



20. November 2024

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung

Erläuternder Bericht

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
	2.1 Nationales Interesse.....	1
	2.2 Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch.....	2
	2.3 Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten.....	3
	2.4 Weiterer Anpassungsbedarf aufgrund Änderungen auf Gesetzesstufe	4
	2.5 Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe	4
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	5
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	5
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	6
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	6
7.	Erläuterungen zum Anhang	27
	1. Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen vom 9. Mai 1990 (VMWG; SR 221.213.11)	27
	2. Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008 (GeoIV; SR 510.620).....	27
	3. Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611).....	27
	4. Verordnung vom 22. November 2006 über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En; SR 730.05).....	28
	5. Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV; SR 730.010.1).....	28
	6. Verordnung vom 19. Oktober 1988 über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV; SR 814.011)	29

1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BBI 2023 2301) u.a. Artikel 10 (Richtpläne der Kantone), Artikel 12 (nationales Interesse), Artikel 15 (Abnahme- und Vergütungspflicht), die Artikel 16 und 17 (Eigenverbrauch) sowie Artikel 32 (wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen) des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) geändert und die neuen Artikel 18a (Energieeinspeisung durch den Bund) und 37a (Tresoreriedarlehen) eingefügt.

In der Folge sind Anpassungen der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) notwendig, insbesondere Änderungen von Artikel 12 (Vergütungspflicht) sowie der Artikel 14, 16 und 18 (Eigenverbrauch) sowie die neuen Artikel 3a (Herkunftsnachweise des Bundes), 7b (Ausscheidung von geeigneten Gebieten), 9a (nationales Interesse Solaranlagen), 20a (schweizweite Programme Effizienz), 36a (Tresoreriedarlehen) und 51a bis 51k (Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten).

Die Änderungen der Abnahme- und Vergütungspflicht von Artikel 15 EnG hängen eng mit den StromVG-Bestimmungen zur Grundversorgung zusammen, die erst ab 2026 oder später Anwendung finden. Daher wird die Änderung von Artikel 15 auf den 1. Januar 2026 in Kraft gesetzt.

Zudem hat das Parlament in der gleichen Vorlage u.a. die neuen Artikel 9a^{bis}–9a^{quater} (Zubau Stromproduktion im Winter) und 15b (Netzverstärkungen) in das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) aufgenommen. In der Folge wird eine Anpassung von Artikel 10 sowie ein neuer Artikel 9a^{quater} EnV – der die Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft regelt – notwendig.

Im Weiteren wird mit der vorliegenden Revision der EnV ein Herkunftsnachweis (HKN) für flüssige und gasförmige erneuerbare Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht erneuerbaren Wasserstoff und emissionsarme Flugtreibstoffe eingeführt. Diese Verordnungsanpassung steht nicht im Zusammenhang mit den genannten Gesetzesänderungen, erfolgt im Sinne der Verfahrenseffizienz aber zusammen den Anpassungen in Folge der Gesetzesrevision.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Nationales Interesse

Das Parlament hat in Artikel 12 Absatz 4 EnG bestimmt, dass der Bundesrat – zusätzlich zu Wasserkraft- und Windenergieanlagen – neu auch für Solaranlagen von nationalem Interesse die erforderliche Grösse und Bedeutung festlegt. Dies setzt der Bundesrat in der EnV um. Als Kriterium für das nationale Interesse gilt bei Solaranlagen die Energieproduktion im Winterhalbjahr.

Wie bisher bezeichnen die Kantone im Richtplan Eignungsgebiete für Wasser- und Windkraftanlagen. Neu bezeichnen sie auch Eignungsgebiete für Solaranlagen von nationalem Interesse (Art. 10 Abs. 1 EnG). Bei der Festlegung der Gebiete für Solar- und Windkraftanlagen müssen sie die Interessen des Landschafts- und Biotopschutzes, der Walderhaltung sowie die Interessen der Landwirtschaft (Kulturlandschutz und Schutz der Fruchtfolgeflächen) berücksichtigen (Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG). Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse geniessen in diesen Eignungsgebieten materiellrechtliche Vorteile (vgl. Art. 9a Abs. 4 StromVG). Insbesondere geht das Interesse an ihrer Realisierung anderen nationalen Interessen grundsätzlich vor. Daher konzentriert sich die Planung und Umsetzung von Solar- und Windenergieanlagen auf die Eignungsgebiete. Dadurch wird die Landschaft ausserhalb der Eignungsgebiete geschont.

Bei der Wasserkraft erhalten die Speicherwasserkraftprojekte nach Anhang 2 StromVG sowie das Projekt Chlus einen grundsätzlichen Vorrang. Auf die Projekte des Runden Tisches haben sich Vertreterinnen und Vertreter wichtiger Akteure im Bereich der Wasserkraft (Schutzverbände, Betreiber, Kantone und Bund) verständigt und eine entsprechende gemeinsame Erklärung unterzeichnet. Für diese Projekte sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft vorzusehen (Art. 9a Abs. 3 Bst. e StromVG), welche ebenfalls in dieser Verordnung präzisiert werden (Art. 9a^{quater}).

Der grundsätzliche Vorrang gegenüber anderen nationalen Interessen bedeutet nicht, dass die Anlage in jedem Fall bewilligt wird. Eine Einzelfallbetrachtung mit umfassender Interessenabwägung findet weiterhin statt.

Der absolute Ausschluss von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Biotopen sowie Wasser- und Zugvogelreservaten (vgl. Art. 12 Abs. 2 Satz 2) wird gemäss Artikel 12 Absatz 2^{bis} EnG in drei Fällen aufgehoben. Gemäss Buchstabe c greift er dann nicht, wenn sich einzig die Restwasserstrecke einer Anlage im Schutzobjekt befindet. Die Bestimmung besagt, dass in solchen Fällen eine Interessenabwägung neu möglich sein soll. In diesen Fällen gelten für Eingriffe damit dieselben Voraussetzungen wie für alle anderen Infrastrukturen. Damit ist auch klar, dass das Verschlechterungsverbot nach Artikel 29 Absatz 1 Buchstabe a der Verordnung vom 16. Januar 1991 über den Natur- und Heimatschutz¹ nicht für Auengebiete gemäss Anhang 2 der Auenverordnung vom 28. Oktober 1992² gilt und in diesen Gebieten grundsätzlich auch neue Anlagen von nationalem Interesse gebaut werden können. Es ist im Einzelfall aufgrund aller Umstände zu entscheiden, welches Anliegen, das Schutz- oder das Nutzungsinteresse, höher zu gewichten ist (vgl. Art. 6 des Bundesgesetzes vom 1. Juli 1966³ über den Natur- und Heimatschutz [NHG] i.V.m. Art. 4 Abs. 2 der Auenverordnung). Aus den parlamentarischen Beratungen ergibt sich aber klar, dass die Schutzziele unvermindert weitergelten sollen und nicht ausgehöhlt werden dürfen (vgl. AB 2023 N 1501). Die bestehenden Biotope von nationaler Bedeutung bleiben entsprechend ihrer Schutzziele (Funktion, Qualität, Grösse, vielfältige Funktionen und Prozesse sowie schützenswerte Lebensräume) erhalten. Dazu braucht es in der Verordnung keine Ausführungsbestimmungen. Es ist zudem davon auszugehen, dass es nur wenige Standorte bzw. Anlagen geben wird, bei denen die Gesetzesbestimmung zum Tragen kommen wird.

Schliesslich hat der Gesetzgeber im letzten Satz von Artikel 12 Absatz 3 EnG festgehalten, dass das nationale Interesse den kantonalen, regionalen und kommunalen Interessen vorgeht. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass die nationalen bzw. kantonalen, regionalen und kommunalen *Interessen* vom kantonalen (und gestützt darauf allenfalls auch kommunalen) *Recht* zu unterscheiden sind. Diesbezüglich gilt nach wie vor: 'Das eigenständige kantonale Recht ist gegenüber dem Bundesrecht nicht völlig ungebunden; es darf «nicht gegen den Sinn und Geist des Bundesrechts verstossen und dessen Zwecke nicht beeinträchtigen oder gar vereiteln»' (Ruch Alexander, in: Ehrenzeller Bernhard/Schindler Benjamin/Schweizer Rainer J./Vallender Klaus A. (Hrsg.), Die schweizerische Bundesverfassung, St. Galler Kommentar, 3. Aufl., Zürich/St. Gallen 2014, Art. 49 N 17). Doch auch Interessen, die sich als solche nicht direkt aus dem kantonalen Recht ergeben, sind im Rahmen der Interessenabwägung (vgl. Art. 3 Abs. 1 Bst. c der Raumplanungsverordnung vom 28. Juni 2000 [RPV; SR 700.1]) und gestützt auf den Grundsatz der Verhältnismässigkeit dann zu berücksichtigen, wenn sie das nationale Interesse nicht oder nicht unverhältnismässig einschränken.

2.2 Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Im Zusammenhang mit Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) hat der Gesetzgeber das EnG in drei Punkten angepasst, was zu den folgenden Anpassungen der EnV führt:

¹ SR 451.1

² SR 451.31

³ SR 451

- Erstens kann der Bundesrat den Ort der Produktion (d.h. den Perimeter, innerhalb welchem Eigenverbrauch stattfinden darf) weiter als bisher definieren, indem er die Benutzung von Anschlussleitungen erlaubt (Art. 16 Abs. 1 EnG). Von dieser Kompetenz macht der Bundesrat nun Gebrauch, indem er auf der Spannungsebene unter 1 kV die Benutzung von Anschlussleitungen für den Eigenverbrauch zulässt, dies inklusive der elektrischen Infrastruktur am Anschlusspunkt.
- Zweitens müssen ZEV nicht wie bisher *einen* physischen Messpunkt als Schnittstelle zum Netzbetreiber aufweisen, sondern es sind neu auch mehrere Messpunkte zulässig (Art. 17 Abs. 1 EnG). Letzteres setzt der Bundesrat um, indem die Netzbetreiber neu verpflichtet werden, so genannte «virtuelle ZEV» zuzulassen. Dies bedeutet, dass bestehende intelligente Messsysteme des Netzbetreibers bei der Einrichtung eines ZEV weiterhin verwendet werden können, indem sie einerseits vom Netzbetreiber als ein virtueller Messpunkt des ZEV behandelt werden und der Netzbetreiber andererseits dem ZEV die einzelnen Messdaten für die ZEV-interne Abrechnung des Eigenverbrauchs zur Verfügung stellt (siehe Art. 8 Abs. 4 und Art. 8e der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 [StromVV; SR 734.71] zu den Pflichten bzgl. der Installation intelligenter Messsysteme bei ZEV und der Datenlieferung). Die Möglichkeit von virtuellen Messpunkten ändert nichts an den Voraussetzungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 15 Absatz 1 EnV. Die gesamte Produktionsleistung des Zusammenschlusses muss mindestens 10 Prozent der gesamten Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen.
- Drittens ist neu zugelassen, dass die Kosten für die Einrichtung des ZEV (konkret für ein allfälliges Netz für die interne Stromverteilung) über den Strompreis an die Teilnehmenden des ZEV weitergereicht werden (Art. 17 Abs. 4 EnG). Die Verordnung sieht nun vor, dass diese Kosten anteilmässig den Kosten des im ZEV produzierten Stroms und den Kosten der extern bezogenen Elektrizität angelastet werden können. Falls in den externen Kosten solch ein Zuschlag für ein Netz für die interne Stromverteilung enthalten ist, so dürfen diese Kosten in Summe nicht mehr betragen, als die ZEV-Teilnehmerinnen und -teilnehmer beim Netzbetreiber für das Standardstromprodukt zu zahlen hätten. Der Klarheit halber werden die bisher in Artikel 16 EnV aufgeführten Bestimmungen zur Kostenanlastung bei Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern neu in die Artikel 16a und 16b ausgelagert.

Zusätzlich zu den Änderungen der EnV, die sich aus der Gesetzesanpassung ergeben, werden die Netzbetreiber – analog zu den Bestimmungen für lokale Elektrizitätsgemeinschaften – verpflichtet, ZEV-Betreiberinnen und -Betreibern innerhalb von 15 Arbeitstagen die für die Einrichtung des (virtuellen) ZEV nötigen Informationen bezüglich der Beschaffenheit des dafür relevanten Verteilnetzes mitzuteilen. Zudem wird klargestellt, dass in Fällen, bei denen sich im Perimeter des ZEV Endverbraucherinnen bzw. Endverbraucher befinden, die nicht am ZEV teilnehmen (z.B. in einem Mehrfamilienhaus), der Netzbetreiber die Elektrizitätsbezüge und Einspeisungen des ZEV sowie der anderen Endverbraucherinnen und Endverbraucher rechnerisch bestimmt, so dass keine zusätzlichen Installationen nötig werden.

2.3 Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Das Parlament legte im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien das Ziel fest, bis 2035 mit Effizienzmassnahmen 2 TWh Strom einzusparen. Um dieses Ziel zu erreichen, hat das Parlament die Einführung eines neuen Instruments für die Stromeffizienz beschlossen: Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten.

Elektrizitätslieferanten erhalten neu Zielvorgaben für die Energieeffizienz, welche über die Umsetzung von verschiedenen Massnahmen bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Schweiz (d.h. bei Unternehmen und privaten Haushalten) erreicht werden sollen. Konkret müssen die Elektrizitäts-

tätslieferanten nachweisen, dass bei bestehenden Endverbraucherinnen und Endverbrauchern Massnahmen für die Stromeffizienz umgesetzt wurden, so z.B. in den Bereichen elektrische Antriebe, Beleuchtungen, Lüftungen, Kälteanlagen oder ähnlichen Anlagen und Geräten. Dabei ist es wichtig zu erwähnen, dass die Zielvorgabe für Effizienzsteigerungen den Stromverkauf explizit nicht einschränkt. Elektrizitätslieferanten können weiterhin unbeschränkt Strom verkaufen.

Die Nachfrage nach Strom wird in den kommenden Jahren und Jahrzehnten in verschiedenen Bereichen zunehmen: Die Elektrizität wird bei der Raumheizung, der Warmwasseraufbereitung sowie der Mobilität zunehmend fossile Energieträger ersetzen. Mit dem neuen Geschäftsfeld der Effizienzdienstleistungen werden die Elektrizitätslieferanten einen Beitrag zur Steigerung der Stromeffizienz leisten. Damit werden sowohl die Versorgungssicherheit als auch der Klimaschutz gestärkt.

Mit dem neuen Instrument wird ein quantitatives Ziel für zusätzliche Effizienzsteigerungen gesetzt. Die genaue Höhe dieser Zielvorgabe legt der Bundesrat im Verhältnis zum jährlichen Elektrizitätsabsatz eines Lieferanten an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz fest. Bei einer Zielvorgabe von beispielsweise 2 Prozent können im Jahr 2035 somit rund 1 TWh Strom eingespart werden⁴. Massgebend für die Zielvorgabe sind zudem nur Lieferungen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Der Zwischenhandel ist von der Zielvorgabe nicht betroffen.

Für die Elektrizitätslieferanten werden durch die Umsetzung des neuen zusätzlichen Instrumentes Kosten anfallen, so beispielsweise u.a. für die Durchführung von Energieberatungen oder für neue Geräte und Anlagen. Diese Kosten können von den Elektrizitätslieferanten über die Energiekomponente des Strompreises weitergegeben werden und werden damit von den Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung und im freien Markt getragen. Für die Elektrizitätslieferanten entsteht so ein Anreiz, die Effizienzdienstleistungen möglichst kostengünstig zu erbringen und dadurch die Kosten so tief wie möglich zu halten.

