

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bern, 07.07.2022

**Stellungnahme zur Umsetzung der Änderung vom 1. Oktober 2021 des Energiegesetzes auf
Verordnungsstufe und weitere Änderungen der Energieverordnung, der
Energieeffizienzverordnung, der Energieförderungsverordnung und der
Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten Anfang 2023**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zu den von Ihnen vorgeschlagenen Verordnungsänderungen im Energiebereich äussern zu dürfen.

Die BKW begrüsst die marktnahe und wettbewerbliche Umsetzung der Förderung der erneuerbaren Energien. Das Modell der Investitionsbeiträge sowie Ausschreibungen sind dafür besonders geeignet. Zu verschiedenen der von Ihnen vorgeschlagenen Verordnungsanpassungen schlagen wir Schärfungen vor, die wir nachstehend im Detail erläutern.

Zusätzlich möchten wir bei dieser Gelegenheit auf verschiedene kritische Aspekte in den geltenden Bestimmungen hinweisen, die es in den zur Diskussion stehenden Verordnungen ebenfalls anzupassen gälte. Es sind dies folgende Punkte:

- **Rückliefervergütung:** Die in Art. 12 EnV festgehaltene Orientierung des Abnahmepreises für Strom aus erneuerbaren Energien an den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen ist sowohl aus rechtlicher als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht verfehlt und wird von der BKW klar abgelehnt. Die gesetzlichen Bestimmungen sprechen von den vermiedenen Kosten der *Beschaffung (Kauf)*. Damit 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. Um damit verbundene Markt- und Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, sollte sich die Rückliefervergütung an den Marktpreisen orientieren.
- **Einführung von verursachergerechten Netztarifen:** Der Ausbau der dezentralen Stromproduktion verlangt nach begleitenden Massnahmen zur Dämpfung eines

Netzkostenanstiegs. Für einen effizienten Netzausbau mit verursachergerechter Kostentragung müssen die Netzbetreiber aber die Möglichkeit haben, entsprechend ihrem jeweiligen Netz und der technischen Gegebenheiten eine passende Tarifstruktur zu entwickeln. Die starre Regelung der aktuellen Bestimmungen in Art. 18 StromVV ist daher unbedingt aufzuweichen. Zudem muss, um einzelne Kundengruppen nicht zu benachteiligen, die Einteilung der Kunden im Sinne einer verursachergerechten Kostentragung entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenverursachung möglich sein.

- **Beschränkung der Rückspeiseleistung von Produktionsanlagen in das Verteilnetz:** Um den Ausbau der Verteilnetze in Grenzen zu halten, sollte die Beschränkung der Einspeiseleistung bei PV-Anlagen eingeführt werden, wie dies auch im Ausland verbreitet praktiziert wird («Peak-Shaving»). Durch eine Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% der Anlagenleistung sinkt die jährlich rücklieferbare Energiemenge um maximal 3%. Jedoch kann der Netzausbau und die damit verbundenen Kosten um bis zu 40% reduziert werden.¹ Diese einfache Massnahme trägt im Sinne der Gesamtwirtschaft massgeblich zur Reduktion der Kosten und damit einer gelungenen Umsetzung der Energiestrategie 2050 bei. Wir schlagen eine entsprechende Anpassung von Art. 10 EnV vor.
- **Keine Rückkehr in die Grundversorgung:** Insbesondere im Zusammenhang mit steigenden Preisen auf dem Strommarkt wird die Grundversorgung für einige Endverbraucher mit Netzzugang wieder attraktiv. Gemäss dem Prinzip «einmal frei, immer frei» dürfen Endverbraucher, die bereits vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, nicht mehr in die Grundversorgung zurückkehren. Diese Regelungen kann aktuell durch die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch umgangen werden. Um derartiges missbräuchliches Vorgehen zu verhindern, sind Regelungen zu schaffen, die klären, wie mit der Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch umgegangen werden kann, falls ein Grossteil des Jahresverbrauches im ZEV bereits vorher auf dem freien Markt beschafft worden ist.
- **Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts erforderlich:** Seit Anfang 2020 sind Betreiber von Anlagen im Einspeisevergütungssystem (EVS) mit einer Leistung grösser als 500 kW (resp. 100 kW, wenn nach 2018 ins EVS aufgenommen) verpflichtet, ihre Stromproduktion selbst zu vermarkten (Direktvermarktung). Als Entschädigung für die Kosten der Direktvermarktung hat der Bundesrat das Bewirtschaftungsentgelt eingeführt, das dem Anlagenbetreiber zusätzlich zur Einspeiseprämie von Pronovo ausbezahlt wird. Bei der Einführung der Direktvermarktung erwähnte der Bundesrat, dass mit dem Bewirtschaftungsentgelt «insbesondere die Ausgleichsenergiekosten sowie die Vermarktungskosten im engeren Sinne, also bspw. für den Betrieb der Handelsabteilung, abgegolten» werden. Zudem könne die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts je nach Entwicklung der Kosten angepasst werden.² Mit den gestiegenen Strompreisen am Spotmarkt Schweiz sind seit Mitte 2021 auch die Ausgleichsenergiekosten stark gestiegen. Im Vergleich zu 2020 sind aktuell die Ausgleichsenergiekosten um den Faktor 3 höher. Diese Entwicklung sollte sich in der Höhe des Bewirtschaftungsentgelts widerspiegeln. Mit einer Erhöhung des Bewirtschaftungsentgelts stellt der Bundesrat sicher, dass die Kosten der Direktvermarktung weiterhin gedeckt sind und damit die Investitionssicherheit für erneuerbare Energieanlagen im EVS gegeben ist.
- **Anpassung des Referenz-Marktpreises erforderlich:** Bei der Berechnung des Referenz-Marktpreises wird bisher nur für die Photovoltaik eine Gewichtung anhand derjenigen Einspeisemengen vorgenommen, nicht jedoch für andere Technologien wie Wasserkraft oder Windenergie. Bei diesen Technologien lägen gemäss Aussagen des Bundesrates im

