

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

7. Juli 2022

Cornelia Abouri, cornelia.abouri@strom.ch, +41 62 825 25 15

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zu den im Titel genannten Verordnungsänderungen Stellung nehmen zu können. Der VSE nimmt diese Gelegenheit gern wahr.

I. Allgemeine Bemerkungen

1. Ausbau der erneuerbaren Energien dringlicher denn je, Förderung reicht allein nicht aus

Der VSE unterstützt die Weiterführung der Förderung erneuerbarer Energien als pragmatischen Weg zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Er begrüsst daher explizit die Weiterführung bzw. Ablösung der Ende 2022 auslaufenden Unterstützungsinstrumente. Die Sicherstellung eines nahtlosen Übergangs per 1. Januar 2023 ist zentral, um eine Regelungslücke zu vermeiden und den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Dieser muss darüber hinaus stark forciert und massiv beschleunigt werden, um die Energie- und Klimaziele der Schweiz erreichen zu können und die Versorgungssicherheit sicher stellen zu können.

Der sicheren Energieversorgung durch die Produktion erneuerbarer Energien im Inland kommt im aktuellen Krisenkontext eine stark erhöhte Dringlichkeit zu, welche zu einer Priorisierung der Energieversorgung gegenüber anderen Interessen führen muss. Dazu muss nebst der finanziellen Förderung umgehend eine

deutliche Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Realisierung von Energieinfrastrukturen (Produktion, Speicher und Netze). Dazu gehört insbesondere:¹

- die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren, um die Planungs- und Investitionssicherheit zu verbessern,
- eine übergeordnete Interessenabwägung im Gesamtinteresse der Gesellschaft, welche sich im gesamten weiteren Verfahren niederschlägt. Das Nutzungsinteresse der Energieproduktion ist mindestens temporär höher zu gewichten, als andere, auch nationale Interessen.
- eine Anpassung des Umwelt- und Raumplanungsrechts, um die Bewilligungsfähigkeit von Energieprojekten inkl. der notwendigen netzseitigen Infrastrukturen inner- und ausserhalb des Baugebiets sicher zu stellen.

2. Förderung erneuerbarer Energien mit Fokus auf Winterstromproduktion und Einbettung in den Gesamtkontext

Der VSE begrüsst im Grundsatz die vom Bundesrat unterbreiteten Verordnungsänderungen zur Umsetzung der parlamentarischen Initiative 19.443. In verschiedenen Bereichen erachtet er jedoch Anpassungen als notwendig. Insbesondere sind die Förderinstrumente auf den Ausbau der Winterstromproduktion auszurichten, da die Schweiz in der kalten Jahreszeit ein strukturelles Versorgungsdefizit aufweist, das bereits in naher Zukunft situativ nur begrenzt durch Importe abgedeckt werden kann und sich mit dem Ausstieg aus der Kernenergie stark verschärfen wird. Die Entwicklung im Kontext des Ukrainekriegs lässt zudem darauf schliessen, dass die Elektrifizierung rascher voranschreiten wird und dadurch der Winterstrombedarf rascher zunehmen wird als bisher angenommen. Der VSE erachtet es daher als zwingend, die Anreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien so rasch als möglich auf den Winter auszurichten.

Insbesondere müssen die für die Bereitstellung von Winterproduktion benötigten Mittel auch tatsächlich für die Projekte zur Verfügung gestellt werden, damit diese realisiert werden können. Deren Kosten fallen in der Regel höher aus. Gründe sind u. a. teurere Planungs- und Bewilligungsverfahren z. B. bei Wind und Wasserkraft, insgesamt geringere Produktion aufgrund des Neigungswinkels bei Photovoltaikanlagen, alpine Standorte, hohe Investitionskosten bei der Wasserkraft oder klimaneutrale Produktion bei thermischen Anlagen.

Eine spätere erneute Anpassung des Förderrahmens sollte im Sinn der Planungssicherheit für die Projektanten möglichst vermieden werden. Entsprechend sind die Anreize für die Winterproduktion auf Verordnungsstufe bereits jetzt wie folgt zu setzen:

- Differenzierung der Fördersätze: Projekte mit hoher Winterproduktion respektive hohem Anteil an Winterproduktion sollen höhere Fördersätze erhalten; die Möglichkeit zur Ausschöpfung der maximalen Fördersätze ist zu nutzen.
- Kein Ausschluss von Anlagen mit Winterproduktion von der Förderung: Verzicht auf eine Förderuntergrenze bei Anlagen, welche einen substantziellen Anteil an Winterproduktion aufweisen.
- Priorisierung: Projekte mit hoher Winterproduktion respektive hohem Anteil an Winterproduktion sollen bei der Gesuchsbearbeitung priorisiert werden.
- Ermöglichung marktlicher und saisonaler Preissignale: Die Höhe der Rückliefervergütung ist saisonal zu differenzieren und schweizweit einheitlich über eine zentrale Stelle abzuwickeln (*s.a. nachfolgendes Kapitel 4*).

¹ s. insb. Stellungnahmen des VSE zur [Revision des NHG](#), zur [Revision des RPG](#) sowie zur [Verfahrensbeschleunigungsvorlage](#)

Eine wichtige Rolle zur Reduktion von Planungsrisiken spielen auch Projektierungsbeiträge für Wasser-, Wind- und Geothermieranlagen, welche typischerweise einen Beitrag an die Winterstromversorgung leisten. Diese Technologien weisen hohe Planungs- und Projektierungskosten sowie Realisierungsrisiken auf, die sich u.a. aus den Bewilligungsverfahren ergeben. Der VSE unterstreicht daher die Relevanz, das vom Bundesrat im Rahmen des Mantelerlasses vorgeschlagene Instrument der Projektierungsbeiträge tatsächlich einzuführen. Dabei ist zu unterstreichen, dass Projektierungsbeiträge nicht zu einer zusätzlichen finanziellen Unterstützung führen, da sie von einer allfälligen späteren Gewährung eines Investitionsbeitrags in Abzug gebracht werden.

Ferner ist darauf hinzuweisen, dass der Umbau des Produktionsparks dringend einer gesamtheitlichen Betrachtung bedarf. Es braucht einen regulatorischen Rahmen, der das Gesamtenergiesystem über die Sektor­grenzen hinweg im Blick hat. So führt beispielweise der Fokus der vorliegenden Verordnungsänderungen auf die Verstromung von Biomasse zu einer Ungleichbehandlung mit anderen Verwendungen, was aus gesam­ten­energie­wirtschaftlicher Sicht zu Fehlanreizen führen kann. Das Fehlen technologie- und energieneutraler Rahmenbedingungen erschwert dadurch insbesondere die Sektorkopplung und damit den energetisch sinnvollsten und marktgerechtesten Einsatz von Ausgangsstoffen. Eine Gesamtrevision der einschlägigen Gesetze (insb. «Mantelerlass» und GasVG) ist überfällig und dringlichst anzugehen.

3. Möglichst optimale Dachflächennutzung

Der Bundesrat weist in den Erläuterungen zur Vernehmlassung darauf hin, dass das UVEK aktuell in einer Studie prüft, ob und wie der Anreiz gesetzt werden kann, dass möglichst die ganze Dachfläche mit PV-Anlagen ausgestattet wird. Zur Diskussion steht demnach beispielsweise ein «Bonus für volle Dächer». Die Studie wird zwar erst im Sommer 2022 vorliegen, der Bundesrat möchte jedoch gemäss dem erläuternden Bericht bereits jetzt in Erfahrung bringen, ob ein derartiger spezifischer Anreiz für volle Dächer begrüsst würde und welche Anforderungen an eine entsprechende Regelung zu stellen wären.

Der VSE erachtet eine möglichst optimale Ausnutzung von Dachflächen als sinnvoll und erstrebenswert. Anreize für eine Teilbedeckung müssen vermieden werden. Der VSE erachtet jedoch eine zusätzliche Förderung für eine vollständige Dachausnutzung nicht als notwendig. Erstens wurde mit den höheren Investitionsbeiträgen für Anlagen ohne Eigenverbrauch bereits ein zusätzliches Instrument geschaffen, das die vollständige Dachausnutzung beanreizen kann. Zweitens wäre ein solcher Bonus schwierig umzusetzen und würde zu Mitnahmeeffekten führen. Drittens werden kleine Anlagen auf Dächern bereits substantiell beanreizt (vorliegende Erhöhung Leistungsbeitrag, Steuerabzüge). Der Fokus für zusätzliche Förderung sollte daher vielmehr auf Anlagen mit einem hohem Winterstromanteil und (Freiflächen-)Grossanlagen liegen.

4. Systemwechsel bei der Abnahme- und Vergütungspflicht

Die Stromproduktion aus Photovoltaik wird massiv zunehmen (gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes von 2,6 TWh im 2020 auf ca. 34 TWh im 2050). Die Mehrheit der Photovoltaikanlagen werden kleine, auf Dachflächen installierte Anlagen sein, die der Abnahme- und Vergütungspflicht nach Art. 15 EnG unterliegen. Diese Anlagebetreiber verkaufen ihren Strom nicht direkt am Markt. Trotzdem ist es zentral, dass auch sie aufgrund der Preisschwankungen, welche die Engpässe im Winter widerspiegeln, ihre Produktion

bedarfsgerecht ausrichten können. Die Rückliefervergütung muss daher marktnah sein und sich nach dem Referenzmarktpreis richten (halb- oder vierteljährlich und auf Basis eines PV-Lastgangs).

