltende Wasserrechtsgesetz erlaubt eine vorzeitige Neukonzessionierung. Diese ist aber mit Risiken für den Konzessionären behaftet und stellt damit kein einfaches Mittel zur Wasserkraftförderung dar.

### 9.2.2. Fazit

#### Nutzen

- Bei Wasserkraftwerken mit laufender Konzession reicht für grössere Investitionen oft die Restlaufzeit der Konzession nicht aus, um diese zu amortisieren. Daher werden Investitionen erst nach Erteilung der neuen Konzession getätigt.
- Eine Möglichkeit die Investitionsblockade zu lösen, ist die vorgezogene Konzessionserneuerung, bei der der bisherige Konzessionär vor regulärem Ablauf der Konzession seine Konzession erneuern kann (WRG Art. 58a).
- Damit stehen ihm bis maximal 105 Jahre zur Amortisation der Investition zur Verfügung.

#### Rechtliche Beurteilung

Das geltende Wasserrechtsgesetz erlaubt die vorgezogene Neukonzessionierung.

## 9.3. CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom

Die UREK-N erteilte dem BFE den Auftrag neben direkten Fördermassnahmen für die Wasserkraft auch eine Energielenkungsabgabe auf nicht erneuerbare Energien zu prüfen. Diese Massnahme betrifft demnach nicht nur ausschliesslich die Wasserkraft (Klein- und Grosswasserkraft, bestehende Anlagen, Erweiterungen sowie Neu-, Zu- und Ausbauten). Sie würde eine Förderwirkung auf alle Produktionstechnologien der erneuerbaren Energien ausüben.

### 9.3.1. Rahmenbedingungen in der Schweiz

Das CO<sub>2</sub>-Gesetz sieht eine Abgabe auf Herstellung, Gewinnung und Einfuhr von fossilen Brennstoffen vor und zielt einzig auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verbrauch von Brennstoffen innerhalb der Landesgrenzen (bspw. bei der Herstellung von Strom).

Grosse, emissionsintensive Unternehmen sind gemäss geltendem CO<sub>2</sub>-Gesetz in das Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden und von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe befreit. Betreiber von fossilthermischen Kraftwerken hat der Gesetzgeber ebenfalls von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe befreit – stattdessen sind die Betreiber zur vollständigen Kompensation der verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen verpflichtet. Das heisst: Es gibt bereits Instrumente, mit denen die bei der Stromproduktion entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst sind. Die (sowohl in der EU<sup>13</sup> wie auch in der Schweiz) bereits existie-

<sup>13</sup> Unter dem europäischen Emissionshandelssystem müssen Anlagenbetreiber jährlich für jede Tonne von ihnen emittiertes CO<sub>2</sub> eine Emissionsberechtigung (sogenannte EU Allowances, EUA) abgeben. Seit 2013 gibt es für Stromerzeuger keine Zuteilungen mehr und die von ihnen benötigten EUAs müssen vollständig ersteigert werden.





renden Instrumente müssten entsprechend angepasst resp. berücksichtigt werden. Falls importierter Graustrom doppelt belastet wird (einmal durch das Emissionshandelssystem in der EU und ein zweites Mal durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe in der Schweiz), müsste der in der Schweiz fossil erzeugte Strom aus Gründen der Nicht-Diskriminierung (vgl. nachfolgendes Kapitel) auch entsprechend doppelt belastet werden. Die stromproduzierenden EHS-Unternehmen und die Betreiber fossil-thermischer Kraftwerke wären daher von der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf importiertem Strom direkt betroffen.

Für die Umsetzung stellt sich die Frage, wie die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Graustroms erfasst werden könnten. In physikalischen Stromflüssen ist nicht nachweisbar, aus welchen Anlagen der Strom kommt und wie viel CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung entstanden sind. Als Grundlage für die Stromkennzeichnung dienen deshalb die Herkunftsnachweise (HKN), welche bei der Stromproduktion ausgestellt werden und unabhängig vom physikalischen oder kommerziellen Stromfluss gehandelt werden können.

In der *Schweiz* sind seit 2006 alle Energieversorgungsunternehmen gesetzlich verpflichtet, ihren Endkunden über den gelieferten Strommix zu informieren. Das Energiegesetz und die Energieverordnung bilden die gesetzliche Grundlage für die Kennzeichnung von Elektrizität in der Schweiz. Damit ist für die Kunden ersichtlich, ob der gelieferte Strom aus dem In- oder Ausland stammt und aus welchem Energieträger er produziert wurde.

