

# GEPLANTE UNTERSTÜTZUNG UND FÖRDERUNG DER SCHWEIZER WASSERKRAFT

im Rahmen des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050

**Markus Flatt**

Dr. oec. HSG, Partner, Leiter Finanzen, Regulierung & Transaktionen  
EVU Partners AG, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch

**Thomas Marti**

Dr. sc. nat. ETH, Leitender Berater Strategie, Organisation & Energiewirtschaft  
EVU Partners AG, Aarau, thomas.marti@evupartners.ch

21. November 2016

---

## Lead

Die Wasserkraft in der Schweiz ist in den letzten Jahren unter wirtschaftlichen Druck geraten. Auslöser davon sind die gesunkenen Strompreise auf den europäischen Strommärkten, welche sich unmittelbar auf das Ergebnis der Wasserkraftwerke auswirken und mit dafür verantwortlich sind, dass heute ein relevanter Anteil der schweizerischen Wasserkraftwerke ihre Gestehungskosten nicht mehr decken können. Unter diesen Umständen hat der Gesetzgeber im Rahmen der Energiestrategie 2050 mehrere Massnahmen initiiert, die das Ziel haben, die wirtschaftliche Situation der Wasserkraft zu verbessern. Dieser Beitrag fasst die geplanten Massnahmen zusammen und versucht diese aus regulatorischer und ökonomischer Sicht einzuordnen.

---

## 1 EINLEITUNG

Die Wasserkraft hat für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft seit jeher eine herausragende Bedeutung und bildet seit ihrer Entstehung das Rückgrat der Stromproduktion in der Schweiz. Auch heute noch trägt die Wasserkraft mit 39.5 TWh rund 60% zur Inlanderzeugung bei und ist somit die dominierende Produktionstechnologie.<sup>1</sup>

Die Strommarktpreise sind in den letzten Jahren, abgesehen vom markanten Preisanstieg der jüngsten Vergangenheit, vornehmlich gesunken. Die Treiber hierfür sind insbesondere die Überkapazitäten im europäischen Kraftwerkspark, die gesunkenen Weltmarktpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle sowie der Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion in Europa. Zurzeit kostet eine

---

<sup>1</sup> Bundesamt für Energie (2015) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015.

Megawattstunde Strom in Deutschland 32.98 EUR in der Grundlast.<sup>2</sup> In der Schweiz sind die Preise zurzeit um rund 7 bis 12 EUR/MWh höher, was dem Zuschlag entspricht, der durch die beschränkten Importkapazitäten an der Nordgrenze erzeugt wird.<sup>3</sup> Insgesamt ist das Preisniveau signifikant tiefer als noch vor wenigen Jahren (Abbildung 1). Gleichzeitig ist auch die stündliche Volatilität der Marktpreise gesunken, was sich insbesondere auf hochflexible Kraftwerke negativ auswirkt. Ein Grossteil der Wasserkraftwerke kann bei diesen Marktpreisen die eigenen Gestehungskosten von durchschnittlich rund 6 Rp/kWh<sup>4</sup> nicht mehr decken.