¹ «Moderne Verteilernetze für Deutschland», Verteilernetzstudie, BMWI Forschungsprojekt Nr. 44/12, Abschlussbericht vom 12. September 2014

² Erläuternder Bericht zur Energieförderungsverordnung 2017

Rahmen der Einführung der Direktvermarktung «keine spezifischen Produktions- und Einspeisemuster vor». Auswertungen von Produktionsdaten zeigen jedoch eine systematische Abweichung des Referenz-Marktpreises. Demnach ist auch für Wasserkraft und Windkraft eine volumengewichtete Berechnung notwendig.

- **Bonus für volle Dächer ist sinnvoll:** Seit der Vernehmlassung der EnFV von 2020 wurden gemäss den Erläuterungsberichten jährlich Anreize zur vollständigen Ausnutzung der Dachflächen gesetzt. Anscheinend reichen die Anreize noch nicht aus, sodass ein Bonus für volle Dächer aufgrund des ansonsten verlockenen Potentials oder der höheren Kosten im Falle einer nachträglichen Vollbelegung angebracht scheint. Ein solcher allfälliger Bonus sollte im Sinne der Fördereffizienz möglichst geringen zusätzlichen Aufwand bedeuten und keine Fehlanreize setzen.

Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Beer', written over a diagonal line.

Dr. Michael Beer
Leiter Markets & Regulation

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'S. Witschi', written over a diagonal line.

Stefan Witschi
Leiter Verteilnetz Management

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Im Folgenden werden die einzelnen Änderungsanträge der BKW aufgeführt und begründet:

1. Energieverordnung (EnV)

Art. 12 Vergütung

Abs. 1: Können sich Produzentin oder Produzent und Netzbetreiber nicht einigen, so richtet sich die Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den **Bezug Kauf** gleichwertiger Elektrizität bei Dritten **sowie den Gesteuerungskosten der eigenen Produktionsanlagen**; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.

Begründung:

Sind sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einig, soll sich die Vergütung gemäss Art. 15 Abs. 3 Bst. a des Energiegesetzes (EnG) vom 30. September 2016 nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität orientieren. Die im Art. 12 Abs. 1 EnV verankerte Ausdehnung der Beschaffungskosten auf die Gesteuerungskosten eigener Kraftwerke des Netzbetreibers findet im Gesetz keine Stütze und geht insofern inhaltlich damit über den gesetzlich definierten Begriff der Rückliefervergütung hinaus. Es handelt sich damit nicht um eine Konkretisierung, sondern um eine Ausdehnung der gesetzlichen Regelung.

Die Formulierung in der Verordnung kann so ausgelegt werden, dass Netzbetreiber mit eigener Produktion bei tiefen Marktpreisen 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. Steigen dagegen die Marktpreise über die Gesteuerungskosten und ein unabhängiger Produzent am Markt kann mehr Erlös erwirtschaften, würde dieser seinen Strom dem Netzbetreiber nicht mehr anbieten, sondern seine Produktion am Markt absetzen. Bei sinkenden Marktpreisen würde der Produzent seinen Strom erneut dem Netzbetreiber anbieten wollen und sich somit opportunistisch verhalten. Damit verbunden ist erstens eine offensichtliche Wettbewerbsverzerrung: Netzbetreiber mit eigener Stromproduktion werden im Markt systematisch benachteiligt. Zweitens entstehen dadurch bei den Netzbetreibern 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 ist.

Beschaffungskosten lassen sich nicht bei Produktion, sondern nur beim Einkauf vermeiden

Speist ein dezentraler Produzent ins Netz zurück (Art. 15 Abs. 1 Bst. a EnG) und der Netzbetreiber kauft (entschädigt) den eingespeisten Strom, so reduziert sich die vom Netzbetreiber zusätzlich für die Versorgung der Kunden bei einem Dritten zu beschaffende Menge Strom um eben diese Menge. Der Netzbetreiber «vermeidet» so gesehen den Kauf dieses Stromes bei einem Dritten und damit auch die Beschaffungskosten. Doch für die «vermiedenen» Beschaffungskosten bei einem Dritten fallen beim Netzbetreiber Einkaufskosten beim fraglichen Produzenten an. Ein dezentraler Produzent stellt somit eine Einkaufsquelle dar.

