

Bundesamt für Energie  
3003 Bern

Elektronisch an: [verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

28. Mai 2024

Cornelia Abouri, [cornelia.abouri@strom.ch](mailto:cornelia.abouri@strom.ch), +41 62 825 25 15

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe sowie weiteren zur Vernehmlassung unterbreiteten Änderungen der betroffenen Verordnungen Stellung nehmen zu können. Der VSE nimmt diese Gelegenheit gern wahr.

Der VSE stellt sich klar hinter das Stromgesetz als wichtigen Beitrag an eine sichere und nachhaltige Stromversorgung unseres Landes in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren und engagiert sich stark in der Kampagne für ein JA zum Stromgesetz am 9. Juni. Die ausserordentlich breite Unterstützung im Parlament sowie von Verbänden und Organisationen wertet er als starkes Bekenntnis zum Stellenwert einer ausreichenden inländischen Stromproduktion und sicheren Energieversorgung mit erneuerbaren Energien. Das verabschiedete Stromgesetz ist ein pragmatischer und breitgetragener Kompromiss.

Die zum Stromgesetz zugehörigen Verordnungsentwürfe sind sehr umfangreich. Es ist auch festzustellen, dass teilweise viel zu detailliert reguliert werden soll. Dem pragmatischen Sinn und Geist des Gesetzes wird dabei zu wenig Rechnung getragen, die Verordnungen dürfen daher den Blick aufs Ganze nicht verlieren. Die Defizite, die eine effiziente Umsetzung verunmöglichen, müssen beseitigt werden. Der VSE erwartet praxistauglichere Ansätze, allein aufgrund des Umsetzungsaufwands für die Branche und jedes einzelne Energieversorgungsunternehmen.

Der VSE beantragt, die Inkraftsetzung des Gesetzes leicht nach hinten zu verschieben, z.B. auf den 1. März 2025 um für die notwendigen Anpassungen und die Ausarbeitung ausgereifter Lösungen ausreichend Zeit zu haben und Nachbesserungen zu vermeiden.

Die Stellungnahme des VSE gliedert sich in mehrere Teile. Nachfolgend werden nach allgemeinen Bemerkungen zur Vernehmlassungsvorlage die wichtigsten Anliegen des VSE kommentiert. Sämtliche Änderungs-

anträge mit Begründungen zu diesen Anliegen sowie weiteren Themen finden sich aufgrund des grossen Umfangs in den beiliegenden Synopsen, welche integraler Bestandteil der vorliegenden Stellungnahme sind.

## **1 Allgemeine Bemerkungen**

### **1.1 Das Stromgesetz ist ein wichtiger Schritt und ein ausgewogener Kompromiss**

Eine sichere und bezahlbare Stromversorgung ist die Grundlage unserer hohen Lebensqualität und unseres Wohlstands. Das Stromgesetz schafft entscheidende Rechtsgrundlagen für die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz. Es treibt den Ausbau von erneuerbarem Schweizer Strom im Einklang mit dem Natur- und Landschaftsschutz voran, es stärkt die Winterversorgung durch einen gezielten Ausbau von Winterproduktion und es trägt zur Erreichung der Klimaziele und zu einer effizienten Nutzung von Strom bei. In der Gesamtheit seiner Massnahmen ist das Stromgesetz ein ausgewogener Kompromiss, weshalb es auch von einer ausnehmend breiten Allianz aus Politik, Gesellschaft und Wirtschaft einschliesslich des VSE getragen wird.

Im Bereich des Ausbaus erneuerbarer Energien bringt das Stromgesetz für Anlagen aller Grössen konkrete Verbesserungen. Insbesondere werden die Bewilligungsfähigkeit von Infrastrukturanlagen und deren wirtschaftliche Realisierungschancen verbessert.

Diese Verbesserungen müssen nun auf Verordnungsstufe mit Blick auf die Ausbauziele konsequent umgesetzt werden. Bei den aktuellen Entwürfen sieht der VSE wesentlichen Anpassungsbedarf. Insbesondere braucht es mehr Investitionssicherheit auf Seite der Projektanten durch Abbau von Komplexität und Intransparenz. Zudem gilt es durch eine schlanke, pragmatische Ausgestaltung der neuen Regulierung die Kosten für die Stromunternehmen möglichst gering zu halten. Solche Kosten werden letztlich zulasten der Endverbraucher und des Zubaus erneuerbarer Energie gehen.

### **1.2 Keine Stromproduktion ohne Netz**

Die Klimaziele und die Versorgungssicherheit stellen ein nationales Interesse dar. Daher präzisiert das Stromgesetz das nationale Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien. Es fehlt jedoch, dass auch die Bereitstellung der notwendigen Netzinfrastrukturen im nationalen Interesse liegt. Die anvisierten Ziele werden ihre Wirkung nur dann entfalten, wenn zeitgleich mit dem Produktionszubau auch die benötigten Netze zur Einspeisung, zum Abtransport und zur Verteilung der Energie bereitgestellt werden können. Es braucht daher, nebst dem Stromgesetz und dem Beschleunigungserlass für die erneuerbaren Energien, dringend auch Verbesserungen für den Um- und Ausbau der Stromnetze, z.B. bezüglich der Statuierung des nationalen Interesses, der Definition der Standortgebundenheit im Raumplanungsrecht sowie der Straffung und Vereinfachung des Plangenehmigungsverfahrens für den Ausbau der Netze.

Auch muss sicherstellt werden, dass für den Aus- und Umbau des Netzes genügend Kapital zur Verfügung steht. Das Bundesamt für Energie geht davon aus, dass bis 2050 allein im Verteilnetz zusätzlicher Investitionsbedarf von bis zu 80 Mrd. Franken anfällt.<sup>1</sup> Der Einsatz des Kapitals steht in einem internationalen

<sup>1</sup> Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze, BFE, 2022, <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>

Wettbewerb. Er folgt grundsätzlich höheren Renditen und risikoarmen Bedingungen. Diese Kriterien sind bei Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor nicht von vornherein erfüllt, da diese sehr langfristig ausgelegt sind (bis zu 80 Jahre) und auch im Monopol Risiken bestehen (aufgrund der Regulierung oder der Veränderung der Versorgungsaufgabe trotz Investitionsdruck). Um den Zugang zum benötigten Kapital und die Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist eine angemessene und vor allem verlässliche Entschädigung des Kapitals nötig. Das seit 2013 geltende und bewährte WACC-Konzept stellt dies sicher. Für den VSE ist eine Änderung des WACC resp. des Modells daher nicht akzeptabel. Die Schweiz kann es sich nicht leisten, dass Kapital, das für die den Umbau des Energiesystems und für kritische Infrastrukturen benötigt wird, ins Ausland fließt.

### 1.3 Klare und pragmatische Umsetzung des Stromgesetzes auf Verordnungsstufe nötig

Beim Stromgesetz handelt es sich um eine umfangreiche Gesetzesvorlage mit vielen, auch gänzlich neuen Themenfeldern. Der Umsetzungsaufwand ist vor allem auch für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen beträchtlich, zudem bringen die Verordnungen viele neue Meldepflichten für die Unternehmen mit sich, die erheblichen zusätzlichen administrativen Aufwand bedeuten.

Der VSE anerkennt, dass durch das Stromgesetz weitreichender Regelungsbedarf entsteht, welcher einerseits auf Verordnungsstufe und andererseits auf subsidiärer Ebene durch Branchenregelungen auszugestaltet ist. Der VSE begrüsst, dass Raum für subsidiäre Lösungen besteht und ist schon daran, zu den verschiedenen Themen Branchenregelungen zu verfassen.<sup>2</sup> Diese Arbeiten erfolgen unter Einbezug betroffener Stakeholder.

In diesem Sinn ist auch bei vom Gesetz- und Verordnungsgeber regulierten Themen möglichst ein unternehmerischer Gestaltungsfreiraum offenzuhalten. Entsprechend ist die auf Verordnungsstufe vorgesehene Überregulierung abzubauen, zum Beispiel bei der Überinterpretation der Sunshine Regulierung (das Gesetz schafft keine Grundlage für eine Anreizregulierung) oder bei der Einführung von Tarifobergrenzen bei Mess-tarifen.