2.4 Weiterer Anpassungsbedarf aufgrund Änderungen auf Gesetzesstufe

Im Weiteren haben die folgenden Anpassungen auf Gesetzesstufe Änderungen bzw. Ergänzungen der EnV zur Folge:

- Anpassungen von Artikel 10 EnG (Richtpläne der Kantone)
- Ermöglichung von schweizweiten Programmen für Effizienzmassnahmen (Art. 32 Abs. 2 EnG)
- neue Bestimmung zur Energieeinspeisung durch den Bund (Art. 18a EnG)
- Verschuldungsmöglichkeit des Netzzuschlagsfonds mittels Tresoreriedarlehen (Art. 37a EnG)
- Anpassung von Artikel 53 Absatz 2 erster Satz, Absatz 2^{bis} und 3 Buchstabe a EnG (Forschung, Entwicklung und Demonstration) als Fremderlassänderung im Rahmen des Bundesgesetzes vom 30. September 2022 über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG; BBI 2022 2403)

2.5 Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe

Artikel 9 Absatz 5 EnG sieht vor, dass der Bundesrat «auch für andere Bereiche [als Elektrizität] einen Herkunftsnachweis und eine Kennzeichnung vorsehen» kann, insbesondere für Biogas. Mit der vorliegenden Revision der EnV macht der Bundesrat von dieser Kompetenz Gebrauch. Er führt neu einen HKN für flüssige und gasförmige erneuerbare Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht erneuerbaren Wasserstoff und emissionsarme Flugtreibstoffe (gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet) ein.

⁴ Die Schätzung geht von einer mittleren Wirkungskdauer der Massnahmen von zehn Jahren und einem zukünftigen mittelfristigen Stromabsatz von 60 TWh/Jahr aus.

Diese Stoffe spielen je nach Herkunft eine wichtige Rolle, um eine erneuerbare Energieversorgung sicherzustellen, Treibhausgasemissionen zu vermindern und das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 gemäss KIG zu erreichen.

Im neuen HKN-System werden die Brenn- und Treibstoffe ab Produktion beziehungsweise Import in einer Datenbank erfasst. Ihr ökologischer Mehrwert wird damit sichtbar und handelbar. Werden die Brenn- und Treibstoffe an klima- oder energiepolitische Instrumente angerechnet, kann das auf dem HKN vermerkt und der HKN als Beleg verwendet werden. Das neue HKN-System soll so wesentlich dazu beitragen, Doppelzählungen zu verhindern. Damit soll es einerseits eine glaubwürdige Vermarktung dieser Stoffe ermöglichen und andererseits den Vollzug der klima- und energiepolitischen Instrumente vereinfachen, sowohl für die verpflichteten Akteure als auch für die Verwaltung.

Das neue HKN-System löst per 1. Januar 2025 die Clearingstelle für erneuerbare Gase der Gasbranche ab. Die Gasbranche betreibt diese Clearingstelle auf Basis von Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611) im Auftrag des Bundesamts für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG). Dieser Artikel bestimmt weiterhin die Pflichten von Herstellerbetrieben sowie von Gasversorgern und -händlern hinsichtlich der Erhebung der Mineralölsteuer. Dies mit dem Unterschied, dass zukünftig das HKN-System die Funktion der Clearingstelle übernimmt.

3. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden

Auf Ebene Bund ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen zum HKN-System für Brenn- und Treibstoffe mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Der Vollzug wird von der Pronovo AG als Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 EnG vorgenommen. Der Vollzugaufwand in der Höhe von jährlich 600'000 Franken finanziert sich vollständig über Gebühren, die von Pronovo unter anderem bei der Ausstellung und beim Import von HKN sowie für die Registrierung einer Produktionsanlage erhoben werden. Für den Vollzug des HKN-Systems fallen beim Bund (BFE/BAFU) finanzielle Mittel im Umfang von 360'000 Franken für zwei Vollzeitstellen an. Die benötigten Ressourcen werden soweit wie möglich mit bestehenden Ressourcen des BFE abgedeckt. Auf Kantone und Gemeinden haben die Bestimmungen keine besonderen finanziellen, personellen oder weiteren Auswirkungen.

Aus den übrigen Ordnungsänderungen ergeben sich keine Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Das neue HKN-System ermöglicht eine effiziente und (insbesondere auch für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher) transparente Vermarktung von flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen sowie von nicht erneuerbarem Wasserstoff und emissionsarme Flugtreibstoffe. Es vereinfacht den Vollzug der klima- und energiepolitischen Instrumente sowohl für die verpflichteten Akteure als auch für die Verwaltung. Die Einführung des HKN-Systems führt bei Unternehmen (Energieproduzenten, -importeuren, -händlern und -lieferanten) zu einem neuen Aufwand, vor allem in den Bereichen, die der Clearingstelle der Gasbranche keine Daten melden mussten. Das neue HKN-System finanziert sich über Gebühren, die bei der Ausstellung bzw. beim Import von HKN und für die Registrierung einer Produktionsanlage erhoben werden. Die Unternehmen entscheiden, welchen Anteil der Kosten sie dann auf das nächste Glied der Lieferkette überwälzen wollen.

Aus den übrigen Ordnungsänderungen ergeben sich keine Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

5. Verhältnis zum EU-Recht

Wie bereits im Bereich der Elektrizität lehnt sich das schweizerische HKN-System für Brenn- und Treibstoffe an die europäischen Vorgaben gemäss Erneuerbaren Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (revidierte RED II)⁵ an. Noch nicht umgesetzt mit dieser Verordnungsanpassung ist die Kennzeichnung im Bereich Gas und flüssigen Energieträger.

Das gesetzlich vorgesehene und anderen Interessen grundsätzlich vorgehende nationale Interesse gemäss Mantelerlass (Art. 12 EnG und Art. 9a Abs. 3 und 4 StromVG) entspricht in den Grundzügen dem überragenden öffentlichen Interesse der EU, welches entsprechende Anlagen in der EU geniessen (revidierte RED II). Diese neuen Bestimmungen sind somit mit dem EU-Recht kompatibel.

Die vorliegende Verordnungsanpassung zu den Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten lehnt sich an die seit 2012 geltende EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) an⁶. Diese verpflichtet jeden Mitgliedstaat Endenergieeinsparungen innerhalb des geltenden Verpflichtungszeitraums umzusetzen. Es steht den Mitgliedstaaten offen, wie sie die Einsparungen erreichen möchten. Eine Alternative stellt die Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems für Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen dar, welche im Hoheitsgebiet des jeweiligen Mitgliedstaats tätig sind. Bisher haben mehrere Mitgliedstaaten – unter anderem Frankreich, Italien und Österreich – ein solches Instrument für die Erreichung ihrer Einsparziele eingeführt. Die EU-Energieeffizienzrichtlinie hat sich über die Jahre bewährt und die unbefristete Fortsetzung der Verpflichtungszeiträume belegt die Relevanz und Schlüsselrolle der vorliegenden Vorschriften innerhalb der Energiestrategie der EU. Die für die Schweiz neu eingeführten Effizienzziele für Elektrizitätslieferanten entsprechen damit insgesamt einem im EU-Raum bereits erprobten Verpflichtungssystem für Energieversorgungsunternehmen und lehnen sich dem europäischen Recht an.

Auch die übrigen Ordnungsänderungen sind mit dem EU-Recht kompatibel.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 1 Bst. a, a^{bis} und h^{bis}

Bst. a und a^{bis}: Neu regelt die EnV nicht nur den HKN für Elektrizität, sondern auch die HKN für flüssige und gasförmige erneuerbare Brenn- und Treibstoffe, für nicht erneuerbaren Wasserstoff sowie emissionsarme Flugtreibstoffe, die gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet werden (vgl. Art. 4a). Wasserstoff wird von Beginn an aus sämtlichen erneuerbaren und fossilen Produktionsarten (also jegliche «Farben» von Wasserstoff) erfasst, wohingegen bei den übrigen flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen nur die erneuerbaren Stoffe erfasst werden. Bei den Flugtreibstoffen kommen zusätzlich zu den erneuerbaren auch emissionsarme Flugtreibstoffe hinzu. Zu einem späteren Zeitpunkt könnten auch fossile Brenn- und Treibstoffe erfasst werden. Weitere Ausführungsbestimmungen finden sich in der neuen Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT), analog zur Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV; SR 730.010.1) im Elektrizitätsbereich.

Bst. h^{bis}: Die Ausführungsbestimmungen zum neuen Instrument der Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten werden in die EnV aufgenommen.

⁵ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. L 2024/1711, 26.06.2024.

⁶ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinie 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1, zuletzt geändert durch die delegierte Verordnung (EU) 2023/807 der Kommission, ABl. L 101 vom 14.04.2023, S.16.

Art. 3a Herkunftsnachweise des Bundes

Da der Bund gestützt auf Artikel 45b EnG vermehrt selber Elektrizität produzieren wird, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass er diese Elektrizität nicht immer vollständig selber verbrauchen, sondern einen gewissen Überschuss ins Netz einspeisen wird. In diesen Fällen hat der Bund die Möglichkeit, die entsprechenden HKN zu veräussern.

Art. 4 Abs. 1^{bis} und Abs. 2 Bst. a

Die Bestimmungen zur Stromkennzeichnung in Artikel 4 EnV bedienen sich der Begriffe der Endverbraucherinnen und Endverbraucher gemäss StromVG. Aufgrund des angepassten Endverbraucherbegriffs in Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b StromVG wird in Artikel 4 Absatz 1^{bis} ergänzt, dass wie bisher die Lieferung Elektrizität für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes, für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie für Speicher ohne Endverbrauch nicht kennzeichnungspflichtig ist.

Für die Kennzeichnung für seine Endverbraucherinnen und Endverbraucher muss das stromkennzeichnungspflichtige Unternehmen neu sowohl den Lieferantenmix (Abs. 2 Bst. a), als auch den Produktmix (Abs. 2 Bst. b) mitteilen. Bisher stand es dem Unternehmen frei, welcher der beiden Informationen es seinen Endverbraucherinnen und Endverbraucher mitteilt.

Art. 4a Geltungsbereich

Dieser Abschnitt gilt für (a) erneuerbare Brenn- und Treibstoffe, (b) nicht erneuerbaren Wasserstoff und (c) emissionsarme Flugtreibstoffe, die gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet werden.

Bst. a: Das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe erfasst in einer Datenbank erneuerbare Brenn- und Treibstoffe, worunter diese Verordnung flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe, die aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden, versteht. Diese Definition von «erneuerbar» basiert auf die im Rahmen des CO₂-Revisionspakets (BBI 2022 2652), namentlich des CO₂-Gesetzes, des Umweltschutzgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vorgenommenen begrifflichen Anpassungen und zielt auf eine Vereinheitlichung der Terminologie in diesem Bereich ab.

Bst. b: In Ergänzung zum erneuerbaren Wasserstoff unter Buchstabe a erfasst das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe auch alle anderen Wasserstoffarten unabhängig von ihrer Herstellungsmethode und Energiequellen. Nebst dem Einsatz als Energieträger kann Wasserstoff auch als Rohstoff für die stoffliche Nutzung dienen, beispielsweise in der chemischen oder pharmazeutischen Industrie. Solange der Verwendungszweck des Wasserstoffs unbekannt ist, kann er jedoch auch als Brenn- oder Treibstoff eingesetzt werden und muss deshalb im HKN-System für Brenn- und Treibstoffe von den Akteuren erfasst werden. Ist ein Einsatz als Energieträger ausgeschlossen, muss das von der betreffenden Anlagebetreiberin respektive dem Importeur belegt werden.

Bst. c: Mit der Revision des CO₂-Gesetzes wird eine Pflicht zur Bereitstellung und zur Beimischung von emissionsarmen, erneuerbaren und erneuerbaren synthetischen Flugtreibstoffen (kurz: Beimischpflicht) eingeführt. In Ergänzung zu den erneuerbaren Flugtreibstoffen unter Buchstabe a erfasst das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe deshalb auch die emissionsarmen Flugtreibstoffe.

Art. 4b Pflichten

Abs. 1: Produzenten im Inland müssen die Produktionsanlagen nach deren Inbetriebnahme in der schweizerischen HKN-Datenbank registrieren und darin regelmässig die Menge der produzierten Brenn- und Treibstoffe erfassen. In der vorliegenden Revision der EnV und in der VHBT wird der Begriff «Produzenten» deckungsgleich mit dem Begriff «Herstellerbetriebe» in der Mineralölsteuergesetzgebung verwendet. Von dieser Registrierungspflicht betroffen sind alle Produktionsanlagen im Inland. Das betrifft also auch Anlagen, welche aus Biogas Elektrizität erzeugen und daher bereits für die Elektrizität, jedoch nicht für die Wärme, im Strom-HKN-System registriert sind. Ebenso sind auch solche Anlagen betroffen, die Biogas selber verbrauchen und nicht veräussern (z.B. Abwasserreinigungsanlagen). Die

Erfassung der gesamten Biogasproduktion erfolgt aus zwei Gründen: Erstens kann das BFE so künftig auf die HKN-Datenbank als Datenquelle für die Gesamtenergiestatistik zurückgreifen und somit teilweise auf eine gesonderte Erhebung verzichten, welche es heute für diese Anlagen durchführt. Zweitens kann so zukünftig die IT-Infrastruktur des HKN-Systems genutzt werden, um die Überprüfung der ökologischen Anforderungen für die Inverkehrbringung von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen abzuwickeln. Diese Anforderungen sind im Zuge der Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024 (BBl 2022 2652) in Artikel 35d USG vorgesehen. Um den Aufwand für die Anlagen, die bereits im Elektrizität-HKN-System registriert sind, gering zu halten, werden die Registrierungsdaten womöglich automatisch übertragen. Es werden keine neuen Gebühren für das Registrieren dieser Anlage erhoben. Weiter sollen Anlagen, die die HKN nicht veräussern, keine Gebühr für die Ausstellung von HKN bezahlen (Anhang 4 der Revision der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich). Zudem sollen die Gas-HKN automatisch im System entwertet werden, wenn sie für die Stromproduktion eingesetzt werden.

Abs. 2: Für Importeure gilt grundsätzlich dasselbe wie für Produzenten im Inland. Sie (und nicht die ausländischen Produzenten) müssen die Produktionsanlagen, von denen sie Treib- und Brennstoffe importieren, einmalig in der schweizerischen HKN-Datenbank erfassen. Anschliessend sind sie beim Import dafür verantwortlich, dass die Importmenge in der Datenbank erfasst wird. Diese Daten werden in der Praxis durch das BAZG geliefert werden. Die vom BAZG gelieferten Daten werden sich auf die Einfuhrzollanmeldung stützen. Im Fall von Gemischen aus erneuerbaren und fossilen Brenn- und Treibstoffen beziehen sich diese Pflichten auf die erneuerbaren Anteile.

Basierend auf Artikel 31a der revidierten RED II soll Ende November 2024 die Unionsdatenbank den Betrieb aufnehmen, um die Transparenz und Rückverfolgbarkeit von nachhaltigen Brenn- und Treibstoffen und eine Harmonisierung der Datenströme zwischen den Mitgliedstaaten und ihren Datenbanken sicherzustellen. Sobald diese Lösung der EU in Betrieb ist und ein Zugang für Drittländer möglich ist, könnten Schweizer Akteure zukünftig allenfalls über das HKN-System auch mit der Unionsdatenbank arbeiten. Massenbilanzierte Brenn- und Treibstoffe⁷ können jedoch auch ohne Unionsdatenbank von Anfang an in der HKN-Datenbank erfasst werden und die Begleitdokumentationen der massenbilanzierten Lieferungen können im System dokumentiert werden (siehe nächster Abschnitt).

Abs. 3: Massenbilanzierte Importe von erneuerbaren Brenn- oder Treibstoffen zeichnen sich dadurch aus, dass die Ware mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und aus verschiedenen Anlagen gemischt werden kann. Es würde deshalb einen unverhältnismässigen Aufwand darstellen, wenn in diesen Fällen alle Produktionsanlagen registriert werden müssten. In einem HKN-System ist die Herkunft der Ware zwar eine grundlegende Information, entscheidend für massenbilanzierte Importe sind jedoch vor allem die ökologischen Qualitäten der Ware, welche im massenbilanzierten System nach einem freiwilligen System gemäss Artikel 30 Absatz 4 der revidierte RED II nachgewiesen werden. Auf die Pflicht zur Registrierung der Produktionsanlagen wird für diese Fälle deshalb verzichtet. Massenbilanzierte Brenn- und Treibstoffe werden im HKN-System nur erfasst, wenn die erneuerbare Ware physisch importiert wird. Nicht erfasst wird das per Gasleitungen importiertes Gas, da sich das erneuerbare Gas nach dem Einspeisen mit Erdgas vermischt und in aller Regel physisch nicht in die Schweiz gelangt.