Es ist falsch die Beschaffungskosten auf die Gesteuerungskosten eigener Kraftwerke auszudehnen. Die Gesteuerungskosten eigener Produktion lassen sich nicht vermeiden. Kraftwerke weisen im Wesentlichen nicht variable, sondern fixe Kosten auf. Fixe Kostenarten können durch eine Drosselung oder Abschaltung der Erzeugungsanlage nicht gesenkt oder gar umgangen werden. Durch die Abnahme der Einspeisung eines dezentralen Produzenten

entstehen beim Netzbetreiber somit in der Regel keine vermiedenen Kosten. Vermiedene Kosten können daher bereits konzeptionell nur Kosten eines Ankaufs bei einem Dritten sein.

Ferner sei darauf hingewiesen, dass bei den Gestehungskosten eines Netzbetreibers auch die entsprechenden Herkunftsnachweise enthalten sind. Diese erhält der Netzbetreiber für die entsprechende, selbst produzierte Energie ausgestellt. Gestehungskosten umfassen nicht nur die Elektrizität, sondern also zwingend auch die entsprechende Qualität des Stroms. Würde die Rückliefervergütung nun unter Berücksichtigung der Gestehungskosten vergütet, würde dem Produzenten indirekt schon ein Teil seiner Qualität vergütet, da die für die Berechnung heranzuziehenden Gestehungskosten des Netzbetreibers bereits die Qualität umfassen. Jedoch muss der Produzent dem Netzbetreiber die entsprechenden Herkunftsnachweise nicht verschaffen. Für den Absatz an Endverbraucher muss der Netzbetreiber die Herkunftsnachweise zusätzlich (bzw. nochmals) einkaufen.

Art. 10 Anschlussbedingungen

Abs. 4 (neu): Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von höchstens 30 kVA dürfen maximal 70 Prozent ihrer Leistung als Wirkleistung ins Elektrizitätsnetz einspeisen. Diese Beschränkung erfolgt ohne Entschädigung an den Anlagenbetreiber. Für Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kVA ist im Bedarfsfall unentgeltlich eine ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung durch den Verteilnetzbetreiber zu ermöglichen. Diese ist auf maximal 3% der jährlichen Produktionsmenge beschränkt.

Begründung:

Durch den aktuell starken Ausbau von Photovoltaikanlagen wird es immer dringlicher, Regelungen für eine sinnvolle Umsetzung des Ausbaus und die optimale Anbindung der Anlagen an das Verteilnetz festzulegen. Dies mit dem Ziel, erhebliche Netzausbaukosten zu vermeiden und letztendlich die hieraus resultierende Belastung der Endverbraucher zu reduzieren. Zum Vergleich: In Deutschland existieren entsprechende Regelungen bereits seit 10 Jahren. Analog zur deutschen Regelung ist auch in diesem Fall zwischen Kleinanlagen bis 30 kVA und grösseren Anlagen zu unterscheiden – was für grosse Anlagen kosteneffizient ist, stellt für kleine Anlagen nicht unbedingt die beste Lösung dar.

Mithilfe dieser Ergänzung des Artikels 10 können kleinere PV-Anlagen weiterhin voll ausgebaut werden, ihre maximal ins Netz abgegebene Leistung wird jedoch pauschal auf 70% der installierten Leistung limitiert. Dies entspricht einer jährlichen Reduktion der eingespeisten Energiemenge je Photovoltaikanlage von 3%. Hierdurch können im Vergleich zu einem Szenario ohne Beschränkung rund 40% der Netzausbaukosten vermieden werden, was durch die Kostenwälzung und Tarifierung den Endverbrauchern zugutekommt.

Da die Notwendigkeit einer Beschränkung vor allem im Sommer auftreten wird, wenn es künftig ein Überangebot geben und diese Energie somit praktisch keinen Wert haben wird, sind die finanziellen Verluste, die den Anlagenbesitzerinnen und -besitzern durch diese Beschränkung der Rückspeisung entstehen, minimal bis nicht vorhanden. Zudem soll diese Beschränkung erst am Anschlusspunkt vorgenommen werden – der Anlagenbetreiber hat daher, beispielsweise durch die Nutzung eines Speichers oder eines hausinternen Energiemanagementsystems, weiterhin die Möglichkeit, die Produktionsmenge seiner Photovoltaikanlage vollständig auszuschöpfen. Die Beschränkung ist deshalb nicht zu vergüten.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kVA lohnt es sich, in die Technologie und den Mehraufwand einer Fernsteuerung durch den Verteilnetzbetreiber zu investieren. Hierdurch kann die Einspeiseleistung der PV-Anlage im Bedarfsfall durch den Verteilnetzbetreiber reduziert werden – dabei ist die Höhe dieser Abregelung zwar fallweise festzulegen, insgesamt dürfen dem Anlagenbetreiber dadurch aber nicht mehr als 3% der jährlichen Produktionsmenge entfallen.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist eine solche Abregelung am Anschlusspunkt unerlässlich, um die Ziele der Energiestrategie 2050 effizient zu erreichen.³

Art. 14 Ort der Produktion

Abs. 2: Der Ort der Produktion kann weitere Grundstücke umfassen, sofern die selber produzierte Elektrizität auch auf diesen Grundstücken ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht werden kann. Private Kabelleitungen des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch unterliegen dem Elektrizitätsgesetz (EleG) sowie der Leitungsverordnung (LeV) und müssen im kantonalen Leitungskataster eingetragen werden.

