



Sozialdemokratische Partei der Schweiz / Parti Socialiste Suisse

Zentralsekretariat / Secrétariat central

Theaterplatz 4, 3011 Bern

Postfach / Case postale, 3001 Bern

Tel. 031 329 69 69 / cecile.heim@spschweiz.ch

www.spschweiz.ch / www.pssuisse.ch

An
Bundesamt für Energie BFE
Pulverstrasse 13
3063 Ittigen
Per Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 23. Mai 2024

**Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere
Stromversorgung mit erneuerbaren Energien
auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der
betroffenen Verordnungen:
Stellungnahme der SP Schweiz**

Sehr geehrter Herr Bundesrat,
Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Einladung zur Teilnahme an der obenstehenden Vernehmlassung. Gerne unterbreiten wir Ihnen die folgende Stellungnahme.

Am 29. September 2023 hat das Parlament das Bundesgesetz «Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien», der sogenannte Mantelerlass oder das Stromgesetz, angenommen. Dagegen wurde das Referendum angenommen, weshalb es am 9. Juni 2024 zur Abstimmung kommt. Um ein Inkrafttreten am 1. Januar 2025 zu ermöglichen, falls das Stromgesetz im Juni vom Volk angenommen wird, hat der Bundesrat bereits die entsprechenden Verordnungsänderungen vorbereitet. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich somit auf die vorgesehenen Verordnungsänderungen des Stromgesetzes.

Die SP Schweiz befürwortete das Stromgesetz schon während der parlamentarischen Debatte und tut es weiterhin im Abstimmungskampf. Das Hauptziel dieses Gesetzes ist es, den Ausbau aller erneuerbaren Energien so weit wie möglich zu fördern und dabei den Umwelt-, Landschafts- und Biodiversitätsschutz zu respektieren. Dieses Ziel gilt es auch in der Erarbeitung der entsprechenden Verordnungen nicht aus den Augen zu verlieren, da die Verordnungen die praktische Umsetzung des Gesetzes begleiten. Die vorliegenden Verordnungsänderungen verfehlen jedoch das Ziel des Stromgesetzes. Das Stromgesetz hält klar fest, dass innert der nächsten 10 Jahre 35TWh Strom durch erneuerbare Energien (ausser Wasserkraft) produziert werden soll. Mit den vorliegenden Verordnungsänderungen wird dies jedoch nicht möglich sein. Zudem scheint uns, dass sie viel unnötige Bürokratie, Erhöhungen der Strompreise sowie Komplikationen provozieren. Schliesslich wird die Interessenabwägung mit dem Umwelt- und Biodiversitätsschutz in den Verordnungen nicht genügend berücksichtigt. Aus unserer Sicht verpasst es somit der Bundesrat mit diesen Verordnungen, den Zweck des Stromgesetzes zu erfüllen und den Ausbau der erneuerbaren Energien auf umweltverträgliche und sozial gerechte Weise voranzutreiben. Aus diesen Gründen lehnt die SP Schweiz die vorliegenden Verordnungsänderungen ab. Wir verlangen vom Bundesrat, eine Verordnungsvorlage auszuarbeiten, die dem Stromgesetz treu bleibt.

Im Folgenden finden Sie als erstes eine Zusammenfassung unserer wichtigsten Bedenken («Generelle Hinweise»). Danach folgt eine Liste der Gesetzesartikel des Stromgesetzes, deren Realisierung in dieser Verordnungsvorlage (noch) nicht vorgesehen ist («Fehlende Umsetzung»), bevor wir die Verordnungen artikelweise anmerken («Artikelweise Rückmeldung»).

1. Generelle Hinweise

Grundsätzlich stellen wir fest, dass diese Vorlage überstürzt und nicht durchgedacht ist. So fehlen Teile der nötigen Verordnungsänderungen wie die Raumplanungsverordnung oder die Vorgaben zur Vorbildfunktion des Bundes. Da einige der vorliegenden Verordnungsartikel mit den fehlenden Verordnungen stark zusammenhängen, ist es unmöglich, bereits jetzt diese Artikel der Vorlage einzuschätzen. Das Verfahren des Bundesrates scheint uns hier somit nicht zielführend.

Die SP Schweiz besteht darauf, dass in der Förderung des Wasser- und Solarstroms gleich lange Spiesse gelten sollen. Denn die vorliegenden Verordnungen verhindern einen effizienten Solarausbau. In Anbetracht der gesetzlich festgehaltenen Ziele (35 TWh bis 2035 und 45TWh bis 2045), hätten wir Verordnungsbestimmungen erwartet, welche eine bemerkenswerte Beschleunigung des Solarausbaus anschieben würden wie, zum Beispiel, eine griffige Solarpflicht, stabile und planbare Vergütungsmodelle und vor allem Rechtssicherheit für alle Anlagentypen. Dies ist jedoch hier nicht der Fall, wie wir zu unserem Bedauern feststellen. Die Verordnungen müssen nun den öffentlichen und privaten Akteuren ermächtigen, die neuen Möglichkeiten auch tatsächlich anzupacken und umzusetzen. Alle müssen sicher sein, dass sich an geeigneten Orten – vor allem Gebäude und weitere Infrastruktur – gut geplante Anlagen amortisieren lassen. Wir fordern den Bundesrat dazu auf, den Solarausbau mutiger, grosszügiger und konsequenter auszugestalten.

Gleichzeitig ist der sozial gerechte Ausbau von erneuerbaren Energien für die SP Schweiz unabdingbar. So müssen die Verordnungen aus unserer Sicht das schwierige Gleichgewicht zwischen gerechte Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien und Vorbeugung der Entsolidarisierung der Strompreise finden. Denn der Ausbau erneuerbarer Energien muss von Vorteil für alle sein. So dürfen gefangene Endverbraucher und / oder Mieter nicht für den Ausbau erneuerbarer Energien aufkommen müssen, während bereits privilegierte Infrastruktur-Besitzer noch mehr profitieren können. Aus diesem Grund fordern wir den Bundesrat auf, den Ausbau erneuerbarer Energien sozial gerecht auszugestalten, auf unnötige Kosten zu verhindern und auf eine systematische Abwälzung der Kosten des Ausbaus auf den Netznutzungstarif zu verzichten.

Die im Stromgesetz enthaltenen Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz werden in den Verordnungen kaum umgesetzt. Wir fordern, dass die Effizienzmassnahmen ausgeschöpft werden. Im Bericht [«Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025»](#) vom 08. Februar 2022 hat das Bundesamt für Energie (BFE), das Stromeinsparungspotenzial im Jahr 2025 auf rund 200 GWh geschätzt: «Mit zusätzlichen Stromeffizienzmassnahmen des Bundes können 2025 Stromeinsparungen von rund 200 GWh erzielt werden. Diese Stromeinsparungen steigen jährlich an, 2030 sparen dieselben Massnahmen 700 GWh ein. Über die gesamte Lebensdauer betragen die Stromeinsparungen 7.7 TWh. Den Stromeinsparungen stehen Kosten von rund CHF 22 Millionen gegenüber, vorwiegend für Finanzhilfen» (S. 3). Das enorme Stromeinsparungspotenzial erfolgt durch einfache Massnahmen (Geräteeffizienz, Anreize für Stromeffizienzmassnahmen bei Unternehmen, Förderprogramme für Querschnittstechnologien, Förderung von Fernwärme und viele mehr) und werden im Bericht im Detail aufgeführt. Wichtig zu unterstreichen ist, dass diese Massnahmen dem Wohlstand unseres Landes und dem Komfort der Bevölkerung in keiner Weise schaden. Zudem sind die Kosten von lediglich CHF 22 Millionen für diese Stromeinsparungsmassnahmen ausserordentlich kostengünstig. So könnten die unnötigen Erhöhungen des Netznutzungsentgelt, die die Verordnungen für die Effizienzmassnahmen vorsehen, vermieden werden. Ergänzend zu den Massnahmen, die der Bund ergreifen kann, schlägt das BFE Massnahmen für Kantone vor, die zusätzlich Strom einsparen würden. Das Stromeinsparungspotenzial und somit das Potenzial der Verhinderung einer Strommangellage durch die Förderung der Stromeffizienz ist somit riesig.

Das Verordnungspaket ist betreffend Biodiversität ungenügend und muss stark verbessert werden. Das Vorgehen, einen Teil der Verordnungen bereits zu vernehmlassen, während die Raumplanungsverordnung (RPV) noch aussteht und ihr Inhalt somit unbekannt ist, ist nicht zielführend. In der Energieverordnung (EnV) und im erläuternden Bericht werden Aussagen zu Biodiversität, Eignungsgebieten und Richtplanung gemacht, die die Raumplanung direkt betreffen. Verbindliche Zusagen, die durch den Bundesrat und die Kommissionssprecher in der Ratsdebatte zuhanden der Materialien gemacht wurden (siehe «Artikelweise Rückmeldung»), werden mit den vorliegenden Verordnungen nicht eingehalten. Hier ist eine Korrektur zwingend notwendig.

Das Stromgesetz eröffnet für die Betreiber bestehender Biomasseanlagen die Möglichkeit, dass die laufenden Kosten auch nach Ende der Einspeisevergütungssystem (EVS) durch eine adäquate Stromvergütung gedeckt werden. Leider stellen die vorliegenden Verordnungsentwürfe keine konsequente Umsetzung des Stromgesetzes dar. Vielmehr ist der langfristige Weiterbetrieb von stromproduzierenden Biogasanlagen damit existenziell in Frage gestellt. Denn mit den vom

BFE vorgeschlagenen Förderbedingungen werden die landwirtschaftlichen Biogasanlagen ihre Stromproduktion einstellen müssen, sobald ihre Vergütung nach dem EVS ausläuft. Zusätzlich würden die Ausführungsbestimmungen im erläuternden Bericht zur Verordnung über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT) und die VHBT die Vermarktungsmöglichkeiten stark einschränken und den inländischen Handel mit dem ökologischen Mehrwert von Biogasanlagen nicht nur unnötig verteuern, sondern auch grundsätzlich in Frage stellen. Es ist jedoch der politische Wille, den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen auch nach dem EVS sicherzustellen. Deswegen bitten wir den Bundesrat, die nötigen Änderungen vorzunehmen, um diesen Willen umzusetzen. Konkrete Vorschläge dazu finden Sie in der «Artikelweisen Rückmeldung».

In den vorliegenden Bestimmungen der Datenplattformen ist der Datenschutz ungenügend gewährleistet. Aus dem eidgenössischen Datenschutzgesetz ergibt sich «Datensparsamkeit», das heisst, es dürfen nur solche Daten erhoben und gesammelt werden, die für den notwendigen Zweck unabdingbar sind. Unter diesem Gesichtspunkt ist der Umfang der zu speichernden Bestandsdaten zu hinterfragen. Grundsätzlich ist fragwürdig, ob solch persönliche Daten auf einer zentralen Plattform gespeichert werden sollen. Bei einem (unbemerkten) Eindringen von Dritten in die Datenplattform wären für diese Informationen über Ferienabwesenheiten, stundenweisen Abwesenheiten, oder Lebensrhythmen verfügbar. Zudem wird das Eindringen aufgrund der zahllosen Teilnehmenden vereinfacht. So wird das unbefugte Eindringen in intelligente Messsysteme selbst durch solch eine Fülle an Bestandsdaten eher vereinfacht statt erschwert.

Zusammenfassend legen wir dem Bundesrat nahe, das Ziel und den Zweck des Stromgesetzes wahrzunehmen: Der Ausbau von erneuerbaren Energien – vor allem Solarstrom – muss vorangetrieben werden; die Effizienzmassnahmen müssen verbessert werden, ohne die Strompreise dabei unnötigerweise zu erhöhen; die Interessenabwägung mit Umwelt- und Biodiversitätsschutz gemäss Stromgesetz und Versprechen während der parlamentarischen Debatte muss geehrt werden; und der Datenschutz aller Prosumer:innen soll gewährleistet sein.

2. Fehlende Umsetzung

Uns sind folgende Gesetzesartikel aufgefallen, die in den Verordnungen nicht erwähnt werden und deren Umsetzung von einer Umsetzungsverordnung profitieren würden:

EnG Art. 2 und 3 und Art. 55

In den Verordnungen gibt es keinerlei Erwähnung der im Gesetz festgelegten Ziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 bzw. 2045. Dabei gäbe es sowohl bei den Förderinstrumenten, den Tresorerie-Darlehen oder dem Standardstromprodukt Möglichkeiten, die Erreichung dieser ambitionierten Ziele zu fördern. Wir erwarten daher, dass entsprechende Vorschläge in der überarbeiteten Version des Verordnungspakets des Stromgesetzes enthalten sind.

