



13. August 2014

13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Neues Fördermodell Wasserkraft

Bericht zuhanden der UREK-N

Inhaltsverzeichnis

1. AUSGANGSLAGE	3
1.1. GRUNDLAGEN ZUR ERFÜLLUNG DES AUFTRAGS.....	3
2. MODELL ZUR FÖRDERUNG NEUER WASSERKRAFTWERKE	4
2.1. KOSTEN/NUTZEN EINSPEISEPRÄMIE FÜR <i>NEUE</i> KLEINWASSERKRAFTWERKE.....	4
2.1.1. <i>Modellbeschreibung</i>	4
2.1.2. <i>Ergebnisse der Abklärungen</i>	5
2.1.3. <i>Fazit</i>	6
2.2. KOSTEN/NUTZEN INVESTITIONSBEITRÄGE	7
2.2.1. <i>Modellbeschreibung</i>	7
2.2.2. <i>Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (installierte Leistung >10MW)</i>	7
2.2.3. <i>Investitionsbeiträge für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Kleinwasserkraftwerke</i>	8
2.2.4. <i>Fazit</i>	10
3. KOSTEN/NUTZEN DES VORLIEGENDEN FÖRDERMODELLS FÜR DIE WASSERKRAFT	11
ANHANG 1	15
ANHANG 2	18
ANHANG 3	19
ANHANG 4	23

1. Ausgangslage

Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) erteilte dem Bundesamt für Energie (BFE) Anfang Juli 2014 den Auftrag, ein Modell zur Förderung neuer Wasserkraftwerke (Gross- und Kleinwasserkraft) zu erarbeiten.

Dabei gelten folgende Vorgaben:

- Ab Schwelle x bis 10 MW, Einspeiseprämie für neue Wasserkraftwerke
- Als Gestehungskosten werden max. 23 Rp./kWh berücksichtigt. Der Bundesrat kann die Gestehungskosten der Teuerung anpassen.
- Unterhalb der Schwelle x: zulässig für Einspeiseprämie, sofern kein wesentlicher Eingriff in naturnahe Gewässer vorliegt.
- Neue Wasserkraftwerke oberhalb von 10 MW, sowie für alle Erneuerungen und wesentliche Erweiterungen: Investitionsbeiträge (Auszahlung in Tranchen, gebunden an Konditionen)
- Aus dem Netzzuschlag finanziert
- Beitrag der Kantone und gegebenenfalls der Gemeinden über Wasserzins: Befreiung von der Zahlungspflicht oder Zinsreduktion für eine gewisse Dauer in Bezug auf den geförderten Zubau.
- Beitrag der Kraftwerkseigner

1.1. Grundlagen zur Erfüllung des Auftrags

Beim Verfassen dieses Berichts stützte sich das BFE auf folgende Grundlagen:

- *Ausbauziel der Wasserkraftproduktion im Rahmen der Energiestrategie 2050*: Gemäss Artikel 2 des Entwurfs des Energiegesetzes (E-EnG) soll die durchschnittliche inländische Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft bis im Jahr 2035 bei mindestens 37,4 TWh liegen. Im Vergleich zur effektiven Jahresproduktion der Wasserkraft im hydrologischen Jahr 2009/2010 von 35,4 TWh bedeutet dies einen Nettozubau von rund 2 TWh. Die mittlere Produktionserwartung für das hydrologische Jahr 2013/2014 beträgt 36,1 TWh. Aktuell befinden sich um die 30 Wasserkraftwerke im Bau, die zu einer Erhöhung der mittleren Produktionserwartung für das hydrologische Jahr 2019/2020 auf 36,4 TWh führen. Berücksichtigt man zudem die aufgrund des revidierten Gewässerschutzgesetzes erwarteten Produktionseinbussen von 1,4 TWh, bedeutet dies einen zusätzlich erforderlichen Bruttozubau in der Höhe von 2,4 TWh bis 2035.
- Die Schaffung neuer Finanzhilfen wie *Bundesdarlehen* oder *Investitionsbeiträge* erfordert eine hinreichende Rechtsgrundlage.
- Die Berechnungen der Wirkung von *Investitionsbeiträgen für die Grosswasserkraft (>10 MW)* basieren auf den bereinigten Daten aus der Studie „*Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz*“¹. Die Aktualisierung drängte sich auf, da seit Publikation der Studie im Dezember 2013 aufgrund unternehmerischer und politischer Entscheide Vorhaben gestrichen werden müssen, da entweder ein positiver Investitionsentscheid getroffen wurde oder das Vorhaben aufgegeben worden ist. Die neuen Berechnungen sind in Anhang 1 aufgeführt.

Die wichtigsten Kennzahlen zu den Grosswasserkraftprojekten sind in folgender Tabelle aufgeführt:

¹ Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Bundesamt für Energie, Dezember 2013.

Anzahl Projekte	23 (25)
Investitionen inkl. Ersatzinvestitionen	6,0 Mrd. Fr. (6,7 Mrd. Fr.)
Zusätzliche Leistung	727 MW (851 MW)
Zusätzliche Produktion	2090 GWh (2617 GWh)
Gestehungskosten	14,9 Rp./kWh (14,1 Rp./kWh)

Tabelle 1 Bereinigte Zahlen aus der Studie "Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz" (in Klammer Wert in der Studie von Dezember 2013)

Zur Beurteilung des zu prüfenden Fördermodells liegen zudem folgende *Prämissen* zu Grunde:

- Es gilt die Annahme, dass Projekte (Neubau, Ausbau und Erweiterungen) nur dann realisiert werden, wenn der berechnete Nettobarwert für das Investitionsprojekt grösser oder gleich null ist (NPV>0). Ist dies der Fall, ist das Vorhaben wirtschaftlich².
- Die Realisierungswahrscheinlichkeiten von Projekten aufgrund anderer Faktoren wie z.B. der Umweltverträglichkeit wurden in den Berechnungen nicht berücksichtigt.
- Auch wurde darauf verzichtet, bei der Ausgestaltung des Fördermodells auch die Pumpspeicherwerke zu integrieren. Eine solche Förderung ist in der Energiestrategie 2050 nicht vorgesehen, zudem befinden sich mit Nant de Drance und Linth Limmern bereits zwei wichtige Werke in Bau.
- Begriffsdefinition: Unter dem Begriff Zubau werden alle erheblichen Erneuerungen/Erweiterungen sowie Neubauten von Klein- und Grosswasserkraftwerken verstanden. Der Zubau beinhaltet also die zusätzliche Produktion, welche über Neubauten und erhebliche Erneuerungen/Erweiterungen erzielt wird.

2. Modell zur Förderung neuer Wasserkraftwerke

2.1. Kosten/Nutzen Einspeiseprämie für *neue* Kleinwasserkraftwerke

2.1.1. Modellbeschreibung

- Für *neue Kleinwasserkraftwerke* soll die Förderwirkung untersucht werden, wenn die Leistungsgrenze bei 0 kW, 300 kW, 500 kW, 1000 kW und 3000 kW angesetzt wird. Die Leistungsgrenzen beziehen sich dabei auf die Bruttoleistung der Anlagen.
- Für erhebliche *Erneuerungen und Erweiterungen* von Kleinwasserkraftanlagen sind Investitionsbeiträge vorgesehen.
- Den Berechnungen zur Förderwirkung des Einspeiseprämiensystems bei der Kleinwasserkraft liegen *maximale Gestehungskosten von 23 Rp./kWh* zu Grunde.
- Aktuell gilt ein maximaler Vergütungssatz von 38 Rp./kWh über 20 Jahre, wenn die Anlage ab dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurde³.
- Die Daten für die Berechnung der Wirkung des *Einspeiseprämiensystems* sowie der *Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft* stammen aus einer Umfrage aus dem Jahr 2010 des BFE und

² 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.