Begründung:

Die Erweiterung des «Ortes der Produktion» von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch in dem Sinne, dass die private Kabelleitung auch über Grundstücke führen darf, welche nicht Teil des Zusammenschlusses sind, kann grundsätzlich in der Praxis angewendet werden. Für eine erfolgreiche Umsetzung, die auch eine ausreichende Planungssicherheit für Verteilnetzbetreiber beinhaltet, sind jedoch einige Punkte zu beachten und auf Verordnungsstufe zu schärfen.

Kritisch ist, dass der räumlichen Ausdehnung in der aktuellen Formulierung keine Grenzen gesetzt werden. Eine Ausweitung und Verschiebung von Verteilnetzen hin zu privaten Netzen führt dazu, dass die Abgrenzung zwischen Verteilnetzbetreibern und privaten Netzbetreibern und damit die Sicherstellung der Versorgungssicherheit immer schwieriger wird. Es ist unabdingbar, festzuhalten, dass ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch – der gemäss Elektrizitätsgesetz (EleG) als Betriebsinhaber für seine privaten Leitungen gilt – rechtlich verantwortlich für den sicheren Betrieb der Leitungen ist. Insbesondere obliegt ihm dabei die Pflicht zur Dokumentation der Lage und Verlegungsart seiner Kabelleitungen gemäss Art. 62 Leitungsverordnung (LEV). Da durch eine nicht dokumentierte Leitung auch Dritte in Gefahr gebracht werden könnten, sind die Eigentümerinnen und Eigentümer mindestens auf Verordnungsstufe auf diese Pflicht hinzuweisen.

Für Verteilnetzbetreiber ist weiterhin entscheidend, dass das Kriterium des Eigenverbrauchs entfällt, sobald das Verteilnetz genutzt wird. Nur hierdurch kann – mit Umsetzung der Anmerkungen der BKW zur Netztarifierung in Artikel 18 StromVV – eine verursachergerechte Verteilung der Netzkosten sichergestellt werden. Bereits heute findet durch die bestehenden Regelungen eine versteckte Subventionierung des Eigenverbrauchs statt: Eigenverbraucher benutzen das Verteilnetz zwar seltener, der Anschluss an das Verteilnetz wird in der Praxis aber kaum reduziert. Das Verteilnetz bleibt somit als Versicherung für «Schlechtwetter-Tage» bestehen und wird mit derselben Kapazität genutzt, wie vor Einführung des Eigenverbrauchs. Das heisst, obwohl sich der Anteil von Eigenverbrauchern an den verursachten Netzkosten nicht ändert, tragen sie gegenüber «regulären» Endverbrauchern nur einen reduzierten Anteil der Netzkosten.

³ «FIPPS Firm PV power generation for Switzerland», Studie im Rahmen des Forschungsprogramms Photovoltaik des Bundesamts für Energie, Meteotest AG, 18. Mai 2022

2. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 15 Referenz-Marktpreis

Abs. 1: Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaik-, Wasser- und Windanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, **technologieindividuell** gewichtet nach der tatsächlichen **jeweiligen** viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.

Begründung:

Abs. 1: Betreiber von Anlagen in der Direktvermarktung erhalten von Pronovo die Einspeiseprämie (sowie das Bewirtschaftungsentgelt). Die Einspeiseprämie berechnet sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis (RMP). Damit die Erlöse aus der Stromproduktion dem Vergütungssatz entsprechen, muss der Anlagenbetreiber also mindestens Markterlöse in Höhe des RMP erzielen. Bei Einführung der Direktvermarktung wählte der Bundesrat eine volumengewichtete Berechnungsmethode für Photovoltaik-Anlagen, nicht jedoch für die anderen Technologien (Biomasse, Wasserkraft, Windenergie). Er begründete dies damit, dass bei diesen Technologien «keine spezifischen Produktions- und Einspeisemuster» vorliegen.⁴

Auswertungen von Produktionsdaten von Wasser- und Windkraftwerken des gesamten Schweizerischen Produktionsparkes zeigen jedoch auf, dass es bei beiden Technologien eine systematische negative Abweichung zum RMP gibt. Dies bestätigt auch eine Analyse des BFE, die im Vorfeld zur Vernehmlassung der Energieförderungsverordnung im Jahr 2021 durchgeführt wurde.⁵ Darauf basierend hat der Bundesrat die Mittelungsdauer für die Berechnung des RMP von drei zu einem Monat reduziert. Dies reicht jedoch nicht, da es auch bei der kürzen Mittelungsdauer weiterhin eine systematische negative Abweichung zum RMP gibt. Sinnvoller wäre eine Anpassung der Berechnung analog zu jener der Photovoltaik-Anlagen. Dies bedeutet, auch der RMP für Wasserkraft und Windenergie wird volumengewichtet berechnet. Auch in Deutschland wird unter anderem für Onshore-Windenergie der monatliche RMP volumengewichtet berechnet. Mit der Anpassung stellt der Bundesrat sicher, dass die getätigten Investitionen refinanziert werden können, und stärkt somit die Produktion von erneuerbarer Energie.