Es ist klar, dass die jährlichen Energiestatistiken und der Monitoringbericht als wichtiges Umsetzungsinstrument für diese beiden Artikel verwendet werden. Da eine Reihe neuer Förderinstrumente eingeführt wird, ist es jedoch wichtig, dass beispielsweise der Zubau auf Parkplätzen oder Fassaden ebenfalls erfasst wird.

Zudem wird heute weder der Ertrag aus Solaranlagen noch der Stromverbrauch erfasst. So dürfte heute aufgrund des nicht gemessenen oder nicht gemeldeten Eigenverbrauchs sowohl der Solarertrag als auch der Stromverbrauch unterschätzt werden. Dies verhindert eine korrekte Evaluation der Politikinstrumente. Durch eine klare Verknüpfung der künftigen Datenplattform im StromVG und den Zielen im EnG muss die Verbindlichkeit erhöht werden.

EnG Art. 12 Abs. 1 Vergütung

Im bisherigen Art. 4 und 4a StromVV wurde die Möglichkeit, höhere Abnahme-Vergütungen als jene gemäss Art. 12 Abs. 1 EnV zu gewähren, explizit erwähnt. Dies sollte auch mit dem neuen Gesetz möglich sein, damit Verteilnetzbetreiber proaktiv mehr oder grösser dimensionierte Solaranlagen begünstigen können.

Da dieser explizite Hinweis fehlt, wird in den Erläuterungen auch nicht festgelegt, um welchen Maximalbetrag die Verteilnetzbetreiber die Minimalvergütung überschreiten dürfen. Eine angemessene Maximalregelung wäre aber sinnvoll, da diese Kosten direkt auf die gebundenen Kunden abgewälzt werden können.

EnG Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen

Änderungsantrag: Zusätzlicher Artikel 9b in EnV: **Bei der Zuerkennung eines nationalen Interesses müssen die Interessen gem. EnV Art. 7b angemessen berücksichtigt werden.**

Begründung: Die Schwellenwerte für die erforderlichen Anlagegrössen zur Erreichung des nationalen Interesses sind bereits sehr tief angesetzt. Art. 13 erlaubt es dem Bundesrat auch Anlagen, welche noch unter diesen tiefen Schwellenwerten liegen, ein nationales Interesse zuzuweisen, was sich auf die Interessensabwägung und Verfahren auswirkt. Es ist jedoch klar, dass Art. 13 eine absolute Ausnahmeregelung ist. Diese soll nur für Standorte zur Anwendung kommen, die unter Berücksichtigung der für die Eignungsgebiete geltenden Interessen gemäss EnV Art. 7b äusserst unproblematisch sind. Dies kommt folglich auch nur für Anlagen in Frage, deren negative Auswirkungen auf die Biodiversität im Verhältnis zu ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit äusserst gering sind. Dies wäre möglicherweise für Projektideen, die vor allem bestehende Infrastrukturen nutzen, denkbar. Hingegen darf diese Ausnahmereglung für Standorte, die aus Sicht Biodiversität grundsätzlich problematisch sind, nicht zur Anwendung kommen, da die Verordnung mit geltender Gesetzgebung kompatibel sein soll.

EnG Art. 36a Tresoriedarlehen

Zukünftig kann die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) dem Netzzuschlagsfonds Tresoriedarlehen gewähren. Zwar wird in der Verordnung das Maximalvolumen, die Verzinsung und der Zeithorizont für die Rückzahlung der Darlehen beschrieben, nicht aber deren Verwendungszweck. Dies ist unverständlich, da eine Warteliste geführt werden soll, wenn nicht alle Gesuche berücksichtigt werden können. Im Sinne der Zielerreichung müsste die Verordnung spezifizieren, unter welchen Umständen die Tresoriedarlehen zum Einsatz kommen und ob es

zwischen Technologien und Finanzierungsarten eine Priorisierung gibt. In der aktuellen Ausgestaltung ist völlig unklar, welchen Zweck die Tresoriedarlehen erfüllen sollen. Wir schlagen vor, dass Wartelisten erst gebildet werden, wenn auch die Tresoriedarlehen vollständig verpflichtet sind. Dies betrifft sowohl den Zubau, die Effizienz wie auch die ökologische Sanierung der Wasserkraft. Die relevanten Artikel der EnFV sind entsprechend anzupassen (unten nicht einzeln als Anträge formuliert).

EnG Art. 44 Energieetiketten

Wir haben Verständnis dafür, dass die Angaben zum Gebrauch über den ganzen Lebenszyklus eines Produktes nicht vollständig umgesetzt werden. Denn beispielsweise bei den Personenwagen sind die Daten der EU noch nicht verfügbar. Fragwürdig finden wir hingegen, dass alle anderen mit Art 44 Abs 1 Bst a und d diskussionslos beschlossenen Zusatzinformationen auf den Energieetiketten nicht per 2025 ausgewiesen werden. Zumal die Energieetikette für Personenwagen per 1.1. 2025 ohnehin überarbeitet wird (bereits in Kraft getretene [Neueinteilung der Fahrzeuge in die Effizienzkatgorien](#), die wir sehr unterstützen).

Die Rahmenbedingungen für die Elektromobilität sind momentan schlechter als bei der Ausarbeitung der Neuerung (Rückgang des Wachstums bei den Marktanteilgewinne, Entscheid beim neuen CO₂-Gesetz bezüglich der Ladestationen-Infrastruktur und Nicht-Berücksichtigung der zunehmenden Elektroautofahrzeug-Marktanteile bei den Neuwagenflottenzielwerten 2026-2029). Die Ausgangslage wird sich zusätzlich zu Ungunsten der Gesamtenergieverbrauchsziele des Stromgesetzes und der klimapolitischen Ziele verschärfen, falls ab 2030 eine Ersatzabgabe für nicht mineralölsteuerpflichtige Fahrzeuge erhoben wird.

Bei den emissionsrelevanten Unterschieden von Personenwagen hat sich für den CO₂-Ausstoss der Flottenzielwert als Vergleichsangabe bewährt. Der auf der Energieetikette ausgewiesene Flottenzielwerte ist gemäss dem effektiven Verbrauch auf der Strasse zu korrigieren. Für die unerfreulichen Entwicklung, dass die realen CO₂-Emissionen sich zunehmend von den CO₂-Emissionen des Testverbrauchs entfernen (siehe auch [ICCT 2024](#)), sieht Art. 10 Abs. 5 des neuesten CO₂-Gesetzes eine entsprechende Korrektur vor. Per Inkraftsetzung des CO₂-Gesetzes (voraussichtlich ebenfalls am 01.01.2025) ist diese Anpassung an den Realverbrauch angebracht.

EnG Art. 45a Solarpflicht bei Gebäudefläche grösser 300 m²

Hier braucht es Ausführungsbestimmungen, welche die anrechenbare Gebäudefläche sowie die Mindestgrösse der Anlage definieren. Im Hinblick auf die hohe gesellschaftliche Akzeptanz von Solaranlagen auf Gebäuden sowie den tiefen Erstellungskosten sollte der Solarstandard bei Neubauten dieser Grösse so ausgestaltet sein, dass möglichst die ganze Dachfläche sowie in geeigneten Fällen auch die Fassade solaraktiv ausgestattet wird.

EnG Art. 45b Nutzung der Sonnenenergie bei Infrastrukturen des Bundes und Art. 46a Vorbildfunktion von Bund und Kantonen in Bezug auf die Energieeffizienz

Der vorliegende Verordnungsentwurf setzt diese beiden Artikel nicht um. Diese Umsetzung ist jedoch sehr wichtig, da es neben der Vorbildfunktion auch um ein gewaltiges Potenzial an bestehenden Infrastrukturen geht, welches man für die Erzeugung erneuerbarer Energie nutzen sollte. Es reicht nicht, dass in verwaltungsinternen Richtlinien Anpassungen gemacht werden. Es bietet sich hier die Möglichkeit transparent zu definieren, was «geeignete Flächen» sind, wann diese solaraktiv sind, wann etwas technisch nicht möglich oder wirtschaftlich unverhältnismässig ist. Da der Bund seine Flächen auch zur Verfügung stellen kann, muss klar sein, wann diese Ausschreibungen geplant sind, welche Anforderungen erfüllt sein müssen und bis wann die Nachrüstung abgeschlossen sein soll (allenfalls mit Zwischenzielen).

Da es bei dieser Gesetzesbestimmung auch um die Vorbildfunktion des Bundes geht und auch weil keine Spezialauktionen vorgesehen sind, regen wir zudem an, dass der Bund gezielt auch solaraktive Projekte auf bestehenden Infrastrukturen nutzt. Dies soll vor allem auf Flächen mit grossem Potenzial geschehen, die bisher kaum genutzt wurden. Dazu gehören etwa Autobahn und- Parkplatzüberdachungen, Lärmschutzwände, Bahntrassen und ähnliche Infrastrukturen. Erfahrungswerte und Skalierungseffekte würden mittel- bis langfristig auch die Kosten ähnlicher Projekte für private Investoren berechenbarer und günstiger machen.

Bei der Energieeffizienz muss ein Absenkpfad definiert und ein Massnahmenpaket festgelegt werden. Auch dies fehlt hier und muss ergänzt werden.

StromVG Art 9a^{bis} Versorgungssicherheit durch Energieeffizienz

In der Verordnung bleibt unklar, wie diese Steigerung der Wintereffizienz ermittelt wird und wann Abs. 2 zum Zuge kommt. Dies muss geklärt werden.

RPV für die Ausscheidung der Eignungsgebiete

Wie einleitend bereits angemerkt, fehlt die Umsetzung der Änderungen im RPG, weshalb die Kraftwerksplanung einzig auf bestehenden Infrastrukturen hinreichend geregelt ist. Jene Teile des StromVG und EnG, die auf dem RPG abstellen, können erst in Kraft treten, wenn auch die RPV in Kraft tritt.

3. Artikelweise Rückmeldung

3.1 Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)

Wir anerkennen, dass diese Verordnungsänderung temporären Charakter hat, da eine weitere Gesetzesrevision bereits läuft. Wir verzichten deshalb auf Anträge, welche alternative Stromreserven betreffen, insbesondere die im Gesetz vorgesehene Ausschreibung zur Lastreduktion. Wir möchten jedoch schon jetzt darauf hinweisen, dass diese Lastreduktionspotentiale kostengünstiger und energiewirtschaftlich attraktiver sein können, weil sie die Winterstromproduktion nicht schmälern. Wir erwarten deshalb, dass die nächste Gesetzes- und Verordnungsrevision diesem Umstand Rechnung trägt und hier eine echte

Umsetzung enthält und somit nicht nur ein Verweis auf eine allfällige freiwillige Lösung der Wirtschaft.

Wir begrüßen es, dass die Wasserkraftreserve neu als Obligatorium ausgestaltet wird. Wie Art 8a Abs. 1 StromVG festhält, braucht es für die Bildung der Stromreserven eine «...ausserordentliche Situation...». Der Verwaltungsgerichtsentscheid zum Kraftwerke Birr hat gezeigt, dass hierzu Klarheit fehlt, welche nun überraschenderweise auch die Verordnung nicht bietet. Die am Stakeholder-Anlass gemachte Absicht, auch für 24/25 und 25/26 eine Wasserkraftreserve einzurichten, bräuchte hier unbedingt eine nachvollziehbare Begründung. Die Verordnung delegiert *de facto* fast alles an die Elcom, was die Grösse und Kosten der Reserve betrifft. Wir fordern hier nachvollziehbare Vorgaben, auch um die Stromkonsumenten vor unnötigen Netzpreisaufschlägen zu schützen.

Ebenfalls nicht geregelt ist, wann (unter welche Kriterien) und wie (vollständig oder schrittweise und ob für alle) die Reserve vorzeitig aufgelöst wird. Es kann vermutet werden, dass die Elcom hier Akteurin ist. Unklar ist auch, wie in einem solchen Fall die pauschale Abgeltung angepasst wird, da eine vorzeitige Auflösung zusätzliche Erträge am Strommarkt erlaubt.

Schliesslich machen Gesetz und erläuternder Bericht bei Art. 5a «Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung» klar, dass die Abgeltung pauschal und moderat sein soll und nicht als Ziel hat, entgangene Erträge zu ersetzen. Der Verordnungsentwurf macht aber genau dies und würde deshalb dazu beitragen, dass in Phasen (sehr) hoher Energiepreise, im Folgejahr auch die Netzpreise deutlich steigen. Dies ist sowohl aus volkswirtschaftlicher Perspektive als auch aus Konsumentensicht unerwünscht.