Abs. 4: Es gelten weitere Ausnahmen von der Pflicht zur Registrierung der Produktionsanlage und der Erfassung der produzierten beziehungsweise importierten Brenn- und Treibstoffe mittels Herkunftsnachweisen. Diese Pflichten entfallen bei der inländischen Produktion von kleinen Mengen von erneuerbaren Brennstoffen oder nicht erneuerbarem Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verwendet wird (*Bst. a*). Die Ausnahme gilt nicht für die inländische Produktion von erneuerbaren Treibstoffen, da für den Vollzug der Mineralölsteuergesetzgebung jegliche Mengen (also auch sehr kleine) erfasst werden müs-

⁷ Eine Massenbilanz gemäss revidierter RED II erlaubt, physische Lieferungen von erneuerbaren Roh- oder Treibstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften zu mischen. Dabei hat die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen wie die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch zugefügt werden.

sen. Die festgelegte Grenzmenge von 20 kg bezweckt einerseits, sehr kleine Produktionsanlagen administrativ nicht zu belasten. Andererseits sollen alle relevanten Mengen in der Datenbank erfasst werden.

Importeure sind in den folgenden Fällen von diesen Pflichten ausgenommen (*Bst. b*). *Erstens* wenn Treibstoffe nur als Betriebsmittel im Fahrzeugtank oder in einem Reservekanister gemäss Artikel 17 des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Juni 1996 (SR 641.61) eingeführt werden. In Analogie dazu ist *zweitens* die Einfuhr von Wasserstoff als Betriebsmittel in Brennstoffzellenfahrzeugen ausgenommen. *Drittens* kann es Situationen geben, in denen Brenn- und Treibstoffe physisch importiert werden, deren Produktionsanlage und Menge in einem ausländischen HKN-System bereits erfasst sind. In diesem Fall kann die entsprechende Menge an HKN direkt ins schweizerische HKN-System übertragen werden. Ein Beispiel wäre der Import von verflüssigtem Biogas, für welches im Exportland bereits HKN ausgestellt wurden.

Abs. 5: Für die Importeure ausländischer Zertifikate erneuerbarer Gase gilt die Pflicht, diese in der HKN-Datenbank zu erfassen. Falls der Import über einen Zwischenhändler erfolgt, muss dieser im System registriert sein, damit er dieser Pflicht nachkommen kann.

Da mit dem Zertifikat die für das HKN-System notwendigen Informationen bezüglich der Produktionsanlage mitgeliefert werden, müssen die ausländischen Anlagen in diesem Fall nicht im System erfasst werden. Die Erfassung der Zertifikate erfolgt aus zwei Gründen: erstens kann so wirksam verhindert werden, dass sich ein Zertifikatmarkt ausserhalb des HKN-Systems entwickelt. Zweitens ist es aus statistischer Sicht wichtig, die vollständige Menge der importierten ausländischen Zertifikate erneuerbarer Gase zu kennen.

Art. 4c Entwertung

Abs. 1: HKN müssen grundsätzlich dann entwertet werden, wenn der ökologische Mehrwert⁸ des zugrundeliegenden Brenn- oder Treibstoffs verwendet wird. In einigen Fällen ist das mit dem Verbrauch der dem HKN zugrundeliegenden physischen Ware verbunden. Der ökologische Mehrwert, der mit dem HKN abgebildet wird, bleibt dabei an die physische Ware gekoppelt. HKN und physische Ware dürfen jedoch in folgenden Situationen entkoppelt werden: Beim Verkauf des ökologischen Mehrwerts von flüssigen Treibstoffen für den Landverkehr, Flugtreibstoffen, flüssigen Brennstoffen oder gasförmigen Treib- oder Brennstoffen, die ins Gasnetz eingespeist werden (*Bst. a*). Das heisst Energiemenge und ökologischer Mehrwert dürfen separat vermarktet werden. In diesen Fällen können die zu entwertenden HKN der ökologischen Qualität der physisch gelieferten Ware entsprechen, sie dürfen aber auch dazu eingesetzt werden, eine physisch fossile Lieferung des entsprechenden Brenn- oder Treibstoffs zu «be-grünen». Dabei müssen sich der Energiegehalt sowie die Warenbezeichnung von HKN und physisch gelieferter Ware entsprechen. Zum Beispiel werden einer Endverbraucherin 1000 Kilowattstunden Schweizer Biogas verkauft. Physisch geliefert wird fossiles Erdgas mit einem Energiegehalt von 1000 Kilowattstunden, welches mit HKN für Schweizer Biogas im Umfang von 1000 Kilowattstunden «be-grünt» wird. HKN mit einer anderen Warenbezeichnung, also z.B. Bioethanol-HKN, dürfen für diesen Zweck nicht herangezogen werden. Beim Handel von Wasserstoff über das Gasnetz heisst das, wenn Wasserstoff ins Schweizer Gasnetz eingespeist wird, darf beim Verkauf eines Gasgemisches eine Wasserstoffmenge mittels HKN beansprucht werden, die über den Anteil hinausgeht, die physisch vom Abnehmer aus dem Netz bezogen wird.

Verpflichtet zu entwerten ist derjenige, der den ökologischen Mehrwert an Endverbraucherinnen oder Endverbraucher oder an Tankstellen abgibt. Das kann der Lieferant der physischen Ware bzw. der Energiemenge sein. Da HKN getrennt von der physischen Ware gehandelt werden können, ist es auch möglich, dass ein anderer Akteur als der Lieferant der physischen Ware den ökologischen Mehrwert an

⁸ Beim «ökologischen Mehrwert» handelt es sich um den Mehrwert, den ein erneuerbarer Brenn- Treibstoff gegenüber konventionellem Brenn- Treibstoff aus nicht erneuerbaren Energien aufweist.

die Endverbraucherinnen oder Endverbraucher oder an Tankstellen verkauft und deshalb HKN entwer-
ten muss.

Tankstellen werden quasi als Endverbraucher betrachtet. Ihre Betreiber müssen nicht selber entwer-
ten, sondern in der Regel führen ihre Lieferanten die Entwertung durch. Das trifft auf Tankstellen zu, die
Treibstoffe für den Landverkehr abgeben. Tankanlagen an Flughäfen sind damit nicht gemeint. Her-
kunftsnachweise für Flugtreibstoffe, die nicht bereits an die Beimischpflicht angerechnet wurden (siehe
Absatz 2), müssen also entwertet werden, wenn der ökologische Mehrwert an die Endverbraucher, also
die Airlines, verkauft wird.

In anderen Fällen bleibt der ökologische Mehrwert an die physische Ware gekoppelt. Somit gilt der
ökologische Mehrwert als verwendet, wenn der zugrundeliegende Brenn- oder Treibstoff verbraucht
wird. Das trifft etwa gasförmige Brenn- oder Treibstoffe, die nicht ins schweizerische Gasnetz einge-
speist werden und an Endverbraucherinnen oder Endverbraucher oder Tankstellen abgegeben werden
(*Bst. b*). Der reine HKN-Handel von gasförmigen Brenn- oder Treibstoffen aus Produktionsanlagen ohne
Netzeinspeisung ist also nicht möglich. Auch bis anhin konnten solche Mengen nicht über die Clearing-
stelle der Gasbranche gehandelt werden. Bei Eigenverbrauch müssen HKN ebenfalls entsprechend der
physisch verbrauchten Menge entwertet werden (*Bst. c Ziff. 1*). Beispiele sind der Verbrauch von Treib-
stoff vor Ort oder die Umwandlung in Wärme, welche vor Ort verbraucht wird. Auch bei einer Umwand-
lung in einen anderen Energieträger müssen HKN entsprechend der physisch verbrauchten Menge ent-
wertet werden (*Bst. c Ziff. 2*). Das ist z.B. bei Verstromung oder Umwandlung in Wärme, welche nicht
vor Ort verbraucht wird, der Fall.

Wird ein Brenn- oder Treibstoff ins Ausland exportiert, muss sichergestellt werden, dass die zugehö-
rigen HKN entweder mittransferiert oder entwertet werden (*Bst. c Ziff. 3*). Damit kann ausgeschlossen
werden, dass der HKN des exportierten Brenn- oder Treibstoffs für ein schweizerisches klima- oder
energiepolitisches Instrument verwendet wird. Aktuell werden schweizerische HKN in der EU nicht ak-
zeptiert, weshalb sie beim Export der Energiemenge nicht transferiert, sondern entwertet werden müs-
sen. Beim physischen Export von Gemischen muss die Menge an HKN entwertet werden, die dem
Höchstanteil der in einer schweizerischen oder europäischen technischen Norm definierten Bandbreite
für den erneuerbaren Anteil entspricht. Im Luftfahrtbereich sind die internationalen Standards massge-
bend. Kann der Exporteur belegen, dass der erneuerbare Anteil des Gemischs niedriger ist, wird der
niedrigere Anteil berücksichtigt. Der Beleg, dass der erneuerbare Anteil niedriger ist als der Höchstanteil
der jeweiligen technischen Norm, kann beispielsweise mit einer Analyse der physischen erneuerbaren
Bestandteile, gemäss Nachweis des Blendings oder mit der Begleitdokumentation der massenbilanzi-
ellen Lieferung erbracht werden.

Ausserdem müssen Erdgaslieferanten und -verkäufer basierend auf Artikel 45e Absatz 3 MinöStV die
als Treibstoff an einer Tankstelle abgegebenen Mengen quartalsweise dem HKN-System melden. Da
Erdgas nicht mittels HKN erfasst wird, führt das nicht zu einer Ausstellung bzw. Entwertung von HKN.
Die rechtliche Basis für diese Meldung bildet die MinöStV.

Alle Buchstaben von Artikel 4c Absatz 1 gelten auch für Wasserstoff, welcher ursprünglich als Energie-
träger im HKN-System erfasst wurde, jedoch als Rohstoff (z.B. in der pharmazeutischen- oder chemi-
schen Industrie) eingesetzt wird.

Abs. 2: In einigen Fällen wird der ökologische Mehrwert von Brenn- oder Treibstoffen bereits vor der
Abgabe an Endverbraucher oder Tankstellen angerechnet. Das trifft zu, wenn erneuerbare Brenn- oder
Treibstoffe beispielsweise an Kompensationsprogramme im Rahmen der Kompensationspflicht der
Treibstoffimporteure angerechnet werden, erneuerbare synthetische Treibstoffe an Autoimporteure im
Rahmen der CO₂-Emissionsvorschriften für Neufahrzeuge abgetreten werden oder erneuerbare oder
emissionsarme Flugtreibstoffe an die Beimischpflicht angerechnet werden. Diejenigen, welche sich den
ökologischen Mehrwert anrechnen lassen möchten, müssen in diesen Fällen dafür sorgen, dass die
entsprechende Menge Herkunftsnachweise entwertet werden. Die Herkunftsnachweise stehen dann
nicht mehr für Entwertungszwecke nach Absatz 1 zur Verfügung.

3: Die Eigentümer der HKN nehmen die Entwertung in der Datenbank der Vollzugsstelle bis spätestens Ende Quartal vor. Die technische Abwicklung der Entwertung von HKN eines bestimmten Quartals innerhalb der Datenbank kann bis zum 25. des Monats erfolgen, der auf das entsprechende Quartal folgt.

Abs. 4: Grundsätzlich ist die Entwertungspflicht für HKN, die auf Basis von ausländischen Zertifikaten für erneuerbaren Gase erstellt worden sind, bereits unter Abs. 1 Bst. a mitgemeint. Der Klarheit halber wird es unter Absatz 4 nochmals präzisiert. Zudem regelt der Absatz eine abweichende Entwertungsfrequenz: anders als bei Stoffen, die physisch in das System Schweiz gelangt sind, müssen die HKN auf Basis von ausländischen Zertifikaten erneuerbarer Gase nur jährlich entwerten, wenn sie auf dem freiwilligen Wärmemarkt eingesetzt werden. Da diese HKN nur auf dem freiwilligen Markt und ohne steuerliche Wirkung eingesetzt werden, kann der Aufwand für die Branche in diesem Bereich reduziert werden.

Art. 5 Abs. 1 Bst. a, b und e

Die technischen Anforderungen an die HKN für Brenn- und Treibstoffe sowie die verschiedenen Verfahren (z.B. Erfassung der Anlage, Ausstellung des HKN usw.) regelt das UVEK in der VHBT. Unter Buchstabe e ist die Verwendung von HKN als Nachweis, dass der ökologische Mehrwert an einem Instrument der Klima- oder Energiepolitik bspw. an der Kompensationspflicht für die Treibstoffimporteure oder im Rahmen einer Verminderungsverpflichtung angerechnet wird, gemeint.

Art. 7b

Gemäss Artikel 10 Absatz 1 EnG bezeichnen die Kantone Eignungsgebiete. Dabei müssen sie die Interessen des Landschafts- und Biotopschutzes⁹ und der Walderhaltung sowie die Interessen der Landwirtschaft (Kulturlandschutz und Schutz der Fruchtfolgeflächen) berücksichtigen (Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG). Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse, die sich nicht in Objekten nach Artikel 5 NHG befinden, geniessen in diesen Eignungsgebieten Vorteile (vgl. Art. 9a Abs. 4 StromVG). Als Folge dieser Vorteile konzentrieren sich die Planung und Umsetzung von Windenergieanlagen und von grossflächigen Solaranlagen auf die Eignungsgebiete. Dadurch werden die Landschaft und die Lebensräume ausserhalb der Eignungsgebiete geschont.

Aufgrund dieser Vorteile gewinnen die Eignungsgebiete und insbesondere die zu ihrer Ermittlung führende, umfassende Interessenabwägung an Bedeutung. Aus diesem Grund ist es wichtig, bereits auf Richtplanstufe die relevanten Anliegen zu kennen und stufengerecht zu berücksichtigen. Deshalb werden in den Ausführungsvorschriften die entsprechenden Anforderungen an die Planung von Eignungsgebieten präzisiert.

Zur Bestimmung von Eignungsgebieten werden innerhalb von sogenannten Potenzialgebieten Perimeter für mögliche Standorte ermittelt. Diese werden anhand einer ersten Interessenabwägung stufengerecht bzw. grob auf die Realisierbarkeit von Anlagen hin beurteilt.¹⁰

⁹ Aus den parlamentarischen Beratungen ergibt sich, dass der Begriff «Biotopschutz» breit und damit auch im Sinne des Naturschutzes zu verstehen ist (AB 2023 N 1498).

¹⁰ Christoph Jäger/Andrea Schläppi, Raumplanungsrechtliche Pflichten aus Art. 10 EnG, Rechtsgutachten für das ARE, Bern 2020, N 46 und 54. Potenzialgebiete werden dabei als Gebiete verstanden, die sich aus technischer Sicht für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien eignen (bspw. hinreichende Windstärke; bei der Solarenergie ist die klare Abgrenzung von Potenzialgebieten schwieriger). Bei der Ausscheidung konkreter Eignungsgebiete wird auch zu prüfen sein, wie die Solarenergie im entsprechenden Gebiet genutzt werden soll, ob also ein Gebiet für die Nutzung von Solarthermie oder für Photovoltaik als geeignet erachtet wird.