Art. 46c Auktionsverfahren

Abs. 1bis: Die Vollzugsstelle stellt sicher, dass pro Kalenderjahr mindestens drei Ausschreibungen durchgeführt werden.

Abs. 2 Bst. c: innerhalb des ausgeschriebenen Auktionsvolumens Platz finden. **Finden nicht alle Gebote mit dem gleichen Gebotswert Platz im Auktionsvolumen erfolgt der Zuschlag bis zum Erreichen des Auktionsvolumens wie folgt:**

i) Gebote in absteigender Reihenfolge, beginnend mit der höchsten Gebotsmenge,

ii) Sind die Gebotswerte und die Gebotsmenge der Gebote gleich, entscheidet das Los über den Zuschlag; und

Abs. 2 Bst. d: innerhalb der von der Vollzugsstelle vorgegebenen Frist eine Sicherheit in der Höhe von ~~10 Prozent dessen, was die Einmalvergütung~~ **40 CHF/kWp** für die gesamte gebotene Leistung ~~betragen würde,~~ **zu hinterlegen.**

Begründung:

Abs. 1bis: Die Bestimmungen in der EnFV machen keine Angaben, wie oft Ausschreibungen in einem Jahr durchgeführt werden sollten. In einem Jahr sollen mehrere Termine mit möglichst

⁴ Erläuternder Bericht zur Energieförderungsverordnung 2017

⁵ Erläuternder Bericht zur Energieförderungsverordnung 2021

gleichmässig verteilten Ausschreibungsvolumina vorgesehen werden. Damit werden zum einen Chancen erhöht, dass das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungsrunden geringeren Schwankungen unterliegt und zum anderen genehmigte Projekte nicht unnötig lange gebremst werden. Zudem würde das Festschreiben von mindestens drei Auktionsterminen Investoren mehr Planungssicherheit geben. Die BKW regt an, dass auf der Verordnungsstufe festgelegt wird, dass pro Jahr mindestens drei Ausschreibungen stattfinden.

Abs. 2 Bst. c: Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb gemäss dem Erläuterungsbericht (S. 11-12) in Fällen, wo mehrere Gebote mit dem gleichen Preis pro kW Leistung abgegeben werden, keines der Gebote Platz im Auktionsvolumen finden sollte. Investoren würden Absagen erhalten, obwohl das Auktionsvolumen Platz für einzelne Projekte hätte. Das Ausschliessen von Projekten würde zu einer zusätzlichen Planungsunsicherheit bei Investoren führen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es in jeder Ausschreibung mehrere Gebote mit dem gleichen Angebot gibt. Werden solche Projekte stets keinen Zuschlag erhalten, so würde der Zubau von grossen Photovoltaik-Anlagen unnötig ausgebremst. Es kann auch der Argumentation nicht gefolgt werden, dass mit dem Ausschliessen von Projekten mit dem gleichen Gebot eine höhere Fördereffizienz erreicht wird. Gäbe es anstatt von mehreren Projekten nur eines, das noch Platz im Auktionsvolumen hätte, dann hätte das eine Projekt noch einen Zuschlag erhalten. In diesem Fall wäre die Förderung effizient. Das Ziel sollte viel mehr sein, das Auktionsvolumen pro Runde möglichst komplett auszuschöpfen, um die Ausbauziele des Energiegesetzes zu erreichen. Daher ist es erforderlich, eine Regelung für die Berücksichtigung von Projekten von gleichen Geboten bis zum Ausschöpfen des Auktionsvolumens einzuführen.

Abs. 2 Bst. d: Die BKW schlägt vor, den zu hinterlegenden Betrag leistungsbezogen auf 40 CHF/kWp festzulegen. Da das zu hinterlegende Kapital auch geringfügig in die Wirtschaftlichkeitsberechnung von PV-Projekten mit einfliesst, wäre es wünschenswert, wenn der zu hinterlegende Betrag von vorneherein bekannt und fixiert ist. Denn in der Praxis wird die Leistung in kWp von einem Projekt vor dem schlussendlich gebotenen Preis bekannt sein. Der Entscheid mit welchem Gebotspreis in die Auktion eingestiegen wird, ist meist die letzte Entscheidung: «Welche Förderung benötigt das Projekt für die Umsetzung?». Wenn sich nach dieser Entscheidung die Berechnungsgrundlage der Wirtschaftlichkeitsprüfung wieder geringfügig ändert, ist dies ein unnötige Unannehmlichkeit, welche sich mit einem simplen fixen leistungsbezogenen Betrag verhindern lässt. Zudem liegt bei einem Prozentbetrag der Gebotsmenge ein Moral Hazard vor: Bei tieferer Gebotsabgabe steigt zwar das Risiko, dass das Projekt aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht gebaut wird, aber gleichzeitig sinkt die Sicherheitsleistung, welche den Anreiz zur Fertigstellung des Projektes liefern soll.