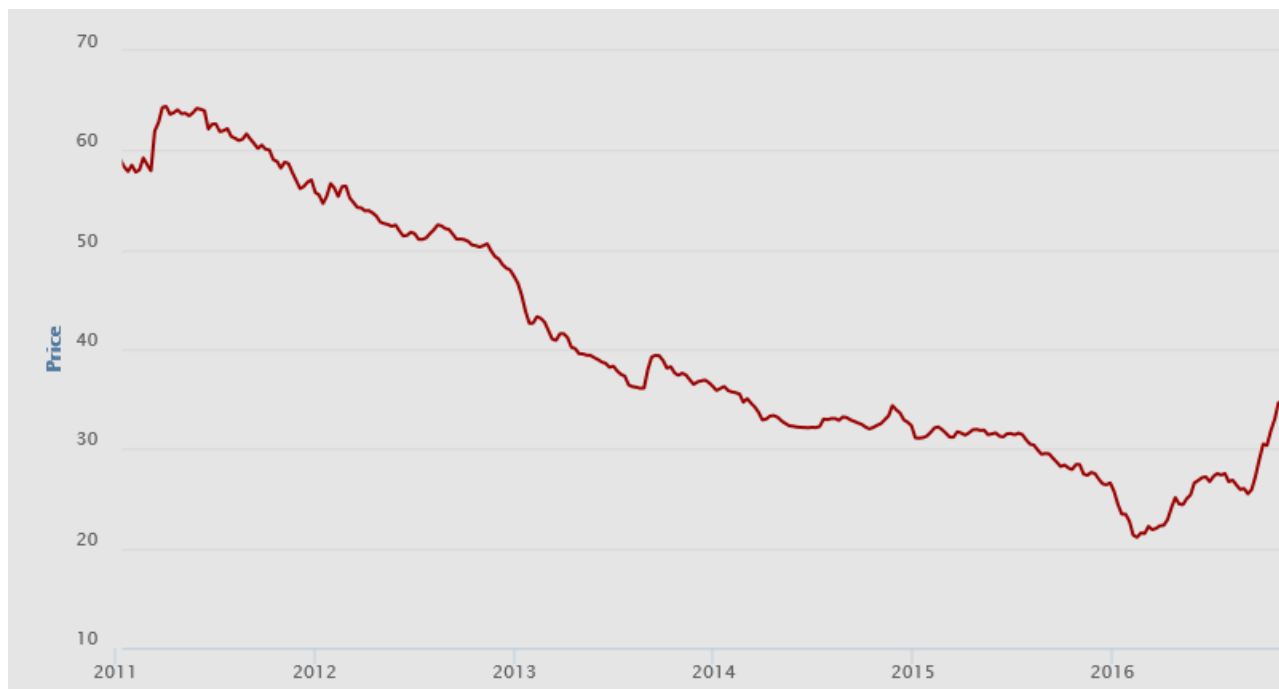


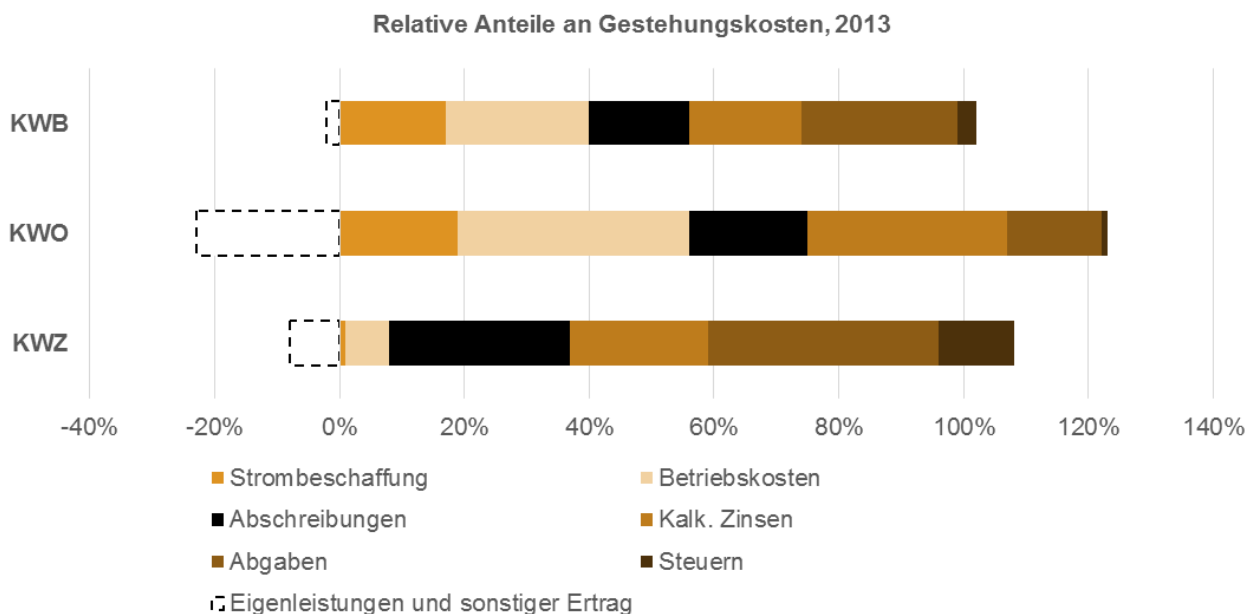
Abbildung 1 - Verlauf der Strompreise Cal17 Base am Grosshandelsmarkt in Deutschland (Quelle: EEX)

Die Kostenstruktur eines Wasserkraftwerks besteht zu einem hohen Anteil aus fixen oder zumindest kurzfristig nicht beeinflussbaren Kosten. Die relativen Kostenstrukturen drei beispielhafter Wasserkraftwerke, Kraftwerk Zervreila (KWZ, Hochdruck-Speicherwerk), Kraftwerke Oberhasli (KWO, Hochdruck Speicher-/Pumpspeicherwerk) und Kraftwerk Birsfelden (KWB, Niederdruck Laufwasserkraftwerk), sind in Abbildung 2 dargestellt. Dabei betragen bereits die weitgehend fixen Kapitalkosten (inkl. einem kalk. Zins von 5%) abhängig von der Altersstruktur je nach Kraftwerk 34–51%; hinzu kommen noch Betriebskosten im Umfang von 7–37%, die ebenfalls einen festen Anteil beinhalten, sowie Abgaben im Umfang von 15–37%, die als Wasserzinsen ebenfalls in der Konzession an die Kraftwerksleistung geknüpft und somit als fix zu betrachten sind.