Änderungsantrag:

Artikel	Antrag	Begründung
5a	<p>2 Die ElCom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal der letzten 10 Jahre für Wasserkraftproduktion. des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. Der Basiswert wird mit dem Faktor 1,3 multipliziert.</p> <p>3 Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die historischen Preisinformationen. publizierten Abrechnungspreise der Base-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 90 Kalendertagen vor Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung. Sind für das Berechnungs-jahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so</p>	<p>Investitionen in Speicherkraftwerke werden auf eine Betriebsdauer von über 30 Jahre hin ausgerichtet. Für bestehende Speicherkraftwerke betreffen die jeweils letzten 10 Jahre einen relevanten Teil der Amortisationsdauer. Für neue Speicherkraftwerke werden bereits in 10 Jahren ebenfalls die relevanten Jahre abgedeckt. Werden zudem statt den Börsenpreisen, welche alle Stromerzeugungstechnologien umfassen, nur jene für Wasserkraft für die Berechnung der Pauschale herangezogen, sind automatisch auch die realisierten Erträge für Flexibilität enthalten. Die hier vorgeschlagene Berechnung entspricht dem Willen des Gesetzgebers besser, trägt zu einer stabileren Strompreisbildung bei</p>

wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.	und wirkt zudem kostendämpfend in Phasen hoher Strompreise.
--	---

3.2 Verordnung über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT)

Wir begrüßen es, dass das UVEK die Herkunftsnachweise für Brenn- und Treibstoffe nun in einer eigenen Verordnung regeln will. Unklar bleibt, weshalb zwar die Kongruenz mit Strom-Herkunftsnachweise (HKN) und EU betont wird, dies aber nicht gemeinsam und möglichst einheitlich geregelt wird.

Auf Basis von Art. 3 des Verordnungsentwurfs in Verbindung mit den Ausführungen des erläuternden Berichtes wäre künftig ein getrennter Handel von Biogas HKN und physisch eingespeistem Gas ausgeschlossen.

Dies hätte zur Folge, dass eine getrennte und freie Vermarktung des ökologischen Mehrwerts des Biogases (HKN) – wie im heutigen System über die Clearingstelle für erneuerbare Gase oder wie im Stromhandel – nicht mehr möglich wäre. Das wäre ein erheblicher Markteingriff und der Handel von inländischem Biogas würde dadurch stark beeinträchtigt. So müssten bei Belieferung Dritter (z.B. gebietsfremder Gasversorger) zusätzlich zu den Biogas-HKN auch physische Gasmengen vom Produzenten über den Zwischenhändler zum Gasversorger geliefert werden. Wir befürchten, dass hierfür Transportkapazitäten im Netz gebucht und zusätzlich Durchleitungsgebühren an die Netzbetreiber entrichtet werden müssten. Dies verkompliziert den Biogashandel in der Schweiz und verteuert den Handel wie auch das Produkt unnötigerweise. Der Biogas-Zwischenhandel würde de facto zum Erliegen kommen.

Für die Entwicklung neuer Biogasprojekte ist ein funktionierender und freier Handel des ökologischen Mehrwertes (Zertifikathandel / HKN-Handel) unabdingbar. Durch die vorgeschlagene, schwerwiegende Einschränkung des inländischen Handels sieht sich der von Politik und Gasbranche gewollte Zubau von inländischem Biogas akut gefährdet.

Aus diesem Grund fordern wir, dass die Möglichkeit der getrennten Vermarktung des ökologischen Mehrwerts im HKN-System – analog zur aktuellen Abwicklung über die Clearingstelle erneuerbare Gase – beibehalten wird. Das wäre zugleich kongruent zu den Lösungsansätzen bezüglich des HKN-Handels im Strombereich sowie bezüglich des Handels von importierten Biogas-HKN aus dem Ausland.

Zudem ergeben sich aus Verordnung und Bericht einige Grundsatz- und Detailfragen, welche einer sinnvollen Regelung im Weg stehen könnten:

- Offenbar sind EU-HKN 12 Monate gültig. Weshalb sollen diese dann in der Schweiz teilweise 18 Monate anrechenbar sein? Oder weshalb sollen sie erst beim Importdatum statt ab dem Ausstellungs- oder Einspeisedatum beginnen? Wir schlagen vor hier einheitlich auf 12 Monate ab Produktion zu setzen.

- HKN sollen offenbar an die physische Energiemenge gekoppelt werden. Dies verändert die Natur der HKN. So ist einerseits nicht klar, weshalb die HKN ein Ablaufdatum brauchen. Andererseits ist auch unklar, weshalb die Massenbilanzierung mit so viel Ausnahmen und Verwässerungen umgesetzt werden soll, wenn doch tatsächlich drin sein muss, was draufsteht. Da die EU aktuell noch Biofuels aus z.B. Soja zulässt und die Schweiz beabsichtigt diese EU-Standards zu übernehmen, lehnen wir diese Regelung so ab.
- Der Anhang mit den Warenbezeichnungen ist historisch entstanden und dürfte zunehmend für Verwirrung sorgen, falls verschiedene Farben von Wasserstoff und e-Synfuels importiert werden sollten. So implizieren die Begriffe nicht, dass es sich um erneuerbare Brenn- und Treibstoffe handelt, was jedoch das Hauptziel der HKN ist. Wir regen deshalb an, zusammen mit dem Oberzolldirektorium die Begriffe an die Energiezukunft anzupassen.
- Die aus Umweltsicht relevante Frage, ob die HKN überhaupt Mehrwerte mit sich bringen, soll offenbar nicht explizit geregelt werden. Wie soll denn dieser Markt funktionieren? Es gibt neben dem verpflichteten Markt durch diverse Gesetze auch den freiwilligen Markt. Wie soll dieser von dieser neuen Verordnung profitieren? Wir formulieren unten einen Vorschlag hierzu.

Änderungsanträge

Artikel	Antrag	Begründung
1	<p>...</p> <p>e. die Angabe des Produktions- und Importzeitraums;</p> <p>...</p> <p>j. die Angabe, ob und in welchem Umfang der Produzent eine direkte oder indirekte Finanzhilfe für die Herstellung des Brenn- oder Treibstoffs erhalten hat.</p> <p>k. die Angabe, ob der Mehrwert «erneuerbar» mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch z.B. ein Land mit Landeszielen beansprucht wird;</p> <p>l. die Angabe, ob der Mehrwert eines reduzierten Beitrags zur Klimaerwärmung mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch z.B. ein Land mit Landeszielen beansprucht wird;</p> <p>m. die Angabe, ob der ökologische Mehrwert wie z.B. naturemade mitgeliefert wird oder ob dieser bereits durch die Lieferung an Kunden im jeweiligen Land beansprucht wird;</p>	<p>Der angepasste Buchstabe e. ermöglicht die Gültigkeit der HKN ab Produktionsdatum abzufragen, um dies als Kriterium für die Gültigkeit zu verwenden. Der angepasste Buchstabe j ermöglicht auch indirekte Förderungen besser zu erkennen. Dies wäre z.B. der Erlass des Netzentgelts.</p> <p>Die neuen Buchstaben k bis m sind weitgehend die nötigen Informationen, damit die Käuferin oder der Gesetzgeber prüfen kann, ob die HKN die nötigen Eigenschaften besitzen. Es macht keinen Sinn, wenn der Gesetzgeber erst bei der Anrechnung genau diese Faktoren prüfen muss oder der freiwillige Käufer im Dunklen tappt bei diesen für den Wert der HKN sehr relevanten Angaben.</p>

3	1 Wer Brenn- oder Treibstoffe verkauft, muss die zugehörigen Herkunftsnachweise auf das Konto der Abnehmer des physischen Energieproduktes oder der Käufer der Herkunftsnachweise übertragen, sofern die Herkunftsnachweise nicht entwertet werden müssen.	Um juristische Sicherheit zu erlangen, dass die heutige Handelspraxis nicht verschärft, sondern gleichbleiben wird, beantragen wir eine Präzisierung von Art. 3 VHBT. Die Formulierung soll explizit sicherstellen, dass die getrennte Vermarktung von Biogas-HKN und physisch eingespeistem Biogas auch in Zukunft möglich ist.
---	---	--

3.3 Energieverordnung (EnV)

Angesichts der vielen Bemerkungen verweisen wir Sie direkt an unsere Änderungsanträge in der untenstehenden Tabelle:

Änderungsanträge:

Artikel	Antrag	Begründung
2a	Wir verweisen hier auf unsere Erläuterungen und Fragen zur VHBT. Insbesondere sollen die Begriffe in Art 4a angepasst werden. E-Fuels aus erneuerbarem Strom sind keine biogenen Treibstoffe. Auch die Definition nicht-biogener Wasserstoff ist irreführend. Es sollen hier die geläufigen technischen Begriffe verwendet werden.	
4b Abs. 3	Streichen	Die Ausnahme in diesem Artikel für massenbilanzierte Brenn- und Treibstoffe führt zu einer Inkohärenz, da damit HKN aus unbekanntem Anlagen und somit unbekannter Qualität mitgeliefert werden.
5 Abs. 1 Bst. e	Streichen	Mit dieser Bestimmung räumt sich das UVEK die Möglichkeit ein, Anforderungen an die Verwendung von HKN zu erlassen, ohne diese näher zu umschreiben oder die Absicht dazu zu erklären. Um einen ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Einsatz zu gewährleisten, muss die Verwendung von HKN den Verbrauchern überlassen bleiben. Insbesondere ist von einer Beschränkung der HKN auf bestimmte Verbrauchssektoren ausdrücklich abzusehen.

7b	<p>Abs. 1 Zur Festlegung der Gebiete, die für die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen von nationalem Interesse geeignet sind, stützen sich die Kantone auf Grundlagen ab, die insbesondere die aussagekräftige und stufengerechte Berücksichtigung.</p> <p>Einzufügen neuer Abs. 2. Abs. 1 Bst. b nimmt Bezug auf den Natur- und Artenschutz gemäss NHG und umfasst insbesondere den Biotopschutz im Sinne von Art. 14 NHV. Daten zu schützenswerten Lebensräumen und Arten müssen zumindest für die Eignungsgebiete flächendeckend vorhanden sein. Die Methodik und Qualität der Datenaufnahmen muss gewährleisten, dass die allenfalls vorhandenen schützenswerten Arten mit einer hohen Wahrscheinlichkeit (Diagnosesensitivität) gefunden werden. Die Grundlagen und zugrundeliegenden Daten dürfen zum Zeitpunkt der Festsetzung des Richtplans nicht älter als 10 Jahre sein.</p> <p>Einzufügen neuer Abs. 3. Eignungsgebiete nach Art. 10 EnG, die vor dem [Datum des Inkrafttretens] festgesetzt wurden, müssen von den Kantonen gemäss aktueller Gesetzeslage überprüft und erneut festgesetzt werden, damit Art. 9a StromVG anwendbar ist.</p> <p>Erläuternder Bericht, S.16:</p>	<p>Der Artikel listet lediglich die bereits im Gesetz (Art. 10 EnG Abs. 1^{ter}) aufgeführten Interessen auf, ergänzt wurde berechtigterweise der Punkt Gewässerschutz. Es fehlt die notwendige Konkretisierung zu Qualität, Detaillierungsgrad und Aktualität der entsprechenden Grundlagen, obwohl diese Konkretisierung im Parlament angekündigt wurde. Diese Angaben sind zwingend zu ergänzen.</p> <p>Gegenüber den Materialien findet in der Verordnung eine nicht zulässige Abschwächung der Anforderungen statt. Erstens, indem der Begriff "aussagekräftig" vom Begriffspaar "aussagekräftige und stufengerechte" Abwägung (Original französisch: "une réflexion pertinente et adaptée à l'échelon") weggelassen wurde. Zweitens, indem Art. 14 NHV im Gegensatz zu den Materialien hier nicht erwähnt wird. Dies ist zu korrigieren. Wichtig ist auch, die Festsetzung des Richtplans auf aktuelle Daten von guter Qualität, erhoben nach standardisierten Methoden, zu stützen. Aktuelle Daten von guter Qualität sind auch im Interesse der Projektpromotoren, damit nicht während der Realisierung eines Projekts neue schützenswerte Arten und Lebensräume gefunden werden, die sich dann allenfalls negativ auf die Projektrealisierung auswirken oder die Kosten erhöhen.</p> <p>Eine "aussagekräftige Interessenabwägung" ist nur möglich, wenn zu den potenziell vorhandenen schützenswerten Lebensräumen und Arten hinreichende Daten vorhanden sind. Bei mobilen Arten sind zusätzlich zu den Fortpflanzungsstätten auch Nahrungsgründe sowie für Korridore zwischen unterschiedlichen Lebensräumen der Arten, seien es Korridore für die tägliche Mobilität, für die jährliche Migration oder andere Formen der Mobilität zu erheben. Datenbankabfragen von Zufallsbeobachtungen (z. B. Datenbanken von Info Species) können diese Anforderungen an die Datenqualität nicht erfüllen.</p> <p>Im Erläuternden Bericht wird unzulässigerweise versucht, bereits genehmigte (=altrechtliche)</p>