Der VSE sieht in verschiedenen Belangen wesentlichen Anpassungsbedarf:

- Um Rechtsfälle möglichst zu vermeiden ist es relevant, dass die Bestimmungen auf der Verordnungsstufe ausreichend klar sind. Es sind verschiedene Präzisierungen vorzunehmen, zum Beispiel im Bereich der Grundversorgungstarife.
- Bei den neuen Regelungen müssen zunächst Erfahrungen gesammelt und erst dann höhere Zielvorgaben oder weitere Kriterien definiert werden. So ist z. B. bei den neuen Effizienzverpflichtungen mit einer deutlich tieferen Zielvorgabe zu beginnen und der Austausch von Nachweisen ist durch ein zentrales Register zu ermöglichen.
- Damit die neuen Regelungen mit vertretbarem Aufwand umsetzbar sind, fordert der VSE pragmatische (Zwischen)-Lösungen, zum Beispiel für die Rückerstattung des Netzentgelts bei Speichern mit Endverbrauch.

Der VSE geht davon aus, dass wie bei früheren bedeutenden Gesetzesvorlagen (Energierategie 2050, Strategie Stromnetze) wiederum Erläuterungen zu den finalen Verordnungen publiziert werden. Dies ist für

<sup>2</sup> Dazu gehören insbesondere die Themen lokale Elektrizitätsgemeinschaften, Flexibilität, Messwesen, Netzverstärkungen, Kostenwälzung oder Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Speicher mit Endverbrauch.

die Rechtssicherheit und konkrete Umsetzung des Stromgesetzes von grösster Bedeutung. Entsprechend müssen die vorliegenden erläuternden Berichte unbedingt in allen Abschnitten angepasst werden, wo die Verordnungen im Vergleich zur Vernehmlassungsversion angepasst werden.

#### 1.4 Übergangsfristen für alle tarif- und produktwirksamen Regelungen notwendig

Die Verordnungsentwürfe weisen grosse Lücken bei den Übergangsfristen auf (*Art. 31n StromVV und Art. 80b EnV*). Es ist ausgeschlossen, die tarif- und produktwirksamen Regelungen im Bereich der Netze und des Messwesens bereits per 1.1.2025 umzusetzen, da nicht nur die finalen Verordnungen erst Ende 2024 bekannt sein werden, sondern auch die entsprechende Tarifikaskade mit den dazugehörigen Entscheidungsprozessen und Veröffentlichungen noch eingehalten werden müssen. Zudem ist für die Umstellung der Beschaffung im Hinblick auf den neuen Mindestanteil in der Grundversorgung etwas mehr Zeit einzuräumen.

Folgende Anpassungen bei den Übergangsfristen sind unabdingbar:

- **Grundversorgung:** Für die Vorgabe, 20% heimische erneuerbare Produktion zu gewährleisten, ist die Übergangsbestimmung zu kurz (*Art. 4a StromVV*). Es wird Unternehmen geben, die die Vorgabe bereits mit Inkrafttreten des Gesetzes erfüllen können und möchten. Für alle anderen muss indes die Möglichkeit bestehen, diese Vorgabe erst im Jahr 2027 zu erfüllen. Grundversorger, welche bereits heute über mehrjährige Beschaffungsverträge verfügen, werden per Ende Jahr schon grosse Mengen an Energie beschafft haben, zudem haben auch viele Produzenten ihre Energie bereits auf Jahre im Voraus verkauft. Die schon abgeschlossenen Verträge müssen Gültigkeit behalten, der Bestandschutz ist aus Gründen der Rechtssicherheit zwingend zu gewährleisten. Ein vorzeitiger Ausstieg löst nur vermeidbare Schadensersatzforderungen aus.
- Alle tarif- und produktwirksamen Regelungen sind erstmals für das Tarifjahr 2026 anzuwenden:
  - Die Bestimmungen zur **Rechnungsstellung** (*Art. 7a und 7b StromVV*), bzw. sind diese erst dann anzuwenden, wenn die Kosten zur Datenplattform erstmals publiziert werden.
  - Die Bestimmungen zu den **Messtarifen** (*Art. 8 StromVV*).
  - Die Bestimmungen zur geänderten **Kostenwälzung** (*Art. 16 und 17 StromVV*).
  - Die Bestimmungen zu den Grundsätzen für die **Netznutzungstarife** aller Netzebenen sowie für die Netznutzungstarife der Niederspannungsebene (*Art. 18 und 18a StromVV*).
  - Die Bestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für **Speicher** (*Art. 18d und 18e StromVV*).
  - Die Bestimmungen zur Inanspruchnahme von **Flexibilität** (*Art. 19c StromVV*).
  - Die Bestimmungen über die **lokalen Elektrizitätsgemeinschaften** (*Art. 19e ff StromVV*).
  - Die Bestimmungen zur **Effizienzverpflichtung** für Elektrizitätslieferanten (*7a. Kapitel EnV*).
  - Die Bestimmungen zur **Abnahme- und Vergütungspflicht** der Verteilnetzbetreiber (*Art. 12 EnV*).

Die erwähnten Übergangsfristen setzen voraus, dass das Stromgesetz per 1. Januar 2025 in Kraft tritt. Bei einem späteren Inkraftsetzungszeitpunkt wären die Übergangsfristen entsprechend anzupassen.

## 2 Spezifische Bemerkungen zu einzelnen Themen

### 2.1 Stromeffizienzverpflichtung stufenweise und praxistauglich aufbauen

Der VSE begrüsst, dass sich der Bundesrat bei seinem Regulierungsansatz zur Stromeffizienzverpflichtung für Elektrizitätslieferanten vor allem auf das WAS fokussiert, und das WIE der Branche überlässt, in Abstimmung mit dem BFE. So kann eine gewisse Flexibilität gewährleistet werden, welche zur Effizienz des Systems und zur Zielerreichung beiträgt. Positiv hervorgehoben werden kann auch, dass Übererfüllungen in einem Jahr zu einer entsprechenden Reduktion der Zielvorgabe im Folgejahr führen und dass umgesetzte Massnahmen auch bei einer verspäteten Meldung vollumfänglich anrechenbar bleiben. Gleichwohl gibt es an verschiedenen Stellen Anpassungsbedarf.

Bislang fehlt die Evidenz, dass die vom Gesetz vorgesehenen Ziele erreicht werden können. In der EU sind die Lieferanten zu *Energieeffizienzmassnahmen* verpflichtet und nicht allein zur Stromeffizienz. Für das «Hochfahren» eines neuen Modells muss genügend Zeit eingeräumt werden. Dieses muss sich zuerst etablieren. Daher ist nicht von Beginn an mit dem maximalen Zielwert von 2 Prozent<sup>3</sup> zu arbeiten (*Art. 51a EnV*). Stattdessen ist mit einer tieferen Zielvorgabe von maximal 0,5 Prozent zu starten. Sobald erste Erfahrungen gesammelt werden konnten, kann nach zwei bis drei Jahren damit begonnen werden, die Vorgabe schrittweise zu erhöhen. Änderungen sind jeweils mit genügend Vorlauf anzukündigen. Bei steigendem Stromverbrauch sind die Vorgaben im Übrigen ggf. auch wieder zu senken, solange die Erreichung des Versorgungssicherheitsziels (2 TWh bis 2035 gem. Art. 9a<sup>bis</sup> StromVG) gewährleistet ist.

Das Potenzial an vielversprechenden standardisierten Massnahmen wird stark eingeschränkt (*Art. 51e EnV*), da diese einerseits durch die Zielvereinbarungen von Industrie- und Dienstleistungsunternehmen mit dem Bund und den Kantonen weitgehend erschlossen werden und andererseits die gleichen Potenziale auch durch die wettbewerblichen Ausschreibungen des Bundes abgedeckt werden. Es findet eine Kannibalisierung statt. Angesichts dieser bereits starken Einschränkungen muss insbesondere sichergestellt sein, dass die Zielvorgaben mit den zulässigen Massnahmen auch erfüllbar sind. Daher dürfen Massnahmen, bei denen Effizienzgewinne durch Optimierungen resultieren (Energieberatungen z.B. zur Optimierung von Produktionsabläufen, Anpassung von organisatorischen Strukturen, Schulungen für effizientes Verhalten), nicht auch ausgeschlossen werden, sofern ihre Stromeinsparung plausibel und nach wissenschaftlichen Gütekriterien quantifiziert werden können. Des Weiteren dürfen die Hürden für nicht standardisierte Massnahmen nicht prohibitiv sein (*Art. 51d EnV*).

