

Bundesrat  
GS-UVEK  
Kochergasse 6  
3003 BernIhre Kontaktperson  
Dr. Urs Meister  
Telefon: 0041 58 4775641  
[urs.meister@bkw.ch](mailto:urs.meister@bkw.ch)

Bern, 03. 05 2017

**Stellungnahme zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zu den Änderungen auf Verordnungsstufe zur Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 äussern zu dürfen.

Die BKW begrüsst grundsätzlich die Energiestrategie 2050. Allerdings möchten wir auf verschiedene kritische Aspekte bei deren Umsetzung im Rahmen der Verordnungen hinweisen. Die folgenden, aus unserer Sicht sehr schwerwiegenden Punkte möchten wir besonders betonen:

*Rückliefervergütung (Art. 13 EnV):* Die Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien zu Preisen in der Höhe der Grundversorgungstarife würde bei Netzbetreibern mit Eigenproduktion einseitig Verluste verursachen. Um damit verbundene Markt- und Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, sollte sich die Vergütung an den Marktpreisen orientieren.

*Investitionsbeitrag Grosswasserkraft (Art. 55 und 63 EnFV):* Die Regelungen zur Vergabe und Festlegung der Investitionsbeiträge wären für die Investoren mit zu grossen Unsicherheiten verbunden. Um die beabsichtigten Investitionsanreize zu schaffen, braucht es höhere Sicherheit über die effektive Höhe des Investitionsbeitrags.

*Intelligente Messsysteme (Art. 8a StromVV):* Ein zwingender flächendeckender Smart-Meter-Rollout würde hohe Kosten verursachen, während der volkswirtschaftliche Nutzen sehr unsicher wäre. Anstelle von rigiden technischen Vorgaben sollte der Bundesrat lediglich Minimalanforderungen an die Messdaten und einen ungehinderten Datenzugang für die Endkunden vorschreiben.

*Netztarifierung (Art. 18 StromVV):* Die starren Vorgaben zur Netztarifierung würden die Flexibilität bei der Kundengruppen-Einteilung und Netztarifgestaltung unnötig

behindern. Durch höhere Tarifflexibilität könnte eine verursachergerechtere Netzkostentragung und damit eine effizientere Netzinfrastruktur gefördert werden.

Die beiliegende Stellungnahme sehen wir als konstruktiven Input für eine effizientere und marktnähere Umsetzung der ES2050. Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG  
Konzernsteuerung

Dr. Antje Kanngiesser  
Leiterin Konzernsteuerung

Dr. Urs Meister  
Leiter Regulierungsmanagement

## BKW-Stellungnahme zu den Änderungen auf der Verordnungsstufe im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050

Bern, 03.05.2017

### Totalrevision der Energieverordnung (EnV)

#### Art. 6 Abs. 2 – Meldepflicht der Anlagendaten durch den Netzbetreiber

Bei Inbetriebnahme von Anlagen, die weder über ein intelligentes Messsystem noch über eine Lastgangmessung verfügen, muss der Netzbetreiber der Vollzugsstelle die Anlagendaten melden. Diese Meldung führt zu Mehraufwand beim Netzbetreiber, der nicht nötig ist: Bei der Gesuchstellung für die Einspeisevergütung durch den Anlagenbetreiber werden die Anlagendaten bereits erfasst. Die Meldepflicht für Anlagendaten liegt grundsätzlich beim Anlagenbetreiber.

#### **Antrag**

Abs. 2 streichen

~~<sup>2</sup>Zudem müssen sie der Vollzugsstelle bei der Inbetriebnahme solcher Anlagen die Anlagendaten melden.~~

#### Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

Zu Abs. 1b und 2b: Eine Anlage ist voll steuerbar, wenn sie einen Speicher aufweist. Die Anforderung von 800 Stunden Vollbetrieb entspricht über 30 Tage Stauinhalt. Aufgrund der hohen Bedeutung von Speichermöglichkeiten sollten auch kleinere Neuanlagen im Sinne der Energiestrategie 2050 von nationalem Interesse sein. Daher sollen bereits Wochenspeicher (ca. 200 Stunden Vollbetrieb) als voll steuerbare Anlage im nationalen Interesse gelten.

Zu Abs. 2: Korrektur, denn der Begriff "durch" würde eine Leistungssteigerung um 10 GWh p.a. bedeuten.

Zu Abs. 4: Präzisierung nötig, wonach sich die Leistung auf die Pumpenleistung bezieht. Und falls natürliche Zuflüsse eine Turbinierung ermöglichen, so gilt für diesen Anteil Art. 8 Abs. 1 resp. Abs. 2.

Einfügung Abs. 5: Erläuterung BFE: "Teil"-Anlagen einer Kaskade gelten dann als selbständige Anlage, wenn sie unabhängig von den anderen "Teil"-Anlagen der Kaskade betrieben werden können. Falls die "Teil"-Anlagen nicht unabhängig betrieben werden kann, so gilt die Kaskade als eine Anlage. Die Definition und Querverweis auf EnFV fehlt in der Verordnung.

#### **Anträge**

<sup>1 b</sup> eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens ~~800~~ 200 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.

<sup>2</sup> Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie ~~durch~~ nach die der Erweiterung oder Erneuerung:

<sup>2 b</sup> eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh und über mindestens ~~400~~ 100 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen.

<sup>4</sup> Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn die Pumpen über eine installierte Leistung von mindestens 100MW verfügen. **Das nationale Interesse der Produktion aus natürlichen Zuflüssen wird gemäss Art 8 Abs. 1 oder Abs. 2 beurteilt.**

<sup>5 (neu)</sup> Anlagen einer Kaskade gelten dann als selbständige Anlage, wenn sie unabhängig von den anderen Anlagen der Kaskade betrieben werden können. Falls die Anlagen einer Kaskade nicht unabhängig betrieben werden können, so gilt die Kaskade als eine Anlage (Anhang 1.1. Ziff. 1 EnFV)

### **Art. 10 Ausschluss nach Art. 12 Abs. 2 EnG**

Im Artikel 12 Absatz 2 EnG bezieht sich der Ausschluss explizit auf neue Anlagen (Auszug aus Artikel 12 Absatz 2 EnG: *"In Biotopen von nationaler Bedeutung nach Artikel 18a NHG und in Wasser- und Zugvogelreservaten nach Artikel 11 des Jagdgesetzes vom 20. Juni 1986 sind neue Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ausgeschlossen."*). Bestehende Anlagen und allfällige Erneuerungen und Erweiterungen sind somit zulässig. Eine Einschränkung würde der Energiestrategie 2050 widersprechen.

#### **Antrag**

Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene und auf Dauer angelegte Einrichtungen, die innerhalb des Perimeters eines Biotops von nationaler Bedeutung oder innerhalb einem Wasser- und Zugvogelreservat in bestimmter fester Beziehung zum Erdboden **neu zu stehen kommen. Bestehende Anlagen und allfällige Erweiterungen von bestehenden Anlagen sind zulässig.**

### **Art. 12 Abzunehmende und zu vergütende Energie**

Abs. 1: Gemäss Art. 12 Abs. 1 besteht für den Produzenten die Möglichkeit, entweder (a) die am Ort der Produktion produzierte Energie selbst zu verbrauchen oder Dritten zum Eigenverbrauch zu überlassen, oder (b) die gesamte produzierte Energie dem Netzbetreiber zu veräussern. Die Abnahme- und Vergütungspflicht bezieht sich im Fall (a) auf die Überschussproduktion, im Fall (b) auf die Nettoproduktion. Dazu räumt Abs. 3 dem Produzenten die Möglichkeit ein, alle drei Monate zwischen diesen Vergütungsarten zu wechseln.

Die unter Punkt a) beschriebene Regelung gilt dabei auch für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch nach Art. 17 Abs. 1 EnG. Hinter demselben Netzanschluss kann der Zusammenschluss über mehrere Anlagen verfügen. Der Zusammenschluss gilt gemäss Art. 18 Abs. 1 EnG als ein einziger Endverbraucher und verfügt über einen einzigen Messpunkt gegenüber dem Netzbetreiber, sodass der Netzbetreiber nur ein Vertragsverhältnis mit dem Zusammenschluss eingehen kann. Die einzelnen Produzenten innerhalb des Zusammenschlusses sind dem Netzbetreiber nicht bekannt, er erhält keinen Einblick in das Innenverhältnis des Zusammenschlusses. Ein Vertragsverhältnis zwischen dem Netzbetreiber und einzelnen Produzenten innerhalb des Zusammenschlusses kann damit nicht aufgebaut werden.

Der Absatz sollte folglich dahingehend modifiziert werden, dass Produzenten die dezentral erzeugte Energie dem Zusammenschluss abzugeben haben. Dafür treffen gemäss Art. 17 Abs. 1 EnG Grundeigentümer und Anlagenbetreiber Vereinbarungen. Der Zusammenschluss wiederum gibt die Überschussenergie am gemeinsamen Netzanschluss an den Netzbetreiber.

ber ab. Eine entsprechende vertragliche Beziehung zwischen Grundeigentümer bzw. Zusammenschluss und Netzbetreiber ist konform mit der Vorgabe, dass der Zusammenschluss gegenüber dem Netzbetreiber über einen einzigen Messpunkt verfügt und zur Einrichtung des Eigenverbrauchs die gesamte Produktionsleistung am Ort der Produktion relevant ist (und entsprechend die hiermit produzierte Energiemenge auch zum Eigenverbrauch zur Verfügung stehen sollte). Die Aufteilung der Vergütung für die an den Netzbetreiber veräusserte Energie auf die einzelnen Produzenten obliegt dem Zusammenschluss.

Abs. 3: Die Regelung des Art. 12 Abs. 3 ist zu streichen.

#### **Antrag**

<sup>1</sup> Der Netzbetreiber hat abzunehmen und zu vergüten:

a. einer Produzentin oder einem Produzenten der einen Teil der produzierten Energie am Ort der Produktion (Art. 15) selber verbraucht oder dort einem oder mehreren Dritten zum Verbrauch überlässt (Eigenverbrauch): die dem Netzbetreiber angebotene Überschussproduktion. **Handelt es sich dabei um einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Art. 17 Abs. 1 EnG, tritt der Grundeigentümer als Vertragspartner des Netzbetreibers auf.**

b. einer Produzentin oder einem Produzenten, der die gesamte produzierte Elektrizität dem Netzbetreiber veräussert: die Nettoproduktion.

...

~~<sup>3</sup> Produzenten und Produzentinnen, die zwischen den Vergütungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b wechseln wollen, haben dies dem Netzbetreiber drei Monate im Voraus mitzuteilen.~~

#### **Art. 13 Abs. 1 - Vergütung**

Der Einbezug von Gestehungskosten bei der Ermittlung des Vergütungssatzes für Elektrizität aus erneuerbaren Energien ist sowohl aus rechtlicher als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht verfehlt und wird von der BKW klar abgelehnt. Die neue Regelung widerspricht dem Energiegesetz sowie der rechtskräftigen ECom-Verfügung (220-00007) vom 22. April 2016 und führt bei Netzbetreibern mit Eigenproduktion zu Verlusten, wodurch Markt- bzw. Wettbewerbsverzerrungen resultieren. Zudem ist die Regelung nicht konform mit einer vollständigen Marktöffnung.

Art. 15 Abs. 3 Bst. a des neuen Energiegesetzes sieht vor, dass sich die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien nach "den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität" richten soll. Da hier von den vermiedenen Kosten der *Beschaffung* die Rede ist, können die Gestehungskosten der Eigenproduktion schon rein sprachlich nicht gemeint sein: Zum einen sind die Gestehungskosten der eigenen Produktion nicht Teil der Beschaffungskosten und zum anderen können die Gestehungskosten der Eigenproduktion gerade im Falle von Wasser- und Kernkraftwerken mit hohem Fixkostenanteil nicht vermieden werden. Die Beschaffung muss folglich als Einkauf bei Dritten verstanden werden. Wie auch die ECom in ihrer Verfügung (220-00007) festgehalten hat, gilt der Einkauf bei Dritten als einzig relevante Grundlage für die Ermittlung der vermiedenen Kosten für die Beschaffung von Graustrom. Demnach sind also weder Gestehungskosten der Eigenproduktion noch die Vertriebskosten für die Festlegung der Rückliefervergütung von Belang. Im Erläuterungsbericht zum Entwurf der EnV führt das BFE hingegen an, dass sich die Höhe der Rückliefervergütung am Energietarif der Grundversorgung orientieren soll. Auch den Energietarifen gemäss Art. 4 Abs. 1 StromVV seien die Gestehungskosten zugrunde zu legen. Die Argumentation des BFE lehnt sich an die Empfehlung aus der Vollzugshilfe<sup>1</sup> für die Berechnung und Festlegung des Vergütungssatzes vom Januar 2015

<sup>1</sup> Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0); Version 2.1 vom Januar 2015

an. Hierzu hat die ElCom mit ihrer Verfügung jedoch explizit festgehalten, dass die Energietarife der Endverbraucher in der Grundversorgung keine geeignete Referenz für die Rückliefervergütung darstellen.