<p>"Grundlagen und Erhebungen müssen nicht in jedem Fall in der Regel neu erarbeitet werden".</p> <p>..."ergeben sich hieraus keine grundsätzlich neuen qualitativ höhere Anforderungen an solche Planungen".</p> <p>Der zweitletzte Abschnitt auf S. 16: "Ob diese Anforderungen erfüllt sind..." ist komplett zu streichen, da er nicht gesetzeskonform ist und nur zu Verzögerungen statt zu einer besseren Planung führen würde.</p>	<p>Eignungsgebiete automatisch und ohne materielle Prüfung in Eignungsgebiete nach neuer Gesetzeslage zu überführen. Dies ist unseres Erachtens rechtswidrig und zu streichen!</p> <p>In der parlamentarischen Beratung wurden zuhanden der Materialien wichtige Angaben dazu gemacht, welchen Anforderungen die Richtplanung in Bezug auf die Eignungsgebiete genügen muss. An keiner Stelle wurde gesagt, dass die bisherige Praxis in der Richtplanung die Anforderungen des Mantelerlasses bereits erfüllt. Im Gegenteil wurde die Minderheit Clivaz in Art. 9bis StromVG (damalige Nummerierung der Artikel) erst zurückgezogen, nachdem BR Röstli die Frage von NR Fluri, ob "der Schutz der entsprechenden Güter" in der Verordnung "besser verankert wird und dass somit die Richtplanung durch die Kantone entsprechend auszufallen hat", bejaht hat.</p> <p>Kommissionssprecher NR Jauslin hat des Weiteren folgendes zu Protokoll gegeben: "Zu Artikel 10 gebe ich eine Information zuhanden der Materialien. In der ausführenden Verordnung sind folgende Punkte zu berücksichtigen: Bei der Interessenabwägung und bei der Ausscheidung der Eignungsgebiete im Richtplan soll auch der Naturschutz und nicht nur der enger gefasste Biotop- und Landschaftsschutz in Betracht gezogen werden. Zudem soll die Ausscheidung auf der Grundlage von hinreichenden Erhebungen erfolgen. Der Kommission ist es wichtig, dass diese Vorgabe noch in den Materialien erfasst ist und auch bei der Erarbeitung der Verordnung durch die Verwaltung entsprechend Niederschlag findet." Unterstützt und weiter präzisiert wurden diese Aussagen durch Kommissionssprecher NR Nordmann auf Französisch: "les cantons doivent créer des bases pertinentes pour la définition des zones appropriées en effectuant des relevés suffisants".</p> <p>Dass diese höheren Anforderungen nun in den Verordnungen keinerlei Niederschlag gefunden haben, ist unzulässig. Die Aussage im Erläuternden Bericht, wonach die bisherige Richtplanung diese Anforderungen bereits erfüllt, stimmt klar nicht. In den meisten Richtplänen wurden keine ausreichenden</p>
--	---

		Daten bezüglich schützenswerter Biotope von Arten erhoben. Hier wäre das Bundesgericht gezwungen, stark zu korrigieren, sofern dies nicht jetzt durch den Bundesrat korrigiert wird.
9a ^{bis}	“Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung nach Art. 5 NHG ”	Schutzobjekte von nationaler Bedeutung gemäss Art. 18 NHG sind Ausschlussgebiete für neue Energieanlagen. Es geht nur um Vorhaben in Inventaren gemäss Art. 5 NHG. Um Missverständnisse zu vermeiden, ist der Titel zu ergänzen.
9a ^{bis} Abs. 1	<p>Auf Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen kann insbesondere–nur dann verzichtet werden, wenn deren Umsetzung ein Vorhaben verhindern oder dessen-Erstellung-oder Betrieb übermässig beeinträchtigen würde.</p> <p>Erläuternder Bericht (S. 17): ... Es ist davon auszugehen, dass für Schutz- und Wiederherstellungsmassnahmen i.d.R. Raum besteht und ein gänzlicher Verzicht nicht notwendig-ist. Ein Verzicht auf eine Ersatzmassnahme ist nur in Ausnahmefällen zu prüfenangezeigt, wenn deren Umsetzung eine-solche-im-Rahmen des das Vorhaben verhindern würdenicht adäquat-vorgenommen werden kann-oder kein-Raum-für-eine-solche besteht.</p>	Der Erläuterungstext betont richtigerweise den Ausnahmecharakter dieser gesetzlichen Bestimmung. NR Bregy hatte diesen Ausnahmecharakter im Rat explizit erwähnt. Es ging ausschliesslich darum, dass Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen “ein zusätzliches Werk nicht verhindert werden” soll. Zudem ist zu beachten, dass Rücksicht auf die Anliegen des Natur- und Heimatschutzes sowie die Schonung Verfassungsrang haben (Art. 78 BV). Die Bundesverfassung erfordert also ebenfalls eine restriktive Auslegung. Der Ausnahmecharakter muss im Verordnungstext berücksichtigt werden.
9a ^{ter}	<p>Zu den Speicherwasserkraftwerken gehören auch Anlagen und Installationen, die für die Realisierung und den Betrieb der Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG notwendig sind.</p> <p>1 Die Vorhaben im Anhang 2 umfassen die für den Bau und Betrieb der vorgesehenen Speicherkraftwerke zwingend nötigen Massnahmen, sowie alle zur Einhaltung geltender Natur- und</p>	Der Anhang 2 zum StromVG hält allerdings bereits fest: «Die nachfolgenden Vorhaben umfassen sämtliche zur Realisierung dieser Vorhaben nötigen und zur rationellen Nutzung der Wasserkraft gebotenen Massnahmen innerhalb eines Kraftwerks oder eines Kraftwerksgeflechts». Es ist deshalb nicht nötig, über die Verordnung eine neue Definition von «Speicherwasserkraftwerken» einzuführen: Das schafft mehr Rechtsunsicherheit, als dass es zu einer Klärung beiträgt. Zudem lässt es sich mit dem Gesetzestext sowie der dazugehörigen

	<p>Umweltschutzgesetze nötigen Massnahmen, inklusive der zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Natur und Landschaft. Die ordentlichen Bewilligungsverfahren für sämtliche Massnahmen sind einzuhalten. 2 Massgebend für die zulässigen Wassernutzungen nach Art. 9 Strom VG bzw. Anhang 2 Strom VG sind die Resultate des Runden Tisches Wasserkraft vom 21.12. 2021 und die entsprechende energiewirtschaftliche Beurteilung des Bundesamts für Energie und die Umweltbeurteilung des Bundesamts für Umwelt.</p>	<p>parlamentarischen Debatte weder begründen noch nachvollziehen. Eine gemeinsame Betrachtung von Anlage und nötigen Installationen in der Richtplanung ist schliesslich Usus.</p> <p>Die Projekte des Runden Tisches, bzw. des Anhangs 2 StromVG sind zudem bereits alle in die Revisionen der kantonalen Richtpläne aufgenommen worden, inklusive der Staumauererhöhungen. Im Wallis sowie Bern sind die Richtpläne bereits vom Bundesrat genehmigt und in Graubünden lief die Vernehmlassung im letzten Halbjahr. Es ist also hier nicht nötig, für Projekte an bestehenden Standorten mit einer weiteren, unpräzisen Formulierung zu Speicherkraftwerken zusätzliche Rechtsunsicherheit zu schaffen.</p> <p>Was allerdings bis jetzt nicht berücksichtigt ist, sind die Ausgleichsmassnahmen und andere Massnahmen zum Schutz der Umwelt. Sofern für diese eine Planungspflicht gelten würde, würde dies die Projekte ebenso unnötig aufhalten, da sie mit der Konzessionerteilung festgelegt werden müssen. Die Einhaltung entsprechender ordentlicher Verfahren war überdies ein zentraler Punkt der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft.</p> <p>Nötig ist zudem, sowohl im Erläuterungstext als auch im Verordnungstext zu präzisieren, dass das Ausmass der möglichen Wassernutzungen bei den Vorhaben gemäss Anhang 2 am Runden Tisch abschliessend beurteilt wurde. Die Auswahl der Projekte beruht insbesondere auf den in der Umweltbeurteilung des BAFU genannten Wasserentnahmen beziehungsweise. Staukosten. Weitere Wasserentnahmen hätten zu einer schlechteren Beurteilung, und damit einer Nicht-Aufnahme auf die Auswahlliste gemäss Anhang 2 geführt. Daraus folgt: Nur Projekte die gemäss den am Runden Tisch besprochenen Annahmen hinsichtlich Nutzung geplant werden, sollten von den Privilegien gemäss Art. 9 a Abs 3 StromVG profitieren.</p>
<p>9a^{quater} Abs. 1-3</p>	<p>1 Für die Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum</p>	<p>Die Ausgleichsmassnahmen am Runden Tisch wurden in Anlehnung an den ökologischen Ausgleich in intensiv genutzten Gebieten entwickelt (NHG). Ohne</p>

<p>Schutz von Biodiversität und Landschaft nach Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e des StromVG vorzusehen. Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen einen möglichst grossen Mehrwert für Biodiversität und Landschaft bringen. Sie müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen sowie zum Ausmass des Eingriffs in die Biodiversität und die Landschaft stehen.</p> <p>2 Die Ausgleichsmassnahmen werden zusätzlich zu den gemäss dem Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) und dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) notwendigen Massnahmen (wie z.B. Revitalisierungen, Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft) zusammen mit der Konzessionserteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt. Sie können am Standort der Anlage oder an einem anderen Standort im Kanton durch eine ökologische oder landschaftliche Aufwertung oder die Unterschutzstellung eines Perimeters umgesetzt werden und sollen den ökologischen oder landschaftlichen Mehrwert mindestens über die Dauer der vorgesehenen Nutzung verbindlich sichern.</p> <p>3 Die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Projekts in die Biodiversität und die Landschaft stehen.</p>	<p>sie wäre ein weiterer Wasserkraftausbau in den heute bereits intensiv oft über die ökologischen Belastungsgrenzen und über die gesetzlichen Anforderungen im Umwelt- und Gewässerschutz hinaus genutzten Gebieten nicht mit den gesetzlichen Bestimmungen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft vereinbar. Das Nicht-Einhalten der Ausgleichsmassnahmen wäre somit mit dem verfassungsmässigen Vorsorge- und Verursacherprinzip inkompatibel.</p> <p>Die Ausgleichsmassnahmen sollten dabei sicherstellen, dass die Wasserkraftnutzer bzw. Behörden, welche von der Vergabe weiterer Nutzungsrechte profitieren, den genutzten Ökosystemen Sorge tragen. Sie sollen einen langfristigen Beitrag zu einer umweltfreundlichen Stromversorgung leisten und das Verursacherprinzip möglichst vorbildlich umsetzen. Die entsprechende Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft war dabei der Ausgangspunkt der im Parlament eingefügten Anpassungen, und wird in den Materialien mehrfach erwähnt. Sie muss deshalb die Grundlage für den Verordnungstext bilden. Deswegen sind insbesondere die dort festgehaltenen Ziele und Anforderungen in den Verordnungstext aufzunehmen. Dies inkludiert mindestens</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Die vereinbarten Ziele für die Ausgleichsmassnahmen: nämlich soll ein «möglichst grosser Mehrwert der Biodiversität und der Landschaft erbracht werden und allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Schäden ausgeglichen werden». Durch die Verwendung des Ausdrucks "möglichst grosser Mehrwert" sowie durch die Betonung der Tatsache, dass diese Massnahmen zusätzlich zu den damaligen gesetzlich notwendigen Massnahmen festgelegt werden sollen, wird der gemeinsame Wille nach einem Einfluss auf Biodiversität und Landschaft, der den Naturverlust zu stoppen und umzukehren versucht, klar. Dieser soll sowohl im
--	--

		<p>Verordnungstext als auch im erläuternden Bericht verankert werden.</p> <p>2) Die Ausgangslage für die Massnahmen: “Sie sollen zusätzlich zu den gemäss dem Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) und dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) notwendigen Massnahmen (wie z.B. Revitalisierungen, Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft)” festgelegt werden. Das bedeutet, dass Projekte entwickelt werden sollen, welche die vorgenannten Bestimmungen vollumfänglich erfüllen. Von diesem bewilligungsfähigen Projekt ausgehend werden zusätzliche Massnahmen vereinbart, die einen ökologischen Mehrwert in der Region schaffen und die kumulativen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung im Gebiet abmildern.</p> <p>3) Den Zeitpunkt, Verbindlichkeit und Dauer: sie sollen “zusammen mit der Konzessionerteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt werden” und den Mehrwert mindestens über die Dauer der Nutzung sichern, was am Runden Tisch entlang der Ausscheidung von Schutzgebieten mit langfristigem Schutzreglement, geknüpft an die Konzession diskutiert wurde, das auch im Erläuterungstext erwähnt wird.</p> <p>4) Angaben zum Umfang gemäss Runder Tisch: der Erklärungstext spricht bewusst nicht von “neuen” Eingriffen, sondern bezieht sich auf den Eingriff insgesamt. Eine reine Betrachtung “neuer” Eingriffe würde dem Ziel der Massnahmen, den kumulativen Auswirkungen der intensiven Wasserkraftnutzung im Gebiet zu begegnen, entgegenwirken.</p> <p>Wir beantragen, auch den Erläuterungstext entsprechend anzupassen. Zudem ist festzuhalten, dass indirekte Kosten zu quantifizieren, eine grosse Herausforderung darstellt. Insbesondere die Frage der</p>
--	--	---