<sup>2</sup> EEX Phelix Base für Kalenderjahr 2017, am 14. November 2016 (Settlement price). Erhältlich unter [www.eex.com](http://www.eex.com).

<sup>3</sup> Preis der Nordgrenze als Differenz der Marktpreise Deutschland und Schweiz für die Kalenderjahre 2017, 2018 bzw. 2019, jeweils Base: 11.43, 7.44 bzw. 6.83 EUR/MWh (EEX Settlementpreise per 14.11.2016).

<sup>4</sup> Werte für 2013, Kosten variieren je nach Kraftwerkstyp und Berechnungsansatz zwischen 4.7 und 7.4 Rp./kWh; vgl. BFE/CEPE (2014) Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Erhältlich unter [www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_876305500.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_876305500.pdf).



**Abbildung 2 - Generische Kostenstruktur von beispielhaft ausgewählten Wasserkraftwerken in der Schweiz<sup>5</sup>; die angegebenen Prozentwerte entsprechen den relativen Anteilen der Kostenblöcke gemäss Geschäftsbericht per 31.12.2013**

Es ist für ein Wasserkraftwerk somit nicht ohne weiteres möglich, seine Kosten kurzfristig zu senken und sich so den veränderten Marktbedingungen anzupassen. Ein Wasserkraftwerk, dessen Gestehungskosten über den aktuellen Marktpreisen liegen, kann deshalb aktuell nicht profitabel wirtschaften. Aufgrund des tiefen Marktpreises betrifft dies nicht mehr nur die neuen, verhältnismässigen teuren Wasserkraftwerke, sondern fast alle relevanten Grosskraftwerke in der Schweiz. Vor diesem Hintergrund sind die politischen Bestrebungen, auch die Grosswasserkraft im Sinne der Systemrelevanz und der Versorgungssicherheit zu unterstützen, zu verstehen. Dazu wurden in den letzten Monaten im Rahmen der Diskussionen des 1. Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 verschiedene Lösungsansätze diskutiert und konkrete Massnahmen letztlich vom Parlament auch verabschiedet. Diese geplanten Massnahmen werden nachstehend vertieft beleuchtet.

## 2 GRUNDSÄTZLICHES ZUR UNTERSTÜTZUNG VON WASSERKRAFTWERKEN

Die wesentlichsten Argumente für eine Unterstützung sind die Wichtigkeit der Wasserkraft für die Versorgung der Schweiz, deren Erneuerbarkeit sowie die Tatsache, dass andere Erzeugungstechnologien sowohl in der Schweiz als auch in der EU ebenfalls subventioniert werden.<sup>6</sup> Diese Argumente sind im nationalen Parlament mehrheitsfähig, wie die Diskussionen zu verschiedenen Unterstützungsansätzen gezeigt haben.

Gegen die Unterstützung von Wasserkraftwerken sprechen vor allem ordnungspolitische Argumente.<sup>7</sup> Tiefe, nicht mehr kostendeckende Marktpreise signalisieren ein Überangebot, das in einem „normalen“ Markt über kurz oder lang zur Stilllegung nicht mehr rentabler Kapazitäten führen würde. Dies wird durch die Stützungsmaßnahmen verhindert oder zumindest verzögert. Zweitens hat die Schweiz bereits einen sehr hohen Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion, so dass

<sup>5</sup> Vgl. EVU Partners AG (2015) Unterstützung bestehende Wasserkraft / Einzelfallprüfung. Erhältlich unter [www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier\\_id=06075](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075). Kraftwerksdaten gemäss öffentlich verfügbaren Geschäftsberichten.

<sup>6</sup> Vgl. Mijuk (2015) Schweizer Wasserkraft im Subventionsfieber. NZZ am Sonntag.

<sup>7</sup> Vgl. Meister (2014) Warum Wasserkraftwerke nicht subventioniert werden sollte. Avenir Suisse.

eine Diversifizierung mehr zur Versorgungssicherheit beitragen könnte als die Stützung von bestehenden Wasserkraftwerken oder Zuschüsse zum Ausbau der Wasserkraftkapazität. Drittens führt eine Subventionierung zur Fehlallokation von Mitteln, indem nicht die wirtschaftlichste, sondern eine politisch erwünschte Technologie unterstützt wird. Nicht zuletzt wird festgestellt, dass ein Konkurs von Kraftwerksgesellschaften bzw. im Extremfall deren Eigentümer nicht zu einer Stilllegung von Kapazitäten führen würde, sondern zu einer Weiterführung des Betriebs durch die übrigen Aktionäre<sup>8</sup> bzw. einem Verkauf der Anlagen an den Meistbietenden, wobei die bisherigen Eigentümer den Verlust zu tragen hätten. Eine Unterstützung sei deshalb auch aus Sicht der Versorgungssicherheit gar nicht nötig.