Die Höhe von 40 CHF/kWp orientiert sich einerseits an vergleichbaren Auktionsregimen im Ausland (DE: 35 EUR/kWp und FR: 30 EUR/kWp) und entspricht andererseits ungefähr dem Niveau der vorgeschlagenen 10% der Gebotssumme. Dieses Niveau betrachtet die BKW als zielführend, da es ausreicht, um für eine Ernsthaftigkeit der Gebote zu sorgen, ohne übermässig Kapital zu binden, welches für die Umsetzung der Energiewende gebraucht wird.

Art. 48 Ansätze

Abs. 1: Für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen beträgt der Investitionsbeitrag ~~50~~ 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

(neu) Abs. 1bis: Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2 des Energiegesetzes erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

Begründung:

Abs. 1: Das Parlament hat mit der Revision des EnG vom 1. Oktober 2021 beschlossen, dass neue und erheblich erweiterte Wasserkraftanlagen Investitionsbeiträge an die anrechenbaren Investitionskosten von bis zu 60 Prozent erhalten sollen. Auf der Verordnungsstufe wird ein einheitlicher Fördersatz von 50 Prozent festgelegt. Dem gewählten, einheitlichen Fördersatz liegen gemäss dem Erläuterungsbericht aktuellste Erkenntnisse für die Investitions- und Betriebskostenstruktur vor. Diese sollen eine vergleichbare Struktur aufweisen, was in der Praxis jedoch kaum anzutreffen ist. Mit diesem einheitlichen Ansatz von 50 Prozent können einzelne Projekte zwischenzeitlich gestoppt oder gar verhindert werden. Um den Zubau an Wasserkraft nicht auszubremsen, ist es unerlässlich, dass ein Fördersatz in Höhe des gesetzlichen Maximums von 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten zugesprochen werden kann. Damit kann sichergestellt werden, dass auch Projekte gefördert werden können, die eine höhere Förderung als 50 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten benötigen.

Abs. 1bis: Sowohl in der Vorlage zum revidierten Energiegesetz vom April 2020 als auch in der Vorlage zum Mantelerlass vom Juni 2021 hat der Bundesrat eine Regelung zu Projektierungsbeiträgen vorgesehen. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb in der revidierten Energieförderungsverordnung keine Bestimmungen zur Beantragung von Projektierungsbeiträgen enthalten sind. Die Planungs- und Projektierungskosten sind bei der Realisierung von Wind- und Wasserkraftanlagen erheblich. Die Verfahren sind für die Nutzung der Wasserkraft und der Windenergie langwierig und kostspielig. Um das Realisierungs- und das damit verbundene Finanzierungsrisiko zu reduzieren, sollen Projektierungsbeiträge beantragt werden dürfen. Die BKW erachtet eine solche Möglichkeit als richtig und wichtig. Gewährte Projektierungsbeiträge werden bei einer allfälligen späteren Zusicherung eines Investitionsbeitrags von diesem in Abzug gebracht.

Art. 87a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

(neu) Abs. 1bis: Für die Projektierung von Windenergieanlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Investitionsbeitrag nach Absatz 1 abgezogen.

Begründung:

Abs. 1bis: siehe oben die Begründung zu Art. 48 Abs. 1bis EnFV.

Art. 87d Gesuch

Abs. 2: Es kann erst gestellt werden, wenn die Resultate von Windmessungen **oder Betriebsdaten bereits existierender Windenergieanlagen** und ein Gutachten zum Energieertrag am Standort der Windenergieanlage vorliegen. Die Messungen und das Ertragsgutachten müssen die Mindestanforderungen nach Anhang 2.4 erfüllen.

Anhang 2.4

2 Inhalt des Gesuchs

Bst. d: Windmessdaten, die durch Windmessungen **oder Betriebsdaten existierender Windenergieanlagen** erhoben wurden, die die Anforderungen gemäss Ziffer 3.1 erfüllen;

Bst. e: **Oder Ertragsgutachten**, die die Anforderungen gemäss Ziffer 3.2 erfüllen;

Begründung:

Abs. 2: Dort wo Windenergieanlagen stehen und Energie produzieren, wäre es nicht erforderlich einen Windmessmast zu installieren, um das Windpotential erneut zu messen. Es ist auch nicht immer möglich, einen Windmessmast in der Mitte eines existierenden Windenergieanlagenparks zu installieren. Ein Ertragsgutachten kann mit den Betriebsdaten existierender Windenergieanlagen erstellt werden. Die BKW beantragt, alle Gesuchsanforderungen im Art 87d Abs. 2 und im Anhang 2.4 entsprechend anzupassen.

3. Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art 11 Netzzugang der Endverbraucher

Abs. 3^{bis}: Für Endverbraucher nach Art. 18 Abs. 1 EnG (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) mit einem geschätzten Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh entfällt der Anspruch auf Grundversorgung durch den Netzbetreiber gemäss Art. 6 StromVG, falls jene Teilnehmenden, die vor Bildung des Zusammenschlusses von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht hatten, zusammen insgesamt mehr als 50% des Jahresverbrauchs des Zusammenschlusses aufweisen.

Begründung:

Dieser Artikel regelt den Anspruch auf Netzzugang für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh. Gemäss dem Prinzip «einmal frei, immer frei» können Endverbraucher, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, nicht mehr in die Grundversorgung zurückkehren. Es ist jedoch denkbar, dass Endverbraucher im freien Markt durch die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) wieder Anrecht auf Lieferung aus der Grundversorgung hätten. Heute ist unklar, ob dies zulässig ist, oder ob es eine missbräuchliche Umgehung des Prinzips «einmal frei, immer frei» darstellt.