Die Formulierung im Verordnungsentwurf führt dazu, dass Netzbetreiber mit eigener Produktion die Subventionierung von erneuerbaren Energien übernehmen müssen. Ein Unternehmen mit relativ teurer eigener Produktion müsste demnach besonders grosszügige Rückliefervergütungen zahlen. Verfügt das Unternehmen über mehr Produktion als Absatz in der Grundversorgung, ist es gezwungen, den zusätzlich beschafften erneuerbaren Strom im Grosshandel mit Verlust abzusetzen. Damit verbunden ist erstens eine offensichtliche Wettbewerbsverzerrung: EVU mit eigener Stromproduktion werden im Markt systematisch benachteiligt. Zweitens entstehen dadurch bei den EVU – volkswirtschaftlich ineffiziente – Anreize, möglichst auf eigene Produktion zu verzichten. Und drittens greift der Zwang zur Abnahme mit resultierendem Verlust in die verfassungsmässige Wirtschaftsfreiheit und Eigentumsgarantie ein – weshalb die Bestimmung nicht verfassungskonform wäre.

Darüber hinaus fördert die neue Regelung einseitig den Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion in Versorgungsgebieten, die bereits einen hohen Anteil eigener Produktion haben. Dies ist einerseits aus netz- und versorgungstechnischer Sicht kritisch, da ein solch einseitiger Ausbau Netzengpässe akzentuiert. Andererseits werden – neben den EVU – auch die Kunden in diesen Versorgungsgebieten systematisch benachteiligt. Wird die zusätzliche erneuerbare Energie bzw. die damit verbundenen Gestehungskosten ganz oder teilweise über die Grundversorgung abgerechnet, zahlen die Kunden über den Netzzuschlag hinaus an die Förderung der erneuerbaren Energie. Auch zahlen sie allfällige Mehrkosten im Netz zur Beseitigung von Engpässen.

Die Regelung ist als zusätzliche Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien zum im Rahmen des Netzzuschlags finanzierten Fördermodell vorgesehen. Damit verbunden sind die oben dargestellten bedeutenden Markt- und Wettbewerbsverzerrungen sowie einseitige Benachteiligungen von gewissen Endverbrauchern. Die Förderung der erneuerbaren Energien ist allerdings ein *nationales* Ziel und sollte auch über ein nationales Programm erfolgen, das Wettbewerbsverzerrungen bzw. die Diskriminierung bestimmter EVU und Endverbraucher vermeidet. Soll die Produktion aus erneuerbaren Energien zusätzlich gefördert werden, sollte dies beispielsweise über eine separate Abgabe erfolgen, welche den Endverbrauchern solidarisch auferlegt und transparent in Rechnung gestellt wird.

Schliesslich ist die neue Regelung auch im Hinblick auf eine künftige vollständige Marktöffnung nicht konsistent. Nach dem Entfall des bislang bestehenden Grundversorgungsmodells ist es sehr wohl möglich, dass sich – gerade kleinere – EVU auf ihre Funktion als Netzbetreiber fokussieren und die Versorgung von Endverbrauchern darauf spezialisierten Dritten überlassen. Trotzdem wäre der Netzbetreiber weiter verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Anlagen im Netzgebiet abzunehmen und zu vergüten. Nun allerdings fehlen dem Unternehmen die dazu nötigen Endkunden – es wäre faktisch dazu gezwungen, das Geschäftsmodell zu ändern, um die zwangsweise beschaffte Energie wieder abzusetzen.

#### **Antrag**

<sup>1</sup> Bei der Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richten sich die Kosten, die der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität vermeidet, nach den Kosten des Bezugs bei Dritten ~~und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen.~~

## Art. 16 Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Die Formulierung im Art. 16 EnV sollte dieselben Begrifflichkeiten verwenden wie Art. 17 Abs. 1 EnG.

### **Antrag**

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die **gesamte** Produktionsleistung **der Anlage am Ort der Produktion** bei mindestens 10 Prozent der **maximalen Netzanschlusskapazität Anschlussleistung am Messpunkt** liegt.

## Art. 17 – Zusammenschluss mit Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern

Abs. 2: Im Entwurf der Energieverordnung ist vorgesehen, dass Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern die dem Zusammenschluss entstehenden Kosten verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegt werden müssen. Prinzipiell ist das sinnvoll, jedoch gibt es auch Kosten, die nur sehr schwer bzw. mit grossem Aufwand verursachergerecht aufgeteilt werden können. Beispielsweise wäre die verursachergerechte Aufteilung der Stromkosten aus Eigenproduktion und aus Netzbezug auf die Teilnehmer der EVG nur mit sehr grossem Aufwand möglich: Dazu müssten bei jedem EVG-Teilnehmer der verbrauchte Strom aus Eigenproduktion und aus dem Netz genau gemessen, detailliert ausgewiesen und entsprechend der unterschiedlichen Gestehungskosten zu unterschiedlichen Preisen abgerechnet werden. Physikalisch sind die jeweiligen Stromflüsse nur mit jeweils separaten Zählern trennbar. Eine solche verursachergerechte Kostenauflegung würde folglich mit komplizierten EVG-Preismodellen und hohen Kosten einhergehen.

Aus diesem Grund sollte die verbrauchsabhängige und verursachergerechte Kostenauflegung innerhalb der EVG nur insoweit erfolgen, als dies mit verhältnismässigem Aufwand möglich ist.

### **Antrag**

<sup>2</sup> Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer muss, unter Vorbehalt von Artikel 17 Absatz 4 EnG **und soweit mit verhältnismässigem Aufwand durchführbar**, den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern verbrauchsabhängig und verursachergerecht auferlegen:

- a. die extern anfallenden Kosten für die aus dem Netz bezogene Elektrizität, die Netz-, Mess- und Verwaltungskosten sowie die Gebühren und Abgaben an das Gemeinwesen; und
- b. die angemessenen intern anfallenden Kosten für die selber produzierte Elektrizität, die Verbrauchsmessung, die Datenbereitstellung, die Verwaltung und die Abrechnung.

Abs. 4: Dieser Absatz definiert die Austrittsregelung aus dem Zusammenschluss. Demnach können Mieterinnen und Mieter sowie Pächterinnen und Pächter nur dann aus der Eigenverbrauchsgemeinschaft austreten, wenn der Grundeigentümer seinen Pflichten zur Sicherstellung einer angemessenen Versorgung nicht nachkommt. Dies gilt auch für Endverbraucher, die netzzugangsberechtigt sind.

Damit widerspricht der Verordnungsartikel dem Art. 17 Abs. 3 des Energiegesetzes. Dort heisst es, dass netzzugangsberechtigte Endverbraucher ihren Anspruch auf Netzzugang grundsätzlich behalten (während die obige Einschränkung nur für einen Wechsel zurück in die Grundversorgung gilt).

### **Antrag**

<sup>4</sup> Ein Austritt aus dem Zusammenschluss (Art. 17 Abs. 3 EnG) ist für Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter dann möglich, wenn die Grundeigentümerin oder der

Grundeigentümer die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder die Vorgaben der Absätze 1 und 2 nicht einhält. **Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter des Zusammenschlusses, die Netzzugang nach Art. 13 Abs. 1 StromVG haben, können jederzeit von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen.** Sie haben den Austritt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer schriftlich und begründet mitzuteilen.

### Art. 18 Abs. 2 und 3 – Einsatz von Stromspeichern im Eigenverbrauch

Gemäss Art. 8 Abs. 1 StromVV liegt die Verantwortung für das Messwesen und damit zusammenhängende Informationsprozesse beim Netzbetreiber, beide gelten als Teil des Netzbetriebs. Folglich ist der Netzbetreiber für die Erhebung von abrechnungsrelevanten Messdaten zuständig – eine Delegation dieser Verantwortung an den Zusammenschluss ist gemäss dem genannten Artikel nicht zulässig.

Auch mit intelligenten Messinstrumenten am Speicher kann nicht festgestellt werden, ob die in das Netz abgegebene Elektrizität aus der Energieerzeugungsanlage (EEA) stammt oder zuvor aus dem Netz bezogen und zwischengespeichert wurde, da die Ausspeicherung in das Netz zeitversetzt zur Produktion erfolgt (siehe VSE-Handbuch "Speicher"<sup>2</sup>). Wird ein Speicher als Mischform betrieben, kann mit messtechnischen Mitteln keine Differenzierung nach Stromqualität vorgenommen werden.

#### **Antrag**

Absatz 2 streichen

~~<sup>2</sup>Können diese Stromspeicher Elektrizität sowohl aus dem Verteilnetz beziehen als auch an dieses abgeben, so sind sie mit einem intelligenten Messgerät nach Artikel 8a StromVV8 auszustatten. Die Daten, die zur Berechnung der vom Speicher aus dem Verteilnetz bezogenen und in dieses Netz abgegebenen Elektrizität notwendig sind, sind von der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer dem Netzbetreiber zu übermitteln.~~

### Art. 19 – Verhältnis zum Netzbetreiber

Abs. 4: Bei Neuanschlüssen ist der Netzanschluss auf den Eigenverbrauch auszurichten, um ein effizientes Netz zu gewährleisten. Die Anschlussleistung dürfte aufgrund des Eigenverbrauchs kleiner sein als bei Vollversorgung aller Verbrauchsstätten aus dem Netz. Kommt es nun zu einer Störung innerhalb oder zu einer Auflösung des Zusammenschlusses, kann der Netzbetreiber daher nicht in jedem Fall umgehend und vollumfänglich die Versorgung sicherstellen. Er kann daher hierzu nicht verpflichtet werden. Zudem ist zu bemerken, dass es für Verbraucher, die nicht Teil einer Eigenverbrauchsgemeinschaft sind, keine entsprechende Regelung der Sicherstellung der Versorgung durch einen Dritten gibt.

#### **Antrag**

<sup>4</sup> Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, hat der Netzbetreiber die Versorgung **umgehend soweit möglich** sicherzustellen. Die dem Netzbetreiber dabei anfallenden Kosten hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.

Abs. 5: Nach Art. 19. Abs. 5 hat der Eigenverbraucher dem Netzbetreiber jährlich die vor Ort produzierte und verbrauchte Elektrizität mitzuteilen. Diese Datenlieferung hat für den Netzbetreiber jedoch keine Relevanz und auch keinen Mehrwert. Hingegen verursacht sie

<sup>2</sup> Handbuch Speicher - Empfehlung zur Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7; HBSP – CH 2016

dem Netzbetreiber zusätzlichen Aufwand. Ist das BFE für statistische Zwecke an diesen Angaben interessiert, hat der Zusammenschluss (idealerweise der Grundeigentümer und nicht jede Verbrauchsstätte im Eigenverbrauch) die Werte dem BFE direkt mitzuteilen.

**Antrag**

**Absatz 5 streichen oder gemäss den Ausführungen modifizieren.**

**Art. 32 – Zusicherung der Entschädigung**

Abs. 3: Bereits erhaltene Bescheide und getätigte Investitionen basieren auf dem Vertrauen, dass sämtliche Kosten übernommen werden. Mehrkosten, die in der Regel nicht durch das Kraftwerksunternehmen verursacht werden, müssen gemäss Gesetz ebenfalls bezahlt werden. Eine erneute Prüfung schwächt die Rechts- und Investitionssicherheit.

**Antrag**

<sup>3</sup> Stellt der Inhaber der Wasserkraftanlage nach der Zusicherung fest, dass Mehrkosten anfallen, so meldet er dies unverzüglich der kantonalen Behörde und dem BAFU. ~~Sind die Mehrkosten wesentlich, so ist das Verfahren gemäss den Absätzen 1 und 2 sinngemäss anwendbar.~~

**Art. 33 – Auszahlungsplan**

Übersteigen die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel, so erstellt das BAFU einen Auszahlungsplan. Das Risiko liegt beim Investor und die Konsequenzen sind schwer abschätzbar. Es ist ein Widerspruch gegenüber dem Grundsatz, dass alle Kosten gedeckt werden müssen. Dem kann entgegengewirkt werden, wenn auf verzögerten Auszahlungen ein Verzugszins von 5% abgegolten wird.

**Antrag**

<sup>1</sup> Übersteigen die eingereichten Gesuche die verfügbaren Mittel, so erstellt das BAFU einen Auszahlungsplan. **Verzögerte Auszahlungen aufgrund eines Auszahlungsplanes werden mit einem Verzugszins von 5% ausbezahlt.**

**Art. 34 – Auszahlung der Entschädigung und Rückforderung**

Abs. 2: Die Möglichkeit zur Finanzierung eines virtuellen Projektes soll in die Verordnung aufgenommen werden.

**Antrag**

<sup>2</sup> Die anrechenbaren Kosten richten sich nach Anhang 3 Ziffer 3. **Bei Kraftwerksbauten, die gleichzeitig einen Sanierungseffekt haben, orientiert sich die Kostenbeteiligung an den finanziellen Aufwendungen für eine vergleichbare, theoretisch realisierbare Massnahme.**

Abs. 3: Um Unklarheiten auszuräumen, sollte auf 730.014.1 verwiesen werden (Verordnung des UVEK über die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken).

**Antrag**

<sup>3</sup> Das UVEK regelt die Einzelheiten für die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Massnahmen **(SR 730.014.1).**"

### Art. 35 – Teilzahlungen

Bereits laufende Projekte dürfen zwecks Rechtsgleichheit nicht von der Möglichkeit von Teilzahlungen ausgeschlossen werden. Es gibt Finanzierungsbescheide aus einer Zeit, in der Teilzahlungen nicht möglich waren (z.B. GKI). In diesen Bescheiden ist keine Teilzahlung vorgesehen, was zu einer Diskriminierung führen würde.