Bei den riesigen zu erwartenden Zubaumengen von Kleinanlagen, muss die Abnahme- und Vergütungspflicht zwingend angepasst werden, wie dies der VSE bereits seit einiger Zeit fordert.² Diese Pflicht kann nicht weiter Aufgabe der Verteilnetzbetreiber bleiben. Statt 600 unterschiedlichen Lösungen sollte es künftig nur noch eine geben, indem eine zentrale Abnahmestelle schweizweit den Strom abnimmt und einheitlich vergütet. Aufgrund der grossen Unterschiede zwischen den Netzgebieten würde dies einer Ungleichbehandlung vorbeugen. Insbesondere bei Verteilnetzbetreibern in ländlichen Regionen mit vielen grossen Dachflächen und wenigen Endkunden würde die stark steigende Einspeisung in das Verteilnetz den Bedarf deutlich übersteigen. Die wenigen lokalen Grundversorgungskunden müssten somit die aus der Abnahme- und Vergütungspflicht anfallenden Aufwendungen allein tragen. Zudem zwingt die Abnahmepflicht die Verteilnetzbetreiber, den Strom zu vermarkten. Sie werden damit ungewollt vom Netzbetreiber zum Stromhändler, was nicht im Sinn der Entflechtung von Netzmonopol und marktlicher Energieversorgung ist. Eine zentrale Abnahmestelle würde für alle Betroffenen eine Gleichbehandlung sicherstellen, zu einem geringeren administrativen Aufwand führen, die Abwicklungsprozesse beschleunigen und die Transaktionskosten senken, was im Interesse aller liegt.

5. Klärung des Zugangs zur Grundversorgung

Nach heutiger Rechtslage der Stromversorgungsgesetzgebung können Endverbraucher mit Marktzugang (Jahresverbrauch über 100 MWh), die von ihrem Netzzugang Gebrauch gemacht haben, nicht mehr in die Grundversorgung zurückkehren (Prinzip «einmal frei, immer frei» nach Art. 11 Abs. 2 StromVV). Die Energiesetzgebung sieht demgegenüber vor, dass alle Endverbraucher, die an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) teilnehmen – also auch solche mit Netzzugang – in Bezug auf den Anspruch auf Netzzugang wie ein Endverbraucher zu behandeln sind (Art. 18 Abs. 1 EnG). Bei der Anmeldung eines neuen ZEV kann dieser trotz eines gemeinsamen Jahresverbrauchs über 100 MWh in der Grundversorgung verbleiben und von ihrem Anspruch auf Netzzugang keinen Gebrauch machen. Die beiden Regelungen stehen somit in einem Widerspruch.

Im aktuellen Kontext hoher Strommarktpreise und der nach wie vor relativ niedrigen Tarife in der Grundversorgung stellt sich dies als Problem dar. Es zeigt sich, dass nicht geregelt ist, ob Kunden im freien Markt über die Gründung eines ZEV wieder Anrecht auf Lieferung aus der Grundversorgung hätten oder ob es sich dabei um eine missbräuchliche Umgehung des vom Gesetzgeber beabsichtigten Prinzips «einmal frei, immer frei», handelt.³

Der VSE beantragt daher, in Art. 11 StromVV eine Regelung aufzunehmen, welche die Bedingungen regelt für eine Rückkehr von Kunden in die Grundversorgung, die bereits einmal von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben. Die Klärung dieser Frage erscheint dem VSE dringlich zur Schaffung von Rechtssicherheit sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Kunden.

² s. insb. Stellungnahmen des VSE zur [Revision StromVG](#) und zur [Revision EnG](#).

³ s.a. BGer-Entscheid 2C_739/2010 vom 6. Juli 2011, Ziff.4.5

6. Konsistente Regelung zum Ausgleich von Deckungsdifferenzen und risikogerechte Verzinsung

Ein zeitnaher Ausgleich der Deckungsdifferenzen ist grundsätzlich zu begrüssen und auch im Interesse der Netzbetreiber. Jedoch ist es nicht nachvollziehbar, weshalb dieser Abbau innerhalb von drei Jahren erfolgen muss, zumal in vergleichbaren Konstellationen jeweils eine Frist von bis zu fünf Jahren gilt (insbesondere Obligationenrecht). Es wäre wünschenswert, wenn hier Konsistenz geschaffen würde.

Des Weiteren können zwischen den geplanten und damit in den Tarifen berücksichtigten Kosten und den effektiven IST-Kosten erhebliche Differenzen entstehen. Insbesondere Netzbetreiber mit eigener Produktion sind dabei in starkem Masse von der plangemässen Produktion dieser Anlagen abhängig (z. B. Güte des Hydrojahres, unplanmässige Ausfälle, etc.). Zudem können auch Marktverwerfungen, wie sie seit einiger Zeit zu beobachten sind, erheblichen Einfluss auf die (kurzfristigen) Beschaffungskosten haben, die so zum Zeitpunkt der Planung nicht berücksichtigt werden konnten. Solch unbeeinflussbare Effekte führen dazu, dass ein Abbau von Deckungsdifferenzen nicht ohne Weiteres innerhalb von drei Jahren gewährleistet werden kann. Ausserdem ist die vorgeschlagene zusätzliche Aufschlüsselung nach Geschäftsjahren, wie sie im erläuternden Bericht in den Raum gestellt wird, unverhältnismässig aufwändig.

Der Bundesrat führt in den Erläuterungen an, dass mit der Anpassung des Zinssatzes die Unterdeckungen unattraktiv gemacht werden sollen. Die scheint redundant und nicht sachgerecht. Die systematische Unterdeckung wird bereits unterbunden, indem der Ausgleich der Deckungsdifferenzen neu mit Art. 4d Abs. 1 bzw. Art. 18a Abs. 1 StromVV verpflichtend geregelt wird.

Schliesslich wird auch aus einer Opportunitätskosten-Betrachtung heraus klar ersichtlich, dass es sich beim WACC um den korrekten Zinssatz für die Verzinsung der Deckungsdifferenzen handelt. Fehlendes Kapital im Rahmen einer Unterdeckung führt dazu, dass ohne zusätzliche Kapitalbeschaffung Investitionen nicht getätigt, resp. verschoben werden müssten und somit Opportunitätskosten im Umfang der Verzinsung dieser Investitionen entstehen. Überschüssiges Kapital im Falle einer Überdeckung führt auf Seiten der Endverbraucher dazu, dass sie der Netzbetreiberin temporär Finanzmittel zur Verfügung stellen, die sie zu einem marktgerechten Zinssatz verzinst haben möchten. In beiden Fällen handelt es sich beim adäquaten und marktgerechten Zinssatz um den WACC.

7. Mehr Handlungsspielraum bei der Netztarifierung

Das Verteilnetz ist zentral für die Umsetzung der Energie- und Klimastrategie (insb. Elektrifizierung und Dezentralisierung) und muss für diesen Zweck umgebaut und erweitert werden. Der heutige Rahmen der Netztarifierung wird den realen Gegebenheiten und Entwicklungen jedoch schon seit Langem nicht mehr gerecht. Das Tarifmodell muss die Marktteilnehmer in die Verantwortung für ein (kosten-) effizientes Netz sowie einen stabilen und sicheren Netzbetrieb nehmen.

Die wachsende Anzahl an Endverbrauchern mit hohen Leistungsbezügen und wenig Verbrauch (nebst Photovoltaik z.B. auch Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität) macht eine Tarifierung der Netzbelastung immer unausweichlicher, um die gemäss StromVG vorgeschriebene effiziente Netznutzung (Art. 8 Abs. 1 StromVG) sicherzustellen und die politisch gewünschte Entwicklung hin zu dezentralen Strukturen und Eigenverbrauchslösungen abzubilden. Wird diese mit der vorliegenden Gesetzes- und Ordnungsrevision weiter vorangetrieben, ist parallel dazu daher auch eine Anpassung der rechtlichen Grundlagen bei der Netztarifierung dringend angezeigt. Die heute vorgeschriebene Basiskundengruppe und der Mindestanteil einer

Arbeitskomponente im Tarif schränken die Netzbetreiber bei der Tarifbildung stark ein und verunmöglichen, dass die genannten gesetzlichen Grundsätze umgesetzt werden können. Stattdessen sollen die Netznutzungstarife für alle Kunden gleichermaßen Anreiz für eine effiziente Netznutzung setzen sowie Einsparungen durch entsprechendes Bezugsverhalten ermöglichen. Sie sollten somit primär vom Bezugsprofil am Ausspeisepunkt abhängen.

Es ist daher von den heutigen einschränkenden und starren Netztarifizierung Abstand zu nehmen. Eine Streichung von Art. 18 StromVV würde mehr Handlungsfreiheit für die Netzbetreiber zu schaffen, damit die Finanzierung der Netzkosten an die realen Gegebenheiten angepasst werden kann.

8. Effiziente Stromnetze durch vereinfachte Flexibilitätsnutzung

Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 Abs. 1 StromVG). Nur entsprechende Kosten sind anrechenbar (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Ein bedarfsgerechter, wirtschaftlich zumutbarer und damit effizienter Netzausbau muss die Auslastung der Kapazität in den Vordergrund stellen. Zudem ist seit Inkrafttreten der Strategie Stromnetze das NOVA-Prinzip (Art. 9b Abs. 2 StromVG) zu beachten, welches vorschreibt, dass das Netz zunächst zu optimieren ist, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird.

Wird Kapazität nur sehr sporadisch benötigt, ist es ineffizient, das Netz auszubauen und diese Kosten den Endverbrauchern aufzubürden. Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen mit fluktuierender Einspeisung und hohen Lastspitzen nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs braucht es künftig die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. Insbesondere die netzdienliche Flexibilitätsnutzung wird immer wichtiger, damit die Netzbetreiber sowohl den oben erwähnten gesetzlichen Vorgaben entsprechen, als auch die gesamtwirtschaftlich zentrale Netzstabilität gewährleisten können.

In der Vergangenheit setzten die Netzbetreiber beispielsweise mit der Rundsteuerung erfolgreich auf die Steuerung flexibler Lasten. Für die Nutzung von Flexibilität braucht es seit 2018 jedoch die explizite Zustimmung der Inhaber der Flexibilität (Art. 17b Abs. 3 StromVG). Das Funktionieren der Flexibilitätsnutzung steht und fällt mit der Bereitschaft und dem Interesse der Flexibilitätsinhaber, die Flexibilität anzubieten. Die Erfahrung zeigt, dass das Einholen der notwendigen Zustimmung erhebliche Flexibilitätspotenziale unerschlossen lässt. Entsprechend ist seit Einführung der genannten Regelung ein rückläufiger Einsatz von Steuersystemen zu beobachten (s. Monitoringbericht des BFE zur Energiestrategie 2050). Die Einführung einer Opt-Out Lösung für die Nutzung von Flexibilitäten für die Netzeffizienz würde es ermöglichen, diese Hürde zu senken, ohne die Rechte der Flexibilitätsinhaber einzuschränken, da es diesen weiterhin freisteht, das Angebot des Verteilnetzbetreibers zu akzeptieren, die Flexibilität selbst zu nutzen oder Dritten zur Verfügung zu stellen.