		<p>Anrechnung des Nutzungsverzichts bei Schutzgebieten wurde am Runden Tisch kontrovers diskutiert: Die zugrundeliegende Annahme, dass jedes Gewässer grundsätzlich nutzbar ist, widerspricht den gesetzlichen Grundlagen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft. Sofern im Erläuterungstext auf die indirekten Kosten von Nutzungsverzichten Bezug genommen wird, ist festzuhalten, dass dies zuerst einer Beurteilung bedarf, inwieweit und in welchem Umfang eine Nutzung überhaupt bewilligungsfähig beziehungsweise wirtschaftlich möglich wäre. Zudem schlagen wir vor, auf die vom Runden Tisch vorgeschlagene Methodik zu verweisen. Diese schlägt vor, sowohl Nutzen und Kosten nur im Rahmen von Grössenordnungen/Punkten abzuschätzen. Das Ziel der Ausgleichsmassnahmen – also einen klaren Mehrwert für Biodiversität und Landschaft zu sichern – soll im Vordergrund stehen.</p>
10 Abs. 3	<p>Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Produzentin oder der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu neu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Netzanschlusspunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten.</p>	<p>Das Stromgesetz hält in Art. 15b Abs. 5 EnG klar fest, dass «Die Kosten für notwendige Verstärkungen von Anschlussleitungen von der Parzellengrenze bis zum Netzanschlusspunkt sind ebenfalls als Kosten des Übertragungsnetzes (Art. 15a) anrechenbar, falls die Verstärkungen durch die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Produktionsanlagen mit einer Anschlussleistung über 50 kW ausgelöst werden. Der Bundesrat kann ein Maximum der anrechenbaren Kosten pro kW der Anlage festlegen.». Die jetzige Auslegung in Art. 10 Abs. 3 EnV widerspricht jedoch dem Gesetzesartikels. Somit muss der Verordnungsartikel gemäss Gesetz so abgeändert werden, dass die Kosten der notwendigen Verstärkung der Anschlussleitungen von der Parzellengrenze bis zum Netzanschluss mindestens teilweise von den Netzbetreibern getragen werden. Die Kosten sollten jedoch auf keinen Fall ganz von den Produzent:innen getragen werden.</p>
12	<p>1 bis Die Minimalvergütung beträgt: a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: 8 Rp./kWh;</p>	<p>Die vorgeschlagene Umsetzung der Minimalvergütung gemäss Art 15 (EnG) entspricht für Photovoltaik nicht der vom Gesetzgeber gewünschten gesicherten Amortisation. Das Ziel</p>

	<p>b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: 4 Rp./kWh;</p> <p>c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: 7 Rp./kWh;</p>	<p>dieser Minimalvergütung für Photovoltaik muss es sein, dass risikoaverse, zurückhaltende Investorinnen und Investoren sicher sein können, dass ihre Investition keine finanziellen Einbussen zur Folge hat, unabhängig davon, wie sich die Strompreise in Zukunft entwickeln. Dies unter der Voraussetzung, dass sich der Standort für eine Anlage eignet und diese zu marktüblichen Konditionen gebaut wird. Da Solaranlagen bisher primär optimiert auf den Eigenverbrauch dimensioniert wurden, sind auch die Dachflächen selten vollständig ausgenutzt worden. Dieser Fehlanreiz verzögert und verteuert die Energiewende und führt zudem zu einem erhöhten Flächenbedarf. Um die mit dem Stromgesetz verbundenen Ausbauziele für 2035 resp. 2050 zu erreichen, ist es daher umso wichtiger, dass über die Minimalvergütung sichergestellt wird, dass sich auch Anlagen mit tiefem Eigenverbrauch amortisieren lassen. Nachdem nun schätzungsweise 10% der bestehenden Hausdächer genutzt werden, ist die Konsumentennische der early adopters und das zahlungswillige Segment der Energiewende-Pioniere voraussichtlich bald ausgeschöpft. Zukünftig müssen neue Konsumgruppen erreicht werden, für die ökonomische Anreize stärker im Vordergrund stehen. Auch Besitzer und Besitzerinnen einer bestehenden Anlage haben Anrecht auf eine faire Vergütung, nachdem diese je nach Versorgungsgebiet über die letzten 20 Jahre z.T. mit deutlich nicht kostendeckenden Tarifen abgespiesen wurden.</p> <p>Die berücksichtigten Faktoren gemäss erläuterndem Bericht sind grundsätzlich geeignet, um minimale Rückspeisetarife zu berechnen. Art. 15 des EnG wird mit der Betrachtung jedoch nicht entsprochen, weil folgende Faktoren nur ungenügend abgebildet sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die spezifischen Installationskosten für eine 5-kW (Reiheneinfamilienhaus), 20kW, 35 kW oder 145 kW-Anlage variieren massiv von rund 4000.-/kW bis knapp über 1000 Fr/kW. Die Investitionskosten (Capex) für Kleinanlagen (2-10 kW) sind im Mittel viermal so hoch wie für Grossanlagen (> 1 MW).
--	--	---

		<ul style="list-style-type: none"> - Die MWSt-Situation ist nicht leistungsabhängig - Der Eigenverbrauchsanteil variiert sehr stark und ist einer der Haupteinflussfaktoren für die Amortisation einer Anlage. Für die Berechnung der Amortisation sollte der angenommene Eigenverbrauch bei maximal 30% liegen, wenn in Zukunft die gesamte Dachfläche genutzt werden soll. Der PV-Zubau auf Infrastruktur soll die Umstellung auf Elektroautos und Wärmepumpen ermöglichen. In der Berechnung des Eigenverbrauchs davon auszugehen, dass diese während der gesamten Lebensdauer einer Solaranlage vorhanden sind, gefährdet genau diesen gewünschten und notwendigen Umstieg weg von fossilen Energien. - Der effektive lokale Stromtarif variiert je nach Bezugsklasse, Gemeinde und Energielieferant viel stärker als hier abgebildet von 10 bis 70 Rp/kWh. Diese Bandbreite dürfte steigen, falls die Netztarifierung stärker auf Leistung ausgelegt wird. Einen pauschalen Tarif zu wählen, macht hier schlicht keinen Sinn. - Strompreise, die für die Berechnung des Eigenverbrauchs zum Tragen kommen, dürfen zudem nicht die durch den Ukrainekrieg verzerrten letzten Jahre widerspiegeln, da wir in Zukunft von tieferen Strompreisen ausgehen können und müssen. - Der Steuerabzug ist je nach Kanton und Einkommen sehr verschieden. Für Neubauten beträgt er null und juristische Personen können diesen Abzug oft nicht geltend machen oder er fällt tiefer aus. Steuerabzüge sollten daher gänzlich aus der Berechnung gestrichen werden, auch weil diese von den durch den Stromverkauf erzielten Einkünfte oftmals wettgemacht. - Gemäss zitierter Studie ist der spezifische Ertrag eher 950 kWh/kW. - Der Faktor für die jährliche Degradation von nur 1.5 Promille/a dürfte nur für kristalline Zellen erreicht werden. Generell ist zu
--	--	--

		<p>beachten, dass es neben der Alterung inklusive Potential-induzierte Degradation auch zunehmende irreversible Verschmutzung und Störungen/Ausfälle von Wechselrichter gibt. Die Annahme von 0.5%/a dürfte deshalb deutlich realitätsnäher sein.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Der Ertrag der HKN variiert je nach Versorger massiv und im erläuterten Bericht wird bei der gleitenden Marktprämie von 0.5 Rp/kWh gesprochen. Dieser Wert ist somit zwingend durch den Versorger individuell zu berücksichtigen. <p>Aus diesen Gründen braucht es um dem Willen des Gesetzgebers zu entsprechen höhere Minimalvergütungen.</p>
12 Abs. 1 ^{bis} Bst. c	Für Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 150 kW: 6 12 Rp./ kWh.	<p>Der Erläuternde Bericht hält korrekt fest, dass die Minimalvergütung keinen Anreiz zum Ausbau von Kleinstwasserkraftanlagen an natürlichen Fließgewässern schaffen soll. Allerdings muss dazu der Rücklieferarif nach unten korrigiert werden. Bestehende Kleinstwasserkraftanlagen profitierten bisher von der Mehrkostenfinanzierung, welche 2035 ausläuft oder der kostendeckenden Einspeisevergütung, von welcher die meisten Anlagen ebenfalls nur noch bis in die 30er-Jahre profitieren. Die Anlagen wurden unter der Annahme gefördert, dass die Investitionskosten bis spätestens zum Auslauf der Förderung amortisiert werden können. Das müsste bei der Festlegung des Rücklieferarif berücksichtigt werden. Bis 2030, spätestens bis 2035 sollten viele Anlagen amortisiert sein. Für solche Anlagen reicht eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh.</p>

Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Gemäss Art. 9abis StromVG beträgt die notwendige Effizienzsteigerung bis 2035 2 TWh. Das sind pro Jahr durchschnittliche Effizienzsteigerungen von 200 GWh. Gemäss den Verordnungen umgesetzt werden sollen lediglich ca. 100 GWh pro Jahr. Die Verordnung erfüllt die Ziele des Gesetzes nicht, geht also am Willen des Gesetzgebers vorbei.

Zudem sind die Bestimmungen vom administrativen Aufwand her zu hinterfragen: die Effizienzmassnahmen, sowie deren Umsetzung und Kontrolle, sind in 11 Artikeln auf drei Seiten

in der EnV geregelt und müssen mit Zertifikaten (welche zudem noch gehandelt werden können) sowie «standardisierten Massnahmen», welche auf vorgegebenen «Einsparprotokollen» dokumentiert werden müssen, nachgewiesen werden. Hier kann man nach dem Verhältnis von Aufwand und Nutzen fragen, denn gemäss Art. 51a der Verordnung müssen jährlich lediglich ca. 1 TWh bezogen auf die Wirkungsdauer (Art. 51b, Satz 2) durch Effizienzmassnahmen eingespart werden.

Geht man von einer durchschnittlichen Wirkungsdauer von 10 Jahren aus, so beträgt der Nutzen ca. 100 GWh pro Jahr, das sind gerade einmal 0.17% des jährlichen Schweizer Stromverbrauchs. Das einfach zu erreichende, technische Effizienzpotential liegt bei über 20%1 - dieses Potential wäre dann innert 120 Jahren erreicht. Diese Ziele sind weder energetisch noch volkswirtschaftlich effizient, denn sie blasen den Verwaltungsapparat sowohl seitens Behörden wie auch Privatwirtschaft unnötig auf. Die Kosten für diese Massnahmen werden zudem gleichmässig auf die Stromkonsumenten überwält.

Für dieses neue Instrument sehen wir innerhalb der gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgrund der mannigfaltigen und jahrzehntelangen Erfahrung im Ausland Optimierungsbedarf gegenüber dem Verordnungsentwurf, um die effektive Wirkung zu erhöhen und die Kosten zu senken.