#### **Antrag**

<sup>1</sup> Bei aufwendigen Sanierungsmassnahmen kann der Inhaber einer Wasserkraftanlage Gesuche um höchstens zwei Teilzahlungen pro Jahr stellen, ~~soweit dies in der Zusicherung vorgesehen ist und das Projekt entsprechend fortgeschritten ist.~~"

### Art. 36 – Anwendbarkeit des Subventionsgesetzes

Bei Entschädigungen für Sanierungsmassnahmen handelt es sich nicht um Subventionen. Investitionen in eine Zusatznutzung können weitere Fördergelder erhalten, wenn sie die entsprechenden Kriterien erfüllen. Eine Zusatznutzung zu einer Sanierungsmassnahme führt zu keiner Schmälerung der anrechenbaren Kosten.

#### **Antrag**

#### **Art. 36 ~~Anwendbarkeit des Subventionsgesetzes~~ Zusatznutzung**

<sup>1</sup> ~~Im Übrigen ist das 3. Kapitel des Subventionsgesetzes sinngemäss anwendbar.~~  
Eine Zusatznutzung zu einer Sanierungsmassnahme führt zu keiner Schmälerung der anrechenbaren Kosten. Investitionen in eine Zusatznutzung können weitere Fördergelder erhalten, wenn sie die entsprechenden Kriterien erfüllen.

### Art. 83 – Inkrafttreten

Für Projekt-Bescheide nach der EnV 1998 muss eine Bestandsgarantie gelten, welche in der neuen EnV verankert ist.

#### **Antrag**

<sup>2</sup> Bereits erteilte Zusicherungen von Entschädigungen für Sanierungsmassnahmen nach EnV 1998 bleiben unbeschränkt gültig.

### Anhang 3 – Entschädigung bei Sanierungsmassnahmen für Wasserkraftanlagen

#### **3 Anrechenbare Kosten**

Ziff. 3.1 a und c: Präzisierung gemäss SIA nötig.

Ziff. 3.1 c: Baunebenkosten sollen auch erstattet werden, da alle Kosten übernommen werden müssen, analog zur Vollzugshilfe des BAFU «Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen: Finanzierung der Massnahmen».

Ziff. 3.1 d: Es bedarf einer Präzisierung, wonach der Begriff Erfolgskontrolle die Umsetzungs- und Wirkungskontrolle der Massnahmen umfasst.

Ziff. 3.1 f: Aufgrund der Sanierung kann ein Betriebsverlust resp. eine Erlöseinbusse entstehen, welche zu entschädigen ist.

Ziff. 3.1 g: Gemäss Art. 34 EnG sollen die vollständigen Kosten übernommen werden. Entsprechend sind auch die Kosten für den Unterhalt der Massnahme zu übernehmen, die von der Sanierung verursacht werden.

**Antrag**

Anrechenbar sind nur Kosten, die tatsächlich entstanden sind und unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung der Massnahmen nach den Artikeln 39a und 43a GSchG sowie Artikel 10 BGF erforderlich sind. Dazu gehören insbesondere die Kosten für:

- a. Planung, **Projektierung** und Erstellung von Pilotanlagen;
- b. Landerwerb;
- c. Planung, **Projektierung** und Ausführung der Massnahmen; insbesondere die Erstellung der notwendigen Anlagen **inkl. Baunebenkosten**;
- d. Durchführung der Erfolgskontrolle (**Umsetzungskontrolle und Wirkungskontrolle**);
- e. Dotierung des für den Betrieb einer Anlage zur Sicherstellung der freien Fischwanderung erforderlichen Wassers, soweit dieses nicht als Restwasser abgegeben werden muss;
- f. Erlöseinbusse, welche aufgrund der Massnahme entsteht;**
- g. Unterhalt, der durch die Sanierung verursacht wird.**

Ziff. 3.2 a: Muss präzisiert werden analog zur Vollzugshilfe des BAFU «Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen: Finanzierung der Massnahmen».

Ziff. 3.2 b: Analog Ziff. 3.1 g muss eine Korrektur in Ziff. 3.2 b erfolgen. Präzisierung der Steuern mit Gewinnsteuer/Kapitalsteuer; ansonsten könnte die Mehrwertsteuer, Mineralölsteuer, CO<sub>2</sub>-Steuer usw. gemeint sein.

**Antrag**

Nicht anrechenbar sind insbesondere:

- a. ~~Steuern~~ Gewinn- und Kapitalsteuer;**
- b. ~~Kosten für den Unterhalt von Anlagen;~~**
- [...]

## Energieförderverordnung (EnFV)

### Art. 3 Neuanlagen

Abs. 2: In gewissen Fällen ist der Ersatz einer bestimmten Komponente (z.B. bei einem Stollen oder einer Staumauer) nicht sinnvoll bzw. nicht möglich. Diese Bauteile können bestenfalls saniert werden. Der Ersatz des Zentralengebäudes kann im Fall von gut erhaltener Bausubstanz ebenfalls nicht sinnvoll sein oder sogar aus Gründen des Denkmalschutzes verboten werden. In solchen Fällen soll die Anlage auch als Neuanlage gelten.

#### **Antrag**

<sup>2</sup> Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage **komplett** ersetzt.

Abs. 4: Bei den im Rahmen der KEV priorisierten „Springer-Anlagen“ handelt es sich um baureife Projekte, die in kurzer Zeit realisiert werden und somit ihren Beitrag zur erneuerbaren Energieproduktion leisten können. Zudem wurden für die Projektierung und das Bewilligungsverfahren, welche zur Priorisierung auf der Warteliste geführt haben, auf Basis der geltenden Regeln bereits erhebliche Vorinvestitionen getätigt. Im Sinne des Vertrauensschutzes sollen diese Projekte im Rahmen des KEV/EVS-Regime realisiert werden können.

#### **Antrag**

<sup>4 (neu)</sup> KEV-Gesuche für Wasserkraftanlagen, die vor dem 1. Januar 2018 auf der Warteliste als „Springer-Anlagen“ priorisiert wurden, werden wie Neuanlagen behandelt. Bezüglich der zu erfüllenden Kriterien, der Vergütungsdauer und der Vergütungshöhe gelten die massgebenden Bestimmungen zum Zeitpunkt der Einreichung der zweiten Projektfortschrittsmeldung.

### Art. 10 – Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen

Die in Artikel 10 aufgeführten Wasserkraftanlagen nutzen den Spielraum des Energiegesetzes nicht aus. So ist im Artikel 19 Abs. 5 erwähnt, dass der Bundesrat Ausnahmen vorsehen kann, sofern sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen.

#### **Antrag**

Nebst den Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, sind folgende Wasserkraftanlagen von der Untergrenze nach den Artikeln 19 Absatz 4 Buchstabe a und 24 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 2 EnG ausgenommen:

[...]

**e. Anlagen, die innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen und kein zusätzliches Wasser entnehmen.**

### Art. 14 – Teilnahme von Photovoltaikanlagen am Einspeisevergütungssystem

PV-Anlagen < 100 kW können künftig nur noch eine Einmalvergütung erhalten. Anlagen ab 100 kW dagegen können zwischen Einmalvergütung und Einspeisevergütung (vormals KEV) wählen. Bisher hatten Anlagen zwischen 10 kW und 30 kW die Wahl zwischen Einmalvergütung und KEV; Anlagen < 10 kW konnten nur eine Einmalvergütung und Anlagen ab 30 kW konnten nur eine KEV erhalten.

Grundsätzlich ist es zu begrüssen, dass neu auch Anlagen zwischen 30 und 100 kW eine Einmalvergütung beziehen können. Dies erhöht die Chancen, dass sie tatsächlich eine Förderung erhalten. Allerdings sollten (wie bisher) Anlagen ab 10 kW eine Wahlmöglichkeit zwischen Einmalvergütung und Einspeisevergütung erhalten, da sonst grosse, rein kommerzielle Anlagen gegenüber kleineren Anlagen bevorzugt werden.

**Antrag**

Am Einspeisevergütungssystem können **auf grosse** Photovoltaikanlagen **teilnehmen. mit einer Leistung ab 10 kW teilnehmen.**

**Art. 15 und Art. 109 – Pflicht zur Direktvermarktung**

Die Artikel sehen – nach einer Übergangsfrist – auch für Anlagen im bestehenden Vergütungssystem eine zwingende Teilnahme in der Direktvermarktung vor. Diese Regelung widerspricht dem Sinn und Geist der Formulierung in der Botschaft vom 4. September 2013, wonach *"bei den Betreibern, die schon im System sind (Gruppe 3), am Einspeisevergütungsanspruch als solchem nicht gerüttelt wird, vor allem nicht hinsichtlich Vergütungshöhe und -dauer"*. Gemäss Energiegesetz (EnG Art. 72 Abs. 5) steht es den Betreibern, die eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, grundsätzlich frei, ob sie an der Direktvermarktung teilnehmen oder nicht. Die zusätzlich formulierte Möglichkeit, wonach der Bundesrat dieses Wahlrecht und damit die Art der Vergütung befristen kann, ist vor dem Hintergrund der Botschaft eher im Sinne einer Ausnahmeregelung zu interpretieren.

Der in Art. 15 sehr strikte und für sämtliche Anlagen ab einer Leistung von 500 kW formulierte Zwang zum Wechsel in die Direktvermarktung tangiert deren Rechts- und Investitionssicherheit. Schliesslich tätigten sie ihre Investitionsentscheide auf Basis des bisherigen Förderregimes. Mit einem verpflichtenden Wechsel in die Direktvermarktung besteht für sie grundsätzlich die Gefahr einer Schlechterstellung, da einerseits zusätzliche administrative Kosten entstehen, und andererseits die Summe aus Markterlös und Einspeiseprämie tiefer sein kann, als der Erlös aus der bisherigen kostendeckenden Einspeisevergütung.

Der Wechsel in die Direktvermarktung sollte für Anlagen im bestehenden Vergütungssystem daher grundsätzlich freiwillig sein. Dies ist auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll. Denn die Möglichkeit höherer Erlöse durch optimierte Fahrweise und Vermarktung kann sehr wohl ausreichende Anreize für einen freiwilligen Wechsel vermitteln. Dazu aber können technische und prozedurale Anpassungen bei den Kraftwerksbetreibern nötig werden. Auch müssen sich am Markt effiziente Dienstleistungen für die Direktvermarktung etablieren. Der Ansatz der Freiwilligkeit schafft hierzu einen ausreichend flexiblen Rahmen, ohne dass die Investitions- und Rechtssicherheit tangiert werden.

**Antrag****Art. 15 Direktvermarktung**

<sup>1</sup> Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW **und Betreiber von Anlagen, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten.**

**<sup>2</sup> Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.**

<sup>3</sup> Sämtliche Betreiber können jederzeit unter Einhaltung einer Meldefrist von drei Monaten auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung wechseln. Die Rückkehr zur Einspeisung zum Referenz-Marktpreis ist ausgeschlossen.

**Art. 109 Übergangsbestimmung zur Direktvermarktung**

~~<sup>1</sup> Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind Betreiber von Neuanlagen mit einer Leistung:  
a. von weniger als 500 kW in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung;  
b. ab 500 kW im ersten Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung.  
<sup>2</sup> Von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind zudem Betreiber von Anlagen nach Artikel 15 Absatz 2 im ersten Jahr ab Inkrafttreten dieser Verordnung (Art. 72 Abs. 5 EnG).~~

## **Art. 21 – Abbau der Warteliste für PV-Anlagen**

Die BKW befürwortet die Priorisierung schon gebauter Anlagen, d.h. die vorgeschlagene Variante 1. Bereits realisierte Anlagen sind das Risiko eingegangen, auch ohne Förderzusage den Betrieb aufzunehmen und tragen somit zum Ziel der Energiestrategie bei, die Produktion aus erneuerbaren Energien möglichst rasch zu erhöhen. Da ihre Lebenszeit schon läuft, benötigen sie die Förderung am dringendsten. Daher sollten sie die nächsten sein, die die beantragte Förderung erhalten.

## **Art. 29, 30, 31**

Die angedachte Lösung, wonach Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, Strom aus vergütungsberechtigten Anlagen gemäss dem Referenzmarktpreis abzunehmen, schafft Marktverzerrungen und Ungleichheiten. Darüber hinaus ist die Lösung nicht mit einer vollständigen Marktöffnung und damit verbundenen Strukturveränderungen vereinbar.

### Zusätzliches Marktrisiko für Netzbetreiber

Netzbetreiber, die über ausreichend Eigenproduktion verfügen, um ihre (grundversorgten) Endkunden vollständig aus dieser Produktion zu versorgen, benötigen den Strom aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, schon heute nicht. Folglich müssen sie den überschüssigen Strom am Markt verkaufen. Für den Netzbetreiber entsteht daher eine neue Risikoposition. Er muss der Vollzugsstelle den vierteljährlich als Durchschnittswert berechneten Referenz-Marktpreis für die abgenommene Energie vergüten, während unklar ist, ob er die abgenommene Energie auch zu diesem Preis am Markt verkaufen kann. Zudem verursachen gerade PV-Anlagen mit ihrer stochastisch anfallenden Produktion grosse Ausgleichsenergiemengen, die der Netzbetreiber ebenfalls finanzieren muss. Je nach Menge der eingespeisten Energie können Netzbetreiber dadurch stark belastet werden. Schliesslich kann der Netzbetreiber gemäss dem Bundesgerichtsentscheid zu anrechenbaren Energiekosten (Urteil 2C\_681/2015, 2C\_682/2015 vom 20. Juli 2016) die entstehenden Kosten aus dieser Abnahmepflicht nur anteilmässig auf Kunden in der Grundversorgung überwälzen. Nicht wälzbare Kosten trägt er hingegen selbst. Der Zwang zur Abnahme der Energie und damit verbundene Verlustpotenziale greifen daher in die Wirtschaftsfreiheit und Eigentumsgarantie ein, weshalb eine solche Bestimmung kaum verfassungskonform wäre.