9. Vermeidung hoher Netzkosten durch Peak Shaving

Als Spezialfall der Flexibilitätsnutzung ist eine Möglichkeit zur Abregelung von Leistungsspitzen vorzusehen. Um sicherzustellen, dass jederzeit die gesamte produzierte Energiemenge in das Netz abgegeben werden kann, müsste das Verteilnetz nämlich stark ausgebaut werden. Dies bedeutet sehr hohe Kosten, um verhält-

nismässig wenig Energie abnehmen zu können. Photovoltaikanlagen erreichen nämlich nur an wenigen Tagen im Jahr die maximale Einspeiseleistung. Hinzu kommt, dass diese Leistungsspitzen im Gegensatz zu den meisten Verbrauchsanwendungen gleichzeitig auftreten. Es ist daher aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient, das Netz auf die maximale Einspeiseleistung auszubauen. Stattdessen ist eine Möglichkeit vorzusehen, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving) vornehmen zu können. Dies trägt zu einem bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren und damit effizienten Netzausbau bei, welcher die Auslastung der Kapazität in den Vordergrund stellt, und damit zur effizienten Umsetzung der Energie- und Klimastrategie beiträgt.

Durch Peak Shaving kann der Netzausbau gemäss Zahlen des BFE um bis zu zwei Drittel verringert werden (zwischen 5,8 und 8,1 Mrd. CHF bis 2035). Dies, wenn die Einspeiseleistung auf 70% der DC-Modulleistung festgelegt wird. Da Photovoltaikanlagen ihre maximale Einspeiseleistung nur an wenigen Tagen im Jahr erreichen, ist der Energieverlust minimal und bewegt sich um rund 3%. Zudem findet die Abregelung lediglich zu Zeiten statt, wo typischerweise ein Energieüberangebot herrscht mit entsprechend tiefen Marktpreisen. Da die Abregelung auf den Netzanschlusspunkt (Einspeiseleistung in das Verteilnetz) und nicht auf die Produktionsleistung der Anlage bezogen ist, kann der lokale Eigenverbrauch trotzdem optimiert und der Energieverlust des Produzenten somit weiter reduziert werden. Da diese Abregelung kaum Energieverluste generiert und nicht mit wirtschaftlichen Einbussen für den Produzenten einhergeht, hat sie kostenfrei zu erfolgen. Nur eine weitergehende Abregelung (d.h. über 70% hinaus) sollte vertraglich als Flexibilität vereinbart und entsprechend entschädigt werden.

Ähnlich wird die Abregelung auch in Deutschland gehandhabt. Der Einbezug der Erzeugerseite hat sich international bewährt: Auch internationale Studien zeigen, dass massiv Netzkosten eingespart bzw. eine Erhöhung der Netztarife vermieden werden können.

II. Anträge des VSE im Einzelnen

1. Energieförderungsverordnung

Allgemeine Regelungen

Art. 9 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen

Durch die geltende Untergrenze für die Förderung bei Kleinwasserkraftwerken (300 kW für Erweiterungen und Erneuerungen, 1 MW bei Neubauten) wird ein potenzieller Beitrag an die Winterstromproduktion von vornherein benachteiligt. Um die Ziele der Energie- und Klimastrategie der Schweiz zu erreichen, ist der Beitrag aller Technologien notwendig. Jede Kilowattstunde zählt. Von einem generellen Ausschluss von der Förderung bei der Kleinwasserkraft sollte daher abgesehen werden, wenn die Anlagen einen substantiell hohen Anteil an Winterproduktion aufweisen. Dazu bräuchte es eine Änderung auf Gesetzesstufe, welche für solche Anlagen eine Ausnahme ermöglicht (Art. 26 Abs. 5 EnG).

Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage

Im Interesse der Planungssicherheit ist auf eine klare Regelung von Wartungs- und Betriebsauflagen zu achten. «Mindestens» ist zu streichen, so dass im Rahmen der projektspezifischen Prüfung keine höhere Mindest-Betriebsdauer gilt.

Antrag EnFV

Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage

- 1 Eine Anlage, für die eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag ausbezahlt wurde, muss ab Inbetriebnahme der Anlage, der Erweiterung oder der Erneuerung während ~~mindestens~~ der folgenden Dauer so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist: ...
- 2 Photovoltaikanlagen sind zudem während ~~mindestens~~ 15 Jahren so zu betreiben, dass eine Mindestproduktion, wie sie aufgrund des Standorts und der Ausrichtung zu erwarten ist, nicht unterschritten wird.
- 3 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen, für die eine Einmalvergütung gemäss Artikel 25 Absatz 3 EnG (hohe Einmalvergütung) gewährt wurde, dürfen während ~~mindestens~~ 15 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage nicht vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 EnG Gebrauch machen.

Regelungen zur Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

Art. 38 Berechnung der Einmalvergütung und Ansätze

Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen

Anhang 2.1, 2 Ansätze für die Einmalvergütung, Ziff. 2.7

Photovoltaikanlagen mit hoher Winterproduktion sollten stärker berücksichtigt werden. Diese Anlagen sind volkswirtschaftlich insbesondere wertvoll, da sie helfen, die Winterversorgung sicher zu stellen. Anlagen mit einer höheren Winterproduktion, respektive einem höheren Anteil an Winterproduktion, sind jedoch tendenziell teurer. Die Kosten fallen ca. um den Faktor 2 bis 3 (pro kW) höher aus. Grund dafür ist bei Photovoltaik insbesondere die Erschliessung alpiner Standorte. Da die Förderung auf Basis der installierten Leistung und nicht der effektiven Produktion gesprochen wird und da die Einmalvergütungen absolut anstatt prozentual ausgestaltet sind, werden diese Anlagen diskriminiert. Sie wären aber volkswirtschaftlich und energiewirtschaftlich effizient und sinnvoll.

Die aktuellen und erwarteten saisonalen Preisdifferenzen (in den vergangenen Jahren jeweils rund 10%) reichen nicht aus, um diese Anlagen mit den gegebenen Förderbeiträgen ausreichend zu beanreizen. Trotzdem müssen diese kostenintensiveren aber eben auch an Winterproduktion reicheren Anlagen realisierbar werden und wirtschaftlich betrieben werden können. Für solche Anlagen soll mit einem Winterbonus ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden. Zusammen mit dem Bonus sollten diese Anlagen mindestens die doppelte Förderung erhalten. Dabei werden eine Abstufung sowie eine Kürzung des Bonus bei Anlagen mit Eigenverbrauch vorgeschlagen.

Die Winterproduktion kann durch unterschiedliche Massnahmen erhöht werden. Der Neigungswinkel ist dabei nur eine Variante. Auch andere Anlagen, beispielsweise solche, welche der Sonne folgen, oder Anlagen in höheren Lagen, müssen die Möglichkeit erhalten, einen Winterbonus zu erhalten. Zudem ist es für die Beurteilung des Winterproduktionsanteils nicht relevant, ob eine Anlage integriert, angebaut oder freistehend

ist. Es ist daher vorzusehen, dass generell alle Anlagen einen Bonus erhalten, wenn Sie einen Anteil an Winterproduktion von mindestens 40 Prozent oder einen Neigungswinkel von mindestens 75 Grad aufweisen. Es empfiehlt sich, bei Anlagen mit einem Anteil an Winterproduktion von über 40 Prozent eine Abstufung vorzunehmen, da in der Regel die Kosten höher sind (z.B. aufgrund des Standorts).

Auch Anlagen, welche an einer Auktion teilnehmen, sollen sich wie in Art. 38a vorgesehen für den Bonus qualifizieren können. Auch für sie ist der Bonus unabhängig davon, wie die Winterproduktion erzielt wird, vorzusehen. Bei gleicher installierter Leistung wird so bei Anlagen mit höherer Winterproduktion (Anteil in Prozent) eine Abgeltung für höhere Kosten geleistet (Förderung Winteranteil). Mit dieser Lösung bleiben solche Anlagen in den Auktionen konkurrenzfähig. Alternativ könnte das Bundesamt für Energie zusätzlich Winter-Auktionsrunden durchführen (Teilnahme von Anlagen mit einem hohen Winteranteil).

Für die Messung und Kontrolle des Anteils Winterproduktion ist Folgendes zu berücksichtigen:

- Messungen der Produktion werden zukünftig weit verbreitet sein (und sind schon für die HKN verfügbar).
- Kontrollen sollen nach 5 Jahren (zum Ausgleich von Schwankungen) erfolgen aufgrund von Messungen bei den Anlagen und bei Referenzanlagen.
- Eine zu bestimmende zentrale Stelle führt die Kontrolle durch (z. B. Pronovo).

Antrag EnFV

Art. 38 Berechnung der Einmalvergütung und Ansätze

¹~~bis~~ Für ~~integrierte~~ Anlagen mit einem Anteil Winterproduktion von 40 Prozent und mehr oder einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad, die ab dem 1. Januar 2022 in Betrieb genommen wurden, wird der Leistungsbeitrag um einen Bonus erhöht.

¹~~er~~ *Streichen*

Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen

³ Weist eine Anlage einen Anteil Winterproduktion von 40 Prozent und mehr Neigungswinkel von mindestens 75 Grad auf, so wird zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, der Winterbonus Neigungswinkelbonus gemäss Artikel 38 Absatz 1^{bis} Absätze 1~~bis~~ oder 1~~er~~ gewährt.

Anhang 2.1 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

2.7 Winterbonus Neigungswinkelbonus

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 200 250 Franken pro kW. Weist die Anlage keinen Eigenverbrauch auf, beträgt der Bonus 250 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 100 Franken pro kW.

2.7.3 Der Bonus für Anlagen mit einem Anteil an Winterproduktion von 40 bis 50 Prozent beträgt 250 Franken pro kW, für Anlagen mit über 50 Prozent 450 Franken pro kW. Weist die Anlage Eigenverbrauch auf, wird der Bonus um 50 Prozent gekürzt.

Art. 39 Reihenfolge der Berücksichtigung

Projekte von Anlagen mit einer hohen Winterproduktion sind bei Wartelisten zu priorisieren.