Die Befreiung kleinerer Elektrizitätslieferanten von der Effizienzverpflichtung darf nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führen (*Art. 51a EnV*). Insbesondere dürfen Stromlieferanten, die Marktkunden beliefern, nicht von der Zielvorgabe befreit werden, ebenso wenig wie die Lieferanten von grossen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch oder lokalen Elektrizitätsgemeinschaften. Zur Festlegung des Schwellenwerts ist auf das bestehende System der Stromkennzeichnung aufzubauen. Dieses gilt für Lieferanten ab einer Liefermenge von 500 MWh (*Art. 4 Abs. 4 EnV*). Die Senkung des Schwellenwerts hat gleichzeitig den Vorteil, dass mehr Marktteilnehmer am System beteiligt sind und dadurch die Liquidität des Markts für den Handel von Nachweisen erhöht wird. Der Aufwand für die Festlegung des Effizienzziels ist kein stimmiges Argument für die Höhe des Schwellenwerts.

<sup>3</sup> Bei der vom Parlament beschlossenen Stromeffizienzverpflichtung handelt es sich um eine deutlich vereinfachte Version des vom Nationalrat anfänglich eingeführten Modells. Dieses sah in Art. 46b Abs. 3 EnG vor, dass der Bundesrat den Anteil für alle Elektrizitätslieferanten einheitlich auf höchstens 2 Prozent festlegt. S. Beschlussfahne vom 16.3.2024, <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/N22%20D.pdf>

Um einen effizienten Austausch von Effizienznachweisen zu verhältnismässigen Transaktionskosten zu gewährleisten, braucht es zwingend ein unabhängiges, webbasiertes, zentrales Register (*Art. 51f EnV*). Nur so wird das System praktikabel und kann sich ein ausreichend liquider Markt für Effizienzmassnahmen entwickeln. Eine jährliche Verfügung für jeden Lieferanten ist ebenfalls nicht praxistauglich. Daher sollte auch die Deklaration des Stromabsatzes durch den Lieferanten direkt im Register vorgenommen werden. Ein solches Register ist in Anlehnung an das Herkunftsnachweissystem (*Art. 9 EnG*) zu gestalten. Es soll die Zielvorgaben pro Lieferanten ausweisen und ermöglichen, dass Massnahmen eingereicht sowie Nachweise ausgestellt und transferiert werden können. Auch Frankreich hat beispielsweise für sein Zertifikatesystem ein Register aufgebaut, welches dort gemäss Erfahrungswerten massgeblich zur Funktionsfähigkeit des Systems beiträgt. Alle Meldungen finden über dieses Register statt.

## 2.2 Zulässigkeit verschiedener Beschaffungsverträge zugunsten der Grundversorgung klären

Der VSE begrüsst ausdrücklich die Abkehr von der Durchschnittspreismethode. Die definierten Mindestanteile für die Grundversorgung sind jedoch sehr ambitioniert, und sollten aus Gründen der Planbarkeit in den nächsten Jahren nicht erhöht werden. Die Umsetzung der neuen Regelungen frühestens ab Tarifjahr 2026 gewährleistet genügend Vorlaufzeit für die Vorbereitung und Implementierung in den entsprechenden Branchendokumenten. Allerdings kann die 20%-Vorgabe aufgrund laufender Verträge erst ab dem Tarifjahr 2027 verpflichtend umgesetzt werden (s. a. Ausführungen im Kapitel 1.4).

Mit der neuen Regelung wird insbesondere eine neue Verpflichtung zur langfristigen Beschaffung von inländischer erneuerbarer Energie im Umfang von mindestens 20% eingeführt. Bezüglich der Langfristigkeit von Verträgen besteht aus Sicht des VSE Klärungsbedarf (*Art. 4a StromVV*): Der Erläuterungsbericht suggeriert, dass diese langfristigen Bezugsverträge ausschliesslich PPA sein dürfen. Dies greift viel zu kurz und ist abzulehnen. PPA<sup>4</sup> sind eine Option für diese Art der Beschaffung, jedoch bei Weitem nicht die einzige. Es muss daher in den Erläuterungen ausdrücklich klargestellt werden, dass jeder «inländische» Vertrag ab einer gewissen Laufzeit (s.u.), der neben der Energielieferung auch die HKN beinhaltet, gesetzeskonform und damit für die Erfüllung des Mindestanteils zulässig ist.<sup>5</sup> Insbesondere müssen Pool-Lösungen erlaubt sein, da eine Stromlieferung physisch nur einem Pool (resp. einer Bilanzgruppe) zugeordnet werden kann, in welchen das Kraftwerk einspeist. Die Vorstellung, dass der an die Endverbraucher gelieferte Strom aus einem spezifischen Kraftwerk stammt, welches das Verbrauchsprofil bedienen würde, wäre vollkommen realitätsfern.

Die Mindestlaufzeit für langfristige Bezugsverträge ist von mindestens drei auf mindestens zwei 2 Jahre zu senken. Der VSE hatte sich immer gegen eine lange Laufzeit ausgesprochen, insbesondere solange der Markt noch nicht etabliert ist. Dies entspricht auch der Berichterstattung aus der vorberatenden Kommission im Parlament: Die «Meinung der Kommission und auch des BFE – in der Kommission wurde das so bestätigt – war klar, dass man unter mittel- und langfristigen Beschaffungen, die möglich werden sollen, eher zwei bis drei Jahre versteht, nicht länger, und dass diese Anteile anfangs gering sein sollen».<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Unter einem PPA ist ein Vertrag zu verstehen, der Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellt, in Kombination mit HKN aus dem Kraftwerk, welches zu dieser Bilanzgruppe gehört.

<sup>5</sup> Unter Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland sind Verträge zu verstehen, die Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellen, in Kombination mit HKN aus Anlagen in der Schweiz.

<sup>6</sup> Debatte im Nationalrat vom 11.9.2023, AB 2023 N 1495, <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61534#votum44>

### 2.3 Anrechenbarkeit und Mindestanteile erneuerbarer Energie in der Grundversorgung praxistauglich machen

Ein Teil der in die Grundversorgung abzusetzenden erweiterten Eigenproduktion ist gemäss Art. 4 StromVG auch die aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht (Art. 15 EnG) vom Verteilnetzbetreiber übernommene Energie aus erneuerbaren Energien. Diesbezüglich ist zu präzisieren, zu welchem Abnahmepreis diese Energie in der Grundversorgung verrechnet werden kann. Aus Sicht VSE hat der anrechenbare Preis der jeweils höhere der beiden Werte aus Referenzmarktpreis und Mindestvergütungssatz zu sein. Dies fördert die angestrebte schweizweite Harmonisierung der Rückliefervergütungen. Die entsprechenden Herkunftsnachweise (HKN) dürfen zuzüglich zu diesem Abnahmepreis zum effektiv bezahlten Preis angerechnet werden. Für bestehende Anlagen, für welche vor Inkrafttreten des Gesetzes eine Vergütung vereinbart wurde, muss im Sinn des Bestandsschutzes eine Übergangsregelung getroffen werden.

Bei Grundversorgern mit viel Eigenproduktion ist die Erfüllung des Mindestanteils aus erweiterter Eigenproduktion (*Art. 4a StromVV*) auf 70% zu senken (statt 80%, wie vom Bundesrat vorgeschlagen). Ohne diese Senkung wäre die Vorgabe für Unternehmen mit viel Eigenproduktion weit strenger als für die anderen Grundversorger.

Sowohl bei den vorgegebenen Mindestanteilen aus erneuerbaren Energien bzw. aus Eigenproduktion (*Art. 4a StromVV*) als auch beim vorgegebenen Standardstromprodukt aus heimischer, erneuerbarer Energie (*Art. 4b StromVV*) ist klarzustellen, dass es sich bei diesen Werten um Jahresmengen handelt.

Zudem ist beim Standardstromprodukt (*Art. 4b StromVV*) ein tieferer Ansatz festzulegen. Die Vorgabe von 75% ist zu hoch. Sie ist auf 65% zu senken. Somit kann beim Standardstromprodukt der Anteil in einem Quartal, in dem witterungsbedingt weniger Produktion aus inländischer erneuerbarer Energie anfällt, unterhalb des Mindestanteils liegen, und in einem anderen Quartal mit grösserem Angebot inländischer erneuerbare Energie entsprechend höher. Andernfalls bräuchte es zwingend Ausnahmeregelungen beim Standardstromprodukt, auch zur Vermeidung eines starken Kostenanstiegs in der Grundversorgung. Insbesondere in den Winterquartalen werden die 75% wahrscheinlich nicht immer erfüllt werden können, da neben den grundversorgten Kunden auch Marktkunden HKN aus heimischer, erneuerbarer Energie nachfragen.