### Ungleichbehandlung von EVU

EVU bzw. deren Bilanzgruppen werden in Abhängigkeit der Anzahl Anlagen mit Referenzmarktpreis in ihrem Netzgebiet ungleich belastet. Dadurch entstehen Marktverzerrungen: EVU ohne Netzgebiet – insbesondere ausländische EVU – werden gegenüber Netzbetreibern mit Versorgungsauftrag bevorzugt. Zudem entsteht daraus auch die Gefahr, dass sich entsprechend des Umfangs der Abnahme zu Referenzmarktpreisen «gute» und «schlechte» Bilanzgruppen bilden.

### Fehlende Kompatibilität mit der Marktöffnung

Ohnehin aber stammt das Grundkonzept der Abnahme- und Vergütungspflicht aus der Zeit vor der Marktöffnung. Inzwischen wurde der Strommarkt teilliberalisiert und soll gemäss StromVG in einem zweiten Schritt vollständig geöffnet werden. Dann wird ein Netzbetreiber nicht mehr bzw. nur noch beschränkt über einen festen Kundenstamm verfügen. Vielmehr muss er seine Kunden im Wettbewerb gewinnen. Damit ist nicht mehr gesichert, dass ein Netzbetreiber den abzunehmenden Strom überhaupt an eigene Endkunden weiterverkaufen kann.

### Vorschlag: Beibehaltung der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE)

Um die oben erläuterten Ungleichbehandlungen und Verzerrungen zu vermeiden, sollte das bewährte System der BG-EE beibehalten werden. Während die vorgeschlagene Regelung die Bilanzgruppen und Netzbetreiber zufällig und ohne sachlichen Grund nach den im jeweiligen Netzgebiet befindlichen Produktionsanlagen mit Aufwand und finanziellen Risiken belastet und damit wettbewerbsverzerrend wirkt, gewährt die BG-EE eine Gleichbehandlung der Marktakteure. Im Gegensatz zum Vorschlag im Verordnungsentwurf ist die Abnahme durch die BG-EE auch vereinbar mit einer vollen Marktöffnung. Zudem sorgt die BG-EE für eine erhöhte Transparenz über indirekte Folgekosten, was zu begrüßen ist.

Dennoch lässt sich die Effizienz des gut funktionierenden Systems der BG-EE verbessern (vgl. Art. 24 StromVV): Setzt die BG-EE den abgenommenen Strom direkt am Spotmarkt ab, entfallen die Zwischenschritte über die Bilanzgruppen. Somit werden Transaktionskosten geringgehalten und die Transparenz wird weiter erhöht.

### **Antrag**

#### **Art. 29**

Absatz 2 streichen

~~<sup>2</sup> Die Bilanzgruppe, die Elektrizität aus Anlagen abnimmt, deren Betreiber Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen und über eine Lastgangmessung oder über ein intelligentes Messsystem verfügen, erhält von der Vollzugsstelle pro kWh vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt in der Höhe von:~~

- ~~a. 0,38 Rappen bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen;~~
- ~~b. 0,2 Rappen bei Wasserkraftanlagen;~~
- ~~c. 0,15 Rappen bei Biomasseanlagen.~~

#### ~~**Art. 30**~~

~~Für die Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, haben der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis zu entrichten:~~

- ~~a. die jeweilige Bilanzgruppe: bei Anlagen, die eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem haben;~~
- ~~b. der jeweilige Netzbetreiber: bei Anlagen, die nicht lastganggemessen sind und über kein intelligentes Messsystem verfügen.~~

#### **Art. 31**

Absatz 1 und 2 streichen

~~<sup>1</sup> Trifft ein Betreiber, der zum Referenz-Marktpreis einspeist und dessen Anlage über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügt, über die Abnahme seiner Produktion keine Vereinbarung mit einer Bilanzgruppe, so wird die Anlage der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet.~~

~~<sup>2</sup> Die Bilanzgruppen melden der Vollzugsstelle die ihr zugeordneten Netzbetreiber. Wechselt ein Netzbetreiber die Bilanzgruppe, so hat die neue Bilanzgruppe dies der Vollzugsstelle unverzüglich schriftlich mitzuteilen.~~

### **Art. 36 – Bewilligung des früheren Baubeginns**

Gemäss Art. 24 Abs. 3 EnG haben neue oder erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, welche nach dem 1.1.2013 in Betrieb genommen wurden, Anspruch auf Investitionsbeiträge. Andererseits darf mit dem Neubau resp. der erheblichen Erweiterung/Erneuerung erst nach der Erteilung einer Zusicherung durch das BFE begonnen werden (Art. 28, Abs.1 und Abs. 2, EnG). Diese beiden Artikel stehen im Widerspruch zueinander, der auch im Art. 36 der EnFV nicht aufgelöst wird.

#### **Antrag**

Präzisierung von Art. 36 für die Auflösung des Widerspruchs mit Berücksichtigung von Art. 24 Abs. 3 EnG, dass neue oder erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, welche nach dem 1.1.2013 in Betrieb genommen werden, Anspruch auf Investitionsbeiträge haben (auf den ersten Stichtag hin).

### **Art. 37 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage**

Diese Bestimmung soll richtigerweise gewährleisten, dass ein Investitionsbeitrag nur für Wasserkraftwerke ausbezahlt wird, die während mindestens 15 Jahren so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist. Richtigerweise sollen nicht Anlagen gefördert werden, die bereits nach kurzer Zeit wieder abgeschaltet werden oder schlecht gewartet werden. Allerdings darf diese Formulierung nicht dahingehend interpretiert werden, dass diese definierte Zeitdauer mit der Konzessionsdauer gleichgesetzt wird, da nach Ende der Konzession nicht mit einer Stilllegung gerechnet werden muss. Entscheidend muss der effektive Betriebszustand sein.

### **Art. 45 – Gesuch um Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen**

Gemäss Art. 45 Abs. 1 ist das Gesuch um Einmalvergütung nach Inbetriebnahme der Anlage einzureichen. BKW weist darauf hin, dass die damit zusammenhängende Unsicherheit die Investitionsanreize schmälern dürfte. Die Regel impliziert, dass kleine PV-Anlagen im Unwissen darüber gebaut werden, ob man dafür eine Einmalvergütung erhält. Diese Unsicherheit über den Erhalt einer Förderung könnte für viele potenzielle Betreiber kleiner PV-Anlagen der Grund sein, dass sie auf den Bau der Anlage verzichten, und dürfte somit kaum im Sinne der Energiestrategie sein.

### **Art. 51 – Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung**

Zu Abs. 1a: Die Bagatellgrenze ist zu hoch und von 20 auf 15% zu reduzieren.

Zu Abs. 1e: Es ist auf die Produktionserwartung abzustützen, damit die Erfüllung des Kriteriums nicht abhängig von schwankenden hydrologischen Verhältnissen ist. Zudem sind die letzten Jahre zwischen Einreichung des Gesuchs bis zum Zeitpunkt der Realisierung unbekannt. Bezüglich Mehrproduktion wird vorgeschlagen die Limite auf 15% zu reduzieren, was auch mit den anderen Kriterien eher konsistent ist.

Zu Abs. 2a: Ergänzung der Zubringerpumpen als weitere wichtige Hauptkomponente einer Anlage.

Zu Abs. 2b: Die Bagatellgrenze ist für grosse Anlagen klar zu hoch. Beispielsweise würde eine Erneuerung für eine Anlage mit einer Produktion von 500 GWh/a erst ab einem Investitionsbetrag von 50 Mio. CHF als erheblich gelten. Eine Aufteilung zwischen grossen (>10MW) und kleinen (<10MW) Anlagen ist für die Bagatellgrenze sinnvoll.

Zu Abs. 2c: Mit dieser Ergänzung wird sichergestellt, dass der Erhalt der bestehenden Wasserkraft durch Erneuerung für die Gesamtproduktion von Wasserkraft in der Schweiz nicht minder wichtig ist als die erzielte Mehrproduktion durch Erweiterungen.

#### Antrag

<sup>1</sup> Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen:

- a. die Ausbauwassermenge aus dem bereits genutzten Gewässer um mindestens ~~20~~ **15** Prozent erhöht wird;
- e. die **durchschnittlich erwartete** jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh gesteigert wird.

<sup>2</sup> Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn:

- a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen, **Zubringerpumpen** oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder totalsaniert wird; und
- b. die Investition **für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW**, mindestens 10 Rp./kWh **beziehungsweise für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW** mindestens **5 Rp./kWh** der durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion beträgt.
- c. die Differenz zwischen der **durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion mit Erneuerung** gegenüber der **durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion ohne Erneuerung** in den ersten fünf vollen Betriebsjahren nach der Erneuerung mindestens 20 Prozent oder 30 GWh beträgt.

### Art. 53 und 54 – Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste

Nicht nur bei den Grosswasserkraftwerken soll die Effizienz im Vordergrund stehen, sondern auch bei den Kleinwasserkraftwerken. Das Einreichdatum des Gesuchs als wichtigstes Zuschlagskriterium ist folglich abzulehnen. Deshalb sind die Art. 55 und Art. 56 EnFV analog auch für kleine Wasserkraftwerke zu übernehmen.

#### Antrag

##### **Art. 53 Reihenfolge der Berücksichtigung**

~~<sup>1</sup> Massgebend für die Berücksichtigung eines Projekts, mit dem eine Wasserkraftanlage mit einer Leistung von höchstens 10 MW erheblich erweitert oder erneuert werden soll, ist das Einreichdatum des Gesuchs.~~

~~<sup>2</sup> Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Mehrproduktion zuerst berücksichtigt.~~

##### **Art. 53 Zur Verfügung stehende Mittel**

<sup>1</sup> Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW verwendet werden können, werden im Zweijahresrhythmus zugeteilt.

<sup>2</sup> Die Zweijahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, der 30. Juni 2020, der 30. Juni 2022, der 30. Juni 2024, der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028, und der 30. Juni 2030.

<sup>3</sup> Die Höhe der Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW verwendet werden, ist definiert durch ... *[zu konkretisieren]*

#### **Art. 54 Warteliste**

~~<sup>1</sup> Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.~~

~~<sup>2</sup> Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.~~

~~<sup>3</sup> Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.~~

#### **Art. 54 Reihenfolge der Berücksichtigung**

<sup>1</sup> Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, können auch später eingereichte Gesuche laufend berücksichtigt werden, bis die Mittel für diese zwei Jahre ausgeschöpft sind.

<sup>2</sup> Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen, zuerst berücksichtigt.

<sup>3</sup> Die Mehrproduktion bei Erweiterungen bemisst sich nach der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung.

<sup>4</sup> Die Mehrproduktion bei Erneuerungen bemisst sich nach der Differenz zwischen der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion mit Erneuerung gegenüber der durchschnittlich erwarteten jährlichen Nettoproduktion ohne Erneuerung in den ersten fünf vollen Betriebsjahren nach der Erneuerung.

<sup>5</sup> Gesuche für Anlagen, die nicht berücksichtigt werden können, werden jeweils an den folgenden Stichtagen mit den neu hinzugekommenen Gesuchen nach den Absätzen 1–3 erneut beurteilt, sofern sie in der Zwischenzeit nicht zurückgezogen werden. Das BFE erteilt auf Anfrage eine Erlaubnis zum vorzeitigen Baubeginn gemäss Art. 36 und berücksichtigt dabei die Verschiebung auf den folgenden Stichtag als schwerwiegenden Nachteil.

<sup>6</sup> Werden für ein Projekt reservierte Mittel nicht verwendet, so werden sie laufend für die Berücksichtigung von Projekten in der Reihenfolge nach den Absätzen 1-3 verwendet.

#### **Art. 55 – Zur Verfügung stehende Mittel**

Für die Zuteilung der Gelder für Wasserkraftanlagen von über 10 MW ist gemäss Verordnungsentwurf ein Vierjahresrhythmus gewählt worden. Dieser grosse Zeitabstand zwischen den Zuteilungen kann für gewisse Projekte problematisch sein. Kann ein Projekt per Stichtag wegen fehlender Mittel nicht berücksichtigt werden, so kann kaum vier Jahre mit der Realisierung zugewartet werden bzw. diese wäre in der Regel nicht wirtschaftlich. Die BKW beantragt deshalb eine Zweijahresperiode. Auch mit dieser Verkürzung der Periode sollte die gebündelte Verwendung der Mittel mit der Priorisierung der Projekte nach Mehrproduktion sowie nach Fördereffizienz möglich sein.

#### **Antrag**

##### **Art. 55 Zur Verfügung stehende Mittel**

<sup>1</sup> Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW verwendet werden können (Art. 38 Abs. 2 EnV), werden im ~~Vier-Zweijahres~~ Vierjahresrhythmus zugeteilt.