Bei der Interessenabwägung müssen die Kantone unter anderem berücksichtigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energie mit bestimmten Ausbauzielen vorgesehen ist und dass der Nutzung erneuerbarer Energie und ihrem Ausbau ein nationales Interesse zukommt.¹¹ Diesem Nutzungsinteresse sind die weiteren Interessen, insbesondere die Schutzinteressen, gegenüberzustellen. Das Parlament hat im neuen Artikel 10 Absatz 1^{ter} EnG einige dieser Interessen explizit angeführt. Auch wenn die Bestimmung verschiedene Interessen explizit aufzählt, so geht doch aus den parlamentarischen Beratungen hervor, dass der Gesetzgeber nur die ihm besonders wichtig erscheinenden Interessen aufgezählt hat. In Artikel 7b wird die Aufzählung in nicht abschliessender Weise erweitert, um klarzustellen, dass alle auf Richtplanstufe (und damit für die Erleichterungen nach Art. 9a Abs. 4 StromVG) relevanten Interessen ohnehin berücksichtigt werden müssen und eine umfassende Interessenabwägung gemacht werden muss (Art. 3 RPV).

Dass die Kantone im Hinblick auf die Festlegung von Eignungsgebieten Grundlagen erarbeiten müssen, wird bereits in Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe b^{bis} des Raumplanungsgesetzes vom 22. Juni 1979 (RPG; SR 700) festgehalten. Angesichts der Erwartungen des Parlaments an hinreichende Erhebungen und eine ausgewogene Interessenabwägung präzisiert Artikel 7b jedoch, dass die Festlegung von Eignungsgebieten auf Grundlagen beruhen muss, die eine (stufengerechte) Berücksichtigung aller relevanten Interessen erlaubt. Insbesondere in den bei solchen Anlagen häufig umstrittenen Bereichen Naturschutz (einschliesslich des Artenschutzes) und Landschaftsschutz müssen gute Grundlagen und Erhebungen für die notwendige Interessenabwägung vorliegen. Solche Grundlagen und Erhebungen müssen nicht in jedem Fall neu erarbeitet werden; wenn bereits vorhandene Grundlagen den Anforderungen genügen, kann der Kanton bei der Festlegung der Eignungsgebiete darauf abstellen.

Auch wenn der Gesetzgeber in Artikel 10 Absatz 1^{ter} EnG nunmehr einzelne Interessen explizit benennt, die bei der Festlegung von Eignungsgebieten zu berücksichtigen sind, ergeben sich hieraus keine grundsätzlich neuen Anforderungen an solche Planungen. Schon bisher galt, dass bei der Festlegung von Eignungsgebieten nach Artikel 10 Absatz 1 EnG¹² eine umfassende und stufengerechte Interessenabwägung vorzunehmen ist. Dafür sind die auf der jeweiligen Stufe, z.B. im Richtplan- oder im Nutzungsplanverfahren, relevanten Belange aufgrund hinreichend detaillierter Grundlagen zu ermitteln.

Ob diese Anforderungen erfüllt sind, hat der Bund bereits vor der neusten EnG-Revision jeweils im Rahmen der Genehmigung der betreffenden Eignungsgebiete (sowohl für die Windenergie als auch für die Wasserkraft) im Richtplan geprüft. Die Anforderungen an den Richtplaninhalt und die Interessenabwägung wurden dabei jeweils relativ hoch angesetzt, sollten doch die Eignungsgebiete gleichzeitig auch den Anforderungen von Artikel 8 Absatz 2 RPG genügen und damit ein zweites Richtplanverfahren für die konkreten Anlagenstandorte unnötig machen. Es ist daher gerechtfertigt, dass die Erleichterungen nach Artikel 9a Absatz 4 StromVG auch für Windenergieanlagen von nationalem Interesse nach Artikel 12 EnG gelten können, die in einem bereits genehmigten Eignungsgebiet für die Nutzung der Windkraft vorgesehen sind. Voraussetzung ist, dass die Eignungsgebiete in der Richtplankarte mit Koordinationsstand Festsetzung ausgewiesen sind und dass die Interessenabwägung nachvollziehbar in den Erläuterungen dargelegt wird. Dort beziehungsweise im Richtplan selber sind zudem die erforderlichen Vorgaben für die nachfolgende Nutzungsplanung festzuhalten.

Das Festlegen von Eignungsgebieten hat sowohl für den Natur- und Landschaftsschutz als auch für die Produktion wesentliche Vorteile. Für Projektanten steigt die Wahrscheinlichkeit, eine Baubewilligung zu erhalten. Sie haben deshalb einen Anreiz, in Eignungsgebieten zu planen. Aus der entsprechenden räumlichen Konzentration grosser Anlagen dürfte wiederum eine Entlastung für die übrigen Gebiete resultieren. So profitieren auch der Natur- und Landschaftsschutz. Im Übrigen können die Kantone auch Gebiete und Gewässerstrecken ausscheiden, die grundsätzlich freizuhalten sind.

¹¹ Jäger/Schläppi, N 45.

¹² Nach bisherigem Recht wurden Eignungsgebiete für Wasserkraft und Windenergie ausgeschieden. Hinzu kommen neu Eignungsgebiete für die Solarenergie.

Art. 9a Solaranlagen von nationalem Interesse

Gemäss Artikel 12 Absatz 4 EnG hat der Bundesrat neu auch für Solaranlagen von nationalem Interesse die erforderliche Grösse und Bedeutung festzulegen. Der Begriff der «Solaranlage» umfasst sowohl Photovoltaikanlagen, die Elektrizität erzeugen, als auch Solarthermieanlagen, die Wärme produzieren. Diese Bestimmung ist somit technologieneutral.

Der Bundesrat geht davon aus, dass die Module von Solaranlagen in der für das Erreichen des nationalen Interesses erforderlichen Grössenordnung (vgl. Abs. 2 und 3) nicht immer lückenlos installiert werden können bzw. eine lückenlose Installation nicht sinnvoll wäre. Der Grund dafür ist, dass die Gebiete, in denen solche Anlagen in Frage kommen, typischerweise natürliche Hindernisse (z.B. Gräben, Steilwände, Baumreihen, Naturgefahrenzonen, Biotop inklusive Pufferzonen usw.), bestehende Infrastrukturen (Strassen, Skilifte, Gebäude, bestehende Stromleitungen usw.) oder weitere Nutzungen (Ski-pisten, Alpwirtschaft) aufweisen. Gründe für Lücken zwischen den Modulfeldern können zum Beispiel auch ungünstige Bodeneigenschaften oder eine ungeeignete Hangneigung oder Hangausrichtung sein. *Absatz 1* sieht deshalb vor, dass für die Beurteilung des nationalen Interesses einer Solaranlage die Modulfelder massgebend sind, die in einer geringen Distanz zueinander stehen. Die Modulfelder müssen in jedem Fall in einer nahen räumlichen Anordnung stehen und allfällige Lücken zwischen den Modulfeldern sind überdies nur dann zulässig, wenn diese Lücken sachlich gerechtfertigt sind, sprich die Lücken müssen durch die oben erwähnten Umstände bedingt sein. Mit diesen beiden Vorgaben wird klargestellt, dass nur dann mehrere Modulfelder zusammen betrachtet werden können, wenn sie eine gemeinsame Anordnung aufweisen, wenn also trotz der Lücken der Charakter einer Anlage nicht verloren geht, und dass es nicht zulässig ist, weit verteilte Modulfelder nur aus dem Grund zusammenzufassen, damit das nationale Interesse erreicht wird. Ein funktionaler Zusammenhang wird dabei vorausgesetzt. Ob die oben genannten Voraussetzungen erfüllt sind, ist im konkreten Fall durch die zuständige Bewilligungsbehörde zu entscheiden. Auf die Angabe einer maximalen Distanz zwischen einzelnen Modulfeldern wird hier bewusst verzichtet, eine Distanz von mehreren hundert Metern zwischen den Feldern scheint in Anbetracht der Grösse der Anlagen und der oben beispielhaft erwähnten Gründe grundsätzlich denkbar.

Die *Absätze 2 und 3* legen den Schwellenwert für das Erreichen des nationalen Interesses von Solaranlagen fest. Um dem hohen Interesse an der Strom- bzw. Wärmeproduktion im Winter Rechnung zu tragen, wird als Bemessungskriterium die Produktion im Winterhalbjahr (Oktober bis März) zu Grunde gelegt.

Für neue Anlagen liegt der Schwellenwert bei einer mittleren erwarteten Produktion von 5 GWh im Winterhalbjahr (*Abs. 2*). Dies entspricht einer Jahresproduktion von 10 bis 12 GWh in den Alpen und einer Jahresproduktion von 15 bis 19 GWh im Mittelland, respektive einem Flächenbedarf zwischen 6 und 20 Hektaren. Für Solarthermie gilt ebenfalls der Wert von 5 GWh Winterproduktion (thermische Energie). Dies entspricht im Mittelland einem Flächenbedarf von 6 bis 8 Hektaren und einem Jahresertrag von 15 bis 20 GWh. Erweiterte und erneuerte Anlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie nach der Erweiterung oder Erneuerung den Schwellenwert für eine Neuanlage erreichen (*Abs. 3*). Eine Erneuerung liegt dann vor, wenn die bestehenden Module am Ende ihrer Nutzungsdauer durch neue ersetzt werden. Werden zusätzliche Module installiert, liegt eine Erweiterung der Anlage vor.

2a. Abschnitt Zubau für die Stromproduktion im Winter

Art. 9a^{bis} Vorhaben in inventarisierten Objekten von nationaler Bedeutung

Die Vornahme von Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen soll die Regel bleiben (AB 2023 N 423). Artikel 9a^{bis} präzisiert den Ausnahmecharakter der neuen gesetzlichen Bestimmung in Artikel 12 Absatz 3^{bis} EnG. 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 dann angezeigt, wenn eine solche im Rahmen des Vorhabens nicht

adäquat vorgenommen werden kann oder kein Raum für eine solche besteht. Dabei haben die zuständigen Bewilligungsbehörden einen gewissen Spielraum. Die Ausgleichsmassnahmen betreffen ausschliesslich die Speicherwasserkraftwerke gemäss Anhang 2 StromVG. Diese Ausgleichsmassnahmen sind nicht auf den Standort des Vorhabens beschränkt (vgl. Art. 9a^{quater} Abs. 2), weshalb für diese ein Verzicht i.d.R. ebenfalls nicht notwendig sein sollte.

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

Im Umkehrschluss aus Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe a StromVG, ergibt sich, dass dann keine Planungspflicht besteht, wenn ein Kraftwerk nicht an einem neuen Standort geplant ist, sondern lediglich beispielsweise eine Erhöhung der Staumauer vorgesehen ist. Die für solche Projekte teilweise notwendigen Infrastrukturen, wie z.B. neue Strassen oder deren Verlegung, werden im Anhang 2 StromVG bei den entsprechenden Ausbauvorhaben zum Teil explizit aufgeführt und damit von der Planungspflicht ausgenommen. Diese Aufzählung in Anhang 2 StromVG kann jedoch unvollständig sein. Mit Artikel 9a^{ter} wird deshalb klargestellt, dass auch im Anhang 2 StromVG nicht aufgeführte Infrastrukturen, die mit dem Kraftwerksbau oder -ausbau in Zusammenhang stehen (z.B. Strassenverlegungen), von der Planungspflicht ausgenommen sind, damit die Umsetzung eines vom Gesetzgeber in Anhang 2 StromVG vorgesehenen Projekts nicht daran scheitert.

Art. 9a^{quater} Ausgleichsmassnahmen

Gemäss der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft vom 13. Dezember 2021 soll durch die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft, die neu in Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e StromVG vorgesehen sind, ein *«möglichst grosser Mehrwert der Biodiversität und der Landschaft erbracht werden und allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Schäden ausgeglichen werden. 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. Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft) zusammen mit der Konzessionserteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt werden. Diese zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen dabei Gegenstand von projektspezifischen Verhandlungen zwischen betroffenen Kantonen, Betreibern und Umweltverbänden sein»*.¹³ Die Umsetzungsvoraussetzungen der bereits bestehenden gesetzlichen Vorgaben (z.B. Abgabe von angemessenen Restwassermengen erst bei Konzessionserneuerung, Sanierung Wasserkraft bis 2030) werden damit jedoch nicht verändert.

Die Naturschutzgesetzgebung kennt den Begriff der Ausgleichsmassnahmen nicht. Es handelt sich somit um neue Massnahmen, die über die bisher bestehenden gesetzlichen Vorschriften hinausgehen und ausschliesslich in Verbindung mit den in Artikel 9a Absatz 3 StromVG namentlich angeführten Projekten zu sehen sind. Die Massnahmen sollen darauf abzielen, allfällige kumulative ökologische und landschaftliche neue Eingriffe auszugleichen.

Die Ausgleichsmassnahmen betreffen raumplanerische Aspekte bzw. die Schnittstellen zwischen dem Ausbau der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien und dem Schutz insbesondere von Umwelt und Biodiversität. Deshalb passen die Ausführungsbestimmungen zu den Ausgleichsmassnahmen besser in die EnV (als in die StromVV). Artikel 9a^{quater} präzisiert die Kriterien, anhand welcher die Ausgleichsmassnahmen festzulegen sind.

Der Nutzen einer Ausgleichsmassnahme, die zu einer ökologischen oder landschaftlichen Aufwertung eines Perimeters führt, kann beispielsweise anhand der Fläche oder des Gewässerabschnitts beurteilt werden, auf der oder auf dem die Massnahme ihre Wirkung entfalten soll. Das Potenzial für die Biodiversität und die Landschaft kann anhand des im Perimeter potenziell realisierbaren ökologischen oder landschaftlichen Mehrwerts beurteilt werden. Weiter lässt sich der Nutzen der Ausgleichsmassnahme

¹³ vgl. Ziffer 3 der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft

danach beurteilen, wie stark eine aufgrund eines bestehenden Eingriffs vorliegende Beeinträchtigung durch die Massnahme reduziert werden kann, indem man den heutigen Zustand mit dem zukünftigen Zustand nach Umsetzung der Massnahme vergleicht.

Im Gegensatz zu den bekannten Ersatzmassnahmen der Naturschutzgesetzgebung besteht für die Ausgleichsmassnahmen eine grössere Flexibilität in Bezug auf die räumlichen, instrumentellen und funktionalen Möglichkeiten und Anforderungen (Buchstabe a). In erster Linie wird bei Ausgleichsmassnahmen an Aufwertungen der Biodiversität und der Landschaft durch die Betreiber der Speicherwasserkraftwerke gedacht. Diese müssen örtlich jedoch nicht auf die Anlage beschränkt werden, sondern können auch in einem anderen Gebiet umgesetzt werden.

Neben Aufwertungen können auch Unterschutzstellungen vorgenommen werden (Buchstabe b). Diese sind durch die Behörden zu planen und können auch andere Lebensraumtypen umfassen als diejenigen, die durch das Projekt betroffen sind. Ein Beispiel für Unterschutzstellungen ist das im Kanton Uri im Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien an die Konzession gekoppelte Schutzreglement.

Gemäss der gemeinsamen Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft sollen die Ausgleichsmassnahmen zwischen den Umweltverbänden, den Betreibern und den Kantonen verhandelt werden. Allerdings handelt es sich nicht um freiwillige zusätzliche Massnahmen. Die Ausgleichsmassnahmen müssen daher schlussendlich von den zuständigen Behörden definiert und in der Konzession oder Baubewilligung verbindlich festgelegt werden. Die behördlich auferlegten Ausgleichsmassnahmen müssen im öffentlichen Interesse liegen und verhältnismässig sein (Art. 5 der Bundesverfassung¹⁴). Das betrifft insbesondere auch die Kosten der Ausgleichsmassnahmen. Die Kosten umfassen sowohl direkte für die Behörden oder den Anlagenbetreiber entstandene Kosten als auch indirekte Kosten wie beispielsweise ein entgangener Gewinn oder nicht realisierte Wasserzinsen durch die Reduktion des Energieproduktionspotenzials. Insgesamt sollen die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Energieprojektes in Biodiversität und Landschaft stehen (Buchstabe c), d.h. je grösser der volkswirtschaftliche Nutzen oder der Eingriff des Projektes in die Umwelt ist, desto grösser muss der Nutzen der Ausgleichsmassnahmen sein.