Antrag EnFV

Art. 39 Reihenfolge der Berücksichtigung

2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten zusätzlichen erwarteten Produktion im Winter Leistung zuerst berücksichtigt.

Art. 46a Zuständigkeiten

Bislang fehlt eine Angabe zur Häufigkeit der Durchführung der Auktionen. Eine solche ist für die Planungssicherheit für Investoren elementar. Der Auktionsplan soll sich nach den Ausbauzielen der Energiestrategie richten. Der VSE spricht sich für mindestens eine Auktion pro Halbjahr aus (z.B. quartalsweise), damit Investoren besser planen können und der Zubau beschleunigt wird.

Für die Zuschläge soll der jeweils maximal zulässige Investitionsbeitrag (d.h. 60% der Investitionskosten), wie vom Gesetzgeber vorgesehen (Art. 25 EnG), zur Verfügung gestellt werden.

Antrag EnFV

Art. 46a Zuständigkeiten

- 1 Das BFE legt Anzahl und Zeitpunkt der Auktionen für die nächsten 3 Jahre fest. Auktionen finden mindestens halbjährlich statt.
- 2 4 Das BFE legt je Auktionsrunde die Höhe des Auktionsvolumens fest und den zulässigen Gebotshöchstwert fest, welcher 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen beträgt.
- 3 2 Die Vollzugsstelle führt die Auktionsverfahren durch.

Art. 46c Auktionsverfahren

Zu Abs. 2 Bst. c: Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb in Fällen, in welchen mehrere Gebote mit dem gleichen Angebot pro Kilowatt Leistung abgegeben werden, keines der Gebote Platz im Auktionsvolumen finden sollte. Investoren würden Absagen erhalten, obwohl das Auktionsvolumen Platz für einzelne Projekte hätte. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es in jeder Ausschreibung mehrere Gebote mit dem gleichen Angebot geben könnte. Werden diese ausgeschlossen, wird der Zubau von grossen Photovoltaikanlagen gebremst und führt dies für die Investoren zu zusätzlichen Unsicherheiten bei der Planung. Eine höhere Fördereffizienz, wie dies im erläuternden Bericht als Begründung angeführt wird, kann dadurch nicht erzielt werden. Im Gegenteil: Gäbe es anstatt von mehreren Projekten nur eins, das noch Platz im Auktionsvolumen hätte, dann hätte das eine Projekt noch einen Zuschlag erhalten. In diesem Fall wäre die Förderung effizient. Das Ziel sollte es sein, das Auktionsvolumen pro Runde möglichst komplett auszuschöpfen, um die Ausbau-

ziele des Energiegesetzes zu erreichen. Daher ist es erforderlich, eine Regelung für die Berücksichtigung von Projekten bei gleichen Geboten bis zum Ausschöpfen des Auktionsvolumens einzuführen.

Zu Abs. 2 Bst. d: Der VSE schlägt vor, den zu hinterlegenden Betrag leistungsbezogen auf 40 CHF/kWp festzulegen. Da das zu hinterlegende Kapital auch geringfügig in die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Projekten einfließt, wäre es wünschenswert, wenn der zu hinterlegende Betrag von vorneherein bekannt und fixiert ist. In der Praxis wird die Leistung eines Projekts in kWp vor dem schlussendlich gebotenen Preis bekannt sein. Der Gebotspreis in der Auktion ist meist die letzte Entscheidung. Die Höhe von 40 CHF/kWp orientiert sich einerseits an vergleichbaren Auktionsregimen im Ausland (DE: 35 EUR/kWp, FR: 30 EUR/kWp) und entspricht andererseits ungefähr dem Niveau der vom Bundesrat vorgeschlagenen 10% der Gebotssumme. Dieses Niveau wird als zielführend betrachtet, da es ausreicht, um für eine Ernsthaftigkeit der Gebote zu sorgen, ohne übermässig Kapital zu binden, welches für die Umsetzung der Energiewende gebraucht wird.

Antrag EnFV

Art. 46c Auktionsverfahren

2 Sie erteilt für diejenigen Gebote einen Zuschlag, die:

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

1. Gebote in absteigender Reihenfolge, beginnend mit der höchsten Gebotsmenge.

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

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

Art. 46d Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung

Der VSE begrüsst die Festlegung einer Frist für die Inbetriebnahme der Anlage, damit nur baureife Projekte in den Auktionen teilnehmen. Trotzdem kann es berechtigte Ausnahmen geben. In der derzeitigen Situation besteht die Gefahr, dass aufgrund von externen Faktoren wie Lieferkettenunterbrüchen, fehlender Verfügbarkeit von Material oder Fachkräften, die Frist abläuft, bevor die Anlage in Betrieb genommen werden kann. Andere Faktoren können zum Beispiel Anlagen mit längerer Bauzeit oder raumplanerischen Anpassungen sein. In solchen Fällen soll mittels Gesuchs eine Fristerstreckung erwirkt werden können. Zudem könnte die Frist in Abs. 1 aufgrund des aktuell schwierigen Umfelds (Lieferketten, Fachkräftemangel) vorerst auf länger als 18 Monate fixiert werden.

Antrag EnFV

Art. 46d Inbetriebnahmefrist und Inbetriebnahmemeldung

4 Kann die Frist für die Inbetriebnahme ~~aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat,~~ nicht eingehalten werden, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist einzureichen.

Art. 46e Definitive Höhe der Einmalvergütung

Auch wenn ein Projekt bei der Eingabe zur Auktion sorgfältig ausgearbeitet wurde, können nachträgliche Optimierungen sinnvoll sein. Beispielsweise könnten die Solarmodule aufgrund der mittlerweile fortgeschrittenen technologischen Entwicklung leistungsfähiger sein als bei der Eingabe, wodurch das Projekt aufgrund der strikten Begrenzung in Abs. 2 flächenmässig kleiner ausgestaltet werden müsste (resp. einige Solarpanels weggelassen würden). Ein Wechsel auf eine leistungsstärkere Modultechnologie ist im dynamischen Marktumfeld der Photovoltaik sehr realistisch. Zur Erreichung der Zubauziele sinnvoller wäre es, einen Toleranzbereich zuzulassen, beispielsweise von 10%, wodurch begründete nachträgliche Optimierungen hin zur vollständigen Flächenausnutzung unterstützt würden.

Antrag EnFV

Art. 46e Definitive Höhe der Einmalvergütung

2 Ist die Leistung der Anlage um mehr als 10 Prozent grösser als im Gebot angegeben, wird die Einmalvergütung nur für die im Gebot angegebene Leistung entrichtet.

Anhang 2.1, 2 Ansätze für die Einmalvergütung, Ziff 2.8

Es ist richtig und wichtig, die Anreize so zu setzen, dass auf dem Dach möglichst viel ausgebaut wird. Ein dreistelliger Grundbetrag für grössere Anlagen spielt jedoch beim Investitionsentscheid kaum eine Rolle. Konsequenterweise sollten nur Leistungsbeiträge bezahlt werden. Theoretisch könnte man den Grundbeitrag bei kleinen Leistungsklassen ebenfalls streichen.

Regelungen zum Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Art. 47 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Der Wert von 20 Rappen, welche die Investition im Verhältnis zur Nettoproduktion künftig aufweisen muss, um einen Erneuerungsbeitrag zu erhalten, ist zu hoch. Damit würden grosse Hürden für Kraftwerkserneuerungen geschaffen. Ein solch hoher Wert kann dazu führen, dass Anlagen eher abgerissen und neu gebaut werden, statt dass sie erneuert werden. Der geltende Wert von 7 Rappen pro Kilowattstunde ist beizubehalten.

Antrag EnFV

Art. 47 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

2 *Gemäss geltendem Recht*

Art. 48 Ansätze

Die Winterproduktion ist gezielt zu fördern. Anlagen mit einem hohen Anteil an Winterproduktion sollen die maximale Förderung (und damit derzeit faktisch einen Bonus von 10%) erhalten.

Der vorgeschlagene Anteil von 40% Winterproduktion richtet sich nach der parlamentarischen Diskussion zur Förderung der Winterproduktion für Photovoltaikanlagen im Rahmen der Pa.Iv. Girod im Jahr 2021.

Antrag EnFV

Art.48 Ansätze

1 Für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen beträgt der Investitionsbeitrag 50 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für Anlagen mit einem Anteil Winterproduktion über 40 Prozent beträgt er 60 Prozent.

Art. 49 Reihenfolge der Berücksichtigung

Projekte von Anlagen mit einer hohen Winterproduktion sind zu priorisieren.

Antrag EnFV

Art.49 Reihenfolge der Berücksichtigung

2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zuerst berücksichtigt, die die grösste Mehrproduktion im Winter im Verhältnis zum Investitionsbeitrag aufweisen.

Art. 53 Gesuch

Gemäss Art. 87d benötigen Windanlagen berechtigterweise keine rechtsgültige Baubewilligung, damit ein Fördergesuch eingereicht werden kann. Die ausführliche Begründung im erläuternden Bericht zur Ausnahmeregelung gilt sinngemäss ebenso für Wasserkraftanlagen. Der Zeitraum ab Inkraftsetzung dieser Verordnung bis zum Ende der Förderung im Jahr 2030 ist für viele Wasserkraftprojekte zu kurz bemessen. Deshalb sollen auch bei Wasserkraftprojekten die Gesuche um Fördermittel vor dem Vorliegen einer rechtsgültigen Baubewilligung gestellt werden können. Wir schlagen deshalb vor, dass bei Wasserkraftprojekten die Konzessionserteilung massgeblich ist, sofern eine solche notwendig ist. Dabei gilt das Datum der ersten verleihenden Behörde, das sind im allgemeinen die Kantone, in einigen Fällen Gemeinden oder Korporationen.

Mit der Erteilung einer Konzession haben die Behörden die gesetzlichen Bestimmungen geprüft und die Interessenabwägung zu Gunsten des Projektes abgeschlossen. Einsprachen mit mehrjähriger Verzögerung vor der Erteilung einer gültigen Baubewilligung, sollen nicht dazu führen, dass Projekte aus dem gesetzlich definierten Zeitrahmen fallen, in welchem Investitionsbeiträge gesprochen werden können.