³ Vgl. EnV Anhang 1.1 Ziff. 3.6

des Centre for Energy Policy and Economics (cepe) der ETH Zürich bei den Kraftwerksbetreibern. Diese Umfrage umfasst 128 Kraftwerke. Es bestehen keine Anhaltspunkte, dass sich die Gesteungskosten seither massgeblich verändert haben. Die aus diesen Auswertungen resultierenden Kosten und Produktionserwartung wurden hochgerechnet, um die Gesamtkosten des nachhaltig realisierbaren Potenzials gemäss Energiestrategie 2050 zu bestimmen. Weitere Erläuterungen zur Berechnung der Wirkung der Förderung für die Kleinwasserkraft finden sich in Anhang 2.

2.1.2. Ergebnisse der Abklärungen

Auf Basis der erwähnten Modellvorgaben und unter Berücksichtigung der vorhandenen Datengrundlagen hat das BFE die Förderwirkung untersucht. Nachfolgend sind die Auswertungen differenziert nach *Infrastrukturanlagen* sowie *Anlagen an Fliessgewässern* dargestellt. Bei den Infrastrukturanlagen – Wasserkraftwerke in Verbindung mit der Trinkwasserversorgung und Abwasseranlagen – handelt es sich überwiegend um Neuanlagen. Tendenziell sind diese Anlagen kleiner als jene an Fliessgewässern. Sie sind in der Regel ohne zusätzliche Eingriffe in Natur und Umwelt realisierbar. Infrastrukturanlagen sind daher kaum umstritten und können leicht realisiert werden. Deshalb ist im Entwurf des Energiegesetzes (E-EnG) vorgesehen, keine Untergrenze für Infrastrukturanlagen zu setzen.

Für neue Kleinwasserkraftanlagen zeigen die Auswertungen folgende Wirkung auf Anzahl geförderte Anlagen, zusätzliche Produktion, Kosten sowie den EnG-Zuschlag:

Infrastrukturanlagen <10 MW bei max. Gesteungskosten von 23 Rp./kWh				
<i>Untergrenze</i>	<i>Anzahl Anlagen</i>	<i>Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
keine Untergrenze	205	206	204	0.019
300 kW	50	154	108	0.010
500 kW	21	95	51	0.005
1000 kW	7	50	15	0.001
3000 kW	0	0	0	0

Tabelle 2 Förderwirkung bei Infrastrukturanlagen <10 MW, maximaler Vergütungssatz 23 Rp./kWh

Anlagen an Fliessgewässern <10 MW bei max. Gesteungskosten von 23 Rp./kWh				
<i>Untergrenze</i>	<i>Anzahl Anlagen</i>	<i>Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
keine Untergrenze	120	843	278	0.026
300 kW	78	829	249	0.024
500 kW	64	803	214	0.020
1000 kW	42	738	165	0.016
3000 kW	21	543	103	0.010

Tabelle 3 Förderwirkung bei Kleinwasserkraftanlagen an Fliessgewässern, maximaler Vergütungssatz 23 Rp./kWh

Die Tabelle 4 zeigt, wie sich die verschiedenen Untergrenzen für Kleinwasserkraftanlagen an Fliessgewässern bis 10 MW **in der Summe** mit Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze auf Produktion, Kosten und EnG-Zuschlag auswirken:

<i>Untergrenze (nur für Fliessgewässern)</i>	<i>Anzahl Anlagen</i>	<i>Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
keine Untergrenze	325	1049	482	0.045
300 kW	283	1035	453	0,043
500 kW	269	1009	418	0,039
1000 kW	247	944	369	0,035
3000 kW	226	749	307	0,029

Tabelle 4 Förderwirkung bei Kleinwasserkraftanlagen, maximaler Vergütungssatz 23 Rp./kWh, keine Untergrenze für Infrastrukturanlagen

Im Anhang 3 sind zudem die Berechnungen für die Wirkung der Förderung bei maximalen Gesteungskosten von 20 Rp./kWh, 25 Rp./kWh sowie 38 Rp./kWh tabellarisch aufgeführt.

2.1.3. Fazit

Kosten/Nutzen Einspeiseprämie

- *Infrastrukturanlagen* sind in der Regel ohne zusätzliche Eingriffe in Natur und Umwelt realisierbar. Sie sind daher kaum umstritten und können leicht realisiert werden. Deshalb ist im E-EnG vorgesehen, keine Untergrenze für Infrastrukturanlagen zu setzen.
- Werden *Anlagen an Fliessgewässern* ab einer Untergrenzen von **300 kW** Leistung sowie Infrastrukturanlagen ohne Leistungsgrenze mit einem Vergütungssatz von 23 Rp./kWh gefördert, ergibt sich in der Summe eine zusätzliche Produktion von 1'035 GWh zu Kosten von 453 Millionen Franken. Dies entspricht einem EnG-Zuschlag von 0,043 Rp./kWh.
- Liegt die Untergrenze bei **1000 kW** Leistung, wird eine zusätzliche Produktion von 944 GWh zu Kosten von 369 Mio. Franken erzielt. Dies entspricht einem EnG-Zuschlag von 0,035 Rp./kWh.
- Liegt die Untergrenze bei **3000 kW**, ergibt sich eine zusätzliche Produktion von 749 GWh zu Kosten von 307 Mio. Franken. Dies entspricht einem EnG-Zuschlag von 0,029 Rp./kWh.
- Beim Überprüfen des Vergütungssatzes von 23 Rp./kWh zeigen die Vergleiche mit Vergütungssätzen von 20 respektive 25 Rp./kWh, dass dabei nur unwesentlich mehr bzw. weniger zusätzliche Produktion anfallen würden.

2.2. Kosten/Nutzen Investitionsbeiträge

2.2.1. Modellbeschreibung

- Investitionsbeiträge werden im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 als neues Fördermodell für *erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Kleinwasserkraftwerken* vorgeschlagen.
- Zusätzlich sollen Investitionsbeiträge für den *Neu- und Ausbau von Grosswasserkraftwerken* geprüft werden.
- Durch die Investitionsbeiträge sollen die nicht-amortisierbaren Mehrkosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage reduziert werden. Zu deren Bestimmung müssen unter anderem Prognosen über die zukünftige Preisentwicklung vorliegen, die mit massgeblichen Unsicherheiten behaftet sind. Nachträgliche Korrekturen bei einer abweichenden Marktentwicklung wären zum Beispiel über Rückforderung möglich.
- Die Vermarktung des Stroms erfolgt durch den Betreiber über eine frei zu wählende Bilanzgruppe. Der ökologische Mehrwert (Herkunftsnachweis) kann ebenfalls durch den Betreiber verkauft werden.
- Wasserkraftanlagen sind komplex. Deshalb wird vorgeschlagen, die Investitionsbeiträge im Einzelfall festzulegen. Unter einer bestimmten Grenze können die Beiträge nach dem Referenzanlagenprinzip bestimmt werden. Investitionsbeiträge können jedoch auch über Auktionen festgelegt werden.
- Die Gebirgskantone und Gemeinden verzichten teilweise oder vollständig während 10 Jahren auf Wasserzinsen der zugebauten Produktion.
- Beitrag der Kraftwerkseigner über eine angemessene Eigenkapitalverzinsung.

2.2.2. Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (installierte Leistung >10MW)

Für die Berechnungen zu Investitionsbeiträgen für die Grosswasserkraft gilt die Annahme von einem maximalen Förderanteil von 40% der anrechenbaren Kosten. Dieser Anteil ist bereits im geltendem Energiegesetz (Art. 14. Abs 2, EnG) sowie im aktuellen Entwurf (Art. 59 E-EnG) festgehalten.