### 3 ÜBERSICHT ÜBER DIE GEPLANTEN UNTERSTÜTZUNGS- UND FÖRDERMASSNAHMEN AUF BUNDESEBENE

In der jüngeren Vergangenheit wurden politische Vorstösse auf verschiedenen Ebenen lanciert. Neben direkten Subventionen durch den Bund sind hier auch Lenkungssteuern auf den Import von „Dreckstrom“<sup>9</sup> und die Reduktion von Abgaben zu nennen. Der vorliegende Artikel fokussiert sich auf die Diskussion der Subventionsansätze, die sich in der Energiestrategie 2050 im Parlament letztlich auch durchgesetzt haben.

Die Unterstützungs- und Förderdiskussion auf Bundesebene wurde in den letzten Monaten auf zwei Ebenen geführt. Einerseits wurde eine Unterstützung von notleidenden Wasserkraftwerken vorangetrieben. Hier wurde zunächst der Ansatz verfolgt, eine Unterstützung an strenge Kriterien mit entsprechender Einzelfallprüfung zu knüpfen;<sup>10</sup> diese Lösung wurde in der Folge zugunsten einer mit weniger Aufwand umzusetzenden Lösung einer Marktprämie zurückgestellt.

Andererseits besteht auf Bundesebene ein Instrument zur Förderung von Investitionen in der Wasserkraft. Das Programm hat das Ziel, auch im aktuellen Marktumfeld nicht rentable Investitionen zu ermöglichen, indem es die „nicht amortisierbaren Mehrkosten“ (NAM) deckt. Hintergrund des Förderprogramms sind die Zubauziele für erneuerbare Energieproduktion im Rahmen der Energiestrategie 2050.<sup>11</sup>

#### 3.1 UNTERSTÜTZUNG VON BESTEHENDEN KRAFTWERKEN – MARKTPRÄMIE

Der nationalrätlichen Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK-N) ging eine reine Härtefallregelung zum Schutz von notleitenden Grosswasserkraftwerken zu wenig weit bzw. war die geplante Einzelfallprüfung in ihrer Anwendung zu kompliziert. Ein Unterstützungsmodell sollte Betreiber von Wasserkraftanlagen nicht erst kurz vor dem Konkurs retten, sondern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Schweizer Wasserkraft generell verbessern. In ihrer Sitzung vom November 2015 sprach sich die Mehrheit der UREK-N für ein einfacheres «Marktprämienmodell» aus, das Betreibern von Wasserkraftanlagen, deren Gestehungskosten über den Marktpreisen liegen und die Elektrizität am Markt verkaufen, eine Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh gewährt, die durch einen Beitrag von 0.2 Rp./kWh aus dem Netzzuschlag finanziert wird und auf

<sup>8</sup> Vgl. Dümmler (2016) Energiepolitik: Kein voreiliger Aktionismus. Avenir Suisse.

<sup>9</sup> Vgl. etwa Bäumle (2015) Parlamentarische Initiative 15.465. Erhältlich unter [www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20150465](http://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20150465).

<sup>10</sup> Vgl. EVU Partners AG (2015) Unterstützung bestehende Wasserkraft / Einzelfallprüfung. Erhältlich unter [www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier\\_id=06075](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075).

<sup>11</sup> Vgl. BFE (2012) Infoanlass Energiestrategie 2050. Erhältlich unter [www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_296287736.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_296287736.pdf).

5 Jahre befristet ist. Diese vom Nationalrat favorisierte Version setzte sich in der parlamentarischen Diskussion letztlich klar durch. Die nach der Schlussabstimmung im Parlament vorliegende Version des Marktprämienmodells findet sich in Art. 30 und 31 des neuen Energiegesetzes (nEnG).<sup>12</sup>

Anspruchsberechtigt sind Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW. Anspruchsberechtigt ist nur die Energie, die am Markt unter Gestehungskosten verkauft werden muss. Die Höhe der Unterstützung ist auf maximal 1 Rp./kWh limitiert<sup>13</sup> und läuft nach 5 Jahren aus.<sup>14</sup> Die Betreiber können die Anspruchsberechtigung an ihre Eigner übertragen, sofern letztere das Risiko tragen. Eine weitere Übertragung dieses Rechts an Energieversorgungsunternehmen, die den Strom über langfristige Verträge beziehen, ist ebenfalls möglich.<sup>15</sup> Es gilt der Grundsatz, dass die Anspruchsberechtigung auf diejenigen Energieversorgungsunternehmen eingeschränkt wird, die ein Kraftwerk betreiben bzw. direkt die finanziellen Risiken des Kraftwerks tragen. Dies ist in Abbildung 3 dargestellt.