Antrag EnFV

Art. 53 Gesuch

2 Es kann erst gestellt werden, wenn die Konzession der ersten Instanz erteilt ist ~~eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt~~ oder, sofern für ein Projekt keine Konzession oder Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

Zu Abs. 3: Eigenleistungen enthalten in der Praxis auch anteilige Gemeinkosten, welche in Analogie zur Netznutzung nach StromVV (Art. 7 Abs. 5) ebenso als anrechenbare Investitionskosten gelten können.

Zu Abs. 4 und Art. 67 WRG: Die vom Bundesrat vorgeschlagene Regelung diskriminiert Investitionen mit Nutzungsdauern über das Konzessionsende hinaus gegenüber solchen, die innerhalb der laufenden Konzessionsperiode abgeschrieben werden. Dafür gibt es keinen sachlichen Grund. Insbesondere findet durch eine Nutzungsdauer über Konzessionsende hinaus keine Überförderung statt, wie das der erläuternde Bericht suggeriert.

Über die technische Nutzungsdauer wirft eine Investition in Wasserkraftanlagen einen gewissen Ertrag ab. Allfällige nicht gedeckte Kosten werden über (pauschalisierte) Investitionsbeiträge getragen. Der Ertrag wird nicht grösser bzw. die nicht gedeckten Kosten nicht kleiner, wenn die Konzession während der technischen Nutzungsdauer erneuert wird. Die Wirtschaftlichkeit des Projektes bleibt komplett unverändert. Folglich ist auch nicht nachvollziehbar, weshalb der Förderbedarf in diesem Fall geringer sein soll, wie das die vorgeschlagene Regelung stipuliert.

Korrekt ist, dass der bisherige Betreiber und Investor bei einer Neukonzession eine Entschädigung für den Restwert der Investition erhalten soll und muss. Andernfalls wird er die Investition in der (verkürzten) Nutzungszeit nicht tragen können, schliesslich erhält er die mit der Investition verbundenen Erträge auch nur über die verbleibende Konzessionsdauer. Ein «hoher Restwert» stellt keinen zusätzlichen Erlös für den Betreiber dar, wie das der erläuternde Bericht suggeriert, sondern ist vielmehr eine korrekte Abgeltung der Eigentumsübertragung der Investition. Die Bemessung des Restwerts erfolgt jeweils auf Basis der Nettoinvestition, d.h. auf der Investition abzüglich Förderbeitrag, und berücksichtigt damit einen Investitionsbeitrag vollständig und korrekt.

Die ungerechtfertigte Kürzung der Investitionsbeiträge würde in letzter Konsequenz gewisse sinnvolle (und für die Versorgungssicherheit wichtige) Projekte nur aufgrund ihrer Konzessionsdauer verunmöglichen.

Unabhängig davon ist eine verbindliche gesetzliche Regelung für die Festlegung des Restwerts von Investitionen vor Konzessionsende dringend notwendig, damit Erneuerungen und Erweiterungen in bestehende Kraftwerksanlagen nicht blockiert werden. Das geltende Wasserrechtsgesetz beschreibt in Art 67 Abs. 4, wie der Restwert von Investitionen gegen Ende der Konzessionslaufzeit bemessen werden könnte. Der Vorschlag ist jedoch unverbindlich. Diese Rechtsunsicherheit führt zunehmend zu Problemen bei anstehenden Erneuerungen und Erweiterungen von Wasserkraftwerken, die teilweise kurz vor Konzessionsende stehen. Im Hinblick auf die im Energiegesetz anvisierten Ausbauziele, ist eine verbindliche gesetzliche Regelung für die Ermittlung des Restwerts wichtig und dringend, damit Investitionen nicht blockiert werden. Der VSE

schlägt daher vor, Art. 67 Abs. 4 WRG anzupassen. Die Zustimmung der Konzessionsgeber zu einer entsprechenden Vereinbarung bleibt dabei weiterhin notwendig.

Antrag EnFV

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

3 Eigenleistungen des Betreibers wie eigene Planungs- oder Bauleistungen sind nur anrechenbar, wenn sie üblich sind, direkte Einzelkosten und mittels detailliertem Arbeitsrapport nachgewiesen werden können und Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zugeordnet werden. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.

4 *Streichen*

Antrag WRG

Art. 67

4 Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen werden beim Heimfall dem Konzessionär vergütet, sofern er die Modernisierung oder Erweiterung in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen hat. Die Vergütung, auch für Anlageteile gemäss Art. 67 Abs. 1a, entspricht höchstens dem Restwert der Investition bei branchenüblicher Abschreibung unter Berücksichtigung der Veränderung des Geldwertes.

Art. 63 Berechnung der ungedeckten Kosten und des Investitionsbeitrags im Einzelfall

Die Prüfung, ob ungedeckte Kosten vorliegen und ob der Investitionsbeitrag entsprechend gekürzt werden muss, ist vor dem Bauentscheid vorzunehmen, um die Rechtssicherheit zu gewährleisten

Antrag EnFV

Art. 63 Berechnung der ungedeckten Kosten und des Investitionsbeitrags im Einzelfall

3 Eine Kürzung nach Absatz 2 hat vor der Zusicherung dem Grundsatz nach zu erfolgen.

Regelungen zum Investitionsbeitrag und zum Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen

Art. 67 Kategorien

Biogasanlagen erhalten im Rahmen dieser Verordnung nur Fördergelder, wenn sie Strom und Wärme produzieren. Erzeugen sie nur Gas, so sind sie von der Förderung ausgeschlossen. Dies kann zu Fehlanreizen führen, da allenfalls die Produktion von Gas effizienter oder im Sinne der Versorgungssicherheit besser wäre. Ein einseitiger Anreiz für die Verstromung von Biogas sollte jedoch vermieden werden. Investoren sollen aufgrund gesamtenergiewirtschaftlicher Kriterien entscheiden können.

Da der Zweck der EnFV die Förderung von Stromproduktion ist, kann diese Problematik nicht im Rahmen der EnFV gelöst werden. Damit Sektorkopplung stattfinden kann, braucht es geeignete Rahmenbedingungen, die ein Level-Playing-Field ermöglichen. Entsprechende Regelungen sind auf Gesetzesstufe zu erlassen (insb. GasVG und «Mantelerlass»).

Art. 70 Ansätze

Einzelne Anlagentypen dürfen bei den Investitionsbeiträgen nicht diskriminiert werden. Alle Biogasanlagen sollen einen Investitionsbeitrag von 60% erhalten, unabhängig davon, ob sie als Rohstoff landwirtschaftliche Biomasse nutzen oder nicht. Diese Unterscheidung mag allenfalls bei den Betriebskosten angebracht sein, bei den Investitionskosten jedoch nicht.

Antrag EnFV

Art. 70 Ansätze

Der Investitionsbeitrag beträgt:

- a. 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Biogasanlagen, ~~die die Anforderungen gemäss Anhang 1.5 Ziffer 3.4.1 erfüllen;~~
- ~~b. 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für andere Biogasanlagen und Holzkraftwerke;~~
- b. e. 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für KVA, Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponieanlagen.

Art. 71 Höchstbeitrag

Auf eine finanzielle Obergrenze der Förderung pro Projekt ist zu verzichten. Eine solche gibt es bei anderen Technologien auch nicht. Art. 71 würde Grossanlagen ausbremsen, welche Skaleneffekte aufweisen können, und ist daher zu streichen. Die von Gesetzgeber gewünschte finanzielle Begrenzung erfolgt über die insgesamt zur Verfügung stehende Fördersumme.

Antrag EnFV

Art. 71 Höchstbeitrag

Streichen

Art. 96g Auszahlung des Betriebskostenbeitrags

Abs. 4 sieht vor, dass Betreiber den Betriebskostenbeitrag teilweise rückerstatten müssen, wenn dessen Satz den Referenz-Marktpreis übersteigt. Dies wird damit begründet, dass man sich am Modell einer Anlage im Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung orientiere. In einem solchen System stellen die definierten Beitragssätze den gesamten Erlös des Betreibers dar, welche sowohl die Betriebskosten als auch die (Re-)Investitionen decken müssen. Die in Anhang 5 definierten Beitragssätze sind dafür aber zu tief. Beispielsweise kann kein grosses Holzkraftwerk mit einem Erlös von 9 Rp./kWh wirtschaftlich betrieben werden.

Es wären eher Erlöse im Bereich von 15 Rp./kWh notwendig. Die Beitragssätze müssen daher überprüft und erhöht werden.

Grundsätzlich sollte das Modell dahingehend optimiert werden, dass die Betriebskostenbeiträge – dem Begriff entsprechend – einen fixen Beitrag pro kWh darstellen (nicht mit Abzug Referenz-Marktpreis wie ihn Art. 33a Abs. 2 EnG fordert). Dafür wäre aber eine Anpassung des Energiegesetzes notwendig, was im Zuge der Beratung des «Mantelerlasses» erfolgen sollte. Auf Verordnungsstufe wäre in diesem Sinn zumindest auf die Rückzahlung in Abs. 4 zu verzichten.

Antrag EnFV

Art. 96g Auszahlung des Betriebskostenbeitrags
4 *Streichen*

Anhang 2.3, 2 Holzkraftwerke, Ziff. 2.4 Anlagenbestandteile

Die Investitionskosten sollen nicht nur für Holzvergasung anrechenbar sein, sondern auch für BHKW.

Anhang 2.3, 5 Klärgas- und Deponiegasanlagen, Ziff. 5.1 Energetische Mindestanforderungen

In Fällen, bei denen die Abwärme anderweitig genutzt werden kann (z.B. für einen nahen Fernwärmeverbund), kann es sinnvoller sein, die Wärme für den Faulturm insbesondere kurzzeitig während Spitzenbezugszeiten, mittels anderweitigen (insb. niederwertigeren) erneuerbaren Quellen zu decken. Eine Klausel, wonach die Wärme überwiegend durch Abwärme zur Verfügung gestellt werden muss, würde zum gleichen Ziel gelangen, ohne zeitgleich ein Anreiz zu schaffen, auch erneuerbare Back-up Lösungen zu suchen.