Bezogen auf die 23 Grosswasserkraftvorhaben, die das BFE in der bereinigten Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft betrachtet hat, würden Investitionsbeiträge demnach wie folgt wirken:

- Die Gesamtinvestitionen (inkl. Ersatzinvestitionen) für die Realisierung der 23 Vorhaben belaufen sich auf 6,0 Mrd. Franken.
- Davon sind rund 1,9 Mrd. Franken nicht amortisierbare Investitionskosten, die mit Investitionsbeiträgen abgegolten werden könnten.
- Würden Investitionsbeiträge im maximalen Umfang von 40% gesprochen, wären 13 der in der Studie untersuchten 23 Projekte wirtschaftlich.
- Damit könnte eine zusätzliche Produktion von 1'508 GWh/a erreicht werden.
- Die durchschnittlichen produktionsgewichteten Gestehungskosten dieser 13 Projekte betragen im Referenzszenario 12.02 Rp./kWh. Aufgrund der durch die Investitionsbeiträge reduzierten Kapitalkosten sinken die Gestehungskosten auf 10.95 Rp./kWh.
- Die 13 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.
- Die 13 Projekte erfordern Investitionsbeiträge in der Höhe von insgesamt rund 754 Millionen Franken. Daraus ergäbe sich über den Zeithorizont von 20 Jahren ein durchschnittlicher, jährlicher

Förderbedarf von 38 Millionen Franken, was einem Zuschlag auf das Übertragungsnetz von 0.071 Rp./kWh entspricht.

Verzichten die Kantone und Gemeinden zugleich während 10 Jahren auch auf (einen Teil der) Wasserzinsen *der zugebauten Produktion*, reduzierte sich die Höhe der Unterstützung über den Netzzuschlag um 151 Millionen Franken (100% Befreiung vom Wasserzins für die *zugebaute Produktion* während 10 Jahren) resp. um 78 Millionen Franken (50% Befreiung vom Wasserzins für die *zugebaute Produktion* während 10 Jahren). Bei einem temporären (Teil-)Verzicht auf Wasserzinsen stellt sich die Frage ob dies in späteren Jahren kompensiert werden soll.

Wiederum betrachtet über 20 Jahre fiel ein Förderbedarf von 30 bis 34 Mio. Franken an resp. müsste der EnG-Zuschlag um 0,057 bis 0.064 Rp./kWh erhöht werden. Für die bestehende Produktion fallen für die Kraftwerksbetreiber wie bisher Wasserzinsen an.

Die Eigentümer der Anlagen leisten einen angemessenen Beitrag, in dem die Eigenkapitalverzinsung auf einer angemessenen Höhe festgelegt wird. Der Bundesrat legt für die Wasserkraft die Methode zur Berechnung der anrechenbaren Kosten fest, auf deren Basis auch die Ansätze für die Investitionsbeiträge berechnet werden sollen.

Bedingungen			Wirkung			
Max. Anteil an Investitionskosten	Befreiung von Wasserzins		Anzahl Wasserkraftprojekte	Zusätzliche Produktion (GWh)	Höhe der Unterstützung (Mio. Fr.)	zusätzliche Einnahmen ⁴ (Mio. Fr. pro Jahr)
	Dauer	Höhe				
40%	10 Jahre	100%	13 (15)	1508 (2038)	603 (631)	19 (30)
40%	10 Jahre	50%	13 (15)	1508 (2038)	676 (709)	19 (30)
40%	0	0	13 (15)	1508 (2038)	754 (793)	19 (30)

Tabelle 5 Übersicht der Wirkung von Investitionsbeiträgen in Kombination mit einer Reduktion der Wasserzinsen (in Klammern die Zahlen der ursprünglichen Studie mit 25 Kraftwerken)

2.2.3. Investitionsbeiträge für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Kleinwasserkraftwerke

Erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Kleinwasserkraftwerke sollen über Investitionsbeiträge gefördert werden⁵. Es wird untersucht, welchen Einfluss verschiedene Leistungsuntergrenzen sowie verschiedene maximale Beitragsobergrenzen (in % der Investition) aufweisen.

A) Infrastrukturanlagen

Erweiterungen/Erneuerungen besitzen im Bereich der Infrastrukturanlagen keine grosse Bedeutung, da Infrastrukturanlagen erst in jüngerer Vergangenheit in grösserem Ausmass erstellt wurden und somit noch wenig Erneuerungsbedarf besteht. Für die Infrastrukturanlagen zeigen die Auswertungen folgendes Bild:

- Mit einem maximalen Beitragssatz von 40% ist kein Projekt realisierbar.
- Wird dieser auf 60% angehoben, können 19 Anlagen mit einer Jahresproduktion von 22 GWh gefördert werden. Dies würde 21 Mio. Franken kosten und einen EnG-Zuschlag von 0,002

⁴ Zusätzliche Einnahmen der Kantone aus Wasserzinsen nach Ablauf einer allfälligen Befreiung.

⁵ Die Erläuterungen zum E-EnG rechnen mit einem Investitionsbeitrag für Erneuerungen/Erweiterungen von Kleinwasserkraftwerke von 60% sowie mit einer Leistungsuntergrenze von 300 kW.

Rp./kWh bedeuten. Im E-EnG ist bei Erneuerungen und Erweiterungen von Infrastrukturanlagen keine Untergrenze vorgesehen.

- Ab einem maximalen Anteil von 60% an den Investitionen ist keine massgebliche Steigerung der Produktion sowie der Anlagenzahl zu erwarten.
- Eine Untergrenze grösser als 300 kW führt dazu, dass unabhängig vom Beitragssatz keine Anlagen mehr gefördert werden können.

B) Kleinwasserkraftwerke an Fliessgewässern

Erhebliche Erneuerungen/Erweiterungen bei Anlagen an Fliessgewässern werden in Zukunft an Bedeutung zunehmen, da eine Grossteil der Kraftwerke bis 2050 neu konzessioniert werden muss. Bei einem maximalen Beitragssatz von 60% liegt für Erneuerungen/Erweiterungen von Kleinwasserkraftwerken ein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis vor.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkungen von Investitionsbeiträgen auf Produktion, Kosten und EnG-Zuschlag bei unterschiedlichen Untergrenzen:

Kleinwasserkraftwerke an Fliessgewässern bis 10 MW, Beitragssatz von 60%				
<i>Untergrenze</i>	<i>Anzahl Anlagen</i>	<i>Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
keine Untergrenze	76	149	55	0.005
300 kW	38	146	54	0.005
500 kW	38	146	54	0.005
1000 kW	19	125	46	0.004
3000 kW	0	0	0	0

Tabelle 6 Auswirkungen von Investitionsbeiträgen für Kleinwasserkraft bis maximal 60% der anrechenbaren Kosten bei unterschiedlichen Untergrenzen

Die Variante mit einer Untergrenze von 300 kW für Kleinwasserkraftanlagen an Fliessgewässern entspricht dem Vorschlag des Bundesrates in der Energiestrategie 2050.

Einfluss des Wasserzinses auf die Kleinwasserkraft

Wasserkraftwerke, welche bis zu 1 Megawatt Bruttoleistung erbringen, sind von der Zahlung eines Wasserzinses befreit. Ab 2 Megawatt Bruttoleistung darf das Wasserzinsmaximum gemäss Art. 49 Abs.1 WRG erhoben werden. Zwischen 1 und 2 Megawatt Bruttoleistung ist ein linearer Anstieg vorgesehen. Deshalb besitzt das Instrument des befristeten Wasserzinserslasses für die Grosswasserkraft eine grössere Bedeutung als für die Kleinwasserkraft. Um eine Gleichbehandlung zu gewährleisten, gilt die temporäre Befreiung von den Wasserzinsen auch für die Kleinwasserkraft.