### 2.4 Gesetzliche Aufträge dürfen kein Verlustgeschäft sein

Der VSE spricht sich bereits seit Langem für einen Systemwechsel aus, mit welchem die Abnahme- und Vergütungspflicht an eine unabhängige zentrale Stelle übertragen würde.<sup>7</sup> Entgegen dieser Forderung verbleibt nun diese Pflicht beim Verteilnetzbetreiber. Der Gesetzgeber hat zur Abfederung dieser Pflicht in Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG vorgesehen, dass die Kosten für die Abnahme dieses Stroms in der Grundversorgung anrechenbar sind. Diese Anrechenbarkeit muss sichergestellt bleiben. Zudem weist der VSE darauf hin, dass die Verteilnetzbetreiber aufgrund des rasanten Zubaus von Photovoltaik in der Monatsbilanz im Sommer schon bald mit mehr Produktion als Verbrauch konfrontiert sein werden. Strom, welcher nicht verwendet werden kann, wird die Verteilnetzbetreiber stark belasten. Um die verpflichteten Marktakteure schadlos zu halten und die Endverbraucher in einem Netzgebiet nicht über Gebühr mit Kosten zu belasten, müssten mindestens überschüssige Mengen, welche nicht an die Grundversorgung abgegeben werden könnten, über eine zentrale Stelle vermarktet und die Kosten über die Bilanzgruppen solidarisiert werden.

<sup>7</sup> Stellungnahme des VSE vom 23.1.2019 zur Revision des StromVG, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Für den Grundversorger muss der gesetzliche Grundversorgungsauftrag kostendeckend sein und auch einen angemessenen Gewinn ermöglichen. Der VSE begrüsst daher den Willen des Bundesrates, die geltende Praxis der EICom fortzuführen (*siehe Erläuterungen zu Art. 4 StromVV*). Die konkrete Umsetzung der sog. 60-Franken-Regel<sup>8</sup> im Wortlaut der Verordnung ist offensichtlich fehlerhaft und daher abzulehnen und zu korrigieren, denn die unklare Begriffswahl droht zu einer weiteren Verschlechterung der Situation zu führen. Zudem beantragt der VSE, die von der EICom Mitte 2022 verfügte, nicht sachgerechte Senkung der als angemessen definierten Kosten für Verwaltung und Vertrieb (inkl. sonstige Kosten) sowie Gewinn pro Rechnungsempfänger und Jahr in der Grundversorgung aufzuheben und die Verordnung auf die bis dahin angewendete Praxis (75-Franken-Regel) abzustützen. Dies ist auch angesichts der Tatsache gerechtfertigt, dass das Stromgesetz zu höheren Verwaltungs- und Vertriebskosten für den Grundversorger führt.

## 2.5 Ausdehnung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch präzisieren

Die neue Möglichkeit zur Bildung von virtuellen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) führt ohne Präzisierungen der Umsetzungsbestimmungen zu einer starken geografischen Ausweitung, was zu höheren Aufwänden bei den Netzbetreibern und zu einer noch ausgedehnteren Umverteilung der Kosten zulasten einer immer kleiner werdenden Anzahl von Endverbrauchern führt. Dies war nicht der Wille des Gesetzgebers.

Die Kombination dreier unterschiedlicher Modelle – ZEV, ZEV mit Nutzung Anschlussleitung, lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) – führt zu hoher und unnötiger Komplexität und Überschneidungen. Den Produzenten stehen mit dem bisherigen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch und der neuen lokalen Elektrizitätsgemeinschaft ausreichend Varianten zur Verfügung, die die möglichen Konfigurationen zum lokalen Verkauf ihrer Produktion abdecken. Die erst in der parlamentarischen Beratung eingefügten LEG machen aus Sicht des VSE den virtuellen ZEV unnötig. Da die Möglichkeit zur Nutzung der Anschlussleitung zur Bildung einer ZEV im Gesetz als Kann-Bestimmung formuliert ist, ist von deren Einführung zugunsten von klaren Regelungen zu verzichten (*Art. 14 EnV*).

Falls der Bundesrat an der Möglichkeit zur Bildung virtueller ZEV festhalten sollte, ist durch geeignete Definitionen sicherzustellen, dass ein virtueller ZEV tatsächlich ausschliesslich lokale Netzanschlussleitungen nutzt. Die Definition der Anschlussleitung ist von der lokalen Netztopologie abhängig und kann sich daher von Fall zu Fall unterscheiden. Eine Ausbreitung über die Niederspannungs-Verteilung bzw. Niederspannungs-Sammelschiene einer Transformatorenstation (Netzebene 6) hinaus ist ausdrücklich auszuschliessen. Ein virtueller Zusammenschluss soll ausschliesslich auf der Netzebene 7 mittels Anschlussleitungen, die sich ausserhalb einer Transformatorenstation befinden, gebildet werden können. Ebenfalls zu unterstreichen ist, dass die Bildung eines virtuellen ZEV gemäss übereinstimmender Meinung des VSE und des BFE in einem gemufften Netz nicht möglich ist, da andernfalls auch das Verteilnetz über die Anschlussleitung hinaus genutzt würde.

## 2.6 Vorgeschlagene Abschläge und Kostenschlüssel bei lokalen Elektrizitätsgemeinschaften beibehalten

Bezüglich der Umsetzung der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften begrüsst der VSE ausdrücklich die vom Bundesrat vorgeschlagene Höhe der Abschläge (*Art. 19h StromVV*). Der VSE begrüsst ebenso, dass keine

<sup>8</sup> Schwellenwert für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Gewinn im Energievertrieb in der Grundversorgung durch die EICom. S. Weisung 3/2022 der EICom «60-Franken-Regel», 13.06.2022, [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/Weisungen/Weisung\\_3-2022\\_-\\_60-Franken-Regel.pdf.download.pdf/Weisung\\_3-2022\\_-\\_60-Franken-Regel.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/Weisungen/Weisung_3-2022_-_60-Franken-Regel.pdf.download.pdf/Weisung_3-2022_-_60-Franken-Regel.pdf)



Abschläge auf den Messtarifen und den Kosten für die Datenplattform eingeführt werden. Ergänzend dazu sind die Abschläge auf die Arbeitskomponente zu beschränken.

Der Bundesrat stellt in den Erläuterungen richtigerweise fest, dass der lokale Elektrizitätsverbrauch nur geringe Auswirkungen auf die tatsächlich verursachten Netzkosten hat. Eine Erhöhung der Abschläge wäre ungerechtfertigt und würde in erster Linie den Umverteilungseffekt bei den Netzkosten zu Lasten derjenigen Endkunden, welche nicht an einer LEG oder an einem ZEV teilnehmen können oder wollen, zusätzlich erhöhen. Gleiches gilt für die vom Bundesrat zu Recht nicht genutzte Möglichkeit, eine Aufteilung der Verwaltungs- und Vertriebskosten zwischen Verteilnetzbetreiber und Gemeinschaft vorzusehen. LEG sind auch beim Kundendienst sehr aufwendig und eine Reduktion der Kostentragung bei den Verwaltungs- und Vertriebskosten wäre weder verursachergerecht noch sachlich gerechtfertigt.

## **2.7 Prozesse der Datenplattform klären und auf etablierten Branchenmodellen aufbauen**

Die Branche ist fest entschlossen, die Datenplattform zu betreiben. Sie wird demnächst ein Konsortium gründen, an welchem sich alle Verteilnetzbetreiber beteiligen können. Dieses Konsortium bildet die Grundlage für die Gründung der neuen Gesellschaft, welche nach Inkrafttreten des Stromgesetzes erfolgen wird.