Antrag EnFV

5.1 Energetische Mindestanforderungen
Der Faulturm muss mit erneuerbarer Energie ~~Abwärme~~ geheizt werden.

Regelungen zum Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

Art. 87I Nicht anrechenbare Kosten

Gerade bei Windprojekten machen die in Bst. a bis c erwähnten Kosten (d.h. Informations- und Öffentlichkeitsarbeit, Erwerb von Grundeigentum, Verfahrenskosten) einen wesentlichen Teil der Projektnebenkosten aus. Es ist nicht nachvollziehbar warum diese Kosten als «nicht anrechenbar» gelten sollten.

Antrag EnFV

Art. 87I Nicht anrechenbare Kosten

Streichen

Anhang 2.4, 3 Mindestanforderungen an Windmessungen und Ertragsgutachten, Ziff. 3.1 Mindestanforderungen an Windmessungen

Das Erfordernis nach Bst. b, den Windmessmast auf eine Höhe von mindestens $\frac{2}{3}$ der Nabhöhe zu errichten, stösst bei zunehmenden Nabhöhen der Windenergieanlagen von 160 m und mehr an die technischen und/oder wirtschaftlichen Grenzen. Die heutigen Softwaretools lassen eine zuverlässige Extrapolation der Windmessdaten aus geringeren Höhen zu.

Antrag EnFV

Ziff. 3.1 Mindestanforderungen an Windmessungen

Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:

b. *Streichen*

Anhang 2.4, 4 Nutzung der Windmessungen, Ziff. 4.1

Die Ziffer 4.1 lässt offen, was mit den erhobenen Daten geschieht, wenn das Gesuch nicht berücksichtigt wird. Dies ist zu präzisieren.

Antrag EnFV

Ziff. 4.1 Mindestanforderungen an Windmessungen

4.1 Der Betreiber stellt dem BFE jeweils mit der Gesuchseinreichung die Windmessdaten nach den technischen Vorgaben des BFE unentgeltlich zur Verfügung. Wird das Gesuch nicht berücksichtigt, vernichtet das BFE die Daten. Eine weiterführende Nutzung der Daten durch das BFE ist mit dem Betreiber zu vereinbaren und zu entschädigen.

Regelungen zu den Investitionsbeiträgen für Geothermie

Art. 87n Anspruchsvoraussetzungen

Eine Prospektion ist nicht für jedes petrothermale Projekt notwendig.

Antrag EnFV

Art. 87n Anspruchsvoraussetzungen

1 Ein Investitionsbeitrag für die Erschliessung eines Geothermiereservoirs kann nur gewährt werden, wenn im betreffenden Gebiet vorgängig eine Prospektion durchgeführt wurde und ein Prospektionsbericht über die Wahrscheinlichkeit eines vermuteten Geothermiereservoirs vorliegt. Bei petrothermalen Projekten, für die keine eigentliche Prospektion durchgeführt werden muss, kann das BFE auf die Prospektionsphase verzichten.

Art. 87z^{bis} Anrechenbare Investitionskosten

Anhang 2.5, 2 Anrechenbare Investitionskosten

Die Praxis zeigt, dass Geothermieprojekte (hydrothermal und petrothermal) einige Akzeptanzprobleme haben können, vor allem im Hinblick auf seismischen Risiken. Deshalb verlangen verschiedene kantonale Behörden weitgehende Sicherheiten. Ohne diese sind Reservoir-Stimulationen oder auch die Nutzung von grossen Bruchsystemen nicht bewilligungsfähig. Deshalb müssen die entsprechenden Kosten auch anrechenbar sein. Das gilt auch für die Kommunikation in erster Linie im Zusammenhang mit einem Risikodialog.

Für die Prospektion und für die Erschliessung sowie für die Realisierung von Geothermieanlagen müssen entsprechend folgende Kosten anrechenbar sein:

- für von den Kantonen oder anderen Bewilligungsgebern verlangten Bau- und Umweltauflagen
- Seismische Risiken-Haftpflichtversicherungen
- Kosten für Umweltverträglichkeitsprüfungen
- Kosten für Risikostudien
- Beweissicherungsmassnahmen
- Massnahmen für eine allfällige Umkehr der Beweislast
- Rückstellungen für Rückbaukosten
- Kommunikation
- generell alle Kosten, ohne die weder Prospektion noch Erschliessung realisiert werden kann; z.B. Kosten für übergeordnetes Projektmanagement

Anhang 2.5, 3 Verfahren für einen Prospektionsbeitrag, Ziff. 3.3

Anhang 2.5, 4 Verfahren für eine Unterstützung der Erschliessung, Ziff. 4.3

Wenn im Baurecht gebaut wird, kann dem Bund kein Kaufrecht am Grundstück eingeräumt werden. Private Rechte gehen vor.

Antrag EnFV

Ziff. 3.3 Vertrag

Kann der Prospektionsbeitrag gewährt werden, so werden im Vertrag nach Artikel 87t Absatz 1 insbesondere folgende Punkte geregelt:

- d. *Streichen*

Ziff. 4.3 Vertrag

Kann der Erschliessungsbeitrag gewährt werden, so werden im Vertrag nach Artikel 87g Absatz 1 insbesondere folgende Punkte geregelt:

d. *Streichen*

Anhang 2.5, 4 Verfahren für eine Unterstützung der Erschliessung, Ziff. 4.4

Eine Vertragsauflösung bei Verzögerung stellt ein beträchtliches Projektrisiko dar. Es ist zumindest zu präzisieren, dass diese Möglichkeit nur besteht, wenn die Projektantin oder der Projektant die Verzögerungen verschuldet. Verzögerungen aufgrund von Geologie, Seismik, Verfügbarkeit von Dritten, technischer Defekte, Sabotage etc. liegen nicht in der Verantwortung der Projektanten und können von ihnen nicht beeinflusst werden.

Antrag EnFV

Ziff. 4.4 Projektdurchführung und Projektabschluss

4.4.3 Werden die Meilensteine oder die Termine nach Ziffer 4.4 Buchstabe a nicht eingehalten aus Gründen, die die Projektantin oder der Projektant verschuldet, so kann das BFE den Vertrag unverzüglich auflösen.

Regelungen zur Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen

Art. 90 Gestehungs- und andere Kosten

Es wird beantragt, eine eindeutige Definition für die zu berücksichtigen kalkulatorischen Kapital- und Zinskosten zu formulieren.

Antrag EnFV

Art. 90 Gestehungs- und andere Kosten

2 Als Gestehungskosten ebenfalls berücksichtigt werden die kalkulatorischen Kapitalkosten. Dabei ist für die kalkulatorischen Zinskosten Massgebend ist der Zinssatz nach Anhang 3 massgeblich. Abschreibungen sind grundsätzlich gemäss der bisherigen Praxis für die jeweilige Anlage vorzunehmen.

Regelungen zu Wasserkraftanlagen im Einspeisevergütungssystem

Anhang 1.1, Ziff. 6.6. (Übergangsbestimmungen)

Können Wasserkraftanlagen die Mindestanforderungen nicht einhalten, wird die Einspeisevergütung nur dann zeitlich befristet weiter ausbezahlt, wenn keine Massnahmen zur Behebung möglich sind. Phasen

ausserordentlicher Trockenheit sollen dabei gemäss Verordnungsentwurf künftig berücksichtigt werden. In den vergangenen Jahren, so im Sommer 2021, waren es jedoch auch die Hochwassersituationen, die zu einer signifikant tieferen Stromproduktion führten. Eine Fokussierung auf überdurchschnittliche Trockenheit erscheint daher sachlich nicht nachvollziehbar und ungenügend.

Antrag EnFV

6.6 Die Jahre, in denen der Grund gemäss Ziffer 6.5 in der aussergewöhnlichen Hydrologie (überdurchschnittliche Trockenheit oder Hochwasser) ~~überdurchschnittlichen Trockenheit~~ liegt, werden bei der Berechnung des Drittels der Vergütungsdauer nicht berücksichtigt.

2. Energieverordnung

Art. 12 Vergütung

Abnahmepreise sollen Engpässe im Winter widerspiegeln können. Nur so sind marktliche Investitionsanreize für den Ausbau von Winterproduktion möglich. Entsprechende Marktsignale sollen auch für Anlagebesitzer, welche nicht direkt am Markt verkaufen, geschaffen werden. Es braucht daher eine saisonal differenzierte Rückliefervergütung.

Aus Sicht des VSE ist zudem zwingend ein Systemwechsel bei der Abnahme- und Vergütungspflicht vorzunehmen. Der Strom ist künftig von einer zentralen Stelle abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütung soll schweizweit einheitlich und marktnah sein und sich nach dem Referenzmarktpreis richten (halb- oder vierteljährlich und auf Basis eines PV-Lastgangs).

Antrag EnV

Art. 12 Vergütung

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

Art. 14 Ort der Produktion

Werden künftig zur Realisierung von Eigenverbrauchslösungen private Stromleitungen realisiert, führt dies zum Aufbau einer Parallelinfrastruktur. Der VSE erachtet dies als volkswirtschaftlich ineffizient. Da es dem politischen Willen entspricht, die Möglichkeit zum Eigenverbrauch im Rahmen des bestehenden Regulierungsrahmens auszuweiten, ist es zentral, dass auch diese privaten Leitungen wie die öffentlichen Leitungen dokumentiert werden, wenn sie in öffentlichem Grund verlaufen.

Sofern mit der nächsten Revision des StromVG die vollständige Strommarktöffnung umgesetzt würde, wären alternative Lösungen für Eigenverbrauch ab dann möglich, da ab diesem Zeitpunkt jeder Endverbraucher, auch mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh, den Energielieferanten frei wählen kann. Solche Projekte ermöglichen Innovation und sind somit ein Treiber für neue zukunftsorientierte Lösungsansätze, welche insbesondere auch eine aktive Teilnahme der Endverbraucher an der Energieversorgung ermöglichen. Für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden in einem elektrischen Netz rund um die Uhr sämtliche Netzebenen z.B. für Spannungs- und Frequenzhaltung beansprucht. Dies gilt auch für jene Zeiten, in denen der Strom innerhalb des gleichen Ortsnetzes erzeugt wird. Für den Bezug von lokal produziertem Strom muss dies – unabhängig von der Distanz zwischen Einspeise- und Entnahmestelle – auch bei den Netzkosten Berücksichtigung finden.