Die Kennzeichnungspflicht kennt man auch in anderen *europäischen Ländern*. Herkunftsnachweise enthalten Angaben zur Energiequelle, Zeitpunkt und Ort, aus der der Strom erzeugt wurde, und definieren damit den ökologischen Mehrwert (bzw. Minderwert). Im Unterschied zur Schweiz gibt es jedoch im Ausland (ausser Schweden und Österreich) keine Vollerfassung von Elektrizität mit Herkunftsnachweisen. Diese werden dort meistens nur für erneuerbaren Strom ausgestellt. Wollte man nur CO<sub>2</sub>-belasteten Strom besteuern, müsste zunächst ein Weg gefunden werden, den Atomstrom getrennt vom restlichen *Graustrom* auszuweisen. Das könnte zum Beispiel durch zusätzlich ausgestellte Herkunftsnachweise für Kernenergie erfolgen. Die Herkunftsnachweise werden in der Regel abgekoppelt von der Übertragung des Stroms gehandelt. Entsprechend müsste die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Strom auf sämtliche Importe erhoben werden und würde erst zurückerstattet, wenn ein Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Kernenergie vorgewiesen wird.

In der Praxis stellen sich ferner weitere Fragezeichen. Beispielsweise könnte die gewollte Wirkung ausgehebelt werden: Bei einem grossen Teil des importierten Graustroms handelt es sich um CO<sub>2</sub>-freien Atomstrom. Importierter Graustrom kann zudem zur Vermeidung der CO<sub>2</sub>-Abgabe in der Schweiz mit relativ billigen Herkunftsnachweisen als grün deklariert werden.<sup>14</sup> Falls das Ausland ihre Kernenergie auch mit Herkunftsnachweisen als Strom aus Kernenergie erfasst, wird auch die CO<sub>2</sub>-Abgabe umgangen. Gleiches gilt natürlich auch für den Import von im Ausland aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom. Flankierende Massnahmen wären zwar theoretisch denkbar, wie z.B. eine beschränkte Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus dem Ausland oder die Vorgabe, dass die Importkapazität und der Transfer des Stroms in die Schweiz über Energiefahrpläne nachgewiesen werden müssen. Ebenfalls denkbar ist die Vorgabe, dass zeitgleich zum stündlichen Verbrauch des Ökostromabnehmers immer mindestens dieselbe stündliche Leistung aus erneuerbarer Energie eingespeist wird (wie es das Produkt EE02 von Tüv Süd anbietet<sup>15</sup>). Die Zeitgleichheit von Verbrauch

---

<sup>14</sup> Gemäss Angaben der Leipziger Energiebörse European Exchange (EEX) wurden im Jahr 2012 europaweit Zertifikate für mehr als 200 TWh Grünstrom gehandelt.

<sup>15</sup> Das Produkt von Tüv Süd garantiert für den Ökostromabnehmer, dass in jeder Stunde nicht weniger erneuerbare Energie ins Netz eingespeist wird, als er verbraucht und bezahlt. Beim Produzenten wird die tatsächlich zur Vermarktung verfügbare Strommenge zertifiziert. Für weitere Ausführungen vgl. Kriterienkatalog von Tüv Süd zu „Zertifizierung von Stromprodukten aus



und Produktion verhindert jedoch nicht, dass von ausländischen Kraftwerken ebendiese Produkte hergestellt und vermarktet werden (wenn auch in eingeschränktem Ausmass). Dabei gilt aber: All diese Vorgaben oder flankierende Massnahme sind wiederum unter dem Gesichtspunkt der Freihandelsabkommen höchst problematisch, da das vorliegend angestrebte Ziel (Schutz des inländischen Marktes) per se den Abkommen zuwider läuft.

### 9.3.2. Rechtliche Beurteilung, insbes. Vereinbarkeit mit internationalem Recht

Bezüglich Vereinbarkeit mit bestehenden Abkommen im Rahmen der World Trade Organization (WTO), dem Freihandelsabkommen von 1972 zwischen der Schweiz und der EWG und anderen Freihandelsabkommen, ist die Belastung von ausschliesslich importiertem Graustrom mit einer CO<sub>2</sub>-Abgabe problematisch. Umweltpolitisch motivierte Vorgaben können zwar zulässig sein, obwohl sie freihandelshemmend sind. Unzulässig sind aber Vorgaben, die in ungerechtfertigter Art und Weise zwischen inländischen und ausländischen Produkten unterscheiden (Grundsatz der Nichtdiskriminierung) oder als Vorwand für Protektionismus missbraucht werden. Eine Regelung, die auf den Schutz des inländischen Markts zielt, ist demnach immer problematisch.