<sup>2</sup> Die Vierjahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, ~~der 30. Juni 2020~~, der 30. Juni 2022, ~~der 30. Juni 2024~~, der 30. Juni 2026, ~~der 30. Juni 2028~~ und der 30. Juni 2030.

##### **Art. 56 Reihenfolge der Berücksichtigung**

<sup>1</sup> Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, können auch später eingereichte Gesuche laufend berücksichtigt werden, bis die Mittel für diese ~~vier~~**zwei** Jahre ausgeschöpft sind.

### **Art. 56 – Reihenfolge der Berücksichtigung von Grosswasserkraftanlagen**

Abs. 4: Das Verschieben des Baubeginns um 4 Jahre (bzw. gemäss Antrag um 2 Jahre) dürfte häufig nicht möglich und nicht wirtschaftlich sein. Aus Sicht der Behörde entstehen durch die Erlaubnis keine Nachteile, da die Erlaubnis keinen Anspruch auf einen Investitionsbeitrag beinhaltet.

#### **Antrag**

<sup>4</sup> Gesuche für Anlagen, die nicht berücksichtigt werden können, werden jeweils an den folgenden Stichtagen mit den neu hinzugekommenen Gesuchen nach den Absätzen 1–3 erneut beurteilt, sofern sie in der Zwischenzeit nicht zurückgezogen werden. **Das BFE erteilt auf Anfrage eine Erlaubnis zum vorzeitigen Baubeginn gemäss Art. 36 und berücksichtigt dabei die Verschiebung auf den folgenden Stichtag als schwerwiegenden Nachteil.**

Abs. 6: Mit einem neuen Abs. 6 ist eine Frist seitens BFE zu definieren. Bis zum Erhalt der Baugenehmigung dauern die Verfahren vielfach mehrere Jahre. Bis jetzt wurde ein Bauentscheid meist kurz nach dem Erhalt der Baugenehmigung und dem Vorliegen aller Kosten gefällt. Die Bauarbeiten fingen dann meistens 2-3 Monate später an. Daher möchten die Gesuchsteller nicht noch lange auf den Entscheid vom BFE warten.

#### **Antrag**

<sup>6 (neu)</sup> **Der Entscheid an die Gesuchsteller über die Berücksichtigung ist spätestens drei Monate nach dem Stichtag mitzuteilen.**

### **Art. 63 Abs. 2 – Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags**

Die nachträgliche Aktualisierung des Preisszenarios und des kalkulatorischen Zinssatzes führt dazu, dass zum Zeitpunkt der Investition grosse Unsicherheit über die tatsächliche Höhe des Investitionsbeitrags besteht. Auf Basis der unsicheren Inputparameter liesse sich vor dem Investitionsentscheid gar keine belastbare Investitionsrechnung erstellen.

Latent besteht die Gefahr, dass das vom BFE künftig unterstellte Preis- und Zinsszenario signifikant von jenem des investierenden Unternehmens abweicht. Die nachträglichen Anpassungen durch das BFE ignorieren die grundsätzlichen unternehmerischen Prozesse: Schliesslich treffen Unternehmen ihre Investitionsentscheide auf Basis ihrer eigenen Einschätzungen bezüglich der künftigen Preis- und Zinsentwicklungen sowie ihrer damit verbundenen Risikofähigkeit. Es ist daher sehr zu bezweifeln, dass grössere Investitionen mit solchen Unwägbarkeiten vorgenommen würden.

Ohnehin schafft Art. 63 Abs. 2 EnFV keinen Nutzen hinsichtlich der Verhinderung einer allfälligen Überkompensation. Denn eine solche wird bereits mit Art. 38 Abs. 3 EnFV ausgeschlossen. Danach kann der Investitionsbeitrag zurückgefordert werden, wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen sollten.

Zur Schaffung einer höheren Investitionssicherheit sollte Art. 63 Abs. 2 daher lediglich eine Aktualisierung der tatsächlichen Investitionskosten sowie der jährlichen Nettoproduktion vorsehen.

**Antrag**

<sup>2</sup> Die nicht amortisierbaren Mehrkosten werden aufgrund der **definitiven anrechenbaren Investitionskosten** und der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, ~~des aktuellen Preisszenarios und des aktuellen kalkulatorischen Zinssatzes~~ neu berechnet.

**Art. 65 Abs. 1 – Anrechenbare Investitionskosten**

Finanzierungskosten sind relevante Kosten bei Investitionsprojekten und werden in der Praxis in jeder Projektabrechnung berücksichtigt. Vorliegend ist dies insbesondere relevant, da Auszahlungen teilweise deutlich nach Anfallen der Kosten erfolgen werden. Für die Berechnung kann der kalkulatorische Zinssatz gemäss Art. 70 angewandt werden.

Zudem ist gemäss erläuterndem Bericht (S. 18) die Heimfallverzichtsentschädigung nicht an den Investitionskosten anrechenbar. Falls eine Erneuerung oder Erweiterung die Zahlung einer Heimfallverzichtsentschädigung auslösen soll, dann müsste diese aber anteilmässig anrechenbar sein.

**Antrag:**

<sup>1</sup> Für die Berechnung des Investitionsbeitrags sind insbesondere die Erstellungs-, die Planungs-, **die Finanzierungs-** und die Bauleitungskosten sowie die Eigenleistungen ~~des Betreibers~~ anrechenbar, sofern sie: [...]

**Art. 67 – ~~Kapitalisierte Gestehungskosten~~ Relevante Geldabflüsse für NPV-Berechnung**

Zu Titel und Abs. 1: Der Begriff der «Kapitalisierten Gestehungskosten» wird im Gesetz zwar erwähnt, ist ein in der Literatur aber unbekannter Begriff. Da es sich um ein Discounted Cashflow (DCF) Modell handelt – wie es für Investitionsrechnungen üblich ist – sollte statt von Gestehungskosten entsprechend von Geldabflüssen und Geldzuflüssen gesprochen werden. Dieser Begriff wird auch im erläuternden Bericht verwendet (Seite 20).

Zu Abs. 1a<sup>bis</sup>: Bei Erneuerung muss auch der Restwert der bestehenden betriebsnotwendigen Anlageteile berücksichtigt werden. Die Geldzuflüsse der Gesamtanlage können nicht nur für die Amortisation der Erneuerungsinvestition verwendet werden. Auch die nicht-erneuerten bestehenden Anlageteile müssen aus den Geldzuflüssen amortisiert werden.

Zu Abs. 1f: Die Kapitalverzinsung gehört nicht zur NPV Berechnung.

Zu Abs. 1h: Es sind sämtliche Kosten nominal für die Bereitstellung des marktfähigen Produktes zu berücksichtigen. Diese Kosten fallen durch den flexiblen Einsatz sowie die effiziente Bündelung von Arbeiten an, auch wenn keine oder nur wenig Systemdienstleistungen erbracht werden.

Zu Abs. 1i: Die übrigen Konzessionsleistungen – Beispiel Gratisenergie – sind teilweise beträchtlich und dürfen deshalb nicht vernachlässigt werden.

**Antrag**

<sup>1</sup> Die **Gestehungskosten** **cashrelevanten Kosten** setzen sich zusammen aus den:

a. anrechenbaren Investitionskosten;

**a<sup>bis</sup> bei Erneuerungen dem Restwert der bestehenden betriebsnotwendigen Anlageteile**

b. Kosten für den Anlagenbetrieb, den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten;

c. **Ersatz**investitionen;

d. weiteren Kosten, insbesondere den Kosten für die Energie, die allfällige Zubringerpumpen benötigen, zu Marktpreisen und den Kosten für den Einstauersatz;  
e. Kosten für Wasserzinsen entsprechend den jeweils geltenden gesetzlichen Regelungen;  
f. Kapitalkosten;  
g. direkten Steuern, sofern die berechnete Person nicht steuerbefreit ist;  
h. Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen;  
i. allen weiteren Konzessionsleistungen.

Abs. 2: Insbesondere bei Erneuerungen, bei denen eine Wirtschaftlichkeitsrechnung des gesamten Kraftwerkes angestellt wird, muss neben der pauschalen Berechnung alternativ auch die Berechnung anhand tatsächlicher Betriebskosten anrechenbar sein.

#### Antrag

<sup>2</sup> Die Kosten nach Absatz 1 Buchstabe b werden mit insgesamt jährlich 2 Prozent der Investitionskosten **oder gemäss Aufstellung tatsächlicher Kosten zuzüglich der Teuerung über die verbleibende Nutzungsdauer** angerechnet.

Abs. 4: Es sind sämtliche Erlöse aus dem marktfähigen Produkt zu berücksichtigen.

#### Antrag

<sup>4</sup> Zu erwartende **zusätzliche** Erlöse, namentlich aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen **und aus dem Angebot von Systemdienstleistungen**, sind von den Kosten abzuziehen.

Abs. 5: Das DCF ist auf das Konzessionsende zu beschränken. Dies entspricht der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der Praxis. Heute befürchten viele Berggemeinden, dass ihnen beim Heimfall „Ruinen“ überlassen werden, weil sie wissen, dass die Betreiber ihre Investitionsentscheidung von der Amortisierbarkeit bis zum Konzessionsende abhängig machen müssen.

#### Antrag

<sup>5</sup> Die **cash-relevanten Kosten** berechnen sich über die verbleibende Nutzungsdauer (Art. 71), **jedoch maximal bis zum Konzessionsende**. Sie sind jährlich als absolute Beträge der anfallenden Kosten auszuweisen.

Abs. 6: Die Verordnung ist nicht klar darin, ob die Rechnung zu den nicht-amortisierbaren Kosten als reales oder nominales DCF-Modell auszugestalten ist. Ein nominales Modell erachten wir als einfacher. Entsprechend ist auch ein nominaler Diskontsatz anzuwenden. Zudem: Entgegen den Erläuterungen (S. 19 unten) können die jährlich anfallenden Kosten nicht mit dem für das jeweilige Jahr geltenden Zinssatz kapitalisiert werden. Es gibt pro DCF-Berechnung genau einen Diskontsatz.

#### Antrag

<sup>6</sup> Sie werden **einheitlich und für jedes Jahr** mit dem **nominalen** kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70 **kapitalisiert** diskontiert.

Abs. 7: Die 8 CHF/MWh haben sich in mehrfacher Anwendung (Restwassersanierung, Partnerwerkbesteuerung) branchenweit erhärtet.

#### Antrag

<sup>7</sup> Die Kosten nach Abs. 1 Buchstabe h werden pauschal mit 8 CHF pro MWh **Nettoproduktion** angerechnet **zuzüglich der Teuerung über die verbleibende Nutzungsdauer**.

## Art. 68 – Erzielbarer ~~kapitalisierter~~ Marktpreis und erzielbarer Markterlös

Zu Abs. 1: Ist nicht nötig.

Zu Titel und Abs. 3: Begriffsverwendung wie bei den Kosten: diskontiert nicht kapitalisiert.

Zu Abs. 2: Die vom BFE vorgesehene Methode ist nur umsetzbar, wenn das BFE nominale Preisszenarien für die nächsten 80 Jahre bereitstellt. Daneben ist zu bemerken, dass keine detaillierten Angaben gemacht werden, wie die Marktpreisprognosen berechnet und aktualisiert werden. Die Marktpreise sind jedoch massgeblich für die Berechnung der nicht amortisierbaren Investitionen. Im Rahmen des Business Plans ist es wichtig, abschätzen zu können, wie hoch das BFE die Preise einschätzen wird.

### **Antrag**

~~<sup>1</sup> Der erzielbare kapitalisierte Marktpreis berechnet sich gestützt auf das Preisszenario nach Absatz 2 und auf den kalkulatorischen Zinssatz gemäss Artikel 70.~~

<sup>2</sup> Das BFE erstellt das **nominale** Preisszenario auf stündlicher Basis für die jeweils nächsten **80 Jahre**, aktualisiert es jährlich und stellt es den Betreibern zur Verfügung.

<sup>3</sup> Der erzielbare Markterlös berechnet sich für jedes Jahr der verbleibenden Nutzungsdauer aus dem erzielbaren ~~kapitalisierten~~ **diskontierten** Marktpreis, ...

## Art. 69 – Nicht amortisierbare Mehrkosten

Abs. 2 und 3: Klärung des Verständnisses.

### **Antrag**

<sup>2</sup> Bei Erweiterungen bestehender Anlagen ist der aus der Erweiterung resultierende zusätzliche Markterlös massgebend. **Er wird ausschliesslich den Kosten der Erweiterung gegenübergestellt.**

<sup>3</sup> Bei Erneuerungen bestehender Anlagen ist der erzielbare Markterlös aus der gesamten Nettoproduktion der Anlage massgebend. **Er wird den Kosten der Gesamtanlage gegenübergestellt.**

## Art. 70 – Kalkulatorischer Zinssatz

Präzisierung, wonach es sich um einen nominalen WACC handelt. Zudem ist Anhang 3 als eigenständiger Anhang zu verfassen. Verweise auf Abweichungen zu anderen Verordnungsanhängen sind zu vermeiden.

### **Antrag**

Der **nominale** kalkulatorische Zinssatz entspricht dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz. Die Berechnung und Bekanntgabe richtet sich nach ~~Anhang 3. unter Vorbehalt der in Anhang 3 genannten Abweichungen nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b und Absatz 3 bis in Verbindung mit Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV).~~

Aufgrund der sehr langfristigen Investitionen (80 Jahre) ist ein entsprechend langfristiger Fremdkapitalzinssatz zu berücksichtigen. Das Small Cap Risk und eine angemessene Hurdle Rate für Neubauten und Erhebliche Erweiterungen sind im WACC ebenfalls zu berücksichtigen.