Änderungsanträge

Artikel	Antrag	Begründung
51a	1 Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 10 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz) ; müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.	Damit ein Effizienzdienstleistungsmarkt entstehen kann, ist es wichtig, dass auch Käufer von umgesetzten Massnahmen da sind. Deshalb schlagen wir vor, keine Mindestabsatzmenge zu definieren. Diese Gesetzesänderung und die künftige digitalisierte, intelligente und dynamisch geregelte Stromwelt bedingt professionell aufgestellte Elektrizitätslieferanten, weshalb eine Mindestgrösse vorzuschreiben unnötig ist. Jeder Schwellenwert schafft zudem perverse Anreize (Untereinheiten mit weniger 10 GWh Absatz) und Ungerechtigkeiten. Dies soll hiermit verhindert werden.
51b	1 Massnahmen zur Effizienzsteigerungen sind zulässig, wenn: a. sie sich an den besten verfügbaren Technologien und Praktiken orientieren; und b. ihre Stromeinsparung gemessen oder berechnet werden kann.	Dieser Ausschluss von nicht-technischen Massnahmen verunmöglicht innovative Pilotprojekte und soziale Innovationen. Das Suffizienzpotenzial ist mindestens so gross wie das rein technische Effizienzpotenzial, auf das sich das BFE in der Verordnung abstützt. Zudem fehlen im Verordnungstext generell Hinweise auf finanzielle Lenkungsmaßnahmen (Stromsparbonus,

	<p>2 An die jährliche Zielvorgabe wird die gesamte Stromersparung, die eine gemeldete Massnahme während ihrer Wirkungsdauer zusätzlich erzielt, angerechnet.</p>	<p>Lenkungsabgaben, progressive Tarife usw.). Mindestens der Stromsparbonus sollte in den Standardmassnahmen aufgeführt werden (Auftrag der UREK-S). Da beispielsweise auch Betriebsoptimierungen möglich sein sollen, muss Abs.1 Bst a etwas offener formuliert werden.</p> <p>Die Wirkungsdauer in Abs.2 ist ein nötiger aber entweder nicht hinreichender oder ungenügend klarer Faktor. So sollten aktuell keine Leuchtstoffrohren mehr verkauft werden dürfen aufgrund der neuen Mindesteffizienzvorgaben. Trotzdem kann die Umstellung von Leuchtstoffrohren auf LED relevante Einsparungen bringen. Diese Einsparungen dürfen jedoch nicht über die Lebensdauer der LED angerechnet werden, da ein solcher Umstieg vielleicht in 3 oder 5 Jahren ohnehin passiert wäre. Die zusätzliche Wirkungsdauer muss dies entsprechend berücksichtigen. Es gibt hierzu viel aus den CO2-Märkten zu lernen, wo ebenfalls Referenzentwicklungen eine wichtige Rolle spielen. Die Umsetzung in anderen Ländern löst dies bei analogen Effizienzinstrumenten z.T. durch Diskontfaktoren oder die maximale Anrechnung für das erste oder die ersten 5 Jahre.</p> <p>Es ist dabei akzeptabel, wenn die hier berücksichtigte Wirkung von den Regeln abweicht, die bei den wettbewerblichen Ausschreibungen gelten. Denn bei den wettbewerblichen Ausschreibungen geht es darum, unwirtschaftliche Massnahmen wirtschaftlich zu machen. Die Multiplikation aus angerechneter Wirkungsdauer und dem Förderbeitrag pro kWh entspricht also dem nötigen Förderbeitrag. Werden kürzere Wirkungsdauern eingesetzt, muss bei der wettbewerblichen Ausschreibung der Beitrag pro kWh steigen.</p> <p>Das neue Effizienzdienstleistungsinstrument erlaubt hingegen auch die zusätzliche Umsetzung wirtschaftlicher Massnahmen, weshalb die zusätzliche Wirkungsdauer wichtig ist und nicht überschätzt werden darf.</p>
51e	<p>Nicht anrechenbar sind Massnahmen: ...</p>	<p>Da Art. 51b bereits klar macht, dass die zusätzliche Wirkungsdauer relevant ist, ist die Massnahme per</p>

	<p>e. die nicht dauerhaft sind nach Ablauf der Massnahme den Stromverbrauch gegenüber Ursprungssituation erhöht;</p> <p>f. welche die deren Stromeinsparung nicht mess- oder berechenbar ist. durch eine Verhaltensänderung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher erzielen.</p>	<p>Definition nicht dauerhaft. Ob die Dauerhaftigkeit nur einen Winter, 5 Jahre oder 30 Jahre betrifft, ist irrelevant, solange die Zusatzwirkung korrekt berechnet wird. Wir schlagen deshalb vor, das Kriterium des sogenannten «Backfire» einzuführen. Das wäre der Umstand, dass eine Effizienzmassnahme <i>de facto</i> indirekt sogar zu einer Zunahme des Stromverbrauchs führen könnte. Obschon dieser Effekt in der Literatur oft diskutiert wird, dürfte er hier kaum relevant sein und der ganze Buchstabe könnte alternativ gestrichen werden.</p> <p>Es gibt Einhebel-Warmwasserarmaturen, die nach Gebrauch automatisch die Mittelposition einnehmen, welche Kaltwasser entspricht. Dies führt zu einer Verhaltensänderung, die einen tieferen Warmwasserverbrauch bewirkt. Auch könnten Verbraucher durch Displays und andere Tools zu Verhaltensänderungen motiviert werden. Falls diese ihre Wirksamkeit zeigen, sollten diese anrechenbar sein. Es ist wichtig, dass hier der Möglichkeitsraum weit geöffnet bleibt, gerade für kostengünstig umsetzbare Massnahmen.</p>
51e	<p>b. für die der Bund, ein Kanton oder eine Gemeinde Finanzhilfen ausgerichtet hat; Änderungsantrag:</p>	<p>Es gibt keinen Grund, weshalb Gemeinden und Kantone nicht gleichgestellt sein sollten.</p>
51j	<p>Das BFE veröffentlicht jährlich folgende Angaben:</p> <p>a. die Anzahl der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben und die Höhe der Zielvorgaben;</p> <p>b. den Anteil die Namen der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben, welche diese erreicht, übertroffen oder verfehlt haben.</p> <p>c. die Anzahl und Art der umgesetzten Massnahmen sowie die damit realisierten Stromeinsparungen.</p>	<p>Die in den Gesetzesentwürfen vorgesehenen Sanktionen wurden auf Wunsch von Branchenvertreter gestrichen. Grund dafür war das Versprechen, dass Energielieferanten es freiwillig nicht riskieren werden, gesetzliche Vorgaben nicht zu erfüllen und andere durch die Elcom zu kontrollierenden Vorgaben ebenfalls erfüllt würden. Damit diese Selbstdisziplin auch funktioniert, ist es zwingend nötig, dass gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz geschaffen wird. Da die Energiebezüger einen erhöhten Tarif bezahlen, müssen auch sie Klarheit darüber haben, ob ihr Lieferant die Vorgaben erfüllt.</p>
	<p>Übergangsbestimmung zu den HKN</p>	

80a	<p>2 Die Vollzugsstelle stellt für die bis am 31. Dezember 2024 produzierten und bis spätestens am 28. Februar 2025 der Clearingstelle nach Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung in der Fassung vom 1. Januar 2022¹¹ gemeldeten Mengen an schweizerischem Biogas, Biowasserstoff und synthetischem Gas Herkunftsnachweise aus. Diese sind 60¹² Monate gültig.</p>	<p>Die in den Erläuterungen gegebene Begründung, weshalb diese alten Biogas-HKN aus der Schweiz mehr als nochmals 12 Monate gültig sein sollen, überzeugt nicht. Es ist durchaus zumutbar, dass innerhalb von 12 Monaten die alten HKN entweder selbst genutzt und entwertet werden oder aber verkauft werden, da der Markt für Schweizer Biogas seit Jahren zu klein ist.</p>
-----	---	--

3.4 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV)

In Anbetracht der vielen Bemerkungen, verweisen wir Sie direkt an unsere Änderungsanträge in der untenstehenden Tabelle:

Änderungsanträge

Artikel	Antrag	Begründung
26 Abs. 3 und 4	<p>3 Der variable Anteil für die Ausgleichsenergiekosten berechnet sich als Produkt aus: dem Verhältnis des Durchschnitts der Ausgleichsenergiepreise für einen Monat zum Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2013–2015; und einem Dämpfungsfaktor, welcher den Anstieg oder das Ab-sinken des variablen Anteils bei sehr volatilen Ausgleichs-energiekosten verlangsamt; und dem Basisbetrag nach Absatz 4.</p> <p>4 Der Basisbetrag entspricht: bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen: 0,44 Rp./kWh; bei Wasserkraftanlagen: 0,17 Rp./kWh; bei KVA: 0,05 Rp./kWh; bei den übrigen Biomasseanlagen: 0,17 Rp./kWh.</p>	<p>Im Vernehmlassungsentwurf wird eine Halbierung der Basisbeiträge des Betriebswirtschaftsentgelts vorgeschlagen. Damit soll ein übermässiges Ansteigen des Bewirtschaftungsentgelts bei explodierenden Ausgleichsenergiekosten verhindert werden.</p> <p>Dieser Ansatz zur Berechnung des Bewirtschaftungs-entgelts orientiert sich aber nicht an den tatsächlichen Vermarktungskosten. Neben Administrations- und Ausgleichsenergiekosten müssen bei der Vermarktung auch Kosten für den Marktwert einer Anlage berücksichtigt werden (Abweichung vom tatsächlichen Profilverwert zum RMP-Profilverwert). Mit gesenkten Basisbeträgen und bei tiefen Ausgleichsenergiekosten werden diese in vielen Fällen nicht mehr durch das Bewirtschaftungsentgelt abgedeckt. Diese</p>

		<p>Mehrkosten werden erfahrungsgemäss voll an die Produzenten weitergegeben.</p> <p>Notwendig ist eine Anpassung der Berechnungsmethode, welche in Hochpreiszeiten Übergewinne verhindert, ohne in Tiefpreiszeiten das Vermarktungsmodell unwirtschaftlich zu machen. Die Einführung eines Dämpfungsfaktors bei unveränderten Basisbeträgen nach geltendem Recht ist aus unserer Sicht das sinnvollste Vorgehen.</p>
30a ^{ter} Abs. 4	<p>Werden nach Ablauf der Frist weiterhin nicht sämtliche Anspruchsvoraussetzungen und Mindestanforderungen eingehalten, so entfällt der Anspruch auf die gleitende Marktprämie mit Ablauf der Frist und rückwirkend für die Dauer der Nichteinhaltung entsprechend Art. 30a^{ter} Absatz 1.</p>	
30a ^{quater} Abs. 2	<p>Ein Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie ist nicht nur zulässig, wenn die netto bezogenen Fördermittel bis zum Zeitpunkt des Austritts vollständig zurückbezahlt wurden. Ein Wiedereintritt ist nicht möglich.</p>	<p>Absatz 2 erscheint uns zu rigide, da insbesondere PV-Anlagen innerhalb der 20 Jahre zusammen mit den Gebäuden/Infrastrukturen verkauft werden können und die neuen Besitzer die Anlage zum Beispiel für ein PPA nutzen wollen. Werden die netto bezogenen Gelder in den Netzzuschlagfonds zurückbezahlt, spricht nichts gegen einen solchen Wechsel.</p>
30a ^{quinqies}	<p>1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15.; zuzüglich eines vierteljährlichen Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.</p> <p>2 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise sowie die Durchschnittspreise für die Herkunftsnachweise vierteljährlich.</p>	<p>Der Schweizer HKN-Markt ist «derzeit nicht standardisiert und noch nicht sehr transparent» (Zitat Erläuternder Bericht). Es besteht ein hohes Risiko, dass die Mehrheit der Produzenten erneuerbarer Energie die noch festzulegenden HKN-Durchschnittspreise nicht erzielen kann.</p> <p>Bevor die HKN-Durchschnittspreise bei der Festlegung des Referenz-Marktpreises (RMP) berücksichtigt werden, bedarf es einer grundlegenden Verbesserung des HKN-Marktdesigns. Deshalb plädieren wir dafür, die Berücksichtigung der HKN-Preise im RMP bis auf Weiteres noch nicht einzuführen.</p>

2. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

In der gemeinsamen Erklärung nationaler Runder Tisch Wasserkraft wird betreffend Fördersysteme folgendes festgehalten: “Der Runde Tisch empfiehlt, dass die zukünftige Förderung gemäss StromVG des Ausbaus der Wasserkraft, die in der Evaluation der Begleitgruppe erarbeiteten Kriterien berücksichtigt: Das heisst, es sollen vor allem jene Anlagen zusätzlich gefördert werden, deren Biodiversitäts- und Landschaftseingriff pro zusätzliche GWh steuerbare Winterproduktion am geringsten ist.” Wir möchten hier festhalten: Die Empfehlung ist generell auf die Ausgestaltung künftiger Fördersysteme zu verstehen. Zum Zeitpunkt der Vereinbarung des nationalen runden Tisches war nicht bekannt, dass die Förderung gem. StromVG gestrichen wird. Aber Sinn und Zweck der Empfehlung war und bleibt die Förderung auf Anlagen zu fokussieren, die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft pro kWh bereitgestelltem Strom am geringsten sind. Mit der Anpassung der EnFV und der Einführung der gleitenden Marktprämie bietet sich die Chance, erste wichtige Schritte in diese Richtung zu einer nachhaltigen Anpassung des Fördersystems im Bereich Wasserkraft zu machen. Ausserdem ist die Empfehlung im Erläuterungstext aufzunehmen und festzuhalten, dass zur Quantifizierung der Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft, die im Rahmen der Begleitgruppe des nationalen Runden Tisches Wasserkraft erarbeiteten Kriterien beigezogen werden sollen.