Art. 10 Abs. 3

Die Kosten und die Vergütung für notwendige Netzverstärkungen werden neu in Artikel 13e und 13f StromVV geregelt, der letzte Satz von Absatz 3 von Artikel 10 wird daher gelöscht. Der Begriff Anschlussleitungen ersetzt den Begriff Erschliessungsleitungen, um den Begrifflichkeiten der StromVV zu entsprechen.

Art. 11 Abs. 2

Indem mit Artikel 14 Absatz 3 die Definition des Ortes der Produktion um die Anschlussleitungen und den Netzanschlusspunkt erweitert wird, kann neu ein begrenzter Teil des Verteilnetzes für den Eigenverbrauch benutzt werden. Entsprechend muss die Definition der Überschussproduktion angepasst werden. Diese entspricht der tatsächlich ins Netz des Netzbetreibers eingespeisten Elektrizität, welche nicht eigenverbraucht wird.

Art. 14 Abs. 3

Während der Ort der Produktion bis anhin dadurch beschränkt war, dass die selber produzierte Elektrizität ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht werden musste, erfährt er durch die Möglichkeit der Nutzung der Anschlussleitung nun eine Erweiterung. Für den Eigenverbrauch dürfen neu auch

¹⁴ SR 101

die Anschlussleitungen und der jeweilige Netzanschlusspunkt (in den Branchendokumenten auch Verknüpfungspunkt genannt) genutzt werden, sofern sich die entsprechende elektrische Infrastruktur auf einer Spannungsebene unter 1 kV (Niederspannungsebene) befindet. Dies unabhängig von der Frage, wie die entsprechenden Anschlussleitungen finanziert worden sind. Dadurch können beispielsweise Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern von bereits bestehenden Gebäuden untereinander und ohne zusätzliche Leitungsverlegung einen ZEV bilden. Damit dies gewährleistet ist, umfasst die Nutzung sowohl den Netzanschlusspunkt als solchen (Abgangsklemme der Niederspannungsverteilung in der Transformatorenstation oder die Abgangsklemmen in der Verteilkabine) als auch die lokale elektrische Infrastruktur beim Anschlusspunkt wie beispielsweise die Sammelschienen und Schutzeinrichtungen in einer Verteilkabine oder die Niederspannungsverteilung innerhalb einer Transformatorenstation. Ist der Netzanschlusspunkt eine Abzweigklemme auf einer Frei- oder Kabelleitung, so ist im Normalfall die gemeinsame Nutzung von Anschlussleitungen nicht möglich. An den elektrizitätsrechtlichen Rollen und Verantwortlichkeiten ändert sich durch die Möglichkeit der Nutzung von Anschlussleitungen für den Eigenverbrauch nichts. Anschlussleitungen sind weiterhin Teil des Verteilnetzes des Netzbetreibers (vgl. Art. 2 Abs. 2 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001, NIV), die Verantwortung für den Unterhalt liegt somit weiterhin beim Verteilnetzbetreiber.

Art. 16 Teilnahme von Mieterinnen und Mietern sowie Pächterinnen und Pächtern am Zusammenschluss

Zur besseren Übersicht werden die bisher in Artikel 16 aufgeführten Regelungen bezüglich der Abrechnung der Elektrizitätslieferung bei Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern am Zusammenschluss in die beiden neuen Artikel 16a und 16b ausgelagert. Artikel 16 umfasst somit die weitgehend unverändert übernommenen ehemaligen *Absätze 4 bis 7*. Der Verweis in Absatz 2 Buchstabe b wurde angepasst.

Art. 16a Abrechnung der externen Kosten eines Zusammenschlusses

Artikel 16a regelt die Abrechnung der externen Kosten. Als externe Kosten gelten nach *Absatz 1* wie bisher alle Kosten, welche für die extern bezogene Elektrizität und die Messung des Zusammenschlusses vom Energieversorger respektive vom Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden (*Bst. a*). Umfasst der Zusammenschluss mehrere durch den Netzbetreiber betriebene Messpunkte, so zählen diese alle zu den externen Kosten. Der Netzbetreiber stellt somit dem Zusammenschluss die Kosten für die Messung in Summe in Rechnung, und nicht individuell den einzelnen ZEV-Teilnehmenden. *Buchstabe b* regelt den Umgang mit den Kosten, die in grösseren ZEV, beispielsweise in einem neuen ZEV-Quartier, für ein allfälliges privates Netz und private Transformatoren für die ZEV-interne Stromverteilung anfallen können (vgl. oben Ziff. 2.2). Da ein solches Netz sowohl der Verteilung der extern bezogenen wie auch der intern produzierten und bezogenen Elektrizität dient, sollen dessen Kosten auch anteilmässig, das heisst entsprechend der jeweiligen bezogenen Strommengen, den externen respektive internen Kosten angelastet werden können. Ein Netz für die ZEV-interne Stromverteilung ist dabei klar zu unterscheiden von der Infrastruktur zur Elektrizitätsverteilung innerhalb eines Gebäudes (Niederspannungs-Installation). Für die Sicherheit und die Vermeidung von Störungen bei Letzterer bleibt, unabhängig von der Kostenverteilung, die Eigentümerin bzw. der Eigentümer alleine verantwortlich (vgl. Art. 20 des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 [EleG; SR 734.0] bzw. Art. 5 Abs. 1 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001 [NIV; SR 734.27]). Grenzstelle sind typischerweise die Eingangsklemmen am Anschluss-Überstromunterbrecher.

Die Kosten für den externen Strombezug sind den Mieterinnen und Mietern bzw. Pächterinnen und Pächtern wie bisher verbrauchsabhängig in Rechnung zu stellen (*Abs. 2*). Davon ausgenommen sind die Kosten für die Messung des Zusammenschlusses, welche pro Messpunkt des Verteilnetzbetreibers anfallen und somit auch so an die Mieter weiterverrechnet werden sollen.

Die externen Kosten werden, sofern sie Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung umfassen (*Abs. 1 Bst. b*), gemäss *Absatz 3* neu ebenfalls gedeckelt: Sie dürfen für eine Teilnehmerin bzw. einen

Teilnehmer des ZEV, bezogen auf die entsprechende Menge an extern bezogener Elektrizität, nicht höher sein, als wenn sie oder er nicht am ZEV teilnehmen würde. Für Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer dürfte das in aller Regel kein Problem darstellen, weil der ZEV aufgrund seiner Grösse regelmässig in einer anderen Kundengruppe sein dürfte, als es die einzelne Teilnehmerin bzw. der einzelne Teilnehmer wäre, und entsprechend von tieferen Netzkosten profitiert. Zudem steht es Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern offen, die Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung wie bisher (d.h. vor der Änderung von Art. 17 Abs. 4 EnG) in den Baukosten bzw. der Miete geltend zu machen. Es versteht sich von selbst, dass in diesem Fall die Kosten nicht zusätzlich über den Strompreis weiterverrechnet werden dürfen.

Art. 16b Abrechnung der internen Kosten eines Zusammenschlusses

Neben den externen Kosten nach Artikel 16a fallen in einem Zusammenschluss auch interne Kosten an.

Absatz 1 führt auf, welche Kosten als interne Kosten gelten. Wie bisher gehören zu den internen Kosten die Kosten für die intern produzierte Energie (*Bst. a*) und die Kosten für die interne (private) Messung, die Datenbereitstellung und die Abrechnung des Zusammenschlusses (*Bst. b*). Es versteht sich von selbst, dass die Kosten für die Messung nur dann als interne Kosten in Rechnung gestellt werden dürfen, wenn es sich um (private) Messungen innerhalb des ZEV handelt. Messkosten für die Messung des ZEV selbst, auch wenn dieser aus mehreren Messpunkten besteht, gehören zu den externen Kosten nach Artikel 16a. Neu kommt analog zu Artikel 16a Absatz 1 Buchstabe b hinzu, dass Kosten für ein allfälliges Netz für die interne Stromverteilung in grösseren ZEV in dem Umfang, in dem das Netz der Verteilung der intern produzierten und verbrauchten Elektrizität dient, ebenfalls als interne Kosten gelten können (*Bst. c*); wie bisher können diese Kosten auch über die Miete abgerechnet werden.

Absatz 2 übernimmt, redaktionell leicht angepasst, den bisherigen Regelungsgehalt bezüglich der pauschalen Abrechnung der internen Kosten. Den Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern darf als interne Kosten somit maximal 80 Prozent des Betrages in Rechnung gestellt werden, der im Falle einer Nichtteilnahme am Zusammenschluss beim Bezug des externen Standardstromprodukts für die entsprechende Strommenge zu entrichten wäre. Allfällige Kosten nach Absatz 1 Buchstabe c (anteilmässige Kosten für ein Netz zur internen Stromverteilung) sind in der Pauschale von 80 Prozent enthalten.

Alternativ ist es den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern nach *Absatz 3* auch freigestellt, den Teilnehmenden des Zusammenschlusses wie bisher die effektiv angefallenen Kosten in Rechnung zu stellen, wobei die Erlöse aus dem externen Verkauf der intern produzierten Energie zu berücksichtigen sind (*Bst. a*). Als Obergrenze gelten wie bisher die Kosten, die den einzelnen Teilnehmenden beim Bezug der entsprechenden Menge Elektrizität anfallen würden, wenn sie nicht Teil des Zusammenschlusses wären (*Bst. b*). Der Deckel für die internen Kosten gilt unverändert auch dann, wenn diese anteilmässige Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung enthalten. Sofern die internen Kosten (inkl. allfälliger Kosten nach Abs. 1 Bst. c) abzüglich der Erlöse nach Abs. 3 Bst. a tiefer sind als die Kosten, die den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern im Falle einer Nichtteilnahme am Zusammenschluss beim Bezug der entsprechenden Menge Elektrizität anfallen würden, so darf die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer wie bisher zusätzlich höchstens die Hälfte der Differenz in Rechnung stellen (*Bst. c*).

Art. 18 Abs. 2 und 5–7

Die Änderung in Absatz 2 ist formeller Natur. Das Stromversorgungsgesetz wird neu im Ingress genannt, weshalb der Verweis geändert wird.

Analog zur Regelung für lokale Energiegemeinschaften teilen Netzbetreiber den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern innert 15 Arbeitstage die für die Bildung eines ZEV unter Inanspruchnahme von Anschlussleitungen notwendigen Informationen mit (*Abs. 5*). Dazu gehört beispielsweise, dass sie die

Netztopologie, die Netzanschlussituation und die Namen und Adressen der Endverbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher bekanntgeben, welche für die Bildung eines virtuellen Zusammenschlusses in Frage kommen.

Die Gründung eines ZEV soll nicht daran scheitern, dass eine Endverbraucherin bzw. ein Endverbraucher nicht am ZEV teilnehmen will (Art. 17 Abs. 3 erster Satz EnG). Aus diesem Grund sind die Netzbetreiber gehalten, diese Endverbraucherinnen bzw. -verbraucher weiterhin zu beliefern und dem ZEV die Daten zur Verfügung zu stellen, die für dessen interne Abrechnung nach Artikel 16a und 16b notwendig sind (Abs. 6). Dies betrifft typischerweise Mehrfamilienhäuser, in welchen bei Nichtteilnahme von einzelnen Endverbraucherinnen oder Endverbrauchern bisher unter Umständen aufwändige separate Verkabelungen erforderlich waren, welche die Realisierung eines ZEV unattraktiv machten.

Damit in einem virtuellen Zusammenschluss, bestehend aus verschiedenen Messpunkten des Verteilnetzbetreibers, die externen und internen Kosten den ZEV-Teilnehmenden individuell in Rechnung gestellt werden können, ist der Zusammenschluss auf die Lastgangdaten der einzelnen durch den Netzbetreiber gemessenen Teilnehmenden sowie auf die Lastgangdaten der Produktionsmessung, respektive Messung der Überschussproduktion, angewiesen. Die Netzbetreiber müssen dazu dem Zusammenschluss diese Daten in der erforderlichen Qualität unentgeltlich zur Verfügung stellen (Abs. 7). Aus Artikel 17a^{bis} Absatz 6 StromVG ergibt sich zudem, dass ab 2026 Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ihre Messdaten zum Zeitpunkt ihrer Erfassung über eine Schnittstelle am intelligenten Messsystem in einem international üblichen Datenformat abrufen können. Dies ist insbesondere im Hinblick auf Energieoptimierungen innerhalb eines Zusammenschlusses relevant und gilt hier uneingeschränkt.

An dieser Stelle wird in Bezug auf Abs. 1 Bst. a zudem präzisiert, was in der Praxis immer wieder zu Schwierigkeiten führt: Die Teilnahme von Mieterinnen und Mieter an einem Zusammenschluss und die damit einhergehende Abmeldung beim Netzbetreiber ist dem Netzbetreiber durch die Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, bzw. durch den Vertreter des ZEV (Art. 18 Abs. 1 Bst. a EnV) zu melden. Dies kann entweder durch Vorliegen der individuellen Unterschriften der betroffenen Mieterinnen und Mieter erfolgen, der Grundeigentümer bzw. Vertreter kann die Zustimmung der Mieterinnen und Mieter aber auch bestätigen, indem er die entsprechende Mietvertragsänderung (hier: Teilnahme am ZEV) mit dem vorgeschriebenen kantonalen Formular für Mietvertragsänderungen mitgeteilt hat und der Mieter sich nicht für die Grundversorgung entschieden hat.

Art. 20a Schweizweite Programme

Mit Artikel 20a setzt der Bundesrat die in Artikel 32 Absatz 2 EnG neu vorgesehenen schweizweiten Programme um.

Gemäss Artikel 20a Absatz 1 sollen solche Programme für Massnahmen durchgeführt werden, für welche noch vorhandenes Einsparpotenzial durch die bestehenden wettbewerblichen Verfahren nach Artikel 32 Absatz 1 EnG nicht ausreichend erschlossen wird. Mit den schweizweiten Programmen werden somit Förderlücken in den «klassischen» wettbewerblichen Ausschreibungen gezielt mit schweizweiten Programmen geschlossen. Eine weitere Anforderung an die in den neuen schweizweiten Programmen enthaltenen Massnahmen ist, dass es sich um Massnahmen handelt, die in identischer oder sehr ähnlicher Form in einer Vielzahl von Haushalten oder Unternehmen umgesetzt werden können und dadurch die Einsparwirkung mit einer standardisierten einfachen Berechnungsformel (Wirkungsmodell) berechnet werden kann. Durch das standardisierte Wirkungsmodell können die Massnahmen mit nur wenigen und einfach erhebbaren technischen Angaben von den betroffenen Haushalten, Unternehmen bzw. Dritten (z.B. Energieberater) im Programm angemeldet werden. Dadurch sollen die Eintrittshürden für die Umsetzung eines solchen Programms tief, das Einsparpotential hoch und der Vollzugaufwand in einem angemessenen Rahmen gehalten werden. Ein Beispiel für eine mögliche Massnahme, die im Rahmen von schweizweiten Programmen gefördert werden könnte, ist der Ersatz von Umwälzpumpen in Unternehmen und Haushalten.

Die schweizweiten Programme kommen gemäss Absatz 1 Buchstabe a insbesondere auch für solche Massnahmen zum Zug, die sich in den wettbewerblichen Ausschreibungen aufgrund der höheren Kostenwirksamkeit nicht durchsetzen können. Schweizweite Programme dürften daher in der Regel eine schlechtere Kostenwirksamkeit haben als Programme in den herkömmlichen wettbewerblichen Ausschreibungen. Gemäss Artikel 20a Absatz 2 soll sich die Kostenwirksamkeit (inklusive Vollzugsaufwand) der neuen schweizweiten Programme an der Kostenwirksamkeit (inklusive Vollzugsaufwand) der wettbewerblichen Ausschreibungen gemäss Artikel 32 Absatz 1 EnG orientieren. Damit gibt der Verordnungsgeber vor, dass die Kostenwirksamkeit nicht beliebig tief sein kann, sondern namentlich durch eine standardisierte Umsetzung und eine mengenmässig angemessene Skalierung möglichst positiv ausgestaltet werden muss.