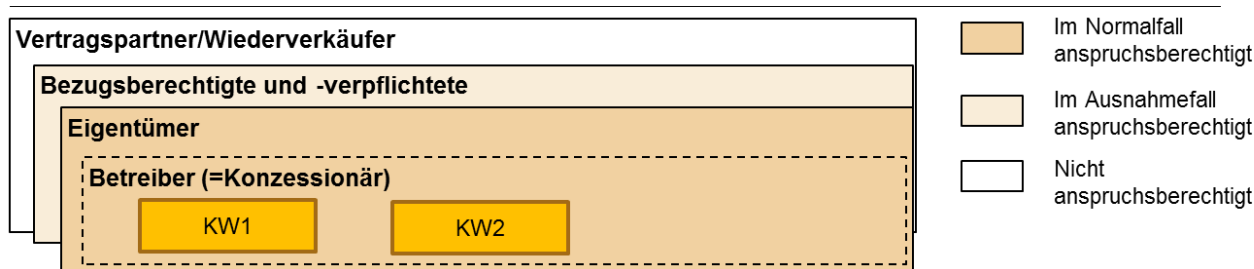


Abbildung 3 - Schema der Anspruchsberechtigung bei der Marktprämie

Art. 30 Abs. 3 nEnG hält fest, dass ein Anspruchsberechtigter mit einem Gesuch für alle sich in seinem Portfolio befindliche Energie Antrag stellen muss. Alternativ hätte auch ein kraftwerks-scharfer Ansatz verfolgt werden können. Hierbei hätte jeder Anspruchsberechtigte für jedes berechnete Kraftwerk einzeln Antrag gestellt; dieser Ansatz wurde jedoch aufgrund der komplizierteren Umsetzbarkeit verworfen.

Die Bestimmung der kostenseitigen Kenngrößen ist im vorliegenden Fall relativ einfach, da Gestehungskosten für alle einzelnen Kraftwerke eines Versorgers nach den Branchenvorgaben<sup>16</sup> verfügbar sind. Etwas schwieriger ist die Berücksichtigung der Ertragsseite. Hier wird eine einfache, aber dennoch genaue Methode zur Festlegung von Referenzerlösen benötigt. Weiter ist festzulegen, ob tatsächlich erwirtschaftete (ex-post) Erlöse oder zukünftig erwartete (ex-ante) Erlöse herangezogen werden, und welche Preisreferenz zur Bewertung eingesetzt wird. Die detaillierten Regelungen werden dabei an den Bundesrat delegiert.<sup>17</sup>

Art. 31 Abs. 1 nEnG legt fest, dass bei Anspruchsberechtigten mit Grundversorgungsauftrag nach Art. 6 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) die gesamte Menge der Grundversorgung von der Menge der Wasserkraft abgezogen werden muss. Dies entspricht einer rechnerischen Priorisierung der Wasserkraft in der Grundversorgung und setzt einen starken Anreiz, die Kosten der Wasserkraft auch effektiv in der Grundversorgung anzurechnen. In Art. 31 Abs. 3 nEnG wird zudem festgeschrieben, dass die Gestehungskosten der abgezogenen Menge immer in der Grundversorgung

<sup>12</sup> Vgl. neues Energiegesetz (2016) Version der Schlussabstimmung vom 29. September 2016. Erhältlich unter [www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2013/20130074/Schlussabstimmungstext%201%20NS%20D.pdf](http://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2013/20130074/Schlussabstimmungstext%201%20NS%20D.pdf).

<sup>13</sup> Art. 30 Abs. 1 nEnG.

<sup>14</sup> Art. 38 Abs. 2 nEnG.

<sup>15</sup> Art. 30 Abs. 2 nEnG.

<sup>16</sup> Vgl. VSE (2013) Kostenrechnungsschema Gestehungskosten KRSG-CH.