Begleitend zur Weiterentwicklung des Eigenverbrauchs, sei es mit oder ohne Strommarktöffnung, ist daher eine geeignete Weiterentwicklung der Netztarifierung unabdingbar, welche die richtigen Anreize für eine effiziente Netznutzung setzt. Flankierend zur vorgeschlagenen Ausweitung des Eigenverbrauchs durch die Änderung von Art. 14 EnV würde eine Streichung von Art. 18 StromVV mehr Handlungsfreiheit schaffen, um durch die Aufhebung der stark einengenden Bestimmungen insbesondere in Bezug auf die Basiskunden- gruppe und die Arbeitskomponente auch netzseitig Raum für angemessene Lösungen zu schaffen.

Antrag EnV

Art. 14 Ort der Produktion

2 Der Ort der Produktion kann weitere Grundstücke umfassen, sofern die selber produzierte Elektrizität auch auf diesen Grundstücken ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht werden kann. Die Dokumentations- und Auskunftspflicht betreffend Leitungsführungen obliegt dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch.

Anhang 3 Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen, 3 Anrechenbare Kosten

Gemäss Art. 34 EnG sind dem Inhaber einer Wasserkraftanlage die vollständigen Kosten für Sanierungsmassnahmen nach Artikel 83a GSchG bzw. Art. 10 BGF zu erstatten. Die aktuelle EnV schliesst eine Entschädigung für die Unterhaltskosten in Anhang 3 (Ziff. 3.2 Bst. b) aber aus und entspricht damit nicht dem Gesetz.

Im Übrigen sind in Ziff. 3.1 und 3.2 verschiedene Präzisierungen angezeigt.

Antrag EnV

3 Anrechenbare Kosten

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

- c. Planung, Projektierung und Ausführung der Massnahmen; insbesondere die Erstellung der notwendigen Anlagen, inkl. Baunebenkosten;
 - d. Durchführung der Erfolgskontrolle (Umsetzungs- und Wirkungskontrolle);
 - f. (neu) Unterhalt, der durch die Sanierung verursacht wird.
- 3.2 Nicht anrechenbar sind insbesondere:
- a. Gewinn- und Kapitalssteuern;
 - b. *Streichen*

3. Stromversorgungsverordnung

Art. 4d Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung

Art. 18a Deckungsdifferenzen im Bereich der Netzkosten

Art. 31m (Übergangsbestimmung)

Zu Art. 4d Abs. 1 und Art. 18a Abs. 1: Der VSE unterstützt den Ansatz, dass Deckungsdifferenzen zeitnah abgebaut werden. Die Artikel 4d Abs. 1 und 18a Abs. 1 StromVV regeln dies grundsätzlich. Der Ausgleich über drei Jahre widerspricht jedoch den normalerweise geltenden fünf Jahren in vergleichbaren Konstellationen. So legt Art. 6 Abs. 5 StromVG, der im erläuternden Bericht als gesetzliche Grundlage für die Verordnungsanpassung zitiert wird, den möglichen Zeitraum für Tarifanpassungen auf die letzten fünf Jahre fest. Zudem sind gemäss EICom nachträgliche Anpassungen in der Kostenrechnung analog zu Art. 128 Ziff. 1 OR ebenfalls höchstens für die letzten fünf abgeschlossenen Geschäftsjahre zulässig. Dies wurde auch durch das Bundesverwaltungsgericht gestützt. Nichtsdestotrotz begrüsst der, dass ein freiwilliger, schnellerer Ausgleich der Deckungsdifferenzen möglich bleibt.

Der im erläuternden Bericht erwähnte Ansatz, dass jedes einzelne Geschäftsjahr zwecks vollständigen Abbaus separat abzubauen und zu verzinsen ist, erachtet der VSE als wenig praktikabel. Dies ist insbesondere im Bereich Netzkosten mit hohem Aufwand verbunden, weil zusätzlich zwischen den einzelnen Netzebenen differenziert werden muss. Der administrative Aufwand, um die Deckungsdifferenzen für zahlreiche Kategorien (Aufschlüsselung nach Geschäftsjahren und Netzebenen) zu berechnen, steht in keinem Verhältnis zum erwarteten Nutzen. Zumal im laufenden Tarifjahr wiederum ungeplante Deckungsdifferenzen entstehen können, die zu einem Über- oder Unterabbau führen können.

Zu Art. 4d Abs. 1, Art. 18a Abs. 1 und Art. 31m: Die Deckungsdifferenzen sollen sich nach bisheriger Praxis der EICom nach dem Tarifjahr und nicht nach dem Geschäftsjahr orientieren (gem. Wegleitung zur Kostenträgerrechnung der EICom werden die Deckungsdifferenzen des letzten Tarifjahres berechnet).

Entspricht das Geschäftsjahr dem hydrologischen Jahr, orientieren sich die Deckungsdifferenzen nach dem Tarifjahr (=Kalenderjahr). Eine Aufschlüsselung der Deckungsdifferenzen nach Geschäftsjahren ist aufwendig und mindert die Transparenz und Nachvollziehbarkeit zur Kostenträgerrechnung Energie. Ein separater Abbau und Verzinsung der Deckungsdifferenz jedes einzelnen Tarifjahres ist unverhältnismässig aufwendig und kann in der Praxis die Möglichkeit der Glättung der Tarifhöhe stark einschränken. Zudem ist die Erlösabgrenzung zum Zeitpunkt des Geschäftsjahres-Abschlusses per 30.9. aufgrund der rollierenden Ablesung schwierig. Auch die Abgrenzung der Kostenbasis per 30.9. vs. Ende Tarifjahr (als Grundlage für die Nachkalkulation) ist aufwendig. Ein Mehrwert der Praxisumstellung ist nicht ersichtlich. Zudem sind nicht alle Netzbetreiber aus der Rechnungslegung verpflichtet, eine Deckungsdifferenz zu berechnen und

finanzbuchhalterisch zu buchen, dies bedeutet einen Zusatzaufwand für Verteilnetzbetreiber, deren Geschäftsjahr dem hydrologischen Jahr entspricht.

Zu Art. 4d Abs. 3 und Art. 18a Abs. 3: Bei Deckungsdifferenzen handelt es sich entweder um Verbindlichkeiten (Überdeckung) oder um ein Guthaben (Unterdeckung) gegenüber den betreffenden Endkundinnen und Endkunden und damit um betriebsnotwendiges Vermögen. So führen Deckungsdifferenzen bei einem Netzbetreiber entweder zu zusätzlichem Kapital (Überdeckung), das nicht anderweitig zum WACC beschafft werden muss, oder zu fehlendem Kapital (Unterdeckung), was in einen zusätzlichen Finanzierungsbedarf zum WACC mündet. Somit ist auch hier der WACC der angemessene und korrekte Zinssatz zur Verzinsung dieses betriebsnotwendigen Vermögens. Aus einer Opportunitätskosten-Betrachtung heraus ist ersichtlich, dass es sich beim WACC um den korrekten Zinssatz für die Verzinsung der Deckungsdifferenzen handelt. Eine weitere parallele Regulierung, die mittels einer reduzierten Verzinsung ebenfalls den Ausgleich der Deckungsdifferenzen bezwecken soll, ist zudem nicht sachgerecht.

Es ist zudem zu beachten, dass Deckungsdifferenzen im Regelfall nicht gewollt sind, sondern beispielsweise als Folge von exogenen Verwerfungen an den Märkten v.a. energieseitig auftreten. Damit einher gehen erhebliche Risiken für die Netzbetreiber, die mit dem Fremdkapitalkostensatz nicht angemessen abgebildet werden. Insbesondere im Fall, dass zusätzliche Liquidität benötigt wird, ist im Sinne der Versorgungssicherheit die Möglichkeit einer angemessenen Verzinsung über eine angemessene Dauer sicherzustellen.

Zu Art. 18a Abs. 3: Soweit die Deckungsdifferenzen die Netzkosten betreffen, sollte die Regelung betr. des anwendbaren Zinssatzes auch die Übertragungsnetze miteinschliessen.

Antrag StromVV

Art. 4d Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung

- 1 Es werden die Deckungsdifferenzen des letzten Tarifjahres berechnet. Stimmt die Summe des Entgelts, das der Verteilnetzbetreiber für die Grundversorgung während eines Tarifjahres Geschäftsjahres erhoben hat, nicht mit dem Betrag überein, den er gemäss dem Gestehungskostenansatz hätte erheben dürfen (Deckungsdifferenz), so muss er diese Abweichung spätestens innert der nächsten fünf Tarifyahre drei Geschäftsjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten.
- 3 Der Zinssatz, den der Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:
- bei einer Unterdeckung: höchstens dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;
 - bei einer Überdeckung: mindestens dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1.

Art. 18a Deckungsdifferenzen im Bereich der Netzkosten

- 1 Stimmt die Summe des Netznutzungsentgelts, das der Netzbetreiber während eines Geschäftsjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Netzkosten überein (Deckungsdifferenz), so muss er diese Abweichung spätestens innert der nächsten fünf drei Geschäftsjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten.
- 3 Der Zinssatz, den der Netzbetreiber Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:
- bei einer Unterdeckung: höchstens dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;

b. bei einer Überdeckung: mindestens dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz ~~Fremdkapitalkostensatz~~ gemäss Anhang 1.

Art. 31m
Streichen

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

Als flankierende Massnahme zum massiven Ausbau der dezentralen Einspeisung ins Verteilnetz ist eine Entlastungsmassnahme aufseiten Netz vorzusehen. Mit der Möglichkeit eines Einspeise- bzw. Lastmanagements (Peak Shaving) kann der Ausbaubedarf des Netzes deutlich reduziert werden.

Entsprechend ist Art. 8c StromVV mit einer Bestimmung zu ergänzen, die eine Eingriffsmöglichkeit des Verteilnetzbetreibers bei Anlagen über 30 kVA bzw. eine Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA auf 70 Prozent vorsieht. Bei kleineren Anlagen würde die Aufrüstung für die Steuerbarkeit durch den Verteilnetzbetreiber einen unverhältnismässig grossen Teil der Gesamtkosten der Anlagen ausmachen. Daher ist es zweckmässig, dass dieses Erfordernis erst für Anlagen grösser 30 kVA gilt. Bei Anlagen bis 30 kVA soll eine Begrenzung der Einspeisung auf 70% der installierten Leistung möglich sein.