Art. 22 Abs. 1 Einleitungssatz

Der Einleitungssatz wird um die schweizweiten Programme ergänzt.

Art. 36 Abs. 1

Der Ausdruck «Richtwerte» wird ersetzt durch «Zielwerte», wie das EnG dies in Artikel 2 und 3 vorgibt.

Art. 36a *Tresoreriedarlehen*

Gemäss Artikel 37a EnG kann die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) dem Netzzuschlagsfonds Tresoreriedarlehen von höchstens dem Zweifachen einer über fünf Jahre gemittelten Jahreseinnahme aus dem Netzzuschlag gewähren, um Finanzierungsspitzen zu überbrücken. Da diese Bevorschussung mit liquiden Mitteln nicht der Schuldenbremse unterliegt, ist das jeweilige Tresoreriedarlehen innerhalb von sieben Jahren aus den Erträgen des Netzzuschlags zurückzuzahlen (Art. 37a Abs. 3 EnG). Zudem sind die Darlehen zu einem marktüblichen Zins zu verzinsen (Art. 37a Abs. 4 EnG).

Artikel 36a hält fest, dass das BFE und die EFV die Einzelheiten zur Darlehensgewährung bzw. -rückzahlung einvernehmlich regeln.

Art. 51a *Zielvorgabe für die Effizienzsteigerungen*

Absatz 1 legt fest, dass Elektrizitätslieferanten pro Kalenderjahr Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang eines Prozentsatzes ihres Referenzstromabsatzes erreichen müssen. Der Referenzstromabsatz ist definiert als der Stromabsatz des letzten gemeldeten Kalenderjahrs abzüglich einzelner Lieferungen gemäss Absatz 2. Die Absatzmengen pro Kalenderjahr müssen dabei jährlich dem BFE rapportiert werden (siehe Art. 51f). Um ein sanftes Anfahren des neuen Instruments zu gewährleisten wird der Prozentsatz in den ersten Jahren schrittweise erhöht:

- für 2025: Keine Zielvorgabe
- für 2026: 1,0 Prozent
- für 2027: 1,5 Prozent
- ab 2028: 2,0 Prozent

Elektrizitätslieferanten mit einem Referenzstromabsatz von weniger als 10 GWh pro Jahr sind von den Zielvorgaben befreit. Bei diesen Elektrizitätslieferanten wäre der Vollzugsaufwand im Verhältnis zu den zusätzlich erzielten Einsparungen unverhältnismässig hoch. Es sind keine genauen Angaben über die Anzahl der betroffenen Elektrizitätslieferanten verfügbar. Das BFE geht dennoch aufgrund der Meldepflicht im Rahmen der Stromkennzeichnung von über 250 Elektrizitätslieferanten mit einem Referenzstromabsatz von weniger als 10 GWh ab aus. Somit wird die Anzahl Elektrizitätslieferanten, die mit einer Absatzgrenze von 10 GWh zukünftig eine Zielvorgabe für die Einsparungen erhalten auf rund 350 bis 400 geschätzt. Die Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben dürften über 95 Prozent des Stromverbrauchs in der Schweiz abdecken. Das BFE berechnet den Referenzstromabsatz und legt die Zielvorgabe jedes Jahr bis zum 30. Juni für die einzelnen Elektrizitätslieferanten mit einem Referenzstromabsatz von 10 GWh oder mehr für das folgende Kalenderjahr fest (*Abs. 3*).

Zur Bestimmung des Referenzstromabsatzes und somit der Zielvorgabe werden die Stromlieferungen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nicht berücksichtigt, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 Prozent der Bruttowertschöpfung (Stromintensität) ausmachen und die Voraussetzungen für die Rückerstattung der Netzzuschlags (RNZ) gemäss Artikel 40 EnG einhalten (*Abs. 2 Bst. a*). Damit wird im Sinne des Gesetzgebers (Art. 46b Abs. 6 EnG) sichergestellt, dass Elektrizitätslieferanten keine Kosten auf einzelne stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher abwälzen. Insgesamt repräsentieren diese Endverbraucherinnen und Endverbraucher weniger als 5 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs der Schweiz. Da den Elektrizitätslieferanten nicht bekannt sein dürfte, welche von ihren Kunden die vorliegenden Anforderungen einhalten, wird das BFE betroffene Unternehmen im Rahmen der RNZ jährlich kontaktieren und sie aufzufordern, sich rechtzeitig bei ihren Elektrizitätslieferanten zu melden. Zudem erwägt das BFE, jährlich bis Ende Juni eine Liste der stromintensiven Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu publizieren, welche die Voraussetzung gemäss Buchstabe a einhalten. Stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher müssen der Publikation zustimmen. Im Falle, dass sie die Publikation ablehnen oder sich nicht rechtzeitig bei ihren Elektrizitätslieferanten melden, nehmen diese Unternehmen in Kauf, dass die Gestehungskosten der Effizienzsteigerungen auf ihren Stromkosten zusätzlich belastet werden.

Zusätzlich zu den Absatzmengen an stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher werden auch Stromlieferungen abgezogen, welche nach Artikel 14a Absatz 1 StromVG vom Netznutzungsentgelt befreit sind, d. h. für den Eigenverbrauch von Kraftwerken, für den Antrieb von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken sowie für Speicher ohne Endverbrauch (*Abs. 2 Bst. b*).

Endverbraucherinnen und Endverbraucher, welche nach Artikel 11 Absatz 2 StromVV von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen, können sich ihren Strom auf dem Markt beschaffen. Sie können ihren Strom auch bei mehreren Elektrizitätslieferanten beschaffen (i.e. strukturierte Beschaffung). Um eine einheitliche Regelung zu gewährleisten (unter anderem mit Stromkennzeichnungspflicht), ist derjenige Elektrizitätslieferant für Effizienzsteigerungen verantwortlich, bei dem der Messpunkt in der Bilanz zugeordnet ist. Der Referenzstromabsatz bezieht sich somit auf die effektive Lieferung des Elektrizitätslieferanten an den Endverbraucher oder die Endverbraucherin auf Basis der Messpunkte.

Art. 51b Anrechenbare Massnahmen

Die Effizienzsteigerungen erfolgen mit einem massnahmenbasierten Ansatz, vergleichbar mit dem heute bei den Zielvereinbarungen für Unternehmen im Rahmen der Umsetzung des EnG oder des Grossverbraucherartikels angewendeten Ansatzes. Massnahmen können die Effizienzsteigerungen sowohl durch den Ersatz, dem Retrofit als auch durch Betriebsoptimierung von Geräten, Anlagen, Fahrzeugen oder deren Komponenten erzielen. Dennoch begrenzen sie in keiner Weise den Stromabsatz von Elektrizitätslieferanten an Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Damit eine Massnahme zulässig ist und somit angerechnet werden kann, muss (*Abs. 1*):

- a. sie den besten verfügbaren Technologien entsprechen; es muss sich also um eine energieeffizientere Lösung handeln als eine branchenübliche Lösung. Die umgesetzten Massnahmen müssen immer eine zusätzliche Stromeinsparungen erzielen können (z. B. über eine optimale Regelung und Einstellung). Damit wird sichergestellt, dass die angerechneten Stromeinsparungen zusätzlich zu der natürlichen oder vorgeschriebenen Sanierung oder Betriebsoptimierung sind, welche auch ohne zusätzlichen Aufwand geschehen würden. Im Falle, dass die branchenübliche Lösung bereits der effizientesten Technologie entspricht, gilt diese Massnahmen als nicht anrechenbar; *und*
- b. ihre Stromeinsparungen plausibel und nachvollziehbar beziffert werden können; das Vorgehen zum Bestimmen der Stromeinsparungen kann auf einem messtechnischen oder auf einem rechnerischen Ansatz basieren.

Die durch die Massnahmen ausgelösten jährlichen Stromeinsparungen (d. h. die Differenz zwischen dem Stromverbrauch vor und nach der Umsetzung der Massnahme) werden über die typische Wirkungsdauer der jeweiligen Massnahmen errechnet (*Abs. 2*). Im Fall vom Ersatz von Anlagen oder Geräten ist die Wirkungsdauer deren übliche Lebensdauer.

Art. 51c Nicht anrechenbare Massnahmen

Nicht alle Massnahmen sind zum Erreichen der Zielvorgabe anrechenbar (*Abs. 3*). Nicht anrechenbar sind Massnahmen, die aufgrund einer rechtlichen Vorschrift des Bundes in der gleichen oder in einer ähnlichen Form umgesetzt werden müssen sowie die im Basismodul der MuKE 2014 vorgesehen sind (*Bst. a*). Ebenfalls nicht anrechenbar sind Massnahmen, für welche der Bund, ein Kanton oder eine Gemeinde Finanzhilfen ausgerichtet hat (*Bst. b*).

Der Stromabsatz bei stromintensiven Enderbraucherinnen und Endverbraucher welcher dem BFE fristgerecht gemeldet wurde wird für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt (*Art. 51a Abs. 2 Bst. a*). Folgerichtig sind Massnahmen bei ebendiesen Enderbraucherinnen und Endverbrauchern nicht anrechenbar (*Bst. c*). Massnahmen bei stromintensiven Enderbraucherinnen und Endverbraucher deren Stromabsatz für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes berücksichtigt wurde können dennoch angerechnet werden.

Grundsätzlich können Massnahmen bei Unternehmen, welche eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder einem Kanton abgeschlossen haben, umgesetzt werden. Dennoch können diese Massnahmen nur bei einem einzelnen Instrument angerechnet werden: entweder für die Erreichung der Zielvorgabe zu den Effizienzsteigerungen oder des in der Zielvereinbarung festgelegten Effizienzziels (*Bst. d*). Die Wirtschaftlichkeit der Massnahmen ist in dieser Hinsicht nicht relevant.

Nicht anrechenbar sind sodann Massnahmen, die nicht dauerhaft sind (*Bst. e*), oder solche, die auf eine reine Verhaltensänderung einer oder mehrerer Enderbraucherinnen und Endverbraucher zielen (*Bst. f*).

Zum Verhindern von Mitnahmeeffekten ist es erforderlich, dass Massnahmen, welche vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung umgesetzt wurden, nicht anrechenbar sind (mit Ausnahme von Massnahmen, welche von den Übergangsbestimmungen gemäss Artikel 80b betroffen sind).

Art. 51d Standardisierte Massnahmen

Standardisierte Massnahmen sind Massnahmen, die bei mehreren Endverbrauchern einheitlich umsetzbar sind. Es handelt sich somit um technologie- oder branchentypische Massnahmen, welche systematisch und in hoher Anzahl in der gleichen oder in einer sehr ähnlichen Form umgesetzt werden. Standardisierte Massnahmen werden vom BFE festgelegt und brauchen somit keine vorgängige Prüfung und Zulassung vom BFE, um an die Zielvorgabe angerechnet werden zu können.

Die Stromeinsparungen der jeweiligen standardisierten Massnahmen werden mittels eines vom Bund erstellten Einsparprotokolls ex ante berechnet, bzw. gemessen und nachgewiesen. Neben der Stromeinsparungsberechnung legt das Einsparprotokoll auch die technischen Anforderungen sowie die erforderlichen Nachweisunterlagen fest. Das BFE publiziert jährlich die Liste von gültigen standardisierten Massnahmen sowie die dazugehörigen Einsparprotokolle und passt diese bei Bedarf an. Einsparprotokolle, welche aufgrund einer Revision nicht mehr gültig sind, können für eine bestimmte Übergangsfrist für die Meldung der jeweiligen Massnahmen noch benutzt werden. Die Einzelheiten werden in einer Richtlinie zu den Effizienzsteigerungen festgelegt.

Art. 51e Nicht standardisierte Massnahmen

Im Gegensatz zu den standardisierten Massnahmen, unterliegen die nicht standardisierten Massnahmen einer vorgängigen Prüfung für die Anrechenbarkeit durch den Bund und müssen mindestens die Anforderungen gemäss Artikel 51b erfüllen. Für die Prüfung sind dem BFE mindestens folgende Dokumente einzureichen (*Abs. 1*):

- a. eine detaillierte Beschreibung der Massnahme, unter anderem
 - des Ist-Zustands; sowie
 - des Soll-Zustands, der sich an der besten verfügbaren Technologie orientiert (siehe Art. 51b Abs. 1 Bst. a);
- b. eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens, wie die Stromeinsparung gemessen oder berechnet wird (siehe Art. 51b Abs. 1 Bst. b).

Aufgrund von Unklarheiten und/oder unvollständiger Informationen bzw. Daten kann das BFE nach erfolgter Prüfung der eingereichten Dokumente eine nicht standardisierte Massnahme nur unter Auflagen und Bedingungen als anrechenbar erklären (*Abs. 2*). Allfällig kann das BFE eine nicht standardisierte Massnahme, welche die Anforderungen gemäss Artikel 51b nicht einhalten, ablehnen. Um die erzielten Stromeinsparungen nach der Umsetzung pflichtgemäss zu melden (siehe Art. 51f), legt das BFE ein entsprechendes Einsparprotokoll fest und stellt dies der Gesuchstellerin oder dem Gesuchsteller für die anrechenbare Massnahme zur Verfügung (*Abs. 3*). Die allfälligen Auflagen und Bedingungen sind in diesem auch zusammengefasst. Die Einsparprotokolle für nicht standardisierte Massnahmen werden nicht in jedem Fall veröffentlicht. Das BFE prüft nach dem Antrag von mehreren ähnlichen nicht standardisierte Massnahmen, ob diese in die Liste der standardisierten Massnahmen als solche aufgenommen werden können. Bei einer allfälligen Aufnahme wird das entsprechende Einsparprotokoll anschliessend als neue standardisierte Massnahme publiziert.

Der Antragsprozess auf Anrechenbarkeit für nicht standardisierte Massnahmen sowie allfällige Fristen werden in der Richtlinie zu den Effizienzsteigerungen festgelegt.

Art. 51f Meldepflicht und Zeitpunkt der Meldung

Die Elektrizitätslieferanten müssen dem BFE jährlich bis spätestens am 30. April mehrere Kennzahlen zu den Absatzmengen und Kosten des vergangenen Kalenderjahres melden. Unter anderem muss der Stromabsatz in kWh an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz im vergangenen Kalenderjahr gemeldet werden (*Bst. a*). Dabei ist die Menge des Stromabsatzes in der Grundversorgung (*Bst. b*) und an stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie Stromlieferungen, welche nach Artikel 14a Absatz 1 StromVG vom Netznutzungsentgelt befreit sind (*Bst. c*) separat auszuweisen. Weiter müssen die Kosten in Franken, die im vergangenen Kalenderjahr für die Umsetzung von Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz entstanden sind, gemeldet werden. Diese Kosten umfassen unter anderem die finanziellen Aufwendungen für administrative Arbeiten zur Umsetzung der Effizienzmassnahmen, die Kosten für flankierende Massnahmen (Kommunikation, Schulungen, Beratungen usw.) sowie mögliche Förderbeiträge für Effizienzmassnahmen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Diese Angaben dienen der Prüfung der Einhaltung von Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG und werden an die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) weitergeleitet.

Die Meldepflicht gilt auch für Elektrizitätslieferanten, welche einen Referenzstromabsatz bis zu 10 GWh nach Artikel 51a Absatz 1 haben. Bei der Meldung werden Daten vom BFE erhoben, unter anderem die Kontaktdaten (Name, Adresse, Telefonnummern und E-Mail-Adressen) der Elektrizitätslieferanten sowie deren Kontaktpersonen für die Effizienzsteigerungen. Das BFE stellt für die Meldung der obigen Kennzahlen und Kontaktdaten eine elektronische Übermittlungslösung zur Verfügung.