Der neue Absatz 3bis regelt, unter welchen Voraussetzungen ein ZEV Anrecht auf Lieferung aus der Grundversorgung hat und schafft damit Rechtssicherheit. Er soll verhindern, dass ZEV nur aus dem Grund gebildet werden, dass Endkunden im freien Markt zurück in die Grundversorgung gelangen. Dies jedoch nur, falls im ZEV der Jahresverbrauch der teilnehmenden Endverbraucher im freien Markt mindestens 50% des Jahresverbrauchs des ZEV ausmacht. Die 50% stellen dadurch eine Wesentlichkeitsgrenze dar, um den ZEV nicht ausschliesslich zur Umgehung des Prinzips «einmal frei, immer frei» zu nutzen. Da bei Kunden ohne Netzzugang erhebliche Energiemengen auf dem Spiel stehen, ist es auch für die Verteilnetzbetreiber wichtig, Planungssicherheit für die Energiemenge in der Grundversorgung zu haben.

Art. 18 Netznutzungstarife

~~Abs. 2. Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe).~~

~~Abs. 3. Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten.~~

~~Abs. 4. Sie können ihnen zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, den Endverbrauchern mit Leistungsmessung auch solche mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von weniger als 70 Prozent.~~

Abs. 2 (neu): Sie können Endverbraucher innerhalb einer Spannungsebene in Kundengruppen unterteilen. Dabei muss sich die Zuteilung eines Endverbrauchers zu einer Kundengruppe an den von ihm im Verteilnetz verursachten Kosten orientieren.

Begründung:

Gemäss den bestehenden Bestimmungen werden heterogene Endverbraucher mit unterschiedlichem Bezugsverhalten zu einer schein-homogenen (Basis-)Kundengruppe zusammengefasst. Zudem ist die derzeitige Ausgestaltung der Netznutzungstarifierung, mit einem vorgeschriebenen, hohen Anteil einer nichtdegressiven Arbeitskomponente starr und nicht verursachergerecht. Die Netzbetreiber haben daher heute keine Möglichkeiten,

Kundengruppen für eine verursachergerechte Kostentragung zu bilden. Mit der steigenden Elektrifizierung der Wärmezeugung und des Verkehrs ändert sich das Nutzerverhalten allerdings stark, die Netzbelastung wird zunehmen. Mit den bestehenden Regelungen wird die Verzerrung der Kostenaufteilung weiter ansteigen. Es ist daher dringend nötig, Anpassungen sowohl bei der Kundengruppenbildung, als auch bei der Tarifierung vorzunehmen. Denn nur mit einer Netztarifstruktur, welche die verursachten Kosten widerspiegelt, können Anreize für einen effizienten Netzausbau gesetzt werden und unnötige Ausbauskosten vermieden werden. Es ist dabei die Aufgabe des Netzbetreibers, die Tarifierung in diesem Sinne umzusetzen und aus dem Spektrum der Tarifierungsmöglichkeiten (dynamische Tarife, Leistungstarife, Kapazitätstarife, etc.) die für sein Netz und seine technischen Möglichkeiten adäquate Tarifstruktur zu entwickeln. Dabei gelten die Grundsätze gemäss Art. 14 Abs. 3 StromVG.

Der neue Abs. 2 (neu) StromVV besagt, dass die Kunden pro Spannungsebene in Kundengruppen aufgeteilt werden dürfen. Dies wird bereits heute mit dem bestehenden Art. 14 Abs. 3 Bst. c. StromVG implizit festgehalten. Mit dem neuen Abs. 2 (neu) StromVV wird allerdings zusätzlich festgehalten, dass eine Zuteilung der Endverbraucher entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenverursachung erfolgen muss. Damit wird ausgeschlossen, dass Kundengruppen alleine in Abhängigkeit des Vorhandenseins einer Produktionsanlage, der Durchführung von Eigenverbrauch oder ihrer blossen Verbrauchsmenge gebildet werden können.

Art. 26a Pilotprojekte

Abs. 1: Das Gesuch für ein Pilotprojekt ist im Einvernehmen mit dem betreffenden Verteilnetzbetreiber beim UVEK einzureichen. Es muss alle Angaben enthalten, die für die Überprüfung der Voraussetzungen nach Artikel 23a StromVG erforderlich sind, insbesondere:

- a. den Gegenstand und das Ziel des Projekts;
- b. die Projektorganisation;
- c. die Modalitäten zur Teilnahme am Projekt;
- d. den Ort und die Dauer des Projekts;
- e. sämtliche gesetzliche Bestimmungen die Bestimmungen des StromVG, von denen abgewichen werden soll.
- f. Regelungen für alle Parteien, die durch das Projekt tangiert werden
- g. Verwendung von Erträgen sowie Kosten, die aufgrund der Abweichung vom Gesetz entstehen

Abs. 2: Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass dieses bewilligt werden kann, so erlässt das UVEK eine projektspezifische Verfügung Verordnung, in der die Rahmenbedingungen für das Projekt geregelt sind (Art. 23a Abs. 3 StromVG). Das UVEK kann zur Beurteilung der Gesuche Sachverständige beiziehen. Es entscheidet mit Verfügung über das Gesuch.