<sup>17</sup> Art. 30 Abs. 4 nEnG.

nach Art. 6 StromVG angerechnet werden dürfen. Dies hat Folgen über die geplante Unterstützung hinaus, da daraus eine technologiespezifische Kostenzuweisung in die Grundversorgung zugunsten erneuerbarer Energie<sup>18</sup> resultiert. Das neuste Bundesgerichtsurteil vom 20. Juli 2016<sup>19</sup>, das eine prioritäre Zuweisung von Eigenproduktion (und damit auch der Grosswasserkraft) zur Grundversorgung explizit als nicht konform mit Art. 6 Abs. 5 StromVG beurteilt und damit verhindert, steht mit dem neuen Gesetzestext komplett im Widerspruch. Inwiefern nun die neue energiepolitische Zielsetzung von Art. 31 nEnG oder die konsumentenschützende Absicht von Art. 6 Abs. 5 StromVG rechtlich für die Tarifierung in der Grundversorgung ab 2018 gelten soll, dürfte juristisch noch vertieft zu klären sein. Aus Sicht der Betreiber besteht das Risiko, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach Art. 31 nEnG die Grundversorgungsmenge rechnerisch abgezogen wird, jedoch die Anrechnung nach Art. 6 Abs. 5 StromVG letztlich nicht tarifwirksam erfolgen kann.

In Summe verfolgt das neue Energiegesetz einen pragmatischen Subventionsansatz, der einfache Umsetzbarkeit hoch priorisiert. Die Kehrseite davon ist ein gewisser Giesskanneneffekt, indem praktisch die gesamte Wasserkraft in der Schweiz, deren Energie nicht in der Grundversorgung abgesetzt werden kann, finanziell unterstützt werden dürfte, immer vorausgesetzt, dass das Marktpreisniveau nicht weiter ansteigt.

### 3.2 FÖRDERUNG VON INVESTITIONEN MITTELS EINMALIGEN BEITRÄGEN

Zur Erreichung der Zubauziele der Energiestrategie 2050 soll auch die Wasserkraft einen Beitrag leisten. Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktpreissituation ist ein Zubau ohne Förderung jedoch nahezu ausgeschlossen.<sup>20</sup> Das Parlament hat deshalb beschlossen, dass Neubauten von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW und erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen von bestehenden Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 300 kW mit Investitionsbeiträgen gefördert werden können.<sup>21</sup> Die benötigten Fördermittel stammen aus der bestehenden KEV-Abgabe (0.1 Rp./kWh für Grosswasserkraft<sup>22</sup>) bzw. muss noch festgelegt werden. Für die geplante Förderung gelten folgende Rahmenbedingungen:

- Es werden Anlagen ab 300 kW Leistung bis 10 MW Leistung mit maximal 60% der Investitionskosten gefördert. Grössere Anlagen erhalten maximal 40% der Investitionskosten.<sup>23</sup> Nicht förderbar sind Pumpspeicherkraftwerke.<sup>24</sup> Es werden nur Kraftwerke mit Inbetriebnahmedatum nach dem 1. Januar 2013 gefördert.<sup>25</sup> Eine Zusammenfassung der Anspruchsberechtigungen ergibt sich aus der Darstellung in Abbildung 4.

---

<sup>18</sup> Art. 31 Abs. 2 nEnG reduziert die abzuziehende Menge um die Mengen erneuerbarer Energie in der Grundversorgung, um weitere erneuerbare Energie nicht gegenüber der Wasserkraft zu benachteiligen.

<sup>19</sup> Für eine Zusammenfassung siehe Flatt (2016) Bundesgericht bestätigt die ElCom-Praxis hinsichtlich der Grundversorgung. Erhältlich unter [www.evupartners.ch/evu/wp-content/uploads/2016/08/20160817\\_EVUP\\_BGer-Urteil-zur-Grundversorgung\\_final.pdf](http://www.evupartners.ch/evu/wp-content/uploads/2016/08/20160817_EVUP_BGer-Urteil-zur-Grundversorgung_final.pdf).

<sup>20</sup> Für grundlegende Überlegungen siehe BFE (2014) Förderung neuer Wasserkraftwerke (Zubau). Erhältlich unter [www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier\\_id=06075](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075).

<sup>21</sup> Art. 24 Abs. 1 lit. b nEnG.

<sup>22</sup> Art. 36 Abs. 1 lit. b nEnG.

<sup>23</sup> Art. 26 Abs. 1 nEnG.

<sup>24</sup> Art. 24 Abs. 1 lit. b nEnG.

<sup>25</sup> Art. 24 Abs. 3 nEnG.

- Der Förderbetrag darf die „nicht amortisierbaren Mehrkosten“ (NAM) nicht überschreiten. Die NAM ergeben sich aus der Differenz zwischen den zukünftigen, kapitalisierten Gesteungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem zukünftig erzielbaren kapitalisierten Marktpreis.<sup>26</sup>
- Befristung der Förderung bis 2031.<sup>27</sup>
- Der Bundesrat wird die weiteren Details auf Verordnungsebene regeln müssen.<sup>28</sup>