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:
 Änderung der Energieverordnung

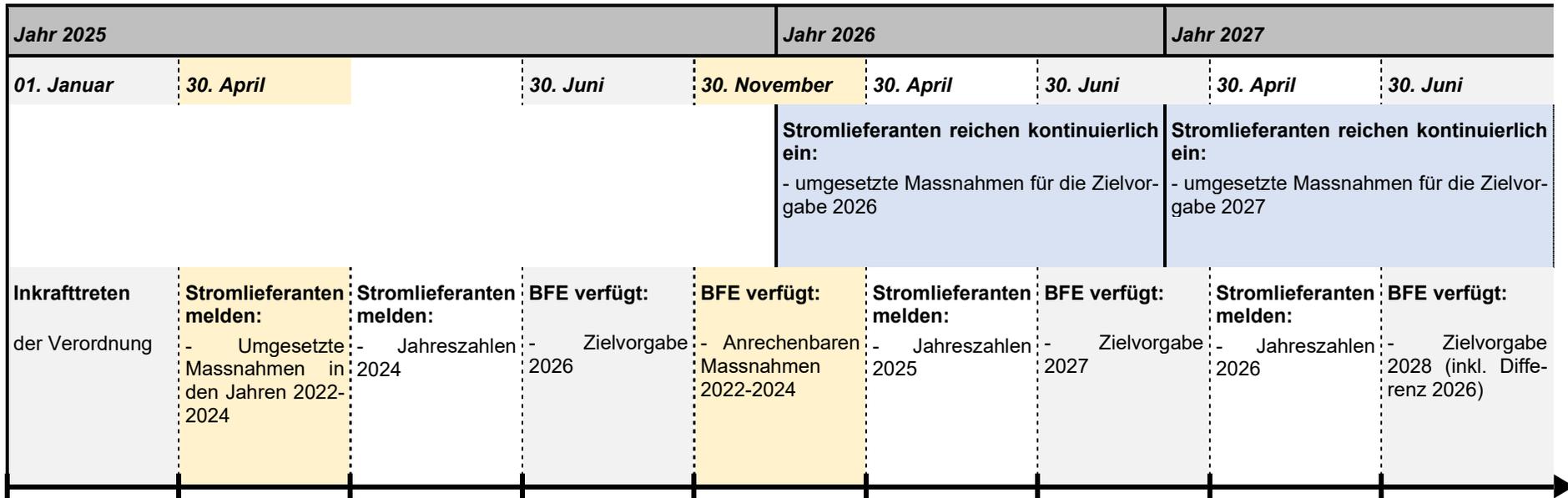


Abbildung 2: Zeitliche Darstellung des Meldungs- und Verfügungsprozesses

Art. 51g Erfüllung der Zielvorgabe

Die Elektrizitätslieferanten melden dem BFE die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen mittels Einsparprotokoll in dem Jahr, in dem sie sich diese an die Zielvorgabe anrechnen lassen wollen (*Abs. 1*, siehe Abbildung 2). Es sind keine Stichtage zur Meldung der Massnahmen vorgesehen und können dem BFE kontinuierlich eingereicht werden. Es besteht keine Pflicht, eine umgesetzte Massnahme unverzüglich nach deren Umsetzung dem BFE zu melden. Bei einer späteren Meldung - z.B. zwei Jahre nach Massnahmenumsetzung – wird die festgelegte Wirkungsdauer und somit die erzielten Stromeinsparungen der Massnahme nicht reduziert.

Die Umsetzung der Massnahmen und die Einhaltung der Anforderungen an die Massnahmen müssen durch Nachweisunterlagen belegt werden. Die Meldung muss somit insbesondere das vom BFE publizierte, korrekt und vollständig ausgefüllte Einsparprotokoll umfassen (*Bst. a*). Ebenfalls zu den Nachweisunterlagen gehören die im Einsparprotokoll festgelegten Angaben und Unterlagen welche die Stromeinsparung sowie das Datum der Umsetzung der Massnahme enthalten (*Bst. b*). Ein Teil der Nachweisunterlagen muss nur im Falle einer Kontrolle der Vollzugsbehörde übergeben werden. Das Einsparprotokoll legt diese Liste fest. Bei der Meldung der umgesetzten Massnahmen werden Daten vom BFE erhoben, unter anderem die Kontaktdaten (Name, Adresse, Telefonnummern und E-Mail-Adressen) der Elektrizitätslieferanten, der Endverbraucherinnen und Endverbraucher (Adresse) bei welchen die Massnahmen umgesetzt wurden sowie der Unternehmen (Name, UID und Sitz) welche die Massnahmen umgesetzt haben.

Erfüllen Elektrizitätslieferanten die Zielvorgabe nicht, müssen die zu wenig erzielten Stromeinsparungen für die übernächste Zielvorgabe zusätzlich erzielt werden. Dieser fehlende Teil muss innerhalb der folgenden drei Jahren zusätzlich erfüllt werden (*Art. 46b Abs. 4 EnG*). Übertreffen Elektrizitätslieferanten hingegen die Zielvorgabe, werden die zu viel erzielten Stromeinsparungen für die übernächste Zielvorgabe angerechnet (*Abs. 3*). Die folgende Tabelle 6 illustriert die beiden möglichen Fälle einer Zielverfehlung bzw. Zielübererfüllung.

	Fall A	Fall B
Zielvorgabe nach Referenzstromabsatz für Jahr J	100 GWh	100 GWh
Einsparungen nach gemeldeten Massnahmen für Jahr J	80 GWh	115 GWh
Zielvorgabe nach Referenzstromabsatz für Jahr J+2	105 GWh	105 GWh
Differenz zwischen Einsparungen und Zielvorgabe für Jahr J	-20 GWh	+15 GWh
Ausstehende zu erzielende Einsparungen für Jahr J+2	125 GWh	90 GWh

Tabelle 6: Beispiele Abschluss der Zielvorgabenperiode

Art. 51h Kontrollen

Das BFE kontrolliert auf geeignete Weise und in angemessenem Umfang, ob die gesetzlichen Anforderungen eingehalten werden (*Abs. 1*). Dazu kann es insbesondere Zugang zu Unterlagen und Informationen verlangen, die für die Kontrolle erforderlich sind (*Bst. a*) sowie Gebäude, Betriebe und sonstige Infrastrukturen während der üblichen Arbeitszeit betreten (*Bst. b*).

Ergibt eine Kontrolle, dass gemeldete Massnahmen die festgelegten technischen und rechtlichen Anforderungen nicht einhalten und somit dem Elektrizitätslieferanten nicht angerechnet werden können, werden die Stromeinsparungen nachträglich abgezogen (*Abs. 3*). Falls das Kalenderjahr, in dem die

nicht anrechenbare Massnahme gemeldet wurde, bereits abgeschlossen ist, müssen die Stromeinsparungen im folgenden Kalenderjahr zusätzlich erfüllt werden.

Gemäss Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG dürfen die Verteilnetzbetreiber Kosten aufgrund von Zielvorgaben zur Steigerung der Effizienz nach Artikel 46b EnG nur anteilmässig den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, belasten. Für die Einhaltung dieser Bestimmung kann die ElCom die Daten und Angaben zu den Lieferungen an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überprüfen (*Abs. 2*).

Die Kontrollprozesse sowie allfällige Fristen werden in der Richtlinie zu den Effizienzsteigerungen festgelegt.

Art. 51i Publikation

Das BFE publiziert jährlich die Anzahl der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben sowie die Summe aller Zielvorgaben (*Bst. a*). Weiter wird auch der Anteil der Elektrizitätslieferanten sowie deren umgesetzten Stromeinsparungen publiziert, welche ihre Zielvorgabe erreicht haben. Auf der anderen Seite publiziert das BFE den Anteil der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben, welche diese verfehlt haben, aufgeschlüsselt nach der Abweichung ihrer Zielvorgabe (*Bst. b*). Zusätzlich werden die Anzahl und die Art der umgesetzten Massnahmen sowie die dadurch realisierten Stromeinsparungen ebenfalls jährlich veröffentlicht (*Bst. c*). Schliesslich werden die durchschnittlichen Gestehungskosten (unter anderem für die Verwaltung, Meldung oder Beschaffung von Massnahmen) für die Umsetzung der Effizienzsteigerungen ausgewiesen (*Bst. d*). Weitere statistische Auswertungen nach zusätzlichen Kriterien wie beispielsweise die Sprachregion oder die Grösse der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben können ebenfalls vom BFE veröffentlicht werden. Dennoch bleiben alle publizierten Angaben anonym und kein Elektrizitätslieferant wird namentlich erwähnt. Es werden keine Personendaten vom BFE publiziert.

Art. 54 Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte

Die Anpassungen in Absatz 1 bezwecken eine präzisere Formulierung, welche eine bessere Übereinstimmung mit der aktuellen und bewährten Förderpraxis im Bereich der Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie -projekte bringen.

Neu wird explizit der Begriff der «Innovation» aufgeführt, der eine Kerneigenschaft von Pilot- und Demonstrationsprojekten darstellt, jedoch bisher nicht namentlich erwähnt wurde (*Abs. 1 Bst. a Ziff. 1*). In *Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 2* erfolgt eine Präzisierung betreffend die Eigenschaften eines Pilotprojektes (auch in Abgrenzung zu einem Demonstrationsprojekt); diese präzisere Umschreibung der Unterschiede wird künftig relevanter, da der revidierte Artikel 53 EnG eine höhere Förderquote für Pilotprojekte vorsieht.

In *Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 1* wird präzisiert, dass bei Demonstrationsanlagen und -projekten der Nachweis der Funktionstüchtigkeit in einem realen Massstab (d.h. in realer Grösse, wie später in der Praxis) im marktnahen Umfeld dienen muss. *Ziffer 2* enthält eine Präzisierung der Eigenschaften eines Demonstrationsprojektes, auch als Abgrenzung zu einem Pilotprojekt.

Absatz 2 betreffend Leuchtturmprojekte wird aufgrund der geringen Bedeutung aufgehoben.

Art. 61 Abs. 1 und 3

Die Anpassungen bezwecken eine präzisere Formulierung, welche eine bessere Übereinstimmung mit der aktuellen und bewährten Förderpraxis im Bereich der Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte bringen.

In *Absatz 1* wird eine Anpassung der Reihenfolge und Präzisierung der Hauptkriterien für Pilot- und Demonstrationsprojekte vorgenommen, so dass sich deren Vollzug vereinfacht (es können daraus einfacher Beurteilungskriterien für konkrete Gesuche abgeleitet werden) und diese kongruenter sind mit der aktuellen Energiepolitik und den jüngsten Revisionen des EnG:

- *Bst. a:* Es wird präzisiert, dass aus den Projekten ein konkreter Beitrag erwartet wird und dass die Energiepolitik unweigerlich auch die Klimapolitik miteinschliesst (Dekarbonisierung, CO₂-Abscheidung, Kreislaufwirtschaft usw.).
- *Bst. b:* Analog zu Artikel 54 Absatz 1 Ziffer 1 erfolgt eine Ergänzung zum Aspekt der Innovation und es wird präzisiert, dass Projekte üblicherweise Entwicklungs- und vor allem Erprobungsaktivitäten umfassen und dass sich aus den Projekten ein konkreter Erkenntnisgewinn ergibt (der Teil des vorgängig erwähnten Beitrages nach *Bst. a* ist).
- *Bst. c:* Es wird präzisiert, dass hier das Marktpotenzial der zu entwickelnden Technologie gemeint ist, die Erfolgswahrscheinlichkeit jedoch das Projekt selber umfasst (also z.B. die Kompetenzen der Projektanten oder die Vorgehensweise im Projekt).
- *Bst. d:* Es erfolgt eine Anpassung des Kriteriums, dass rein die Zugänglichkeit garantiert werden muss, aber nicht, dass die Projektanten gezwungen sind, die Ergebnisse auch aktiv zu verbreiten.
- *Bst. e:* Bereits jetzt ein wichtiger Aspekt im Vollzug und aufgrund des revidierten Artikel 53 EnG künftig noch relevanter ist, dass die Kosten des Projekts in einem angemessenen Verhältnis zu den Kriterien gemäss den Buchstaben a bis d des Projekts stehen.

In *Absatz 3* werden die Kriterien für die Bestimmung der Höhe der Finanzhilfe angepasst. Die bisherigen Kriterien haben sich als wenig praktikabel erwiesen (v.a. weil sich die Projekte diesbezüglich kaum unterscheiden). Neu soll primär das Verhältnis nach Absatz 1 Buchstabe e ausschlaggebend sein, weil es eine gesamtheitliche Betrachtung der Qualität ermöglicht und es eine Beurteilung der Vorgaben des revidierten Artikel 53 EnG erlaubt.

Art. 69a Abs. 2 Bst. f

Das BFE publiziert die Information zum nationalen Interesse, damit diese Information ebenfalls in Form von Geodaten zur Verfügung steht.

Art. 69b Räumliche Übersicht der Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen

Es ist von allgemeinem Interesse, eine räumliche Übersicht über sämtliche Anlagen zu haben, die in der Schweiz erneuerbare flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe, nicht erneuerbaren Wasserstoff, und emissionsarme Flugtreibstoffe herstellen. So kann insbesondere die Energieversorgung nachverfolgt werden. Ziel ist es, alle Produktionsanlagen zu erfassen, wodurch auch das Verhältnis der verschiedenen Energieträger ersichtlich wird. Analog zur räumlichen Übersicht für Elektrizitätsproduktionsanlagen gemäss Artikel 69a soll das BFE daher auch Daten für inländische Produktionsanlagen von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen sowie nicht erneuerbarem Wasserstoff in einer räumlichen Übersicht publizieren (Geodaten). Die räumliche Übersicht wird mindestens auf Basis eines minimalen Geodatenmodells erstellt, welches die Daten gemäss Abs. 2 Bst. a-e umfassen soll. Unter Buchstabe e ist die Warenbezeichnung gemäss Artikel 1 Absatz 1 Buchstabe a VHBT anzugeben. Die betroffenen Kreise sollen während der Ausarbeitungsphase des Datenmodells zu diesem konsultiert werden.

Art. 70 Sachüberschrift und Abs. 2

Für die Bearbeitung von Vollzugsdaten ist eine rechtliche Grundlage notwendig. Dies gilt sowohl für Personendaten als auch für Daten von juristischen Personen.

Verschiedene Stellen innerhalb des Bundes, namentlich das BFE, das BAFU, das BAZG und das BAZL, erhalten Zugang zu den Daten aus HKN-Datenbank für Brenn- und Treibstoffe der Vollzugsstelle zwecks Unterstützung und Vereinfachung des Vollzugs klimapolitischer Instrumente. Dadurch wird der Aufwand für die Betroffenen gesenkt, da sie keine zusätzlichen Informationen mehr liefern müssen. Diese Daten sollen auch dem BAZG für den Vollzug der Mineralölsteuergesetzgebung und den Kantonen für den Vollzug ihrer Aufgaben aus Artikel 45 EnG (Vorschriften der Kantone im Gebäudebereich) und Artikel 9 des CO₂-Gesetzes (Berichterstattung der Kantone über Massnahmen zur Verminderung

der CO₂-Emissionen bei Gebäuden) weitergeleitet werden. Die erhobenen Daten können auch für statistische Zwecke verwendet werden. Die Verwendung richtet sich nach Artikel 39 des Datenschutzgesetzes vom 25. September 2020 (DSG; SR 235.1) und Artikel 4 des Bundesstatistikgesetzes vom 9. Oktober 1992 (BstatG; SR 431.01).

Art. 77a Strafbestimmung

Die Bestimmungen zu Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten enthalten eine Strafbestimmung. Nach Artikel 70 Absatz 1 Buchstabe g EnG wird bestraft, wer der Meldepflicht nach Artikel 51f vorsätzlich nicht nachkommt oder zu den gemeldeten Massnahmen gemäss Artikel 51g vorsätzlich falsche Angaben macht.