2.2.4. Fazit

Kosten/Nutzen Investitionsbeiträge

Grosswasserkraft

- Würden Investitionsbeiträge im maximalen Umfang von 40% gesprochen, wären 13 der in der Studie zur Grosswasserkraft in der Schweiz untersuchten 23 Projekte wirtschaftlich. Damit könnte eine zusätzliche jährliche Produktion von 1'508 GWh erreicht werden.
- Die 13 Projekte erfordern Investitionsbeiträge in der Höhe von insgesamt 754 Millionen Franken. Daraus ergäbe sich über den Zeithorizont von 20 Jahren ein durchschnittlicher, jährlicher Förderbedarf von 38 Millionen Franken, was einem Zuschlag auf das Übertragungsnetz von 0.071 Rp./kWh entspricht.
- Verzichten die Kantone vollständig oder teilweise (50%) auf die Erhebung von Wasserzinsen für die durch den Zubau erzielte zusätzlich Produktion während 10 Jahren, so fielen über einen Zeithorizont von 20 Jahren ein Förderbedarf von 30 bis 34 Millionen Franken an. Dies entspräche einem EnG-Zuschlag von 0,057 bis 0.064 Rp./kWh. Für die bestehende Produktion müssten die Kraftwerksbetreiber wie bisher Wasserzinsen bezahlen.
- Die Eigentümer der Kraftwerke sollen auch einen Beitrag leisten, indem die Höhe der Eigenkapitalverzinsung auf ein angemessenes Mass vorgegeben wird.

Kleinwasserkraft

- Im Bereich der *Infrastrukturanlagen* könnten mit einem maximalen Beitragssatz von 60% rund 19 Anlagen mit einer Jahresproduktion von 22 GWh gefördert werden. Dies würde über einen Zeithorizont von 20 Jahren 21 Millionen Franken kosten, was einem EnG-Zuschlags von 0,002 Rp./kWh entspricht.
- Bei einer Förderung von Kleinwasserkraftwerken an Fließgewässern mit einem Beitragssatz von 60% ist mit einer Förderuntergrenze von 300 kW nur marginal mehr an jährlicher Produktion abzuholen, als mit einer Untergrenze von 1000 kW (300 kW: 146 GWh; 1000 kW: 125 GWh). Dies würde über einen Zeithorizont von 20 Jahren zu Kosten in der Höhe von 54 Millionen Franken (300 kW) oder 46 Millionen Franken (1000 kW) führen. Die Erhöhung des EnG-Zuschlags würde 0.005 Rp./kWh (300 kW) oder 0.004 Rp./kWh (1000 kW) betragen.
- Für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen > 1000 kW ist zurzeit kein Potenzial vorhanden.

Investitionsbeiträge Grosswasserkraft und Kleinwasserkraft

- Die zusätzliche Produktion läge demnach – je nach Festlegung der Fördergrenze bei der Kleinwasserkraft – zwischen 1'530 GWh/a und 1'679 GWh/a.
- Die Kosten der Förderung beliefen sich zwischen 830 und 624 Millionen Franken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die bestehende Vorlage Investitionsbeiträge für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen bei der Kleinwasserkraft mit einer Untergrenze von 300 kW bereits vorsieht.
- Dies entspräche demnach einem **zusätzlichen EnG-Zuschlag** für die Förderung der Grosswasserkraft zwischen 0,064 Rp./kWh (Verzicht der Kantone auf Wasserzinsen) und 0,071 Rp./kWh (kein Verzicht der Kantone auf Wasserzinsen).
- Verzichten die Kantone und Gemeinden während 10 Jahren vollständig oder teilweise auf das Erheben von Wasserzinsen auf die durch den Neu- bzw. Ausbau erzielte zusätzliche Produktion, profitieren sie in den nachfolgenden Jahren von höheren Wasserzinseinnahmen. Dies vorausgesetzt, die Vorhaben wären ansonsten nicht umgesetzt worden.

3. Kosten/Nutzen des vorliegenden Fördermodells für die Wasserkraft

Nachfolgend sind verschiedene Varianten einer möglichen Förderung der Wasserkraft und deren Nutzen bzw. Kosten gemäss den Ausführungen in Kapitel 2 dargestellt.

Variante A

- Einspeiseprämie für neue Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze 300 kW, Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Einspeiseprämie für neue Infrastrukturanlagen < 10 MW installierter Leistung, Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Investitionsbeiträge für den Zubau von Grosswasserkraftwerken > 10 MW installierter Leistung, vollständiger Verzicht der Kantone auf das Erheben von Wasserzinsen auf die zusätzlich zu erzielende Produktion aus dem Zubau während den ersten 10 Betriebsjahren. Investitionsbeitrag 40%.
- Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze von 300 kW. Investitionsbeitrag 60%.
- Investitionsbeiträge für Erweiterungen und Erneuerungen von bestehenden Infrastrukturanlagen ohne Leistungsuntergrenzen. Investitionsbeitrag 60%.

Variante A	<i>Zahl der Anlagen</i>	<i>Zusätzliche Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
Einspeiseprämie für neue KWK >300 kW inkl. Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, maximale Gestehungskosten 23 Rp./kWh	283	1035	453	0,043
Investitionsbeiträge (40%) für Grosswasserkraft, inkl. Befreiung Wasserzins	13	1508	603	0,057
Investitionsbeiträge (60%) für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen KWK >300 kW und alle Infrastrukturanlagen	57	168	75	0,007
Summe	353	2711	1131	0,107

Variante B

- Einspeiseprämie für neue Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze 1000 kW, Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Einspeiseprämie für neue Infrastrukturanlagen < 10 MW installierter Leistung, Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Investitionsbeiträge für den Zubau von Grosswasserkraftwerken > 10 MW installierter Leistung, vollständiger Verzicht der Kantone auf das Erheben von Wasserzinsen auf die zusätzlich zu erzielende Produktion aus dem Zubau während den ersten 10 Betriebsjahren. Investitionsbeitrag 40%.
- Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze von 300 kW. Investitionsbeitrag 60%.

- Investitionsbeiträge für Erweiterungen und Erneuerungen von bestehenden Infrastrukturanlagen ohne Leistungsuntergrenzen. Investitionsbeitrag 60%.

Variante B	<i>Zahl der Anlagen</i>	<i>Zusätzliche Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
Einspeiseprämie für neue KWK >1000 kW, inkl. Infrastrukturanlagen, maximale Gestehungskosten 23 Rp./kWh	247	944	369	0,035
Investitionsbeiträge (40%) für Grosswasserkraft, inkl. Befreiung Wasserzins	13	1508	603	0,057
Investitionsbeiträge (60%) für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen KWK >300 kW und alle Infrastrukturanlagen	57	168	75	0.007
Summe	317	2620	1'047	0,099

Variante C:

- Einspeiseprämie für neue Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze 3000 kW, maximaler Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Einspeiseprämie für neue Infrastrukturanlagen < 10 MW installierter Leistung, Vergütungssatz 23 Rp./kWh
- Investitionsbeiträge für den Zubau von Grosswasserkraftwerken > 10 MW installierter Leistung, vollständiger Verzicht der Kantone auf das Erheben von Wasserzinsen auf die zusätzlich zu erzielende Produktion aus dem Zubau während den ersten 10 Betriebsjahren. Investitionsbeitrag 40%.
- Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Kleinwasserkraftwerke mit Leistungsuntergrenze von 300 kW. Investitionsbeitrag 60%
- Investitionsbeiträge für Erweiterungen und Erneuerungen von bestehenden Infrastrukturanlagen ohne Leistungsuntergrenzen. Investitionsbeitrag 60%.