	Wasserkraftanlagen mit einer Leistung (mechanische Bruttoleistung)	
	> 300 kW	>10 MW (exkl. Pumpspeicherkraftwerke)
Neues Kraftwerk	☒	☑
<u>Erhebliche Erweiterung</u> bei bestehenden Kraftwerken	☑ ▪ max. 60% der Investitionskosten oder NAM	☑ ▪ max. 40% der Investitionskosten oder NAM
<u>Erhebliche Erneuerung</u> bei bestehenden Kraftwerken	☑ ▪ max. 60% der Investitionskosten oder NAM ▪ Nach Möglichkeit soll bei Erneuerungen ein tieferer und begründbarer Ansatz bezüglich den Investitionskosten gelten	☑ ▪ max. 40% der Investitionskosten oder NAM ▪ Nach Möglichkeit soll bei Erneuerungen ein tieferer und begründbarer Ansatz bezüglich den Investitionskosten gelten
Keine erhebliche Erweiterung; Erneuerung vor Stichtag 2013; keine durch das BFE bewilligte Anlage	☒	☒
Finanzierung / Fördertöpfe	Die Fördermittel werden im Rahmen der Neugestaltung des Netzzuschlagsfonds festgelegt.	0.1 Rp./kWh für Grosskraftwerke vorgesehen (Art. 38b E-EnG)

Abbildung 4 - Übersicht der Anspruchsberechtigungen

Während die Begrifflichkeit bei einem Kraftwerksneubau klar ist, muss die Anspruchsberechtigung bei erheblichen Erneuerungen und erheblichen Erweiterungen noch im Detail definiert werden. Mögliche Differenzierungsmerkmale sind hier Prozentsätze der ursprünglichen Anschaffungswerte des Kraftwerks oder die ermöglichte Ausweitung der Elektrizitätsproduktion in Bezug auf Energiemenge oder Leistung. Eine Differenzierung der Fördersätze zwischen Erweiterungen und Erneuerungen wäre denkbar, um die Akzente entweder mehr auf Kapazitätserhöhung (Erweiterung) oder Kapazitätserhalt (Erneuerung) zu setzen.

Die Bestimmung des Förderbeitrags benötigt die folgenden Grundlagen:

- Die effektive Investitionssumme;
- Die mit der Investition zusammenhängenden, zukünftigen cashflow-relevanten Betriebskosten und allfällige Ersatzinvestitionen;
- Die erwarteten, mit der Investition direkt zusammenhängenden Erlöse.

Während der gesetzlich vorgeschriebene Anteil von 40% bzw. 60% an den Investitionskosten den Investitionsbeitrag gegen oben begrenzt (Maximalbetrag), errechnet sich der konkrete Förderbetrag im Einzelfall aufgrund der NAM. Die grösste Herausforderung dabei bietet die Festlegung der zukünftigen Erlöse. Wichtigster Treiber der erwarteten Erlöse ist die Preissituation am Strommarkt Schweiz, wobei als Referenz die Grosshandelspreise herangezogen werden. Dafür wird eine belastbare, auf konsensfähigen, konsistenten Annahmen beruhende Marktpreiskurve benötigt. Weil damit auch hochflexible Kraftwerke bewertet werden müssen, ist eine stündliche Auflösung der Kurve wichtig. Die Kurve muss Werte bis zum Ablauf der Konzession enthalten, d.h. über einen Zeitraum von bis zu 80 Jahren. Die Höhe der Kurve hängt dabei primär von den Grundannahmen

<sup>26</sup> Art. 29 Abs. 2 nEnG.

<sup>27</sup> Art. 38 Abs. 1 lit. b nEnG.

<sup>28</sup> Art. 26 Abs. 2 nEnG.



ab, wobei nicht nur der verfügbare Kraftwerkspark in der Schweiz und in Europa (heute und in der Zukunft) eine Rolle spielt, sondern auch die Grenzkosten der jeweils eingesetzten Produktionstechnologie. Diese hängen gerade bei fossilen Kraftwerken hauptsächlich von den Preisen der Primärenergieträger ab, welche auf regionalen (Erdgas, CO<sub>2</sub>) oder weltweiten (Erdöl, Steinkohle) Märkten gebildet werden. Entsprechend anspruchsvoll dürfte die Erarbeitung einer konsensfähigen Preiskurve sein.



Abbildung 5 - Schematische Darstellung der Berechnung der NAM

Basierend auf den entsprechenden Grundlagen und Annahmen werden die kapitalisierten freien Cashflows (vor Zinsen, nach Steuern) der Anfangsinvestition gegenübergestellt (vgl. Abbildung 5). Ein negatives Ergebnis entspricht einem negativen Nettobarwert und bedeutet, dass NAM vorliegen bzw. dass der Kraftwerksbetreiber die Investition ohne Subvention über die Konzessionsdauer aus heutiger Sicht nicht refinanzieren könnte und daher nicht ausführen würde. Entsprechend besteht in diesem Fall ein Anspruch auf einen Investitionsbeitrag gemäss Art. 26 nEnG. Übersteigen die kapitalisierten freien Cashflows jedoch die Anfangsinvestitionen (positiver Nettobarwert), so bestehen keine NAM und damit auch kein Anspruch auf einen Investitionsbeitrag.