### Art. 71 – Verbleibende Nutzungsdauer

Das DCF ist auf das Konzessionsende zu beschränken. Dies entspricht der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der Praxis. Heute befürchten viele Berggemeinden, dass ihnen beim Heimfall „Ruinen“ überlassen werden, weil sie wissen, dass die Betreiber ihre Investitionsentscheidung von der Amortisierbarkeit bis zum Konzessionsende abhängig machen müssen. Dies gilt insbesondere für die sogenannten „nassen“ Teile, die heimfallen. Ist das technische Lebensende solcher Anlagenteile bei Konzessionsende nicht erreicht, so muss der Betreiber bei einer Neukonzessionierung die Anlagen in Form einer Heimfallsverzichtentschädigung neu „kaufen“. Er kann die Anlagen also nicht über die Konzessionsdauer abschreiben.

#### **Antrag**

Zur Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer wird auf die Nutzungsdauer des neu eingebauten Bestandteils abgestellt, der die längste Nutzungsdauer gemäss der Nutzungsdauertabelle in Anhang 2.2 aufweist, **längstens jedoch bis zum Ablauf der Konzession**.

### Art. 94 – Markterlös

Abs. 1: Sämtliche Erlöse und sämtliche Kosten sind zu berücksichtigen. Ex-post sind die Erlöse aus Systemdienstleistungen gut ermittelbar.

#### **Antrag**

<sup>1</sup> Ertragsseitig wird **auf** der Erlös **berücksichtigt, der** aus dem Verkauf von Elektrizität, **Herkunfts nachweisen und anderen Zertifikaten am Markt stammt (Markterlös). Nicht berücksichtigt werden übrige Erträge, insbesondere sowie Erlöse für Systemdienstleistungen berücksichtigt und Herkunftsnachweise.**

Abs. 2: Es können Unterschiede bestehen, zwischen dem Kraftwerkseinsatzplan, die die Partner dem Betreiber der Partneranlage melden, und dem tatsächlich gefahrenen Programm der Produktionsanlage (Kraftwerkoptimierung des betriebsführenden Unternehmens). Es ist zu präzisieren, welches Profil gemeldet werden soll. Für den Markterlös ist das von den Partnerunternehmen gemeldete Profil relevant.

#### **Antrag**

<sup>2</sup> Der Markterlös wird auf der Basis des Marktpreises für jede Grosswasserkraftanlage einzeln, anhand des mit ihr stündlich gefahrenen Profils, ermittelt. Bei Anlagen, deren Elektrizität an mehrere Marktpremienberechtigte geht, ist für diese das **von ihnen gemeldete ihrem Anteil entsprechende und für sie gefahrene** Profil massgebend.

### Art. 95 – Gestehungs- und andere Kosten

Abs. 1: Es sind sämtliche Kosten für die Bereitstellung des marktfähigen Produktes zu berücksichtigen. Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen fallen durch den flexiblen Einsatz sowie die effiziente Bündelung von Arbeiten an, auch wenn keine oder nur wenig Systemdienstleistungen erbracht werden. Kalkulatorische Steuern werden auch bei den Investitionsbeiträgen verwendet und sind gemäss ECom bei der Anrechnung der Gestehungskosten zulässig.

#### **Antrag**

<sup>1</sup> Als Gestehungskosten werden **auf** die für eine effiziente Produktion **unmittelbar** nötigen Betriebskosten, **insbesondere Abgaben, Steuern und andere Konzessionsleistungen,** und

kalkulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt. ~~Nicht berücksichtigt werden andere Kosten, insbesondere Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und Gewinnsteuern, sofern tatsächlich kein Gewinn vorliegt, die Steuer aber trotzdem, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig, fix geschuldet ist.~~ Dazu gehören insbesondere auch die Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen sowie kalkulatorische Steuern.

Abs. 1<sup>bis</sup>: Die 8 CHF/MWh haben sich branchenweit in verschiedenen Fällen (Restwassersanierung, Partnerwerkbesteuerung) bereits bewährt.

#### Antrag

<sup>1bis (neu)</sup> Die Kosten für Energieverwertung und zentralisierte Funktionen werden pauschal mit 8 CHF pro MWh Nettoproduktion angerechnet.

### Art. 96 Grundversorgungsabzug

Abs. 2: Für die Elektrizität aus erneuerbaren Energien besteht gemäss Art. 15 Abs. 1 EnG Abnahme- und Vergütungspflicht. Gemäss dem Entwurf zum Art. 96 Abs. 2 EnFV wird die zwingend abzunehmende Elektrizität nach Art. 15 Abs. 1 EnG nicht als abzugsfähig berücksichtigt. Dabei verkleinert sie die marktprämienberechtigte Strommenge aus Grosswasserkraft in der Grundversorgung. Zur Wahrung der Konsistenz sollte der Absatz 2 folglich dahingehend modifiziert werden, dass auch die Elektrizität mit Abnahmepflicht nach Art. 15 Abs. 1 EnG zum Abzug gebracht werden kann.

#### Antrag

<sup>2</sup> Statt dieses Abzugs können sie einen bereinigten Grundversorgungsabzug zur Anwendung bringen (Art. 31 Abs. 2 EnG). Diesen bilden sie, indem sie den ersten Abzug um die Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energien, die sie in ihrer Grundversorgung verkaufen (Erneuerbaren-Menge), reduzieren. ~~Mit Ausnahme nach Art. 15 Abs. 1 EnG abgenommener erneuerbarer Elektrizität ist eine solche Reduktion nicht zulässig, wenn es sich um Elektrizität handelt, die~~  
~~Nicht zulässig ist eine solche Reduktion, wenn es sich um Elektrizität handelt, die~~  
a. im Einspeisevergütungssystem oder anderweitig unterstützt wird;  
b. nicht aus eigenen Anlagen stammt, es sei denn der Bezug beruhe auf langjährigen und vor dem 1. Januar 2016 abgeschlossenen Verträgen.

Abs. 3: Da der Begriff "Portfolio" nicht definiert ist, ist hier eine Präzisierung erforderlich. Gemeint sind die marktprämienberechtigten Anlagen.

#### Antrag

<sup>3</sup> ~~Wer Elektrizität aus mehreren Grosswasserkraftanlagen im Portfolio hat, darf Unternehmen, die Elektrizität aus mehreren marktprämienberechtigten Grosswasserkraftanlagen erzeugen, dürfen~~ keine mengengewichtete Mittelung der nicht gedeckten Gesteungskosten vornehmen. Die Marktprämie steht den Berechtigten stattdessen pro Anlage im Umfang ihrer Marktprämienquote zu. Diese ermittelt sich als Quotient aus:  
a. der Differenz der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten ~~im Portfolio~~ und dem angewandten Grundversorgungsabzug (Abs. 1 oder Abs. 2); und  
b. der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gesteungskosten ~~im Portfolio~~

### Art. 97 – Unternehmensbetrachtung bei Grundversorgung

Die Formulierung des Artikels ist schwer verständlich und kann zu Verwirrungen führen. Die vorgeschlagene Neuformulierung ist deutlich klarer. Sie soll ausserdem berücksichtigen, dass einerseits StromVV und EnFV konsistent sein müssen und andererseits die Pflicht auf Anrechnung des Grundversorgungspotentials und das Recht auf Verkauf in der Grundversorgung übereinstimmen müssen.

#### **Antrag**

~~<sup>1</sup> Ist ein Unternehmen marktprämienberechtigt, das Teil eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist, dessen Sparten, insbesondere Produktion, Netzbetrieb und Grundversorgung, in rechtlich eigenständige Einheiten unterteilt ist, so muss es sich das Grundversorgungspotenzial der anderen Einheiten anrechnen lassen.~~

~~<sup>2</sup> Rechtlich eigenständige Einheiten, die eine Sparte eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens bilden, dürfen die Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen auch dann zu Gesteungskosten in der Grundversorgung verkaufen (Art. 31 Abs. 2 EnG), wenn nicht sie selbst, sondern eine andere Einheit des Unternehmens marktprämienberechtigt ist. Wer mit einem Marktprämienberechtigten nicht auf diese Weise verbunden ist, sondern zum Beispiel nur durch Konzernzugehörigkeit, hat dieses Recht nicht~~

Wenn Energie des marktprämienberechtigten Unternehmens den grundversorgten Endverbrauchern von Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen grundsätzlich nach Art. 4 Abs. 1 StromVV zu Gesteungskosten in Rechnung gestellt wird oder werden darf, dann:

a) muss sich das marktprämienberechtignte Unternehmen das Grundversorgungspotential dieser Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen anrechnen lassen

b) dürfen diese Tochter-, Schwester- und Mutterunternehmen Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen zu Gesteungskosten in der Grundversorgung verkaufen (Art. 31 Abs. 2 EnG).

### Art. 99 – Verfahren beim BFE

Abs. 4: Eine Datenlieferung der EICom an das BFE ist für die Kontrolle angesichts einfacher Kontrollmöglichkeiten nicht notwendig und damit unbegründet. Es ist ausreichend, wenn das BFE die Gesuche in geeigneter Form der EICom unterbreitet, die EICom die Prüfung anhand der ihr vorliegenden Daten aus den Kostendeklarationen vornimmt und dem BFE das Resultat der Prüfung meldet. Die Kostendeklarationen der Unternehmen sind grundsätzlich Unternehmensgeheimnisse und schützenswert.

#### **Antrag**

<sup>4</sup> Die EICom unterstützt das BFE beim Vollzug, insbesondere indem es sie die bei ihr verfügbaren Daten zur Grundversorgung liefert. Sie kontrolliert in Koordination mit dem BFE unter anderem, ob die Marktprämienberechtigten die Elektrizität, für die sie die Marktprämie erhalten, nicht auch in der Grundversorgung verkaufen. Das BFE unterstützt diese Kontrolle mit den nötigen Daten, soweit es darüber verfügt.

## Anhang 1.1 Wasserkraftanlagen im Einspeisevergütungssystem

### 3 Vergütungsdauer

Nachdem das bereits per 1. Januar 2017 angepasste KEV-Vergütungssystem zu einer deutlichen Verschlechterung für neue Wasserkraftwerke geführt hat, soll mit der neuen Verordnung die Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre verkürzt werden. Mit dieser zusätzlichen Verschlechterung dürfte die überwiegende Anzahl der 546 Projekte auf der KEV-Warteliste<sup>3</sup> nicht mehr realisiert werden. Einzig die Projekte mit einem positiven Bescheid hätten noch eine Chance auf Realisierung, sofern sie nicht aufgrund der Fristen aus dem KEV-System ausscheiden.

Im Hinblick auf die Erreichung des Ausbauziels im Bereich der Wasserkraft erscheint es widersprüchlich, die Realisierung von KEV-Projekten derart unattraktiv zu machen. Deshalb ist die Korrektur der Vergütungsdauer von 15 auf 20 Jahren unumgänglich. Diese Zeitspanne ist auch angesichts der langen Lebensdauer der Anlagen (bis 80 Jahre) angezeigt.

#### **Antrag**

Die Vergütungsdauer beträgt ~~15~~20 Jahre.

### 5.1 Übergangsbestimmungen

*Die Formulierung der Ziffer 5.1 widerspricht diametral dem erläuternden Bericht: "Die Übergangsbestimmungen in Ziffer 5.1 sehen vor, dass für die Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2018 einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, für die Vergütungsdauer und den Vergütungssatz das im Zeitpunkt des Projektfortschrittes geltende Recht gilt. Dadurch werden die Anlagenbetreiber, die einerseits in den positiven Bescheid vertraut haben und andererseits gestützt auf dieses Vertrauen bereits erheblich investiert haben, in dieser Investition geschützt."*

Zwischen dem Zeitpunkt des positiven Bescheides und dem Projektfortschritt können die Vergütungssätze massiv gesunken sein. Damit werden die Spielregeln für den Investor während des Spiels einschneidend geändert, die Rechts- und Investitionssicherheit wird verletzt. Bislang haben die Übergangsbestimmungen den Investor geschützt, da sowohl für die Vergütungsdauer wie auch für die Berechnung der Vergütung die Vorgaben entscheidend waren, die vor dieser Änderung massgeblich waren. Diese Bestimmung muss auch in der neuen Verordnung Niederschlag finden; ansonsten sind die Investitionen in ein Projekt, auf einen positiven Bescheid basierend, verloren. Es geht um Rechts- und Investitionssicherheit.

#### **Antrag**

Für Betreiber, die für ihre Anlage vor dem 1. Januar 2018 sowohl einen positiven Bescheid erhalten als auch die vollständige erste Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, gelten sowohl für die Vergütungsdauer wie auch für die Berechnung der Vergütung die Vorgaben, ~~die vor dieser Änderung massgeblich waren zum Zeitpunkt der Einreichung der ersten Projektfortschrittmeldung massgebenden Bestimmungen.~~

<sup>3</sup> KEV-Cockpit, 4. Quartal 2017, Version vom 3.1.17

## 5.2 Übergangsbestimmungen

Es ist sicherzustellen, dass es eine Möglichkeit gibt, die Inbetriebnahmemeldung erst später einzureichen. Das folgende Beispiel illustriert, warum dies sinnvoll sein kann: Aufgrund der zweiten Fortschrittmeldung für die GKI Dotierturbine rückte das Projekt am 15.3.16 in der Warteliste nach vorne. Die Inbetriebnahme ist aufgrund noch zu tätiger Planungsschritte dennoch erst für das erste Semester 2020 vorgesehen und erst dann möglich.