Eine Besteuerung nur des importierten Graustroms wäre demnach per se unzulässig. Die Schweiz ist zwar grundsätzlich berechtigt, neue Steuern einzuführen, sofern solche nicht zu einer Diskriminierung ausländischer Produkte führen. Nichtdiskriminierung würde eine Gleichbehandlung von inländisch produziertem und importiertem Strom erfordern. Eine Besteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (denn darauf zielt ja die CO<sub>2</sub>-Abgabe) über die Landesgrenzen hinweg, wäre überdies mit Blick auf das Territorialitätsprinzip bedenklich und widerspräche denn auch den Systemgrenzen nach Kyoto-Protokoll. Gemäss diesem Protokoll wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoss demjenigen Land zugerechnet, in dem die Emissionen erfolgt sind.

Es dürfte höchst anspruchsvoll sein, eine Ausgestaltung für eine CO<sub>2</sub>-Abgabe (inkl. flankierender Massnahmen) – die dann für ausländischen Strom an der Grenze erhoben würde – zu finden, die zielführend wäre und dennoch als nicht-diskriminierend gewertet würde, dies insbesondere aus zollrechtlicher Sicht.

Zur Untersuchung der beschriebenen Problematik wurde vom BFE und der Eidgenössischen Finanzverwaltung EFV ein Rechtsgutachten in Auftrag gegeben. Ein erster der Verwaltung vorliegender Entwurf stützt die Einschätzung, wonach es höchst schwierig sein dürfte, eine zielführend ausgestaltete *und* rechtlich zulässige CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom zu schaffen und umzusetzen.

### 9.3.3. Differenzierte Stromabgabe

Für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050 (Energienlenkungssystem) wird jedoch über das vorliegende Anliegen hinaus geprüft, inwiefern eine rechtsverträgliche und wirksame differenzierte Energieabgabe auf Strom ausgestaltet werden kann.<sup>16 17</sup> Dadurch würden in einer Übergangsphase ab

---

Erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Lieferung“ ([http://www.tuev-sued.de/anlagen\\_bau\\_industrietechnik/technikfelder/umwelttechnik/energie-zertifizierung/oekostrom-zertifizierung](http://www.tuev-sued.de/anlagen_bau_industrietechnik/technikfelder/umwelttechnik/energie-zertifizierung/oekostrom-zertifizierung))

<sup>16</sup> Vgl. hierzu Studie vom 18. April 2014: „Differential Taxation of Electricity: Assessing the Compatibility with WTO Law, EU Law and the Swiss-EEC Free Trade Agreement“, publiziert auf [http://www.efv.admin.ch/e/downloads/finanzpolitik\\_grundlagen/els/Differential%20\\_Taxation\\_e.pdf](http://www.efv.admin.ch/e/downloads/finanzpolitik_grundlagen/els/Differential%20_Taxation_e.pdf)

<sup>17</sup> Eine differenzierte Energieabgabe auf Strom kann im engeren Sinn auch als CO<sub>2</sub>-Abgabe verstanden werden mit dem Unterschied, dass nicht an der Grenze die CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben wird.



2021 erneuerbare Energien wie auch die Grosswasserkraft nur gering mit der Stromabgabe und alle anderen nicht erneuerbaren Energien (Kernkraft, fossile Energieträger) mit einer höheren Abgabe belastet. Eine differenzierte Energieabgabe auf Strom könnte so ausgestaltet werden, dass auch die CO<sub>2</sub>-Belastung als Kriterium die Berechnung der Abgabenhöhe beigezogen würde. Die Energieabgabe würde in diesem Sinne denselben Anliegen dienen, wie eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom und wäre mit dieser vergleichbar. Dies mit dem Unterschied, dass an der Grenze keine CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben und damit der Grundsatz der Nichtdiskriminierung nicht verletzt wird. Das heisst: Der zollrechtliche Tatbestand würde damit wegfallen.