Abs. 3: Gestützt auf eine Verordnung nach Absatz 2 können weitere Gesuche für entsprechende Pilotprojekte bewilligt werden.

Abs. 4: Die Ergebnisse des Projekts sind vom Bewilligungsinhaber in einem Schlussbericht auszuwerten. Der Schlussbericht und die zur Evaluation notwendigen Daten und Informationen sind dem UVEK zur Verfügung zu stellen. Die Ergebnisse werden zudem in geeigneter Form veröffentlicht.

Abs. 5: Das BFE führt nach Abschluss des Projekts und im Hinblick auf den möglichen Erlass einer Gesetzesänderung zuhanden des UVEK eine Evaluation durch. Es informiert die Öffentlichkeit über die Projekte und über die gewonnenen Erkenntnisse.

Abs. 6: Die im Rahmen des betreffenden Pilotprojektes genehmigten Gesuche und Verfügungen sind im Sinne der Transparenz zu publizieren.

Begründung:

Sobald der für das StromVG vorgesehene Artikel 23a zum Thema «Pilotprojekte» in Kraft getreten ist, macht es Sinn, genauere Spezifikationen zur Umsetzung in der StromVV festzuhalten. Die BKW stimmt dabei dem Vorschlag des BFE nur in Teilen zu.

1. Es ist unbedingt notwendig, dass ein Pilotprojekt noch vor Einreichen des entsprechenden Gesuches mit dem Verteilnetzbetreiber besprochen wird. Nur wenn der Verteilnetzbetreiber der Durchführung des Projektes zustimmt, sollte ein Einreichen des Gesuches möglich sein. Absatz 1 sollte diesbezüglich angepasst werden.
2. Anders als im aktuellen Vorschlag formuliert, könnten durch das Pilotprojekt nicht nur bestehende Regelungen des StromVG verletzt werden. Auch Artikel in der StromVV, der EnV und weiteren Gesetzen und Verordnungen könnten der Idee des Pilotprojektes widersprechen. Es sollte daher bereits im Gesuch eine umfassende Auflistung aller gesetzlichen Bestimmungen vorgenommen werden, von denen aufgrund des Pilotprojektes abgewichen wird. Absatz 1e ist entsprechend zu ergänzen.
3. Im Gesuch sollten ausserdem bereits Regelungen für alle Parteien, welche durch das Projekt tangiert werden, enthalten sein. Hierdurch wird sichergestellt, dass die möglichen Auswirkungen des Projektes gründlich untersucht und gegebenenfalls bereits passende Lösungen für möglicherweise entstehende Probleme gefunden wurden. Hierfür sollte ein neuer Absatz 1f eingefügt werden.
4. Auch die geplante Verwendung von Erträgen und Kosten, die während des Pilotprojektes entstehen, sollte im Gesuch bereits festgehalten werden. Diese Anforderung dient ebenfalls zur Sicherstellung der Durchführung des Projektes. Dabei sollen alle Eventualitäten, Vor- und Nachteile durchgerechnet werden und weder der Projektverantwortliche, noch der Verteilnetzbetreiber sollen im Nachhinein durch hohe Kosten überrascht werden können. Absatz 1g sollte entsprechend erstellt werden.
5. Nach der erfolgreichen Prüfung eines Gesuches genügt es, die Regelungen für dieses eine Projekt mit einer Verfügung in Kraft zu setzen. Eine neue Verordnung als sehr allgemeingültiges Instrument generiert unnötig viel bürokratischen Aufwand. Es sollte dabei deutlich gemacht werden, dass die in der Verfügung festgelegten besonderen Regelungen nur für das jeweilige Pilotprojekt gelten. Absatz 2 ist entsprechend zu ergänzen.
6. Eine Anlehnung weiterer Projekte an die gemäss diesem Artikel erarbeiteten Verordnungen bzw. Verfügungen birgt die Gefahr einer übermässigen Durchführung von «besonderen Projekten». Da der Artikel die Durchsetzung von Pilotprojekten, also neuartigen Versuchen, ermöglichen soll, widerspricht dieser Absatz dem zugrundeliegenden Gedanken einer «Regulatory Sandbox». Art. 26a Abs. 3 muss daher gestrichen werden.
7. Um ein derartiges Pilotprojekt im Nachgang erfolgreich und sinnvoll bewerten zu können, ist es wichtig, relevante Ergebnisse der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Dabei ist es selbstverständlich, dass gewisse Ergebnisse aus Datenschutzgründen nur dem UVEK zur Verfügung gestellt werden – es bietet sich aber an, den Schlussbericht entsprechend zu erarbeiten, dass er auch anderen Branchenmitgliedern bereitgestellt und beispielsweise als Anleitung dienen kann. Absatz 4 ist daher anzupassen.
8. Im Sinne der Transparenz sind die im Rahmen des Pilotprojektes erarbeiteten und genehmigten Gesuche, entsprechenden Verordnungen oder Verfügungen ebenfalls der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Dies kann in einem neu eingefügten Absatz 6 festgehalten werden.