### Antrag

b. spätestens bis zum 31. Dezember ~~2019~~2020, sofern der Betreiber zwischen dem 1. Januar 2016 und dem 1. Januar 2017 einen positiven Bescheid erhalten hat.

## Anhang 1.3 Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem

### 4 Vergütungsdauer

Die Windenergie in der Schweiz ist gegenüber vielen EU-Ländern um ca. 20 Jahre im Rückstand. Aufgrund vor allem hinderlicher Rahmenbedingungen wie langwieriger administrativer Prozesse konnte sie noch keine nennenswerte Verbreitung finden. Eine Kürzung der Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre würde nun den weiteren, dringend benötigten Ausbau der Windenergie in der Schweiz nicht nur stark behindern, sondern wahrscheinlich gänzlich lahmlegen.

Viele Windparks werden seit ca. 2005 entwickelt mit der Aussicht auf eine 20jährige KEV-Vergütung. Bisher wurde aufgrund von langwierigen raumplanerischen und juristischen Verfahren noch keiner dieser Parks tatsächlich gebaut. Erhalten diese Windparks nach 15-20 Jahren Entwicklungszeit endlich einen positiven Förderbescheid und gehen in Betrieb, fehlen ihnen fünf Jahre Förderung im Vergleich zu ihrer langjährigen Planung. Diese fünf Jahre sind aber nötig, um eine Gesamtwirtschaftlichkeit zu erreichen. Die vorgeschlagene Kürzung der Vergütungsdauer würde folglich nicht nur den Bau neuer Anlagen behindern, sondern auch die Investitionssicherheit für die in Planung befindlichen Windparks untergraben.

### Antrag

Die Vergütungsdauer beträgt ~~15~~20 Jahre.

## Anhang 2.2 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

### 2 Inhalt des Gesuchs

Die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten ist äusserst aufwendig. Im Sinne der Effizienz und zugunsten der kleineren Antragsteller sollte das BFE ein elektronisches Berechnungsfile (Excel), das auch sämtliche relevanten Hintergrunddaten (Preisszenarien, Kapitalkostensatz) enthält, zur Verfügung stellen.

### Antrag zu Ziff. 2 lit. p:

eine Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten, für welche das BFE ein entsprechendes elektronisches Berechnungsfile zur Verfügung stellt.

### Anhang 3 Bestimmung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes

Die Methodik zur WACC-Ermittlung für Produktionsanlagen muss die besonderen Geschäfts- und Finanzierungsrisiken solcher Anlagen adäquat widerspiegeln. Die Anlehnung an den regulierten WACC im Stromnetz berücksichtigt diese ungenügend. Folgende Aspekte werden kritisiert:

*Kapitalstruktur:* Die Eigenkapitalanforderungen von 50% erscheinen indes als zu tief. Gemäss der IFBC-Studie von 2015 weist ein vertikal integriertes EVU mit Netzbetrieb Eigenkapitalquoten von durchschnittlich rund 50% auf. Unter der Annahme, dass Investitionen ins Stromnetz gemäss StromVV mit 40% Eigenkapital unterlegt werden müssen, müssten Kraftwerksinvestitionen mit Eigenkapital über 50% hinterlegt werden, um den Schnitt von 50% erklären zu können. Daher wird für Kraftwerksinvestitionen eine Eigenkapitalquote von 60% als angemessen betrachtet.

*Asset Beta:* Die Einschätzung, dass Investitionen in Produktionsanlagen ein höheres Risiko aufweisen als Investitionen ins Stromnetz, wird geteilt. In der Praxis wird die Risikocharakteristik einer Anlage, das sog. Beta, aus Aktienkursbewegungen von Peers im Vergleich zu einem Referenzindex gemessen. Dabei stellt sich jedoch das Problem, für spezifische Anlagen eine angemessene Vergleichsgruppe von kotierten Unternehmen zu finden. Insbesondere im vorliegenden Fall von Hydro-Kraftwerksneubauten dürfte klar sein, dass eine Peer Group von kotierten Energieunternehmen oder Infrastrukturfonds kein angemessener Massstab für den Risikocharakter einer Einzelanlage ist. Es dürfte jedoch keine Peer Group die spezifischen Risiken von einzelnen Hydro-Kraftwerksanlagen und -projekten abbilden können, womit das berechnete Beta gemäss Verordnungsentwurf die Risiken und damit die Kapitalkosten unterschätzt. Folglich muss sich die Peer Group aus produktionsintensiven Unternehmen zusammensetzen, um die höheren Risiken einzelner Hydro-Kraftwerksanlagen ansatzweise abzubilden.

*Baurisikoprämie:* Das Baurisiko (Projektrisiko) stellt den zentralen Risikofaktor für Kraftwerksneubauten dar. Dieses Risiko wird durch keine Peer Group abgedeckt, da börsenkotierte Unternehmen generell das Risiko von bereits operativen Kraftwerken abbilden. Deshalb muss im EnFV-WACC eine Prämie für das Risiko von Kraftwerksneubauten Eingang finden.

*Size Premium:* Die Empirie zeigt, dass kleinere Unternehmen höhere Kapitalkosten verzeichnen als kotierte Grossunternehmen. Dafür gibt es eine Vielzahl von Erklärungen, wie fehlende Liquidität der Investments oder grössere Klumpenrisiken. Klar ist, dass es in der Unternehmensbewertung zur "Best Practice" gehört, für kleinere Unternehmen ein Size Premium in den Kapitalkosten zu berücksichtigen. Einerseits werden damit Risiken abgedeckt, die durch die kotierten Peers nicht abgebildet werden können, und andererseits wird die seitens Investoren erwartete zusätzliche Entschädigung für das erhöhte Risiko von kleineren Unternehmen berücksichtigt. Ein solcher Size-Premium-Ansatz findet in der Schweiz bereits Anwendung. In vergleichbarem Umfeld zu einem vertikal integrierten Unternehmen mit regulierten und nicht-regulierten Bereichen wird bei Flughäfen gemäss der Verordnung über Flughafengebühr (748.131.3, Anhang 1 Punkt 2.2) zur Berechnung einer angemessenen Kapitalverzinsung für nicht-regulierte Bereiche ein Size Premium verwendet. Während Flughafengebühren im flugbetriebsrelevanten Bereich durch die Verordnung festgelegt und erhoben werden, unterliegt der nicht-flugbetriebsrelevante Bereich (Shopping, Parking etc.) keiner Regulierung. Mit dem Einsatz des Size Premium wird im wettbewerblichen Bereich "eine angemessene Kapitalverzinsung [...] für nachweisbar höhere Renditeerwartungen klein kapitalisierter Unternehmen" sichergestellt. Angesichts der Tatsache, dass Investitionen in Produktionsanlagen ausserhalb des regulierten Bereichs eines

natürlichen Monopols liegen und zudem einem starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, ist für Kraftwerksanlagen und Kraftwerksneubauten die Berücksichtigung eines Size Premium für eine angemessene Kapitalverzinsung zwingend erforderlich.

*Bonitätszuschlag:* Die BKW teilt die Meinung, dass Investitionen in Hydro-Kraftwerke risikoreicher sind als Investitionen im Netzbereich. Entsprechend fordern nicht nur Eigenkapital- sondern auch Fremdkapitalgeber eine höhere Risikoverzinsung. Letzteres zeigt sich beim Bonitätszuschlag des Fremdkapitals. Im Netz-WACC werden die Bonitätszuschläge anhand der Fremdkapital-Spreads von Schweizer A-Rating-Unternehmen abgeleitet. Dies wäre die falsche Peer Group für den EnFV-WACC. Aufgrund der Tatsache, dass sich derzeit wohl kein Wasserkraftwerk, welches den Schwankungen des Strommarktpreises ausgesetzt ist, mit der gewünschten durchschnittlichen Fremdkapitalquote ohne weitergehende Konzernverpflichtungen finanzieren lässt, ist eine Bonität unter Investment Grade zu verwenden. Die Bonitätszuschlag-Herleitung muss daher anhand einer Peer Group mit deutlich tieferem Rating als beim Netz-WACC erfolgen, welches unterhalb von BBB liegen muss.

**Antrag**

Die Bestimmungen des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes für Wasserkraftanlagen sind wie folgt anzupassen:

1. Erhöhung der Eigenkapitalquote für Kraftwerksinvestitionen von 50% auf 60%.
2. Asset Beta muss sich an einer Stromproduktions-intensiven Peer Group herleiten.
3. Für Kraftwerksneubauten ist zusätzlich eine Baurisikoprämie anzuwenden.
4. Für Kraftwerksanlagen und Kraftwerksneubauten muss ein Size Premium berücksichtigt werden.
5. Die Berechnung des Bonitätszuschlags muss auf Basis einer Vergleichsgruppe mit schwächerer Rating-Einstufung unterhalb von BBB erfolgen.

Verweise zwischen Verordnungen sind für die Übersichtlichkeit zu vermeiden.

**Antrag**

Der Anhang ist nicht als Abweichung zum Anhang 1 StromVV zu formulieren, sondern soll in sich vollständig sein.

## Teilrevision Stromversorgungsverordnung (StromVV)

### Art. 8a – Intelligente Messsysteme

Eine flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme wird als nicht zielführend erachtet. Erstens sind die damit verbundenen Kosten ausserordentlich hoch, während der effektive Nutzen sehr unsicher ist. Zweitens sollte der Bundesrat keine derart detaillierten technischen Standards festlegen, zumal absehbar ist, dass diese schon bald durch neue Technologien überholt sein könnten. Und drittens dürfte es aus rechtlicher und kommunikativer Sicht problematisch sein, bei sämtlichen Kunden – auch gegen deren Willen – einen Smart Meter zu installieren.

Die vom BFE in Auftrag gegebene Kosten-Nutzen-Analyse<sup>4</sup> zum Smart-Meter-Rollout illustriert zwar die hohen Investitions-, Betriebs- und Kommunikationskosten, kann aber die damit verbundenen Effizienzvorteile mit Bezug auf den Stromverbrauch nicht überzeugend darlegen. Laut der Kosten-Nutzen-Analyse entstünde der Hauptnutzen durch Stromeinsparungen bei Konsumenten. Solche Einsparungen sind aber wesentlich vom Verhalten der Verbraucher abhängig. Dass diese in nennenswertem Umfang weniger Strom verbrauchen, allein weil sie aufgrund der Smart-Meter-Technologie mehr und bessere Informationen über ihren Verbrauch erhalten, kann sehr wohl bezweifelt werden. Viele Endkunden zeigen nur wenig Interesse an ihrem Stromverbrauch, was primär durch den relativ geringen Anteil der Stromkosten an den gesamten Haushaltsausgaben bedingt ist. Der isolierte Einsatz der Smart-Meter-Technologie dürfte daran kaum etwas ändern. Darüber hinaus behindern die aktuellen Rahmenbedingungen zusätzliche potenzielle Vorteile eines Smart-Meter-Einsatzes. So werden etwa eine effizientere Netzauslastung und daraus resultierende Einsparungen beim Netzausbau durch die mangelnde Flexibilität bei der Netztarifizierung behindert. Die vorgesehene Neuregelung der Netztarifizierung in Art. 18 StromVV schränkt die Möglichkeiten einer flexiblen Tarifgestaltung sogar weiter ein.

Die Vorgabe konkreter technologischer Standards durch den Bundesrat gilt generell als überaus ineffizient. Der Bundesrat masst sich Wissen an, über das er gar nicht verfügen kann. Es wäre effizienter, generelle Rahmenbedingungen für die politische Zielerreichung zu definieren und die Wahl der geeignetsten Technologie den Akteuren im Markt zu überlassen, die in diesem Kontext ein Interesse an einer möglichst effizienten und zukunftsfähigen Lösung haben. Diese generelle Beurteilung gilt auch oder gerade für Stromnetze und die Metering-Technologie, wo durch Digitalisierung, kommunikative Vernetzung und neue Ansätze wie Blockchain eigentliche Paradigmenwechsel möglich sind. In diesem dynamischen Kontext sollte der Bundesrat lediglich Minimalanforderungen an die Messdaten bzw. deren Umfang und Format sowie den Zugang der Verbraucher bzw. Marktakteure zu diesen Daten definieren. Schliesslich ist der ungehinderte und zeitnahe Zugang zu den Messdaten eine zentrale Voraussetzung für die Realisierung innovativer Lösungen. Anstelle eines flächendeckenden Smart-Meter-Rollouts erfüllt bereits die Vorgabe einer standardisierten physischen Kundenschnittstelle an der Messeinrichtung diese Anforderung. Mit dieser Schnittstelle haben Kunden bzw. von ihnen beauftragte Dritte die Möglichkeit, ihre Messdaten vor Ort in jeder gewünschten Auflösung auszulesen. Damit wird nicht nur dem Kundenwunsch nach Verfügbarkeit der eigenen Messdaten Rechnung getragen, sondern es werden auch unterschiedlichste Smart-Home- und weitere Dienstleistungen, die auf zeitnahen und hochaufgelösten Messdaten basieren, ermöglicht. Sinnvollerweise werden neu installierte Messeinrichtungen zwingend mit der standardisierten Schnittstelle ausgerüstet. Bei bestehenden Messeinrichtungen ist es ausreichend, wenn diese auf expliziten Kundenwunsch mit der entsprechenden Schnittstelle ergänzt werden. Die blossige Vorgabe

---

<sup>4</sup> Ecoplan 2015: Smart Metering Rollout – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessment 2012.

der standardisierten Schnittstelle ist dadurch nicht nur günstiger als ein obligatorischer Rollout von Smart-Metern. Darüber hinaus lässt diese Lösung den Marktakteuren auch die Entscheidung über den Einsatz der für sie effizientesten Technologie.