Variante C	<i>Zahl der Anlagen</i>	<i>Zusätzliche Produktion (in GWh)</i>	<i>Kosten (in Mio. Fr.)</i>	<i>EnG-Zuschlag (Rp./kWh)</i>
Einspeiseprämie für neue KWK >3000 kW, inkl. Infrastrukturanlagen, maximale Gestehungskosten 23 Rp./kWh	226	749	307	0,029
Investitionsbeiträge (40%) für Grosswasserkraft, inkl. Befreiung Wasserzins	13	1508	603	0,057
Investitionsbeiträge (60%) für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen KWK >300 kW und alle Infrastrukturanlagen	57	168	75	0.007
Summe	296	2425	985	0,093

Anmerkungen:

- Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass bis 2035 die durchschnittliche Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft bei 37,4 TWh liegen soll. Für das hydrologische Jahr 2013/2014 liegt die mittlere Produktionserwartung bei 36,1 TWh⁶. Aktuell befinden sich um die 30 Wasserkraftwerke im Bau die zu einer Erhöhung der mittleren Produktionserwartung für das hydrologische Jahr 2019/2020 auf 36,4 TWh führen. Die Jahresproduktion aus Wasserkraft ist demnach bis 2035 um netto 1,0 TWh zu steigern. Berücksichtigt man die aus dem revidierten Gewässerschutzgesetz resultierenden Produktionseinbussen in der Höhe von 1,4 TWh, ist die Jahresproduktion aus Wasserkraft bis 2035 um Brutto 2,4 TWh zu steigern.
- Die in allen drei Varianten enthaltene Untergrenze von 300 kW für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen von Kleinwasserkraftanlagen an Fliessgewässern entspricht dem Vorschlag des Bundesrates in der Energiestrategie 2050. Ebenso die Förderung von Infrastrukturanlagen mit Investitionsbeiträgen ohne untere Leistungsgrenzen.
- Die Förderung der Kleinwasserkraft (Neubau, Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Werke) und der Infrastrukturen sind in der Form in der Energiestrategie 2050 vorgesehen (Einspeiseprämie, Investitionsbeiträge). Das heisst: Der entsprechende Kostenanteil der Förderung der Kleinwasserkraft / Infrastrukturen an den ausgewiesenen Gesamtkosten in den drei dargelegten Varianten sind in der Vorlage zur Energiestrategie 2050 bereits enthalten (EnG-Zuschlag 2,3 Rp./kWh).
- Neu hinzu kommen die Kosten für die Förderung der Grosswasserkraft, die je nach Beteiligung der Kantone (Verzicht Wasserzinsen) auf einen EnG-Zuschlag in der Höhe von 0,057 bis 0,071 Rp./kWh belaufen.
- Die Förderung der Grosswasserkraft hat bei einem Deckel von 2,3 Rp./kWh nur moderate Auswirkungen auf die übrigen Förderbereiche.
- Bei einer Erweiterung oder Erneuerung eines bestehenden Grosswasserkraftwerks kann der zugebaute Anlagenteil leicht Dimensionen annehmen, die vergleichbar sind mit jenen von kleineren Neuanlagen. In solchen Fällen stellt sich die Frage, ob es sich beim Vorhaben um eine zum Bezug eines Investitionsbeitrags berechnete Anlage oder aber um eine neue Kleinwasseranlage mit Anrecht auf die Teilnahme am Einspeiseprämiensystem handelt. Um eine solche Abgrenzung zwischen erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen einerseits und Neuanlagen andererseits sicherzustellen, legt der Bundesrat die entsprechenden Kriterien fest.
- Der maximale Umfang für Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft liegt bei 40%, jener für die Kleinwasserkraft bei 60%. Wenn sich bei der Einzelprüfung herausstellen sollte, dass eine Anlage mit einem Beitrag unterhalb der erwähnten Obergrenze wirtschaftlich wird, erhält sie nur diesen Betrag und nicht das Maximum.
- Zu beachten ist des Weiteren, dass heute ohne neues Fördersystem auch noch Projekte realisiert werden, die zu zusätzlicher Produktion führen – zum Beispiel das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) (etwas über 80 Mio. Fr. Investitionskosten für den Schweizer Anteil, wovon rund 60 Mio. Fr. aus dem Gewässerschutzfonds gesprochen wurden, +60 GWh)
- Ein Fördersystem, das die Grosswasserkraft mit einbezieht, wird zusätzlichen administrativen Aufwand benötigen, damit die Einzelfallprüfung durchgeführt werden kann. Bei der Vollzugsbehörde, dem BFE, werden zusätzliche Kosten anfallen. Diese wurden bisher noch nicht abgeschätzt und beziffert.

⁶ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013.

Das alternative Fördersystem für die Wasserkraft hat Auswirkungen auf das Management des EnG-Zuschlagsfonds:

- Sollen auch Grosswasserkraftwerke gefördert werden, fallen für wenige Projekte punktuell – und ungleich auf einzelne Jahre verteilt – hohe Investitionskosten an. Zudem bestünde die Gefahr, dass ohne Sonderregelung die Unterstützung der Grosswasserkraft aufgrund bestehender Wartelisten erst einige Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes greifen würde.
- Daher sollen die für Investitionsbeiträge an die Grosswasserkraft benötigten Mittel reserviert werden, nämlich maximal 0,1 Rp./kWh. Der gleiche Betrag ist heute bereits für die Geothermie-Garantien, die wettbewerblichen Ausschreibungen sowie die Entschädigungen bei Wasserkraftwerken reserviert.
- Mit diesem Vorgehen können kontinuierlich Mittel geäufnet werden, was die Handhabung des Zuschlagsfonds erheblich erleichtert, weil damit die grossen Schwankungen beim jährlichen Mittelbedarf ausgeglichen werden können.
- Der Mittelbedarf zur Förderung der Grosswasserkraft geht mit dieser Regelung zu Lasten jener Technologien, für die keine Mittel reserviert sind. Die bisherigen Reservationen würden jedoch ungekürzt beibehalten.

Anhang 1

Aktualisierung der Studie zu den Grosswasserkraftwerken

In der erwähnten Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz hat das BFE die Rentabilität von 25 Grosswasserkraftprojekten (>10 MW Leistung) untersucht.⁷ Es handelt sich um 13 Neubauprojekte und 12 Ausbauprojekte. 16 Projekte betreffen Laufwasserkraftwerke, 9 Projekte sind Speicherkraftwerke. Inzwischen ist der Investitionsentscheid für ein Grossprojekt gefallen und sind weitere Projekte aus unterschiedlichen Gründen weggefallen, so dass heute, Stand Ende Juli 2014, davon ausgegangen werden kann, dass mit den in der Studie betrachteten Vorhaben insgesamt eine Leistungserhöhung von 727 MW und eine Produktionssteigerung von 2'090 GWh bis 2035 zu erwarten sind. Mit dem positiv ausgefallenen Investitionsentscheid für das erwähnte Grossprojekt werden zusätzlich 12 MW Leistung sowie 57 GWh Produktion erzielt.

Ein grosser Teil der Investitionen fällt zwischen 2016 und 2020 an. Die erwähnten 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.