Änderungsanträge:

Artikel	Antrag	Begründung
30b Abs. 3	Der Vergütungssatz für eine Wasserkraftanlage beträgt höchstens: a. für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen: 30 15 Rp./kWh; b. für erhebliche Erneuerungen: 10 Rp./kWh.	Die Begründung für den tieferen Maximalsatz von 15 Rp/kWh liefert der Bundesrat im erläuternden Bericht. Es sollen keine unangemessen teuren Projekte gefördert werden. Es ist davon auszugehen, dass das System der gleitenden Marktprämie insbesondere für nicht steuerbare Wasserkraftanlagen interessant ist. Höchstwerte von 30 Rp./kWh würden demnach insbesondere Ausbau von nichtsteuerbarem Sommerstrom aus Wasserkraft unnötig begünstigen.
30b ^{quater}	1 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zur Realisierung einer Neuanlage oder einer Erweiterung zuerst berücksichtigt, die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft pro kWh bereitgestelltem Strom am geringsten sind. die voraussichtlich den tiefsten	Die beantragte Änderung bezweckt die Umsetzung der Empfehlung des nationalen runden Tisches Wasserkraft. Zur Quantifizierung der Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft empfehlen wir, die im Rahmen der Projektbeurteilung des nationalen Runden Tisches erarbeitete Kriterien beizuziehen.

	<p>Vergütungssatz erhalten: Für die Bestimmung der Reihenfolge wird bei Anlagen mit neuer Speicherenergie die neu saisonal speicherbare Energiemenge zur Produktion hinzugezählt.</p> <p>...</p> <p>3 Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche um gleitende Marktprämie für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden Projekte zur Realisierung von Erneuerungen berücksichtigt. Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft pro kWh am geringsten sind. die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten:</p>	
--	---	--

3.Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen

Artikel	Antrag	Begründung
30c	<p>Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Die Höhe der Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen wird durch Auktionen einzelfallweise bestimmt.</p> <p>2 Erfüllt eine Anlage die Voraussetzungen für den Erhalt von Boni nach Artikel 38 Absätze 1bis–1quinquies, so werden für diese Kategorien separate Auktionen durchgeführt.</p> <p>2 Beteiligen sich an den Auktionen zu wenige Anlagen, so werden Boni auch im System der gleitenden Marktprämie zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, gewährt.</p> <p>3 Die Höhe der Boni beträgt:</p> <p>a. Neigungswinkelbonus für integrierte Anlagen: 2,2 Rp./kWh;</p>	<p>Die Höhe der Boni ist zu einem gewissen Grad willkürlich und wird deshalb die Hauptauktion verzerren. Sind die Boni zu hoch, dann werden Anlagen ohne Boni-Berechtigung benachteiligt, sind sie zu tief, werden zu wenig Boni-Anlagen gefördert. Deshalb sollte zumindest versucht werden, Auktionen für die jeweiligen Boni-Kategorien durchzuführen. Gerade der Parkflächenbonus erscheint deutlich zu tief, falls die im erläuternden Bericht zitierten Kostenstudien korrekt sind. Spezielle Auktionen für Parkflächen würden es dann auch erlauben, den Parkflächenbonus in Anhang 2.1, Ziff.2.7.4 sachgerecht anzupassen.</p>

	b. Neigungswinkelbonus für angebaute und freistehende Anlagen: 1 Rp./kWh; c. Höhenbonus: 0,7 Rp./kWh; d. Parkflächenbonus: 1 Rp./kWh.	
--	---	--

3a. Kapitel: Projektierungsbeiträge

Es ist zu begrüßen, dass der Projektierungsbeitrag für Wind und Geothermie auf 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten angehoben wird. Nicht nachvollziehbar ist hingegen, dass bei innovativen und daher oft aufwändigen PV-Anlagen mit einem vom Standard abweichenden Erzeugungsprofil (beispielsweise an Fassaden, Straßen- und Zugtrassen usw.) keine entsprechende Förderung gewährt wird. Diese werden derzeit mit ebenso grosser Zurückhaltung gebaut, wie dies bei der Begründung für die Erhöhung der Projektierungsbeiträge anderer erneuerbarer Technologien der Fall ist.

Nicht nachvollziehbar ist auch, weshalb die Projektierungsbeiträge für Wasserkraft generell auf das Maximum gesetzt werden. Das Ausbaupotential bei Wasserkraft ist gering, es ist dabei wichtig, dass die zu Verfügung stehenden Mittel in die Projekte fliessen, die einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und keine unverhältnismässige Beeinträchtigung der Biodiversität verursachen. Mit einer Festsetzung des Projektierungsbeitrag auf das gesetzlich vorgeschriebene Maximum wird die Möglichkeit zur gezielten Förderung auf Planungsstufe vom BFE aus der Hand gegeben.

Artikel	Antrag	Begründung
35a Abs. 1	Der Projektierungsbeitrag für erneuerbare Energieprojekte, ausgenommen Wasserkraftprojekte, beträgt 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten.	Ein diverseres Portfolio an PV-Anlagen hilft, ein ausgeglicheneres Erzeugungsprofil zu erhalten, was insbesondere eine gleichmässiger Netzauslastung zur Folge haben kann. Innovative PV-Projekte können zudem spezifisch dazu beitragen, einen im Vergleich zu herkömmlichen Anlagen höheren Anteil Winterstrom aufzuweisen. Dies wirkt sich positiv auf die ganzjährige Versorgungssicherheit aus. Eine flexible Regelung des Projektierungsbeitrages für Wasserkraftwerke ist wichtig. Denn sie ermöglicht, die Förderung bereits auf Planungsstufe so zu fokussieren, dass nur Projekte für Wasserkraftwerke gefördert werden, die einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit (steuerbaren Winterstrom) leisten und keine unverhältnismässige Beeinträchtigung der Biodiversität verursachen. Diese Fokussierung der Förderung entspricht auch der Prämisse des runden Tisches Wasserkraft.

Weitere Änderungsanträge betreffend die EnFV:

Artikel	Antrag	Begründung
35d Abs. 3	Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, die insbesondere die Winterstromversorgung stärken und deren Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft pro kWh bereitgestelltem Strom am geringsten sind. die Projekte in der Reihenfolge nach Artikel 35c berücksichtigt.	Es handelt sich hier um eine Umsetzung der Empfehlung des nationalen runden Tisches Wasserkraft. Zur Quantifizierung der Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft empfehlen wir, die im Rahmen der Projektbeurteilung des nationalen Runden Tisches erarbeitete Kriterien beizuziehen.
Anhang 2.1	<p>Ziff. 2.7: Wir begrüßen die Erhöhung der Neigungswinkelboni, da diese einen Anreiz für mehr Anlage an Fassaden schaffen. Dieser sollte bereits ab 60 Grad Neigung gewährt werden. So geneigte Module sind im Winter optimal ausgenützt und es müssen gemäss SIA-Norm 261 keine zusätzlichen Schneelasten berücksichtigt werden.</p> <p>Wir begrüßen auch den Parkflächenbonus. Allerdings sollte in den Erläuterungen erwähnt werden, dass dieser Bonus nicht als Anreiz für die zusätzliche Erstellung von neuen Parkflächen und auch nicht als Grund für den Fortbestand bestehender Parkflächen gelten soll (beispielsweise, wenn diese ansonsten begrünt würden).</p> <p>Aus unserer Sicht sollte dieser Bonus daher auch auf andere bestehende Infrastrukturen die bezüglich Doppelnutzung oder der lokalen Verwendung der produzierten Elektrizität Vorteile aufweisen, gewährt werden. Dazu zählen etwa Schallschutzwände, Tunnelgalerien, Raststätten oder Industriebauten.</p> <p>Ziff. 2.8: Die Begrenzung der Förderung für integrierte Anlagen von maximal 100 kW ist angesichts der hohen Akzeptanz solcher Anlagen unnötig. Diese Begrenzung ist aufzuheben.</p>	
Anhang 2.2	Ziff 2 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag b. Vorstudie, die das Vorhaben beschreibt und die Machbarkeit unter Berücksichtigung allfälliger Schutzinteressen aufzeigt.	Mit der Ergänzung der Gesuchunterlagen wird gewährleistet, dass Projekte, welche von Anfang an aufgrund anderer Schutzinteressen äusserst kritisch

		oder unzulässig sind, nicht von Projektierungsbeiträgen profitieren.																								
Anhang 5	<p>Neu: Ziff. 3.4.4 Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten beträgt für Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilgenommen haben, je Leistungsklasse: Beitragssätze: max. 20 Prozent Co-Substraten</p> <p>Beitragssätze: max. 20 Prozent Co-Substraten</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Leistungsklasse äq. Leistung</th> <th>Grundbeitragssatz (Rp./kWh)</th> <th>Bonus: max. 20% Co-Substrate (Rp./kWh)</th> <th>Beitragssatz kumuliert (Rp./kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≤ 50 kW</td> <td>13 (+3)</td> <td>9 (+11)</td> <td>36</td> </tr> <tr> <td>≤ 100 kW</td> <td>12 (+2)</td> <td>9 (+9)</td> <td>32</td> </tr> <tr> <td>≤ 500 kW</td> <td>12 (+2)</td> <td>8 (+6)</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>≤ 5 MW</td> <td>11 (+1)</td> <td>2 (+5)</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>> 5 MW</td> <td></td> <td>10</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Leistungsklasse äq. Leistung	Grundbeitragssatz (Rp./kWh)	Bonus: max. 20% Co-Substrate (Rp./kWh)	Beitragssatz kumuliert (Rp./kWh)	≤ 50 kW	13 (+3)	9 (+11)	36	≤ 100 kW	12 (+2)	9 (+9)	32	≤ 500 kW	12 (+2)	8 (+6)	28	≤ 5 MW	11 (+1)	2 (+5)	19	> 5 MW		10		<p>Anspruch: Die Nachfolgelösung muss einen nachvollziehbaren, sicheren und reibungslosen Übergang für die aus dem EVS ausscheidenden Bestandsanlagen bieten und einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen ermöglichen. Darüber hinaus soll die vorgeschlagene Lösung das System deutlich vereinfachen und den administrativen Aufwand für Betreiber und Verwaltung reduzieren.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die bereits in der EnFV verankerten Betriebskostenbeiträge bieten dafür ideale Voraussetzungen. Sie sind mit den neuen gesetzlichen Regelungen unbefristet und können ein Jahr vor Ablauf der EnFV beantragt werden. Damit ist ein nahtloser Übergang gewährleistet und es gibt kein Investitionskriterium für den Zugang. - Die Vergütungssätze berücksichtigen derzeit nicht die tatsächlichen Betriebskosten von Bestandsanlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilgenommen haben. Für diese Anlagen sollte daher eine Ausnahmeregelung geschaffen und die Vergütungssätze angepasst werden. - Die beantragte Erhöhung der Vergütungssätze orientiert sich an den ausgewiesenen Betriebskosten von nach Leistungsklassen typisierten Anlagen. Die Daten dazu stammen aus dem umfassenden Benchmarking des Fachverbands Ökostrom Schweiz für die Jahre 2018 bis 2022. Das Benchmarking basiert auf betriebswirtschaftlichen Auswertungen von über 35 verschiedenen Anlagen, die ein
Leistungsklasse äq. Leistung	Grundbeitragssatz (Rp./kWh)	Bonus: max. 20% Co-Substrate (Rp./kWh)	Beitragssatz kumuliert (Rp./kWh)																							
≤ 50 kW	13 (+3)	9 (+11)	36																							
≤ 100 kW	12 (+2)	9 (+9)	32																							
≤ 500 kW	12 (+2)	8 (+6)	28																							
≤ 5 MW	11 (+1)	2 (+5)	19																							
> 5 MW		10																								

Ziff. 3.5.3

Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse ohne Co-Substrate beträgt je Leistungsklasse:

Leistungsklasse	Bonus 0 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)
≤ 50 kW	23
≤ 100 kW	22
≤ 500 kW	10
≤ 5 MW	0
> 5 MW	0

repräsentatives Bild der landwirtschaftlichen Biogasbranche zeichnen.

- Im Gegenzug zur oben vorgeschlagenen Anpassung der Betriebskostenbeitragssätze bestünde für landwirtschaftliche Biogasanlagen ab einer Leistungsklasse von >100 kW äq. Leistung Spiel-raum für leicht reduzierte Investitionsbeitragssätze.

Der Zubau von neuen Anlagen auf Hofdüngerbasis ist für eine nachhaltige Entwicklung der Branche existenziell. Mit einer Erhöhung des «Hofdüngerbonus» wird wirksam bezweckt, dass sich Neuanlagen im Rahmen des Wahlrechts für den «Hofdüngerbonus» entscheiden und ausschliesslich landwirtschaftliche Biomasse vergären. Die damit einhergehenden Mehrwerte (Bei-trag zum Klimaschutz und Minderung der Ammoniak-verluste aufgrund eines professionalisierten Hofdüngermanagements) werden maximiert.

Für Anlagensysteme, die ausschliesslich mit landwirtschaftlicher Biomasse betrieben werden («Hofdüngeranlagen»), ist eine äquivalente Leistung >150 kW nicht realistisch. Daher wird eine moderate Erhöhung des Bonus für kleinere Leistungsklassen priorisiert.