Bei einer solchen umfassenden Neuordnung dürften sich eher Möglichkeiten eröffnen, die sowohl zielführend sind, als auch im Einklang mit den internationalen Verpflichtungen der Schweiz stehen. Um zu verhindern, dass der gesamte importierte Graustrom mit Herkunftsnachweisen als grün deklariert werden kann, sind WTO- und FHA-verträgliche Möglichkeiten denkbar. So könnte der Beleg mit Herkunftsnachweisen über flankierende Massnahmen begleitet werden wie z.B. mit einem Nachweis des Imports über Netzkapazität und Energiefahrpläne. Eine weitere Möglichkeit ist die Einführung eines eigenen nationalen Zertifizierungssystems für Strom aus erneuerbaren Energien in der Schweiz. Die aus erneuerbaren Energien in der Schweiz gewonnenen Zertifikate würden für eine Stromabgabebegünstigung berechtigen. Das Einrichten von solchen Systemen ist jedoch zeitintensiv und mit administrativen Kosten verbunden.



#### 9.3.4. Fazit

- Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom dürfte mit Blick auf die Vereinbarkeit mit bestehenden WTO-Abkommen und anderen Freihandelsabkommen, insbesondere dem Freihandelsabkommen mit der EU, sehr schwierig umzusetzen sein.
- Umweltpolitisch motivierte Vorgaben können zwar zulässig sein, obwohl sie freihandelshemmend sind. Regelungen, die direkt auf den Schutz des inländischen Markts zielen, sind jedoch immer problematisch.
- Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom würde die ausländischen Produzenten im Vergleich zu den Schweizer Produzenten benachteiligen. Das Prinzip der Nichtdiskriminierung erfordert jedoch eine Gleichbehandlung von inländischen und ausländischen Stromproduzenten.
- Bessere Möglichkeiten, den vorliegenden Anliegen entgegenzukommen, bieten sich voraussichtlich im Rahmen einer fundierten Neuordnung des Abgabesystems, mit einer differenzierten Energieabgabe, wie sie im Rahmen der zweiten Etappe der Energiestrategie geprüft wird.
- Eine differenzierte Energieabgabe auf Strom könnte so ausgestaltet werden, dass auch die CO<sub>2</sub>-Belastung als Kriterium in die Berechnung der Abgabenhöhe einbezogen wird. Sie würde in diesem Sinne denselben Anliegen dienen, wie eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom und wäre mit dieser vergleichbar.
- Bei der differenzierten Stromabgabe würde der Grundsatz der Nichtdiskriminierung erfüllt sein, da im Gegensatz zur CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Graustrom für die Stromimporte keine CO<sub>2</sub>-Abgabe an der Grenze erhoben wird. Das heisst: Jede kWh – unabhängig davon, ob diese im Aus- oder Inland produziert wird –, wäre gleichermassen mit der Energieabgabe belastet. Der zollrechtliche Tatbestand würde damit wegfallen.
- Die Höhe der Belastung hängt dann von der Produktionstechnologie ab, mit der die Elektrizität (Erneuerbare, Fossile, Kernenergie) erzeugt worden ist → differenzierte Stromabgabe.
- Eine tatsächliche Verbesserung der Situation für die inländische Wasserkraft ist damit jedoch nicht gegeben, da der importierte Graustrom mit ausländischen Herkunftsnachweisen als grün deklariert werden kann. Erneuerbare Energien würden demnach nicht nur im Inland unterstützt.
- Flankierende Massnahmen mit grossem zeitlichen und administrativen Aufwand sind notwendig, um die Herkunftsnachweise aus dem Ausland WTO- und FHA-verträglich einzuschränken, so dass im grösserem Umfang die Inlandproduktion gefördert werden kann.



## 10. Bestehende Gesetze

Anbei eine Auflistung von bereits heute bestehender Massnahmen, welche bei der Förderung der Wasserkraft zur Verfügung stehen:

- Kein Wasserzins während der Baufrist (Art. 50, Abs. 1 WRG)
- Während der ersten 6 Jahre: Wasserzins nur im Verhältnis der wirklichen Nutzung (Art. 50, Abs. 2 WRG)
- Vorzeitige Konzessionserneuerungen möglich (Art. 58a, WRG)
- Restwertvereinbarungen bei Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen (Art. 67 Abs. 4 WRG)
- Beteiligungsmöglichkeiten der Kantone und Gemeinden (Wasserrechtsgesetze)
- Fördergelder für Sanierungsmassnahmen an Wasserkraftwerken (Art. 83a GschG; Art. 10 BGF; Art. 17d EnV)
- Schwall/Sunk-Ausgleichsbecken ohne Konzessionsänderung zur Pumpspeicherung zu nutzen (Art. 39a Abs. 4 GschG)