Der VSE begrüsst, dass die Datenplattform nur Stammdaten der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber speichert, die Speicherung (nicht aggregierter) Messdaten jedoch beim Verteilnetzbetreiber verbleibt (*Art. 8h StromVV*). Dem Informationsanlass vom 5. März 2024 zufolge sollen Datenaggregate zentral bei der Datenplattform gespeichert werden können. Der für die zentrale Speicherung von Stammdaten und aggregierten Messdaten nötige Prozess muss geklärt werden, idealerweise subsidiär durch die Branche in einer Richtlinie. Die Stammdatenhaltung ist dabei auf die Anwendungsfälle auszurichten und aus Effizienzgründen ist auch in diesem Bereich eine subsidiäre Lösung anzuwenden. Eine Vielzahl der in Anhang 1a StromVV gelisteten Stammdaten werden von den Verteilnetzbetreibern gar nicht oder nicht nach einer einheitlichen Vorgabe erfasst. Zudem ist der Mehrwert für die beabsichtigte Datensammlung nicht erkennbar. Der vorgeschlagene Anhang 1a ist daher zu streichen. Es ist auf dem bestehenden und etablierten Branchendatenmodell aufzubauen.

Zur Finanzierung der Datenplattform ist nicht nur Fremdkapital, nötig, sondern auch Eigenkapital (*Art. 8i StromVV*). Dieses muss zwingend angemessen verzinst werden. Ansonsten besteht ein erhebliches Risiko, dass die erforderlichen Investitionen nicht akquiriert werden können.

## **2.8 Obergrenzen für Messtarife sind nicht angebracht**

Der VSE lehnt die vorgesehenen Tarifobergrenzen für intelligente Messsysteme ab (*Art. 8 StromVV*). Diese sind nicht angebracht. Diese stehen grundsätzlich im Widerspruch zum Prinzip der geltenden Cost-plus-Regulierung. Zudem ist deren Höhe nicht nachvollziehbar, da die verwendete Datenbasis nicht transparent ist. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Höhe der Obergrenzen reflektiert die Messkosten nicht. Sie unterschlagen zudem den laufenden Smart Meter Rollout und würden diesen letztlich behindern. Bis zu dessen Abschluss fehlen Erfahrungswerte, welche erst eine fundierte Beurteilung angemessener Messtarife erlauben würden.

Sollte der Bundesrat an der Einführung von Tarifobergrenzen festhalten, müssen diese höher angesetzt werden und die Kosten widerspiegeln. Zudem müsste die Berechnungsgrundlage in nachvollziehbarer Weise publiziert werden.

## 2.9 Es ist endlich mehr Spielraum bei der Netztarifierung zu schaffen

Der VSE fordert seit Jahren, dass die Netztarifierung an die heutige Realität angepasst werden muss.<sup>9</sup> Die aus den Anfängen der Stromversorgungsgesetzgebung stammenden Vorgaben zur Netztarifierung behindern die politisch gewünschte Entwicklung zu mehr Dezentralität. Sie muss an die heutige Realität angepasst werden, um eine verursachergerechte Netzkostentragung sicher zu stellen. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden. Der VSE hat sich daher stets für mehr Tarifierungsfreiheit ausgesprochen, um den Veränderungen im Energiesystem gerecht werden zu können.

Die vorgeschlagene Einführung einer Variantenwahl mit drei möglichen Optionen anerkennt der VSE als Willen des Bundesrates, das rigide Tarifierungskorsett endlich etwas zu lockern (*Art. 18a StromVV*). Jedoch wird durch die drei Modelle wiederum ein einschränkender Rahmen geschaffen, welcher allenfalls regionalen und lokalen unterschiedlichen Bedürfnissen nicht gerecht wird. Der VSE begrüsst somit grundsätzlich, dass für die Netztarifierung mehr Möglichkeiten offenstehen. Er erachtet es als notwendig, den Netzbetreibern ergänzend zu den drei Wahlmodellen weiteren Spielraum einzuräumen, indem mittels Branchenrichtlinien weitere Modelle unter Einhaltung der Leitplanken von Art. 14 StromVG definiert werden können. So kann den unterschiedlichen Gegebenheiten aller Verteilnetzbetreiber in der Schweiz am besten Rechnung getragen werden. Zudem müssen innerhalb des gleichen Netzes differenzierte Tarife zulässig sein. Dies trifft vor allem für dynamische Tarife zu, die nur dann netzdienlich umzusetzen sind, wenn deren räumliche Differenzierung innerhalb eines Netzgebietes zulässig ist.

## 2.10 Rückerstattung Netzentgelt pragmatisch lösen, auf Änderung für Pumpspeicherkraftwerke verzichten

Der VSE unterstützt pragmatische Lösungen für das bidirektionale Laden (*Art. 18d StromVV*). Bezüglich der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für (mobile) Speicher mit Eigenverbrauch konnte für eine Übergangszeit eine entsprechende Lösung gemeinsam in einer Arbeitsgruppe unter Leitung des Bundesamts für Energie entwickelt werden. Diese sieht vor, dass an den Grundprinzipien des Messwesens festgehalten wird. Die Rückerstattung der Netznutzungsentgelte bei Speichern mit Endverbrauch basiert gemäss dieser Übergangslösung auf einem Rückerstattungstarif, welcher vom Verteilnetzbetreiber jeweils im August publiziert werden kann. Mit einem solchen publizierten Rückerstattungstarif kann für alle Beteiligten Planbarkeit und Rechtssicherheit geschaffen werden.

Der Eigenbedarf von Kraftwerken und der Strombezug von Pumpspeichern war bislang vom Netznutzungsentgelt befreit (inkl. Netzzuschlag, SDL, Stromreserve, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen). Die vom Parlament vorgenommene redaktionelle Anpassung als Folge der neuen, allgemeinen Regelung zur Befreiung der Speicher von den Netznutzungsentgelten darf nicht dazu führen, dass Pumpspeicher zukünftig Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen zahlen müssen (*Art. 18c StromVV*). Gemäss erläuterndem Bericht soll es den Standortkantonen/-gemeinden obliegen, zu entscheiden, ob die Speicher (inkl. Pumpspeicher) von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen befreit werden oder nicht. Der Verzicht auf eine generelle

<sup>9</sup> Stellungnahmen des VSE vom 23.1.2019 zur Revision StromVG, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>, und vom 6.7.2020 zur Revision des Energiegesetzes, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-energiegesetzes>

Befreiung resp. Zufallstreffer aufgrund bestehender kantonaler oder kommunaler Regelungen würde zu einer deutlichen wirtschaftlichen Verschlechterung insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Status quo führen. Es könnte auch zu suboptimalem Speichereinsatz führen und damit die Versorgungssicherheit wesentlich schwächen. Dies widerspricht dem Willen des Gesetzgebers und ist abzulehnen. Die Befreiung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sollte daher einheitlich auf Bundesebene geregelt werden. Der VSE ist der Ansicht, dass der Bund durch eine Präzisierung des für Abgaben relevanten Endverbrauchs nicht in die Kompetenz der Kantone eingreifen würde.

### **2.11 Abläufe bei pauschaler Abgeltung von Netzverstärkungskosten vereinfachen**

Das Parlament hat sich mit der Einführung der Möglichkeit, Netzverstärkungen mittels Pauschalen abzugelten, klar für eine unbürokratische Abwicklung dieses Kostenübernahmeinstrumentes ausgesprochen. In diesem Sinn sind auch die Umsetzungsbestimmungen auf Verordnungsstufe unbürokratisch zu halten (*Art. 13f StromVV*).

Insbesondere sind die Datenlieferpflichten zu vereinfachen. Die Abwicklung der Rückerstattung erfordert Daten, welche teilweise bereits heute der Vollzugsstelle Pronovo im Zusammenhang mit den Herkunftsnachweisen zugestellt werden oder vorliegen. So ist die Vollzugsstelle ohnehin für die Zertifizierung der Erzeugungsanlagen zuständig und könnte deshalb auch die pauschale Abgeltung der Netzverstärkungen und die allfällig erfolgte Verstärkung von Anschlussleitungen beglaubigen. Somit könnte die Vollzugsstelle den Prozess unterstützen und Doppelspurigkeiten könnten vermieden werden.

Da es sich um Pauschalen handelt, ist eine spezifische Kontrolle und Einzelfallüberprüfung der Abgeltungen und Vergütungen nicht nötig und auch nicht sinnvoll. Es ist aus Effizienzgründen insbesondere davon abzusehen, Swissgrid entsprechende Kontrollpflichten aufzuerlegen und umfangreiche Datenlieferungen durch die Verteilnetzbetreiber an Swissgrid vorzusehen.

Die Verordnung sieht für die pauschalen Abgeltungen fixe Beträge für neu installierte Erzeugungsleistung vor (*Art. 13e StromVV*). Der VSE ist der Ansicht, dass die vorgeschlagene Höhe der Pauschalen zu tief ist. Insbesondere scheint nicht berücksichtigt worden zu sein, dass der Anschluss von Anlagen auf Netzebene 7 nicht nur Netzverstärkungen auf derselben Netzebene, sondern auch solche auf den vorgelagerten Netzebenen nötig machen kann, welche ebenfalls gedeckt werden müssen. Es ist ein Austausch zwischen BFE, EICOM und Branche über die allgemein anerkannten Grundlagen vorzusehen, damit der Abgeltungsmechanismus belastbar wird.

### **2.12 Einspeisemanagement stärker fokussieren, längere Vertragsdauer bei netzdienlichen Flexibilitäten ermöglichen**

Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen und verstärkt fluktuierender Einspeisung nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung kommt eine zentrale Bedeutung zu, damit der Netzbetreiber sein Netz nicht nur bedarfsgerecht, sondern auch effizient und damit zu vertretbaren Kosten bereitstellen kann. Die Reduktion von Einspeisespitzen ist dabei nach allgemeiner, auch vom Bundesrat geteilter Auffassung eine besonders effiziente Lösung.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Botschaft des Bundesrates zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18.6.2021, BBL 2021 1666, <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/de>

Der VSE begrüsst daher ausdrücklich, dass mit dem Stromgesetz die Möglichkeit zur garantierten unentgeltlichen Abregelung von Einspeisespitzen eingeführt wird. Die Umsetzung auf Verordnungsstufe bedarf nach Ansicht des VSE indes einer Klärung (*Art. 19d StromVV*). Der Fokus ist auf die Abregelung der dezentralen Photovoltaik-Einspeisung zu legen, da diese die stärksten Auswirkungen auf den Um- und Ausbau der Verteilnetze hat. Dies entspricht auch dem Willen des Gesetzgebers und vermeidet entsprechend, dass andere Produktionsanlagen wie z.B. steuerbare Wasserkraftwerke oder Windkraftwerke von den Bestimmungen getroffen würden. Durch die Festlegung eines Grössenkriteriums von max. 1 MW kann vermieden werden, dass grössere Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder Anlagen nach dem Solar-Express, welche erheblich zur Winterstromproduktion beitragen, betroffen wären. Auch das widerspiegelt die Absicht des Gesetzgebers.

Im Unterschied zum Vorschlag des Bundesrates soll für diese Anlagen zudem eine leistungsmässige Abregelung vorgesehen werden. Eine Abregelung gestützt auf die Jahresproduktion (gemäss Vorschlag des Bundesrates 3% der jährlich produzierten Energie) ist nicht praktikabel. Für die Dimensionierung und den Ausbau der Netze ist zudem nicht die produzierte bzw. eingespeiste Energie massgebend, sondern die Leistung am Netzanschlusspunkt. Entsprechend ist in der Verordnung zu definieren, dass bei den oben genannten Anlagen die Einspeiseleistung auf maximal 70% reduziert werden darf. Analysen haben ergeben, dass bei einer solchen Abregelung rund 3% der Jahresproduktion nicht ins Netz eingespeist werden können<sup>11</sup>, so dass mit einem einfacheren Verfahren das gleiche Ziel eingehalten werden kann. Da die Abregelung nicht auf die Produktionsleistung der Anlage bezogen ist, kann der lokale Eigenverbrauch trotzdem optimiert werden. Gleichzeitig entstehen wesentliche Vorteile: Dank der Vermeidung von Einspeisespitzen wird weniger Netzausbau nötig sein, und damit verbunden können die Ausbaurkosten zulasten der Allgemeinheit reduziert werden. Zudem können mit der gleichen Netzinfrastruktur mehr PV-Anlagen an das Netz angeschlossen werden, was insbesondere im Winter einen relevanten Beitrag an die Versorgung leisten kann. Ausserdem kann die Zahl langwieriger Plangenehmigungsverfahren für den Netzausbau und -ausbau reduziert werden. Der Umgang mit Bestandsanlagen ist bezogen auf die Anwendbarkeit des Einspeisemanagements durch den Bundesrat zu klären.

Damit die netzdienliche Flexibilitätsnutzung tatsächlich dazu beitragen kann, Netzausbauten zu vermeiden, müssen sich die Netzbetreiber die Flexibilitäten auch längerfristig sichern können. Daher müssen für die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität längere Kündigungsfristen als jeweils auf Ende eines Quartals sowie längere Vertragslaufzeiten zulässig sein (*Art. 19c StromVV*). Für die Kunden ergeben sich daraus keinerlei Nachteile. Sie sind nicht verpflichtet, einen solchen Vertrag mit dem Netzbetreiber abzuschliessen, wenn sie keine langfristige Verpflichtung eingehen möchten.

### 2.13 Kostenwälzung verursachergerecht regeln

Zur Anlastung der Kosten des Verteilnetzes ist beabsichtigt, das sogenannte Betragsnettoprinzip einzuführen (*Art. 16 StromVV*). Dass dabei auch Rückflüsse, die durch Produktionsanlagen bedingt sind, aus einem nachgelagerten Netz ins vorgelagerte Netz berücksichtigt werden sollen (Betragsnettoprinzip, *Art. 16 Abs. 1<sup>bis</sup> StromVV*) erachtet der VSE nicht als verursachergerecht.

Kraftwerke verursachen Rückflüsse aus dem Netz, in welches sie einspeisen, in das vorgelagerte Netz. Gemäss dem Ausspeiseprinzip bezahlen diese Kraftwerke jedoch kein Netznutzungsentgelt. Die durch die Energierückspeisung resultierenden Kostenanteile müssen von den Endverbrauchern getragen werden. Kommt es zu einer Rückspeisung, werden mit dem Betragsnettoprinzip dem Netz (und seinen Endkunden),

<sup>11</sup> <https://www.bkw.ch/de/energie/stromnetz/die-energiezukunft-im-stromnetz/die-politischen-positionen-der-bkw/netzkosten-vermeiden>

in welches ein Kraftwerk einspeist, mehr Kosten überwälzt als ohne das Betragsnettoprinzip. Der Netznutzungstarif in diesem Netz steigt somit, obwohl die Kosten von den Produzenten verursacht wurden. Dies würde Verteilnetze, in welchen viel dezentrale Einspeisung stattfindet, zusätzlich benachteiligen und würde dem Sinn und Zweck des Stromgesetzes zuwiderlaufen. Die Details zur Anlastung dieser Kosten werden in einem Branchendokument geregelt.

## 2.14 Eingriff und Kompensation bei der verpflichtenden Wasserkraftreserve in Balance bringen

Das Parlament hat im Rahmen des Stromgesetzes entschieden, die Teilnahme an der Wasserkraftreserve künftig verpflichtend vorzuschreiben und dafür eine Pauschalabgeltung vorzusehen. Der VSE erachtet Ausschreibungen weiterhin als den volkswirtschaftlich effizientesten Weg zur Beschaffung der Reserve. Die Speicherkraftwerksbetreiber wären weiterhin bereit, im Rahmen von Ausschreibungen an dieses wichtige Instrument beizutragen. Die Aussagen im erläuternden Bericht zu den Kosten der Reserve erachtet der VSE als irreführend bis tendenziös. Diese sind zu korrigieren. Die hohen Kosten der Wasserkraftreserve für den Winter 2022/23 waren der ausserordentlichen Marktsituation in der Energiekrise 2022 und dem späten Ausschreibungszeitpunkt geschuldet. Dies bestätigt auch die ElCom: «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.»<sup>12</sup> Für den Winter 2023/24 waren die Marktpreise deutlich tiefer und damit auch die Kosten für die Allgemeinheit.<sup>13</sup> Dies zeigt, dass eine Ausschreibung funktioniert und auch zu günstigen Angeboten führt, sofern sie frühzeitig gestartet und in mehreren Runden durchgeführt wird.

Die Verpflichtung zur Teilnahme an der Wasserkraftreserve ist ein erheblicher Eingriff in die Eigentums-garantie und die Wirtschaftsfreiheit der Betreiber. Eingegriffen wird damit auch in die erwarteten Erträge der Anlagen, welche zur Amortisation der teils sehr hohen Investitionskosten solcher Projekte verwendet werden. Die durch den Eingriff der Vorhaltepflcht entstehenden Kosten respektive entgangenen Erträge müssen daher und in Einklang mit der Bundesverfassung vollständig kompensiert werden. Die Ausgestaltung auf Verordnungsstufe muss diesem Sachverhalt Rechnung tragen und die Verordnungsbestimmungen sind entsprechend zu überarbeiten (*Art. 5a WResV*). Die darin vorgeschlagene Pauschalabgeltung ist deutlich zu tief und berücksichtigt den Wert der Flexibilität viel zu wenig. So wird nur das Day-Ahead Profil der Anlagen berücksichtigt. Weitere Lang- und Kurzfristmärkte, wo die Flexibilität ihren Wert entfalten kann, werden ausgeklammert.