Hofdüngeranlagen werden durch das neue System der Referenz-Investitionsbeiträge (pro äquivalente Leistung) benachteiligt. Für diese Anlagensysteme ist es aufgrund der saisonal schwankenden Hofdüngerzufuhr schwieriger, eine durchgängig hohe Auslastung zu erzielen. Die beanspruchbaren Investitionsbeiträge fallen

		entsprechend tiefer aus. Höhere Betriebskostenbeiträge würden hier einen Ausgleich schaffen, wobei die Kosteneffizienz gewahrt würde.
--	--	---

3.5 Stromversorgungsverordnung (StromVV)

In Anbetracht der vielen Bemerkungen, verweisen wir Sie direkt an unsere Änderungsanträge in der untenstehenden Tabelle:

Änderungsanträge

Artikel	Antrag	Begründung
4 Abs. 3	Wir begrüßen die Aufhebung der Durchschnittsmethode und die separate Berechnung für die Grundversorgung und den freien Markt. Allerdings lässt hier Satz 3 dem Netzbetreiber zu viel Spielraum: Diese können jährlich neu entscheiden, ob z.B. zu teuer eingekaufte Bezugsverträge in die Grundversorgung genommen werden und dafür neue, preiswertere Verträge in den freien Markt übergeführt werden. Hier wäre es wünschenswert, wenn Satz 3 eine Einschränkung machen würde, im Sinne von «es ist nicht gestattet, Verträge, welche bisher dem freien Markt zugeordnet waren und teurer sind als aktuelle Verträge, in die Grundversorgung zu verschieben» . es bräuchte auch einen umgekehrten Satz, sinngemäss «es ist nicht gestattet, Verträge, welche günstigere Konditionen als neu eingekaufte Verträge oder als Verträge im freien Markt haben, aus der Grundversorgung heraus zu verschieben, ausser der Stromabsatz hätte sich verringert». Ohne diese Zusatzklauseln besteht ein Anreiz für Netzbetreiber, zu teuer beschaffte Verträge für den freien Markt im Folgejahr der Grundversorgung einzumischen und gleichzeitig günstige Grundversorgungsverträge in den freien Markt zu nehmen. Im Prinzip würde, sollte Satz 3 so Bestand haben, die bisherige Praxis mancher Netzbetreiber weitergeführt werden können - einfach nur noch auf «Jahresbasis».	
4a Abs. 3	Mindestens folgender Anteil der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen: 20 Prozent (2025), 35 Prozent (2030), 50 Prozent (2035) . Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so	Wir fordern, dass der Spielraum, welcher das StromVG für die erweiterte Eigenproduktion vorsieht, genutzt wird, um PPAs als ein sichere und planbaren alternative Finanzierungsmechanismus zu etablieren. Dies kann erreicht werden, indem der Anteil einheimischer erneuerbarer Energien in der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung korrespondierend mit den 5-jährigen Zubau zielen schrittweise erhöht wird. So würde ein Anreiz geschaffen, dass sich der Anteil von den derzeit vorgeschlagenen 20% laufend

	<p>müssen diese eine Laufzeit von mindestens fünf Jahren haben.</p>	<p>erhöht. So können Anlagenbetreiber ihren Absatz langfristig planbar absichern. Gleichzeitig schafft die Erhöhung des Anteils vorhersehbare Anreize für den Abschluss von neuen PPAs und somit Investitionssicherheit.</p>
--	--	--

Artikel	Argumente & Begründung
4b	<p>Die Idee, 75% der Elektrizität im Standardstromprodukt mit inländischen und erneuerbaren HKNs zu belegen, ist grundsätzlich begrüssenswert. Zusammen mit der quartalsscharfen HKN-Regelung ab 2027 ergeben sich aber neue Problematiken: die im Sommer generierten Solar-HKN werden im Winter nichts mehr wert sein, und dies bei einem HKN-Markt, der bereits heute aufgrund des Überangebotes nicht spielt.</p> <p>Vor dem Hintergrund, dass die CH-HKNs vom Ausland nicht mehr anerkannt werden und damit Schweizer Wasserkraftbetreiber nur noch bedingt Möglichkeiten haben, ihre HKNs am Markt loszuwerden, sind die 75% fast etwas stossend, sind sie doch eine indirekte Subvention der Wasserkraft. In der Grundversorgung werden im Winterhalbjahr ca. 20 TWh Strom abgesetzt, 75% davon sind 15 TWh, welche gemäss Verordnung mit inländischen, erneuerbaren HKNs abgedeckt werden müssen. Die PV-Produktion im Winterhalbjahr liegt bei ca. 1.5 TWh, die inländische Wasserkraftproduktion bei ca. 20 TWh. Das heisst, mit dem neuen Art. 4b können, so denn alle Winter-Solar-HKN in die Grundversorgung gehen, ca. 67% der CH-Wasserkraft-HKN des Winterhalbjahrs an die grundversorgte Kundschaft verkauft werden, zu einem Preis, welcher frei zwischen Anbietenden (Wasserkraftwerke) und Abnehmenden (Verteilnetzbetreibende) ausgehandelt werden kann.</p> <p>Dies ist eine indirekte, nicht notwendige Subventionierung der Wasserkraft, welche durch alle Endverbraucher bezahlt werden wird. Die produzierte (und von der Allgemeinheit teilweise via HKN bezahlte) Energie hilft uns bei einer Strommangellage nicht wirklich. Denn die Wasserkraft kann ihren physikalischen wie bilanziellen Strom weiterhin ins Ausland verkaufen, also: HKN in die Schweiz, Energie ins Ausland. Hier möchten wir beliebt machen, diese Bestimmung in dieser Form zu überdenken – denn nur die HKN bedeuten nicht, dass auch wirklich inländischer, erneuerbarer Strom in der Grundversorgung ist.</p> <p>Auch führt diese Bestimmung zu einer verschärfenden Ungleichbehandlung gegenüber dem freien Markt: Denn dort gilt diese 75%-Regel nicht, es ist zu erwarten, dass die Nachhaltigkeitsberichte der Unternehmen am freien Markt weiterhin die Verwendung von ökologisch produziertem Strom aufführen, der Nachweis aber dann mit isländischen Wasserkraft-HKN zu 0.1 Rp/kWh geführt werden wird. Aus diesen Gründen lehnt die SP Schweiz die 75%-Regel in dieser Form ab. Sinnvoller wäre es, die Energie- und die HKN-Lieferung direkt zu koppeln und diese z.B. mittels der 20% (StromVV, Art. 4a Satz 3) resp. 50% (StromVV, Art. 4a Satz 1) -Regel in die Grundversorgung zu liefern.</p>

7b	<p>a) es sollten drei Jahre auf der Stromrechnung abgebildet sein, nicht nur eines, das wäre zu wenig aussagekräftig.</p> <p>c) Möglichkeiten zur Identifikation und Realisierung von Einsparpotenzialen (wenn nur ein Verweis auf PERLAS oder eine lokale Energieberatung dort steht, ist das zu wenig konkret für die meisten Leute)</p>	
8e-8i	<p>Mit der Pflicht, intelligente Zähler einzubauen, ohne zu spezifizieren, was damit gemacht werden soll, hat die letzte EnG-Revision Handlungsbedarf hinterlassen. Die Datenplattform könnte nun ein Instrument werden, um die theoretische Intelligenz auch zu nutzen. Dies bedeutet, dass Netzbetreiber, Verbraucher und Anbieter von Effizienz- und Speicherlösungen weitgehenden und einfachen Zugriff auf die Plattform brauchen. Als Nebenprodukt soll die Plattform auch sicherstellen, dass die tatsächliche Stromproduktion und -verbrauch künftig wieder erfassbar werden. Kraftwerke, Wärmepumpen, Ladestationen, Speicher und andere relevante flexibel einsetzbare Verbraucher sollen flächendeckend erfasst werden. Die Verordnung und die sicherlich nötigen Revisionen sollen sich an diesen Oberzielen orientieren.</p>	
Artikel	Antrag	Begründung
18a	<p>Absatz 2bis (neu): Den Basiskunden ist Tarifmodell Abs.2 Bst a) immer anzubieten.</p>	<p>Absatz 2 beschreibt die Optionen des Netzbetreibers, sagt aber nicht welche Tarifmodelle den Basiskunden angeboten werden müssen. Basiskunden ohne elektrische Heizung und Warmwasser oder Ladestation haben heute kaum Möglichkeiten auf dynamische Preise zu reagieren, weshalb Optionen 2b und 2c nicht attraktiv/sinnvoll sind. Deshalb soll Option 2a verpflichtend angeboten werden und 2b und 2c optional.</p>
18e Abs. 3	<p>Eine Anlage wird als Pilot- und Demonstrationsanlage im Sinne von Absatz 2 Buchstabe c anerkannt, wenn sie neuartige technische, wirtschaftliche oder betriebliche Eigenschaften aufweist. Als innovative Merkmale gelten auch Anlagen, die aufgrund ihrer Größe, ihres Verwendungszwecks, ihrer Einbindung in ein System oder ihrer günstigeren Investitionskosten innovativ sind.</p>	<p>Die Anforderungen für Pilot- und Demonstrationsanlagen sollten nicht allzu eng formuliert werden. Ansonsten werden keine solche Projekte realisiert.</p>
19d Abs. 6	<p>Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf 30 Prozent der Nominalleistung der Solarmodule oder auf einen Höchstanteil von</p>	<p>Wir begrüßen die Möglichkeit, dass Verteilnetzbetreiber (VNB) die eingespeiste Leistung im Bedarfsfall abregeln dürfen. Dies ist eine vorausschauende Massnahme, die nachweislich zu einem verminderten</p>

	<p>3 Prozent der durch die Anlage jährlich produzierten Energie beschränkt.</p>	<p>Netzausbaubedarf beitragen kann. Die Regelung sollte aber nicht dazu führen, dass VNB pauschal 3% der Jahresproduktion unentgeltlich abregeln dürfen, ohne bei Endverbrauchern entsprechende Flexibilitätsmöglichkeiten als Option aufzuführen, seien dies Beteiligungen an Grossspeichern oder Möglichkeiten für temporäre Steigerung des Eigenverbrauchs bei Endverbrauchern.</p> <p>Daher fordern wir, gerade im Hinblick darauf, dass die Regelung nicht zu einer de facto Kürzung der Einspeisevergütung führt, dass zwar die Einspeisung im Bedarfsfall auf 70% reduziert, aber gleichzeitig höhere Abnahmevergütung als Kompensation anbietet. Elektra Jegenstorf bietet bereits ein entsprechendes Modell an, welches als Vorbild dienen könnte.</p> <p>Damit wird einerseits eine fixe Begrenzung der Einspeisung der Modul-Leistung erlaubt, als auch eine Begrenzung über die Wechselrichter-Parametrisierung die auch ohne Steuergeräte über den jeweiligen Verteilnetzbetreiber erfolgen kann.</p>
19e	<p>1 Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 20 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher bis maximal 5 Jahren nach der Gründung der LEG beträgt.</p>	<p>Die Eintrittshürde für eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) mit sofortigen mindestens «20% der Anschlussleistung» ist zu hoch und verhindert die Gründung einer LEG. So besteht wenig Anreiz, in grössere Anlagen zu investieren. Mit einer Verzögerungsfrist von 5 Jahren mindert man die Eintrittshürde der LEG und garantiert gleichzeitig einen maximalen Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion.</p>
19h	<p>Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 30 Prozent ihres Standardtarifs 15 (Art. 18 Abs. 3 StromVV) beträgt mindestens 3 Rp/kWh solange diese zwischen 30 und 60 Prozent ihres Standardtarifs darstellt.</p>	<p>LEG, die netzdienlich betreiben werden können, haben voraussichtlich leicht höhere Systemkosten, optimieren dafür aber das System und können somit auch wichtige Flexibilität bereitstellen. Bei einem zu kleinem Netzabschlag bestünde die Gefahr, dass ausschliesslich pro-forma LEG gebildet werden, bei denen einzig die Abrechnungsmethodik angepasst wird, aber ansonsten keine netzdienlichen Vorteile auftreten würden.</p>

	<p>3 Kann die selbst erzeugte Elektrizität aus netztopologischen Gründen und aufgrund der Anschlusssituation der verschiedenen Teilnehmer nicht ohne Transformation der Spannung von jeder Erzeugungsanlage zu einem beliebigen Endverbraucher der Gemeinschaft gelangen, verringert sich der Abschlag für alle Endverbraucher der Gemeinschaft auf 40 Prozent.</p>	
--	--	--

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

SP Schweiz



Mattea Meyer
Co-Präsidentin



Cédric Wermuth
Co-Präsident



Cécile Heim
Politische Fachreferentin