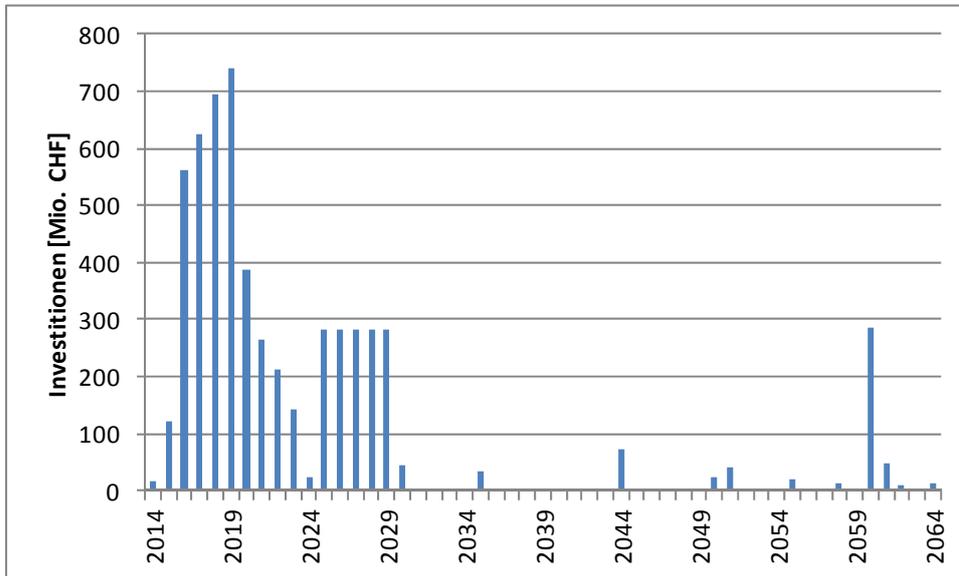
Die nachstehende Tabelle listet die wichtigsten Zahlen der bereinigten Grosswasserkraftprojekte auf (in Klammer; Originaldaten aus der Dezember Studie):

Anzahl Projekte	23 (25)
Investitionen inkl. Ersatzinvestitionen	6,0 Mrd. Fr. (6,7 Mrd. Fr.)
Zusätzliche Leistung	727 MW (851 MW)
Zusätzliche Produktion	2090 GWh (2617 GWh)
Gestehungskosten	14,9 Rp./kWh (14,1 Rp./kWh)

Tabelle 7 Bereinigte Zahlen "Perspektive Grosswasserkraft in der Schweiz"
(in Klammer Wert in der Studie von Dezember 2013)

⁷ Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Bundesamt für Energie, Dezember 2013.

Die nachstehende Grafik 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 (NPV⁸) 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 4 der 23 Projekte wirtschaftlich. Die durchschnittlichen gewichteten Gestehungskosten aller Kraftwerke mit Produktionserhöhung liegen bei 14,9 Rp./kWh und damit deutlich über den aktuellen Grosshandelspreisen für Bandstrom von 5 bis 6 Rp./kWh.⁹

⁸ 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.

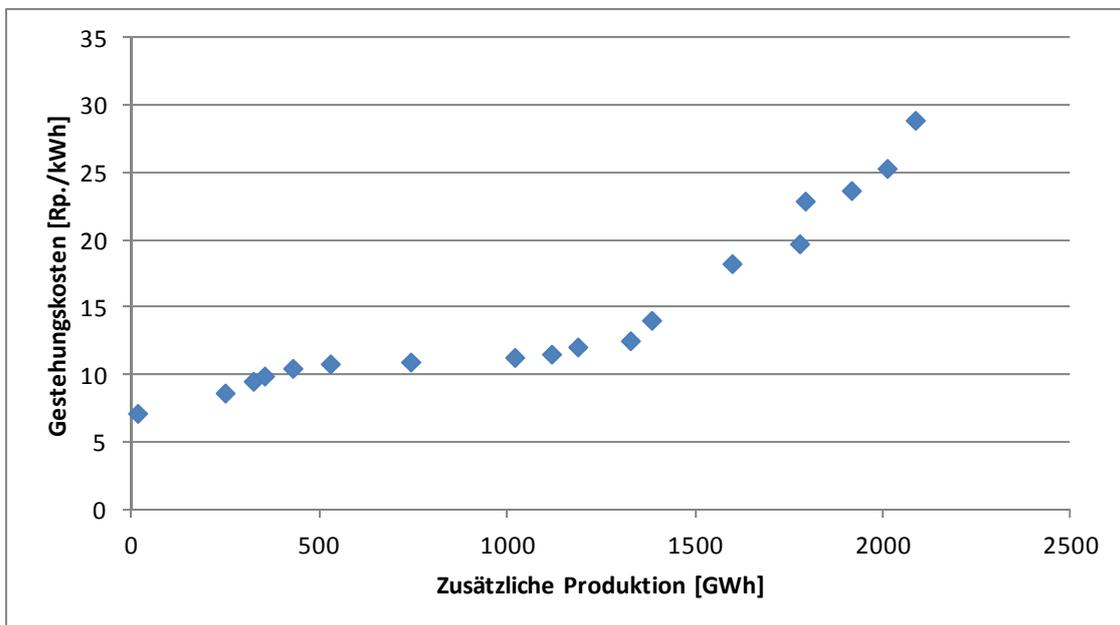
⁹ Vgl. dazu auch den "Bericht zuhanden der UREK-N zur Förderung der Wasserkraft vom 13. März 2014.

Die durchschnittlichen Gestehungskosten setzen sich wie folgt zusammen:



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

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

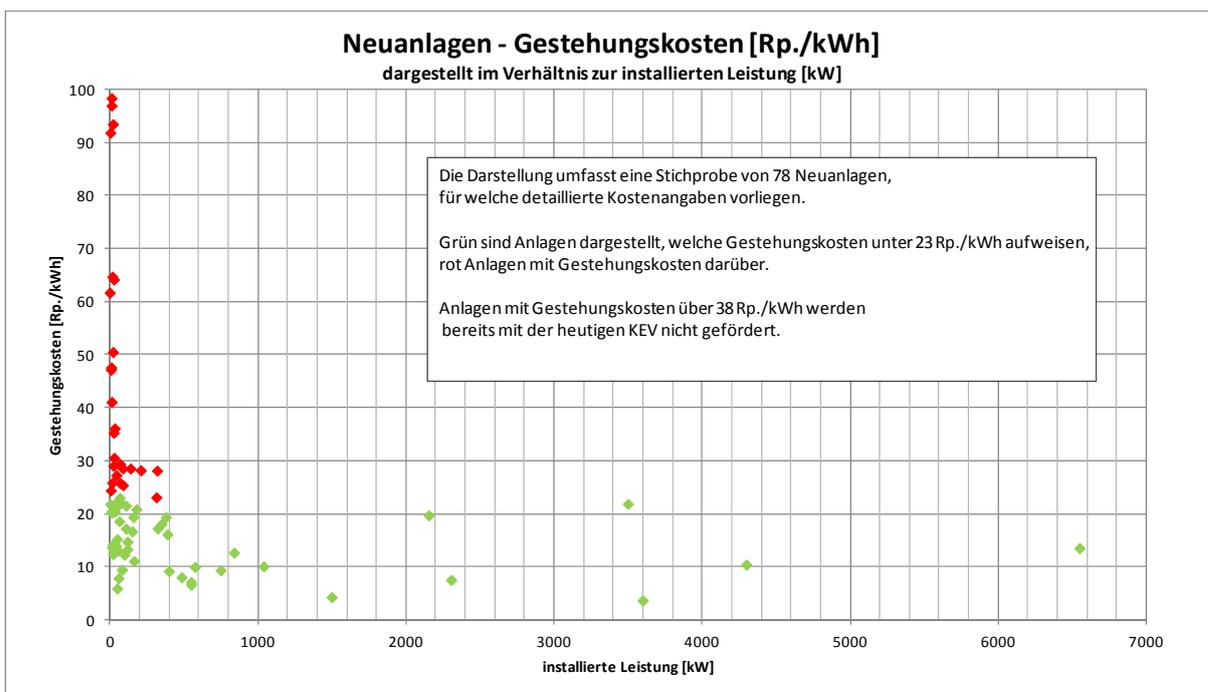


Grafik 3 Nach aufsteigenden Gestehungskosten summierte zusätzliche Produktion der Projekte mit Produktionserhöhung (ausgenommen zwei Projekte mit hohen Gestehungskosten, bei denen die Produktionserhöhung nicht im Vordergrund steht)

Anhang 2

Die Daten für die Berechnung der Wirkung des *Einspeiseprämiensystems* sowie der *Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft* stammen aus einer Umfrage aus dem Jahr 2010 des BFE und des Centre for Energy Policy and Economics (cepe) der ETH Zürich bei den Kraftwerksbetreibern. Diese Umfrage umfasst 128 Kraftwerke. Es bestehen keine Anhaltspunkte, dass sich die Gestehungskosten seither massgeblich verändert haben. Die aus diesen Auswertungen resultierenden Kosten und Produktionserwartung wurden hochgerechnet, um die Gesamtkosten des nachhaltig realisierbaren Potenzials gemäss Energiestrategie 2050¹⁰ zu bestimmen.

Die folgende Grafik zeigt die Gestehungskosten einer Stichprobe von 78 Kleinwasserkraftanlagen aus der erwähnten Datengrundlage (cepe/BFE), die in den vergangenen Jahren neu gebaut wurden:



Grafik 4 Gestehungskosten (Rp./kWh) für neue Kleinwasserkraftanlagen. Quelle: BFE/cepe

¹⁰ Bundesamt für Energie BFE, Juni 2012: Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050

Anhang 3

A) Einspeiseprämiensystem: Berechnungen mit weiteren maximalen Gestehungskosten

Bisheriger Vergütungssatz (38 Rp./kWh)

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	283	228	247	0.023
300kW	57	164	119	0.011
500 kW	21	95	51	0.005
1000 kW	7	50	15	0.001
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	149	858	305	0.029
300 kW	85	833	256	0.024
500 kW	64	803	215	0.020
1000 kW	42	738	165	0.016
3000 kW	21	543	103	0.010
Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	432	1'086	552	0.052
300 kW	368	1'061	503	0.048
500 kW	347	1'031	462	0.044
1000 kW	325	966	412	0.039
3000 kW	304	771	350	0.033

Tabelle 8 Förderwirkung Kleinwasserkraft, maximale Gestehungskosten 38 Rp./kWh

Obergrenze Vergütungssatz 25 Rp./kWh

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	219	216	216	0.020
300kW	57	164	119	0.011
500 kW	21	95	51	0.005
1000 kW	7	50	15	0.001
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	120	843	278	0.026
300 kW	78	829	249	0.023
500 kW	64	803	215	0.020
1000 kW	42	738	165	0.016
3000 kW	21	543	103	0.010

Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	139	1'059	494	0.047
300 kW	297	1'045	368	0.035
500 kW	283	1'019	431	0.041
1000 kW	261	954	381	0.036
3000 kW	240	759	319	0.030

Tabelle 9 Kleinwasserkraft, maximale Gestehungskosten 25 Rp./kWh

Obergrenze Vergütungssatz 20 Rp./kWh

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	149	197	182	0.017
300kW	50	154	108	0.010
500 kW	21	95	51	0.005
1000 kW	7	50	15	0.001
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	92	778	232	0.022
300 kW	71	771	219	0.021
500 kW	57	746	184	0.017
1000 kW	35	681	135	0.013
3000 kW	14	486	73	0.007
Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	241	975	414	0.039
300 kW	220	968	401	0.038
500 kW	206	943	366	0.035
1000 kW	184	878	317	0.030
3000 kW	163	683	255	0.024

Tabelle 10 Förderwirkung Kleinwasserkraft, maximale Gestehungskosten 20 Rp./kWh

B) Investitionsbeiträge für Erweiterungen/Erneuerungen

Maximaler Beitrag an Investition 40%

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	0	0	0	0.000
300kW	0	0	0	0.000
500 kW	0	0	0	0.000
1000 kW	0	0	0	0.000
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	38	146	54	0.005
300 kW	38	146	54	0.005
500 kW	38	146	54	0.005
1000 kW	19	125	46	0.004
3000 kW	0	0	0	0.000
Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	38	146	54	0.005
300 kW	38	146	54	0.005
500 kW	38	146	54	0.005
1000 kW	19	125	46	0.004
3000 kW	0	0	0	0.000

Tabelle 11 Förderwirkung Kleinwasserkraft, maximaler Beitrag an Investition 40%

Maximaler Beitrag an Investition 60%

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	19	22	21	0.002
300kW	19	22	21	0.002
500 kW	0	0	0	0.000
1000 kW	0	0	0	0.000
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	76	149	55	0.005
300 kW	38	146	54	0.005
500 kW	38	146	54	0.005
1000 kW	19	125	46	0.004
3000 kW	0	0	0	0.000

Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	95	171	76	0.007
300 kW	57	168	75	0.007
500 kW	57	168	75	0.007
1000 kW	38	147	67	0.006
3000 kW	19	22	21	0.002

Tabelle 12 Förderwirkung Kleinwasserkraft, maximaler Beitrag an Investition 60%

Maximaler Beitrag an Investition 80%

Untergrenze	Anzahl Anlagen	Produktion [GWh]	Kosten [Mio. CHF]	EnG-Zuschlag [Rp./kWh]
Infrastrukturanlagen				
0 kW	38	25	25	0.002
300kW	19	22	21	0.002
500 kW	0	0	0	0.000
1000 kW	0	0	0	0.000
3000 kW	0	0	0	0.000
Anlagen an Fliessgewässern				
0 kW	170	265	238	0.022
300 kW	76	243	207	0.020
500 kW	57	216	175	0.017
1000 kW	19	125	46	0.004
3000 kW	0	0	0	0.000
Summe (Infrastrukturanlagen ohne Untergrenze, Anlagen an Fliessgewässern mit Untergrenze)				
0 kW	208	290	263	0.025
300 kW	114	268	232	0.022
500 kW	95	241	200	0.019
1000 kW	57	150	71	0.007
3000 kW	38	25	25	0.002

Tabelle 13 Förderwirkung Kleinwasserkraft, maximaler Beitrag an Investition 80%

Anhang 4

Umsetzung des Fördersystems

Für die Umsetzung des im Bericht dargelegten Fördersystems müssen die Art. 19 E-EnG, Art. 22 EnG, Art. 28ff EnG, Art. 28, 30 und 33 EnG, Art. 38 E-EnG, entsprechend angepasst werden. Weitere Auswirkungen auf andere Artikel im E-EnG sind zu prüfen. Ebenso ist eine Anpassung des Art. 50ff im Wasserrechtsgesetz (WRG) notwendig.

Einspeiseprämie für neue Kleinwasserkraftwerke

Die Ausgestaltung der Einspeiseprämie entspricht derjenigen des in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 dargestellten Einspeisevergütungssystems.

Investitionsbeiträge

Das Vorgehen, welche Kleinwasserkraftanlagen Investitionsbeiträge für die erhebliche Erneuerung/Erweiterung erhalten, ist in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 festgehalten (S. 7679). Sie gelten auch für eine allfällige Förderung der Grosswasserkraft:

- Es soll der *Einzelfall* betrachtet werden. Dies bedingt eine ausreichend sichere Kostenschätzung. Projektanten können deshalb erst mit Vorliegen einer Baubewilligung ein Finanzierungsgesuch einreichen und eine Zusage (Verfügung) für Investitionsbeiträge erhalten.
- Mit der Anmeldung müssen sie detaillierte Projektunterlagen einreichen, welche den Nachweis der geplanten Investition (Detailkostenaufstellung) sowie des negativen NPV¹¹ erbringen.
- Der Detaillierungsgrad der Einzelfallprüfung sowie die Überprüfung der Daten kann je nach Grösse der Anlage und damit verbundenem finanziellem Engagement des Bundes angepasst werden.
- Für sehr kleine Anlagen ist zur Reduktion des administrativen Aufwandes die Festsetzung über Referenzanlagen denkbar.

Anspruchsberechtigte

Um Anspruch auf Investitionsbeiträge zu haben, muss der Werkbetreiber bzw. die zu fördernde Anlage verschiedene Kriterien erfüllen:

- *Anlagendefinition*: Laufwasser- und Speicherwerke
- *Alter der Anlage*: Anlagen, die erstmalig Investitionsbeiträge erhalten wollen, müssen seit der Erst-inbetriebnahme mindestens 20 Jahre Betrieb aufweisen.
- *KEV-geförderte Anlagen*: Anlagen, die bereits KEV erhalten, können vor dem Ablauf der KEV-Vergütungsdauer keine Investitionsbeiträge erhalten. Anlagen, die aus der KEV ausgetreten sind, können während der maximalen Vergütungsdauer der KEV keine Investitionsbeiträge erhalten.
- *Nutzungsrecht*: Das Wassernutzungsrecht (Konzession, ehehaftes Recht etc.) der Anlage (gesamte Produktion nach Erneuerung/Erweiterung) muss zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch für mindestens *30 Jahre* gesichert sein. Dies war für die KEV noch nicht zu regeln, da nur bezahlt wird, wenn effektiv Strom produziert wird. Bei Investitionsbeiträgen kann es vorkommen, dass die Konzession 10 Jahre nach Auszahlung abläuft und das Projekt aus irgendwelchen Gründen nicht neukonzessioniert werden kann, zB wegen Einsparungen oder neuen Umweltvorgaben.
- *Abgrenzung*: Was ist ein Neubau sowie erhebliche Erweiterung (oder Erneuerung)?

¹¹ NPV = net present value

- *Messgröße*: Produktionssteigerung
- *Kraftwerkseigner* leisten einen Beitrag, in dem sie zum Beispiel auf Dividendenzahlungen aus der Wasserkraft während der Zeit der Unterstützung verzichten.
- *Kantone* verzichten temporär auf Wasserzinsen (Zubau).

Festsetzungsmechanismus

Die Höhe der Investitionsbeiträge wird in der Einzelfallprüfung festgelegt. Dabei werden von der zuständigen Behörde folgende Kriterien beigezogen:

- Anrechenbare/nicht anrechenbare Kosten
- Definition einer Marktpreiskurve
- Projekte müssen einen Nettobarwert von <0 vorweisen (Kraftwerk wird ohne Investitionsbeitrag nicht realisiert).
- Angemessene Eigenkapitalrendite

Projektfortschrittmeldungen und Auszahlungsmodus

Um die Eintrittskriterien zu überprüfen und die vorgesehenen Zahlungstranchen frei zugeben, müssen verschiedene Projektfortschrittmeldungen eingereicht werden. Es sollen folgende Projektcharakteristiken kontrolliert werden können:

- Antragsgemässe Ausführung des Bauwerks
- Nachweis der effektiven Kosten
- Erreichen der prognostizierten Stromproduktion

Es sind je eine Projektfortschrittmeldung bei Inbetriebnahme (Nachweis des Produktionsbeginns, Auslösung erste Auszahlungstranche), bei Bauabschluss (Nachweis der definitiven Kosten, Auslösung der zweiten Auszahlungstranche) sowie eine Produktionsmeldung (Nachweis der Erfüllung der prognostizierten Mehrproduktion, Auslösung der dritten Tranche) vorgesehen. Die Auszahlungen erfolgen jeweils nach Erfüllung der Projektfortschrittmeldungen:

- Die erste Auszahlung (50%) erfolgt frühestens nach Inbetriebnahme.
- Die zweite Auszahlung (30%) nach dem ersten vollen Betriebsjahr und Nachweis der baulichen Bedingungen (Nachweis der definitiven nicht amortisierbaren Kosten, etc.)
- Die dritte und letzte Zahlung (20%) nach dem fünften vollen Betriebsjahr und Nachweis der Einhaltung sämtlicher Bedingungen (Produktionsmeldung).

Beim vorgesehenen Auszahlungsmodus stimmen die Finanzströme für die Erstellung der Anlage und diejenigen der Förderung zeitlich nicht überein. Die Betreiber werden die Kosten temporär fremdfinanzieren müssen. Auf Grund der vorhandenen Zusage der Investitionsbeiträge ist jedoch zu erwarten, dass diese Zwischenfinanzierung zu günstigen Konditionen erfolgen kann.

Die Investitionsbeiträge werden über eine zu bestimmende Anzahl Jahre (X) in drei Tranchen ausbezahlt. Verbessert sich das wirtschaftliche Umfeld in den X Jahren und die erwartete Rentabilität der Investition steigt, können die Zahlungen reduziert oder ganz gestoppt werden.

Rückzahlungsmechanismus

Wasserrechtskonzessionen für Wasserkraftanlagen werden in der Regel für einen Zeitraum zwischen 40 bis 80 Jahren erteilt. Die Entwicklung der Strompreise und damit auch die Rentabilität der Anlagen

kann auf diese lange Zeitspanne nicht vorausgesagt werden. Deshalb wird für den Fall einer deutlichen Erhöhung der Strompreise und einer damit verbundenen übermässigen Rendite des Wasserkraftwerks ein Rückzahlungsmechanismus für die Investitionsbeiträge vorgesehen.

Die Rückzahlungspflicht könnte an einen Schwellenpreis gekoppelt werden, die im Voraus festgelegt wird. Überschreitet der Marktpreis während einer zu definierenden Zeitspanne diese Schwelle, werden die Betreiber Rückzahlungspflichtig. Dieses Vorgehen bietet folgende Vorteile:

- Das Vorgehen sowie die Bedingungen ist bereits bei Vergabe der Investitionsbeiträge bekannt.
- Es müssen nicht periodisch bei den Betreibern Daten eingefordert werden.
- Das Verfahren ist unabhängig von der Betriebsbuchhaltung der Unternehmen.

Alternativ könnte die finanzielle Situation des Werks (Gewinnschwelle) für die Pflicht der Rückzahlung herangezogen werden (sobald das Werk Gewinn erzielt, muss ein zu bestimmender Prozentsatz des Gewinns zurückbezahlt werden). Dieses Modell weist jedoch verschiedene Probleme auf:

- Die finanziellen Ströme des betroffenen Werks (insbesondere bei Partnerwerken) von der Gesamtgesellschaft abzugrenzen, ist schwierig
- Controlling ist aufwändig
- Die buchhalterischen Rahmenbedingungen müssen im Voraus definiert werden (Dauer und Höhe der Abschreibungen, Energielieferpreise an Beteiligungsgesellschaften, etc.)

Betriebstüchtigkeit der Anlage und Rückforderungen

Es muss sichergestellt sein, dass unterstützte Anlagen über einen langen Zeitraum betriebstüchtig sind. Deshalb müssen die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit sowie die Bedingungen für eine (teilweise) Rückforderungen definiert werden. Gründe für eine Rückforderung können sein, dass die Betriebstüchtigkeit nicht mehr gegeben ist oder dass die Mindestproduktion über einen längeren Zeitraum nicht erreicht wird. Im Einspeiseprämiensystem stellt sich dieses Problem nicht, da die Vergütung nur ausbezahlt wird, wenn die Anlage Strom produziert. Werden zum Beispiel die Produktionsziele nicht erreicht, kann (ein Teil) der Investitionsbeiträge zurückgefordert werden.