Ohnehin erscheint ein zwingender flächendeckender Smart-Meter-Rollout gegen allfälligen Kundenwillen wenig sinnvoll und rechtlich fraglich. Die BKW hat in Pilotprojekten mit Smart Metern die Erfahrung gemacht, dass viele Kunden einem Smart-Meter-Einsatz kritisch gegenüberstehen und diesen sogar explizit ablehnen. Ihre Hauptbedenken sind eine damit einhergehende «Überwachung» und die nicht gesehene Notwendigkeit eines Smart Meters. Insbesondere der Aspekt der Überwachung erscheint datenschutzrechtlich bisher nur sehr rudimentär adressiert. Für die Netzbetreiber wäre ein zwingender flächendeckender Smart-Meter-Rollout daher mit erheblichen kommunikativen und juristischen Unwägbarkeiten verbunden.

#### **Antrag**

Vorgeschlagenen Art. 8a StromVV streichen. Anstelle dessen einen neuen Art. 8a einfügen mit folgendem Wortlaut:

<sup>1</sup> Für das Messwesen und die Informationsprozesse ist bei den Endverbrauchern und Erzeugern eine standardisierte Schnittstelle einzuführen, die ihnen direkten Zugang zu ihren Messdaten ermöglicht. Die Netzbetreiber einigen sich auf einen geeigneten Standard der Schnittstelle.

<sup>2</sup> Neu installierte Messeinrichtungen sind zwingend mit der standardisierten Schnittstelle auszurüsten. Bestehende Messeinrichtungen müssen auf Kundenwunsch mit einer standardisierten Schnittstelle ergänzt werden.

#### **Art. 8c – Intelligente Steuer- und Regelsysteme**

Abs. 1: Im Rahmen der Revision des StromVG wird derzeit ein neuartiger Regulierungsrahmen für den Einsatz von Flexibilitäten erarbeitet. Dabei soll u.a. auch die Vergütung von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz geregelt werden, ebenso wie die Zugriffsrechte auf Flexibilitäten der Netznutzer.

Eine Regelung dieser Teilaspekte im Zusammenhang mit intelligenten Steuer- und Regelsystemen bereits in der Energiestrategie 2050 erscheint verfrüht, da der umfassendere gesetzliche Rahmen dazu noch in Arbeit ist. Es ist daher momentan weder klar, nach welchen Kriterien Flexibilitäten künftig zu welchem Zweck eingesetzt werden dürfen, noch nach welchem Prinzip sie generell vergütet werden sollen. Diese Aspekte sollten folglich nicht zum jetzigen Zeitpunkt, sondern erst nach der Revision des StromVG geregelt werden.

Abs. 4: Eine Veröffentlichung der Bedingungen eines diskriminierungsfreien Zugangs zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen im Internet bedeutet für Netzbetreiber einen unnötigen administrativen Mehraufwand, den es im Sinne der Kosteneffizienz zu vermeiden gilt.

#### **Antrag**

Absatz 1 streichen

~~<sup>1</sup> Der Netzbetreiber darf für den effizienten Netzbetrieb intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Erzeugern nur dann verwenden, wenn sie diesem Einsatz zustimmen. Die Endverbraucher und Erzeuger vereinbaren dazu mit dem Netzbetreiber den Umfang des Zugriffs und eine angemessene, sachgerechte Vergütung.~~

Absatz 3 streichen

~~<sup>3</sup> Der Netzbetreiber stellt die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen sowie die Berechnungsansätze für eine Vergütung über eine frei zugängliche Adresse im Internet bereit.~~

~~<sup>4</sup> Der Netzbetreiber ermöglicht Dritten den diskriminierungsfreien Zugang zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen, sofern die technischen und betrieblichen Voraussetzungen dazu bestehen und sofern die Kapital- und Betriebskosten für solche Systeme an die Netzkosten angerechnet werden. Der Netzbetreiber veröffentlicht die Bedingungen über eine frei zugängliche Adresse im Internet.~~

## **Art. 18– Netznutzungstarife**

Die BKW steht den vorgeschlagenen Änderungen zur Einführung einer neuen starren Grenze für die Kundengruppenbildung sowie der grundsätzlichen Vorgabe zum nicht-degressiven Arbeitstarif (mind. 70%) auf der Spannungsebene > 1 kV ablehnend gegenüber. Die vorgesehenen Anpassungen tragen weder den gesetzlichen Vorgaben bzgl. effizienter Netzinfrastruktur nach Art. 14 Abs. 3 Bst. e StromVG Rechnung, noch erfüllen sie den Anspruch der als Ziel gesetzten verursachergerechten Netzkostentragung. Auch werden die im Rahmen der Revision StromVG geplanten Anpassungen hinsichtlich der wirksamen Berücksichtigung des Leistungsanteils bei der Netztarifizierung nicht abgebildet. Die quasi-Aufhebung der Leistungskomponente wäre sogar ein Schritt in die entgegengesetzte Richtung.

Abs. 1<sup>bis</sup> Satz 2: Art. 18 Abs. 1<sup>bis</sup> Satz 1 hält nochmals die Vorgabe von Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG fest, dass sich die Tarifizierung am Bezugsprofil orientieren muss. Daneben hat die Tarifizierung je Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich zu sein (Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG). Mit der Vorgabe von Art. 18 Abs. 1<sup>bis</sup> Satz 2, dass bis zu einer Anschlussleistung von 15 kVA nur eine Kundengruppe zulässig ist, schränkt die Netzbetreiber in der Umsetzung von Art. 14 StromVG ein. Im Erläuternden Bericht wird die Vorgabe damit begründet, dass es von Seiten des Gesetzes keine weiteren Vorgaben zur Bildung der Kundengruppe gibt. Letzten Endes werden durch diese Regelung aber Kunden mit unterschiedlichem Bezugsprofil (Speichernutzer, Eigenverbraucher, etc.) in einer Gruppe zusammengefasst. Daneben wird die aktuell gebräuchliche tarifliche Unterscheidung von Kunden mit Ein- und Doppeltarifzähler – letztere z.B. mit Boilersteuerung – hierdurch verhindert. In diesem Kontext ist die Vorgabe auch nicht konform mit der in derselben Verwaltungsänderung vorgeschlagenen Vergütung von Flexibilitäten, da für Flexibilitätsanbieter unterhalb der eingeführten Grenze keine separate Netznutzungsprodukte angeboten werden können, um die bereitgestellte Flexibilität zu vergüten.

Abs. 2: Mit starren Grenzen für die Leistungs- und Arbeitskomponente wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit einer flexiblen Tarifsetzung, die die verursachten Kosten widerspiegelt, genommen. Dies widerspricht den Vorgaben des StromVG nach Kostenkausalität und konterkariert den in derselben Verwaltungsänderung geplanten Smart Meter Rollout, mit dem – kundengruppenspezifisch – eine Tarifizierung nach der in Anspruch genommenen Kapazität, besser umgesetzt werden kann.

Unabhängig vom Widerspruch zu den Vorgaben StromVG stösst der Verordnungsentwurf das bestehende Modell der Netzentgelte, wonach für Kunden mit Leistungsmessung Tariffreiheit gilt, um. Dies hat mehrere Implikationen:

- Die Umstellung der Tarifizierung auf eine höhere Leistungskomponente kann nur je Kundengruppe durchgeführt werden, da die der Kundengruppe zugeordneten Kosten innerhalb der Gruppe nun nach einem neuen Massstab alloziiert werden. Eine (optionale) Vereinbarung einer anderen Tarifizierungsbasis (z.B. höhere Gewichtung

der Leistung) mit einzelnen Mitgliedern der Kundengruppe widerspricht der einheitlichen Tarifierung je Kundengruppe und wird zu Rosinenpicken führen, indem nur diejenigen Mitglieder in den alternativen Tarif wechseln, die hierdurch einen geringeren Anteil an den Netzkosten wie bisher bezahlen. Ein entsprechendes System ist nicht stabil. Es bringt schliesslich auch erhebliche Kosten mit sich (individuelle vertragliche Anpassungen, Systemanpassung, Kundenbetreuung).

- Von der Neuregelung sind nicht nur Haushaltskunden, sondern alle auf Netzebene 7 angeschlossenen Kundengruppen betroffen, d.h. auch Gewerbekunden und KMU. Diese werden derzeit mit einem höheren Leistungsanteil tarifiert und haben zum Teil erhebliche Investitionen getätigt, um ihren Leistungsbezug zu optimieren, was der Kapazitätsnutzung der Netze entgegen kommt. Das vorgesehene grössere Gewicht der Arbeitskomponente würde die getätigten Investitionen und Anstrengungen wertlos machen.

Insgesamt spricht sich die BKW für eine Freiheit der Tarifierung innerhalb der vom StromVG vorgegebenen Grenzen aus. Dies ermöglicht eine verstärkt leistungsorientierte Gestaltung der Netznutzungstarife und stärkt damit die allokativen Effizienz. Die Tarife widerspiegeln die in Anspruch genommene Netzkapazität und die durch den Endverbraucher verursachten Netzkosten.

#### Antrag

Art. 18 Abs. 1<sup>bis</sup> und 2

<sup>1bis</sup> Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. ~~Bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.~~

~~2 Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein. Netzbetreiber und Endverbraucher können einen tieferen Anteil Arbeitstarif vereinbaren, sofern eine Leistungsmessung eingesetzt wird.~~

## Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

### Art. 1-5

Die Bestimmungen der HKSV sind nicht auf die Möglichkeit zum Zusammenschluss zwecks Eigenverbrauch abgestimmt. Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass eine Anlage über einen eigenen Netzanschluss verfügt. Schliessen sich jedoch mehrere Endverbraucher zum Eigenverbrauch zusammen, können sich hinter demselben Netzanschluss mehrere Anlagen befinden. Da der Zusammenschluss gemäss Art. 18 Abs. 1 EnG über einen einzigen Messpunkt verfügt, ist sein Innenverhältnis für den Netzbetreiber nicht ersichtlich. Beispielsweise hat der Netzbetreiber keinen Einblick darin, wie sich die am Netzanschlusspunkt anliegende gesamte Produktionsleistung innerhalb des Zusammenschlusses auf einzelne Anlagen aufteilt. Entsprechend kann der Produktionsüberschuss nur pro Messpunkt des Zusammenschlusses für ggf. mehrere sich dahinter befindende Anlagen erfasst und übermittelt werden; die Aufteilung der Überschussenergie auf einzelne Anlagen hinter dem Netzanschluss ist nicht möglich. Auch die nach Art. 8 Abs. 5 StromVV verpflichtende Messung, Erfassung und Übermittlung der Nettoproduktion bei Anlagen innerhalb des Zusammenschlusses mit mehr als 30 kVA wäre für den Netzbetreiber nicht möglich, da er keinen Einblick in die internen Elektrizitätsflüsse hat. Der Netzbetreiber kann somit seinen Pflichten nicht ohne ein von ihm betriebenes Messsystem innerhalb des Zusammenschlusses nachkommen.

#### **Antrag**

Die Artikel der Verordnung sind entsprechend folgender Aspekte anzupassen:

1) Umfasst der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Art. 17 Abs.1 EnG) mehrere Anlagen, haben Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer ein gemeinsames Konto in der Herkunftsnachweis-Datenbank für die Erfassung der Herkunftsnachweise für den Überschuss am Messpunkt zum Netzbetreiber zu eröffnen. Der Netzbetreiber erfasst und übermittelt die Überschussproduktion an das Herkunftsnachweis-Portal der Vollzugsstelle.

2) Bei Anlagen von mehr als 30 kVA innerhalb des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch bleibt der Netzbetreiber für das Messwesen und Informationsprozesse nach Art. 8 Abs. 5 StromVV verantwortlich.

## Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En)

### Anhang 3

Im Anhang 3 der GebV-En wurde der neue Gebührenrahmen festgelegt. Die Gebühren sind zum Teil deutlich höher als die derzeit durch die Swissgrid erhobenen Gebühren.<sup>5</sup> Dies betrifft vor allem die Entwertung der HKN, Erstellung einer Entwertungsbestätigung und Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland. Durch eine solche Gebührenerhöhung werden kennzeichnungspflichtige Unternehmen mit deutlich höheren Kosten belastet. Es ist jedoch kein Grund ersichtlich, weshalb die Vollzugsstelle höhere Gebühren für die gleiche Leistung erheben soll.

#### **Antrag**

Der Gebührenrahmen für das Herkunftsnachweiswesen ist unverändert zur heutigen Regelung zu belassen.

---

<sup>5</sup> [https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/goo/facts/preisliste\\_2017\\_de.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/goo/facts/preisliste_2017_de.pdf) (Zugriff am 30.03.2017)