Dabei ist auch das Zusammenspiel der Pauschalabgeltung mit der Abrufentschädigung zu beachten.<sup>14</sup> Die Abrufentschädigung der Wasserkraftreserve sollte dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden. Dies entspricht dem Wert des Wassers und liegt näher beim Preis, den die Bilanzgruppen (deren Energie teilweise auch in der Wasserkraftreserve gebunden ist) für einen Abruf entrichten müssen. Ohne eine Änderung der Abrufentschädigung ist die entsprechende Differenz in der moderaten Pauschalabgeltung zu entschädigen. Die Verordnung sollte mit einer entsprechenden Vorgabe für die Abrufentschädigung ergänzt werden.

Die Wasserkraftreserve stellt letztlich auch einen substanziellen Eingriff in den Markt dar: dem Markt wird Energie entzogen, auf welche erst bei einem Marktversagen zugegriffen werden kann. Die Dimensionierung

<sup>12</sup> Medienmitteilung der ElCom vom 25.10.2022, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90876.html>

<sup>13</sup> Medienmitteilungen von Swissgrid vom 20.3.2024, <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20240320-01.html>, und der ElCom vom 14.09.2023, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-97726.html>

<sup>14</sup> Stellungnahme des VSE vom 17.6.2022 zur Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-verordnung-ueber-die-errichtung-einer-wasserkraftreserve>

der Wasserkraftreserve oder eine nachträgliche Erhöhung und Leistungsvorhaltung beeinflussen somit auch die Wahrscheinlichkeit eines Marktversagens und beschleunigen dieses im schlimmsten Fall. Vor diesem Hintergrund sollten der Entscheidungskompetenz der ECom gewisse Grenzen gesetzt oder es sollten ihr mindestens qualitative Anforderungen vorgegeben werden (*Art. 3 WResV*). Beispielsweise sollte die Vorhaltemenge nur so hoch angesetzt werden, wie es die Versorgungslage zwingend und nachweislich, z.B. durch eine transparente System Adequacy Analyse, verlangt. Auch ist auf eine nachträgliche Erhöhung der Verpflichtungsmenge und auf eine Leistungsvorhaltung zu verzichten. Eine Leistungsvorhaltung schränkt die Möglichkeiten der Stromversorgung massiv ein. Eine für Notsituationen ausreichende Leistung kann durch die Beibehaltung der geltenden Möglichkeit zur Aufteilung auf verschiedene Seen sichergestellt werden.

Im Erläuterungsbericht kündigt der Bundesrat an, dass das «Verpflichtungsmodell erstmals für den Winter 2024/25 zu Anwendung kommen» soll. Eine derartige Vorwirkung in der Anwendung des Verpflichtungsmodells ist juristisch fragwürdig, was der VSE klar ablehnt. Das Verpflichtungsmodell kann frühestens für den Winter 2025/26 zur Anwendung kommen, da die Vorhalteverpflichtung und das Entschädigungs-Modell sonst bereits ab Oktober 2024 greifen würden, also bevor die Verordnung und auch das Gesetz überhaupt in Kraft tritt.

## 2.15 Verordnungsumsetzung konsequent auf Zubau-Ziele ausrichten

Produzenten in der Direktvermarktung erhalten ein Bewirtschaftungsentgelt zur Deckung von Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten. Erst 2023 wurde die Methodik angepasst und das Entgelt wurde an die Marktpreise (Ausgleichsenergiepreise) angeglichen. Mit der vorliegenden Verordnungsrevision will der Bundesrat nun erneut eine Änderung vornehmen und dazu den Basisbetrag des variablen Ausgleichsenergiekostenteils halbieren (*Art. 26 EnFV*). Die Begründung für diese Änderung ist nicht nachvollziehbar. Insbesondere führt der in den Erläuterungen erwähnte Einsatz von künstlicher Intelligenz bei den Wettermodellen noch nicht zu den erhofften Verbesserungen, so dass bei Prognoseabweichungen weiterhin hohe Ausgleichsenergiekosten entstehen. Zudem fehlen Erfahrungswerte aufgrund der erst vor einem Jahr erfolgten Änderung der Verordnung. Der VSE erachtet die bestehenden Vorgaben als angemessen und lehnt eine neuerliche Änderung ab. Diese behindert die weitere Marktentwicklung der erneuerbaren Energien und greift in bestehende Vermarktungsverträge ein.

Der VSE hat sich schon mehrfach gegen die Förderobergrenze bei Biomasseanlagen ausgesprochen (*Art. 71 EnFV*).<sup>15</sup> Dieser stellt Biomasseanlagen gegenüber anderen Anlagen mit erneuerbaren Energien schlechter und bremst insbesondere Grossanlagen aus, welche Skaleneffekte aufweisen können. Biomasseanlagen wären indes ein wichtiges Element der Sektorkopplung, sie tragen zur Flexibilität und zur Winterproduktion bei. Zudem besteht nachweislich ein hohes Interesse an Investitionen in Biomasseanlagen.<sup>16</sup> Bereits heute verhindert der Höchstbeitrag von 12 Millionen Franken einen Ausbau von Kraftwerken. Eine Absenkung des Beitrags und Ausweitung auf Biogasanlagen verschärft diese Problematik noch zusätzlich. Die vom Gesetzgeber gewünschte finanzielle Begrenzung soll auch hier über die insgesamt zur Verfügung stehende Förder-summe erfolgen.

<sup>15</sup> Stellungnahmen des VSE vom 5.7.2023 zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2024, <https://www.strom.ch/de/dokument/verordnungsänderungen-im-bereich-des-bundesamts-fuer-energie-bfe-mit-inkrafttreten-am-1-und-vom-7.7.2022-zur-umsetzung-der-änderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und-weitere-änderungen-der-energieverordnung,-der-energieeffizienzverordnung,-der-energieförderungsverordnung-und-der-stromversorgungsverordnung-mit-inkrafttreten-anfang-2023>, <https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und>

<sup>16</sup> <https://energieplus.com/2024/04/17/investitionsbeträge-für-biomasseanlagen-sind-gefragt/>

Der VSE begrüsst, dass ergänzend zur am 1. Oktober 2021 beschlossenen Änderung des Energiegesetzes im Bereich der Förderinstrumente nun auch die vom Bundesrat vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieanlagen eingeführt werden. Diese unterstützen die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht und bei denen bereits in der Projektierungsphase hohe Kosten anfallen. Projektierungsbeiträge können somit das Risiko reduzieren, dass aufgrund von hohen Unsicherheiten in Bezug auf den erfolgreichen Projektabschluss immer weniger Winterstromprojekte initiiert werden. Die auf Verordnungsstufe vorgesehene Umsetzung der Beiträge ist insgesamt zielführend (*Art. 35a ff EnFV*). Der VSE unterstützt diese.

## **2.16 System der Marktprämie für die systemrelevante Grosswasserkraft nicht überstürzt anpassen**

Der VSE versteht das Anliegen des Bundesrates, die Regelung der Marktprämie für Grosswasserkraftwerke anzupassen (*Art. 89 ff EnFV*). Es ist dem VSE allerdings nicht möglich, mit den vorhandenen Informationen (Komplexität des Modells und fehlende Detailinformationen) nachzuvollziehen, wie sich die vorgesehene Systemumstellung auswirken würde. Da das bestehende System in einem mehrjährigen Prozess etabliert und geschärft sowie in den internen Prozessen der Unternehmen effizient aufgesetzt wurde, spricht sich der VSE dafür aus, dieses vorderhand noch beizubehalten. Eine Anpassung zum jetzigen Zeitpunkt ohne Austausch ist überstürzt. Bevor Anpassungen vorgenommen werden, erwartet der VSE vonseiten des Bundes einen lösungsorientierten und transparenten Austausch mit der Branche, damit der prozessuale Anpassungsbedarf abgestimmt und eine angemessene Übergangsfrist ermittelt werden kann.