Art. 80a Übergangsbestimmung zu den Herkunftsnachweisen für Brenn- und Treibstoffe

Das neue HKN-System soll die Clearingstelle der Gasbranche per 1. Januar 2025 ablösen. Die Daten aus der Clearingstelle müssen dafür in die HKN-Datenbank übertragen werden (*Abs. 1*). Aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen Produktion und Meldung der Mengen wird die Clearingstelle ihren Betrieb bis mindestens Ende Februar 2025 aufrecht erhalten und bis dahin die letzten Datenmeldungen basierend auf den Produktionsdaten von 2024 verarbeiten und anschliessend dem HKN-System melden. Für die bis 31. Dezember 2024 produzierten und bis am 28. Februar 2025 der Clearingstelle gemeldeten inländischen erneuerbaren Gasmengen¹⁵ stellt die Vollzugsstelle in ihrer Datenbank neue HKN aus (*Abs. 2*). Ebenfalls stellt sie für die von der Clearingstelle ab dem 1. April 2021 bis 31. Dezember 2024 dokumentierten ausländischen Zertifikate für erneuerbare Gase HKN aus (*Abs. 3*). Für ausländische Zertifikate erneuerbarer Gase, die bis zum 31. März 2021 dokumentiert wurden, stellt die Vollzugsstelle nur HKN aus, wenn die Eigentümer nachweisen, dass die ab dem 1. April 2021 geltenden ökologischen Anforderungen der Biogasgrundsätze der Branche¹⁶ eingehalten wurden (*Abs. 4*). Schliesslich stellt sie HKN aus für ausländische Zertifikate erneuerbarer Gase, die per 31. Dezember 2024 noch nicht in der Clearingstelle erfasst worden sind, deren zugrundeliegenden Stoffe aber zwischen dem 1. April 2021 und dem 31. Dezember 2024 produziert worden sind, wenn die Eigentümer nachweisen, dass die ab dem 1. April 2021 geltenden ökologischen Anforderungen der Biogasgrundsätze der Branche eingehalten wurden (*Abs. 5*).

Die ausgestellten HKN basierend auf ausländischen Zertifikaten erhalten eine Gültigkeit von 24 Monaten (ab dem 1.1.2025). Die HKN für die in der Schweiz produzierten Biogasmengen erhalten eine spezielle Gültigkeit von 60 Monaten (ab dem 1.1.2025). Diese unterschiedliche Behandlung rechtfertigt sich aus folgenden Gründen: Die ausländischen Biogaszertifikate unterlagen in der Vergangenheit keiner staatlichen Kontrolle, da es sich einzig um eine Übertragung von Zertifikaten ohne gleichzeitigen Import des Brenn- oder Treibstoffs handelt, während das Schweizer Biogas im Inland produziert wurde und im Auftrag des BAZG und unter dessen Aufsicht in der Clearingstelle ein- und ausgebucht wurde. Auf den neu ausgestellten HKN wird ersichtlich sein, dass die physische Menge mit dem HKN nicht importiert wurde. Der Hinweis, dass das Zertifikat aus der bestehenden Clearingstelle der Gasbranche übertragen wurde, wird ebenfalls auf dem neu ausgestellten HKN stehen.

Art. 80b Übergangsbestimmung zur Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Elektrizitätslieferanten nach Artikel 51a Absatz 1 können beim BFE bis zum 30. April 2025 für Massnahmen, welche sie ab dem 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2024 umgesetzt haben, die Anrechenbarkeit beantragen (*Abs. 1*, siehe Abbildung 2). Das BFE prüft im Anschluss die Anrechenbarkeit der eingereichten Massnahmen gemäss Artikel 51b und 51c. Nicht gemeldete, früher durchgeführte Massnahmen sind nicht anrechenbar. Werden die Massnahmen anrechenbar erklärt, so können die damit

¹⁵ Die in diesem Abschnitt verwendeten Bezeichnungen für erneuerbare Gase sind im Sinne von Artikel 19a MinöStV zu verstehen. Unter Biowasserstoff ist Wasserstoff aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern zu verstehen.

¹⁶ Biogas-Grundsätze (gazenergie.ch). Damit erfüllen die importierten Zertifikate ab dem 1. April 2021 vergleichbare Anforderungen wie Schweizer Biogas.

erreichten Stromeinsparungen bis längstens der dritten Zielvorgabe nach Inkrafttreten dieser Bestimmungen Erfüllung der Zielvorgaben angerechnet werden (*Abs. 2*). Diese Höhe der anrechenbaren Stromeinsparungen wird vom BFE bis zum 30. November 2024 verfügt. Massnahmen, welche 2025 umgesetzt werden können 2026 für die Anrechnung an die erste Zielvorgabe gemeldet werden.

Absatz 3 regelt die Übergangsbestimmung von Lieferverträgen welche vor Verabschiedung des Gesetzes Ende September 2023 mit Endverbraucher und Endverbraucherinnen abgeschlossen wurden. Die jährlichen Stromabsatzmengen von gültigen Lieferverträgen welche vor dem 1. Januar 2024 abgeschlossen wurden können dem BFE jährlich bis zum 30. April gemeldet werden. Diese werden für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes bis maximal 2027 nicht berücksichtigt. Elektrizitätslieferanten müssen dem BFE die entsprechenden Lieferungen im vergangenen Kalenderjahr bis jeweils zum 30. April melden. Das BFE stellt für die Meldung eine elektronische Übermittlungslösung zur Verfügung.

7. Erläuterungen zum Anhang

1. Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen vom 9. Mai 1990 (VMWG; SR 221.213.11)

Art. 6b Bezug von Elektrizität im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch

Da die Bestimmungen zur Abrechnung der externen und internen Kosten eines Zusammenschlusses neu in den Artikeln 16a und 16b der Energieverordnung geregelt werden, muss entsprechend der Verweis auf diese Artikel in Artikel 6b der VMWG angepasst werden.

2. Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008 (GeoIV; SR 510.620)

Anhang 1

Die Daten gemäss Artikel 69b stellen Geoinformationsdaten dar und sind im Anhang 1 der GeoIV aufzunehmen. Bei den in Artikel 69b genannten registrierten Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen handelt es sich um dieselben Anlagen wie in Artikel 4 VHBT.

3. Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611)

Das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe übernimmt Aufgaben bei den Meldungen gemäss Artikel 45e der MinöStV. Die E-EnV regelt die Aspekte in Bezug auf HKN. Die Änderungen der MinöStV regelt die steuerrelevanten Aspekte im Zusammenhang mit dem HKN-System.

Art. 2a Zusammenarbeit mit der Vollzugsstelle

Dieser Artikel stellt den notwendigen Datenaustausch zwischen der Steuerbehörde BAZG und der Vollzugsstelle für den Betrieb des HKN-Systems auf eine rechtliche Grundlage.

Art. 41 Abs. 1^{bis}

Bei vom BAZG bewilligten Herstellungsbetrieben von erneuerbaren Treibstoffen mit Steuererleichterung zur Stromerzeugung wird auf eine periodische Steueranmeldung verzichtet. Dieser Absatz bildet die gängige Praxis im Recht ab. Konkret sind diese von der Pflicht zur Abgabe einer Steueranmeldung befreit.

Art. 45e

Das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe übernimmt per 1. Januar 2025 die Aufgaben und Funktionen der Clearingstelle der Gasbranche gemäss Art. 45e MinöStV. Die Meldungen gemäss Artikel 45e MinöStV laufen deshalb neu nicht mehr über die Clearingstelle, sondern über das HKN-System (der Vollzugsstelle nach Art. 64 EnG). Zudem werden neu nicht nur die Hersteller von Biogas, Biowasserstoff oder synthetischem Gas¹⁷ verpflichtet, die hergestellten Mengen sowie die Steueranmeldung über das HKN-System dem BAZG zu melden, sondern auch die Hersteller von flüssigen erneuerbaren Treibstoffen. Sämtliche inländische Herstellung von erneuerbaren Treibstoffen wird also neu zuerst dem HKN-System gemeldet und dieses leitet anschliessend die notwendigen Daten ans BAZG weiter. Die Begriffe «Biogas, Biowasserstoff oder synthetisches Gas» werden deshalb ersetzt durch «erneuerbare Treibstoffe» (Abs. 2).

Der bisherige Artikel 45e MinöStV führt in Absatz 1 Buchstabe a die Richtlinie G13 des Schweizerischen Gas- und Wasserfaches auf, um sicherzustellen, dass nur Biogas in der Clearingstelle erfasst und geltend gemacht werden kann, das dieser Richtlinie und damit den Vorgaben der Gasbranche entspricht. Diese Bedingung war einseitig ein Bedürfnis des damaligen Clearingstellenbetreibers und kann weggelassen werden. Mit dem Ersatz der Clearingstelle durch das HKN-System für erneuerbare Treib- und Brennstoffe des UVEK kann nun auch diese Bedingung aufgehoben werden. Die Schweizerische Eidgenossenschaft kann die Bedingungen für die Erfassung in der Datenbank eigenständig und unabhängig von der Richtlinien G13 regeln.

Der neue Absatz 6 wurde aus der Vereinbarung der damaligen Oberzolldirektion (OZD; heute BAZG) mit der Clearingstelle übernommen. Er regelt die Pflichten der Vollzugsstelle in Bezug auf die Weiterleitung der gemeldeten Daten und den Umfang der Kontrollpflichten. Die Aufgaben der Vollzugsstelle im Bereich der Besteuerung werden nicht in der EnV oder der VHBT geregelt, da die gesetzliche Grundlage für diese Aufgaben nicht im EnG liegt.

4. Verordnung vom 22. November 2006 über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En; SR 730.05)

Anhang 4

Der Vollzug des HKN-Systems wird über Gebühren finanziert. Der rechtliche Rahmen ist durch die Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Art. 14b) gegeben: Die Vollzugsstelle erhebt für ihre Kosten im Vollzug des HKN-Wesens Gebühren nach Aufwand. Am einfachsten und verursachergerecht sind Gebühren pro Transaktion für Stoffe, die erfasst werden. Zu Beginn sollen neben den Registrierungsgebühren nur Gebühren für die Ausstellung bzw. den Import von HKN erhoben werden. Berechnungen haben gezeigt, dass ein Gebührenmaximum von 20 Rp./MWh für die Ausstellung bzw. den Import von HKN ausreicht. Für Anlagen, die schon im HKN-System für Elektrizität angemeldet sind, wird keine Gebühr für die Registrierung der Anlage erhoben. Weiter sollen Anlagen, die die HKN nicht veräussern (Verbrauch vor Ort), keine Gebühr für die Ausstellung von HKN bezahlen.

5. Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV; SR 730.010.1)

Art. 8 Abs. 1, Art. 9c und Anhang 1

In der Debatte zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament entschieden, auf die vollständige Strommarktöffnung zu verzichten. Dies bedeutet, dass gefangene Kunden wie Haushalte weiterhin keine freie Wahl des Stromanbieters haben. Bezüglich

¹⁷ Die in diesem Abschnitt verwendeten Bezeichnungen für erneuerbare Gase sind im Sinne von Art. 19a MinöStV zu verstehen. Unter Biowasserstoff ist Wasserstoff aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern zu verstehen.

Stromkennzeichnung bedeutet dies, dass diese Kunden nur zwischen den angebotenen Produkten des lokalen Lieferanten wählen können.

Die Stromkennzeichnung dient der Transparenz gegenüber den Endkunden. Gemäss geltender HKSV muss die Stromkennzeichnung einmal pro Jahr mit der Rechnung versandt werden und die Zusammensetzung des Stroms muss minimal entsprechend den Tabellen im Anhang der HKSV dargestellt werden. Diese tabellarische Darstellung wurde vor mehr als 15 Jahren eingeführt und entspricht nicht mehr einer zeitgemässen Kommunikation gegenüber Endkunden. Sie soll deshalb angepasst werden. Neu soll zwingend der Vergleich des bestellten Produkts mit dem Lieferantenmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens grafisch ansprechend dargestellt werden. Bisher machen nur wenige Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein eigentliches Marketing für die Produkte bzw. das Marketing erfolgt über Kundenbroschüren oder das Internet, aber nicht auf der Rechnung. Im Sinne der Transparenz soll aber gerade auf der Rechnung klar ersichtlich sein, welches Produkt die Kundin bzw. der Kunde bezieht. Neu soll deshalb mit der Rechnung ein grafischer Vergleich des gewählten Produkts mit dem Lieferantenmix erfolgen.

Weiter sollen neu Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ sowie zu der Menge anfallender radioaktiver Abfälle gemäss HKN ausgewiesen werden.

6. Verordnung vom 19. Oktober 1988 über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV; SR 814.011)

Art. 22 Abs. 1

Für die Erstellung von bestimmten Typen UVP-pflichtiger Anlagen werden Bundessubventionen ausgerichtet. Darunter fallen auch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, die jeweils einzeln gewährt werden; pauschale Subventionierungen mittels Programmvereinbarungen wie dies z.B. nach Artikel 18d NHG für den Unterhalt von Biotopen der Fall ist, sind bei diesen Anlagen nicht vorgesehen¹⁸.

Nach Artikel 22 UVPV muss die zuständige Behörde des Kantons bei solchen einzelnen Projekten UVP-pflichtiger Anlagen die Subventionsbehörde des Bundes in die Entscheidungsfindung einbeziehen, welche ihrerseits das BAFU anzuhören hat, bevor sie den Gesuchstellenden die Subventionen in Aussicht stellt. Eine vertiefte Prüfung mit Anhörung des BAFU ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn die zu diesem Zeitpunkt bestehenden Projektunterlagen hinreichend Auskunft über die Umweltauswirkungen des geplanten Vorhabens geben. Bei Windkraftanlagen (Nr. 21.8 Anhang UVPV) gelangen die Projektanten sehr früh und vor Einleitung des kantonalen Bewilligungsverfahrens an die Subventionsbehörde (vgl. Art. 87d Abs. 2 EnFV). In diesem Zeitpunkt liegen im Hinblick auf eine umweltrechtliche Beurteilung durch das BAFU nur ungenügende Informationen vor. Eine Anhörung des BAFU macht bei solchen Verfahren deshalb keinen Sinn. Bei den anderen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen, Geothermieanlagen, Fotovoltaikanlagen inkl. alpine Fotovoltaikanlagen [Nrn. 21.2a, 21.3b, 21.4 und 21.9 Anhang UVPV]), müssen die Projektanten erst nach Vorliegen einer rechtskräftigen Baubewilligung im Hinblick auf eine Zusage für Subventionen an das BFE gelangen (vgl. Art. 46i Abs. 2, 53 Abs. 2, 74 Abs. 2, 87r Abs. 3 EnFV). Hier ist eine Koordination der Zusage der Bundessubvention in Bezug auf den Entscheid der kantonalen Bewilligungsbehörde gar nicht mehr möglich. Entsprechend ist in der Verordnung klarzustellen, dass Artikel 22 UVPV auf Verfahren solcher Anlagen keine Anwendung findet. Bei den Wasserkraftanlagen über 3 MW installierter Leistung (erst ab dieser Grösse besteht bei Wasserkraftanlagen die UVP-Pflicht) findet nach Artikel 12 Absatz 3 UVPV i.V.m. Nr. 21.3b Anhang UVPV ohnehin eine Anhörung des BAFU statt. Daran wird sich mit der Anpassung von Artikel 22 UVPV nichts ändern. Der erste Satz von Absatz 1 wird mit der entsprechenden Ausnahme für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ergänzt und neu strukturiert.

¹⁸ Bei Programmvereinbarungen finanziert der Bund Vorhaben der Kantone mittels Globalsubventionen.

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:
Änderung der Energieverordnung

Aus systematischen Gründen werden die Sätze zwei und drei von Absatz 1 in einen neuen Absatz 1^{bis} verschoben.