Die Bestimmung von NAM ist im Fall von Neuanlagen rechnerisch relativ einfach, bei erheblichen Erweiterungen bzw. Erneuerungen muss die Berechnung differenziert angegangen werden. Bei Erweiterungen müssen Cashflows der Erweiterung von jenen der bestehenden Anlage getrennt betrachtet werden, da andernfalls der betrachtete Ertrag zu hoch ausfällt und somit die NAM zu tief berechnet werden. Analog muss bei Erneuerungen die bestehende Anlage bis zum erwarteten Stilllegungszeitpunkt in die Berechnung einbezogen werden. Entsprechend aufwändig wird die gesetzlich vorgegebene Einzelfallprüfung für die Investitionsbeiträge bei der Grosswasserkraft ausfallen müssen.

#### 4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die aktuelle Notlage der Wasserkraftwerke ist grundsätzlich unbestritten. Es ergeben sich daraus aber Widersprüche und Komplexitäten. So muss die Unterstützung der Wasserkraft, die mit dem neuen EnG verankert werden soll, mit dem im StromVG geregelten, nur auf teilweiser Öffnung basierenden Strommarktmodell in Einklang gebracht werden. Dieses sieht bereits vor, dass die Gestehungskosten der Produktion an die gebundenen Kunden anteilmässig abgewälzt werden können. Das führt zu Abgrenzungsproblemen, wenn ein Kraftwerk gleichzeitig im Besitz mehrerer Gesellschaften ist, von denen einige Verpflichtungen in der Grundversorgung haben, andere aber nicht. Ebenso muss beachtet werden, dass Versorger in der Regel einen Kraftwerkspark betreiben, aus dem sie einerseits die Grundversorgung decken, andererseits aber auch ihr Marktportfolio alimentieren. Diese Konstellationen machen die Umsetzung zur Herausforderung, die zwar konzeptionell lösbar ist, im Detail jedoch zu einigen Diskussionen und allenfalls Rechtsstreitigkeiten führen könnte. Das aktuelle Bundesgerichtsurteil zur Grundversorgung dürfte diesbezüglich einen Vorschmack darauf geben.



Bei der Unterstützung selber bildet die Definition der Anspruchsberechtigung eine zentrale Herausforderung. Die meisten Produktionsanlagen in der Schweiz sind Partnerwerke und somit reine „Cost Center“, ohne dass sie finanzielle Risiken tragen würden. Diese liegen bei den Eigentümern oder bei von diesen vertraglich gebundenen Versorgern. Die Eigentümerschaft eines Kraftwerks kann aus direkt beteiligten EVU, Energiehandelsunternehmen, reinen Finanzgesellschaften und der öffentlichen Hand (Kantone, Gemeinden) bestehen. Mehrstufige Besitzverhältnisse führen zu Abgrenzungsproblemen beim Anspruch und der Verteilung der Unterstützungsgelder, auch im Zusammenhang mit der oben beschriebenen Ausscheidung der Grundversorgung. Auch hier gilt, dass das Thema zwar konzeptionell lösbar ist, im Einzelfall aber erheblicher Klärungsbedarf resultieren dürfte.

Weiter zeigt die Ausrichtung der Unterstützung den klassischen Konflikt zwischen der Einfachheit der Umsetzung und einer gezielten Unterstützung. In der parlamentarischen Diskussion hat sich hier mit der Marktprämie eindeutig der Anspruch der Einfachheit durchgesetzt, was aus verwaltungsökonomischer Sicht zu begrüssen ist. Die Kehrseite besteht aber darin, dass keine wirklich gezielte Unterstützung mehr möglich ist. Die vorhandenen, limitierten Mittel werden eher mit der „Giesskanne“ verteilt, so dass zwar viele Kraftwerke profitieren werden, die wirklich Notleidenden jedoch zu wenig Mittel erhalten, um die wirtschaftliche Notlage nachhaltig zu verbessern.

Alle Unterstützungs- und Fördermassnahmen sind Teil des ersten Pakets der Energiestrategie 2050, welches durch das Parlament verabschiedet, gegen das aber ein Referendum angekündigt wurde. Die endgültige Entscheidung über die Unterstützung und Förderung der Wasserkraft wird also erst im kommenden Jahr an der Urne fallen. Insbesondere die Gebirgskantone, die Konzessionsgemeinden und die Kraftwerksbetreiber dürften sich nicht zuletzt aufgrund dieser Subventionen für die Energiestrategie 2050 einsetzen.