## **2.17 Planungs- und Investitionssicherheit für alpine Solaranlagen schaffen**

Der per 1. Oktober 2022 lancierte Solar-Express befindet sich in der Halbzeit. Es bestätigt sich nun, dass die von Anfang an sehr ambitionierte Frist zur Teilinbetriebnahme der Anlagen bis Ende 2025 extrem kurz ist. Es wird sehr viele Projekte geben, welche die Frist nicht einhalten können, z.B. weil die Bewilligungen für die nötigen Netze, die nicht Bestandteil des Solar-Expresses sind (welche ebenfalls geplant, mit Stakeholdern erörtert und vom ESTI bewilligt werden müssen) noch fehlen, oder welche in den Bewilligungsprozessen durch Einsprachen verzögert werden. Die Planungs- und Investitionssicherheit ist für die Projekte von entscheidender Bedeutung. Andernfalls drohen Verzögerungen oder Projektabbrüche, was ineffizient wäre, zumal der Bedarf nach Anlagen mit Winterstromproduktion auch nach 2025 bestehen wird.

Aufgrund der eng getakteten Projektzeitpläne und der im alpinen Raum nur kurz offenstehenden Zeitfenster für Bauarbeiten ist eine Anschlusslösung in Aussicht zu stellen, wie dies Bundesrat Röstli angekündigt hat.<sup>17</sup> Diese ist dringend notwendig und im Rahmen der vorliegenden Verordnungsanpassungen vorzunehmen. Dies würde bereits Ende 2024 Klarheit über das zukünftige Förderregime für alpine Solaranlagen schaffen und damit den Projektanten die notwendige Sicherheit für das Vorantreiben der Projekte bieten. Hingegen könnte eine spätere Verordnungsanpassung dazu führen, dass Projekte allenfalls abgebrochen oder die Arbeiten pausiert werden müssen.

Als Förderinstrument ist die Einführung von Spezial-Auktionen anstelle des bestehenden Höhenbonus zu prüfen. Eine solche Auktion scheint einfacher umsetzbar zu sein und wäre gestützt auf das Energiegesetz möglich. Alternativ wäre ein spezieller Höhenbonus einzuführen, wie dies der VSE bereits früher gefordert

<sup>17</sup> Debatte im Nationalrat vom 21.12.2023 zum Beschleunigungserlass, <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63117#votum40>

hat.<sup>18</sup> Der geltende Höhenbonus ist für alpine PV-Anlagen viel zu tief, so dass die Wirtschaftlichkeit bei weitem nicht gegeben sein wird. Im Fokus der Förderung soll die Winterstromproduktion stehen, was die Ausgestaltung des Bonus widerspiegeln soll.

## 2.18 Geeigneten Schwellenwert für das nationale Interesse von Photovoltaik und Elektrolyse festlegen

Der VSE unterstützt, dass neu auch Photovoltaikanlagen ein nationales Interesse erlangen können. Der in der Verordnung vorgeschlagene Schwellenwert ist jedoch zu hoch (*Art. 9a EnV*). Dieser ist auf eine mittlere Produktion für den Zeitraum Oktober – März von 3 GWh festzulegen. Mit einem solchen Schwellenwert würden die Chancen von erneuerbaren Energieprojekten im Rahmen der Güterabwägung umfassender erhöht. Erfahrungen haben gezeigt, dass hohe Auflagen bezüglich Natur- und Umweltschutz die Realisierung grösserer Anlagen stark erschweren.

Der Gesetzgeber hat festgelegt, dass auch Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen ein nationales Interesse darstellen können. Die Verordnungen enthalten allerdings keinen entsprechenden Schwellenwert. Ein solcher ist zu ergänzen. Dazu schlägt der VSE eine Definition anhand von zwei Kriterien vor (*neuer Art. 8a EnV*). Sie sollen von nationalem Interesse sein, wenn sie eine installierte Leistung von 10 MW aufweisen oder von 2 MW, sofern noch keine industrielle Anlage von mind. 2 MW im Umkreis von 40 km in Betrieb ist. Der tiefere Schwellenwert in Kombination mit einem Distanzkriterium erscheint in der Anfangsphase als geeigneter Ansatz, da in absehbarer Zeit noch kein Wasserstoffnetz in Aussicht ist und die Verteilung namentlich in peripheren Gebieten entsprechend anspruchsvoll ist.

## 2.19 Sunshine-Regulierung soll Sunshine-Regulierung bleiben

Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die Sunshine-Regulierung zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten. Voraussetzung ist jedoch, dass der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden und die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen.

Der Zweck der Sunshine-Regulierung besteht darin, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer Kostenkennzahlen untereinander verglichen werden und diese Vergleiche publiziert werden. Der VSE nimmt mit Erstaunen zur Kenntnis, dass sich die Verordnungsentwürfe nun stärker an eine Anreizregulierung als an die vom Gesetzgeber vorgesehene Sunshine-Regulierung anlehnen und damit weit übers Ziel hinausschiessen (*Art. 19 StromVV*). So ist die Ableitung der Effizienz mit statistisch-ökonomischen Modellen Basis einer Anreizregulierung. Dafür besteht keine genügende gesetzliche Grundlage und der VSE lehnt diese daher ab. Auch die Kompetenz zur Ableitung von Vorgaben aus Effizienzvergleichen für Grundversorger und Netzbetreiber ist neu und es erschliesst sich dem VSE nicht, weshalb die bewährten Benchmarks geändert werden sollen. Unterjährige Kostensenkungen sind aus Sicht des VSE nicht gesetzeskonform.

Für die Netzbetreiber ist zudem von Bedeutung, dass sie die Effizienzvergleiche vorgängig den Unternehmen zur Plausibilisierung erhalten. Fehlerhafte Vergleichsresultate oder irreführende Schlussfolgerungen

<sup>18</sup> Stellungnahme des VSE vom 7.7.2022 zur Umsetzung der Änderung vom 1. Oktober 2021 des Energiegesetzes auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der Energieverordnung, der Energieeffizienzverordnung, der Energieförderungsverordnung und der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten Anfang 2023, <https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und>



aus den Vergleichen könnten den betroffenen Unternehmen einen erheblichen Reputationsschaden zufügen.

## 2.20 Rechtsgrundlage für OSTRAL schaffen

OSTRAL, die Krisenorganisation der Strombranche für ausserordentliche Lagen, ist durch den Bund im Rahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung beauftragt, die nötigen Vorbereitungen zur Bewältigung einer Strommangellage zu treffen. Am 22.11.2023 wurde der VSE mit Weisung des Fachbereichs Energie der wirtschaftlichen Landesversorgung beauftragt, bereits in der Krisenvorsorge Vorkehrungen und Massnahmen zu treffen. Damit der VSE bzw. OSTRAL diese Massnahmen umsetzen kann und über die Kommunikations- und Führungsfähigkeit sowohl in der Krisenvorbereitung als auch in der Bewältigung einer Strommangellage verfügt, ist indes eine Rechtsgrundlage nötig. Diese ist entweder auf Gesetzes- (Landesversorgungsgesetz) oder Verordnungsstufe (VOEW) oder allenfalls durch ein Delegationsrecht des BWL an den VSE in Form einer Weisung zu schaffen. Der VSE hat bereits früher auf diese Notwendigkeit hingewiesen.<sup>19</sup> Die notwendigen Kontroll- und Überwachungstätigkeiten sowie Kommunikations- und Führungsaufgaben müssen durch die VOEW abgedeckt sein (*Art. 1 VOEW*). Dasselbe gilt für das Monitoring, bei welchem OSTRAL Aufgaben im Bereich der Marktbeobachtung und Analyse wahrnimmt und für welches sie ebenfalls zu Kontroll- und Überwachungstätigkeiten ermächtigt sein muss (*Art. 1b VOEW*).

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen oder eine Diskussion gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Michael Frank  
Direktor



Nadine Brauchli  
Bereichsleiterin Energie



Thomas Marti  
Bereichsleiter Netze

### **Beilage:** Synopsen pro Verordnung mit Anträgen und Begründungen

- Energieverordnung (EnV)
- Stromversorgungsverordnung (StromVV)
- Energieförderungsverordnung (EnFV)
- Winterreserveverordnung (WResV)
- Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT)
- Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

<sup>19</sup> Stellungnahme des VSE vom 20.3.2024 zur Teilrevision des Landesversorgungsgesetzes, <https://www.strom.ch/de/document/vernehmlassung-ueber-die-teilrevision-des-landesversorgungsgesetzes-sr-531>