Antrag StromVV

Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

4 Die Einspeisung in das Netz von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Solarenergie kann durch den Netzbetreiber unentgeltlich um maximal 3 Prozent der jährlichen Produktionsmenge reduziert werden. Hierzu rüsten Betreiber von Anlagen grösser 30 kVA ihren Anschlusspunkt an das Verteilnetz mit technischen Einrichtungen aus, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA ist auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

Art. 11 Netzzugang der Endverbraucher

Gestützt auf die geltenden gesetzlichen Regelungen ist denkbar, dass Endverbraucher, die ihren Strom im freien Markt beschaffen, über die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) wieder Anrecht auf Lieferung aus der Grundversorgung hätten. Heute ist unklar, ob dies zulässig ist. Im Rahmen der Stromversorgungsgesetzgebung hat der Gesetzgeber seinem Willen zum Ausdruck gebracht, dass Endverbraucher, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, nicht mehr in die Grundversorgung zurückkehren können (Prinzip «einmal frei, immer frei»). In der Energiegesetzgebung ihrerseits wurde die Möglichkeit zur Bildung eines ZEV einerseits zur Ausweitung der Möglichkeit für Eigenverbrauch und andererseits zur Förderung der dezentralen Produktionsanlagen aus erneuerbaren Energien eingerichtet. Es erscheint daher notwendig, eine Klärung herbeizuführen mit dem Ziel, den Grundgedanken der beiden gesetzlichen Regelungen beizubehalten und allfälligen missbräuchlichen Ausnutzungen dieser Regelungslücke zuvorzukommen und damit Rechtssicherheit zu schaffen. Der vorgeschlagene neue Absatz 3^{bis} regelt daher, unter welchen Voraussetzungen ein ZEV Anrecht auf Lieferung aus der Grundversorgung hat.

Antrag StromVV

Art. 11 Netzzugang der Endverbraucher

3^{bis} (neu) Für Endverbraucher nach Art. 18 Abs. 1 EnG (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) mit einem geschätzten Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh entfällt die Lieferpflicht des Betreibers des Verteilnetzes nach Art. 6 StromVG, falls alle Teilnehmenden, die bereits nach Abs. 2 Gebrauch vom Netzzugang gemacht haben, zusammen insgesamt mehr als 50% des Jahresverbrauchs des Zusammenschlusses aufweisen.

Art. 26a (Pilotprojekte)

Zu Abs. 1 Bst. e: Ein Pilotprojekt kann nicht nur zu Art. 6, 8 und 10 StromVG im Konflikt stehen, sondern grundsätzlich auch mit Ausführungsbestimmungen. Es sollte im Gesuch daher eine umfassende Auflistung sämtlicher Bestimmungen vorgenommen werden, von denen abgewichen werden soll.

Zu Abs. 1 Bst. f: Es ist unbedingt notwendig, dass ein Pilotprojekt noch vor Einreichen des entsprechenden Gesuches mit dem betroffenen Verteilnetzbetreiber besprochen wird. Ein Pilotprojekt kann nur dann sinnvoll realisiert werden, wenn die Modalitäten des Projekts einvernehmlich festgelegt werden. Das Gesuch hat zudem Regelungen für alle Parteien, welche durch das Projekt tangiert werden, aufzuzeigen. So können die Auswirkungen des Projektes besser aufgezeigt und Lösungen entwickelt werden.

Zu Abs. 1 Bst. g: Die Verwendung allfälliger Erträge (vermiedene Kosten oder entstehende Gewinne) sowie anfallende Kosten aufgrund der Abweichung von geltenden Regeln sind im Gesuch aufzuzeigen. Dies trägt dazu bei, dass die Projekte unter Berücksichtigung aller Eventualitäten, Vor- und Nachteile vorbereitet werden. Allfällige ungedeckte Kosten dürfen nicht zulasten der Kostenrechnung der Verteilnetzbetreiber und der restlichen Verbraucher in seinem Netzgebiet gehen. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass in der Verordnung Bestimmungen über die in Art. 23a Abs. 4 StromVG vorgesehene Kostenanlastung an die Systemdienstleistungen von Swissgrid fehlen. Es wäre zu definieren, wie die Genehmigung solcher zu wälzenden Kosten (nicht nur in genereller Form, sondern der effektiven Beträge) durch das UVEK oder die EICom zu erfolgen hat, um die Anrechenbarkeit sicherzustellen. (Eine ähnliche Regelung besteht für die Kosten für Netzverstärkungen im Verteilnetz in Art. 22 Abs. 3 und 4 StromVV.) Eine naheliegende Lösung wäre, diese Genehmigung im Rahmen der projektspezifischen Verordnung zu erteilen.

Zu Abs. 2: Die Funktionsweise der Sandbox wird aus dem Verordnungstext und den Erläuterungen zu wenig deutlich. So ist z.B. der Regelungsumfang der Adhoc Verordnung nicht klar: Handelt es sich um projektspezifische Regelungen oder um eine alternative Variante der StromVV? Aus Sicht des VSE braucht es im Prinzip nicht sowohl eine Verordnung als auch eine Verfügung. Es ist zu prüfen, ob nach dem Erlass der projektspezifischen Verordnung noch eine Verfügung notwendig ist.

Zu Abs. 2 und 3: Die in der Verordnung festgelegten besonderen Regelungen haben explizit nur für das jeweilige Pilotprojekt zu gelten. Entsprechend ist auch die in Abs. 3 vorgesehene Bewilligung weiterer gleichartiger Pilotprojekte unbegründet und widerspricht dem Gedanken der Sandbox-Regelung, örtlich, zeitlich und in den Auswirkungen beschränkte neuartige Versuche durchzuführen. Ähnliche, nachfolgende Projekte qualifizieren nicht per se als Pilotprojekte.

Zu Abs. 4 und 6: Da es sich um Projekte in Abweichung von geltendem Recht handelt, ist auf eine möglichst hohe Transparenz zu achten. Zudem besteht ein hohes Interesse, relevante Ergebnisse der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Sämtliche Verordnungen, Verfügungen, Gesuche und Resultate genehmigter Projekte (vorbehältlich allfällig sensibler Geschäftsdaten) sind daher zu publizieren. Zudem sind die Folgen einer allfälligen Überschreitung des genehmigten Projektumfangs zu regeln.

Schliesslich weist der VSE darauf hin, dass das rechtliche Korsett für Innovationen heute sehr eng geschnürt ist. Die detaillierten Regelungen der Regulatory Sandbox müssen daher so ausgestaltet werden, dass Innovationen nicht behindert werden. Insbesondere bei der Ausarbeitung der Richtlinie, mit welcher das UVEK seine Praxis zur Gesuch einreichung noch näher umschreiben will, ist ein Gleichgewicht zu finden zwischen der Ermöglichung von Projekten unter engen Auflagen auf der einen Seite und der Ermöglichung echter Innovation auf der anderen.

Antrag StromVV

Art. 26a

- 1 Das Gesuch für ein Pilotprojekt ist beim UVEK einzureichen. Es muss alle Angaben enthalten, die für die Überprüfung der Voraussetzungen nach Artikel 23a StromVG erforderlich sind, insbesondere:
 - e. die Bestimmungen des StromVG sowie der entsprechenden Ausführungsgesetzgebung, von denen abgewichen werden soll;
 - f. Regelungen für alle Parteien, die durch das Projekt tangiert werden, insbesondere den betroffenen Verteilnetzbetreiber;
 - g. die Erträge und deren Verwendung sowie Kosten des Projekts.
- 2 Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass dieses bewilligt werden kann, so erlässt das UVEK eine projektspezifische Verordnung, in der die Rahmenbedingungen für das Projekt geregelt sind (Art. 23a Abs. 3 StromVG). Das UVEK kann zur Beurteilung der Gesuche Sachverständige beiziehen. ~~Es entscheidet mit Verfügung über das Gesuch.~~
- 3 ~~Streichen~~
- 4 Die Ergebnisse des Projekts sind vom Bewilligungsinhaber in einem Schlussbericht auszuwerten und in geeigneter Form zu publizieren. Der Schlussbericht und die zur Evaluation notwendigen Daten und Informationen sind dem UVEK zur Verfügung zu stellen.
- 6 (neu) Alle genehmigten Gesuche, Verordnungen und Verfügungen nach diesem Artikel sind zu veröffentlichen.

4. Energieeffizienzverordnung

Anhänge 1.16 und 1.18

Der VSE begrüsst, dass die Energieeffizienzvorschriften und -kategorien für Geräte und Anlagen laufend überprüft und angepasst werden.

Die elektrischen Widerstandsheizungen verbrauchen derzeit im Winter rund 2,8 TWh Strom. Bei einem weitgehenden Ersatz dieser Widerstandsheizungen durch Wärmepumpen könnten rund 2 TWh eingespart werden. Es sollen keine neuen Elektroheizungen installiert werden. Zudem ist dafür zu sorgen, dass der Ersatz von bestehenden Elektroheizungen rasch vorangeht. Da es im Bereich der Gebäudewärme gleichwertige Alternativen zu den Widerstandsheizungen gibt, welche eine bessere Energieeffizienz aufweisen, erachtet der VSE ein Verbot von Neuanlagen und den Ersatz von Elektroheizungen als tragbar im Sinne der Versorgungssicherheit. Dies, obwohl es sich um ein Technologieverbot handelt.

Elektrische Anlagen sind auf den jeweiligen Gegebenheiten und die Nutzung auszurichten, und müssen eine hohe technische Güte aufweisen. Zudem ist anzustreben, dass möglichst viele Anlagen (z.B. Heiz- und Kühlsysteme) die technischen Voraussetzungen für Fernsteuerbarkeit aufweisen. Die Nutzung durch Dritte zur Optimierung des Energiesystems sowie Smart-Home Anwendungen setzen eine entsprechende Zugriffsmöglichkeit und die Kompatibilität der verschiedenen Komponenten voraus. Dies ist über Standards sicherzustellen.

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

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M. Frank'.

Michael Frank
Direktor

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'N. Brauchli'.

Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie