

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 03.05.2024

Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der betroffenen Verordnungen

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zu den geplanten Neuregelungen auf Verordnungsstufe für die Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien äussern zu dürfen.

Die BKW unterstützt das vom Parlament verabschiedete Bundesgesetz. Es beschleunigt den Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion in der Schweiz und führt damit zu einer erhöhten Versorgungssicherheit – vor allem in den Wintermonaten. Darüber hinaus stellt es gewisse Verbesserungen im Bereich der Netzregulierung dar, insbesondere macht es den erforderlichen Netzausbau effizienter. Gerade im Bereich des Verteilnetzes werden nach Inkrafttreten der Gesetzesanpassungen jedoch noch massgebliche nächste Schritte nötig sein, so etwa Massnahmen zur Beschleunigung der Verfahren und zur Erhöhung der Verursachergerechtigkeit bei der Netzkostentragung.

Die von Ihnen vorgeschlagenen Verordnungsanpassungen weisen aus unserer Sicht hingegen erhebliche Defizite auf, welche eine effektive und effiziente Umsetzung des Bundesgesetzes behindern. Im Folgenden legen wir Ihnen im Detail dar, welche Anpassungen aus unserer Sicht nötig sind.

Im Allgemeinen bedarf es zwingend

- einer Stärkung der **Klarheit** der Regelungen, um langwierigen Gerichtsverfahren vorzubeugen,
- einer **Vereinfachung** der Umsetzung an zahlreichen Stellen und
- der Einführung angemessener **Übergangsfristen**.

Besonders hervorzuheben sind dabei folgende spezifischen Aspekte:

- **Übergangsbestimmungen und -fristen vorsehen**

Alle Regelungen, die Änderungen in den Tarifen oder IT-Systemen der Unternehmen betreffen, sind frühestens per 1. Januar 2026 in Kraft zu setzen. Wie bei den Energietarifen bereits auf Gesetzesstufe verankert, betrifft dies die Netztarife, neue Formen des dezentralen Energieaustauschs wie die LEG aber auch Regelungen zu den Flexibilitäten, welche neue AGB und Vertragsformen benötigen. Vereinzelt ist hier – im Sinne der Rechtssicherheit und Praktikabilität der Regelungen – auch eine noch längere Frist erforderlich.

– **Überregulierung vermeiden und administrative Aufwände senken**

Die Regulierungsdichte und die damit verbundenen administrativen Aufwände würden gemäss der vorliegenden Verordnungsentwürfe erheblich steigen. Eine strikte Regulierung zu kaum praxistauglichen Netznutzungstarifen und Flexibilitäten sowie nicht kostenorientierten Obergrenzen bei Messtarifen beispielsweise sind weder nötig noch sinnvoll noch nachhaltig. Die Vorschläge werden der Dynamik und Komplexität der Netznutzung und des Messwesens nicht gerecht. Der Abwicklungsaufwand von Abgeltungen zu Netzverstärkungen und Effizienzvorgaben wäre gemäss den Verordnungsentwürfen immens, ohne dabei Mehrwert zu schaffen. Mit der Überregulierung werden pragmatische, praxisnahe und effiziente Lösungen erschwert oder gar verhindert. Es wird für die Netzbetreiber weiterhin kaum möglich, via Tarifierungen Anreize zur Förderung und Verbesserung der Netzeffizienz und der Netzsicherheit zu setzen, um dadurch den Bedarf am Netzausbau zu reduzieren. Die Chance, im Rahmen der Ordnungsrevision die intransparente Querfinanzierung der Produktion erneuerbarer Energie, die weder sachgerecht noch effizient ist, zu reduzieren, bleibt ungenutzt. Auf eine Stärkung der Verursachergerechtigkeit wird verzichtet. Die kleinteilige Regulierung schafft keinen Mehrwert, sondern führt zu Mehrkosten, die von Endverbrauchern getragen werden. Die Umsetzungsbestimmungen müssen in mehreren Punkten überarbeitet werden.

– **Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV), virtuelle ZEV und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)**

Mit der Vorlage werden neben der aktuellen ZEV-Regelung virtuelle Zusammenschlüsse mit und ohne Nutzung der Anschlussleitung sowie lokale Elektrizitätsgemeinschaften im Perimeter einer Gemeinde ermöglicht. Wir schlagen vor, auf die Einführung virtueller ZEV mit Nutzung der Anschlussleitung zu verzichten. Diese haben nämlich erhebliche Nachteile: Kunden, deren Anschlussleitung über eine Muffe mit dem Stammkabel des VNB verbunden ist, können keine virtuelle ZEV bilden, während Kunden, deren Anschlusskabel in einer Verteilkabine gesteckt ist, eine solche bilden können. Diese Diskriminierung rührt von der historischen Anschlusssituation und kann vermieden werden, indem der Bundesrat in der Verordnung die Nutzung der Anschlussleitung zur Bildung von ZEV nicht gestattet. Es bleiben dann immer noch drei einfache und klare Möglichkeiten, lokal erzeugte Elektrizität auszutauschen: Die ZEV nach aktuellem Modell (ein Anschlusspunkt gegenüber dem VNB), die virtuelle ZEV (ohne Nutzung der Anschlussleitung, jedoch mit einem virtuellen Messpunkt unter Nutzung der Smart Meter des VNB, z. B. in Mehrfamilienhäusern) und die LEG mit Nutzung des Netzes des VNB. Hinsichtlich der Ausgestaltung der LEG erachtet die BKW die vom Bundesrat vorgeschlagenen Regelungen bezüglich Mindestleistung der Erzeugungsanlagen und Abschlag auf dem Netznutzungstarif als angemessen, wobei sich letzterer allerdings nur auf die Arbeitskomponente beziehen sollte. Eine weitere Steigerung der Attraktivität von LEG wäre vor dem Anspruch verursachergerechter Netzkostentragung nicht vertretbar. Stattdessen sollte die vollständige Marktöffnung angestrebt werden.

– **Sunshine-Regulierung oder Einführung der Anreizregulierung?**

Mit Art. 22a StromVG «Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen» führt das Gesetz neu die Veröffentlichung der Kennzahlenvergleiche der EICom («Sunshine-Regulierung») ein. Hierüber sollen gemäss Botschaft (S. 134 / 135) «graduelle Verbesserungen im bestehenden System der kostenbasierten Regulierung angestrebt (werden), welche zu einer höheren Effizienz führen können. Die Zielerreichung hängt massgeblich von der Wirkung der veröffentlichten Indizes auf die Eigentümer der Verteilnetze ab (im Sinne der antizipierten Wirkung eines Reputationsverlustes). Erkenntnisse aus der Sunshine-Regulierung können von der EICom zu vertieften Kostenprüfungen genutzt werden. Zudem wird durch eine regelmässige Evaluation der Netzkostenentwicklung unter der Sunshine-Regulierung ein ökonomisch sinnvoller Druck auf die Netzbetreiber aufgebaut, sich effizient zu verhalten.» Das Benchmarking unter Sunshine-Regulierung sieht

also wie anhin einen eindimensionalen Kennzahlenvergleich durch die ECom vor, der neu nun zu publizieren ist. An dieser Vorlage wurden im parlamentarischen Prozess keine Änderungen vorgenommen. Vom Parlament wurden explizit *nicht* weitergehende Änderungen zur Cost-Plus-Regulierung oder die Einführung einer Anreizregulierung beschlossen. Daher ist es stossend, dass sich nun innerhalb der Verordnung und im erläuternden Bericht gravierende Änderungen der aktuellen Regulierungspraxis und zentrale Elemente einer Anreizregulierung wiederfinden, welche gemäss Art. 22a Abs. 3 StromVG explizit eines Erlassentwurfs zuhanden der Bundesversammlung bedürften. Hierzu zählen die unterjährige Ad-hoc-Absenkung der Netznutzungstarife bzw. einzelner Tarifelemente durch die ECom, sowie die Umsetzung von ökonomischen Benchmarkingmethoden sowohl durch die ECom als auch durch das BFE nach Datenlieferung durch die ECom an das BFE. Diese Regelungen wurden nicht durch das Parlament beschlossen und es fehlt die Grundlage auf Gesetzesstufe. Entsprechend sind sie aus der Verordnung und dem erläuternden Bericht zur StromVV zu streichen.

– **Planungssicherheit für alpine Solaranlagen**

Der Solar-Express enthält sehr ambitionierte Fristen. Innerhalb der Nationalratsdebatte vom 21.12.2023 hat Bundesrat Röstli in Aussicht gestellt, mit einer Verordnungsänderung über den Höhenbonus den speziell teuren alpinen Anlagen für die Zeit nach 2025 die gleiche Förderung wie heute unter dem Solar-Express zu gewähren. Aufgrund umfangreicher Investitionen ist die Investitionssicherheit von entscheidender Bedeutung, welche bisher aufgrund des lediglich mündlichen Statements von Bundesrat Röstli nur mässig gegeben ist. Eine Anpassung der Verordnung, z. B. wie von Bundesrat Röstli versprochen durch die Erhöhung des Höhenbonus, würde die Planungs- und Investitionssicherheit erhöhen. Eine effizientere Alternative wären Spezialauktionen für alpine Solarprojekte, wobei zwischen Auktionsbekanntgabe und -termin genügend Zeit für die Planung der Projekte verfügbar sein müsste. Die Spezialauktionen von Einmalvergütungen sind gemäss Art. 38a EnFV heute schon und bei Annahme des Stromgesetzes zukünftig auch für gleitende Marktprämien gemäss Art. 29e EnG möglich. Gemäss der mündlichen Aussage des Bundesrates dürfen zwar öffentlich aufgelegte Projekte weiterverfolgt werden. Ohne eine Verordnungsanpassung ist es jedoch deutlich schwieriger, die Bevölkerung in einer Gemeindeversammlung zu überzeugen, wenn diese weiterhin mit dem Zeithorizont bis 2025 rechnet. Diese Unsicherheit kann dazu führen, dass Projektierende keine Gemeindeversammlung abhalten und die Bevölkerung nicht frühzeitig involviert wird oder sich die Bevölkerung aufgrund der Planungsunsicherheit an einer Gemeindeversammlung gegen ein Projekt entscheidet, da die Seriosität der Planung (auch der Projektierenden) in Frage gestellt wird. Die Anpassungen sind dringend notwendig, denn die eng getakteten Projektzeitpläne erfordern für den voraussichtlichen Baustart im Frühling 2025 in Kürze definitive Materialbestellungen. Ohne Planungssicherheit droht das Risiko eines Projektabbruchs.

– **Wasserkraftreserve**

Die vorgeschlagene moderate Pauschalabgeltung entschädigt weder bei der Vorhalteverpflichtung der Energie noch bei der allfälligen Vorhalteverpflichtung für Leistung die entgangenen Erlöse der Kraftwerksbetreiber, was der Erläuterungsbericht (S. 6 und 7) bestätigt. Die Verpflichtung verletzt somit zusätzlich zur in der Bundesverfassung verankerten Wirtschaftsfreiheit auch offensichtlich die Eigentumsgarantie und entspricht einer Enteignung. Zudem greift die Verpflichtung in den Markt ein, indem sie Energie zurückhält, die erst im Fall eines Marktversagens genutzt werden kann. Die Vorhaltemenge beeinflusst somit auch das Risiko eines Marktversagens. Vor diesem Hintergrund sollten der Entscheidungskompetenz der ECom mindestens in der Verordnung gewisse Grenzen gesetzt oder mindestens qualitative Anforderungen vorgegeben werden. Beispielsweise sollte die Vorhaltemenge nur so hoch angesetzt werden, wie es die Versorgungslage zwingend und nachweislich verlangt. Weiter kann das Verpflichtungsmodell frühestens

für den Winter 2025/26 zur Anwendung kommen, da die Vorhalteverpflichtung und das Entschädigungsmodell andernfalls bereits ab Oktober 2024 greifen würde, also bevor die Verordnung und das Gesetz überhaupt in Kraft treten.

– **Rückliefervergütung**

Die BKW begrüsst die Einführung einer neuen Regulierung zu einer schweizweit einheitlichen Rückliefervergütung. Die im Entwurf der Energieverordnung vom BFE definierten Anlagenleistungsklassen und die Höhe von Minimalvergütungen erachtet die BKW als sachgerecht und angemessen. Die Berechnungen im erläuternden Bericht zeigen auf, dass die Investitionskosten der Produktionsanlagen innerhalb ihrer Lebensdauer amortisiert werden können. Höhere Minimalvergütungen, wie sie gewisse Interessengruppen fordern, würden zum einen in vielen Fällen zu einer Überförderung und, da die abgenommene Elektrizität nach Art. 15 EnG zur erweiterten Eigenproduktion zählt, auch zu einer Mehrbelastung der grundversorgten Kunden führen. Überdies gilt es zu berücksichtigen, dass Netzbetreiberinnen wie die BKW, die über mehr erweiterte Eigenproduktion als Absatz in der Grundversorgung verfügen, bei Gestehungs- oder Beschaffungskosten, die über dem Marktpreis liegen, systematisch Verluste erleiden. Bei Energiebeschaffungen aus eigener Produktion gehört dies zum unternehmerischen Risiko. Wenn sich diese Verluste aber aus einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht ergeben, ist das stossend.

– **Abregelung der Einspeisung («Peak Shaving»)**


Die Möglichkeit zur unentgeltlichen Abregelung von Einspeisespitzen ist eine langjährige Forderung der BKW, um den Netzausbau und dessen Kosten erheblich zu reduzieren. Die im Verordnungsentwurf vorgeschlagene Ausgestaltung, die sich auf 3% der jährlich produzierten Energie bezieht, ist allerdings kaum praxistauglich. Sie wird zudem den Unterschieden zwischen den Produktionstechnologien nicht gerecht. An ihrer Stelle fordert die BKW, dass die garantierte Flexibilität ausschliesslich auf neue PV-Anlagen bis zu einer Grösse von 1 MW angewendet wird. Für solche Anlagen soll die Einspeiseleistung beim Netzanschlusspunkt fix auf 70% der installierten Leistung beschränkt werden. Eine solche Regelung ist einfach umzusetzen und ist sehr effektiv zur Reduktion der Netzausbaukosten.

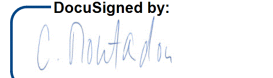
– **Effizienzsteigerung durch Elektrizitätslieferanten**

Die neue Verpflichtung für Elektrizitätslieferanten, Massnahmen zur Effizienzsteigerung zu ergreifen, ist noch mit vielen Unwägbarkeiten verbunden. Aus diesem Grund wäre es sinnvoll, genügend Zeit für das «Hochfahren» des neuen Modells einzuräumen. Das würde den Lieferanten, Endverbrauchern und Dienstleistern mehr Rechtssicherheit geben. Um den Umsetzungsaufwand für alle Beteiligten zu verringern, ist die Abwicklung über ein zentrales Register vorzusehen.

Im Anhang senden wir Ihnen unsere detaillierten Anpassungsvorschläge. 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

DocuSigned by:

1A93425A3D5A4AC...
Robert Itschner
CEO

DocuSigned by:

13B91B1DF46B4AE...
Dr. Corinne Montandon
Head of Power Grid

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

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

1. Energieverordnung (EnV)

Art. 9a Abs. 2

2 Neue und erneuerte Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens ~~5~~ **3** GWh beträgt.

Begründung:

Der Schwellenwert von 5 GWh Winterstrom ist zu hoch. Die Erfahrungen aus dem Solarexpress zeigen, dass die dort geltende Schwelle von 10 GWh Jahresproduktion die Errichtung von Anlagen erschweren, weil die lokale Akzeptanz mit der Grösse der Anlage abnimmt. Zudem steigt mit zunehmender Anlagengrösse die erforderliche Grösse des Netzanschlusses und damit die Kosten.

Art. 9a^{ter} Speicherwasserkraftwerke für den Zubau für die Stromproduktion im Winter

Zu den Speicherwasserkraftwerken gehören auch Anlagen, ~~und~~ Installationen **und Anschlussleitungen**, die für die Realisierung und den Betrieb der Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG notwendig sind.

Begründung:

Es ist wichtig, dass neben den Produktionsanlagen die entsprechende Netzinfrastruktur ebenfalls miteinbezogen wird.

Art. 9a^{quater} Ausgleichsmassnahmen

1 Kommentar

2 Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen können im Standortkanton der Anlage oder **im Umkreis von 144 Kilometern vom Anlagenstandort innerhalb der Schweiz** ~~an einem anderen Standort im Kanton~~ durch eine ökologische oder landschaftliche Aufwertung oder **in Ausnahmefällen** die Unterschutzstellung eines Perimeters umgesetzt werden.

3 Die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Projekts in die Biodiversität und die Landschaft stehen. **Der Umfang der zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen beträgt maximal x % der bilanzierte Wertepunkte der umzusetzenden Ersatzmassnahmen.**

4 Die Ausgleichsmassnahmen müssen nur umgesetzt werden, wenn

a. zwischen der Einreichung des Konzessionsgesuches (Umweltverträglichkeitsprüfung Stufe 1) und der rechtskräftigen Konzession maximal 2 Jahre liegen und

b. wenn zwischen Baugesuch (Umweltverträglichkeitsprüfung Stufe 2) und der rechtskräftigen Baubewilligung maximal 2 Jahre liegen.

Begründung:

Abs. 1: Als «Ausgleichsmassnahmen» sollen auch Massnahmen zum Unterhalt und zur Pflege von Biodiversität und Landschaft möglich sein (nicht nur Massnahmen im Sinne neuer Investitionen).

Abs. 2: Die Einschränkung auf Massnahmen auf den Standortkanton ist zu restriktiv. Die [Erklärung des Runden Tisches](#) (S. 9) erläutert demnach: «Wenn möglich und sinnvoll, sollen sie [die Ausgleichsmassnahmen] in räumlicher Nähe des Projekts festgelegt werden». Das Wort «räumlich» wird näher spezifiziert mit: «Die Ausgleichsmassnahmen können in einem weiteren geographischen Raum ausgesucht werden (im Prinzip auf der gesamten betroffenen Kantonsfläche)». Allerdings findet aufgrund der unterschiedlichen Kantonsgrössen mit dem bisherigen Verordnungsentwurf eine Ungleichbehandlung der verschiedenen Projekte statt, wie z. B. zwischen dem Speicherwasserkraftprojekt Reusskaskade in Uri gegenüber Curnera-Nalps in Graubünden. Im Sinne der Gleichbehandlung sollte deshalb ein minimaler Perimeter gelten, welcher durch den maximalen Durchmesser der Schweizer Kantone definiert wird. Der vorgeschlagene Wert von 144 Kilometern aus dem Kanton Graubünden wäre durch das Bundesamt für Landestopografie swisstopo zu prüfen. Die Ausgleichsmassnahmen sollen weiterhin in der Schweiz umgesetzt werden. Die beantragte Änderung würde auch dem Ziel des Runden Tisches entsprechen, dass Ausgleichsmassnahmen einen möglichst grossen Mehrwert für Biodiversität und Landschaft erbringen sollen. In einem kleinen Kanton kann das Nutzen-Kosten-Verhältnis aufgrund möglicher räumlicher Gegebenheiten oder allenfalls bereits erschöpftem Massnahmenpotential schlechter sein als in einem grossen Kanton.

Des Weiteren soll die Unterschutzstellung eines Perimeters nur in Ausnahmefällen vorgenommen werden. Dies könnte weitere zukünftige Projekte erschweren oder sogar verunmöglichen und steht somit in einem Widerspruch zu den übergeordneten Ausbauzielen des Bundes sowie diejenigen des Runden Tisches. Um diesen Zielkonflikt zu vermeiden, sollen die derzeit für die Wasserkraft nutzbaren Gebiete und Gewässerstrecken nur in Ausnahmefällen und mangels anderer projektspezifischer Ausgleichsmassnahmen weiter eingeschränkt werden.

Abs. 3: Der Begriff «angemessen» ist unkonkret, wobei die Erklärung des Runden Tisches (S. 10) erläutert, dass die Frage der Angemessenheit Gegenstand von projektspezifischen Verhandlungen sei. Allerdings kann eine projektspezifische Verhandlung zur Definition der Angemessenheit zu Projektverzögerungen führen, was nicht im Sinne des Runden Tisches wäre. Um Projekten mehr Rechts- und Investitionssicherheit zu gewähren und langwierige Gerichtsverfahren zu vermeiden, sollte der maximale Umfang der Ausgleichsmassnahmen auf Verordnungsstufe fixiert werden. Ein Referenzwert können bilanzierte Wertepunkte im Rahmen der Ersatzmassnahmen sein, welche die Lebensraumqualität vor und nach einem Eingriff berechnen. Die bilanzierten Wertepunkte werden teils auch Biotop-Punkte oder Ökopunkte genannt. Gemäss der [Bewertungsmethode zu Eingriffen in schützenswerte Lebensräume](#) (S. 33) müssen die Ersatzmassnahmen «so gewählt und dimensioniert sein, dass die Bilanz von Verlust und Gewinn an Biotop-Punkten mindestens ausgeglichen sind.» Demnach berücksichtigt die Verwendung von bilanzierten Wertepunkten als Referenzwert die projektspezifische Intensität des Eingriffs. Der %-Wert der zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen für das Verhältnis zu den Ersatzmassnahmen könnte mittels Verhandlungen aller Beteiligten des Runden Tisches festgelegt werden. Bei den Verhandlungen müsste berücksichtigt werden, dass der Runde Tisch die teilweise Übererfüllung des gesetzlichen Minimums der Ersatzmassnahmen anerkannt hat. Die Festlegung eines %-wertes für alle Projekte des Runden Tisches würde zur Gleichbehandlung der betroffenen Projekte beitragen und könnte die Prozesse massgeblich beschleunigen. So müssten die Verhandlungen nicht mehrmals geführt werden.

Abs. 4: Die Pflicht zur Umsetzung der Ausgleichsmassnahmen soll an ein schnelles Bewilligungsverfahren geknüpft sein. Die Zielsetzung des Runden Tisches war es, mit den genannten Projekten die saisonale Speicherproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 anzustreben, was auch entsprechend genügend schnelle Bewilligungsverfahren benötigt.

Art. 12 Vergütung

1^{bis} *Kommentar*

1^{ter} (neu) Netzbetreiber erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh abgenommene Elektrizität nach Artikel 15 EnG ein Bewirtschaftungsentgelt nach Artikel 26 Abs. 4 und 5 EnFV.

Begründung:

Kommentar zum Abs. 1^{bis}: Die BKW begrüsst das neue Modell mit einer schweizweit einheitlichen Rückliefervergütung, die sich am vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung orientiert. Die vom BFE definierten Mindestvergütungen erscheinen uns plausibel. Von höheren Mindestvergütungen sollte dringend abgesehen werden, da sich die meisten PV-Anlagen mit den im Entwurf der EnV definierten Mindestvergütungen innerhalb ihrer Lebensdauer amortisieren können. Auch für Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 kW und 150 kW mit Eigenverbrauch bietet die vorgeschlagene Minimalvergütung von 0 Rp./kWh eine Absicherung gegen negative Marktpreise. Höhere Mindestvergütungen würden ferner dazu führen, dass die Rückliefervergütung in einem grösseren Umfang aus der Grundversorgung quersubventioniert werden müsste.

Darüber hinaus gilt es zu berücksichtigen, dass Netzbetreiberinnen wie die BKW, die über mehr erweiterte Eigenproduktion als Absatz in der Grundversorgung verfügen, bei Gesteigungs- oder Beschaffungskosten, die über dem Marktpreis liegen, systematisch Verluste erleiden. Dies liegt daran, dass sie nicht die gesamte Energiemenge in der Grundversorgung absetzen können. Bei Energiebeschaffungen aus eigener Produktion gehört dies zum unternehmerischen Risiko. Wenn sich diese Verluste aber aus einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht ergeben, ist das stossend. Mit dem rapiden Ausbau der dezentralen Produktion werden in den kommenden Jahren mehr und mehr Netzbetreiberinnen in diese Situation kommen. Für die Abnahme und Vergütung der Elektrizität muss eine Lösung gewählt werden, die die verpflichteten Marktakteure schadlos hält. Besteht der politische Wille, Kleinproduzenten gegen Marktpreisschwankungen abzusichern, ist diese Versicherungsleistung durch die Allgemeinheit zu tragen.

Dass sich Anlagen mit Eigenverbrauch bei einer Lebensdauer von 25 Jahren oder mehr bereits nach 8 Jahre amortisieren, ist zudem kritisch zu sehen. Offenbar sind die Vorteile aus dem Eigenverbrauch unverhältnismässig hoch, da Prosumer sich in einem geringeren Umfang an den fixen Netzkosten beteiligen und keinen Betrag zur Stromreserve und Netzzuschlag leisten. Es kommt zu einer sichtbaren Quersubventionierung, die weder sachgerecht noch solidarisch ist. Zudem ist eine indirekte Subventionierung gegenüber einer direkten Subventionierung ineffizienter. Um dem entgegenzuwirken, müssten die Bestimmungen im Artikel 18a StromVV (neu) angepasst werden. Die Vorgaben zu mindestens 70% als mengenabhängiger Arbeitstarif (Rp./kWh) müsste deutlich abgesenkt bzw. gar auf eine Entgeltsystematik mit mengenunabhängigen Netztarifen (Flatrates) umgestellt werden. Prosumer würden damit Anreize erhalten, ihre Anschlusskapazität dauerhaft zu reduzieren, damit ihr jährlicher Fixbetrag für die Netznutzung sinkt. Die reduzierte Anschlussleistung führt zu einem geringeren Netzausbau, was wiederum allen zugutekommt und volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Abs. 1^{ter} (neu): Mit dem Zubau von erneuerbaren Energien werden Netzbetreiber immer mehr dezentral erzeugte Elektrizität abnehmen müssen. Für die Abnahme- und Vergütungspflicht entstehen den Netzbetreibern Kosten, die zu decken sind.

Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung nach Art. 21 EnG erhalten bereits ein Bewirtschaftungsentgelt. Das Bewirtschaftungsentgelt soll sicherstellen, dass die Anlagenbetreiber aus den Vermarktungskosten keine Nachteile erleiden. Netzbetreiber müssen ebenfalls die ihnen angebotene Elektrizität (Rücklieferung) vermarkten, wobei sie die Kosten selbst zu tragen haben. Die Kosten für die Vermarktung der abgenommenen Elektrizität setzen sich aus Fixkosten, wie Administration, Systemen, Vermarktung im Allgemeinen, und variablen Kosten, wie Ausgleichsenergiekosten, zusammen. Für die Vermarktung der Elektrizität aus der Rücklieferung soll Netzbetreibern deshalb ein Bewirtschaftungsentgelt zustehen.

Art. 14 Ort der Produktion

~~3 Befindet sich ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch auf einer Spannungsebene unter 1 kV, kann die Anschlussleitung sowie der entsprechende Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden.~~

Begründung:

Abs. 3 setzt die mit dem Mantelerlass ergänzte «Kann-Regelung» des Art. 16 EnG («Der Bundesrat erlässt Bestimmungen zur Definition und Eingrenzung des Orts der Produktion; er kann die Nutzung von Anschlussleitungen erlauben.») um. Die Verwendung von Anschlussleitungen für die Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) wirkt diskriminierend auf die Endverbraucher, da Anschlussleitungen, welche in der Verteilkabine enden auch unter Nutzung von weiteren Verteilnetzelementen im erläuternden Bericht explizit zugelassen werden, während die Anschlussleitungen, welche mit dem Stammkabel vermufft sind, eine noch weiter gehenden Nutzung des Verteilnetzes (nämlich das NE-7 Kabel) mit sich brächten und auszuschliessen sind. Neben der Diskriminierung der Endverbraucher in Bezug auf die Anschlusssituation werden auch Fragen der Kostentragung und Anschlussstartierung neu zu regeln sein: Instandhaltung und Ersatz des Anschlusskabels werden heute von der Verteilnetzbetreiberin getragen, da sich diese Leitung in ihrem Eigentum befindet. (Der Anschlussnehmer hat hier bei der Erstellung lediglich einen Kostenbeitrag geleistet). Neu müssten diese von der virtuellen ZEV übernommen werden. Auch die Anschlusskosten dürften vielerorts steigen, indem sie nicht nur einen pauschalen Kostenbeitrag, sondern im Hinblick auf die mögliche Nutzung in einer virtuellen ZEV die gesamten Kosten umfassen dürften. Wie eingangs aufgeführt, war die mögliche Nutzung der Anschlussleitung für eine virtuelle ZEV Teil der Botschaft zum Mantelerlass. Mit der im parlamentarischen Prozess neu entwickelten lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) ist sie allerdings obsolet.

Das Stromnetz wird stetig um- und ausgebaut. Dabei sind die Netzbetreiber angehalten, den Bau und Unterhalt des Netzes leistungsfähig, sicher und effizient vorzunehmen. Beim Um- und Ausbau der Elektrizitätsnetze können Veränderungen bei der Niederspannungsverteilung (z.B. Versetzung von Verteilkabinen, Bau neuer Transformatorstationen) vorgenommen werden. Einzelne Veränderungen können dazu führen, dass ZEV nach Absatz 3 nicht mehr möglich werden. Eine Bestandsgarantie für ZEV kann nicht abgegeben werden, was zu Unsicherheiten bei ZEV-Teilnehmern führen würde.

Entsprechend ist auf die Umsetzung von Art. 16 EnG in Bezug auf die Nutzung der Anschlussleitung in der Verordnung zu verzichten.

Art. 16a Abrechnung der externen Kosten

1 Als externe Kosten gelten die Kosten, die anfallen für:

abis (neu) das Messwesen nach Artikel 8a^{quinquies} Absatz 5 StromVV (neu) und die damit verbundenen Installationen;

Begründung:

Abs. 1 Bst. a^{bis}: Nach Art. 8a^{quinquies} Abs. 5 StromVV (neu) kann ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch oder einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem verlangen. Kosten für solche Messungen samt Installationskosten sind für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch Teil der externen Kosten. Die allfälligen internen Umbaukosten (neues Tableau, geänderte Verkabelung etc.) sind vom Eigentümer zu tragen.

Art. 18 Verhältnis zum Netzbetreiber

5 Der Netzbetreiber teilt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer innert ~~14 Tagen~~ **20 Arbeitstagen** die für die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch notwendigen Informationen mit.

~~6 Er rechnet den Verbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauchs teilnehmen, separat ab und stellt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer die für die Abrechnung notwendigen Daten zur Verfügung.~~

Begründung:

Abs. 5: Die Frist von 14 Tagen ist für eine operative Umsetzung zu kurz. Feiertage und sonstige Vorkommnisse müssen bei der Bestimmung mitbedacht werden. Die Frist muss daher auf 20 Arbeitstage geändert werden.

Abs. 6: Dass die Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss teilnehmen, separat abgerechnet werden, ergibt sich aus dem Kontext. Die Daten dieser Endverbraucher dürfen dem Zusammenschluss aus Datenschutzgründen nicht zur Verfügung gestellt werden. Sie bringen dem Zusammenschluss aber auch keinen Mehrwert, da sie für ihn nicht abrechnungsrelevant sind. Im (virtuellen) Messpunkt des ZEV sind die Daten der Endverbraucher, welche nicht im ZEV sind, nicht enthalten.

Art. 51a Zielvorgaben

1 Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich ~~10 GWh~~ **500 MWh** oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz), müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von ~~≥ 1~~ **1** Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.

2 Bei der Berechnung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt werden Lieferungen an:

a. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens ~~≥ 10~~ **10** Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;

b. Kraftwerke und Speicher ohne Endverbrauch nach Artikel 14a Absatz 1 StromVG.

c. Endverbraucher, die mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben.

3 (neu) Änderungen der Zielvorgabe nach Absatz 1 werden 3 Jahre im Voraus bekannt gegeben.

4 (neu) Der Referenzstromabsatz bezieht sich auf die effektive Lieferung des Elektrizitätslieferanten an Endverbraucher.

Begründung:

Abs. 1: Die vorgeschlagene Ausnahme für Lieferanten mit weniger als 10 GWh Absatz im Jahr führt zu Wettbewerbsverzerrungen und einer Ungleichbehandlung zwischen den Lieferanten. Um dies zu vermeiden, ist die Grenze deutlich abzusenken. Zudem sollte die Höhe des Schwellenwerts auf einem bestehenden System basieren und nicht willkürlich neu gesetzt werden. Gemäss Art. 4 Abs. 4 EnV werden Lieferanten mit einer Liefermenge unter 500 MWh von der Stromkennzeichnung ausgenommen. Diesen Schwellenwert hat das BFE im Erläuterungsbericht zur Totalrevision der EnV vom 01.11.2017 wie folgt begründet: «Aus Gründen der Verhältnismässigkeit sind in Absatz 4 sehr kleine Lieferanten von der Veröffentlichungspflicht ausgenommen, nicht jedoch von der Kennzeichnungspflicht gegenüber den Endkundinnen und Endkunden. Die De-minimis-Grenze ist bei 500 MWh pro Jahr angesetzt, was in etwa dem Verbrauch von 100 Haushalten entspricht. Da die Grenze nur sehr kleine Lieferanten betrifft, die nicht im freien Markt tätig sind, besteht keine Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung.» Für die Effizienzmassnahmen gelten die gleichen Argumente. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, muss der Schwellenwert von 10 GWh auf 500 MWh abgesenkt werden.

Auch die Zielvorgabe von 2 Prozent erachten wir als zu hoch. Gemäss Beschluss des Nationalrates vom 15.03.2023 zu Art. 46b EnG sollte der Bundesrat den Anteil auf höchstens 2 Prozent bezogen auf den Absatz des *Winterhalbjahres* festlegen. Bei der Einführung eines neuen Systems, zu dem weder Studien zum Einsparpotential noch Erfahrungswerte vorliegen, sollte nicht sogleich mit dem Maximalwert gestartet werden. Das neue System muss sich erst etablieren. Mit Einführung des neuen Modells müsste daher die Zielvorgabe nicht bei 2 Prozent des *Referenzstromabsatzes*, sondern bei höchstens 1 Prozent angesetzt werden. Hat sich das System etabliert, können die Zielvorgaben bei Bedarf mit einer genügenden Vorlaufzeit angepasst werden.

Abs. 2: Die Definition von stromintensiven Unternehmen sollte auf das bestehende Instrument der Zielvereinbarungen mit Rückerstattung Netzzuschlag abstützen. Gemäss Art. 39 Abs. 1 EnG erhalten Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, auf Antrag den bezahlten Netzzuschlag vollumfänglich zurückerstattet.

Neben dem Absatz an stromintensive Unternehmen sollte für das Festlegen der Referenzabsatzmenge auch der Absatz an Endverbraucher, die mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, nicht berücksichtigt werden. Solche Kunden haben sich bereits zum Erfüllen von Effizienzmassnahmen verpflichtet.

Abs. 3 (neu): Lieferanten schliessen mit Endverbrauchern, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, fortlaufend Lieferverträge ab, zum grossen Teil Mehrjahresverträge. Auch für die Versorgung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Grundversorgung werden Mehrjahresverträge abgeschlossen. Die neuen Bestimmungen im Art. 6 StromVG machen eine mehrjährige Beschaffung verpflichtend. Die Lieferanten und die Endverbraucher benötigen Rechts- und Planungssicherheiten. Sollte die Zielvorgabe später angepasst werden, muss allen Marktteilnehmern eine genügende Vorlaufzeit eingeräumt werden.

Abs. 4 (neu): Der Referenzabsatz muss sich auf die von jedem Lieferanten effektiv gelieferte Elektrizität beziehen. Dies ist insbesondere für Liefermengen an Marktkunden entscheidend. Marktkunden können bei einem Lieferanten einen Vollversorgungsvertrag abschliessen oder aber die benötigte Elektrizität bei mehreren Lieferanten beschaffen (Mehrvertragsmodell). Jeder Lieferant sollte dabei nur für seinen Lieferanteil Effizienzverpflichtungen erhalten.

Beispiel für ein Mehrvertragsmodell:

- Ein Marktkunde beschafft die notwendige Elektrizität von 100 GWh bei 4 Lieferanten.
- Beim Lieferanten A wird ein Produkt für 40 GWh eingekauft.

- Beim Lieferanten B wird ein Produkt für 30 GWh eingekauft.
- Beim Lieferanten C wird ein Produkt für 29 GWh eingekauft.
- Beim Lieferanten D wird die verbleibende 1 GWh als Spot-Lieferung eingekauft.
- Der Marktkunde ist mit seinem Messpunkt in der Bilanzgruppe (Energiekonto) vom Lieferanten D, da dieser für Spot-Lieferung zuständig ist. Die bei Lieferanten A, B und C gekaufte Elektrizität wird in die Bilanzgruppe vom Lieferanten D überstellt. Der Bilanzgruppenverantwortliche bewirtschaftet das Energiekonto und sorgt dafür, dass dieses möglichst ausgeglichen ist.

Gemäss Art. 46b EnG sind Lieferanten für das Ergreifen von Effizienzmassnahmen verantwortlich. Es muss sichergestellt werden, dass für das Festlegen des Referenzabsatzes nicht der Messpunkt massgebend ist, sondern die von jedem Lieferanten gelieferte Elektrizität. Jeder der Lieferanten A–D im obigen Beispiel soll für die von ihm gelieferte Elektrizität Effizienzsteigerungen realisieren müssen, und nicht etwa nur Lieferant D für die ganze Liefermenge am Messpunkt.

Art. 51b Massnahmen

Änderung im Erläuterungsbericht zum Abs. 1 Bst. a: «sie sich an den besten verfügbaren Technologien orientieren; ~~es muss sich also um eine energieeffizientere Lösung handeln als eine branchenübliche Lösung~~»

Begründung:

Eine branchenübliche Lösung kann sich auch schon an den besten verfügbaren Technologien orientieren. Demnach wären allfällige Massnahmen zur Effizienzsteigerung bei älteren Installationen oder Anwendungen nicht mehr zulässig, was sicherlich aber nicht im Sinne des Gesetzgebers war. Deshalb ist diese Passage im Erläuterungsbericht zu streichen.

Art. 51c Standardisierte Massnahmen

Das BFE stellt Einsparprotokolle zur Verfügung, die dem Nachweis für die Stromeinsparung der standardisierten Massnahmen dienen. **Änderungen werden ein Jahr im Voraus bekannt gegeben.**

Begründung:

Es braucht eine Vorlaufzeit von einem Jahr für die Planung. Zudem wäre eine vorgängige Ankündigung, welche Massnahmen angepasst werden, sinnvoll.

Art. 51d Nicht standardisierte Massnahmen

1 Der Antrag auf Zulassung einer nicht standardisierten Massnahme muss mindestens folgende Angaben enthalten:

- a. die Beschreibung der Massnahme;
- b. das Vorgehen, wie die Stromeinsparung ~~gemessen oder~~ berechnet wird.

2^{bis} (neu) Das BFE entscheidet innerhalb von 30 Tagen nach Vorliegen des vollständigen Antrages über die Zulassung.

Begründung:

Abs. 1 Bst. b: Eine Messung der Wirkung der Massnahme ist zur Erfüllung der Zielvorgabe nicht vorgesehen und würde zu unverhältnismässig hohem Aufwand führen. Entsprechend

reicht es, wenn aufgezeigt wird, wie die Massnahmenwirkung berechnet wird. Bei Messungen der Einsparungen würde auch das Verbrauchsverhalten der Endverbraucherinnen und Endverbraucher berücksichtigt werden, was allerdings ausserhalb der Kontrolle der Elektrizitätslieferanten und Dienstleister steht. Demnach würden sie für das Fehlverhalten der Endverbraucher bestraft (z. B. offener neuer Kühlschrank).

Abs. 2^{bis} (neu): Lieferanten und andere Stakeholder sind auf schnelle Entscheide angewiesen. Sollte ein Antrag abgelehnt werden, müssen Betroffene genügend Zeit haben, Alternativen zu suchen. Zudem wirken sich schnelle Entscheide positiv auf den entstehenden Markt zu Effizienzvorgaben aus.

Art. 51e Nicht anrechenbare Massnahmen

- a. die aufgrund einer ~~rechtlichen~~ **gesetzlich verankerten technischen** Vorschrift umgesetzt werden müssen;
- c. die bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern umgesetzt werden, deren Elektrizitätskosten mindestens ~~20~~ **10** Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;
- f. ~~welche die Stromeinsparung durch eine Verhaltensänderung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher erzielen.~~

Begründung:

Bst. a: Rechtliche Vorschriften beziehen sich auf Vorschriften zu technischen Anforderungen an Geräte und Anlagen. Es bedarf einer Präzisierung.

Bst. c: Siehe Begründung zum Art. 51a Abs. 2 Bst. a EnV.

Bst. f: Massnahmen, bei denen keine technische Veränderung im Vordergrund steht, sondern z. B. die Optimierung von Produktionsabläufen, die Anpassung von organisatorischen Strukturen oder Schulungen für energieeffizientes Verhalten sind relevante Massnahmen im Rahmen einer Energieberatung, die nicht ausgeschlossen werden dürfen. Zudem erwähnt auch der Erläuterungsbericht (S. 12) die Möglichkeit zur Durchführung von Energieberatungen und Anrechenbarkeit dieser Massnahmen.

Art. 51f Meldepflichten

- 1 Elektrizitätslieferanten ~~melden dem BFE~~ **deklarieren in einem zentralen Register** jedes Jahr bis am 30. April
- c. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Artikel 51a Absatz 2 **gestützt auf eine Deklaration durch die Endverbraucherinnen und Endverbraucher**;

Begründung:

Abs. 1: Für die Umsetzung der neuen Bestimmung sind einfache und effiziente Lösungen notwendig. Damit das System praktikabel, einheitlich und mit einem möglichst geringen administrativen Aufwand funktioniert, muss für die Abwicklung der Nachweise und die Erfüllung von Meldepflichten ein zentrales Register aufgebaut werden. Das neue Register könnte sich an die bestehende Plattform zu den Herkunftsnachweisen nach Art. 9 EnG anlehnen.

Auch Frankreich hat für ihr Zertifikatesystem ein Register aufgebaut, welches gemäss Erfahrungswerten dort massgeblich zur Funktionsfähigkeit des Systems beiträgt. Alle Meldungen finden über das Register statt.

Bst. c: In der Regel ist den Lieferanten nicht bekannt, wie viel die Elektrizitätskosten an der Bruttowertschöpfung bei einzelnen Endverbraucherinnen und Endverbraucher ausmachen. Ohne die Angaben seitens betroffener Endverbraucherinnen und Endverbraucher ist es Lieferanten nicht möglich zu identifizieren, ob die Absatzmenge an diese Kunden für den Referenzstromabsatz nach Art. 51a Absatz 2 EnV zu berücksichtigen ist oder nicht. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher sind verpflichtet, dem Lieferanten zu deklarieren, wenn sie stromintensiv sind oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder Kanton haben.

Art. 51g Festlegung der Zielvorgabe

Das BFE legt jedes Jahr bis zum ~~30. November~~ **31. Mai** für jeden Elektrizitätslieferanten fest:

- a. den Referenzstromabsatz;
- b. die Zielvorgabe.

Begründung:

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb das BFE 6 Monate Zeit braucht, um den Referenzstromabsatz und die Zielvorgaben festzulegen. Lieferanten sind auf zeitnahe Rückmeldungen angewiesen. Verteilnetzbetreiber, die mit der Grundversorgung betraut sind, müssen bis Ende August für das Folgejahre die Elektrizitätstarife festlegen und kommunizieren. Um die Kosten der Effizienzmassnahmen bei der Tarifierung für das Folgejahr zu berücksichtigen, werden Vorgaben bis spätestens Ende Mai benötigt. So lassen sich Deckungsdifferenzen minimieren. Auch die Lieferanten von Marktkunden benötigen zeitnahe Entscheide, um entsprechend frühzeitig zu planen und das Ergreifen von Massnahmen zu initiieren.

Art. 51h Erfüllung der Zielvorgabe

~~1 Die Elektrizitätslieferanten reichen dem BFE die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen in dem Jahr ein, in dem sie sich diese an die Zielvorgabe anrechnen lassen wollen. Massnahmen werden im Register beantragt. Im Umfang der anrechenbaren Massnahmenwirkung werden Effizienznachweise im Register ausgestellt. Diese können gehandelt und übertragen werden.~~

2 Die Meldung **einer Massnahme im Register** muss insbesondere enthalten:

Begründung:

Abs. 1 und 2: Siehe Begründung zum Art. 51f Abs. 2 EnV.

Art. 51i Kontrollen

1 Das BFE kontrolliert die Grundlagen zur Festsetzung der Zielvorgabe sowie die Umsetzung der Massnahmen **stichprobenweise**. Es kann zu diesem Zweck insbesondere:

Begründung:

Lieferanten, Kunden und andere Stakeholder benötigen Rechts- und Planungssicherheiten. Es soll vermieden werden, dass bei Marktteilnehmern dauerhafte Unsicherheiten entstehen, ob Massnahmen angerechnet werden können oder nicht. Es stellt sich zudem die Frage, ob die Prüfung nicht auch durch Zertifizierungsstellen durchgeführt werden könnte.

Art. 51k Strafbestimmungen

Nach Artikel 70 Absatz 1 Buchstabe g EnG wird bestraft, wer den Stromabsatz vorsätzlich nicht meldet oder dazu oder zu den gemeldeten Massnahmen falsche Angaben macht. **Davon ausgenommen sind Meldungen nach Art. 51f Abs. 1 Bst. c EnV.**

Begründung:

Lieferanten können die Richtigkeit der Angaben der stromintensiven Unternehmen nicht überprüfen. Daher sind diese Angaben von den Strafbestimmungen auszunehmen.

Art. 80b Übergangsbestimmung zur Effizienzsteigerung durch Elektrizitätslieferanten

3 (neu) Lieferungen aus Verträgen von Elektrizitätslieferanten mit Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben und deren Vertragsabschluss vor Inkrafttreten der Änderung vom ... liegt, sind für die gesamte Laufzeit von der Berechnung des Referenzstromabsatzes ausgenommen. Ebenfalls ausgenommen sind diese Lieferungen bei der Kostenanlastung nach Art. 6 Abs. 5^{ter} StromVG.

4 (neu) Die Zielvorgabe gilt erstmalig für das Kalenderjahr 2026.

Begründung:

Abs. 3 (neu) Aus Gründen der Vertragssicherheit sollen bestehende Verträge nicht durch die anteilmässige Kostenanlastung nach Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG belastet werden.

Abs. 4 (neu) Einzig die Abbildung 2 des Erläuterungsberichts liefert eine Information über den Start des Systems mit den Effizienzvorgaben, wobei dies zusätzlich in der Verordnung klarzustellen ist.

Art. 80c (neu) Übergangsbestimmung zum Ort der Produktion

Die Bestimmungen nach Art. 14 Abs. 3 gelten erstmals für das Tarifjahr 2026.

Begründung:

Eventualiter zum Art. 14 Abs. 3: Die Umsetzung der neuen Bestimmungen im Netzbereich können frühestens auf das Tarifjahr 2026 erfolgen.

2. Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Art. 4 Grundversorgungstarife

2 Die Höhe der Grundversorgungstarife (Art. 6 Abs. 5bis Bst. d StromVG) richtet sich nach den anrechenbaren Energiekosten. Für deren Berechnung gelten die folgenden Grundsätze:

a. Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Gestehungskosten der Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen ist unerheblich, ob die erzeugten Elektrizitätsmengen in der Grundversorgung oder anderweitig abgesetzt werden. **Im Umfang des Absatzes von erweiterter Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung nach Art. 4a Abs. 1 StromVV sind die Gestehungskosten der eigenen Anlagen aus erneuerbaren Energien und die anfallenden Kosten für die Abnahme und Vergütung nach Art. 15 Abs. 1–1^{ter} EnG massgebend.**

c. Als anrechenbare Energiekosten gelten auch die Vertriebskosten und die der Grundversorgung zuzuordnenden Verwaltungskosten.

~~d. Der angemessene Gewinn ist unter Anwendung des kalkulatorischen Zinssatzes nach Anhang 3 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV) auf der Grundlage des Kapitals zu berechnen, das der Verteilnetzbetreiber zur Vornahme der Grundversorgung eingesetzt hat.~~ **Im Regelfall dürfen die anrechenbaren Verwaltungs- und Vertriebskosten nach Buchstabe c zusammen mit einem angemessenen Gewinn pro Rechnungsempfänger den Schwellenwert von 60 Franken nicht überschreiten. Andernfalls müssen die entsprechenden Kosten sowie der zusätzliche Gewinn von der EICom genehmigt werden.**

e. (neu) Der Schwellenwert ist jährlich der Teuerung anzupassen.

Begründung:

Abs. 2 Bst. a: Nach Art. 4a Abs. 1 StromVV soll gelten, dass ein Anteil von mindestens 50 Prozent aus eigener erweiterter Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus erneuerbaren Energien aus dem Inland stammen muss. Demnach wäre es folgerichtig, dass für das Erfüllen dieses Anteils auch nur die Gestehungskosten der Anlagen aus erneuerbaren Energien und die Kosten für die Rückliefervergütung massgebend sind und nicht auch die Gestehungskosten von nicht-erneuerbaren Technologien. Für den über diesen Anteil hinausgehenden Stromabsatz in der Grundversorgung können Gestehungskosten des restlichen Produktionsportfolios (technologieunabhängig) eingerechnet werden.

Bst. d. und e.: Anders als im Erläuterungsbericht dargelegt, spiegelt die Formulierung im Buchstaben d die bisherige Praxis zur Bestimmung eines angemessenen Gewinns nicht wider. Anders als das Stromnetz oder die Erzeugung ist die Vertriebstätigkeit nicht kapitalintensiv. Für die Gewinnermittlung eignet sich eine analoge Praxis wie im Bereich Netz oder Erzeugung nicht. Die geltende Praxis der EICom (60-Franken-Regel) regelt die Angemessenheit von Kosten und Gewinn (EICom-Weisung 3/2022). Im Artikel 4 soll die aktuelle Methodik festgehalten werden. Die Teuerung hat einen Einfluss auf die Vertriebskosten, dies müsste beim Festlegen des Schwellenwerts mitberücksichtigt werden.

Art. 4a Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien

2 Die Verteilnetzbetreiber legen ~~den Prozentsatz~~ **eine Bandbreite** gemäss Absatz 1 jeweils per 31. August mit Wirkung für das nächste Tarifjahr in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) fest.

Änderung im Erläuterungsbericht: Diese Verträge müssen eine Laufzeit von mindestens drei Jahren aufweisen, ansonsten machen solche Stromabnahmeverträge (auch bekannt unter **zum Beispiel** Power Purchase Agreements, PPA) kaum Sinn.

Begründung:

Abs. 2: Es ist kaum möglich, einen genauen Prozentsatz für das nächste Tarifjahr festzulegen. Im Laufe eines Tarifjahr kann es zu Mengenschwankungen kommen. Mögliche Gründe für Schwankungen: Ausfall eines Kraftwerks, Witterungseinflüsse auf Produktion und Absatz, Absatzschwankungen in Folge von Bevölkerungswachstum, wirtschaftlichen Entwicklungen. Anstatt eines Prozentsatzes könnten Netzbetreiber einen Anteil angeben, der eine gewisse Bandbreite enthalten sollte.

Erläuterungsbericht: Änderung im Erläuterungsbericht zum Abs. 3: Auf Seite 2 sollte der Satz «Diese Verträge müssen eine Laufzeit von mindestens drei Jahren aufweisen, ansonsten machen solche Stromabnahmeverträge (auch bekannt unter Power Purchase Agreements, PPA) kaum Sinn.» angepasst werden. Langfristige Stromabnahmeverträge können unterschiedliche Ausprägungen haben. Nur PPA zuzulassen, wäre nicht zielführend und kaum realisierbar.

Art. 4c Absicherung gegen Marktpreisschwankungen

~~5 Die Verteilnetzbetreiber erstatten der ECom jährlich Bericht über die Einhaltung der Vorgaben zur Absicherung gegen Marktpreisschwankungen.~~

Begründung:

Abs. 5: Eine zusätzliche Berichterstattung ist nicht erforderlich. Die erforderlichen Angaben können in die Kostenrechnung integriert werden, die der ECom jährlich vorzulegen ist. Damit lassen sich administrative Aufwände reduzieren. Bei Bedarf kann die ECom ohnehin in ihrer Funktion zur Überwachung der Einhaltung des Stromversorgungsgesetzes nach Art. 22 StromVG Netzbetreiber um eine Auskunft bitten.

Art. 4d Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung

1^{bis} (neu) Zur Ermittlung des Anteils nach Absatz 1 sind bei den Elektrizitätsmengen im Marktsegment die Lieferungen aus Verträgen von Elektrizitätslieferanten mit Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben und deren Vertragsabschluss vor Inkrafttreten der Änderung vom ... liegt, auszunehmen.

Begründung:

Abs. 1^{bis} (neu): Aus Gründen der Vertrags- und Rechtssicherheit sollen die bis zum Inkrafttreten des neuen Gesetzes abgeschlossene Verträge nicht durch die anteilmässige Kostenanlastung nach Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG fallen.

Art. 7b

2 Sie müssen die Endverbraucher **der Basiskundengruppe einmal pro Jahr** ~~auf der Rechnung~~ informieren über:

- a. die Entwicklung des ~~Elektrizitätsverbrauchs~~ **Elektrizitätsbezugs** im Vergleich zum Vorjahr;
- ~~b. den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs der Endverbraucher der Kundengruppe, welcher sie angehören;~~

~~c. Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen.~~

~~3 Sie können die Informationen nach den Absätzen 1 und 2 zusätzlich auf anderem Weg übermitteln.~~

Begründung:

Abs. 2: Mit dem Smart Meter Rollout werden die Kunden häufiger als bisher Rechnungen erhalten können (z. B. jeden Monat, jedes Quartal). Ein jeweiliger Abgleich mit dem Verbrauch des Vorjahres bringt hier keinen Mehrwert sondern genügt einmal jährlich. Für Informationen an die Endverbraucher können unterschiedliche Kanäle genutzt werden, Rechnung ist nur einer davon. Für eine kundenspezifische Kommunikation eignen sich besonders auch Kundenportale, welche mit dem Smart Meter Rollout als Informationsquelle zur Verbrauchsentwicklung zunehmend an Bedeutung gewinnen. In einem Portal können dabei auch fortlaufende Bezugsentwicklungen verglichen werden. Die Bestimmungen auf der Verordnungsstufe sollten nicht einschränkend «auf der Rechnung» sein, sondern die Möglichkeit der Wahl des Informationsweges offenlassen.

Die Informationspflicht soll auf Basiskundengruppe beschränkt werden. Bei Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 50 MWh handelt es sich mehrheitlich um juristische Personen (KMU- und Gewerbekunden). Die Geschäftskunden habe je nach Anwendung unterschiedliche Verbrauchsprofile. Eine kundengruppenspezifische Betrachtung ist kaum möglich. Zudem ergreifen die Geschäftskunden bereits die nötigen Massnahmen, um ihre Verbräuche zu monitoren und bei Bedarf Effizienzmassnahmen zu ergreifen.

Bst. a: Für Kunden mit Eigenverbrauch misst der Netzbetreiber nur den Elektrizitätsbezug, daher kann nur dieser abgebildet und verglichen werden.

Bst. b: Gemäss Art. 18 Abs. 2 StromVV (bestehendes Recht) bzw. Art. 18a Abs. 1 Bst. a StromVV (neu) bilden Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh eine Basiskundengruppe. Nach Art. 18a Abs. 1 Bst. b StromVV (neu) bilden Endverbraucher ohne intelligente Messsysteme und mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh eine eigene Basiskundengruppe. Liegt der Jahresverbrauch höher als 50 MWh werden keine einheitlichen Kundengruppen definiert. Es erscheint als wenig zweckmässig, den Durchschnittsverbrauch für eine so grosse Kundengruppe wie jene von 0-50 MWh/a anzugeben. Anderweitige Differenzierungen, wie Haushalte, Gewerbe etc. sind beim Netzbetreiber nicht relevant und in den Systemen nicht erfasst. Zudem könnte es zu Konflikten mit dem Datenschutz kommen. In einzelnen Netzgebieten sind auf Mittel- bzw. Hochspannungsebenen nur sehr wenige Endverbraucher angeschlossen. Ist eine Kundengruppe sehr klein, liessen sich aus der Bandbreite zum Durchschnittsverbrauch Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten von anderen Endverbrauchern innerhalb derselben Kundengruppe ableiten.

Entsprechend ist auf den Vergleich zu verzichten.

Bst. c.: Netzbetreiber können keine Einsparpotentiale bei Endverbrauchern identifizieren. Netzbetreiber verfügen nur über die Messdaten zur Netznutzung und den Elektrizitätsbezug. Aus den Messdaten allein lässt sich nicht ableiten, welche Potentiale einzelne Kunden haben. Mit Einführung von intelligenten Messsystemen werden Endverbraucher Zugang zu Online-Portalen erhalten, wo sie ihren Bezug in hoher zeitlicher Auflösung einsehen und herunterladen können. Die damit geschaffene Transparenz wird Anreize schaffen, effizienter mit der Elektrizität umzugehen bzw. Dienstleister mit einer entsprechenden Analyse zu beauftragen. Der Verteilnetzbetreiber hält hierzu kein Know-how vor und kann keinen Einsparpotentiale aufzeigen.

Abs. 3: Mit den Anpassungen im Absatz 2 ist die Bestimmung im Absatz 3 nicht erforderlich.

Art. 8 Messtarife

- 1 Die Netzbetreiber müssen die Messtarife pro Kalenderjahr (Tarifjahr) festlegen.
- 2 Für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern gelten die folgenden Tarifobergrenzen pro Messpunkt:
 - a. auf Spannungsebenen unter 1 kV (Niederspannungsebene):
 1. bis zu einer Netzanschlussleistung von höchstens 100 Ampere: monatlich höchstens 6.— Franken oder monatlich höchstens 6.50 Franken im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft;
 2. ab einer Netzanschlussleistung von 100 Ampere (halbindirekte Messung): monatlich höchstens 12.— Franken;
 - b. auf Spannungsebenen zwischen 1 kV und 36 kV (Mittelspannungsebene): monatlich höchstens 42.— Franken.

Begründung:

Abs. 2: Die vorgeschlagenen Tarifobergrenzen sind aus unserer Sicht systemfremd und nicht zielführend. Gemäss Art. 17a Abs. 2 und 3 StromVG müssen Messtarife zum einen verursachergerecht und zum anderen kostenorientiert sein. Die Obergrenzen stehen im Widerspruch zu diesen beiden Kriterien und zum Prinzip der Cost-plus-Regulierung im Allgemeinen. Besonders deutlich wird dieser Widerspruch bei den willkürlich differenzierten Tarifobergrenzen für die Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft. Das BFE hat nicht aufgezeigt, wie es zu den vorgeschlagenen Tarifobergrenzen gekommen ist. Weiter ist nicht klar, welche Prozesse des Messwesens mit den Tarifobergrenzen abgedeckt werden sollen. Diese Tariffestsetzung erscheint willkürlich.

Gemäss den Angaben des BFE, die im Rahmen eines Austauschs zur Datenplattform gezeigt wurden, lag 2022 der Anteil von Smart Metern in der Schweiz bei 30%. Einen flächendeckenden Einsatz von intelligenten Messsystemen soll es nach Artikel 31e StromVV bis 2028 geben. Viele Netzbetreiber sind mitten im Rollout-Prozess. Für das Festlegen von Obergrenzen fehlen heute und in den nächsten Jahren folglich noch verlässliche Angaben zu Kosten. Wenn überhaupt verbindliche Obergrenzen vorgegeben würden, dann müssten diese die Kosten pro Messpunkt und nicht die Tarife betreffen. Aus erwähnten Gründen darf dies frühestens nach dem abgeschlossenen Rollout und nach empirisch fundierten Vergleichen in Betracht gezogen werden.

Art. 8a Anrechenbare Betriebskosten

- 1 Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Messwesen direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere:
 - a. die Kosten für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messmittel;

Begründung:

Bst. a: Die Kosten für den Einbau der Messmittel sind gemäss den Rechnungslegungsvorschriften zu aktivieren (Siehe nachfolgenden Auszug aus dem IFRS-Standard). Wird dies in der regulatorischen Buchführung unterlassen, führt dies zu erheblichen Differenzen zwischen der Finanzbuchhaltung und der regulatorischen Buchhaltung und erfordert das Vorhalten von zwei Systemen. Daneben ist ein Vergleich der Messkosten bei einer fehlenden Aktivierung weniger aussagekräftig. Die Messtarife würden dann in den Jahren des Rollouts noch oben springen und danach wieder sinken.

«Erstmalige Bewertung

Die Bewertung bei Erfassung erfolgt zu den Anschaffungs- oder Herstellungskosten. [IAS 16.15] Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten umfassen alle Kosten, die anfallen, um den Vermögenswert in den beabsichtigten betriebsbereiten Zustand zu bringen. Dazu gehört nicht nur der Kaufpreis, sondern auch die Kosten der Standortvorbereitung, der erstmaligen Lieferung und Verbringung, die Installations- und Montagekosten, Honorare, sowie die geschätzten Kosten für den Abbruch und das Abräumen des Gegenstandes und die Wiederherstellung des Standortes (s. IAS 37 Rückstellungen, Eventualschulden und Eventualforderungen). [IAS 16.16-17] ...»

(Auszug aus dem IFRS-Standard: <https://www.iasplus.com/de/standards/ias/ias16>)

Art. 8a^{bis} Anrechenbare Kapitalkosten

1 Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten **einschliesslich der Installationskosten** ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:

Begründung:

Abs. 1: Begründung siehe Art. 8a Abs. 1 Bst. a StromVV.

Art. 8a^{quinquies} Intelligente Messsysteme

5 Verlangt ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG), so muss der Netzbetreiber dieses innerhalb von drei Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses. **Ausgenommen hiervon sind die Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch die nach Art. 18 Abs. 1 EnG (Stand 31.12.2024) gegründet wurden.**

Begründung:

Abs. 5: Es ist klarzustellen, dass es bei den bestehenden Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch gegenüber Netzbetreibern nur einen Messpunkt gibt und die Verbrauchstätten in diesen Zusammenschlüssen kein Anrecht auf intelligente Messsysteme der Netzbetreiber haben. Daneben sollte es (als Wahlfreiheit bei der Gründung eines ZEV) weiterhin möglich sein, Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch gemäss EnG Stand 31.12.2024 zu gründen.

Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen

1...

c. Verbrauchsvisualisierung zur Veranschaulichung des Strombezugs gemäss Art. 7b StromVV.

Begründung:

Die Aufzählung der Bearbeitungszwecke muss um eine weitere Verwendung ergänzt werden. Die Verwendung von Kundendaten und ihre Speicherung für die visuelle Darstellung der Werte für den Kunden selbst ist dem Netzbetreiber innerhalb von Kundenportalen, auf individuellen Kundeninformationen etc. zu gestatten. Dies unterstützt den Endverbraucher bei der Einsparung von elektrischer Energie.

Art. 8e Informationsprozesse

1 Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für das Messwesen und die Informationsprozesse fest, insbesondere zu den **Rechten und Pflichten der Beteiligten Marktpartner und der zentralen Datenplattform**, zum zeitlichen Ablauf, zur Form und zur Qualität der zu übermittelnden Daten sowie **zur Authentifizierung der Marktpartner für den Datenzugriff**. ~~zum Datenaustausch über die zentrale Datenplattform.~~

....

3 Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen eine kostendeckende Abgeltung ~~zusätzliche~~ **zusätzlich** Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren **abrechnungsrelevanten erhobenen** Daten geliefert werden.

Begründung:

Abs. 1: Es handelt sich hier um eine Präzisierung mit der insbesondere auch die neue Rolle der Datenplattform im Kontext mit den bisherigen Rollen und Verantwortungen der Marktpartner abgeglichen werden muss. Unter Marktpartnern sind auch Endkunden zu verstehen. In den Branchenrichtlinien sind strenge Normen bezüglich Sicherheit und Datenschutz festzulegen.

Abs. 3: Es handelt sich hier um eine Präzisierung, Gemeint ist, dass im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern bestehende Mess- und Stammdaten **zusätzlich** an weitere Datenempfänger (z. B. an Berater etc.) geliefert werden können. Es geht nicht darum **zusätzliche** Daten zu liefern. Gemäss Artikel 8d Abs. 3 StromVV müssen alle Personendaten sowie Daten juristischer Personen nach zwölf Monaten vernichtet werden, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind. Demnach kann es sich im Artikel 8e Abs. 3 nur um die abrechnungsrelevanten Daten handeln.

Art. 8f Konstituierung des Datenplattformbetreibers

1 Das ~~Gesuch um Genehmigung der Statuten des Datenplattformbetreibers~~ **zum Betrieb der Datenplattform** muss insbesondere folgende Angaben und Unterlagen enthalten:

- a. einen Entwurf für die Statuten;
- b. eine Darlegung der ungedeckten Kosten des Gesuchstellers für die Errichtung der Datenplattform;
- c. eine Kostenplanung;
- d. ein organisatorisches und technisches Konzept;
- e. **ein Konzept zur Messung der Dienstleistungs- und der Daten-Qualität (KPIs).**

1^{bis}: Das UVEK legt zusammen mit der Branche drei Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung die Zuschlagskriterien und die Verfahrensmodalitäten fest. Die Eingabe der Gesuche erfolgt innert sechs Monaten nach Bekanntgabe der Zuschlagskriterien und Verfahrensmodalitäten.

2 Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) entscheidet mit Verfügung über das Gesuch **innert drei Monaten nach Ablauf der Eingangsfrist.**

3 Es bestimmt den Betrag der Rückerstattung für die Errichtung der Datenplattform. Es berücksichtigt dabei **die Gründungskosten und** die ungedeckten Kosten und gewährt einen Zins in der Höhe des Fremdkapitalkostensatzes nach Anhang

4 Der Datenplattformbetreiber muss dem Gesuchsteller **bzw. seinen Anteilseignern** den vom UVEK bestimmten Betrag innerhalb von ~~10~~ **5** Jahren ab Inbetriebnahme der Datenplattform vergüten.

Begründung:

Abs. 1: Es handelt sich hier um eine Präzisierung: Die Statuten sind nur ein Teil des Gesuchs. Daneben bedarf es eines Konzepts zur Messung der KPIs.

Abs. 1^{bis}: Der neue Absatz ergänzt den Verfahrensablauf sowie die Zuschlagskriterien inklusive Gewichtung analog dem öffentlichem Beschaffungswesen.

Abs. 2: Ein klarer Zeitrahmen ist erforderlich, um die Planungssicherheit der Akteure zu erhöhen.

Abs. 3: Mit der Ergänzung wird eine Rückzahlung des Aktienkapitals an die Gründer ermöglicht und allenfalls auch eine Refinanzierung.

Abs. 4: Ein Abschreibungszeitraum von 3-5 Jahren ist bei IT-Investitionen vorgegeben.

Art. 8g Organisation des Datenplattformbetreibers

1 **Das oberste Leitungs- oder Verwaltungsorgan des Datenplattformbetreibers wird durch die Aktionäre besetzt.** Im obersten Leitungs- oder Verwaltungsorgan des Datenplattformbetreibers sind die Interessen der Endverbraucher, der Netzbetreiber und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister ~~paritätisch jeweils zu einem Drittel~~ zu vertreten.

1^{bis} **Die Interessen der Endverbraucher und Dienstleister werden über einen Beirat, bestehend aus einem Vertreter der Produzenten, einem Vertreter der Grossverbraucher, einem Vertreter der Konsumenten, einem Vertreter der Dienstleister und einem Vertreter der Forschung eingebracht.**

2 Der Datenplattformbetreiber ist **auf operativer Ebene** personell von seinen Anteilseignern zu entflechten.

Begründung:

Abs. 1 und Abs. 1^{bis}: Den Aktionären der Datenplattform ist die Leitung und Verwaltung der Datenplattform bzw. zumindest die Mehrheit in den Leitungsgremien zuzugestehen. Entsprechend sind die Interessen der Dienstleister und weiterer Gruppen in einem Beirat zu kanalisieren und zu priorisieren.

Abs. 2: Ergänzung: Der Verwaltungsrat ist von dieser Regelung auszunehmen.

Art. 8h Aufgaben des Datenplattformbetreibers

3 Er speichert die Stammdaten der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ~~nach Anhang 1a~~, um den Datenaustausch zu gewährleisten. **Die nötigen Stammdaten sind von den Verteilnetzbetreibern in den Richtlinien zu definieren.**

4 Er ~~bildet die für die Datenaustauschprozesse notwendigen Datenaggregate und~~ veröffentlicht die folgenden anonymisierten Mess- und Stammdaten **aggregiert** pro Gemeinde und Kanton im Internet:

- a. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten ~~des Elektrizitätsverbrauchs~~ **der Elektrizitätsauspeisung aus dem Netz** pro Tag, Monat und Jahr;
 - b. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten der Elektrizitätseinspeisung **in das Netz** nach Erzeugungstechnologie pro Tag, Monat und Jahr;
 - c. die Anzahl der per Ende Jahr installierten intelligenten Messsysteme und deren Anteil an den installierten Messeinrichtung.
- 5 Er ermöglicht den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern die während der jeweils letzten fünf Jahre erfassten Mess- und Stammdaten in einem international üblichen Format herunterzuladen und Dritten über die Datenplattform zugänglich zu machen.
- ...
- 7 Er stellt die Daten der ElCom und dem BFE auf Verlangen in nicht anonymisierter Form zur Verfügung.

Begründung:

Abs. 3 und 4: Die Stammdatenhaltung soll an die Anwendungsfälle ausgerichtet werden und auf dem Branchendatenmodell aufgebaut werden. Siehe auch Eventualantrag zum Anhang 1a. Datenaustausch bedeutet nicht, dass die Daten durch die zentrale Plattform gespeichert werden. Gemäss gesetzlichen Auftrag nimmt die Plattform ein Routing vor, welches die Prozesse hierzu bei allen Beteiligten vereinheitlicht. Die Datenabfrage kann somit – nach Prüfung der Berechtigung – über die Plattform stattfinden. Nach diesem Prinzip können durch die Plattform auch Datenaggregate zur Information von Gemeinden bzw. der Öffentlichkeit erzeugt werden, nachdem die Netzbetreiber die hierzu erforderlichen Datenbasis geliefert haben.

Abs. 4: Die Prozesse und insbesondere die Datenlieferung werden gem. Art. 8e Abs 1. definiert und sind im hier nicht relevant.

a Elektrizitätsauspeisung aus dem Netz besser statt -verbrauch, da diese Energie auch in einen Speicher fliessen kann bzw. Eigenverbrauch hier nicht enthalten ist.

b: Die Verhältnisse hinter dem Anschlusspunkt können nicht in der erforderlichen Granularität vom Verteilnetzbetreiber abgebildet werden. (Beispiel Rückspeisung aus Speicher oder Plug-and-Play-Anlage?)

Abs. 5: Dies ist gemäss Gesetz Aufgabe des Verteilnetzbetreibers. Die hierzu erforderliche Datenspeicherung und die Prüfung der Datensicherheit (bei Weitergabe an Dritte) geht über die gesetzlich definierten Aufgaben des Datahubs hinaus. Das Abrufen dieser Daten kann über die Datenplattform geroutet werden.

Abs. 7: Die bestehende Rechtsgrundlage reicht aus, um die Analysedaten gemäss Abs. 6 einzufordern, falls der sichere und effiziente Betrieb der Stromversorgung und der Datenplattform gefährdet ist. Die Rechtsgrundlage für die geforderte Datenlieferung (Daten von einzelnen Kunden?) fehlt.

Art. 8i Kostenrechnung des Datenplattformbetreibers

5 Für die Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten gilt Artikel 13 Absätze 2 und 3 sinngemäss. Die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerte werden zum ~~Fremdkapitalkostensatz~~ **Kapitalkostensatz (WACC)** nach Anhang 1 verzinst. Die Einnahmen aus der Verzinsung richtet der Datenplattformbetreiber den Anteilseignern proportional zu den geleisteten Einlagen aus.

Begründung:

Abs. 5: Die Datenplattform übernimmt Aufgaben, welche heute von den Verteilnetzbetreiber wahrgenommen werden. Es ist nicht verständlich, warum die Verzinsung sich nicht am WACC ausrichten soll. Wäre dem so, bestünde die Gefahr, keine Investoren für die Plattform zu finden.

Art. 13e Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Kosten

1 Verstärkungen auf der Transformationsebene zwischen dem Nieder- und Mittelspannungsnetz fallen unter Artikel 15b Absatz 3 StromVG.

2 Die pauschale Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG beträgt ~~59~~ 99 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung. Hierin sind 30 Franken für die Verstärkungen auf der Transformationsebene zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz sowie 10 Franken für das Mittelspannungsnetz und höher enthalten. Verteilnetzbetreiber, die nur über das Eigentum auf Niederspannungsebene verfügen, reichen die Beträge nach Satz 2 und 3 an die vorgelagerten Netzbetreiber weiter.

3 Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG betragen höchstens 50 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.

4 Verteilnetzbetreiber haben die Abgeltungen und Vergütungen für Netzverstärkungen nach Artikel 15b Absatz 3 und 4 StromVG vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen.

5 (neu) Die Pauschalen werden jährlich der Teuerung angepasst.

Begründung:

Abs. 1: Der Absatz ist zu streichen. Gemäss Art. 15b Abs. 4 StromVG (neu) gilt «Für solche Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungsnetz erhalten die Verteilnetzbetreiber auf Antrag eine pauschale Abgeltung für den generellen Bedarf an Netzverstärkungen, unabhängig von einer effektiven Realisierung.», daher sind die Pauschalen im Niederspannungsbereich so zu berechnen, dass damit Netzverstärkungen auch in den vorliegenden Transformations- und Netzebenen abgegolten sind und damit der «generelle Bedarf» über alle Netzebenen gedeckt ist. Das heisst auch, dass die Pauschale an den anschliessenden Netzbetreibern ggf. mit den vorliegenden Netzbetreibern geteilt wird, wenn z. B. die Niederspannungsebene und die Transformationsebene (NE 6) unterschiedliche Eigentümer haben. Gesuche an die El-Com sind in diesem Fall nur für Verstärkungen zu stellen, die effektiv durch einen Anschluss auf NE 5 und höher ausgelöst sind.

Abs. 2: In der pauschalen Abgeltung für Netzverstärkungen in Folge eines Anschlusses im Niederspannungsbereich sind auch pauschale Abgeltungen der Verstärkungen der vorliegenden Netzebene einschliesslich der Transformationsebene zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz enthalten. Entsprechend wurde die Höhe der Pauschalen angepasst und die Aufteilung auf die verschiedenen Netzebenen festgelegt. Bei unterschiedlichen Eigentümern nimmt der anschliessende Netzbetreiber die Aufteilung der Pauschalen vor und entrichtet seinen Vorliegern einmal jährlich die entsprechenden Beträge, welche diese dann gemäss den Zuteilungen zu den Netzebenen passivieren.

Abs. 5 (neu): Bei der Festlegung der pauschalen Abgeltung muss die Teuerung mitberücksichtigt werden.

Art. 13f Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Aufgaben

1 Die Verteilnetzbetreiber nehmen **Vollzugsstelle nimmt** folgende Aufgabe wahr:

a. Sie ~~melden~~ **meldet** der nationalen Netzgesellschaft ~~bei der~~ **für die** Geltendmachung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 ~~für ihr Netzgebiet~~ **pro Netzgebiet** jährlich Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen.

~~2. die Jahressumme der tatsächlich vorgenommenen Investitionen für erzeugungs- sowie verbrauchsbedingte Netzverstärkungen im Niederspannungsnetz,~~

~~3. die Summe der Anlagenrestwerte im Niederspannungsnetz.~~

b. Sie ~~reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung.~~

c. Sie ~~weisen die erhaltenen Vergütungen, Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;~~

d. Sie ~~erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.~~

~~1-2~~ Die Verteilnetzbetreiber nehmen folgende Aufgaben wahr:

a. Sie **reichen das Gesuch für Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 2 einmalig bei der nationalen Netzgesellschaft ein;**

b. Sie ~~reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung;~~

c. Sie ~~weisen die erhaltenen Vergütungen, und Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;~~

d. Sie ~~erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.~~

~~1-3~~ Die Produzenten nehmen folgende Aufgaben wahr:

a. Sie **reichen das Gesuch für Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 3 bei der nationalen Netzgesellschaft ein.**

~~2-4~~ Die nationale Netzgesellschaft nimmt folgende Aufgaben wahr:

a. Sie **richtet auf der Basis der Meldung nach Absatz 1 Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG an die Verteilnetzbetreiber aus.**

b. Sie ~~überprüft summarisch~~ die beantragten Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz ~~Absätze 4 und 5~~ StromVG und richtet diese an die ~~Verteilnetzbetreiber~~ Produzenten aus.

c. Sie erstattet der ElCom jährlich sowie dem BFE auf Anfrage Bericht über die nach Artikel 13e Absatz 2 und 3 ~~von den Verteilnetzbetreibern~~ vorgenommenen Verstärkungen, den Verstärkungen der Anschlussleitungen und die ausgerichteten Abgeltungen und Vergütungen.

~~3-5~~ Die ElCom nimmt folgende Aufgaben wahr:

a. Sie prüft und bewilligt Gesuche um Vergütung nach Artikel 15b Absatz 3 StromVG.

b. Sie kontrolliert stichprobenweise die beantragten sowie abgegoltenen und vergüteten Verstärkungen nach Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG.

c. Sie regelt, wie die vergüteten Netzverstärkungen nach Absatz 4 im Anlagevermögen der Netzbetreiber zu behandeln sind.

Begründung:

Die neuen Bestimmungen im Art. 13f StromVV (neu) führen zu sehr hohen administrativen Aufwänden, ohne einen ersichtlichen Mehrwert zu bringen. Die Prozesse können deutlich einfacher und effizienter ausgestaltet werden.

Abs. 1: Die benötigten Daten (Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen pro Netzgebiet) liegen zentral bei der Vollzugsstelle (Pronovo) vor. Anstatt, dass jeder Netzbetreiber seine Daten melden muss, kann Pronovo der nationalen Netzgesellschaft einmal jährlich die erforderlichen Daten pro Netzgebiet zur Verfügung stellen. Auf Basis der gemeldeten Daten können die pauschalen Abgeltungen an die Netzbetreiber ausgezahlt werden.

Ziffern 2 und 3 im Buchstaben a können gestrichen werden, da die darin geforderten Angaben für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 StromVV nicht erforderlich sind. Es ist nicht ersichtlich, weshalb die nationale Netzgesellschaft Kenntnis zu verbrauchsbedingten Netzverstärkungen haben muss. Aus dem Artikel 15b StromVG kann nicht entnommen werden, dass dies erforderlich ist. Auch die Information zu Anlagenrestwerten im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Abgeltung nicht nötig.

Vorteile eines effizienten Prozesses:

- Anstatt von jährlich rund 600 Datenmeldungen von Verteilnetzbetreibern an die nationale Netzgesellschaft stellt Pronovo für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 einheitlich für alle Netzgebiete die erforderlichen Daten zur Verfügung.
- Jeder Verteilnetzbetreiber stellen zu Beginn einmalig einen Antrag für Auszahlung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2. Auf Basis dieser Anträge wird die automatisierte, jährliche Auszahlung der Abgeltung ausgelöst. Alljährliche Anträge der 600 Netzbetreiber werden dadurch überflüssig.
- Alljährliche Plausibilisierungen der Anträge werden nicht erforderlich sein.
- Die administrativen Aufwände werden sowohl bei Verteilnetzbetreibern als auch bei der nationalen Netzgesellschaft erheblich sinken.

Abs. 2: Für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 genügt seitens der Verteilnetzbetreiber ein einmaliges Gesuch. Nach der Verarbeitung der Gesuche durch die nationale Gesellschaft können die Abgeltungen automatisiert ausgelöst werden. Wiederkehrende Gesuche verursachen beidseits viel Aufwand ohne Nutzen. Die Gesuche für die Verstärkungen von Anschlussleitungen müssen von Produzenten gestellt werden.

Abs. 3 Bst. a: Für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 3 reichen Produzenten Gesuche mit Nachweisen für vorgenommene Verstärkungen von Anschlussleitungen bei der nationalen Netzgesellschaft ein.

Abs. 4: Die Verteilnetzbetreiber sollen einen einmaligen Antrag anstatt eines alljährlichen Antrags stellen. Die nationale Netzgesellschaft erhält die notwendigen Daten von der Vollzugsstelle. Eine summarische Überprüfung für beantragte Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 2 ist nicht erforderlich. Die Vergütung nach Artikel 13e Abs. 3 soll direkt an die Produzenten ausgezahlt werden.

Art. 16 Anlastung von Kosten des Verteilnetzes

1 Die nicht individuell in Rechnung gestellten anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen sowie der Anteil für ein Netz der höheren Netzebene werden den am betreffenden Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Netzbetreibern wie folgt angelastet:

a. zu 10 Prozent entsprechend der **elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde.** ~~Summe derjenigen elektrischen Energiemenge, die dem betreffenden Netz von:~~

- ~~1. den am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern, und~~
- ~~2. den Netzen der tieferen Netzebene;~~

b. zu 90 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom betreffenden Netz beanspruchen.

1^{bis} entfällt

Begründung:

Abs. 1: Die jetzige Formulierung beschreibt kein gemäss erläuterndem Text zur StromVV intendiertes Betragsnettoprinzip. Sowohl ein Nettoprinzip als auch ein Betragsnettoprinzip berücksichtigen Energiemengen, welche auf einer Netzebene durch Kraftwerke eingespeist werden, insofern, als dass die zur Wälzung herangezogene Energiemenge – und dadurch die von der jeweiligen Netzebene zu tragenden gewälzten Kosten – reduziert werden. Da zwischen Netzbetreibern einerseits und den Netzebenen andererseits sehr grosse Unterschiede in der Produktion und daher der Einspeisung auftreten, würde ein Netto- bzw. Betragsnettoprinzip zu extremen Unterschieden der Kostentragung zwischen Netzbetreibern bzw. Netzebenen mit und ohne Einspeisung durch Produktion führen. Durch eine hohe Einspeisung durch Kraftwerke auf den Netzebenen 3 und 5 würde eine Kostenwälzung nach Nettoprinzip – und in reduziertem Masse auch nach Betragsnettoprinzip – beispielsweise bei der BKW zu negativen Energiemengen auf diesen Netzebenen führen. In der Konsequenz würden die gesamten zu wälzenden Kosten von Endverbraucher und nachgelagerten Netzbetreibern auf Netzebene 7 getragen werden müssen.

Da darüber hinaus die für eine Wälzung nach Betragsnettoprinzip zu ermittelnden Einspeise- und Rückspeisezeitreihen nur mittels Schätzungen überhaupt zu berechnen sind, wird aus pragmatischen Gründen das bisher angewandte Bruttoprinzip für die Wälzung nach elektrischer Energie vorgeschlagen.

1^{bis} entfällt dadurch.

Art. 17 Anlastung von Kosten zwischen Netzen und Ermittlung der Höchstleistung

2 Die monatliche Höchstleistung entspricht der von der höheren Netzebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergangspunkte ermittelten höchsten Leistung.

Begründung:

Die BKW begrüsst die Konkretisierung der zu wälzenden monatlichen Höchstleistung. Die Eingabe präzisiert die Formulierung im Sinne der Vermeidung der Diskussion wie die Nettoleistung zu ermitteln ist. Durch die Zeitgleichheit werden die Abhängigkeiten zwischen mehreren Übergabepunkten berücksichtigt.

Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

1 Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen **und für die Tarifierung**:

a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh gehören der Basiskundengruppe an. **Ihr Standardtarif ist nach den Kriterien von Art. 14 StromVG zu bilden.**

b. Eine eigene Kundengruppe bilden alle Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind. **Ihr Netznutzungstarif enthält eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent.**

~~2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe bieten sich den Netzbetreibern die drei folgenden Tarifmodelle an:~~

~~a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;~~

~~b. dynamische Netznutzungstarife;~~

~~c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kWh), deren Höhe sich an den Netzlasten orientiert.~~

~~3 Die Höhe der variablen Leistungskomponente gemäss Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.~~

4 Endverbraucher mit Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch dürfen in der Basiskundengruppe ~~gesamthaft betrachtet~~ **im Standardtarif** gegenüber den anderen Endverbrauchern nicht benachteiligt sein.

~~5 Bei Endverbrauchern, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, müssen sämtliche Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.~~

Eventualiter:

1 Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen **und für die Tarifierung**:

a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh gehören der Basiskundengruppe an.

b. Eine eigene Kundengruppe bilden alle Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind. **Ihr Netznutzungstarif enthält eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent.**

2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe bieten sich den Netzbetreibern die **beiden** folgenden Tarifmodelle an:

~~a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;~~

a ~~b~~. dynamische Netznutzungstarife **ergänzt um statische Komponenten und räumlicher Differenzierung im Netzgebiet und Berücksichtigung der durch die dezentralen Einspeiser verursachten Kosten;**

b ~~c~~. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent ~~und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich an den Netzlasten orientiert.~~

~~3 Die Höhe der variablen Leistungskomponente gemäss Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.~~

Begründung:

Abs. 1 und 5: In Abs. 5 ist nicht klar, dass hier die Endverbraucher der Kundengruppe < 50 MWh Jahresverbrauch gemeint sind. (Es gibt auch Endverbraucher mit einem Verbrauch > 50 MWh, welche noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, diese haben bereits heute einen Leistungstarif etc.). Entsprechend bietet sich eine Präzisierung in Bezug auf den Standardtarif direkt bei der Einteilung der Kundengruppe an. Die nichtdegressive Arbeitskomponente ist auf 50% abzusenken, da mit der Einführung des Messtarifs ein Teil der heute unter Netznutzung verrechneten Kosten separat zu tarifieren ist und entsprechend nicht mehr unter diese Regelung fällt.

Abs. 2 und 3: Gegen die Möglichkeiten, welche sich mit intelligenten Messsystemen bieten, limitiert diese Auflistung den Verteilnetzbetreiber in seinem Spielraum, Tarife in Rahmen der Vorgaben des StromVG zu bilden. Entsprechend sind diese Vorgaben zu streichen.

Abs. 4: Eine Präzisierung, dass eine Benachteiligung nur im Standardtarif ausgeschlossen werden soll, ist notwendig. Falls Endverbraucher mit Eigenverbrauch oder Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch sich für Wahltarife entscheiden, kann der Netzbetreiber nicht sicherstellen, dass diese Wahl nicht zu Benachteiligungen führen kann.

Die unklare Quantifizierung «gesamthaft betrachtet» kann entfallen, wenn der Standardtarif so ausgestaltet ist, dass keine Benachteiligung der genannten Bezüger eintreten kann.

Eventualiter

Falls die oben erläuterten Änderungen zu Art. 18a nicht angenommen werden, bitten wir um die Berücksichtigung der folgenden Punkte zu Abs. 2 und 3.

Abs. 2b: Mit einem rein dynamischen Tarif (netzzustandsabhängiger Tarif) läuft der Netzbetreiber Gefahr, keine Kostendeckung zu erreichen. Entsprechend sollte das dynamische Tarifelement mit einer statischen Komponente (z. B. Grundtarif) kombiniert werden dürfen v. a., wenn es sich um den Standardtarif des Verteilnetzbetreibers handelt. Die Kosten des Verteilnetzes werden durch die Anschlussleistung und nicht durch den Elektrizitätsbezug bestimmt. Gemäss dem bestehenden Recht zahlen die meisten Endverbraucher auf Netzebene 7 ihren Anteil an den Netzkosten zu mindestens 70 Prozent auf Basis der bezogenen Energiemenge. Eine Reduktion des Strombezugs senkt damit den Beitrag an die Netzkosten, obwohl das Netz für den Nutzer weiterhin in gleichem Ausmass zur Verfügung steht. Mit der zunehmenden Eigenproduktion von Elektrizität und der neuen Möglichkeit zum lokalen Austausch der dezentral erzeugten Elektrizität kommt es zu einer zunehmend ungleichen Kostenbeteiligung von Kundinnen und Kunden mit gleicher Anschlussleistung. Um dem entgegenzuwirken, sollte der Anteil der nichtdegressiven Arbeitskomponente abgesenkt werden. Die Relevanz der Kostenreflexivität durch die Leistungskomponente wurde durch den Gesetzgeber im erhöhten Leistungsanteil in der Kostenwälzung bestätigt (Art. 16 Abs. 1) und sollte auch bei der Tarifierung reflektiert werden.

Gerade in grossen Netzgebieten ist die «Netzlast» und der Grad der Inanspruchnahme des Netzes unterschiedlich. Entsprechend wären dynamische Tarife räumlich im Netzgebiet zu differenzieren. Hierbei stellt sich allerdings die Frage, ob sich unterschiedliche Tarifniveaus mit der Vorgabe von Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG («Sie müssen sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.») vereinbaren lassen, insbesondere wenn die dynamischen Tarife knotenscharf gesetzt werden. Daneben ist bei der dynamischen Tarifierung die Vorgabe von Art. 14 Abs. 1a («Sie müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.») zu relativieren. Lokal unterscheiden sich die Netzkosten insbesondere durch die dezentrale Einspeisung. Wird diese Tatsache in der dynamischen Tarifierung reflektiert, resp. die dynamische Tarifierung dazu eingesetzt, erzeugungsbedingte Ausbaukosten zu verschieben, trägt der einzelnen Endverbraucher gerade nicht mehr seine verursachten Kosten. Hier kann es insbesondere auch bei einer räumlichen Differenzierung zu unterschiedlicher Kostentragung zwischen Endverbrauchern mit gleichem Bezugsprofil kommen. Diese Punkte sind für die Ausgestaltung der dynamischen Tarife in der Verordnung mit zu berücksichtigen.

Abs. 2c und Abs. 3: Auch in Abs. 2c stellt sich die Frage nach der Definition der «Netzlasten». Sind sie räumlich und je Netzebene differenziert zu betrachten? Daneben verursacht die verpflichtende Vorgabe von fixen Zeitfenstern für ein Tarifjahr in der Tendenz Netzausbaubedarf. Durch den sogenannten «Rebound-Effekt», d. h. die Verbraucher programmieren ihre Wärmepumpen, Ladestationen etc. so, dass sie zu Beginn des «günstigeren» Zeitfensters anfangen zu laufen. Entsprechende Effekte sind nicht nachhaltig und zu vermeiden, weshalb Abs. 3 zu streichen ist. Abs. 2c ist so auszugestalten, dass neben dem fixen Arbeitstarif innovative Tarifgestaltungsmöglichkeiten im Rahmen von Art. 14 StromVG eröffnet werden, weshalb hier die Fixierung auf zwei Tarifkomponenten und die Orientierung an der undefinierten «Netzlast» zu streichen ist.

Art. 18c Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts

Die Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 1 und 3 StromVG) umfasst auch die Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach WResV und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG **sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.**

Begründung:

Der Eigenbedarf von Kraftwerken und der Strombezug von (Pump)speichern wird vom Netznutzungsentgelt (inkl. Netzzuschlag, SDL, Stromreserve) befreit. Es fehlen aber eindeutige diesbezügliche Bestimmungen hinsichtlich der Befreiung von Abgaben und Leistungen Gemeinwesen. Gemäss erläuterndem Bericht soll es den Standortkantonen/-gemeinden obliegen zu entscheiden, ob die Anwendungen von Abgaben und Leistungen Gemeinwesen befreit werden oder nicht. Dies entspricht einer massiven wirtschaftlichen Verschlechterung für alle Kraftwerke aber insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Status quo, was nicht dem Willen des Parlaments beim Beschluss des Mantelerlasses entspricht. Die Befreiung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen muss daher bereits auf Bundesebene geregelt werden.

Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten

1 Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte ~~sowie der Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten eines effizienten Netzes~~, einer effizienten Energielieferung

an Endverbraucher in der Grundversorgung oder eines effizienten Messwesens in der Grundversorgung kann die ECom die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Sie arbeitet bei möglichen statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen der gesamten Netzkosten mit den betroffenen Kreisen zusammen. führt die ECom **eindimensionale** Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.

~~2-Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dabei sind die wesentlichen Kostentreiber zu berücksichtigen, wie von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen, die Qualität der Versorgung oder den Amortisierungsgrad bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten.~~

~~3-Die ECom berücksichtigt die Ergebnisse, die sich aus den Qualitäts- und Effizienzvergleichen nach Artikel 22a StromVG ergeben.~~

3 Die ECom stellt den Netzbetreibern die Vergleiche und die dazugehörenden Daten vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung.

~~4-Die ECom verfügt, dass Kosten, welche sich aufgrund des Vergleichs als überhöht erweisen, innerhalb eines Tarifjahres durch Senkung der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Mess-tarife kompensiert werden.~~

4 Die ECom verfügt, dass ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs-, Mess- bzw. Energietarifen in der Grundversorgung durch Senkung der Tarife kompensiert werden.

Begründung:

Abs. 1 (neu): Der Gesetzgeber hat keine Einführung von statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen («quasi-Anreizregulierung») umgesetzt. Entsprechend sind diese Methoden auch in der Verordnung nicht zulässig. Die Sunshine-Regulierung veröffentlicht die Kennzahlenvergleiche der ECom. Daher ist Abs. 1 nur um die Ausweitung der Sunshine-Regulierung auf die Grundversorgung und das Messwesen zu ergänzen und ansonsten die aktuelle Regelung beizubehalten. Elektrizitätstarife umfassen die Tarife der Netznutzung, der Grundversorgung und des Messwesens. Daher ist diese Begrifflichkeit obsolet. Es ist festzuhalten, dass mit «Effizienzvergleich» der Vergleich von eindimensionalen Kennzahlen im Sinne der aktuellen Praxis (Sunshine-Regulierung) gemeint ist, daher neu der Begriff «eindimensional».

Abs. 2 (neu) ist aufgrund der Ergänzungen und Überlegungen zu Abs. 1 obsolet.

Abs. 3 (neu) ist trivial und ergibt sich bereits durch die Vorgaben von Art. 22a StromVG.

Abs. 3bis (neu): Die Netzbetreiber sollten vor Veröffentlichung der Vergleiche genügend Zeit erhalten, um diese nachzurechnen und zu plausibilisieren. Dadurch können mögliche Fehler und Möglichkeiten der Fehlinterpretation vermieden werden. Dies dient auch der Vermeidung von juristischen Auseinandersetzungen.

Abs. 4: Gemäss der neuen Bestimmung soll es der ECom möglich sein, unterjährig eine Absenkung der Tarife zu verfügen. Die neue Bestimmung ist mit den aktuellen Regulierungsregime mit einer Anpassung der Tarife mittels Abbaus von Deckungsdifferenzen über drei Jahre nicht vereinbar und benötigt eine gesetzliche Grundlage. Beibehaltung des aktuellen Wortlauts mit den Ergänzungen zum Messwesen und der unter Abs. 1 erläuterten Korrektur zu «Elektrizitätstarifen».

Art. 19a Netzdienliche Flexibilität und bestehende Flexibilität

1 Eine Nutzung von Flexibilität gilt als netzdienlich, wenn der Verteilnetzbetreiber da-rauf hinwirkt, angespannte lokale Netzsituationen zu entlasten und einen wirtschaftlich ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, ~~zu begrenzen~~ oder aufzuschieben. Der Verteilnetzbetreiber darf die Flexibilität ausschliesslich zu diesem Zweck in Anspruch nehmen.

Begründung:

Abs. 1: Würde man einen ineffizienten Netzausbau begrenzen, würde dieser ineffizient bleiben, was nicht im Einklang mit dem Artikel 8 Abs. 1 Bst. a StromVG wäre.

Art. 19d Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen

2 Unter Angabe der Gründe für die Nutzung und des Umfangs der Nutzung informiert der Verteilnetzbetreiber den betroffenen Flexibilitätsinhaber:

- a. auf Anfrage über jede effektive Nutzung seiner Flexibilität zum Zwecke der Abregelung der Einspeisung, ~~mindestens aber bei jeder Rechnungsstellung;~~
- b. ~~sofort~~ **einmal jährlich** über jede effektive Nutzung seiner Flexibilität bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs;

6 Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf **Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis zu 1 MW, für die nach Inkrafttreten dieser Verordnung technische Anschlussgesuche eingereicht werden**, ~~einen Höchstanteil von 3 Prozent der durch die Anlage jährlich produzierten Energie~~ beschränkt. **Bei diesen ist die maximale Einspeiseleistung beim Anschlusspunkt vom Anlagenbetreiber fix auf 70% der Wechselrichterleistung zu beschränken.** ~~Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements fest. Dabei arbeiten sie mit den betroffenen Kreisen zusammen.~~

Begründung:

Abs. 2 Bst. a und b: Nicht jede Steuerung wird von Kunden wahrgenommen. Es werden z. B. zur Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs Wärmepumpen, E-Ladestationen und PV-Anlagen im Notfall angesteuert. Die Steuerung kann unterschiedlich lang dauern, zum Teil nur wenige Minuten. Würde immer eine Kommunikation erfolgen, so würde dies einen unverhältnismässig hohen Aufwand generieren, es bedingt sehr teure Prozesse. Zudem würde die beabsichtigte Änderung zu Verunsicherungen bei Kunden führen. Es ist an der heutigen Vorgabe, dass einmal im Jahr zu informieren ist, festzuhalten.

Es besteht auch aus Kundensicht kein Bedarf für eine sofortige Information. Die Kommunikation an den Kunden erfolgt immer verzögert, auch wenn wir diese «sofort» umsetzen müssen, da diese aktuell schriftlich erfolgt. Eine Kommunikation per SMS und Mail kann von Netzbetreibern nicht durchgeführt werden, dies unter anderem, weil Kunden ihre Mobilfunknummern sowie E-Mailadressen nicht mitteilen müssen. Die Netzbetreiber sollten daher die Option haben, eine digitale Informationsplattform einzuführen, über welche sich der Kunde selbständig und jederzeit über die Abregelung- bzw. Schaltzustände informieren kann. Somit würde auch ein jährlicher Informationsbedarf an den Kunden nicht mehr notwendig sein. Dies wird auch in Deutschland so umgesetzt (siehe z.B. [Aktuelle Einsätze \(bayernwerk-netz.de\)](#)).

Aus Effizienzgründen und weil die sofortige Kommunikation keinen Mehrwert stiftet, sollte von der neuen Bestimmung abgesehen werden. Eine allfällige jährliche Information an den Kunden wäre zielführend und auch im Interesse des Kunden oder eben die Einführung einer Plattform, auf welche der Kunde jederzeit (und somit «auf Anfrage») zugreifen kann.

Abs. 6: Die vorgeschlagene Bestimmung zur Abregelung auf 3% der jährlich produzierten Energie zu beschränken, ist nicht praktikabel. Für die Dimensionierung und den Ausbau des Verteilnetzes ist die Leistung am Netzanschlusspunkt und nicht die produzierte bzw. eingespeiste Energie massgebend. Zur Förderung eines effizienten Netzausbaus und Netzbetriebs ist die Wechselrichterleistung aller Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 1 MW auf 70 Prozent fix zu begrenzen. Das heisst, dass die Netzeinspeisung von Photovoltaikanlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung limitiert wird. Die Photovoltaikanlagen können nur an wenigen (Sommer-)Tagen auf Volllast produzieren. Mit einer fixen Begrenzung der Einspeisung wird lediglich an einzelnen Tagen oder gar in wenigen Stunden im Jahr nicht die gesamte erzeugte Produktion in das Stromnetz eingespeist werden können. In Summe kann das rund 3 Prozent der Jahresproduktion ausmachen. Die produzierte Elektrizität, die nicht eingespeist wird, geht nicht verloren. Die Produzenten können diese Elektrizität hinter dem Netzanschluss für eigene Zwecke nutzen.

Bei einer fixen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent muss das Stromnetz deutlich weniger ausgebaut werden. Das bringt erhebliche Vorteile für die Volkswirtschaft und die Gesellschaft:

- Weniger Netzausbau bedeutet zugleich auch tiefere Kosten für die Endverbraucher.
- Mit gleicher Netzinfrastruktur kann 30% mehr Solarenergie in das Stromnetz integriert werden.
- PV-Anlagen können schneller an das Stromnetz angeschlossen werden; es braucht seltener langwierige Genehmigungs- und Bewilligungsverfahren für den Netzausbau.

Die Grenze von 1 MW beurteilt die BKW als eine geeignete Grösse für die fixe Abregelung. Der überwiegende Anteil der an das Stromnetz angeschlossenen Produktionsanlagen sind Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW. Kumuliert machen diese Anlagen im Verteilnetz der BKW heute rund 96 Prozent der gesamten Einspeiseleistung aus Photovoltaikanlagen aus. Würde die Grenze auf unter 1 MW abgesenkt, ergäbe sich im Vergleich dazu eine deutliche Verringerung der oben beschriebenen dämpfenden Wirkung auf den Ausbaubedarf und die Kosten im Verteilnetz.

Die von uns vorgeschlagene Formulierung nimmt alle anderen Anlagen wie Wasser- und Windkraftwerke oder auch grosse alpine PV-Anlagen von einer garantierten Abregelung aus, da hier die Vorgabe nicht zweckmässig wäre. Diese Kraftwerke liefern mit ihrer Flexibilität und/oder ihren saisonalen Einspeiseprofilen werthaltige Spitzenenergie.

Da sich das Energiesystem in den kommenden Jahren massiv verändern wird, empfehlen wir, den Leistungsanteil von 70 Prozent regelmässig zu überprüfen.

Mit den detaillierten Vorgaben in der Verordnung ist eine weitere Umsetzung der Vorgabe in Richtlinien nicht erforderlich, weswegen auf eine entsprechende Delegation verzichtet werden kann.

Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

3 Die Endverbraucher und die in die Gemeinschaft eingebrachten Erzeugungsanlagen und Speicher müssen sich im selben Netzgebiet befinden und **dürfen nur auf Netzebene 7 und 5 nicht auf Spannungsebenen über 36 kV** angeschlossen sein. Zudem dürfen ~~diese Spannungsebenen~~ **nur diese Netzebenen** für den Austausch der selbst erzeugten Elektrizität innerhalb

der Gemeinschaft ~~nicht~~ in Anspruch genommen werden. **Die in Anspruch genommenen Netzebenen müssen durch denselben Netzbetreiber betrieben werden.**

Die BKW schlägt neben dieser Präzisierung keine Änderungen in den Voraussetzungen zur Bildung einer LEG vor, verweist aber auf Implikationen und Auswirkungen der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften in der vorgeschlagenen Ausprägung.

Begründung:

Abs. 3: Aus Kundensicht eingängiger ist die Formulierung Netzebene 7 bzw. 5. Die Präzisierung umfasst, dass die in Anspruch genommen Spannungsebenen sich im Netzgebiet desselben Netzbetreibers befinden müssen. und vermeidet Verrechnungen zwischen den Verteilnetzbetreibern.

Implikationen LEG

Ein Ziel der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) ist die Förderung des dezentralen Ausbaus von erneuerbaren Energien, vor allem Photovoltaikanlagen. Wesentliche Stellschraube zur Erreichung dieses Ziels ist das Verhältnis der Erzeugungsleistung, welche an der LEG partizipiert, zur Anschlussleistung der teilnehmenden Endverbraucher. Je mehr Leistung durch LEG-interne Produktionsanlagen gedeckt werden muss, desto mehr Anlagen sind dezentral zu errichten. Der Wert sollte somit einerseits die Gründung einer LEG nicht verunmöglichen, aber andererseits auch Anreize setzen, dass Anlagen zugebaut werden. Unter diesen Überlegungen ist die Vorgabe des Anteils von 20% in der Vernehmlassungsvorlage zu beurteilen und gegebenenfalls im Zeitablauf entsprechend zu erhöhen.

Das UVEK führt im erläuternden Bericht zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung aus, dass mit der Etablierung der LEG «keine relevanten Netzkosteneinsparungen verbunden sind». Die BKW teilt diese Meinung, zumal eigene Simulationen ergeben haben, dass die Einführung einer LEG auch zu verbrauchsseitig induziertem neuem Netzausbaubedarf führen kann. Daher sind die Abschläge auf die Netznutzungstarife bei Nutzung der LEG (30% resp. 15% gemäss Vorlage) nur in Bezug auf die Umverteilungswirkung zwischen Endverbraucher der Netzebene 7 innerhalb und ausserhalb der LEG zu beurteilen. Das Niveau der Netznutzungstarife wird in Abhängigkeit von der gewählten Umverteilung ansteigen. Die Überlegungen zu den Implikationen der LEG für die Verteilnetzinfrasturktur gilt auch in Bezug auf die Frage der räumlichen Ausdehnung. Mit Ausnahme des Zusatzes, dass die gedachte Übertragung des Stromes, der innerhalb der LEG ausgetauscht wird, nicht über das Hochspannungsnetz (Netzebene 3, Spannungsebenen ab 36 kV) erfolgen soll, schöpft der Verordnungsgeber den Rahmen des Gesetzes vollständig aus. Bei einer Nutzung von Netzebene 3 für den Austausch innerhalb der LEG würde die LEG vermehrt zu einem Vehikel, die fehlende Marktöffnung zu umgehen.

Art. 19g Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber

1 Die Vertreterin oder der Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft muss dem Netzbetreiber Folgendes mitteilen:

- a. die Bildung und Auflösung der Gemeinschaft, jeweils drei Monate im Voraus **zum Monatsende;**
- d. technische Daten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die Art der Anlage und ihre elektrische Leistung **sowie die Grössen der Bezügersicherungen pro Verbraucher und Speicher;**
- f. (neu) **Die Willensbekundung der Teilnehmer der Gemeinschaft über den Beitritt resp. Austritt aus der Gemeinschaft.**

2 Die Verteilnetzbetreiber sind zur Mitwirkung verpflichtet. Insbesondere müssen sie **den Verantwortlichen einer zu bildenden lokalen Elektrizitätsgemeinschaft** ~~den an der Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft interessierten Personen, soweit~~ **die dies** für die Planung der Gemeinschaft relevanten **Angaben zur Netztopologie** **ist**:

Begründung:

Abs. 1:

Bst. a.: Es braucht eine klare Bestimmung, dass die Bildung und Auflösung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nur auf Anfang bzw. Ende eines Monats möglich sein soll.

Bst. d.: An einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft können unterschiedliche Parteien teilnehmen. Für die Plausibilisierung, ob eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft die rechtlichen Anforderungen in Bezug auf die 20% der Anschlussleistung erfüllt, benötigen Netzbetreiber von Vertretern Angaben zu Bezügersicherungen. Vor allem in Mehrfamilienhäusern liegen Netzbetreibern die Grössen von Bezügersicherungen zu einzelnen Wohnungen nicht vor, da diese zu Privatinstallationen gehören. Netzbetreiber haben Kenntnis zu Anschlussleistungen am Übergabepunkt zu einer Liegenschaft.

Bst. f (neu): Es muss sichergestellt werden, dass jeder Endverbraucher dem Netzbetreiber seine Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft verbindlich mitteilt.

Abs. 2: Die Formulierung kann zu erheblichen administrativen Aufwänden bei Netzbetreibern führen. Um zu verhindern, dass Anfragen von Personen bearbeitet werden müssten, die keine konkrete Projekte haben, müsste klar geregelt werden, dass es nur Mitwirkung gegenüber den Verantwortlichen lokaler Elektrizitätsgemeinschaften geben soll.

Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs

1 Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 30 Prozent **auf die Arbeitskomponente des jeweils angewendeten Netznutzungstarifs ihres Standardtarifs (Art. 18 Abs. 3 StromVG).**

4. Ohne Abschlag in Rechnung zu stellen sind:

e. (neu) die Kosten für die Datenplattform und das Messwesen

Begründung:

Abs. 1: Der im Entwurf vorgesehene Abschlag von 30 bzw. 15 Prozent ist aus unserer Sicht angemessen und sollte keinesfalls höher sein. Die innerhalb der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) erzielten Einsparungen bei der Netznutzungstragung dürfen nicht übermässig hoch sein, denn die Entlastungen bei LEG-Teilnehmern gehen zu Lasten von Endverbrauchern, die nicht an LEG teilnehmen.

An der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft können unterschiedliche Endverbraucher teilnehmen: Endverbraucher, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, sowie Endverbraucher in der Grundversorgung (v. a. Haushalte, KMU, landwirtschaftliche Betriebe, Gewerbe). Diese bilden keine homogene Kundengruppe und haben unter Umständen unterschiedliche Netznutzungstarife, selbst wenn sie alle auf derselben Netzebene angeschlossen sind. Ein Teil der Endverbraucher hat Tarife, die zu mindestens 70 Prozent aus einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) bestehen, während ein anderer Teil Tarife mit zusätzlichen Komponenten wie Leistung und Blindenergie hat.

Es wäre nicht sachgerecht, auf alle Komponenten eines Netznutzungstarifs einen Abschlag zu gewähren. Beispiele:

- Systemkosten sind Fixkosten und verändern sich in Abhängigkeit des Strombezugs nicht. (Im Erläuterungsbericht nennt das BFE solche Kosten als strukturelle Kosten, die unabhängig von der Netznutzung anfallen.)
- Eine Vielzahl von Kunden, insbesondere Gewerbe und KMU, erhalten Tarife mit einer Leistungskomponente. Dabei wird die maximal gemessene Leistungsspitze im Monat in Rechnung gestellt. Die abrechnungsrelevante Leistungsspitze kann zu einer beliebigen Tages- und Nachtzeit auftreten. Bei einem Bäcker zum Beispiel tritt die Leistungsspitze in der Regel in der Nacht oder in frühen Morgenstunden auf. Bei einem verarbeitenden Gewerbe kann die Leistungsspitze an einem Vormittag auftreten, usw.

Im Erläuterungsbericht zum Kapitel zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts hat das BFE richtigerweise festgehalten, dass der Leistungstarif für die Vergütung der Anschlusskapazität dient. Da diese Kapazität bei einer Rückspeisung nicht entfällt, ist keine Rückerstattung erforderlich. Analoges gilt für die Grundpreise, die die strukturellen Netzkosten abdecken. Die Rückerstattung soll sich somit auf die Arbeitskomponente des Tarifs beschränken. Die gleichen Grundsätze gelten auch für den Austausch des Stroms innerhalb einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft. Weder die Anschlusskapazität noch die Systemkosten werden durch den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität reduziert. Somit sollte den Teilnehmern auch kein Abschlag auf Leistungskomponente, Grundtarif und Blindenergie zustehen.

In Österreich wurden 2021 unterschiedliche Modelle zur gemeinschaftlichen Nutzung von dezentral erzeugter Elektrizität eingeführt. Dazu gehören Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA), Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) sowie Bürgerenergiegemeinschaft (BEG). Das Modell EEG ähnelt dem neuen Schweizer LEG-Modell, denn auch dort sind Vergünstigungen auf Netznutzungsentgelt für „intern“ verbrauchten Strom vorgesehen. Der Abschlag findet aber nur auf der Arbeitskomponente statt.

<https://energiegemeinschaften.gv.at/formen-von-energiegemeinschaften/>

Abs. 4: Nach Artikel 17i Abs. 3 StromVG werden die Kosten für die Datenplattform durch ein verursachergerechtes und kostendeckendes Entgelt, das pro Messpunkt von den Verteilnetzbetreibern erhoben wird, getragen. Durch den Austausch des Stroms innerhalb einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft ändert sich die Anzahl der Messpunkte nicht, folglich auch nicht die Kosten für die Datenplattform. Auch die Kosten für das Messwesen werden durch das Einführen von lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nicht sinken. Vielmehr werden sie steigen, da der Abwicklungsaufwand bei Netzbetreibern erheblich zunehmen wird.

Somit darf es auf die Kosten für die Datenplattform und das Messwesen keinen Abschlag geben. Der Abschlag ist auf die Arbeitskomponente des jeweils effektiv gewählten Netznutzungstarifs (Standard- oder Wahltarif) zu gewähren.

Art. 26d

~~3 Für die Evaluation der Ergebnisse der EICom beim Netzkostenvergleich kann das BFE statistisch-ökonomische Methoden verwenden. Die EICom stellt dem BFE auf Anfrage alle Auskünfte und Unterlagen zur Verfügung, die es für die Erfüllung der Evaluation braucht.~~

Begründung:

Abs. 3: Gemäss Art. 22a Absatz 4 StromVG hat das BFE den Auftrag, alle vier Jahre Vergleiche nach Art. 22a Abs.2 StromVG zu evaluieren. Dass die EICom dem BFE Auskünfte und Unterlagen zu Vergleichen nach Art. 22a Abs.2 StromVG liefern darf, fehlen gesetzliche Bestimmungen. Auch der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuer-

baren Energien vom Juni 2021 kann nicht entnommen werden, dass der Gesetzgeber die Absicht hatte, dem BFE Kompetenzen zur Evaluation der Ergebnisse der EICom zu übertragen. Der Absatz ist zu streichen.

Art. 27

4 Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absatz 1, 7 Absatz 2, 8a Absatz 2, 8abis Absatz 4, 8b, 8e Absatz 1, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17, 18g, ~~19d, Absatz 6~~ und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert **zwei Jahren nach Inkrafttreten der Änderung des Stromversorgungsgesetzes vom 29. September 2023** ~~nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht~~, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.

Begründung:

Abs. 4: Die Fristigkeit ist klar zu definieren, nur somit kann die Einheitlichkeit der Umsetzung der Vorgaben sichergestellt werden. Eine Prüfung, ob die Richtlinien «sachgerecht» sind, entbehrt einer gesetzlichen Grundlage. Sie ist innerhalb des Subsidiaritätsprinzips nicht vorgesehen.

Art. 31n

3bis (neu) Die Vorgaben nach Art. 7 Abs. 3 Bst. f und h, Art. 7a, Art. 7b, Art. 8-8i, Art. 15 Abs. 2 Bst. b und 3, Art. 16 Abs. 1 und 1bis, Art. 17 Abs. 2, Art. 18-18g, Art. 19e-19h sind erstmals für das Tarifjahr anwendbar, das auf das Inkrafttreten der Änderung des Stromversorgungsgesetzes vom 29. September 2023 folgt. Ist der Erlass einer Richtlinie vorgesehen, dann findet der Artikel erst mit Veröffentlichung der Richtlinie Anwendung. Die Frist zur Erstellung der Richtlinie in Art. 27 ist dabei zu beachten.

Begründung:

Abs. 3bis (neu): Während für die Umsetzung der neuen Vorgaben zur Grundversorgung Übergangsfristen vorgesehen wurden, fehlen diese für die Umsetzung der Änderungen im Netzbereich gänzlich. Das Paket mit den geplanten Änderungen ist sehr umfangreich. Es muss eine Vielzahl von Änderungen umgesetzt werden, so z. B. lokale Elektrizitätsgemeinschaften, neue Netznutzungstarife, Messtarife oder die Rückerstattung von Netznutzungsentgelten bei Speichern.

Vorausgesetzt, dass das Stimmvolk am 9. Juni 2024 die Gesetzesvorlage annimmt und der Bundesrat das revidierte Gesetz auf 2025 in Kraft setzt, müssten theoretisch alle Änderungen im Netzbereich auf das nächste Tarifjahr 2025 umgesetzt werden. Das ist jedoch aus folgenden Gründen nicht möglich:

- Die Vernehmlassung zu den Verordnungen dauert bis zum 28.05.2024. Die finalen Verordnungen und damit die verbindlichen gesetzlichen Grundlagen werden voraussichtlich im 4. Quartal 2024 vorliegen. Für die Umsetzung auf Anfang 2025 bleibt somit keine Zeit.
- Die nationale Netzgesellschaft muss ihre Tarife bis zum 31. März 2024 für das Tarifjahr 2025 festlegen und veröffentlichen. Die Tarife für das Übertragungsnetz für 2025 wurden von der Swissgrid bereits am 20. März 2024 auf Basis der bestehenden Gesetzgebung (z. B. bzgl. Kostenwälzung) veröffentlicht, also lange bevor die vorliegenden Änderungen in Kraft treten würden.
- Hierauf berechnen die Verteilnetzbetreiber ihre Tarife 2025 und teilen sie gemäss Kaskade für ihre Nachlieger mit, welche dann wiederum diese Kosten verwenden, um ihre Tarife zu ermitteln.

- Die Verteilnetzbetreiber müssen bis zum 31.08.2024 ihre Netznutzungstarife für das Jahr 2025 veröffentlichen. Bis dahin werden noch keine neuen rechtlichen Vorgaben vorliegen.
- Für die komplexen, systemtechnischen Implementierungen der neuen Bestimmungen benötigen Netzbetreiber Zeit. Ad-hoc-Umsetzungen sind nicht möglich.
- Für die Umsetzung der Flexibilitätsregelungen und der LEG sind neue AGB/Verträge nötig mit entsprechenden Bewilligungsprozessen, Tools, Berechnung und Verrechnung.
- Auch für das Erarbeiten und Festlegen von zahlreichen neuen Richtlinien müssen Netzbetreibern genügende Fristen eingeräumt werden. Hierüber kann eine einheitliche Umsetzung gewährleistet werden.

Wie aufgezeigt, müssen daher für das Umsetzen der neuen Bestimmungen gemäss Antrag Übergangsfristen vorgesehen werden.

Anhang 1a

Anhang 1a ist zu streichen

Eventualiter

Als Stammdaten gelten:

1. die Messpunktnummer;
- ~~2. die Messmethode am Messpunkt;~~
- ~~3. die Abrechnungsart am Messpunkt;~~
- ~~4. die Ablesefrequenz am Messpunkt;~~
5. der Verteilnetzbetreiber;
6. der Energielieferant;
7. der Bilanzgruppenverantwortliche;
- ~~8. der Systemdienstleistungsverantwortliche;~~
- ~~9. das Vorliegen von Eigenverbrauch nach Artikel 16 EnG;~~
- ~~10. die Teilnahme an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 EnG;~~
- ~~11. die Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nach Artikel 17d und 17e StromVG;~~
- ~~12. die Anschlussleistung am Messpunkt in kVA;~~
- ~~13. der Anschluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und die Anschlussleistung in kVA;~~
- ~~14. der Anschluss einer Wärmepumpe und die Anschlussleistung in kVA;~~
- ~~15. der Anschluss einer Erzeugungsanlage und:~~
 - ~~15.1. die Erzeugungstechnologie;~~
 - ~~15.2. die Anlagenleistung;~~
 - ~~15.3. das Datum der Inbetriebnahme;~~
- ~~16. das Vorliegen einer Registrierung der Erzeugungsanlage nach Artikel 2 Absatz 1 EnV;~~
- ~~17. der Anschluss eines Elektrizitätsspeichers und die Anschlussleistung in kVA;~~

18. die Postleitzahl;

19. die Gemeinde;

~~20. der Gebäudeidentifikator nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung vom 9. Juni 2017 über das eidgenössische Gebäude- und Wohnungsregister (VGWR);~~

~~21. der eidgenössische Wohnungsidentifikator nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a VGWR;~~

~~22. die Wirtschaftsklasse gemäss der Allgemeinen Systematik der Wirtschaftszweige~~

Begründung:

Anhang 1a ist zu streichen. Für den Datenaustausch (als Zweck der Datenplattform) sind die notwendigerweise zu speichernden Daten von den Verteilnetzbetreiberinnen festzulegen (vgl. Antrag zu Art. 8h).

Eventualiter sind die in Anhang 1a genannten Daten auf die für den Zweck der Datenplattform gemäss StromVG erforderlichen Daten zu reduzieren, um die Datensicherheit und die Effizienz bei den Verteilnetzbetreibern zu gewährleisten. Um die Duplizierung von Aufwänden zu vermeiden wäre es zudem erforderlich die Datenquelle zu spezifizieren. Nicht alle der in Anhang 1a genannten Daten werden von den Verteilnetzbetreibern vorgehalten. Sie können zumindest teilweise von anderen Plattformen zur Verfügung gestellt werden. Gestrichen wurden die Daten, die nicht vom Verteilnetzbetreiber bereitgestellt werden und deren Bereitstellung nicht erforderlich ist.

3. Energieförderungsverordnung (EnFV)

Art. 8 Ausübung des Wahlrechts nach Artikel 29b EnG

1 Steht dem Betreiber einer Anlage gestützt auf Artikel 29b EnG das Recht zu, zwischen der Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie und einem Investitionsbeitrag zu wählen, so ist dieses Recht wie folgt auszuüben:

- a. bei Wasserkraftanlagen: spätestens ~~30~~ **60** Tage ab Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags (Art. 30b^{quinquies});
- b. bei Photovoltaikanlagen: mit der Einreichung eines Gebots, **wobei die Wahl keine bindende Wirkung für künftige Ausschreibungen hat, falls der Betreiber keinen Zuschlag erhalten sollte;**

Begründung:

Zu Bst. a: Eine Frist von 60 Tagen ist realistischer und näher an der tatsächlichen Dauer für einen solchen Investitionsentscheid.

Zu Bst. b: Die Wahl des Förderinstruments ist abhängig von verschiedenen Faktoren, die sich verändern können (bspw. Marktbegebenheiten, Änderungen der Förderhöhe). Daher sollte eine erneute Wahl zwischen Einmalvergütung und gleitender Marktprämie möglich sein, wenn ein Anlagenbetreiber bei einer vorhergehenden Auktion keinen Zuschlag erhalten hat.

Art. 15

4 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise **nach Abs. 2 monatlich und nach Absatz 3** vierteljährlich.

Begründung:

Um die Abrechnungsprozesse der Unternehmen effizienter zu gestalten und die Planbarkeit zu erhöhen sind die Referenz-Marktpreise möglichst frühzeitig zu veröffentlichen. Für das BFE dürfte der Mehraufwand sehr gering ausfallen, weil der Referenz-Marktpreis für Anlagen nach Abs. 2 ohnehin dem volumengewichteten durchschnittlichen Day-Ahead-Preis pro Monat entspricht und demnach für jeden Monat separat die Referenz-Marktpreise berechnet werden müssen. Somit können sie auch monatlich veröffentlicht werden.

Art. 26

4 Der Basisbetrag entspricht:

- a. bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen: ~~0,22~~ **0,44** Rp./kWh;
- b. bei Wasserkraftanlagen: ~~0,09~~ **0,17** Rp./kWh;
- c. bei KVA: ~~0,03~~ **0,05** Rp./kWh;
- d. bei den übrigen Biomasseanlagen: ~~0,09~~ **0,17** Rp./kWh.

5 (neu) Die Vollzugsstelle veröffentlicht das Bewirtschaftungsentgelt monatlich.

Begründung:

Zu Abs. 4: Die Begründung im erläuternden Bericht zur Halbierung des Basisbetrags des Bewirtschaftungsentgelts ist nicht nachvollziehbar und in dieser Höhe nicht gerechtfertigt. Zudem fehlen auch noch die Erfahrungswerte, weil die Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts erst vor einem Jahr (01.04.2023) geändert wurde. Demnach soll das geltende Recht fortbestehen.

Zu Abs. 5: Um die Abrechnungsprozesse der Unternehmen effizienter zu gestalten und die Planbarkeit zu erhöhen, ist in Anlehnung zum Anpassungsvorschlag von Art. 15 Abs. 4a auch das Bewirtschaftungsentgelt monatlich zu publizieren.

Art. 30a^{ter}

1 Werden Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen nicht eingehalten, so besteht für die Dauer der Nichteinhaltung kein Anspruch auf die gleitende Marktprämie. Ist eine Beurteilungsperiode vorgesehen, so entfällt der Anspruch auf die gleitende Marktprämie rückwirkend für die gesamte Periode. Die zu viel erhaltene Vergütung ist zurückzuerstatten. Sie kann mit künftigen Leistungen verrechnet werden. **Allfällige Rückerstattungen werden nicht verzinst.**

Begründung:

Abs. 1: Im Sinne der Klarstellung ist zu regeln, dass allfällige Rückerstattungen nicht verzinst werden. Im Falle allfälliger Nachzahlungen gem. Art. 30a^{ter} Abs. 2 besteht für die Betreiber kein Anspruch auf Zinszahlungen, sodass im Sinne einer symmetrischen Regulierung auch bei Rückerstattungen kein Zins eingefordert werden soll.

Art. 30a^{quinquies}

1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, ~~zuzüglich eines vierteljährlichen Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.~~

2 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise **gemäss Art. 15 Abs. 2 monatlich und gemäss Art. 15 Abs. 3 vierteljährlich** ~~sowie die Durchschnittspreise für die Herkunftsnachweise vierteljährlich.~~

Begründung:

Abs. 1 und 2: Siehe Begründung zu Art. 15 Abs. 4

Für das Heranziehen der Angaben zu gehandelten Preisen für Herkunftsnachweise (HKN) und eine anschliessende Berechnung der Durchschnittspreise eignen sich weder schweizerische noch europäische Handelsplattformen. Anders als für die (graue) Elektrizität gibt es für HKN keinen liquiden Markt. Der Handel von HKN läuft sowohl in der Schweiz als auch in Europa ausserbörslich (over-the-counter). Folgende Beispiele zeigen dies sehr deutlich.

- Mit Einführung von GreenPowerHub (GPH) in der Schweiz im Mai 2022 wurden bis März 2024 lediglich 50 Trades mit einem Volumen von ca. 1.5 TWh (500 GWh für Kernstrom, 50 GWh Erneuerbare aus der Schweiz, ca. 900 GWh für Wasserkraft) vorgenommen. In diesen zwei Jahren wurden keine HKN für PV, Wind und Biomasse gehandelt.
- Auch auf der Plattform der Strombörse EPEX Spot werden sehr geringe Volumina an HKN gehandelt. 2023 wurden nur eine HKN-Menge von ca. 5.5 TWh gehandelt. Stellt man dem das gesamte Volumen von ca. 1'000 TWh an ausgestellten HKN im gleichen Zeitraum gegenüber, wird deutlich, wie klein das gehandelte Volumen in Europa ist.

Über die Plattformen laufen sehr wenige Trades mit geringen Mengen. Die dort zustande kommenden Preise sind nicht repräsentativ, um daraus einen Durchschnittspreis ableiten zu können. Für die Bildung von quartalsscharfen Durchschnittspreisen von HKN dürfte es grundsätzlich an Grundlagen fehlen.

Das BFE sollte davon absehen, Durchschnittspreise für HKN auf einer unzureichenden Grundlage zu berechnen und zu veröffentlichen. Das Veröffentlichen der Durchschnittspreise für HKN würde einer Vorgabe gleichen. Das BFE würde in die Preisbildung, die ausserbörslich zustande kommt, eingreifen und diese mittelbar regulieren, was generell überaus ineffizient ist. Der Bund kann nicht wissen, welche Lösung für den Markt die beste ist. Die Wahl der geeignetsten Methoden für den HKN-Handel sollte den Akteuren im Markt überlassen werden. Sie haben ein Interesse an einer möglichst effizienten und einer wettbewerbsorientierten Lösung.

Art. 30a^{octies}

2 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die gleitenden Marktprämie jährlich vom BFE ausbezahlt. **Im laufenden Jahr erfolgt vierteljährlich eine Akontozahlung auf Basis der Werte des Vorjahres.**

Begründung:

Abs. 2: Die Akontozahlungen sollen eine gleichmässige Auszahlung der Fördermittel ermöglichen. Insbesondere zu Beginn der Förderdauer ist eine frühzeitige Auszahlung relevant.

Art. 30a^{novies}

2 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird der übersteigende Teil **vierteljährlich** vom BFE in Rechnung gestellt.

Begründung:

In Anlehnung an den Änderungsvorschlag von Art. 30a^{octies} Abs. 2 soll auch hier der übersteigende Teil vierteljährlich in Rechnung gestellt werden.

Art. 30b^{quater}

1 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte ~~zur Realisierung einer Neuanlage oder einer Erweiterung~~ zuerst berücksichtigt, die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten. Für die Bestimmung der Reihenfolge wird bei Anlagen mit neuer Speicherenergie die neu saisonal speicherbare Energiemenge zur Produktion hinzugezählt.

3 streichen

Begründung:

Abs. 1: Im Sinne einer effizienten Förderung, sollen alle Projekte – auch Erneuerungen – gleichberechtigten Zugang zur Förderung erhalten. Insbesondere auch, weil die zusätzlichen Einwirkungen auf Umwelt und Landschaft bei Erneuerungsprojekten gegenüber Neuanlagen oder Erweiterungen kleiner sind.

Art. 30c^{quater}

1^{bis} (neu) Anlagen mit einer Winterstromproduktion von mehr als 3 GWh und einer Winterproduktion von mehr als 500 kWh/kWp sind spätestens 60 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwächst, in Betrieb zu nehmen.

Begründung:

Für grössere PV-Anlagen, die auf die Winterstromproduktion ausgerichtet sind und insbesondere in den Alpen realisiert werden, ist eine Realisierungsdauer wenig realistisch. Für solche Anlagen beschränkt sich die Bauzeit auf wenige Monate im Jahr und die Zubringerlogistik ist anspruchsvoll.

Art. 30d^{octies}

2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusicherung nach Artikel 30dsexies und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:

c. der Standort der Anlage **wesentlich vom** ~~nicht dem~~ im Gesuch angegebenen ~~entspricht~~ **abweicht**.

Begründung:

Bst. c: Während den sehr langen Projektdauern von Windenergieanlagen ist es normal, dass die Windstandorte sich leicht verschieben.

Art. 35b

2 Der Höchstbeitrag für Windenergieprojekte beträgt ~~780 000~~ **1 560 000** Franken.

Begründung:

Der Höchstbeitrag sollte erhöht werden, damit auch grössere Windparks beanreizt werden. Dies wäre auch im Sinne des Landschaftsschutzes, da ansonsten der Anreiz besteht, mehrere kleinere Windparks an verschiedenen Standorten zu realisieren anstatt einem grösseren Windpark an einem Standort.

Art. 35k Gestaffelte Auszahlung des Projektierungsbeitrags

3 *streichen*

Begründung:

Abs. 3: Die Projektierungsbeiträge sollen gemäss Erläuterungsbericht (S.10) anfängliche Realisierungsrisiken senken. Die definitive Festsetzung des Projektierungsbeitrages erfolgt gemäss Art. 35j erst nach der Baubewilligungsmeldung. Zu diesem Zeitpunkt ist das Projekt allerdings schon sehr weit fortgeschritten. Demnach soll im frühen Stadium des Projektes der volle Projektierungsbeitrag ausbezahlt werden können. Nur so kann der Projektierungsbeitrag seine angedachte Wirkung entfalten.

Art. 35l Anrechenbare Projektierungskosten

Kommentar siehe Begründung

Begründung:

Es fehlt eine Regelung zum Prozess zur Zurückerstattung der Projektierungsbeiträge, wenn eine gleitende Marktprämie bezogen wird.

Art. 38

1ter Für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad, die ab dem 1. Januar ~~2023~~ 2025 in Betrieb genommen wurden, wird der Leistungsbeitrag um einen Bonus erhöht.

Begründung:

Abs. 1ter: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus geholt werden kann. Der angepasste Bonus soll erst für ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommene Anlagen gelten, da ansonsten für bereits bestehende Anlagen Mitnahmeeffekte auftreten könnten.

Art. 108b

2 Will der Betreiber die gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen, muss er dies der zuständigen Behörde bis zum ~~1. Juni 2025~~ 1. Januar 2026 mitteilen.

Begründung:

Abs. 2: Es braucht für die Betreiber eine genügend lange Übergangszeit für die Entscheidung des Förderinstruments.

Anhang 2.1

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad beträgt 400 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens ~~75~~ 55 Grad beträgt 200 Franken pro kW.

2.7.3 Der Bonus für Anlagen **mit einer Produktion von mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr**, ~~die ab einer Höhe von 1500 m ü. M installiert werden~~, beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis, dass die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurde, ist mittels Fotos zu erbringen.

Begründung:

Zu Ziff. 2.7.1 und 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus beansprucht werden kann.

Zu Ziff. 2.7.3: Der Höhenbonus wurde vor der Einführung nicht vernehmlasst und der Erläuterungsbericht vom November 2022 liefert nur sehr wenig sachlich begründete Informationen zur Festlegung der bestehenden Grenze von 1'500 m.ü.M. gemäss Art. 38 Abs. 1^{quater} EnFV. Im Fokus der Förderung steht beim Höhenbonus die Winterstromproduktion, weshalb das Kriterium nicht direkt an eine willkürliche Höhengrenze geknüpft sein sollte, sondern analog zum Art. 71a Abs. 2 Bst. b EnG an die Winterstromproduktion. Demnach könnte für den An-

spruch des Bonus das Kriterium der Grenze von 1'500 m.ü.M durch 500 kWh Winterstromproduktion pro 1 kW installierter Leistung ersetzt werden. Gegen das allfällige Anspruchskriterium eines Winterstromanteils von x Prozent spricht der mögliche Fehlanreiz, dass die Produktion im Sommer abgeregelt werden könnte, um den geforderten Winterstromanteil zu erreichen. Dies ist nicht im Sinne der Fördereffizienz. Zur Überprüfung der Anspruchskriterien sollen die geplanten Produktionsmengen verwendet werden, da die realisierten Produktionsmengen von verschiedenen externen Gegebenheiten wie z. B. höherer Gewalt durch Ausfälle oder auch durch Abregelung der Netzbetreiber beeinflusst werden können.

Anhang 2.1

6 Kommentar zur Berechnung des Restwertes

Begründung:

Für die Berechnung des Restwertes wird die Nutzungsdauertabelle gem. Anhang 2.1 Ziff. 6 EnFV verwendet. Grundsätzlich sollte der Restwert dem Wert entsprechen, den ein Projektant zum Zeitpunkt des Projektendes mit dem Verkauf des Projekts an einen Dritten erzielen kann (=ökonomischer Restwert). Für den ökonomischen Restwert müsste der NPV eines Repowering-Cases berechnet werden. Hier bestehen allerdings sehr grosse Unsicherheiten, wie z. B. die Entwicklung der Capture-Preise in 30-60 Jahren. Zudem besteht für die Projektanten gegenüber den Landeigentümern für die Verlängerung der Nutzung der Landfläche eine sehr ungünstige Verhandlungsposition. Die Landeigentümer könnten ihre Pachtforderungen erhöhen, bis der ökonomische Restwert knapp Null beträgt. Im Gegensatz zu den Wasserkraftkonzessionen mit einer Dauer von etwa 80 Jahren besteht bei den alpinen PV-Anlagen deswegen ein wesentlicher Unterschied für die Berechnung des Restwertes anhand einer Nutzungsdauertabelle. Weiter sind die in rund 30 Jahren geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen und damit die Bewilligungsfähigkeit eines Repowerings generell unklar. Aufgrund des politischen Willens bei alpinen PV-Anlagen Investitionen auszulösen, sollte demnach der Restwert und die damit verbundenen Nutzungsdauern gemäss Anhang 2.1 Ziff. 6 EnFV entsprechend gesenkt werden. Gemäss Art. 34 EnFV könnte im Falle einer übermässigen Rendite wie bei anderen Technologien die Einmalvergütung ganz oder teilweise zurückgefordert werden.

Anhang 4

3.1 Bei Anlagen nach Artikel 71a EnG setzen sich die anrechenbaren Geldabflüsse zusammen aus:

d. maximal ~~1~~ **2** Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, höchstens aber 200 000 Franken, für eine wissenschaftliche Begleitung, deren Erkenntnisse in geeigneter Form frei zugänglich publiziert werden;

e. Rückstellungen für den Rückbau im Umfang von maximal ~~15~~ **33** Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

Begründung:

Zu Ziff. 3.1 Bst. d: Gemäss Anhang 4 Ziff. 3.1 Bst. b EnFV sind Kosten für den Anlagenbetrieb und Unterhalt sowie übrige Betriebskosten von jährlich maximal 1 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten anrechenbar. Die fixe Limite von 1% der CAPEX führt zu einer Nichtberücksichtigung eines relevanten Anteils der erwarteten OPEX, da diese die 1%-Limite normalerweise überschreiten. Besser als eine fixe Schwelle wäre ein Stufenmodell. Beispielsweise könnten bis zu einem Limit von 1% die OPEX ohne tiefergehende Prüfung angerechnet

werden und bis zu einem Limit von 2% nur unter plausibler, nachvollziehbarer Herleitung und Begründung der höheren Kosten.

Zu Ziff 3.1 Bst. e: Gemäss Anhang 4 Ziff. 3.1 Bst. e EnFV sind Rückstellungen für den Rückbau im Umfang von maximal 15 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten anrechenbar. Allerdings liegen gemäss aktuellen Schätzungen die Rückbaukosten (zu realen Preisen) eher bei 1/3 der anrechenbaren Investitionskosten, sodass diese Limite entsprechend angehoben werden sollte.

Anhang 4

3.2 Kommentar zur aktuellen Umsetzung bezüglich der anzurechnenden Geldzuflüsse

Begründung:

Zu Auszahlungszeitpunkt EIV: Im Excel-Tool des BFE zur Wirtschaftlichkeitsrechnung entspricht die Einmalvergütung dem NPV 2024, wobei die Auszahlung der Einmalvergütung nicht im 2024 erfolgt und die Einmalvergütung entsprechend zu verzinsen ist.

Anhang 6.1 Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

Kommentar

Begründung:

Die gleitende Marktprämie soll den Investoren über die Förderdauer mittels berechenbaren Erlösen eine einigermaßen konstante Rendite geben, was das Investitionsrisiko senken und demnach Investitionen auslösen soll. Gleichzeitig sollen die Anreize für eine effiziente Produktion erhalten bleiben. Bei inflexiblen Technologien wie z.B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen ist das Instrument der gleitenden Marktprämie weit verbreitet. Bei flexiblen Technologien wie z.B. bei (Pump-) Speicherwasserkraftwerken ist eine effiziente Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie aufgrund der vielfältigen Erlösmöglichkeiten und deren Interdependenzen hoch komplex. Es ist zu begrüßen, dass das BFE bereits vor der Vernehmlassung einzelne Unternehmen der Branche im Rahmen von zwei Workshops in die Erarbeitung der Förderbedingungen einbezogen hat. Nichtsdestotrotz existieren bei der konkreten Anwendung der nun vernehmlasssten Heuristiken für die jährliche Erlösschätzung mittels eines vom BFE gelieferten Excels grosse Unsicherheiten für die Investoren. Insbesondere würden Erläuterungen zur konkreten Berechnungsmethodik von einzelnen Beispielen sicherlich helfen, um die Methodik besser zu verstehen. Nur mit einem vollständigen Verständnis der Berechnungsmethodik können die Betreiber abschätzen, wie sich mit der Veränderung der Strommarktpreise die berechneten Erlöse und die sich daraus ergebenden gleitenden Marktprämien entwickeln. Des Weiteren erwähnt der Erläuterungsbericht für komplexe Projekte oder Projekte in komplexen Anlagen anstatt der Anwendung von Heuristiken neu den Einsatz einer Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware, für deren Einsatz auf Verlangen des BFE die nötigen Daten zu liefern sind. Wichtige Fragen wie z.B. die Definition der «Komplexität» oder auch die Klärung, welche Software schliesslich verwendet würde, sind ebenfalls noch unklar. Daher kann aktuell nicht abschliessend beurteilt werden, ob die vorliegende konkrete Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie tatsächlich Investitionen in flexible Wasserkraftwerke auslösen wird.

Anhang 6.1

4.2.6 Als Erlösmöglichkeit aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise gilt der Betrag, der durch den Verkauf der Herkunftsnachweise ~~zum jährlichen Durchschnittspreis auf schweizerischen und europäischen Handelsplattformen, auf denen die Betreiber verkaufen können,~~ erzielt werden kann. **Das BFE führt dazu periodische Erhebungen durch.**

Begründung:

Es ist irritierend, wenn das BFE schreibt, dass die Betreiber von Produktionsanlagen an europäischen Handelsplattformen Herkunftsnachweise verkaufen können. Seit Mitte 2021 werden Schweizer Herkunftsnachweise von der EU nicht anerkannt. Für Schweizer Akteure sind seitdem im EU-Raum weder der Verkauf an Handelsplattformen noch OTC-Trades möglich.

Der Handel von inländischen HKN in der Schweiz läuft mehrheitlich ausserbörslich und nicht auf Handelsplattformen.

4. Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)

Art. 8

1 Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen. Die Stromkennzeichnung gegenüber Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Grundversorgung enthält eine grafische Gegenüberstellung des gelieferten Produkts mit dem Lieferantenmix des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens mit jeweils folgenden Angaben:

1bis (neu) Das Bundesamt für Energie stellt sicher, dass die erforderlichen Informationen für die Erfüllung der Angaben nach Abs. 1 Bst. c jährlich bis zum 31. Dezember veröffentlicht werden.

4 (neu) Das BFE stellt die benötigten Angaben für die Erfüllung der Pflichten nach Abs. 1 Bst. c jährlich bis zum 31. März zur Verfügung.

Begründung:

Abs. 1: Endverbraucher, die vom freien Netzzugang Gebrauch gemacht haben, beziehen keine standardisierten Produkte wie grundversorgte Endverbraucher. Für Kunden im Markt werden weder Marketingaktivitäten noch Kampagnen betrieben oder Broschüren für unterschiedliche Stromprodukte erstellt. Die neue Vorgabe ist daher nur auf Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Grundversorgung zu beschränken.

Abs. 1bis: Die kennzeichnungspflichtigen Unternehmen müssen auf einheitliche Daten zugreifen können. Das BFE muss gewährleisten, dass die Daten zur Verfügung gestellt werden.

Abs. 4 (neu): Für die Erfüllung der neuen Vorgaben nach Art. 8 Abs. 1 Bst. c HKSV benötigen Lieferanten einheitliche Parameter zu CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfällen.

5. Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserververordnung, WResV)

Art. 2 Eckwerte

1 Die Elektrizitätskommission (ECom) legt jährlich die Eckwerte und weitere Aspekte der Wasserkraftreserve fest und veröffentlicht sie **bis spätestens Ende August**.

3 Zu den Eckwerten und weiteren Aspekten gehören insbesondere:

a die Vorhaltemenge für die ganze Wasserkraftreserve; sie ist als prozentualer Anteil an der gesamten Energiemenge aller Schweizer Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh **ohne Berücksichtigung von unterliegenden Kraftwerken und ohne staatsvertraglich anderweitig verpflichtete Speichervolumen** festzulegen.

d Vorgaben zum Abruf ~~und zur Entschädigung für die abgerufene Energie~~;

h (neu) **die Bedingungen über den unvorhergesehenen Ausfall der Anlagen**.

Begründung:

Abs. 1: Die Veröffentlichung der Eckwerte soll bis spätestens Ende August erfolgen, was die Planbarkeit der Betreiber der Wasserkraftwerke erhöht. Bisher wurden die Auktionen der Wasserkraftreserve gemäss Art. 3 Abs. 3 WResV ebenfalls vor Beginn des hydrologischen Jahres durchgeführt. Die frühzeitige Festsetzung ist darüber hinaus von Wichtigkeit, um die Vereinbarungen zwischen Swissgrid und den Betreibern zeitgerecht erstellen zu können.

Abs. 3 Bst. a: Das Wasser innerhalb eines Speichers dient in der Regel mehreren Kraftwerken in einer Kaskade. Die Systemgrenze der 10 GWh ist deshalb eindeutig zu definieren.

Gemäss Erläuterungsbericht (S. 4) sei der Prozentwert der Vorhaltemenge «eins zu eins auf die einzelnen Teilnahmepflichtigen umzulegen». Der bisherige Verordnungstext widerspiegelt das bisher nicht. Insofern ist klar zu regeln, dass Speichervolumen mit staatsvertraglichen anderweitigen Verpflichtungen (wie z. B. Kraftwerke Hinterrhein und die Beteiligung von Edison) von der Vorhaltemenge auszunehmen sind. Ansonsten müssten diese anderweitigen verpflichteten Speichervolumen von den restlichen Betreibern vorgehalten werden, was gegenüber anderen Speicherbetreibern eine zusätzliche Wettbewerbsverzerrung darstellen würde.

Mit der Vorhaltemenge wird dem Markt Energie entzogen, was somit auch das Risiko eines Marktversagens erhöht. Vor diesem Hintergrund sollte der Entscheidungskompetenz der ECom gewisse Grenzen gesetzt werden. Die am 1.3.24 veröffentlichte Botschaft StromVG bezüglich der Stromreserve sieht sodann in Art. 8a Abs. 4 für den Bundesrat auch die Kompetenz vor, eine maximale Dimensionierung der Stromreserve und der einzelnen Bestandteile zu erlassen.

Abs. 3 Bst. d: Da die Abrufentschädigung gemäss Antrag zu Art. 20 Abs. 2 WResV neu dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen soll, muss die ECom nicht mehr die Entschädigung für die abgerufene Energie festlegen.

Abs. 3 Bst. h (neu): Die für die Wasserkraftreserve 2023/2024 geltenden ECom-Eckwerte regeln für den unvorhergesehenen Ausfall von Anlagen, der eine Verletzung der Vorhaltepflcht oder minimalen installierten und betriebsbereiten Leistung nach sich zieht, Folgendes: Anbieterinnen ohne Kompensationsmöglichkeit mit eigenen Anlagen können a) entweder die Vorhaltung in einem anderen Wasserkraftwerkskomplex oder bei einer anderen Speicherkraftwerksbetreiberin erfüllen oder b) wird die Vorhalteentschädigung entsprechend der Dauer des Ausfalls pro rata gekürzt. Die Anbieterin ist verpflichtet die Dauer des Ausfalls zu minimieren. Diese Regelung ist entsprechend im Verpflichtungsmodell ebenfalls anzuwenden.

Art. 3 Obligatorische Teilnahme und Umfang der Verpflichtung

2 Massgebend sind die Verhältnisse am ~~1. Oktober~~ **31. August**.

3 Die Reserveteilnehmer müssen bei ihren Speicherwasserkraftwerken einen Anteil vorhalten, der demjenigen an der gesamten Vorhaltemenge gemäss den Eckwerten der EICom entspricht. ~~Die EICom kann die gesamte Vorhaltemenge und damit proportional den Anteil aller Reserveteilnehmer nötigenfalls nachträglich anpassen.~~

~~4 Die EICom kann die Reserveteilnehmer ausnahmsweise zusätzlich zur Leistungsvorhaltung verpflichten, wenn die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dies zwingend erfordert.~~

Begründung:

Abs. 2: Mit der Berücksichtigung der Verhältnisse per Ende August bleiben der Netzgesellschaft und den Reserveteilnehmern mehr Zeit, um die Vereinbarungen gemäss Art. 5 abzuschliessen.

Abs. 3: Die nachträgliche Verpflichtung schränken die Möglichkeiten der Stromversorgung massiv ein und sollte gestrichen werden. Die gespeicherte Energie wird vorab verkauft und kann nicht nochmals vergeben werden. Wird die nachträgliche Verpflichtung nicht gestrichen, müssen die Betreiber im Rahmen der durch die Bundesverfassung garantierten Eigentumsgarantie und des Rückkaufs der Energie schadlos gehalten werden.

Abs. 4: Ausreichend Leistung kann durch gewisse Bedingungen bei der Aufteilung auf verschiedene Seen sichergestellt werden, welche die EICom über die Eckwerte gem. Art. 2 Abs. 3 vorgeben kann. Dies war und ist in den bisherigen Eckwerten der EICom zur Wasserkraftreserve 22/23 und 23/24 auch vorgesehen.

Art. 4 Verteilung auf verschiedene Seen und Abtausch von Vorhaltemengen

3 Die geplanten Verteilungen und Abtausche sind der EICom ~~zur Bewilligung vorzulegen~~ **zu melden**. Die EICom kann Nachweise über die Abtauschabreden verlangen. **Abtausche sind auch während der Vorhaltedauer möglich.**

Begründung:

Abs. 3: Der Erläuterungsbericht (S. 5) erwähnt, dass aufgrund der Freiheiten des Gesetzes nicht jederzeit und während laufender Vorhalteperiode beliebig die Vorhaltemengen umdisponiert werden können. Allerdings ist ein Abtausch von Vorhaltemengen für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung von grosser Bedeutung und soll auch während der Vorhaltedauer möglich sein. Denn auch während der Vorhaltedauer können sich aufgrund ändernder Rahmenbedingungen wie z. B. Zuflüsse die Kosten- und Erlösstrukturen der Wasserkraftwerke ändern.

Art. 5 Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve

2 Die Vereinbarung muss mindestens enthalten:

c: die Bedingungen, unter denen Revisionsarbeiten möglich sind, **die Kostenentschädigungen für Verschiebungen von Revisionen**, und die Pflicht, Revisionsarbeiten der EICom zu melden.

Begründung:

Der Erläuterungsbericht (S. 5-6) erwähnt eine Zurückhaltung bei Revisionen und eine mögliche Untersagung von Revisionen durch die ECom. Allerdings sind Revisionen für die zuverlässige Funktionsfähigkeit der Wasserkraftwerke und somit die Wasserkraftreserve von grosser Bedeutung. Deshalb sollen zumindest analog den bisherigen Ausschreibungen Revisionen von 5 Tagen zugelassen werden, siehe ECom-Weisung 3/2023 Ziff. 3.6 zu den Eckwerten für die Wasserkraftreserve. Weiter sind für Verschiebungen von Revisionen aufgrund einer Untersagung durch die ECom Entschädigungen vorzusehen.

Art. 5a Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung

1 Die Reserveteilnehmer erhalten:

- a. eine moderate Pauschalabgeltung für die Energievorhaltung;
- ~~b. eine Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung (Art. 3 Abs. 4).~~

2 Die ECom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. **Die Pauschalabgeltung addiert sich aus folgenden Teilen:**

- a. Dem Basiswert, der mit dem Faktor ~~1,3~~ ... multipliziert wird, **der den Wert der Flexibilität darstellt,****
- b. entgangenen Erlösen aus Systemdienstleistungen,**
- c. Preisdifferenz der Herkunftsnachweise zwischen erstem und zweitem Quartal des Jahres,**
- d. (Eventualiter) Ausgleich zur Abrufentschädigung, welche sich aus Preisdifferenz der Preisobergrenze des Day-Ahead-Marktes und der durch die ECom festgelegte Abrufentschädigung ergibt und mit der von der ECom in den Eckwerten festgelegten Eintrittswahrscheinlichkeit des Abrufs multipliziert wird.**

3 Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die publizierten Abrechnungspreise der ~~Base-Quartalsverträge~~ **Peak-Quartalsverträge** am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von ~~90~~ **30** Kalendertagen vor ~~Bekanntgabe der Vorhaltung~~ **Bekanntgabe der Vorhaltungsmenge** ~~Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung~~. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ECom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.

~~4 Die ECom bestimmt die Vergütung für eine Leistungsvorhaltung situationsbezogen. Sie trägt dabei der konkreten Ausnahmesituation Rechnung; grundsätzlich bezweckt die Vergütung nicht, entgangene Erträge zu ersetzen.~~

Begründung:

Abs. 1 Bst. a und Abs. 2: Die BKW bevorzugt zur Bildung der Wasserkraftreserve wettbewerbliche Ausschreibungen gegenüber hoheitlichen Verpflichtungen und damit verbundenen Abgeltungen, wobei auch gemäss Erläuterungsbericht (S. 3) *“erstere zu tieferen Kosten und weniger Marktverzerrung führen sollten.”* Allerdings sei bei der Schweizer Wasserkraftreserve gemäss Erläuterungsbericht *“aufgrund der geringen Anzahl Anbieter das Gegenteil der Fall, wie die Erfahrungen gezeigt haben”*. Die Höhe der Gebote sind allerdings nicht auf fehlenden Wettbewerb, sondern auf die extreme Marktsituation zurückzuführen. So ist die Auktion für die Wasserkraftreserve 2022/2023 aufgrund hoher Strommarktpreise zu diesem Zeitpunkt mit einem durchschnittlichen Zuschlagswert von 740 €/MWh entsprechend höher ausgefallen als die nachfolgenden Auktionen der Wasserkraftreserve 2023/2024, bei welcher aufgrund

sinkender Strommarktpreise die durchschnittlichen Zuschläge 163 €/MWh, 151 €/MWh und 66 €/MWh betragen. Die ECom-Medienmitteilung vom 25.10.2022 bestätigt dies, wobei in den Medienmitteilungen der anderen Auktionen ähnlich lautende Erklärungen enthalten sind: *«Parallel zum Ausschreibungsprozess erstellte Analysen zeigen, dass sich die Gesamtkosten für die Vorhaltung der Reserve im Umfang von 296 Mio. EUR durch die Preiserwartungen am Strommarkt erklären lassen.»* Insofern ist auch nachfolgende Aussage im Erläuterungsbericht (S. 4) falsch, da verschiedene Marktsituationen miteinander verglichen werden: *«Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell dürfte die Kosten für die Wasserkraftreserve reduzieren. Für den Winter 2022/23 kostete die Vorhaltung durchschnittlich 740 EUR/MWh, für den Winter 2023/24 durchschnittlich 139 EUR/MWh. Die moderate Pauschalabgeltung bei der aktuellen Marktsituation würde rund 35 EUR/MWh betragen [...]»*

Der Erläuterungsbericht (S. 6-7) erwähnt explizit, dass die Pauschalabgeltung insbesondere nicht die entgangenen Erlöse (Opportunitätskosten) der Kraftwerksbetreiber vollständig ersetzt. Die Verpflichtung als Eingriff in die von der Bundesverfassung garantierte Wirtschaftsfreiheit stellt demnach zusätzlich auch einen Eingriff in die Eigentumsgarantie dar und muss vollständig entschädigt werden. Die nachfolgenden Anpassungen berücksichtigen diesen Eingriff.

Abs. 1 Bst. b: siehe Kommentar zu Abs. 4

Abs. 2 Bst. a: Der Erläuterungsbericht liefert nicht genügend Informationen zur Herleitung des vorgeschlagenen Faktors 1.3, wie z. B. welche Daten für das generische Speicherkraftwerk bei der Ermittlung der Day-Ahead-Markterlöse verwendet wurde. Diese Kraftwerksspezifika beeinflussen massgeblich das Erlöspotential. Deswegen ist ein Kommentar zur Höhe dieses Faktors mit den vorliegenden Informationen nicht möglich. Zudem werden gemäss ECom mit der Annahme der perfekten Preisvoraussicht jegliche Kurzfristmärkte abgegolten. Diese Annahmeberücksichtigt zusätzlich zu den Intraday-Märkten insbesondere die Terminmärkte zur laufenden Optimierung nicht. Die Terminmärkte tragen bei verändernden Marktbedingungen wesentlich zur Preisglättung bei, sodass z. B. bei steigenden Preisen die Energie erst später turbinieren wird und so Preisspitzen gedämpft werden. Die Erlöse aus diesem Flexibilitätseinsatz sind bisher ebenfalls nicht berücksichtigt.

Abs. 2 Bst. b: Die vorgehaltene Energie schränkt die Erlöse im Systemdienstleistungsmarkt ein, da aufgrund möglicher fehlender Wassermengen ein dauernder Turbinierbetrieb nicht in jedem Fall mehr möglich ist. Deswegen sind die entgangenen Erlöse am Systemdienstleistungsmarkt zu berücksichtigen.

Abs. 2 Bst. c: Aufgrund der zukünftigen quartalsweisen Stromkennzeichnung muss die Differenz zwischen den erwarteten höheren HKN-Preisen des ersten Quartals gegenüber dem zweiten Quartal entschädigt werden. Bei einer allfälligen negativen Preisdifferenz darf nicht automatisch eine Rückzahlung der HKN-Erlöse der Reserveteilnehmer erfolgen, da diese allenfalls auch ohne die Verpflichtung das Wasser erst im zweiten Quartal turbinieren hätten.

Abs. 2 Bst. d: Gemäss dem Antrag zu Art. 20 WResV soll die Abrufentschädigung neu dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen. Ohne diese Änderung müssen entgangene Erlöse durch eine allfällige Festlegung einer administrativ tieferen Abrufentschädigung als die Marktpreise entschädigt werden.

Abs. 3: Bei der Berechnung der Erlöse der Speicherwasserkraftwerke sollten, statt wie bisher vorgesehen Base-Preise, neu Peak-Preise verwendet werden, da die flexiblen Speicherwasserkraftwerke hauptsächlich zu diesen Zeitfenstern Energie produzieren.

Zudem ist das Wissen über die Höhe der Vorhalteentschädigung für die Optimierung des Speicherportfolios im Sinne der Effizienz entscheidend. Mit der bisherigen Methodik der 90 Tage vor der Vorhaltedauer und einer wiederum allfälligen Vorhaltedauer ab dem 1. Februar wäre die Höhe der Vorhalteentschädigung erst sehr spät bekannt. Mit der Verwendung von

Preisen von 30 Tagen vor Bekanntgabe der Vorhaltemenge, welche gemäss Antrag zu Art. 2 Abs. 1 WResV spätestens bis Ende August erfolgen soll, wäre dieser Teil der Vorhalteentschädigung bereits früher bekannt. Die ECom hätte damit genaue Kostenannahmen, die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse ein wichtiger Bestandteil für die Festlegung der Höhe der Vorhaltemenge sind. Zumindest hat die ECom in den bisherigen Auktionen gemäss den Weisungen 4/2022 Ziff. 3.8 und 3/2023 Ziff. 3.8 die Gebote der Vorhalteentschädigung auf die Erfüllung der Kriterien «bedarfsgerecht» und «kosteneffizient» geprüft sowie schliesslich auch nicht alle Gebote bezuschlagt. Dies bestätigt die ECom-Medienmitteilung vom 25.10.2022: «Die Beschränkung auf 400 GWh erfolgte auf Basis einer Kosten-Nutzen-Überlegung.»

Des Weiteren soll zur Glättung der Preisschläge analog zur Wasserkraftreserve 2023/2024 die Vorhaltemenge in Tranchen festgelegt werden. So könnte in Abstimmung mit dem Antrag zu Art. 2 Abs. 1 WResV per Ende Juli und per Ende August jeweils ein Teil der Vorhaltemenge mit Verwendung von Preisen 30 Tage vor Ende Juli bzw. vor Ende August festgelegt werden. Zu diesen Zeitpunkten sind bereits Preise für die ersten beiden Quartale des darauffolgenden Jahres vorhanden. Diese Festlegung in Tranchen mit zweimaliger Verwendung von 30 Tagen würde im Gegensatz zu einer einmaligen Festlegung der Vorhaltemenge per Ende August in Kombination mit einer Verwendung von Preisen von 60 Tagen dazu führen, dass den Reserveteilnehmern zumindest ein Teil der Vorhaltemenge bereits ein Monat früher bekannt ist.

In Fällen von besonderen Marktsituationen könnte für den Basiswert die Differenz der Peak-Quartalsverträge negativ werden, wobei in solchen Fällen keine Rückzahlung der verpflichteten Reserveteilnehmer geschuldet sein soll.

Abs. 4: Entsprechend dem Antrag zur Streichung des Art. 3 Abs. 4 zur ECom-Kompetenz der Leistungsvorhaltung kann entsprechend auch hier der Art. 5a Abs. 4 zur Entschädigung der Leistungsvorhaltung gestrichen werden.

Art. 5b Verwaltungssanktion und Gewinnerstattung

~~5 Vorbehalten bleibt eine Schadenersatzpflicht der Reserveteilnehmer, insbesondere wenn wegen ihres pflichtwidrigen Verhaltens die Stromversorgung gestört wird.~~

Begründung:

Abs. 5: Die Schadenersatzpflicht im Extremfall eines Blackouts kann bis ins Unermessliche steigen und Betreiber in den Konkurs führen. Deswegen ist von einer solchen abzusehen, da die vorhergesehenen Strafen bereits genügend Anreize geben, die Reservepflichten zu erfüllen.

Der Erläuterungsbericht erwähnt folgende Passage zu Absatz 6, wobei im Verordnungsentwurf kein Absatz 6 besteht: «Absatz 6 stellt nicht selber eine solche Haftungsgrundlage dar; eine solche ergibt sich aufgrund von andernorts normierten Haftungen.» Diese Passage ist im Erläuterungsbericht entsprechend zu streichen bzw. anzupassen.

Art. 20 Abrufentschädigung

~~2 Bei der Wasserkraftreserve entspricht berechnet die Netzgesellschaft die Entschädigung dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs nach den Vorgaben der ECom (Art. 2 Abs. 3 Bst. d).~~

Begründung:

Abs. 2: Bereits in der Stellungnahme vom 17.6.2022 zur Wasserkraftreserververordnung hat die BKW erwähnt, dass die Abrufentschädigung der Wasserkraftreserve dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden soll. Je höher die Entschädigung für den Abruf liegt, umso geringer wird die Entschädigung für die Vorhaltung sein. Daher sollte die Entschädigung beim Abruf dem zum Zeitpunkt des Abrufs geltenden Marktpreis entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden. So werden die jährlichen Vorhaltekosten, welche notabene auch in Jahren ohne Reserveabruf anfallen, minimiert und die Netznutzer entlastet. Zudem liefert der Marktpreis als Abrufentschädigung geringstmögliche Marktverzerrungen und lässt keine Arbitrage zu.

Für die Wasserkraftreserve 2022/2023 und 2023/2024 hat die ECom die Abrufentschädigung gemäss ihren Kompetenzen von Art. 2 Abs. 3 Bst. d administrativ tiefer festgesetzt. Dies soll gemäss ECom Fehlanreize vermeiden eine Mangellage auszulösen, um als Reserveteilnehmer eine möglichst hohe Abrufentschädigung zu erhalten. Allerdings ist bereits heute unter REMIT und zukünftig auch unter BATE die absichtliche Zurückhaltung von Kapazitäten zur Preisbeeinflussung verboten. Demnach ist dieser Vorbehalt der ECom unbegründet.

Im bisherigen Modell der Auktionen konnte diese Festlegung der niedrigeren Abrufentschädigung als der Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs im Auktionsgebot berücksichtigt werden. Im neuen System der Verpflichtung und der administrativ festgelegten Pauschalabgeltung für die Vorhalteentschädigung kann dies allerdings nicht mehr durch die Reserveteilnehmer erfolgen. Deswegen soll die Abrufentschädigung nun dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufes entsprechen. Für die besonderen Fälle des Abrufs gemäss Art. 19 WResV wie z. B. bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes oder internationaler Solidaritätsvereinbarungen ist dies der «normale» Preis des Day-Ahead-Marktes, wobei zum Zeitpunkt der fehlenden Markträumung gemäss Art. 18 WResV die Abrufentschädigung dann dem Maximum des Day-Ahead-Marktes entspricht.

Ohne eine Änderung der Abrufentschädigung wären dann die entsprechenden entgangenen Erlöse in der moderaten Pauschalabgeltung gemäss dem Eventualiter Art. 5a Abs. 2 Bst. d WResV zu entschädigen.